

1

2

Republica de Colombia

3



4

5



6

**REPÚBLICA DE COLOMBIA**

7

8

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

9

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA**

10

**ANEXO 1**

11

**DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO**

12

13

**CONVOCATORIA PÚBLICA**

14

**UPME - 02 – 2003**

15

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS  
SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA  
DE TRANSMISIÓN DE 500 kV CIRCUITO SENCILLO BOLÍVAR-COPEY-OCAÑA-  
PRIMAVERA Y OBRAS ASOCIADAS (EL PROYECTO)**

19

20

21

**Bogotá, D.C., 22 de Agosto de 2003**

1

**ANEXO 1**

2

**DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO**

3

**CONVOCATORIA PÚBLICA**

4

**UPME - 02 – 2003**

5

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS**

6

**SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA**

7

**DE TRANSMISIÓN DE 500 kV CIRCUITO SENCILLO BOLÍVAR-COPEY-OCAÑA-**

8

**PRIMAVERA Y OBRAS ASOCIADAS**

9

**(EL PROYECTO)**

10

11

1

2

3

## ÍNDICE

4	<b><u>1</u></b>	<b><u>CONSIDERACIONES GENERALES</u></b>	<b>4</b>
5	<b><u>2</u></b>	<b><u>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</u></b>	<b>5</b>
6	<b>2.1</b>	<b>LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 KV:</b>	<b>5</b>
7	<b>2.2</b>	<b>LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 KV:</b>	<b>5</b>
8	<b>2.3</b>	<b>COMPENSACIÓN REACTIVA</b>	<b>6</b>
9	2.3.1	MAGNITUD DE LA COMPENSACIÓN	6
10	2.3.2	MANIOBRABILIDAD	6
11	<b>2.4</b>	<b>BAHÍAS DE LÍNEA EN LAS SUBESTACIONES</b>	<b>7</b>
12	<b>2.5</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES</b>	<b>8</b>
13	2.5.1	INFORMACIÓN BÁSICA	8
14	2.5.2	NIVELES DE CORTO CIRCUITO	8
15	2.5.3	SUBESTACIÓN BOLÍVAR	9
16	2.5.4	SUBESTACIÓN COPEY	10
17	2.5.5	SUBESTACIÓN OCAÑA	10
18	2.5.6	SUBESTACIÓN VALLEDUPAR	11
19	2.5.7	SUBESTACIÓN PRIMAVERA	11
20	<b>2.6</b>	<b>TRANSFORMADORES Y MÓDULOS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>12</b>
21	<b><u>2.7</u></b>	<b><u>ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN</u></b>	<b>12</b>
22	2.7.1	LÍNEAS	13
23	2.7.2	TRANSFORMADORES	14
24	2.7.3	REACTORES	16
25	<b>2.8</b>	<b>PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>16</b>
26	<b><u>3</u></b>	<b><u>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN</u></b>	<b>17</b>
27	<b><u>4</u></b>	<b><u>MAPA DE LOCALIZACIÓN GENERAL DEL PROYECTO.</u></b>	<b>17</b>
28	<b><u>5</u></b>	<b><u>DIAGRAMA UNIFILAR</u></b>	<b>19</b>

29

1

## ANEXO I

2

3

### DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

4

5

### CONVOCATORIA PÚBLICA

6

UPME - 02 – 2003

7

8 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS**  
9 **SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA**  
10 **DE TRANSMISIÓN DE 500 kV CIRCUITO SENCILLO BOLÍVAR-COPEY-OCAÑA-**  
11 **PRIMAVERA Y OBRAS ASOCIADAS (EL PROYECTO)**

12

13

#### 14 **1 CONSIDERACIONES GENERALES**

15 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas  
16 en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los documentos de selección  
17 de la **Convocatoria Pública UPME 02 de 2003**.

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

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

1 El **Proyecto** deberá entrar en operación a más tardar el 1 de octubre de 2007. Las características  
2 técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requerimientos establecidos en este  
3 documento, en el **Código de Redes** de la **CREG** y sus modificaciones anteriores y posteriores. La  
4 adopción de normas específicas para cada equipo o instalación deberá ser tal que con su aplicación  
5 no se incumpla en ningún caso el **Código de Redes** ni los reglamentos técnicos que expida el  
6 Ministerio de Minas y Energía, **MME**.

7

## 8 2 Descripción del Proyecto

9

### 10 2.1 Líneas de transmisión a 500 kV:

<b>Líneas a 500 kV</b>	<b>Tipo</b>	<b>Longitud Aproximada Línea Km</b>
Bolívar-Copey	Circuito Sencillo	175
Copey-Ocaña	Circuito Sencillo	242
Ocaña-Primavera	Circuito Sencillo	241

### 11 2.2 Líneas de transmisión a 220 kV:

<b>Líneas a 220 kV.</b>	<b>Tipo</b>	<b>Longitud Aproxima da Km</b>
Copey-Valledupar	Circuito Sencillo	99
Sabanalarga-Bolívar-Tenera (2)	Circuito doble	6
Sabanalarga-Bolívar-Cartagena (1)	Circuito doble	6

12 (1) Tramos necesarios para reconfigurar la línea existente Sabanalarga - Cartagena en  
13 Sabanalarga – Bolívar - Cartagena.

14 (2) Tramos necesarios para reconfigurar uno de los circuitos de la línea existente  
15 Sabanalarga - Tenera en Sabanalarga – Bolívar - Tenera.

## 1 2.3 Compensación reactiva

2 Cada tramo de la línea Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera se deberá compensar en los dos  
3 extremos con equipos de compensación de idénticas magnitudes en cada extremo en forma tal que  
4 se cumplan las condiciones que se indican a continuación. La compensación reactiva – inductiva  
5 que se instale en las obras de esta Convocatoria pueden hacerse en la propia línea o en los  
6 devanados de los terciarios de los transformadores.

### 7 2.3.1 Magnitud de la compensación

8 En los extremos de cada tramo, se deberán instalar reactores de tal magnitud, en MVAR a voltaje  
9 nominal, que la carga capacitiva del tramo respectivo, calculada con el modelo de línea larga,  
10 menos la capacidad total de compensación asociada con dicho tramo esté entre los límites indicados  
11 a continuación.

