República de Colombia

Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCION NÚMERO 0790

(31 JUL 2018)

Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031.

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En uso de las facultades legales y en especial la establecida en el numeral 8° del artículo 5° del Decreto 0381 de 2012, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo establecido en el Parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, compete a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, siguiendo los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1313 del 02 de diciembre de 2002.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de Ley 1151 de 2007 y vigente conforme a lo dispuesto por los artículos 276 de la Ley 1450 de 2011 y 267 de la Ley 1753 del 2015, compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Que de igual manera la citada norma señala que los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Que el numeral 8 contenido en el artículo 5 del Decreto 381 de 2012, señala que corresponde al Despacho del Ministro de Minas y Energía *"...Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución"*.

Que la Unidad de Planeación Minero – Energética, UPME, elaboró la versión preliminar del documento "*Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031"*, la cual fue publicada en la página web de la mencionada Unidad desde el día 22 de diciembre de 2017 y hasta el día 31 de enero de 2018, a efectos de recibir comentarios.

Que el GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, ASOCODIS, SER, EMGESA, ENERTOLIMA, ISAGEN, UNIVERSIDAD DEL CAUCA, ACOLGEN, EPM, TEBSA, TRANSELCA, ELECTRICARIBE, ANGULO MARTINEZ & ABOGADOS, BEGONIA, EOLOS ENERGÍA, VIENTOS DEL NORTE, XM, CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, ANDESCO, USAENE, ANDEG,

JEMEWAAKA, ENERFIN, INTERCOLOMBIA, presentaron observaciones a dicho documento, algunas de las cuales fueron incluidas en lo que se consideró pertinente.

Que mediante oficios No. 20181520012601 del 16 de marzo de 2018, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No. 2018028271 del 17 de abril de 2018, la UPME sometió a consideración del Ministerio de Minas y Energía el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017-2031, el cual contiene las recomendaciones a nivel de generación, al igual que los proyectos de transmisión requeridos en el Sistema Interconectado Nacional SIN.

Que adicionalmente la UPME allegó los siguientes documentos: i) Copia del Acta "CAPT" No. 162 del 24 de noviembre de 2017, en la que el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), emite concepto favorable al *"Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031"*; ii) Comunicación del presidente del CAPT con el asunto "Concepto del Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión CAPT al Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017 – 2031" en la que el Comité formaliza su concepto favorable sobre el *"Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031.*

Que mediante oficio UPME No 20181520027871 del 11 de julio de 2018, con radicado MME No 2018052714 del 12 de julio de 2018, se remite alcance al Plan de Expansión de Referencia Generacion y Transmisión 2017-2031, señalándose que a nivel de transmisión, en términos generales se mantienen las obras recomendadas en la comunicación referida y se adicionan a las obras inicialmente propuestas. las adecuaciones requeridas para ampliar la capacidad de intercambios de energía eléctrica con Ecuador.

Que de acuerdo con los resultados de la expansión de generación, se identifican requerimientos por 2.886 MW de renovables no convencionales en un escenario en el que se recupere Hidroituango o 4312 MW de renovables no convencionales en el escenario en que no se recupere. En tal sentido, el enlace en corriente directa (HVDC) para el transporte de energía desde la Alta Guajira (Fase 2B), si bien se analizó en el presente Plan, su definición, fecha y características dependerán de las necesidades energéticas y los resultados de los mecanismos del cargo por confiabilidad y las eventuales subastas de contratación de largo plazo.

Que se debe resaltar que en este periodo también se analizó, conjuntamente con XM Compañía de Expertos en Mercados y el Consejo Nacional de Operación – CNO, lo referente al impacto de la guia de caudal ambiental propuesta por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, cuyos resultados más relevantes se incluyen como anexo del presente Plan.

Que a través de correo del 30 de julio de 2018, la UPME allegó los parámetros para suplir la no entrada en operación del proyecto Hidroituango, los cuales se relacionan en la parte resolutiva de la presente Resolución.

Que la Resolución 18 0924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la convocatoria pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Que el artículo 6 de la Resolución CREG 011 de 2009 y el artículo 1 de la Resolución CREG 147 de 2011, esta última modificatoria del artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, establece que harán parte del Plan de Expansión de Referencia los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación.

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, *"Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo"*, la UPME publicó en su página web, la versión preliminar del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031, el 22 de diciembre de 2017, recibiendo comentarios hasta el 31 de enero de 2018, con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas del público en general, las cuales se incluyeron y hacen parte integral del presente documento en lo que se consideró pertinente.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Articulo 1. Adoptar el *"Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017– 2031"* elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, anexo a la presente Resolución y que contiene las recomendaciones a nivel de generación, cuyas obras de transmisión requeridas, que deben ser ejecutadas a través de: (i) Convocatorias Públicas del STN o del STR, o (ii) reconocimiento de activos de nivel de tensión IV a los Operadores de Red, o, (iii) Ampliaciones del STN, según corresponda, son las siguientes:

I. GENERACION

Parámetros para suplir la no entrada en operación de Hidroituango.

Ante la situación de Ituango, considerando un atraso de cinco años, el escenario de expansión más robusto desde el punto de vista de cumplimiento de criterios de confiabilidad, reducción de emisiones y costo del servicio corresponde al escenario 4A del anexo XXI, el cual presenta la siguiente distribución para la matriz recomendada:

- Hidro Mayor: 54.8%
- Térmica a gas: 14.2%
- Térmica a carbón: 6.4%
- Plantas Menores: 4.0%
- Cogeneración-Biomasa: 1.3%
- Eólica: 12.5%
- Solar Fotovoltáica: 6.4%
- Líquidos: 0.4%

La anterior distribución debe ser revisada en función de: i) El desarrollo de la subasta del cargo por confiabilidad. ii) El desarrollo del mecanismo para contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista y iii) la evolución de la situación del proyecto Hidrotuango.

II. OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - STN:

Ampliación capacidad importación / exportación con Ecuador:

Los intercambios (importaciones y exportaciones) pueden incrementarse en el mediano plazo con refuerzos en el Sistema de Transmisión Regional – STR de Cauca y Nariño, por lo que se recomienda reforzar el STR con la adición del segundo circuito Pasto – Catambuco 115 kV y Catambuco – Jamondino 115 kV y la instalación del tercer transformador 230/115 kV de 150 MVA en Jamondino. Se estima una fecha de entrada en operación del proyecto en noviembre de 2022.

Adicionalmente, para el corto plazo, es necesario implementar esquemas complementarios al esquema actual de separación de áreas (ESA) en Jamondino 230 kV e implementar una nueva lógica de separación de áreas.

Las obras a nivel del Sistema de Transmisión Nacional – STN, que se presentaron en comunicación con radicado UPME 20181520012601 y que se ratifican en el presente corresponden a:

Obras Antioquia

- Nueva subestación Hispania 230 kV, interconectada mediante el seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – El Siete 230 kV y el Siete – Esmeralda 230 kV, con dos líneas doble circuito de aproximadamente 14 km desde el punto de seccionamiento a la subestación Hispania 230 kV.

- Nueva subestación Salamina 230 kV, alimentada mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos – Esmeralda 230 kV_2 y San Carlos – Esmeralda 230 kV_1 (San Lorenzo – Esmeralda 230 kV_1), realizado aproximadamente a 48.93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas doble circuito de 16.2 km.

Fecha de puesta en operación: **Noviembre de 2023.**

Obras Valle

- Subestación Pacifico 230 kV.

- Dos circuitos de 74 km Pacifico – San Marcos 230 kV.

Fecha de puesta en operación: **Noviembre de 2023.**

Conexiones Renovables

Fase 2.A

- Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.

- Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV.

Fecha de puesta en operación: **Diciembre de 2023.**

Fase 2.B

- Colectora 3 en 500 kV en AC.

- Colectora 2 en 500 kV en AC.

- Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV.

- Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

Subestación Mocoa

- Cambio de configuración de la subestación Mocoa de barra principal más transferencia a doble barra.

Fecha de puesta en operación: **Marzo de 2020.**

Artículo 2. Los proyectos aquí relacionados se consideran de utilidad pública e interés social por así disponerlo los artículos 56 de la Ley 142 de 1994 y 5° de la Ley 143 de 1994.

Artículo 3. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a los,

GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía

Elaboró: Diana Paola Pinto/Abogada OAJ MME
Revisó: Belfredi Prieto Osorno/Coordinador Grupo Energía OAJ MME
Aprobó: Juan Manuel Andrade Morantes/ Jefe OAJ MME
José Miguel Acosta Suárez/Director Energía MME

Resolución MME 4 0790 del 31 de Julio de 2018

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031

upme

Resolución MME 4 0790 del 31 de Julio de 2018

REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

Germán Arce Zapata
Ministro de Minas y Energía

Ricardo Humberto Ramirez
Director General UPME

Elaboró:
Subdirección de Energía Eléctrica
Grupos de Generación, Transmisión y Convocatorias

Con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, conformado por:

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
ISAGEN S.A. E.S.P.
Electricaribe S.A. E.S.P.
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P
Cerro Matoso S.A.
Occidental de Colombia, Inc.
Ecopetrol S.A
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.
Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P.
Intercolombia S.A. E.S.P.

CONVOCATORIAS:
- Javier A. Martínez Gil
- Juliana A. Moreno Tiusabá
- Henry Pompilio Martinez

DEMANDA:
- Carlos A. García Botero
- William A. Martínez Moreno
- Romel Rodríguez Hernández

Invitados permanentes de CAPT:

Ministerio de Minas y Energía
XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

GENERACIÓN:
- William J. Henao Ramírez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- Luis A. Hernández Beleño
- Dora L. Castaño Ramirez
- Jhon S. Zárate Herrera
- Baisser A. Jiménez Rivera

TRANSMISIÓN:
- Baisser A. Jiménez Rivera
- Raúl Gil Naranjo
- Cristian C. Viasús Figueredo
- Nicolás Achury Beltrán
- Ana M. Ospina Sierra
- Alexandra Moreno Garzón
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Luis A. Reyes Martínez
- Álvaro Gómez Ruíz
- Yohana C. Galvis Silva
- Andrés F. Hernández Gómez

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza anualmente una revisión del Plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales y regionales de demanda de energía y potencia.

Esta versión del Plan fue desarrollada durante el transcurso del 2017, razón por la cual se utilizó la proyección de demanda, revisión de julio. En cuanto a la generación, se realizó un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país, como son el carbón mineral, gas natural, combustibles líquidos, hidroelectricidad y fuentes renovables no convencionales de energía. El documento presenta la expansión considerada para cada escenario, sus supuestos, la proyección de precios de los combustibles fósiles, el crecimiento esperado de la capacidad instalada de plantas de generación menor, el balance entre la Energía en Firme y la proyección de demanda de energía eléctrica, el contraste entre la evolución de la capacidad instalada y el pico de potencia, entre otros análisis.

Adicionalmente, dada la coyuntura, se analizó el impacto de la situación del proyecto Hidroituango bajo cuatro supuestos: i) Sin Hidroituango y expansión fija conformada por proyectos con estudio de conexión aprobado, ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos en construcción próximos a entrar en operación y una expansión adicional escogida por el modelo de optimización (Escenario 1A); ii) Atraso de 5 años en la entrada en operación del proyecto Hidroituango y expansión fija definida (Escenario 2A); iii) Sin Hidroituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías definidas por un pool de proyectos. En este escenario se considera una expansión fija conformada por ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos próximos a entrar en operación (Escenario 3A) y iv) Atraso de 5 años en la entrada en operación del proyecto Hidroituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías disponibles en un pool de proyectos (Escenario 4A).

Por otro lado, conjuntamente con XM Compañía de Expertos en Mercados y el Consejo Nacional de Operación – CNO, se estudió el impacto de la guía de caudal ambiental propuesta por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, cuyos resultados más relevantes se incluyen como anexo del presente Plan.

Respecto a transmisión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031 versión preliminar, el cual fue elaborado con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT, la participación de diferentes agentes y el apoyo de XM. A todos ellos nuestro agradecimiento.

LISTA DE SIGLAS

AEO:	Annual Energy Outlook.
BTU:	British Thermal Unit.
CND:	Centro Nacional de Despacho.
CNO:	Condición Normal de Operación
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CRO:	Costo de Racionamiento.
CAPT:	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
DOE EIA:	U.S. Energy Information Administration.
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
ENFICC:	Energía en Firme.
ENS:	Energía No Suministrada.
EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
FACTs:	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna.
GNC:	Gobierno Nacional Central.
GNL:	Gas Natural Licuado.
HVDC:	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
kV:	Kilo Voltio.
MVA:	Mega Voltio Amperio.
MW:	Mega Vatio.
MVAr:	Mega Voltio Amperio Reactivo.
MPCD:	Millones de pies cúbicos diarios.
OR:	Operador de Red.
OEF:	Obligación de Energía Firme.
PIB:	Producto Interno Bruto.
PST:	Transformadores de desplazamiento de fase
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
S/E:	Subestación.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STEO:	Short Term Energy Outlook.
STR:	Sistema de Transmisión Regional.
SDL:	Sistema de Distribución Local.
SVC:	Compensador Estático de Potencia Reactiva.
STATCOM:	Compensador Estático Síncrono.
TRM:	Tasa Representativa del Mercado.
TRF:	Transformador.
TPC:	Terapiés cúbicos.
XM:	Expertos del Mercado.
ZCIT:	Zona de confluencia intertropical.
ZNI:	Zona No Interconectada

TABLA DE CONTENIDO

1. ECONOMÍA COLOMBIANA 2017 – 2018: RECUPERACIÓN MÁS LENTA DE LO PREVISTO. UNA DEMOSTRACIÓN DE RESILIENCIA 18

1.1. CONTEXTO INTERNACIONAL: RECUPERACIÓN DE PRECIOS EN MATERIAS PRIMAS, ECONOMÍA MUNDIAL EN AUGE Y LATINOAMÉRICA ENTRE LUCES Y SOMBRAS. 20

1.2. PANORAMA NACIONAL 2017 Y PERSPECTIVA MEDIANO PLAZO 2018 – 2020. RECUPERACIÓN: UN CAMINO LARGO POR RECORRER. 28

1.3. ECONOMÍA COLOMBIANA, ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL: UN PIB MENOS INTENSIVO EN ENERGÍA Y UNA DEMANDA MENOS INELÁSTICA A PRECIOS. 38

1.4. PREVISIONES ECONÓMICAS PARA COLOMBIA A MEDIANO PLAZO 43

2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA 50

2.1. PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA 50

2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES 54

2.3. PROYECCIONES POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL) 62

2.4. PROYECCIONES DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL) 66

2.5. PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL) 69

2.6. PROYECCIONES DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL) 70

2.7. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL 73

2.8. PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES 75

2.9. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES 78

2.10. CONSUMO PER CÁPITA DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL, DEPARTAMENTAL, POR TIPO DE MERCADO Y POR SECTOR 81

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN 86

3.1. INTRODUCCIÓN 88

3.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN 89

3.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA 104

3.4. SEÑALES DE EXPANSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE LARGO PLAZO 108

3.5. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS, INDICADORES DE DESEMPEÑO 133

3.6. ENERGÍA FIRME DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN 135

3.7. ANÁLISIS ESPECIALES - ESTUDIO DE LA COMPLEMENTARIEDAD 140

3.8. CONCLUSIONES GENERALES 147

4. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN 149

4.1. INTRODUCCIÓN 149

4.2. METODOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED 149

4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN 151

4.4. Expansión Conexión de generación en Antioquia y Caldas – Quindio – Risaralda 151

4.5. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación Pacífico 230/115 kV 164

4.6. Exportaciones a Ecuador 178

4.7. Alternativas de expansión en el área de Guajira – Cesar – Magdalena para la incorporación del recurso renovable de la zona 185

4.8. Capacidad indicativa para conexión de generación 200

4.9. Ejercicio de largo Plazo Oriental –Bogotá - Cundinamarca 204

4.10. Cambio de la Configuración de la Subestación Mocoa 206

4.11. Resumen de recomendación STN 213

4.12. ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR 215

4.12.1. Área Caribe – Atlántico 215

4.12.2. Área Caribe – Bolívar 220

4.12.3. Área Caribe – Chinú 221

4.12.4. Área Caribe – Cerromatoso 223

4.12.5. Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena 223

4.12.6. Área Nordeste – Santander 225

4.12.7. Área Nordeste – Norte de Santander 226

4.12.8. Área Nordeste – Boyacá – Casanare 228

4.12.9. Área Nordeste – Arauca 229

4.12.10. Área Antioquia – Antioquia 229

4.12.11. Área Antioquia – Chocó 231
4.12.12. Área Oriental – Bogotá 232
4.12.13. Área Oriental – Meta – Guaviare 234
4.12.14. Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda 235
4.12.15. Área Suroccidental – Valle 237
4.12.16. Área Suroccidental – Cauca – Nariño 238
4.12.17. Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá 239
4.12.18. Área Suroccidental – Putumayo 240
ANEXO I. AUTOGENERACIÓN AG Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA GD 241
ANEXO II. PROYECCIONES DE DEMANDA 248
ANEXO III. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ALTA CON CE SIN PANAMÁ 249
ANEXO IV. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES USD/MBTU 250
ANEXO V. ANÁLISIS DEL FILTRADO DE SERIES 251
ANEXO VI. GRÁFICAS DE COSTO MARGINAL Y GENERACIÓN POR ÁREA ELÉCTRICA 257
ANEXO VII. ANÁLISIS DE ALERTAS TEMPRANAS 277
ANEXO VIII. DIAGRAMAS UNIFILARES 352
ANEXO IX. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2017 367
ANEXO X. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2031 368
ANEXO XI. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL A LARGO PLAZO 369
ANEXO XII. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN 370
ANEXO XIII. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL 371
ANEXO XIV. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2031 372
ANEXO XV. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2016 – 2017 373
ANEXO XVI. NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN 376
ANEXO XVII. SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED – RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2013 377

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1: Crecimiento Económico Anual Colombia 2014Q2 – 2017Q4. 18

Gráfica 1-2: Crecimiento PIB PER CÁPITA PPP Precios Constantes 2011. 19

Gráfica 1-3: Comparación Proyección Vs Datos Observados Escenarios de Crecimiento Económico Colombia 2014 – 2017..... 20

Gráfica 1-4: Evolución Precios del Petroleo Referencias Brent – WTI 2006 – 2017. 21

Gráfica 1-5: Composición Oferta Mundial de Crudo Versus Demanda (Millones de Barriles / Día)..... 22

Gráfica 1-6: Exceso de Crudo (Oferta – Demanda) Versus Precio. 22

Gráfica 1-7: Inflación Mundial Por Regiones. Histórica y Previsiones 2014 – 2022. 23

Gráfica 1-8: Crecimiento Económico Anual Estados Unidos. Evolución Trimestral 1970Q3 – 2017Q4. 23

Gráfica 1-9: Crecimiento Econíomico Anual Latinoamérica. Histórico y Proyectado 2014 – 2022. 24

Gráfica 1-10: EMBI Latinoamérica (Pb) Vs Tasas Tesoro Americano a 10 Años. 25

Gráfica 1-11: Inflación Versus Tasa De Desempleo y Tasa Reserva Federal de Estados Unidos (FED). ... 25

Gráfica 1-12: Tasa de Inflación Anual (Precios al Consumidor) Principales Economías de Latinoamérica. .. 26

Gráfica 1-13: Cuenta Corriente (% PIB) Principales Economías de Latinoamérica. 26

Gráfica 1-14: Tasa de Desempleo Nacional. Principales Economías de Latinoamérica. 27

Gráfica 1-15: Crecimiento Productividad Laboral Principales Economías de Latinoamérica. 28

Gráfica 1-16: Inflación Colombia 2003 – 2017 Versus Tasa de Interés Banco de la República (Tasas BR).. 29

Gráfica 1-17: Demanda Interna Vs Tasa de Interés Real de Intervención Banco de la República. 29

Gráfica 1-18: Inflación Anual Precios al Consumidor – Inflación Precios Energía Vs Devaluación (COP/ USD). 30

Gráfica 1-19: Inflación Alimentos, Inflación Básico, Inflación sin Alimentos Versus Inflación Al Consumidor Colombia..... 30

Gráfica 1-20: Inflación Transables, Inflación No Transables, Inflación Regulados,..... 31

Gráfica 1-21: Expectativas de Inflación Anual en Colombia. 31

Gráfica 1-22: FIlujos de Inversión Extranjera Directa – IED Hacia Colombia (USD MM). 32

Gráfica 1-23: Nivel de Reservas Internacionales Colombia (USD MM). 32

Gráfica 1-24: Rendimiento Anual Prinicpales Indices Accionarios Mundiales Vs COLCAP (Colombia). 33

Gráfica 1-25: Tasa de Crecimiento Anual Cartera Bancos en Colombia. 33

Gráfica 1-26: Producción de Café Suave Colombiano (Miles de Sacos de 60 Kg.) 34

Gráfica 1-27: Precio Mundial de Café (¢ USD / Libra). 34

Gráfica 1-28: Crecimiento Anual Actividad Industria y Comercio. Evolución Trimestral. 35

Gráfica 1-29: Nivel y Crecimiento Anual en Ventas Vehículos en Colombia. Evolución Mensual. 35

Gráfica 1-30: Licencias de Construcción (Miles de Metros Cuadrados). Evolución Mensual. 36

Gráfica 1-31: Tasa de Desempleo Trece Principales Ciudades Colombia. 36

Gráfica 1-32: Crecimiento Anual PEA, Personas Ocupadas (ocu), Población Total (PT) y PET Colombia.... 37

Gráfica 1-33: Precio Brent Vs Precio Acción Ecopetrol. 37

Gráfica 1-34: Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica Según Mercado. 38

Gráfica 1-35: Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica Hogares. 39

Gráfica 1-36: Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica Industria 39

Gráfica 1-37: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural por mercado. 40

Gráfica 1-38: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural Hogares. 40

Gráfica 1-39: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural Industria. 41

Gráfica 1-40. Oferta versus Demanda Mundial Gas Natural (bcm @ 40 MJ/m3) 42

Gráfica 1-41: Estimaciones Precio Henry Hub Gas Natural (Nominal US$/mmBtu). 42

Gráfica 1-42: Crecimiento Económico Colombia Versus Variación Anual Demandas Nacionales EE – GN.. 43

Gráfica 1-43: Previsiones Crecimiento Económico Colombia 2018 – 2022. 44

Gráfica 1-44: Pérdia de Crecimiento Económico en Colombia en los Años que Estados Unidos ha estado en Recesión. 44

Gráfica 1-45: Escenario Comparativo Crecimiento Económico Principales Regiones Versus Colombia 2017 – 2019. 45

Gráfica 1-46: Riesgo País (EMBI – Pb) Colombia vs Latinoamérica y Emergentes (EM). 45

Gráfica 1-47: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Agricultura –Minería – Industria. 46

Gráfica 1-48: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Electricidad –Construcción – Transporte. 46

Gráfica 1-49: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Electricidad –Construcción – Transporte. 47

Gráfica 1-50: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Consumo Hogares, Consumo Gobierno e Inversión (FBKF). 47

Gráfica 1-51: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Demanda Interna, Exportaciones y Importaciones. 48

Gráfica 1-52: Previsión Inflación de Precios al Consumidor Colombia. 48

Gráfica 1-53: Previsión Tipo de Cambio Tasa Representativa del Mercado – TRM (COP / USD). 49

Gráfica 2-1: Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME. 51

Gráfica 2-2 Correlaciones históricas de la Demanda de Energía Eléctrica respecto a las variables empleadas. 52

Gráfica 2-3: Crecimiento potencial de la economía. 53

Gráfica 2-4: Seguimiento a la Demanda de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica 2015 - 2017 54

Gráfica 2-5: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica. 58

Gráfica 2-6: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima. 58

Gráfica 2-7: Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2010-2017). 59

Gráfica 2-8: Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh). 59

Gráfica 2-9: Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW). 60

Gráfica 2-10: Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100). 60

Gráfica 2-11: Crecimiento semestral de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 6 años 61

Gráfica 2-12: Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100). 61

Gráfica 2-13: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 6 años. 62

Gráfica 2-14: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de GCE (GWh). 64

Gráfica 2-15: Proyección Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE. 65

Gráfica 2-16: Proyección Demanda Energía Eléctrica (GWh) – Con GCE. 66

Gráfica 2-17: Proyección Demanda de Potencia Máxima de GCE (GWh). 66

Gráfica 2-18: Proyección Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá. 67

Gráfica 2-19: Proyección Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Con GCE. 68

Gráfica 2-20: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá. 69

Gráfica 2-21: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE. 70

Gráfica 2-22: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá. 71

Gráfica 2-23: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE. 72

Gráfica 2-24: Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones. 74

Gráfica 2-25: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año). 76

Gráfica 2-26: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año). 77

Gráfica 2-27: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio. 78

Gráfica 2-28: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes) 79

Gráfica 2-29: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio. 80

Gráfica 2-30: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes). 81

Gráfica 2-31: Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 1998 – 2016. 81

Gráfica 2-32: Índice del Consumo per cápita de electricidad (Base Enero de 1998 = 100). 82

Gráfica 2-33: Consumo histórico per cápita en kWh para el período 1998 – 2016. 82

Gráfica 2-34: Participación horaria de la curva de carga para el período 1998 – 2016. 83

Gráfica 2-35: Consumo per cápita por tipo de mercado. 83

Gráfica 2-36: Consumo per cápita por sector 84

Gráfica 2-37: Índice Trimestral de Producción Real – DANE / (Base promedio anual 2007 = 100). 85

Gráfica 2-38: Consumo promedio per cápita por sector y por departamento. 85

Gráfica 3-1: Áreas Operativas. 87

Gráfica 3-2 : Proyecciones de demanda nacional y regional. 93

Gráfica 3-3 : Evolución de la capacidad instalada global en SFV. 101

Gráfica 3-4 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad instalada. 105

Gráfica 3-5 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad disponible. 105

Gráfica 3-6 : Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano. 106

Gráfica 3-7 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso Base. 107

Gráfica 3-8 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Casos 1 a 4. 107

Gráfica 3-9 : Proyección precios de gas. 109

Gráfica 3-10 : Proyección precios de combustibles líquidos. 110

Gráfica 3-11 : Proyección precios de carbón 110

Gráfica 3-12 : Evolución de los índices de confiabilidad. 111

Gráfica 3-13 : Evolución de la generación promedio vs proyección de demanda. 112

Gráfica 3-14 : Evolución de costo marginal. 112

Gráfica 3-15 : Procedimiento de Planificación-Generación. 114

Gráfica 3-16 : Composición Matriz Escenario 1. 119

Gráfica 3-17 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 1. 123

Gráfica 3-18 : Costo Maginal Escenario 1. 124

Gráfica 3-19 : Generación Promedio Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 1. 124

Gráfica 3-20 : Emisiones de CO2, Escenario 1. 125

Gráfica 3-21 : Factor de Emisión. 125

Gráfica 3-22 : Expansión Escenario 2. 127

Gráfica 3-23 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 2. 130

Gráfica 3-24 : Costo Marginal Escenario 2. 131

Gráfica 3-25 : Generación Promedio Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 2. 131

Gráfica 3-26 : Emisiones Escenario 2 132

Gráfica 3-27 : Factor de Emisión Escenario 2. 132

Gráfica 3-28 : Costos totales por escenario. 133

Gráfica 3-29 : Costo nivelado de generación. Todos los escenarios. 133

Gráfica 3-30 : Emisiones por Escenario Vs Metas del Sector Electrico. 134

Gráfica 3-31 : Radar de indicadores. 134

Gráfica 3-32 : Capacidad Adicional y ENFICC por tecnología. 137

Gráfica 3-33 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1. 138

Gráfica 3-34 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2. 139

Gráfica 3-35: Indicador EP, generación de energía por MW instalado, para los recursos hídrico y eólico del Escenario. 1. 142