12

Tramo	Reactivos Tramo Menos Compensación	
	Máximo MVAR	Mínimo MVAR
Bolívar-Copey	85	76
Copey-Ocaña	66	53
Ocaña-Primavera	65	52

13

### 14 2.3.2 Maniobrabilidad

15 El reactor de línea que se instale en el extremo Copey de la línea Copey – Ocaña y el reactor que se  
16 instale en el extremo Primavera de la línea Ocaña - Primavera deberán ser maniobrables, es decir,  
17 desconectables mediante interruptor bajo carga adecuado para manejar las corrientes de tal reactor.  
18 Los demás reactores de línea podrán ser fijos. No obstante lo anterior, el Adjudicatario, según su  
19 criterio, podrá instalar reactores maniobrables en los sitios donde aquí se hayan especificado como  
20 fijos. La capacidad de corto circuito de los interruptores de los reactores maniobrables no deberá ser  
21 inferior a 40 kA.

1 El **Adjudicatario** deberá tomar las medidas necesarias para garantizar que el recierre monopolar  
2 sea exitoso, en términos de la extinción del arco secundario.

3 El **Adjudicatario** deberá verificar la coordinación de aislamiento de línea y subestación teniendo en  
4 cuenta los máximos sobrevoltajes que puedan presentarse en la línea o sus extremos desconectados  
5 del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de los equipos no  
6 excederá el 1.05 p.u. del voltaje nominal.

Línea	Extremo Maniobrable
Copey – Ocaña	Copey
Ocaña – Primavera	Primavera

7

#### 8 **2.4 Bahías de línea en las subestaciones**

9 La siguiente tabla presenta las bahías de línea comprendidas dentro de este **Proyecto**, tanto a 220 -  
10 230 kV como a 500 kV.

Subestación	No. Bahías 220 – 230 kV	No. Bahías 500kV
Bolívar	4	1
Copey	1	2
Valledupar	1	0
Ocaña	0	2

11 Adicionalmente, en Bolívar se deberá prever espacio para futuras bahías de línea o transformador,  
12 así:

- 13 • Dos (2) bahías de línea o transformación a 500 kV
- 14 • Tres (3) bahías de línea o transformación a 220 kV
- 15 • Una (1) bahía de seccionamiento de barra a 220 kV

16

## 1 2.5 Descripción de las subestaciones

2 A continuación se hace una descripción de las subestaciones. En el Cuarto de Datos físico se  
3 incluyen los planos disponibles de las subestaciones existentes:

4

### 5 2.5.1 Información básica

6

Subestaciones	Subestación Existente	Propietario	Configuración
Bolívar 500 kV	No	Adjudicatario	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA
Bolívar 220 kV	No	Adjudicatario	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA
Copey 500 kV	No	Adjudicatario	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA
Copey 220 kV	Si	TRANSELCA	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA
Valledupar 220 kV	Si	TRANSELCA	ANILLO
Ocaña 500 kV	No	Adjudicatario	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA
Ocaña 230 kV	Si	ISA	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA
Primavera 500 kV	No	Adjudicatario	DOBLE BARRA + TRANSFERENCIA

7

### 8 2.5.2 Niveles de corto circuito

9 Los cálculos y valoraciones que realice el **Adjudicatario** deberán estar basados en sus propias  
10 consideraciones y proyecciones para la vida estimada del **Proyecto**.

1 La capacidad de corto circuito de los equipos que se instalarán dentro del objeto de la presente  
2 **Convocatoria Pública** no deberá ser inferior a 40 kA en las instalaciones nuevas de 34.5, 220, 230  
3 y 500 kV.

4

### 5 **2.5.3 Subestación Bolívar**

6 Esta subestación se construirá tanto a 500 kV como a 220 kV. El **Adjudicatario** deberá definir el  
7 sitio de esta nueva subestación en un lugar ubicado dentro del área sombreada mostrada en el mapa  
8 de localización No. 01 incluido al final de este documento.

9 La configuración que se propone para esta subestación es:

- 10 1. Doble barra, más transferencia al nivel de 500 kV. (Una bahía de línea, una bahía de  
11 transformación y una bahía de acople de barras)
- 12 2. Doble barra, más transferencia al nivel de 220 kV. (Cuatro bahías de línea, una bahía  
13 de transformación y una bahía de acople de barras)

### 14 **NOTA:**

15 Para efecto del área del lote se preverán espacios no-equipados para:

- 16 ✓ Dos (2) bahías de línea o transformación a 500 kV.  
17 ✓ Tres (3) bahías de línea o transformación  
18 ✓ Una (1) bahía de seccionamiento de barras a 220 kV.

19 El diagrama unifilar propuesto para la subestación Bolívar puede observarse en la figura 1.

20 El Adjudicatario deberá colocar la malla de cerramiento de la subestación tal que comprenda los  
21 espacios para las ampliaciones futuras aquí solicitados. Así mismo, deberá dejar claramente  
22 definidos y demarcados, sobre la malla de tierra que instale, los puntos de conexión de la malla de  
23 tierra futura con la malla que se instale en esta Convocatoria y los puntos de conexión con la  
24 estructura metálica que se construya como parte del alcance de esta Convocatoria. En los espacios  
25 para ampliaciones futuras no se permite la construcción o instalación de estructuras, torres o

1 cualquier otro tipo de obstáculo que impida a quien construya obras de ampliación en el futuro  
2 ejecutar las mismas. Estos espacios deberán quedar libres de todo obstáculo.

3

#### 4 **2.5.4 Subestación Copey**

5 La subestación es existente a 220 kV; es propiedad de Transelca S.A. E.S.P. Está ubicada en el  
6 municipio el Copey del departamento del Cesar y su configuración es barra principal y  
7 transferencia.

8 El Adjudicatario, de acuerdo con su diseño, deberá hacer el dimensionamiento de espacios y  
9 confirmar si el espacio no ocupado en el lote de la subestación existente es suficiente para la  
10 ampliación del Proyecto. El Adjudicatario es, en últimas, el que, según su diseño, seleccione y  
11 adquiera el lote para la ampliación de esta subestación.