Gráfica 3-36: Variaciones de Delta EPeólico,m y Delta EPhidro,m 143

Gráfica 3-37: Complementariedad Hidro-eólica. 144

Gráfica 3-38: Complementariedad Eólica-Hidro. 145

Gráfica 4-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión. 150

Gráfica 4-2: Diagrama general para la definición de proyectos. 150

Gráfica 4-3: Ubicación general de la generación en el área. 152

Gráfica 4-4: Análisis de cruces de la infraestructura en el área. 153

Gráfica 4-5: Estrategía para el desarrollo de Red. 154

Gráfica 4-6: Conexión de Río San Juan. 155

Gráfica 4-7: Conexión de Encimadas – Cañaveral. 156

Gráfica 4-8: Conexión de Porvenir II. 157

Gráfica 4-9: Conexión de San Juan, Encimadas - Cañaveral y Porvenir II. 158

Gráfica 4-10: Nivel de Corto Circuito Trifásico y Monofásico. 160

Gráfica 4-11: Respuesta transitoria. 161

Gráfica 4-12: Beneficios Incorporación Recurso Hidráulico. 163

Gráfica 4-13: Evaluación B/C. 163

Gráfica 4-14: Proyecto propuesto. 166

Gráfica 4-15: Análisis Corto Circuito Trifásico y Monofásico. 175

Gráfica 4-16: Alternativas Estudiadas Interconexión Ecuador. 180

Gráfica 4-17: Costo de Alternativas de Interconexión. 183

Gráfica 4-18: Ubicación de los parques eólicos. 188

Gráfica 4-19: Estrategia de Incorporación. 189

Gráfica 4-20: Esquema general para la definición de las Colectoras. 190

Gráfica 4-21: Bloques de Generación Guajira. 190
Gráfica 4-22: Definición para compartir infraestructura. 191
Gráfica 4-23: Interconexión con SIN y Refuerzos de Red. 192
Gráfica 4-24 Relación SCR en Cuestecitas. 193
Gráfica 4-25: Relación SCR para concetar generación en Chinú. 195
Gráfica 4-26: Relación SCR para concetar generación en Cerromatoso. 196
Gráfica 4-27: Curva de estabilidad. 197
Gráfica 4-28: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas (Millones de USD). 199
Gráfica 4-29: Interconexiónes entre áreas para el caso colombiano. 201
Gráfica 4-30: Capacidad a Conectar en STR. 202
Gráfica 4-31: Capacidad de Conexión en el STN. 203
Gráfica 4-32 Esquema General. 204
Gráfica 4-33: Ubicación de las S/E y la Demanda a Atender. 205
Gráfica 4-34: Metodología evaluación impacto. 207
Gráfica 4-35: Metodología de Cálculo de indice de severidad operativo (ISO). 208
Gráfica 4-36: Metodología del cálculo del Índice de Riesgo Configuración (IRCS). 208
Gráfica 4-37: Grafo de tres vértices y tres arcos. 209
Gráfica 4-38: Descomposición de un sistema de distribución radial en grupos funcionales. 209
Gráfica 4-39: Diagrama de grafos simplificado. 210
Gráfica 4-40: Diagrama unifilar Subestación Mocoa 230kV. 212
Gráfica 4-41: Área Caribe Actual. 215
Gráfica 4-42: Área Nordeste. 225
Gráfica 4-43: Área Antioquia. 229
Gráfica 4-44: Área Oriental. 232
Gráfica 4-45: Área Suroccidental. 235

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1: Variaciones Anuales 2017 – 2020 Mercado Mundial de Petróleo 21

Tabla 2-1: Variables de la Demanda de EE a largo Plazo. 50

Tabla 2-2: Principales Supuestos Macroeconomicos, Sociales y Climaticos empleados en las proyecciones. 52

Tabla 2-3: Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República 53

Tabla 2-4: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de Grandes Consumidores (GWh) 64

Tabla 2-5: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá. 65

Tabla 2-6: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Con GCE. 65

Tabla 2-7: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima de Grandes Consumidores (MW). 67

Tabla 2-8: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá. 67

Tabla 2-9: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Con GCE 68

Tabla 2-10: Variables de la Demanda de Energía Eléctrica a Corto Plazo 69

Tabla 2-11: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá. 69

Tabla 2-12: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE. 70

Tabla 2-13: Variables de la Demanda de Potencia Máxima a Corto Plazo. 71

Tabla 2-14: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá. 71

Tabla 2-15: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE. 72

Tabla 2-16: Agrupación por regiones 75

Tabla 2-17: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica 75

Tabla 2-18: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica. 77

Tabla 2-19: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año). 79

Tabla 2-20: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año) 80

Tabla 3-1: Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área [MW]. 90

Tabla 3-2 : Capacidades de interconexión existente y ampliaciones definidas [MW]. 90

Tabla 3-3 : Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas [MW] 91

Tabla 3-4 : Costo de Inversión de los Refuerzos de Interconexión entre Áreas Operativas [US$/kW]. 92

Tabla 3-5 : Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos (USD/KW) 92

Tabla 3-6 : Limite de capacidad interna de conexión por área operativa. 93

Tabla 3-7 : Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995. 94

Tabla 3-8 : Modelación recurso eólico. 100

Tabla 3-9 : Modelación SFV GE. 102

Tabla 3-10 : Resumen Estaciones de Referencia. 103

Tabla 3-11 : Modelación SFV AG y GD. 104

Tabla 3-12 :Escenarios considerados. 106

Tabla 3-13 :Fecha de entrada en operación proyectos de generación. 110

Tabla 3-14 : Cronograma Expansión total, Escenario 1 [MW]. 120

Tabla 3-15 : Expansión por Área Escenario 1, [MW]. 121

Tabla 3-16 : Máximas Capacidades de Expansión Por Área 126

Tabla 3-17 : Cronograma Expansión total, Escenario 2 [MW]. 128

Tabla 3-18 : Expansión por Área Escenario 2. 128

Tabla 3-19 :Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme. 135

Tabla 3-20 : Expansión Adicional Estimada por Tecnología 136

Tabla 3-21 : Capacidad en MW por recurso renovable 140

Tabla 3-22 : Complementariedades Hidro y Viento, Esc 1. 145

Tabla 3-23 : Fracción del tiempo que se cumple la condición de complementariedad. 147

Tabla 4-1: Solicitudes e intenciones de conexión. 151

Tabla 4-2: Solicitudes de conexión. 152

Tabla 4-3: Desempeño del sistema en el año 2021. 155

Tabla 4-5: Desempeño del sistema en el año 2022. 157

Tabla 4-6: Desempeño del Sistema. 159

Tabla 4-7: Desempeño del Sistema. 159

Tabla 4-8: Costo en UC de activos de Uso. 161

Tabla 4-9: Solicitud de conexión de nuevas cargas. 165

Tabla 4-10: Escenarios analizados. 168

Tabla 4-11: Desempeño del proyecto en el 2019 sin proyectos 168

Tabla 4-12: Desempeño del proyecto en el 2026 sin proyectos. 169

Tabla 4-13: Desempeño Pacifico 1 2022 – Despacho Mínimo. 169

Tabla 4-14: Desempeño Pacifico 2 2022 – Despacho Mínimo. 170

Tabla 4-15: Desempeño Pacifico 1 2022 – Despacho Máximo Térmico. 170

Tabla 4-16: Desempeño Pacifico 2 2022 – Despacho Máximo Térmico. 171

Tabla 4-17: Desempeño Pacifico 1 2026 – Despacho Mínimo. 172

Tabla 4-18: Desempeño Pacifico 2 2026 – Despacho Mínimo. 173

Tabla 4-19: Desempeño Pacifico 1 2026 – Despacho Máximo. 174

Tabla 4-20: Desempeño Pacifico 2 2026 – Despacho Máximo Térmico. 174

Tabla 4-21: Beneficio por confiabilidad energética. 177

Tabla 4-22: Beneficio por confiabilidad eléctrica. 177

Tabla 4-23: Costo del Proyecto. 177

Tabla 4-24: Condiciones Exportaciones/Importaciones 2017. 178

Tabla 4-25: Condiciones Exportaciones/Importaciones 2022. 179

Tabla 4-26: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Importación. 181

Tabla 4-27: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Exportación. 181

Tabla 4-28: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Importación. 181

Tabla 4-29: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Exportación. 181

Tabla 4-30: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Importación. 182

Tabla 4-31: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Exportación. 182

Tabla 4-32: Desempeño Eléctrico Alternativa 4 – año 2023 Exportaciones/Importaciones. 182

Tabla 4-33: Capacidad de los agentes que cumplieron con las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016.. 187

Tabla 4-34: Capacidades Solicitadas Circular Marzo 2017. 187

Tabla 4-35: Capacidades que Cumplen con Requisitos Mínimos. 187

Tabla 4-36: Escenarios operativos. 193

Tabla 4-37: Análisis Capacidad en Cuestecitas con Infraestructura Propuesta. 193

Tabla 4-38: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Chinú. 195

Tabla 4-39: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Cerromatoso. 196

Tabla 4-40: Costo Referencial Red Propuesta USD. 199

Tabla 4-41: Aumento de Población. 204

Tabla 4-42: Proyecciones de Demanda. 205

Tabla 4-43: Problemáticas en el Largo Plazo de Codensa. 206

Tabla 4-44: Proyectos Propuestos. 206

Tabla 4-46: Desempeño del sistema en Atlántico. 216

Tabla 4-47: Desempeño del sistema en Bolívar. 220

Tabla 4-48: Desempeño del sistema en Chinú. 221

Tabla 4-49: Desempeño del sistema en Cerromatoso. 223

Tabla 4-50: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena. 223

Tabla 4-51: Desempeño del sistema en Santander. 225

Tabla 4-52: Desempeño del sistema en Norte de Santander. 226

Tabla 4-53: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare. 228

Tabla 4-54: Desempeño del sistema en Antioquia. 230

Tabla 4-55: Desempeño del sistema en Chocó. 231

Tabla 4-56: Desempeño del sistema en Bogotá. 233

Tabla 4-57: Desempeño del sistema en Meta. 234

Tabla 4-58: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda. 236

Tabla 4-59: Desempeño del sistema en Valle. 237

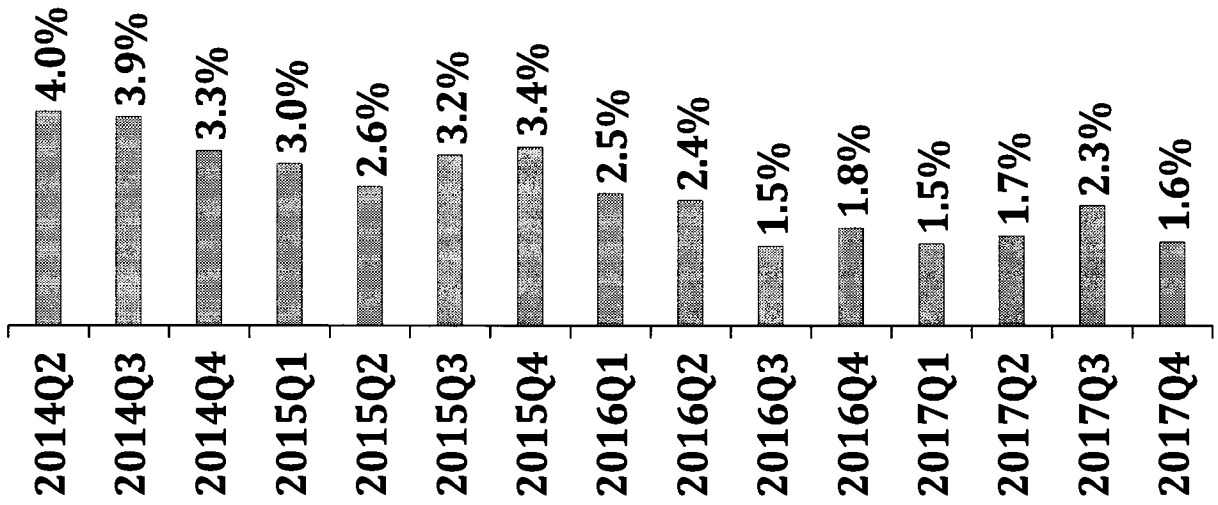
Tabla 4-60: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño. 238

Tabla 4-61: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá. 239

1. ECONOMÍA COLOMBIANA 2017 – 2018: RECUPERACIÓN MÁS LENTA DE LO PREVISTO. UNA DEMOSTRACIÓN DE RESILIENCIA

La economía colombiana tras la caída de precios del petróleo, que inició en Junio de 2014, cuando la cotización del crudo (el principal producto de exportación) descendió de USD 117 el barril (Referencia Brent) a niveles alrededor del USD 30 el barril (2016Q1), enfrentó su más duro choque externo desde la Gran Recesión Mundial de 1929. Los niveles de crecimiento en los últimos 14 trimestres (2014Q1 – 2017Q4), han tenido una tendencia decreciente, a pesar de lo cual, la economía ha seguido creciendo, a tasas más bajas, pero sin haberse dado un escenario de contracción general de la actividad económica – Recesión (Gráfica 1-1) como si lo han afrontado economías latinoamericanas de mediano y gran tamaño, altamente dependientes de materias primas, como fueron los casos de Brasil, Argentina, Ecuador, Chile y Venezuela (el más crítico, por ser la única economía de la región que tras el choque petrolero, entró en recesión y aún no logra retornar a tasas positivas de crecimiento económico), siendo el impacto en términos de crecimiento, menor en Perú, México y Colombia, las economías de mayor tamaño, que crecen por encima del promedio de Latinoamérica, entre 2015 y 2017.

Gráfica 1-1: Crecimiento Económico Anual Colombia 2014Q2 – 2017Q4.