12 La configuración propuesta para esta subestación es:

- 13 1. Doble barra mas transferencia al nivel de 500 kV. (Dos bahías de línea, una bahía de  
14 transformación y una bahía de acople de barras)
- 15 2. Ampliación de la subestación a 220 kV para una bahía de línea y una bahía de  
16 transformación.

17 El Diagrama Unifilar de la Subestación Copey puede observarse en la figura 2.

18

#### 19 **2.5.5 Subestación Ocaña**

20 La subestación Ocaña existente, a 230 kV, propiedad de ISA, ubicada en el municipio de Ocaña,  
21 departamento de Norte de Santander.

22 La configuración que se propone para esta subestación es:

- 23 1. Doble barra, mas transferencia al nivel de 500 kV. (Dos bahías de línea, una bahía de  
24 transformación y una bahía de acople de barras)
- 25 2. Ampliación de la subestación a 230 kV. para una bahía de transformación.

1 El Adjudicatario, de acuerdo con su diseño, deberá hacer el dimensionamiento de espacios y  
2 confirmar si el espacio no ocupado en el lote de la subestación existente es suficiente para la  
3 ampliación del Proyecto. El Adjudicatario es, en últimas, el que, según su diseño, seleccione y  
4 adquiera el lote para la ampliación de esta subestación.

5 El diagrama unifilar de esta subestación, puede observarse en la figura 4.

6

### 7 **2.5.6 Subestación Valledupar**

8 La subestación es existente a 220 kV, propiedad de Transelca, ubicada en la ciudad de Valledupar  
9 capital del departamento del Cesar y posee configuración anillo, tal como se muestra en el diagrama  
10 unifilar de la figura 3.

11 La obra por ejecutar comprende la ampliación de la subestación a 220 kV en una bahía de línea a  
12 220 kV.

13 El Adjudicatario, de acuerdo con su diseño, deberá hacer el dimensionamiento de espacios y  
14 confirmar si el espacio no ocupado en el lote de la subestación existente es suficiente para la  
15 ampliación del Proyecto. El Adjudicatario es, en últimas, el que, según su diseño, seleccione y  
16 adquiera el lote para la ampliación de esta subestación.

17

### 18 **2.5.7 Subestación Primavera**

19 La subestación existente a 230 kV es propiedad de ISA, ubicada en el municipio de Cimitarra del  
20 departamento de Santander. La construcción de la ampliación requerida está a cargo del  
21 Adjudicatario de la Convocatoria UPME-01. El Adjudicatario de la presente Convocatoria deberá  
22 suministrar el reactor de línea de la línea Ocaña – Primavera en el extremo Primavera y los equipos  
23 de maniobra, protección y control asociados con éste. El Adjudicatario de la Convocatoria  
24 UPME.01 deberá prever el espacio para la instalación de estos equipos en la Subestación Primavera.

25 A título informativo, se describe a continuación la característica de esta subestación:

1 La topología de la Subestación Primavera estará conformada por el patio de 230 kV existente y el  
2 patio de 500 kV nuevo, ejecutado de la siguiente manera:

3 1. En el patio de 500 kV la subestación será de configuración Doble Barra más Transferencia,  
4 para servir cuatro (4) bahías de línea, una (1) bahía de transformación, tres (3) bahías de  
5 compensación de línea y una (1) bahía de acople de barras.

6 2. En el patio de 230 kV el **Adjudicatario** deberá ampliar la Subestación existente en un  
7 diámetro incompleto más un servicio para un transformador o un banco de  
8 autotransformadores 230/500 kV.

## 9 **2.6 Transformadores y módulos de transformación**

10 La siguiente tabla presenta los transformadores 500/220 o 230 kV, con sus respectivos módulos de  
11 conexión en las subestaciones que hacen parte de este **Proyecto**:

<b>Subestación</b>	<b>MVA (1)</b>	<b>No. de Módulos 220-230 kV</b>	<b>No. de Módulos 500 kV</b>
Bolívar	3x150	1	1
Copey	3x120	1	1
Ocaña	3x120	1	1

12 La capacidad del terciario debe ser como mínimo un tercio de la capacidad de los otros dos  
13 devanados

14

## 15 **2.7 Especificaciones de diseño y construcción**

16 Las especificaciones de diseño y construcción que deben cumplirse para la ejecución del **Proyecto**,  
17 son las establecidas en el **Código de Redes** (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones).

18 Adicionalmente, deben considerarse las siguientes especificaciones:

## 1 2.7.1 Líneas

- 2 • Las longitudes establecidas en este documento, son de referencia y están basadas en  
3 estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el  
4 **Adjudicatario** deberán estar basados en sus propias consideraciones.
- 5 • La capacidad de transporte para las líneas de 500 kV no deberá ser inferior a 1650 MVA,  
6 determinada como el límite térmico de los conductores escogidos por el **Adjudicatario**,  
7 calculado con el conductor a 75° C, temperatura ambiente de 40° C, viento de 0.61 m/s,  
8 radiación solar de 1043 w/m<sup>2</sup>, coeficientes de absorción y emisividad de 0.5 y a voltaje  
9 nominal.
- 10 • La capacidad de transporte de las líneas a 220/230 kV, reconfiguradas debe ser igual o  
11 superior a la de las líneas existentes originales.
- 12 • Las estructuras para las diferentes líneas deberán ser autosoportadas y no deberán requerir  
13 para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Adjudicatario podrá  
14 hacer uso de estos recursos para su montaje perose requiere que estas estructuras puedan ser  
15 montadas sin el concurso de estos recursos.
- 16 • Para la línea Copey - Valledupar 220 kV el conductor de fase empleado deberá tener un  
17 valor máximo de resistencia DC a 20° C de 0.0719 Ohm/km.
- 18 • La configuración elegida por el **Adjudicatario** para la línea nueva a 500 kV deberá ser en  
19 haz de 2 ó 3 ó 4 subconductores, con una separación, entre los subconductores del haz, de  
20 457 mm (18 pulgadas).
- 21 • Los valores de resistencia D.C. por subconductor a 20° C no podrán ser superiores a los  
22 valores indicados a continuación:

23

No. de Conductores por Fase	Máxima resistencia D.C a 20 C [Ohm/km]
2	0.0380
3	0.0675
4	0.1020

24

1 La verificación de estos límites será responsabilidad del **Adjudicatario**. El interventor  
2 supervisará que el diseño realizado por el **Adjudicatario** cumpla con las normas técnicas  
3 aplicables y con estos valores máximos.