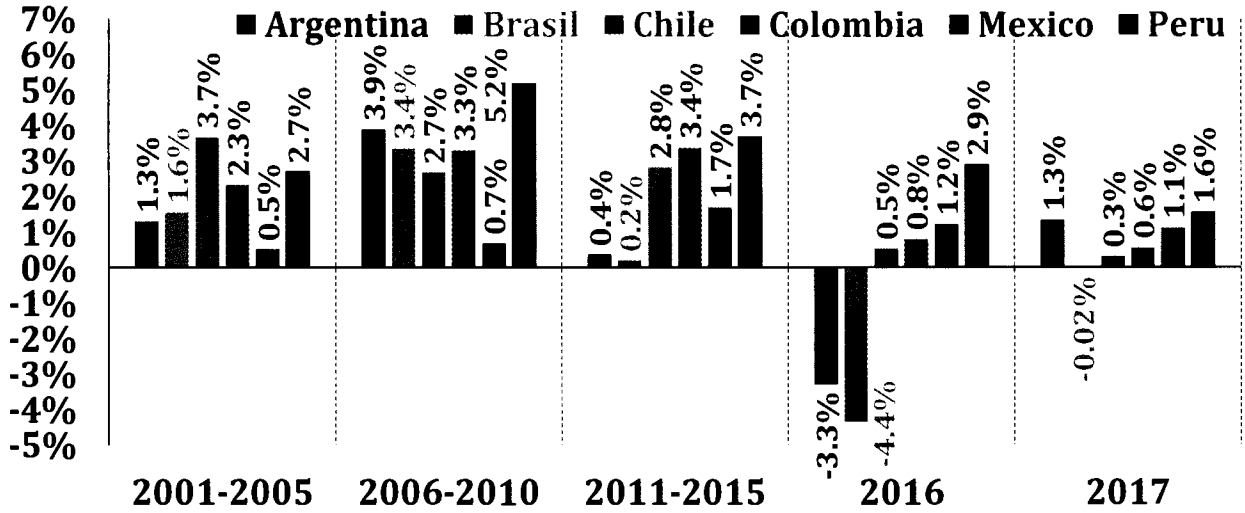


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas – DANE (2017).

A pesar del bajón en la dinámica de crecimiento económico colombiano por el choque petrolero, la economía colombiana no ha dejado de crecer. En 2017Q4, la economía colombiana completó 72 trimestres consecutivos de crecimiento interanual (variación del PIB Trimestral con relación al PIB del mismo trimestre en el año inmediatamente anterior). Así mismo, sólo en un trimestre (2017Q1) se ha presentado una variación negativa del PIB con relación al trimestre inmediatamente anterior. Así mismo, la economía colombiana ha seguido creciendo significativamente más que la población (la cuál crece desde 2013 a una tasa promedio anual aproximada del 1%) lo que ha permitido que el ingreso per cápita de la población siga mostrando tasas positivas, así sean estas más bajas, fenómeno que es generalizado en Latinoamérica (Gráfica 1-2).

No obstante, que el PIB Per Cápita siga creciendo, evidencia que la economía colombiana tiene una admirable resiliencia, esto es, una capacidad admirable de seguir creciendo a pesar de la gran magnitud del choque petrolero, dado su peso en las exportaciones, los ingresos de la nación, la inversión extranjera directa y la minería[1]. Economías con menor sensibilidad al petróleo y de mayor ingreso por persona que Colombia, como son los casos de Chile y Brasil, tuvieron reducciones más bruscas e incluso variaciones negativas de su PIB Per Cápita, lo que resalta aún más la resiliencia de la economía colombiana.

Gráfica 1-2: Crecimiento PIB PER CÁPITA PPP Precios Constantes 2011[2].



Fuente: FMI – Cálculos UPME.

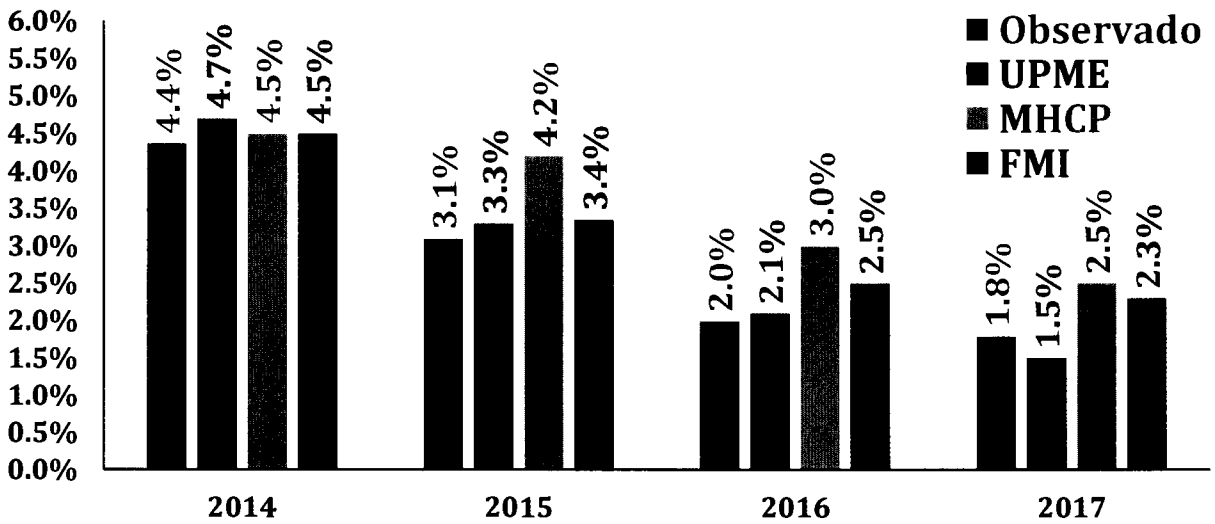
Los datos observados de crecimiento económico entre 2015 y 2017 han estado por debajo la proyección fijada al inicio de año por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Sin embargo, la UPME, al contar con sus propias proyecciones, diseñando escenarios energéticos en un horizonte mayor a 10 años, ha previsto escenarios de crecimiento económico, cada vez más cercanos a los datos observados que ha publicado el DANE, en los últimos cuatro años, con revisiones periódicas sin generar cambios significativos respecto a las previsiones iniciales y considerando tres escenarios: base, optimista y pesimista. Dado que las proyecciones de crecimiento económico, son un determinante fundamental de las proyecciones de demanda de energía, el acierto de la Subdirección de Demanda, área a cargo de las proyecciones macroeconómicas, coadyuva en una estimación acertada y con mínimo error de pronóstico, de las demandas de electricidad, gas natural, combustibles líquidos, así como en modelos de transporte (Gráfica 1-3).

[1] La actividad petrolera actualmente representa (aproximadamente), el 5% del PIB, la tercera parte de las exportaciones de Colombia, la quinta parte de la inversión extranjera directa y la tercera parte de la actividad minero energética. Así mismo, llegó a generar para el Gobierno en 2011 – 2014, en pleno boom de precios de petróleo, ingresos equivalentes a 2.1% del PIB (la quinta parte de los ingresos fiscales por impuesto a la renta).

[2] Ajustados por Precios de Paridad de Compra (Power Purchasing Parity), a precios constantes de 2011, con base en cifras y metodología del Fondo Monetario Internacional (FMI).

No obstante, la preocupación se centra en el desempeño a mediano plazo de la Economía Colombiana, y las secuelas que haya podido dejar la caída de los precios del petróleo, en términos de crecimiento potencial. Es claro, como se mostrará más adelante, que el choque petrolero, en forma simultánea con cambios estructurales relacionados con el envejecimiento y la caída en la productividad laboral, ponen a Colombia en un nuevo escenario de crecimiento a largo plazo, con tasas menores, que aun así, van a permitir que el país siga creciendo en cuanto al nivel de ingresos por habitante.

Gráfica 1-3: Comparación Proyección Vs Datos Observados Escenarios de Crecimiento Económico Colombia 2014 – 2017.



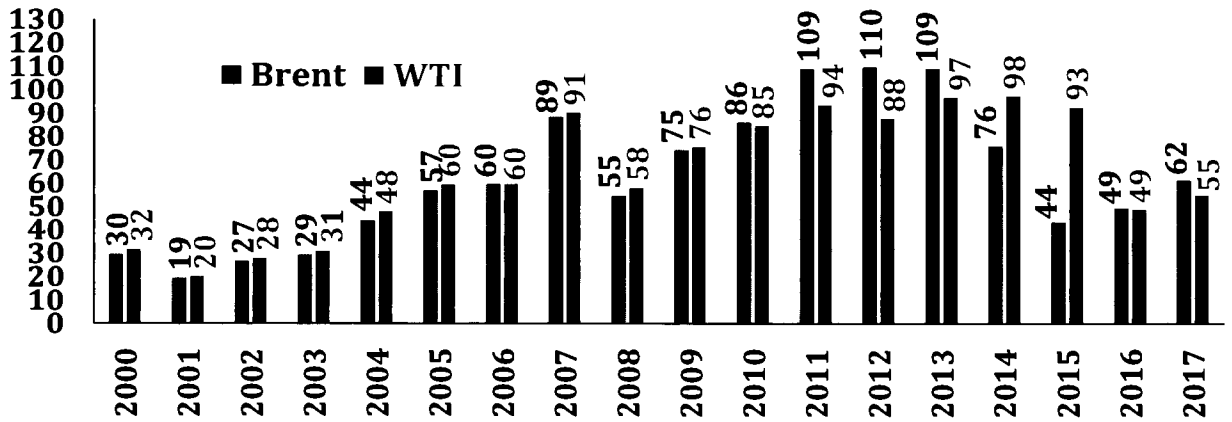
Fuente: DANE – MHCP – Cálculos UPME.

1.1. CONTEXTO INTERNACIONAL: RECUPERACIÓN DE PRECIOS EN MATERIAS PRIMAS, ECONOMÍA MUNDIAL EN AUGE Y LATINOAMÉRICA ENTRE LUCES Y SOMBRAS.

La recuperación de precios en las materias primas, a lo largo de 2017, y el primer trimestre de 2018, ha significado un cambio en la tendencia descendente que el mercado exhibió entre el segundo semestre de 2014 y el primer trimestre de 2016 (Gráfica 1-14). Los precios del crudo están retornando a niveles previos a la crisis financiera 2007 – 2009, lo que infiere una convergencia hacia precios de equilibrio, a partir de los cuales, sólo serían posibles, niveles de precios mayores, con una aceleración de la demanda mundial o un recorte drástico en la producción de crudo por parte de la Organización de Países Productores (OPEP) y/o de productores excluyentes a este grupo (Estados Unidos, México, Noruega, Reino Unido)

A corto plazo, la demanda seguirá creciendo por encima de la oferta (1.1% promedio anual 2017 – 2020, mientras la oferta lo hará en 1.4% en el mismo período). Así mismo, se estima que la oferta no convencional (Shale) tenga un fuerte repunte, creciendo un promedio de 5% en los próximos tres años (**Tabla 1-1**). La oferta de la OPEP variará de forma sincronizada con la demanda, pero inferior a la oferta global, a lo que se suma el hecho que su participación en el mercado, se mantiene estancada en 41%, y ubicándose en los 42 millones de barriles diarios (Gráfica 1-5).

Gráfica 1-4: Evolución Precios del Petroleo Referencias Brent – WTI 2006 – 2017.



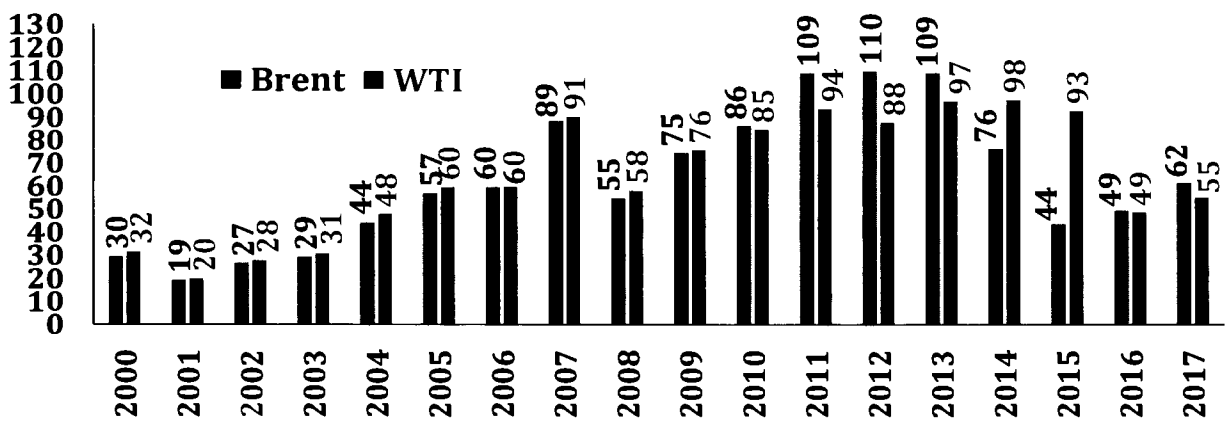
Fuente: EIA – Bloomberg – Wood Mackenzie.

Gráfica 1-5**Tabla 1-1: Variaciones Anuales 2017 – 2020 Mercado Mundial de Petróleo.**

	2017	2018	2019	2020
Demanda	1.2%	1.4%	1.1%	0.9%
Oferta No OPEP	1.2%	2.5%	1.7%	1.2%
Oferta Shale	1.2%	5.9%	2.7%	6.6%
Oferta OPEP	-0.2%	1.1%	0.8%	1.1%
Oferta Total	2.0%	1.3%	1.4%	1.4%
Exceso	-11.9%	15.5%	7.3%	11.4%

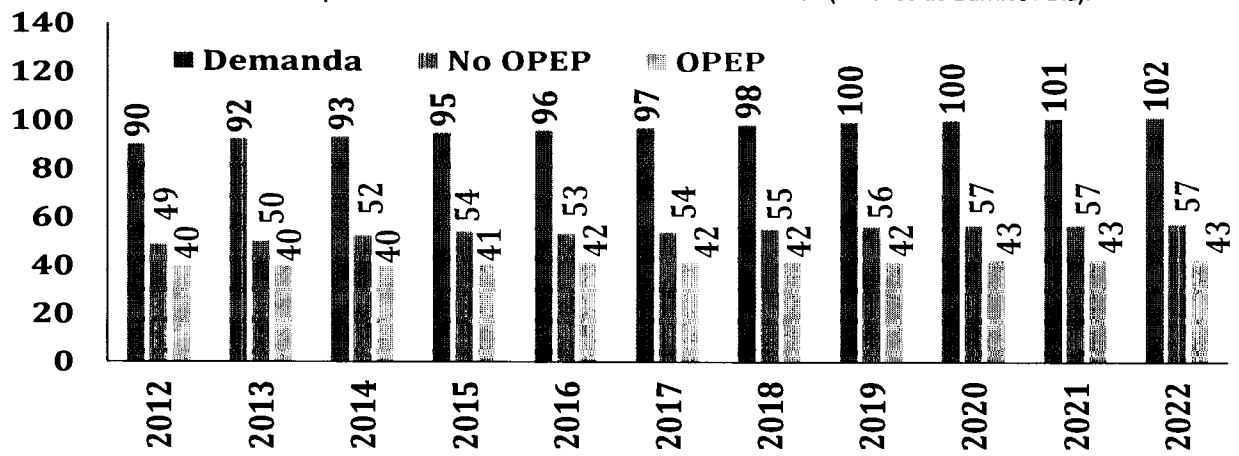
Fuente: EIA – Bloomberg – Wood Mackenzie – Cálculos UPME.

Gráfica 1-4: Evolución Precios del Petroleo Referencias Brent – WTI 2006 – 2017.



Fuente: EIA – Bloomberg – Wood Mackenzie.

Gráfica 1-5: Composición Oferta Mundial de Crudo Versus Demanda (Millones de Barriles / Día).

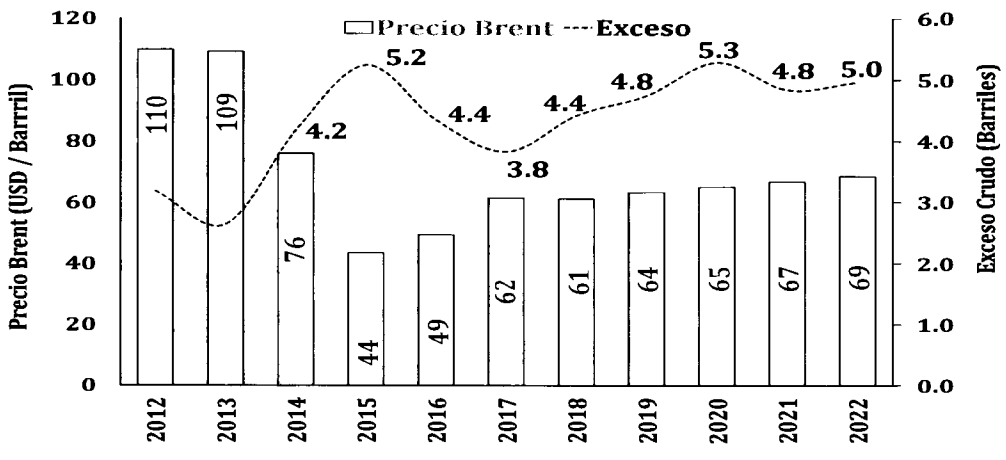


Fuente: EIA – Bloomberg – Wood Mackenzie – Cálculos UPME.

No obstante, las previsiones del mercado, indican que los excesos de oferta que explicaron la caída del precio del crudo entre 2014 y 2016, seguirán presentándose, y se ubicaran alrededor de los 5 millones de barriles diarios (Gráfica 1-6). Los precios, solo explicarían una tendencia al alza, motivados por la fortaleza que tenga la OPEP para acordar la prolongación de restricciones de oferta, y una dinámica moderada de crecimiento de la producción no convencional de crudo.

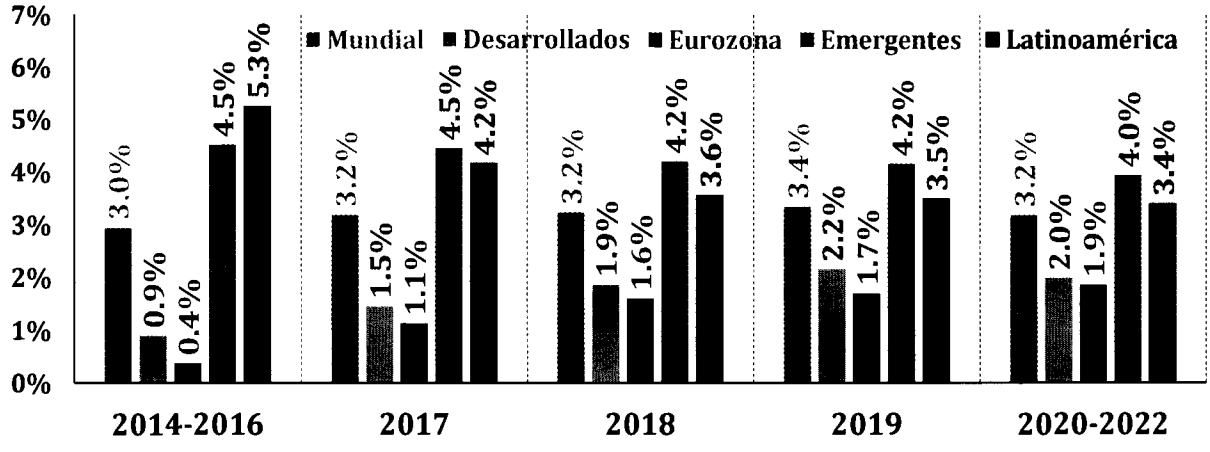
La recuperación de precios del petróleo, genera riesgos colaterales: aumenta las presiones inflacionarias en países desarrollados, principalmente Estados Unidos y de Europa Occidental, lo que llevaría a un mayor nivel de tasas externas, que presionarían por una depreciación de las monedas en economías emergentes, como el caso de Colombia, lo que generaría presiones alcistas en el costo de la deuda pública, así como en el nivel de precios nacionales (Gráfica 1-7).

Gráfica 1-6: Exceso de Crudo (Oferta – Demanda) Versus Precio.



Fuente: EIA – Bloomberg – Wood Mackenzie – Cálculos UPME.

Gráfica 1-7: Inflación Mundial Por Regiones. Histórica y Previsiones 2014 – 2022.

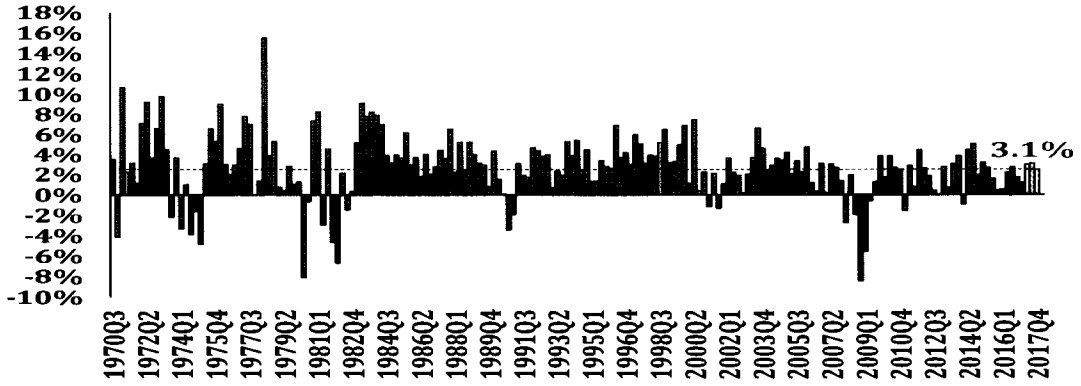


Fuente: FMI – Bloomberg – Cálculos UPME.

El buen momento que afronta la Economía de Estados Unidos con un crecimiento en 2017 de 2,5% (alcanzado una tasa de 3.1% en 2017Q3) una tasa de desempleo en constante descenso desde 2009, acercándose a su tasa natural de 4%, y la expectativa por el impulso que recibirían las empresas con la reforma tributaria que adelanta la Administración Trump, en la que se reducen impuestos corporativos, son factores que van a repercutir en un endurecimiento de la política monetaria, lo que encarecerá el costo de capital para empresas emergentes, así como subirá el costo de endeudamiento en economías emergentes, en un horizonte de mediano plazo (Gráfica 1-8).

Además, la economía estadounidense completa 8 años de expansión continua de su PIB, sin haber estado en recesión. Ello supondría, dada la previsión de un crecimiento entre 2.5% y 3% en 2018 según las previsiones oficiales, la mayor expansión económica de Estados Unidos en su historia, solo comparable con la observada en 1991Q3 – 2000Q4. En la medida que se prolongue la expansión del ciclo, aumenta la probabilidad que Estados Unidos pueda entrar en recesión, lo que ajustaría hacia abajo las previsiones de crecimiento de la economía a nivel mundial, y en emergentes, incluidas Colombia.

Gráfica 1-8: Crecimiento Económico Anual Estados Unidos. Evolución Trimestral 1970Q3 – 2017Q4.

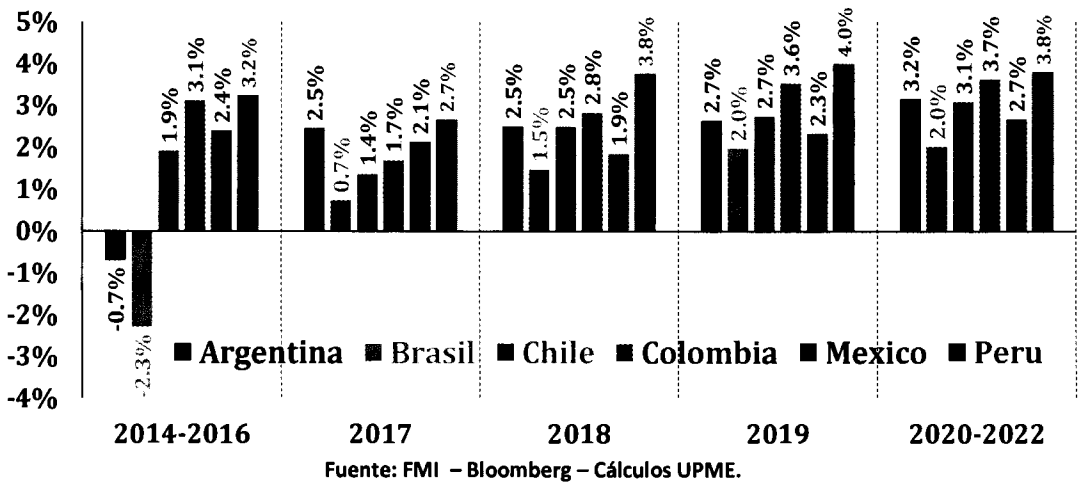


Fuente: Bureau of Economic Analysis – U. S. Department of Commerce.

En cuanto refiere a Latinoamérica, la región pasa por una situación económica difícil, siendo actualmente la región de menor crecimiento a nivel mundial (Gráfica 1-9) Esta situación no sólo ha sido motivada por los efectos rezagados de la caída en precios de materias primas. Los escándalos de corrupción, asociados al financiamiento de obras públicas, y la polarización que enfrentan las economías más grandes de la región, están dificultando la agenda de Gobierno, reflejada en una caída en los índices de confianza a nivel empresa y consumidor3. A esto se suma la proximidad de elecciones presidenciales en Colombia, Brasil y México, lo cual genera incertidumbre, dado el riesgo de propuestas económicas que no sean consistentes con la disciplina fiscal que estas cuatro economías han conseguido en la última década, riesgo advertido por las Calificadoras de Riesgo4,

No obstante, la reducción del riesgo país a niveles incluso inferiores a 150 puntos básicos, aprovechando la liquidez que aún tienen los mercados mundiales de capital y el mayor apetito por riesgo de los inversionistas, dados los bajos niveles de interés que predominan en las emisiones de deuda en economías desarrolladas, ha permitido a los países latinoamericanas seguir colocando deuda soberana a tasas históricamente bajas y poder mantener la sostenibilidad de sus finanzas públicas (Gráfica 1-10). El incremento en las tasas del tesoro americano a 10 años, referente del mercado en 80 puntos básicos en los últimos doce meses, advierte del rezago que han tenido las tasas de colocación de deuda emergente y de Latinoamérica, hecho que puede llevar a ajustes a mediano plazo, según evolucione la liquidez de los mercados mundiales, lo cual se sujeta a la evolución de las tasas de la FED.

Gráfica 1-9: Crecimiento Econíomico Anual Latinoamérica. Histórico y Proyectado 2014 – 2022.

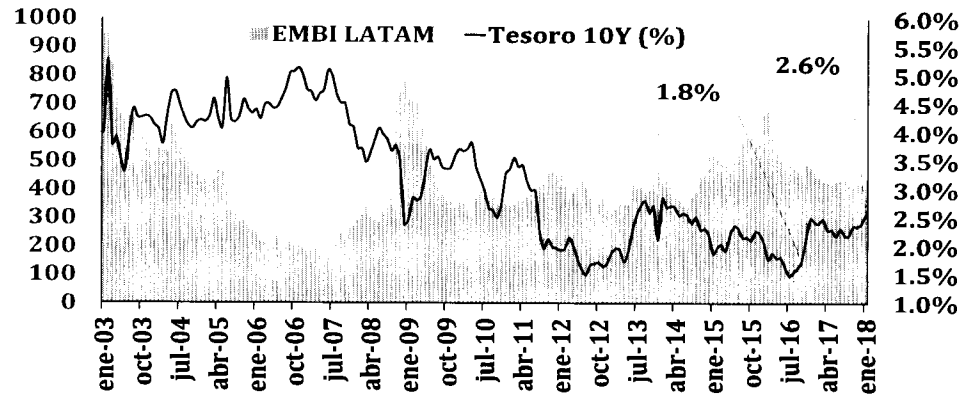


Fuente: FMI – Bloomberg – Cálculos UPME.

[3] En Brasil y Perú, exfuncionarios públicos y Ex – Presidentes enfrentan cargos por corrupción. En el caso de Perú, el Gobierno Actual fue sometido, aunque sin éxito a vacancia por el Congreso, el pasado mes de diciembre. En Chile, se ha dado el regreso de la Derecha al Gobierno, en medio de una profunda polarización y un debate muy fuerte sobre la sostenibilidad del sistema de seguridad social diseñado para el pago de las pensiones, acentuado por el rápido envejecimiento de la población chilena.

[4] Moody's, Standard & Pooors y Fitch Ratings, las tres calificadoras más relevantes de riesgo soberano, han reducido la calificación de las mayoría de países latinoamericanos, quitaron el grado de inversión a Brasil, y han advertido a Colombia y México, la necesidad de un mayor esfuerzo en reducción de gasto e incremento en impuestos, para mantener el grado de inversión.