4 • Los conductores seleccionados deberán cumplir con los criterios de radio interferencia en  
5 buen tiempo establecidos en el anexo CC1 del **Código de Redes**, resolución CREG 098 de  
6 2000. Los valores de radio interferencia no deberán exceder los establecidos, para una  
7 probabilidad por lo menos del 50%.

8 • Las líneas Bolívar-Copey, Copey-Ocaña y Ocaña-Primavera a 500 kV deberán tener  
9 transposición completa de fases. Por transposición completa se entiende la división de la  
10 línea en cuatro tramos con longitudes aproximadas así: el primer tramo con longitud de 1/6  
11 de la longitud total de la línea; el segundo tramo, a continuación del primero, con una  
12 longitud aproximada de 2/6 de la longitud total de la línea; el tercer tramo, a continuación  
13 del segundo, con una longitud de 2/6 de la longitud total de la línea y el cuarto tramo, a  
14 continuación del tercero con una longitud aproximada de 1/6 de la longitud total de la línea.  
15 en cada uno de los cuales las fases cambiaran de posición física de tal manera que cada fase  
16 ocupe la posición que inicialmente tiene cada una de las dos restantes fases, finalizando, en  
17 el último tramo, con una posición de las fases igual a la que tenían en el tramo inicial . Esta  
18 transposición de fases se podrá hacer bien utilizando estructuras especiales que permitan  
19 trasponer las fases en ellas o bien mediante trasposiciones utilizando juegos de cadenas de  
20 aisladores.

21

## 22 **2.7.2 Transformadores**

23 Los transformadores o autotransformadores deberán ser tridevanados compuestos por tres (3)  
24 unidades monofásicas así:

25 a. Subestación Bolívar: 500/220/34.5 kV, 3x150 MVA

26 b. Subestación Copey: 500/220/34.5 kV, 3x120 MVA

27 c. Subestación. Ocaña: 500/230/34.5 kV, 3x120 MVA

1 Se exige que los transformadores se dispongan con terciario. En todos los casos la capacidad del  
2 terciario deberá ser como mínimo un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos (2)  
3 devanados. Los valores especificados de MVA corresponden a la potencia nominal máxima ó  
4 potencia nominal en la máxima etapa de enfriamiento.

- 5
- 6 • El **Adjudicatario** suministrará unidades monofásicas para repuesto así: 1x150 MVA a  
7 500/220/34.5 kV en la Subestación Bolívar, 1x120 MVA a 500/220/34.5 kV en la  
8 Subestación Copey y 1x120 MVA a 500/230/34.5 kV en la Subestación Ocaña.  
9 Alternativamente, a juicio del **Adjudicatario**, se podrá tener una sola unidad de repuesto  
10 para las subestaciones Copey y Ocaña de 1x120 MVA a 500/220-230/34.5 kV, siempre y  
11 cuando todas las unidades monofásicas de estas Subestaciones sean idénticas y se satisfagan  
12 las relaciones máximas y mínimas para los cambiadores de tomas que se indican adelante.
  - 13 • El grupo de conexión de los mismos deberá ser Yn-yn-d ó Yn, a0, d
  - 14 • Deberán estar dotados de cambiadores de tomas automáticos bajo carga con un total de 21  
15 pasos de 1.25% cada uno, con la posición No.1 para la mínima relación, la No. 13 para la  
16 relación nominal y la No 21 para la máxima relación.
  - 17 • Los transformadores o autotransformadores deberán tener una impedancia entre los  
18 devanados de 500 y 220 o 230 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, no  
19 inferior a 11% y no superior a 12.5% sobre la base de la potencia nominal máxima y  
20 voltajes nominales.
  - 21 • Cada uno de los transformadores o autotransformadores monofásicos, considerando sus  
22 devanados de 500 y 230 o 220 kV, de acuerdo a los protocolos de prueba en fábrica  
23 respectivos, deberán tener pérdidas en el cobre a corriente nominal, 75° C, con relación de  
24 transformación y frecuencia nominales e incluyendo la potencia del sistema de refrigeración  
25 (prueba de corto circuito) y en el hierro a voltaje de 1.1 p.u. en el lado de 500 kV (prueba de  
26 circuito abierto o de vacío) iguales o inferiores a las siguientes:

Capacidad MVA	Pérdidas kW	
	En el hierro	En el Cobre
120	80	193
150	90	222

1 Si para cualquiera de los valores de pérdidas establecidos, el resultado del protocolo de pruebas  
2 presenta un aumento mayor al 15% de los valores antes especificados, será causal para no aceptar  
3 el transformador o autotransformador correspondiente.

4

### 5 **2.7.3 Reactores**

- 6 • La capacidad definitiva y ubicación de cada uno de los reactores serán determinadas por el  
7 **Adjudicatario**, de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.3 del presente anexo y ajustada  
8 por él al diseño de las líneas. Los cálculos respectivos deberán contar con la aprobación del  
9 **Interventor**.
- 10 • La cantidad y especificación de los reactores de repuesto serán definidos por el  
11 Adjudicatario y deberá contar con la aprobación del Interventor.
- 12 • Los reactores, de acuerdo con los protocolos de prueba en fábrica respectivos, deberán tener  
13 pérdidas a tensión y corriente nominal iguales o inferiores a 3 kW por cada MVA de  
14 capacidad.

15 Si para el valor de pérdidas establecido, el resultado del protocolo de pruebas presenta un aumento  
16 mayor al 15% del valor antes especificado, no se aceptará el reactor correspondiente.