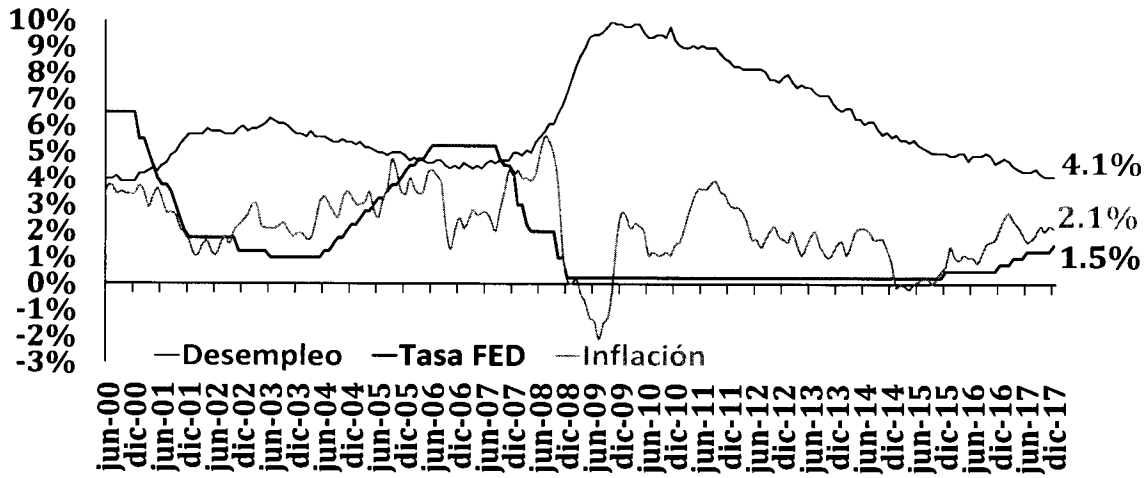
Gráfica 1-10: EMBI Latinoamérica (Pb) Vs Tasas Tesoro Americano a 10 Años.



Fuente: Federal Reserve – Bloomberg.

La reducción acelerada en la tasa de desempleo en Estados Unidos, aproximadamente a su tasa natural del 4%, está conduciendo a un aumento del nivel de precios, ubicándose al finalizar 2017 en 2.1%, por encima 10 puntos básicos del nivel de inflación objetivo de la FED (2%) y tres años de tendencia al alza, hecho que ha llevado a la FED a endurecer su política monetaria, subiendo su tasa de intervención 50 puntos básicos durante 2017, y advirtiendo que serán necesarios nuevos aumentos, por la fuerte presión inflacionaria en energía, dado el repunte de los precios de los hidrocarburos, además de la presión alcista que producirán los salarios, en consecuencia con la reducción de impuestos a las empresas, resultante de la reforma tributaria que entra en vigencia en 2018 (Gráfica 1-11).

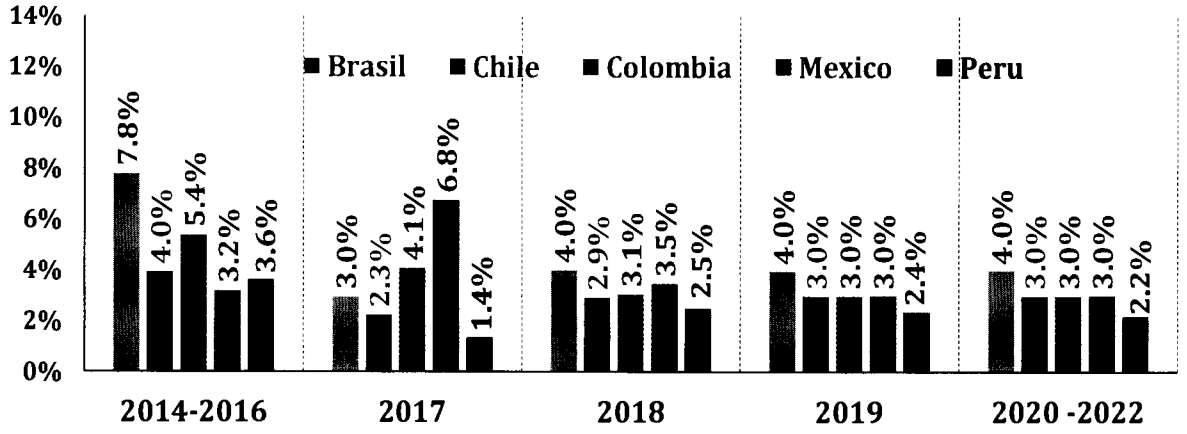
Gráfica 1-11: Inflación Versus Tasa De Desempleo y Tasa Reserva Federal de Estados Unidos (FED).



Fuente: Federal Reserve – United States Statement of Labor.

En Latinoamérica, la estabilidad de la tasa de cambio en las principales economías de la región, sumado a los efectos rezagados del aumento en la tasa de interés hecha por los bancos centrales entre 2013 y 2016 para enfrentar las mayores presiones inflacionarias que produjo la devaluación por la reducción en el flujo de divisas consecuente con la caída de precios del petróleo, y la desaceleración de la actividad económica, por el lado de la demanda interna, llevaron a una disminución de la tasa de inflación, con excepción del caso de México (Gráfica 1-12).

Gráfica 1-12: Tasa de Inflación Anual (Precios al Consumidor) Principales Economías de Latinoamérica.

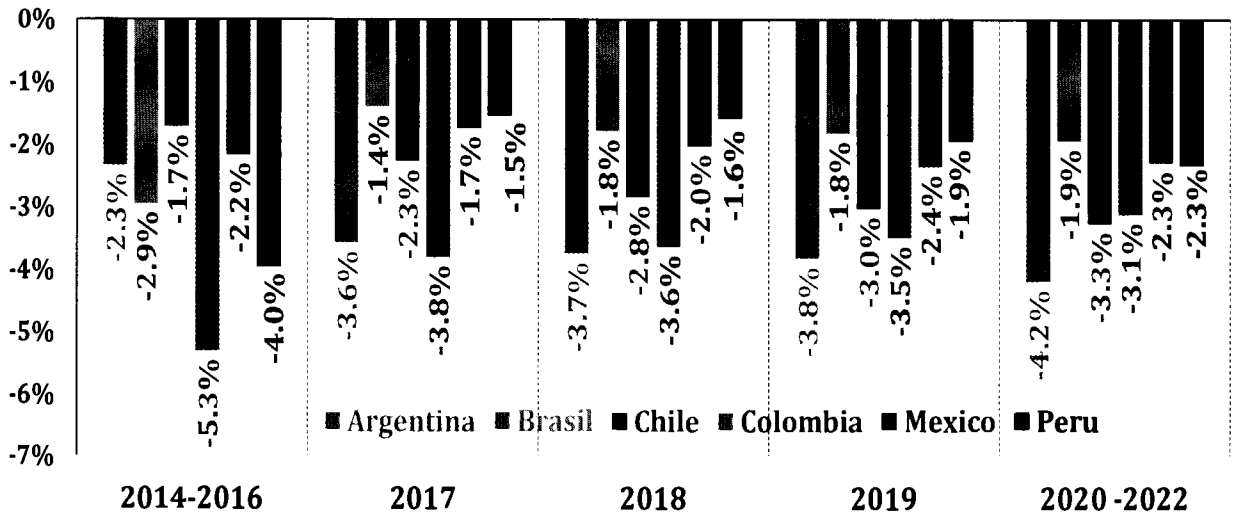


Fuente: FMI – CEPAL.

No obstante, para 2018 – 2019 la previsión indica que las principales economías estarán ubicadas dentro del rango meta de inflación establecido por sus bancos centrales5. En consecuencia, se espera que haya un mayor margen para la reducción de las tasas de interés, que coadyuve en la aceleración del crecimiento económico de Latinoamérica.

Son dos las variables macroeconómicas que más han sentido el impacto del ajuste macroeconómico de Latinoamérica: la cuenta corriente (por la contracción de la demanda interna, a través del consumo de hogares y la reducción del gasto) y el desempleo. En el caso de la cuenta corriente, los mayores ajustes han corrido por cuenta de Brasil, Colombia y Perú (Gráfica 1-13), reduciendo el déficit a un nivel inferior a 2,5% del PIB.

Gráfica 1-13: Cuenta Corriente (% PIB) Principales Economías de Latinoamérica.



Fuente: FMI – CEPAL.

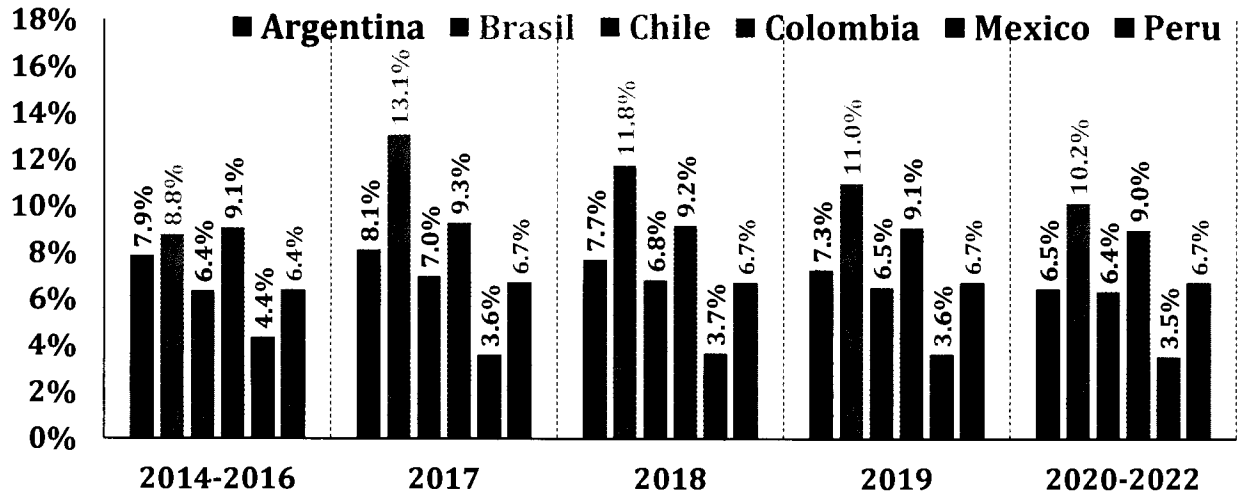
[5] Se excluye Argentina del análisis de inflación dado que no hay cifras oficiales de inflación avaladas por organismos multilaterales hasta 2015.

Por su parte, el desempleo ha mostrado un repunte que ha quebrado una tendencia descendente, alejando la tasa observada de la tasa natural. Se espera que el desempleo se estabilice en 2018, y que pueda retomar su senda descendente a partir de 2019, impulsada por las mayores expectativas de crecimiento a nivel mundial, y la recuperación de la demanda interna, estimulada por la reactivación del sector minero – energético tras la recuperación de los precios de las materias primas, las reducciones en tasas de interés hechas por los bancos centrales y los mayores flujos de inversión extranjera directa a la región (Gráfica 1-14).

La principal preocupación para los analistas es la dificultad que Latinoamérica presenta, para acelerar su tasa de crecimiento. La región enfrenta la terminación del bono demográfico principalmente, en México, Chile, Brasil, Perú, Colombia y Argentina. El aumento en el peso relativo de la estructura poblacional, por parte de la población mayor de 60 años, va a producir cambios en dinámicas de consumo, tamaño de hogares, demanda de vivienda, servicios públicos, y generará modificaciones en el mercado laboral que tendrá en las próximas tres décadas al menos, una población económicamente activa cada vez menos joven.

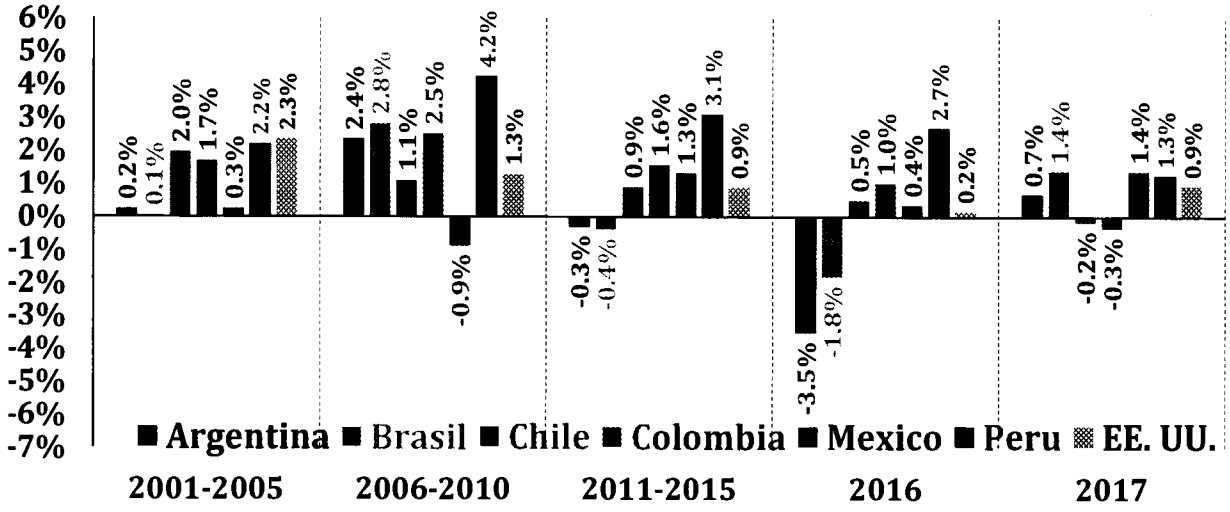
Así mismo, la caída en la productividad laboral es un factor que condiciona el crecimiento a largo plazo, la cual muestra con excepción de Perú, una tendencia a la baja, hecho que evidencia la necesidad de reformas que no solo dinamicen la generación de empleo, sino también, la generación de valor agregado del factor trabajo en la producción (Gráfica 1-15).

Gráfica 1-14: Tasa de Desempleo Nacional. Principales Economías de Latinoamérica.



Fuente: FMI – CEPAL.

Gráfica 1-15: Crecimiento Productividad Laboral Principales Economías de Latinoamérica.



Fuente: FMI – CEPAL.