17

### 18 **2.8 Puntos de Conexión del Proyecto**

19 El **Proyecto** tiene puntos de conexión así:

20 Con Transelca a 220 kV uno (1) por el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea de doble  
21 circuito Sabanalarga – Ternera a 220 kV

22 Con Transelca a 220 kV uno (1) en la subestación Copey a 220 kV derivado de la conexión de la  
23 línea Copey – Valledupar

24 Con Transelca uno (1) en la subestación Copey por la conexión del transformador 500/220/34.5 kV

1 Con Transelca uno (1) en la subestación Valledupar a 220 kV por la conexión de la línea Copey -  
2 Valledupar.

3 Con ISA a 220 / 230 kV uno (1) por el seccionamiento del circuito Sabanalarga – Cartagena a 220  
4 kV

5 Con ISA uno (1) en la subestación Ocaña a 230 kV por la conexión del transformador 500/220/34.5  
6 kV.

7 Adicionalmente existirá un punto de conexión a 500 kV con el **Adjudicatario** de la **Convocatoria**  
8 **Pública UPME-01-2003**, por la conexión de la línea Ocaña - Primavera a la subestación Primavera  
9 a 500 kV.

10 Los puntos de conexión pueden originar costos de conexión, de acuerdo con la definición de activos  
11 de conexión al STN de la Resolución CREG 022 de 2001. La CREG determinará la remuneración  
12 de los costos de conexión mediante resolución; por tanto, ningún tipo de costos de conexión debe  
13 ser incluido en la oferta ni debe ser objeto de negociación alguna entre las partes.

14

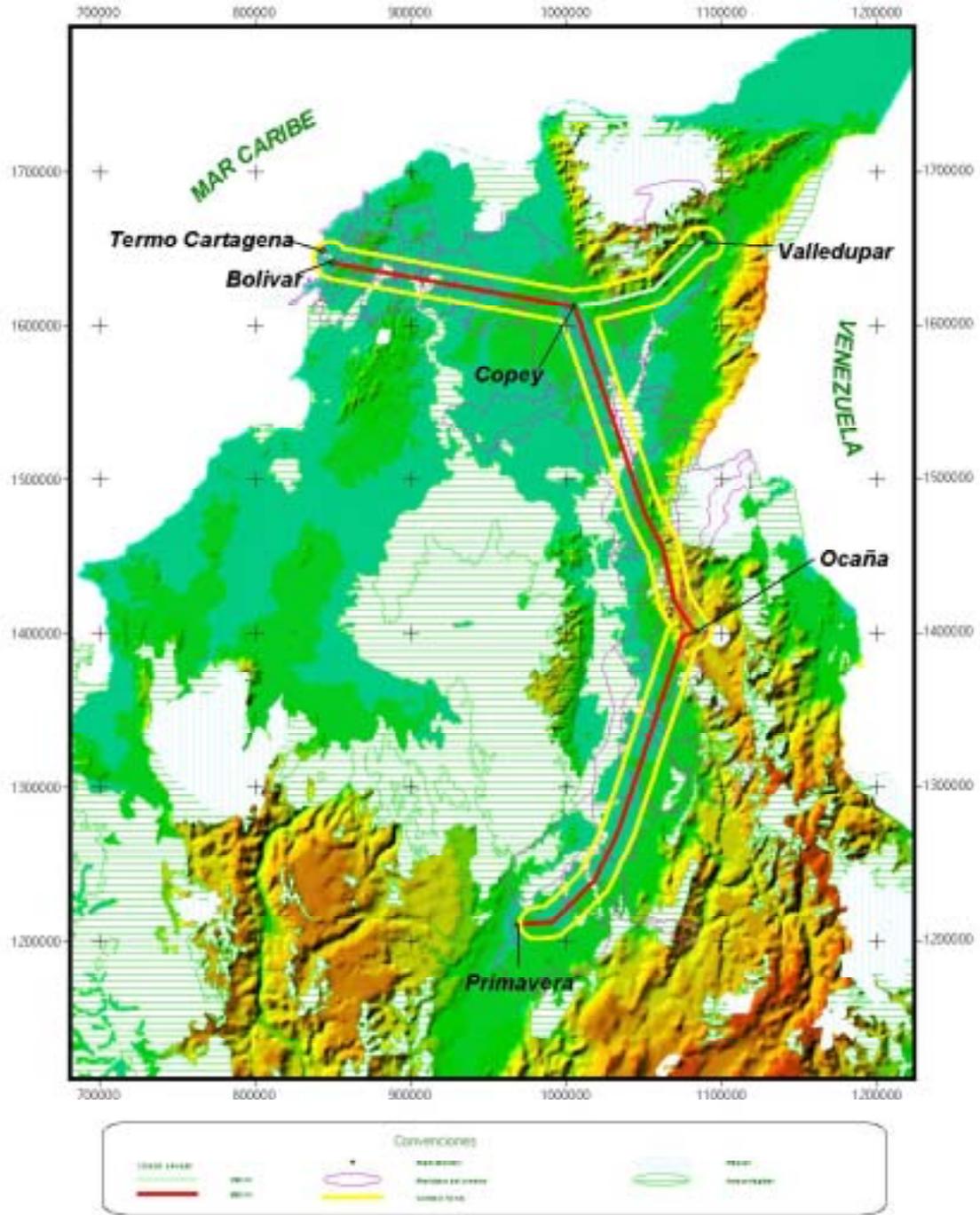
### 15 **3 Especificaciones de operación**

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

18

### 19 **4 Mapa de localización general del Proyecto.**

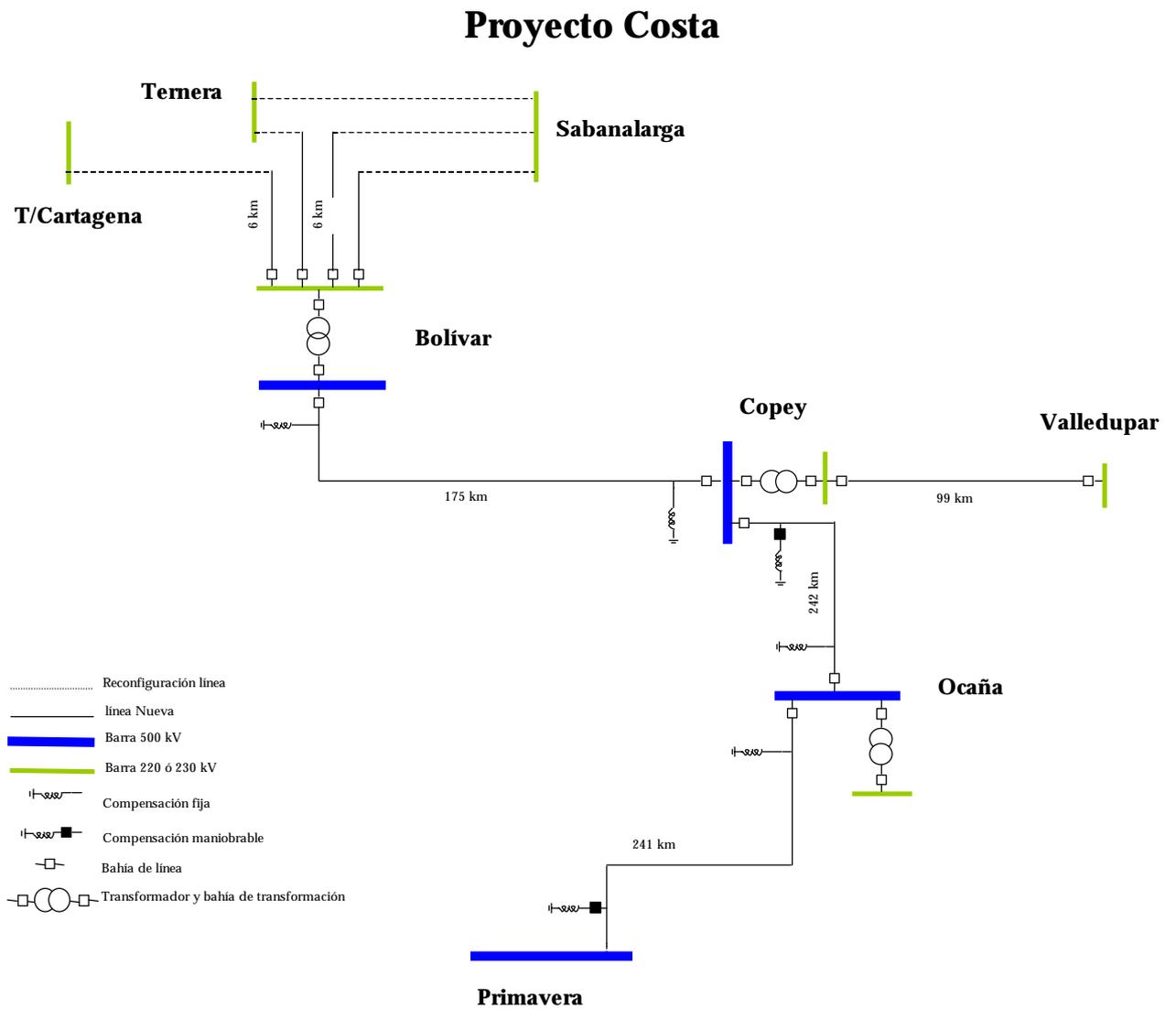
20 Se adjunta un mapa de Colombia con la ubicación geográfica de los elementos que componen el  
21 **Proyecto.**



1 **5 Diagrama unifilar**

2 Se adjunta un diagrama unifilar simplificado de las obras del **Proyecto** objeto de esta **Convocatoria**  
3 **Pública.**