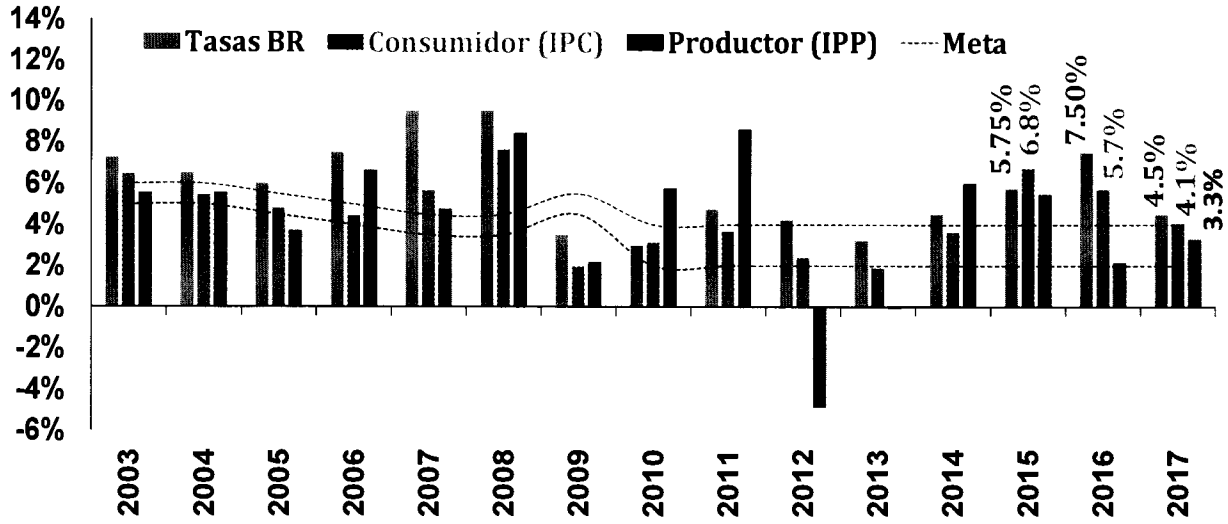
Esto contrasta con la evolución de la productividad de Estados Unidos, donde a pesar de la desaceleración de la economía con la crisis financiera 2007 – 2009, ha mantenido tasas positivas de crecimiento de la productividad laboral, hecho que contribuye a aumentar brechas en términos de ingreso y crecimiento potencial entre países desarrollados y países emergentes.

1.2. PANORAMA NACIONAL 2017 Y PERSPECTIVA MEDIANO PLAZO 2018 – 2020. RECUPERACIÓN: UN CAMINO LARGO POR RECORRER.

La principal preocupación económica, aparte del crecimiento económico, fue el fuerte repunte de la inflación que presentó Colombia en 2015 y 2016, lo que obligó al aumento en las tasas de intervención del Banco de la República (Gráfica 1-16) a niveles hasta de 7.5%. En la medida que la inflación comenzó a ceder y ubicarse alrededor del 4%, límite máximo del rango meta de inflación objetivo (2% – 4%), se aumentó en términos reales la tasa de interés de intervención y se hizo más evidente la desaceleración de la demanda interna durante 2016, la Junta Directiva del Banco de la República decidió hacer un viraje en la política monetaria, reduciendo las tasas de interés a 4.5% anual, al término de 2017[6].

[6] En Enero de 2018, la Junta Directiva del Banco de la República anunció una reducción adicional en la tasa de intervención del Banco Central, quedando en 4.25%. En su comunicado, el Banco justificó su decisión en la necesidad de acelerar la recuperación económica, la caída de la inflación, y el predominio de expectativas pesimistas de industriales y consumidores, que considera urgente revertir en el corto plazo, para estimular el consumo y la inversión.

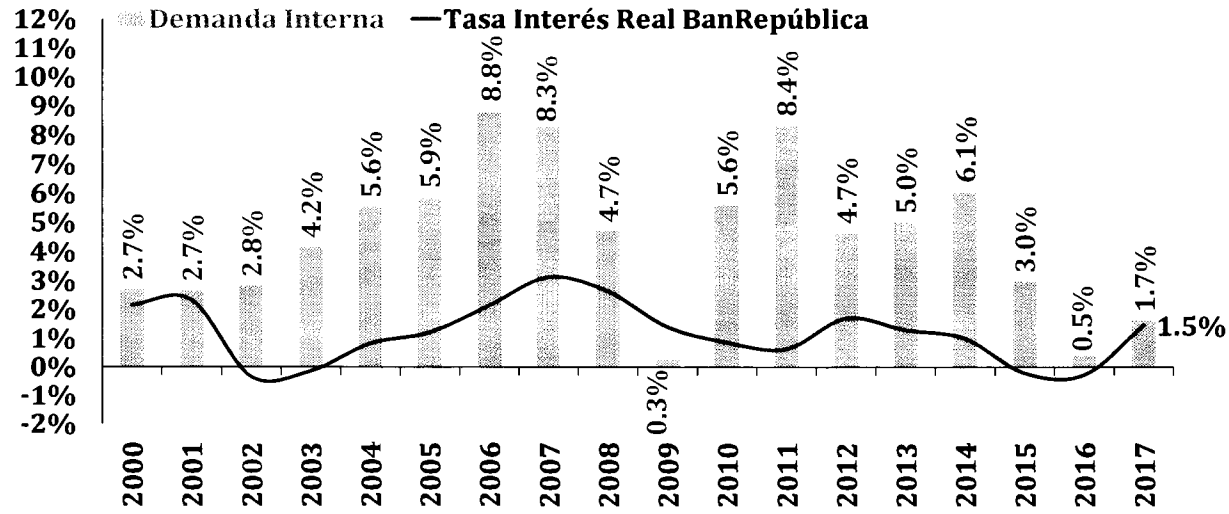
Gráfica 1-16: Inflación Colombia 2003 – 2017 Versus Tasa de Interés Banco de la República (Tasas BR).



Fuente: DANE – Banco de la República – DANE.

La reducción en el nivel de precios se ha presentado también para el productor, cayendo de 6% a 3.3% entre 2014 y 2017. La inflación al consumidor se redujo de 6.8% a 4.1%, volviendo la tasa de interés del Banco de la República a situarse en términos reales, en valores positivos. En la medida que la tasa real se hizo más alta, se hizo más sensible el consumo y la inversión, lo que contribuyó a moderar el crecimiento de la demanda interna, que a su vez, posibilitó la disminución de las presiones inflacionarias (
Gráfica 1-17).

Gráfica 1-17: Demanda Interna Vs Tasa de Interés Real de Intervención Banco de la República.

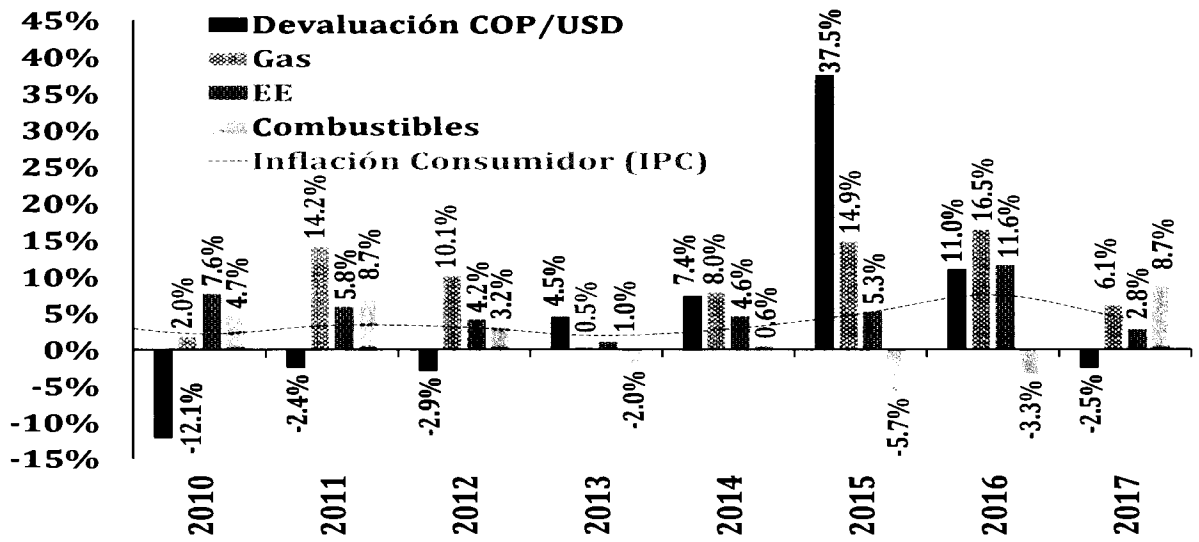


Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME.

La devaluación del peso colombiano (COP) frente al dólar americano (USD) entre 2014 y 2016, sumado al establecimiento de impuestos verdes a combustibles en la última reforma tributaria de 2016, han llevado a una

presión alcista en gas natural (GN) y combustibles, que los ha situado claramente entre los rubros que más han presionado al alza la inflación al consumidor (Gráfica 1-18).

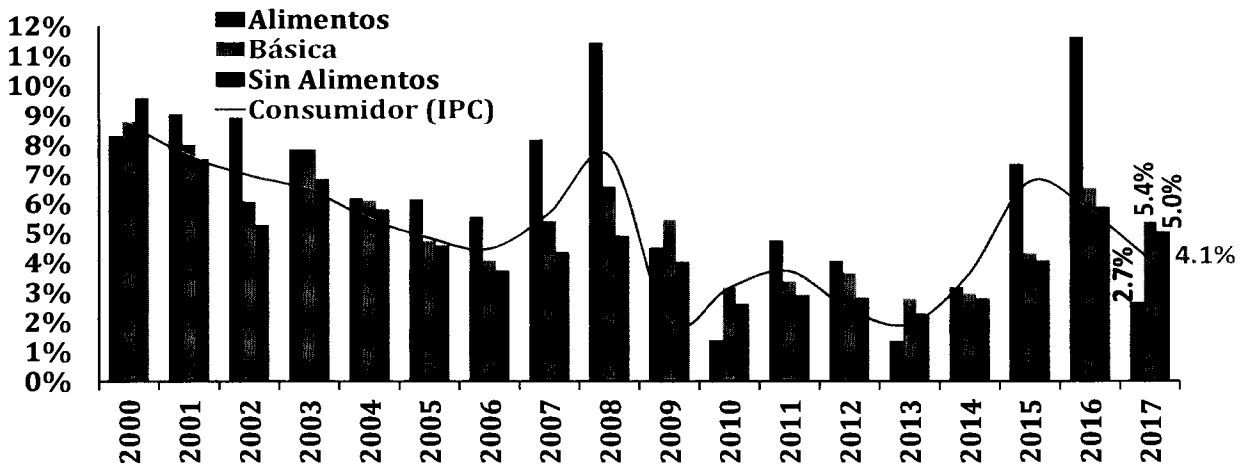
Gráfica 1-18: Inflación Anual Precios al Consumidor – Inflación Precios Energía Vs Devaluación (COP/ USD).



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME.

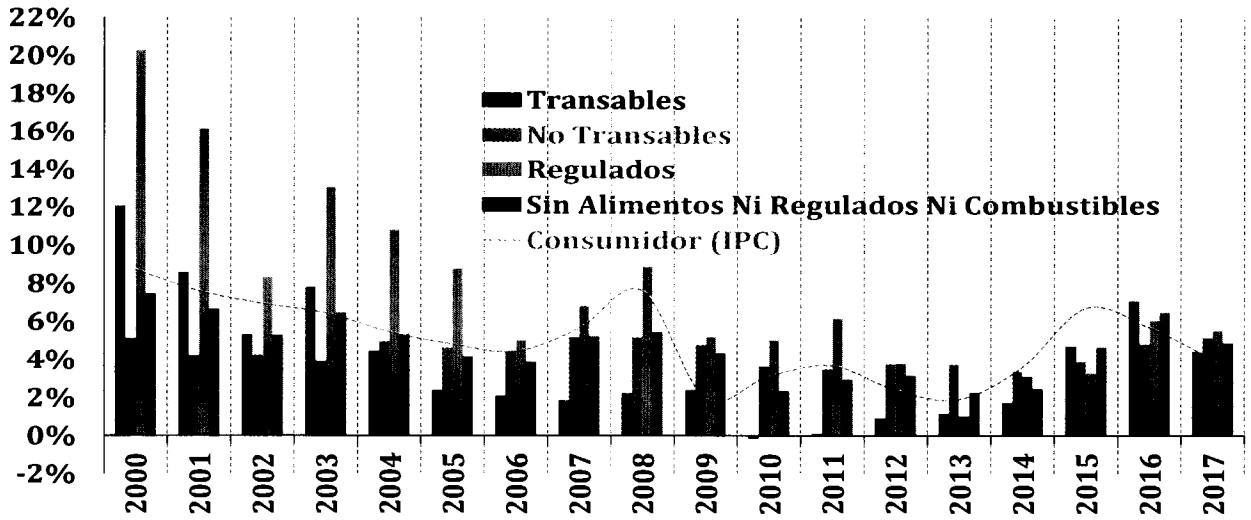
A pesar de la reducción en la inflación de precios al consumidor, persisten dos preocupaciones en esta materia: a) la reticencia de los indicadores de inflación básica a bajar de 4% (Gráfica 1-19) evidenciando que los problemas de inflación en la actualidad en Colombia son ajenos a alimentos, y la creciente presión inflacionaria que presentan los bienes no transables y los regulados (Gráfica 1-20). Así mismo, la inflación de regulados significativamente por encima de la variación promedio de precios al consumidor, plantea a mediano plazo la necesidad de revisar fórmulas para el cálculo de precios, y replantear la fijación de precios con intervención estatal, teniendo en cuenta la mayor competitividad, hecho que conduce a la reducción de precios, haciendo inocua la regulación.

Gráfica 1-19: Inflación Alimentos, Inflación Básico, Inflación sin Alimentos Versus Inflación Al Consumidor Colombia.



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME.