4



5

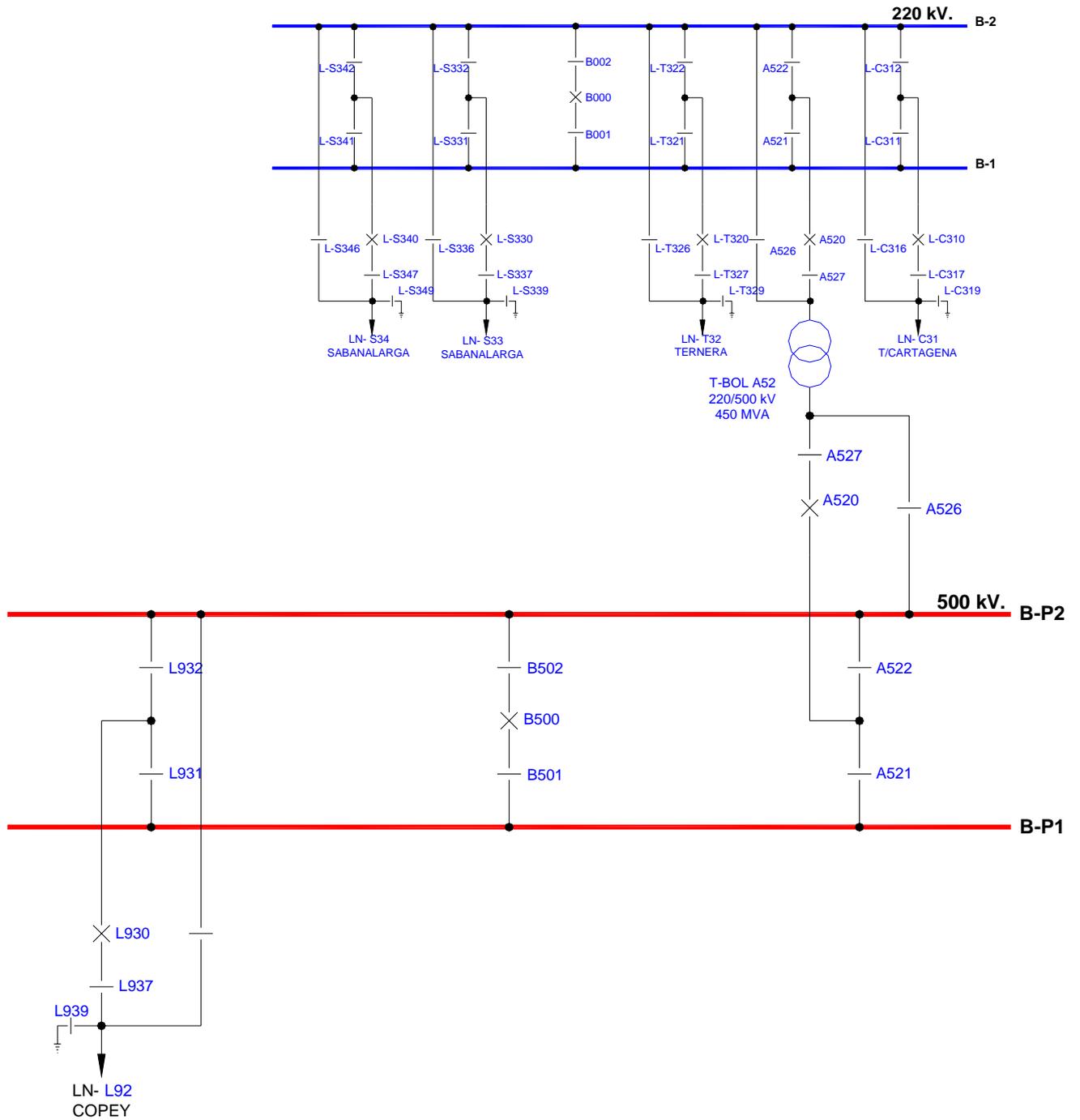
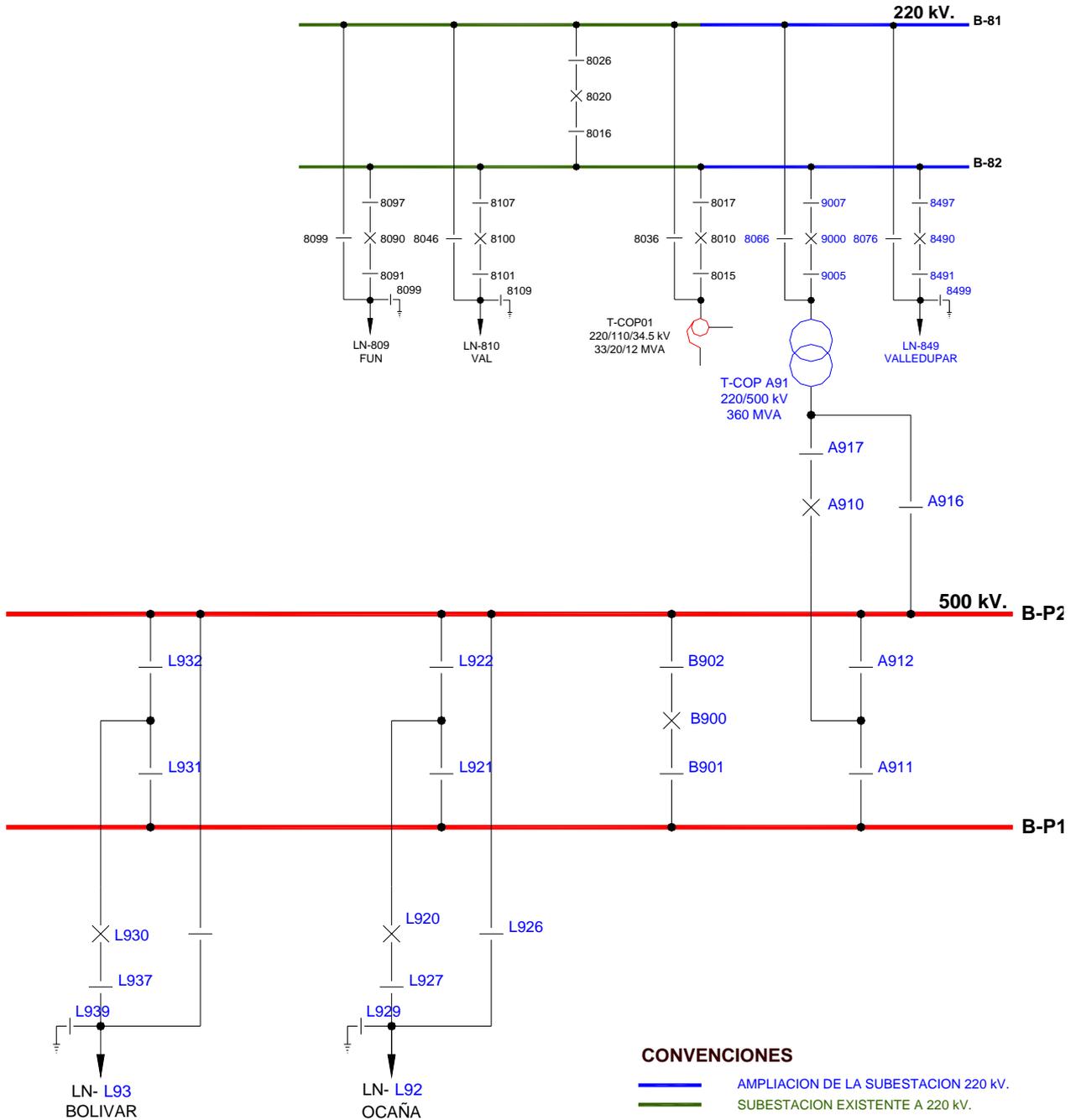


FIGURA 1. Diagrama Unifilar de la Subestación Bolívar 500/220 kV.

1  
 2  
 3  
 4

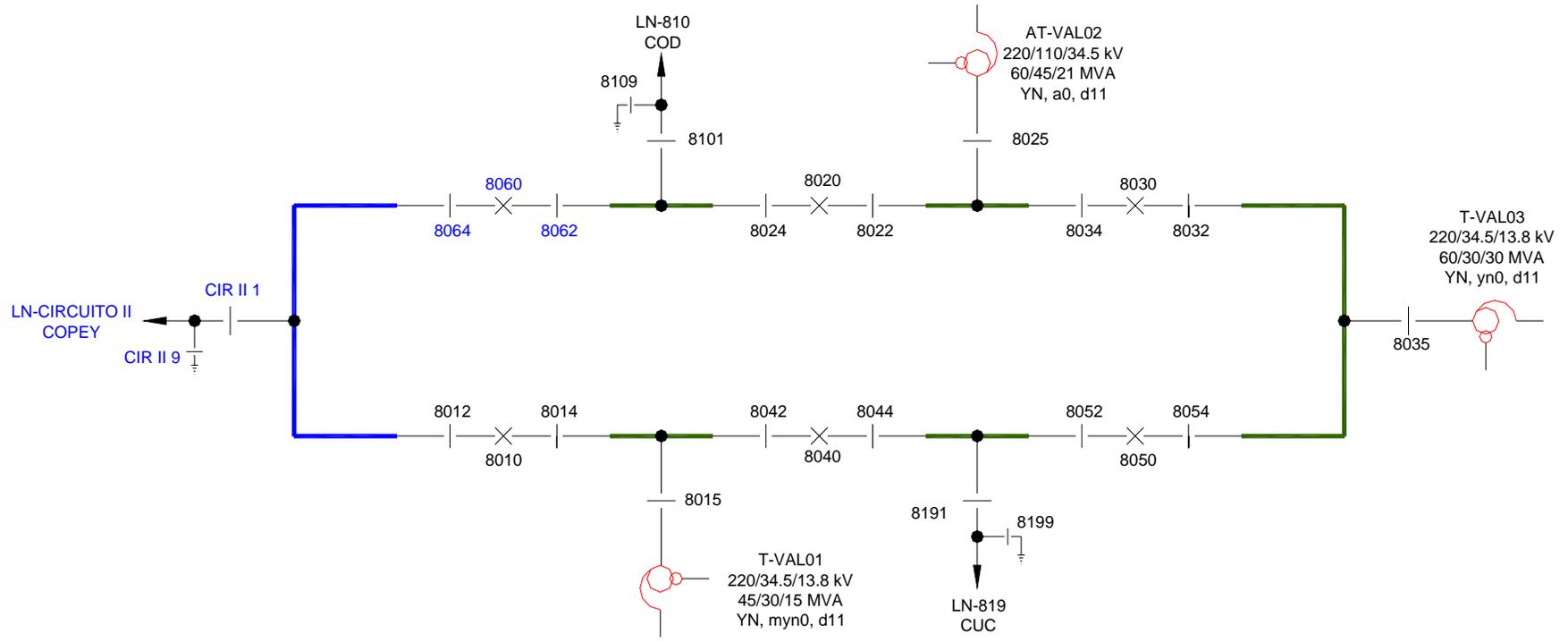
1



2  
3

4

FIGURA 2. Diagrama Unifilar de la Subestación Copey 500/220 kV



**CONVENCIONES**

— AMPLIACION DE LA SUBESTACION

FIGURA 3. Diagrama Unifilar de la Subestación Valledupar 220 kV

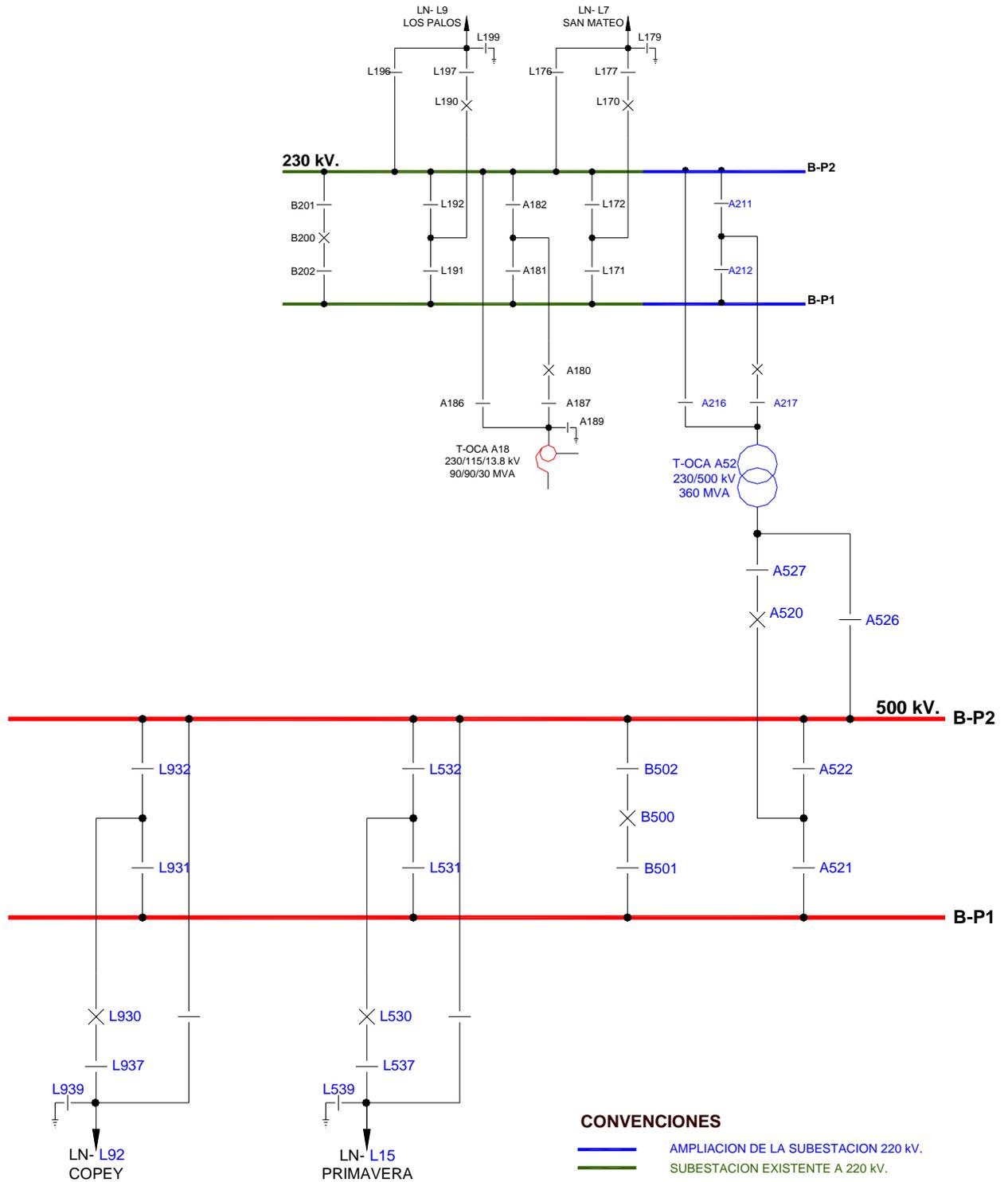


FIGURA 4. Diagrama Unifilar de la Subestación Ocaña 500/230 kV