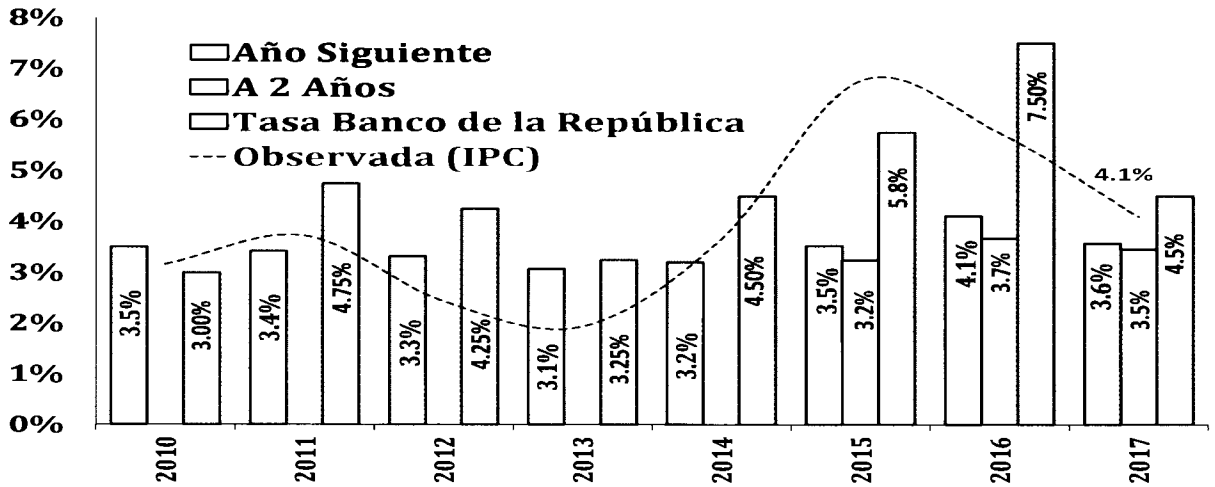
Gráfica 1-20: Inflación Transables, Inflación No Transables, Inflación Regulados, Inflación Sin Alimentos Ni Regulados Ni Comburtibles Versus Inflación Al Consumidor Colombia



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME.

El hecho que acentúa la posibilidad que rápidamente la inflación colombiana retorne al punto medio de la banda de inflación objetivo establecida por la Junta Directiva del Banco de la República (2% - 4%) es la forma como rápidamente en 2017, se anclaron las expectativas de inflación a 1 y 2 años (Gráfica 1-21), lo que evidencia la efectividad del endurecimiento de la política monetaria entre 2015 y 2016.

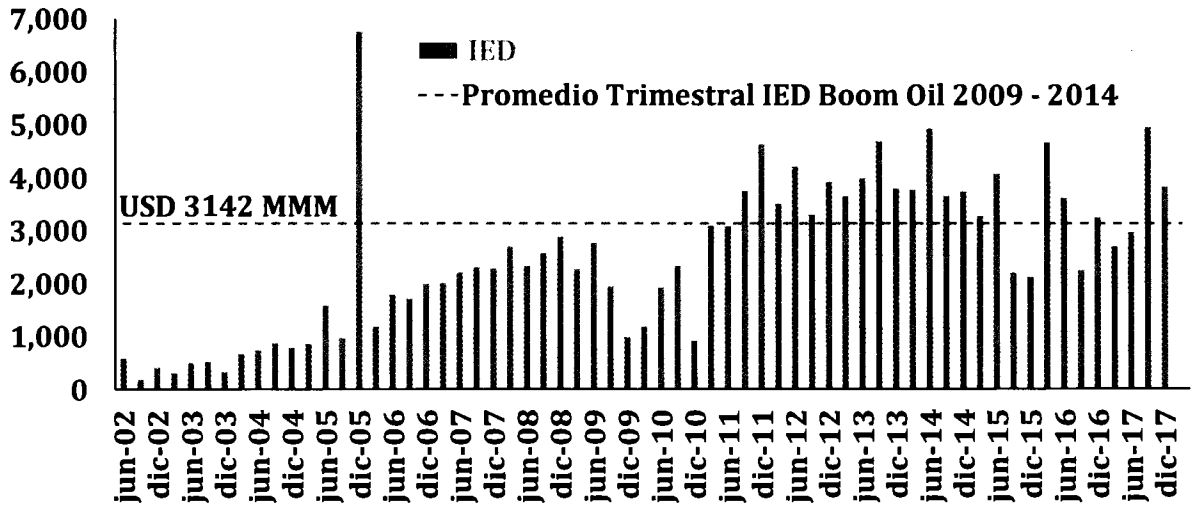
Gráfica 1-21: Expectativas de Inflación Anual en Colombia.



Fuente: DANE – Banco de la República – Cálculos UPME.

La resilencia de la economía colombiana para soportar el choque producido por la caída de precios del petróleo, se corrobora con la dinámica de la inversión extranjera directa, que en 2017 confirmó la recuperación tras la disminución de flujos en 2015 que siguió al choque (Gráfica 1-22). A Colombia le ha tomado sólo tres años, volver a recobrar la dinámica de flujos previa al choque petrolero, lo que ratifica la confianza en la economía colombiana a largo plazo, pese a las previsiones de menor crecimiento potencial.

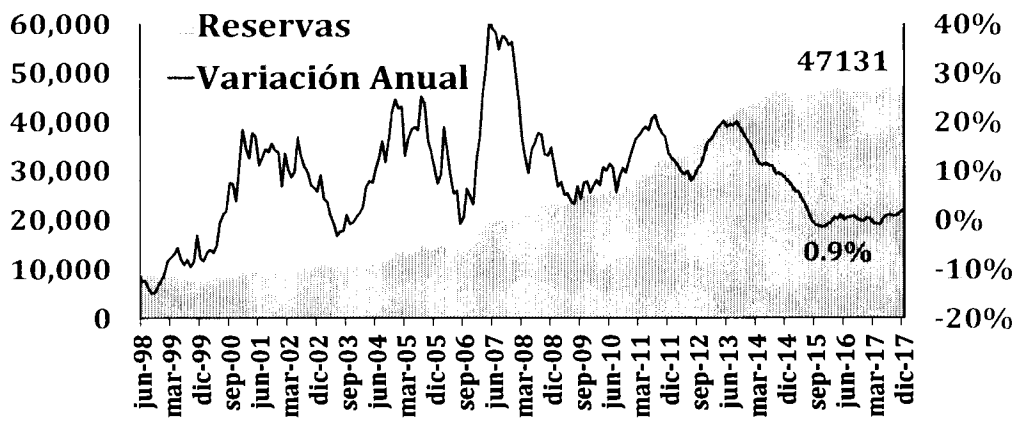
Gráfica 1-22: Fllujos de Inversión Extranjera Directa – IED Hacia Colombia (USD MM).



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME.

La estabilidad en los flujos de IED, ha posibilitado que Colombia, aunque a un menor ritmo respecto a los años previos al choque, siga acumulando reservas internacionales, lo cual blinda a Colombia a corto y mediano plazo, de la volatilidad en los flujos de capital, permitiéndole cumplir con sus obligaciones financieras, a pesar de la caída en cuatro puntos porcentuales de las exportaciones, con respecto al PIB, tras el choque petrolero, y de la inestabilidad económica de Latinoamérica (Gráfica 1-23).

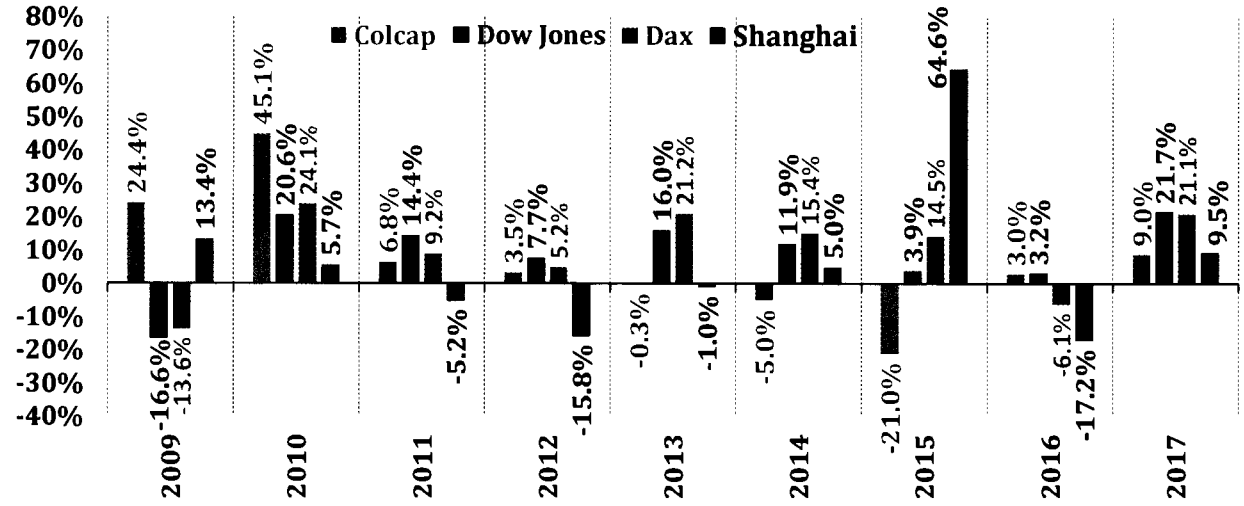
Gráfica 1-23: Nivel de Reservas Internacionales Colombia (USD MM).



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME.

La confianza en la economía colombiana, se ha evidenciado también en la valorización del mercado accionario nacional. En consonancia con el fuerte crecimiento del precio de las acciones a nivel mundial, como lo reflejan los mercados de Estados Unidos (Dow Jones), Alemania (DAX) y China (Shanghai), el índice referencia de Colombia (COLCAP) se valorizó 9% en 2017 confirmando la recuperación mostrada en 2016 (Gráfica 1-24).

Gráfica 1-24: Rendimiento Anual Prinicpales Indices Accionarios Mundiales Vs COLCAP (Colombia).

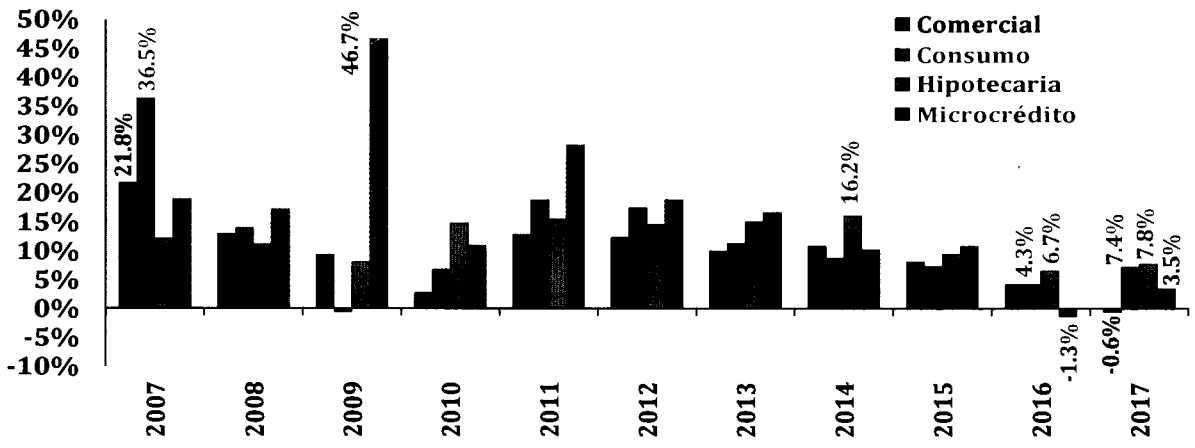


Fuente: Bloomberg – Cálculos UPME.

Los indicadores líderes relacionados con la actividad productiva, han mostrado un comportamiento ambivalente, sin definir una tendencia clara de recuperación sostenida, siendo esta la principal argumentación para haber revisado por parte de los Subdirección de Demanda, la previsión de crecimiento económico de 2.6% a 2.1% en el escenario base, para 2018.

El comportamiento de la cartera bancaria evidencia la mayor aversión al riesgo de los agentes, con una marcada reducción en el crecimiento de la colocación de créditos. La mayor desaceleración se relaciona con el crédito comercial (relacionado con préstamos a empresas), lo que es consistente con la menor dinámica de la actividad industrial (Gráfica 1-25).

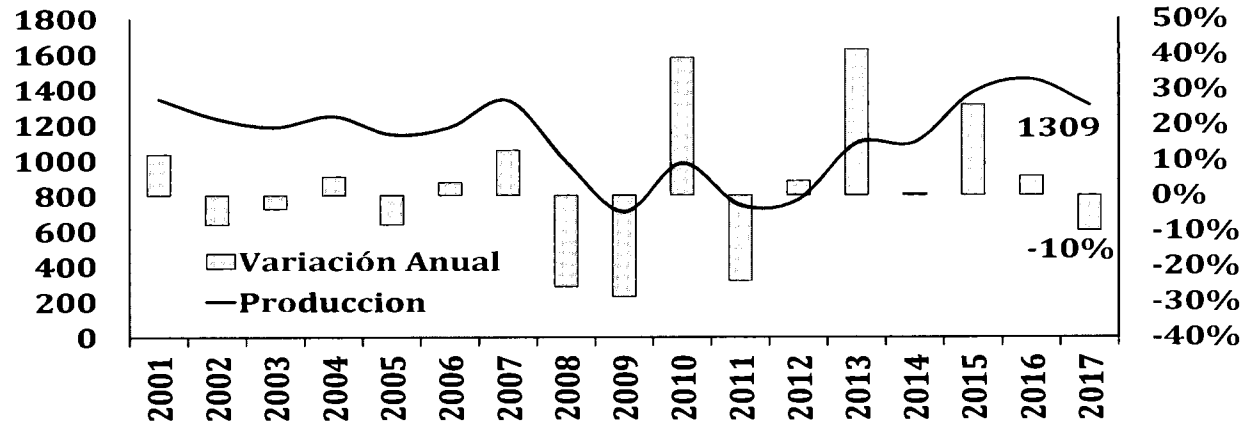
Gráfica 1-25: Tasa de Crecimiento Anual Cartera Bancos en Colombia.



Fuente: Superintendencia Financiera – Cálculos UPME.

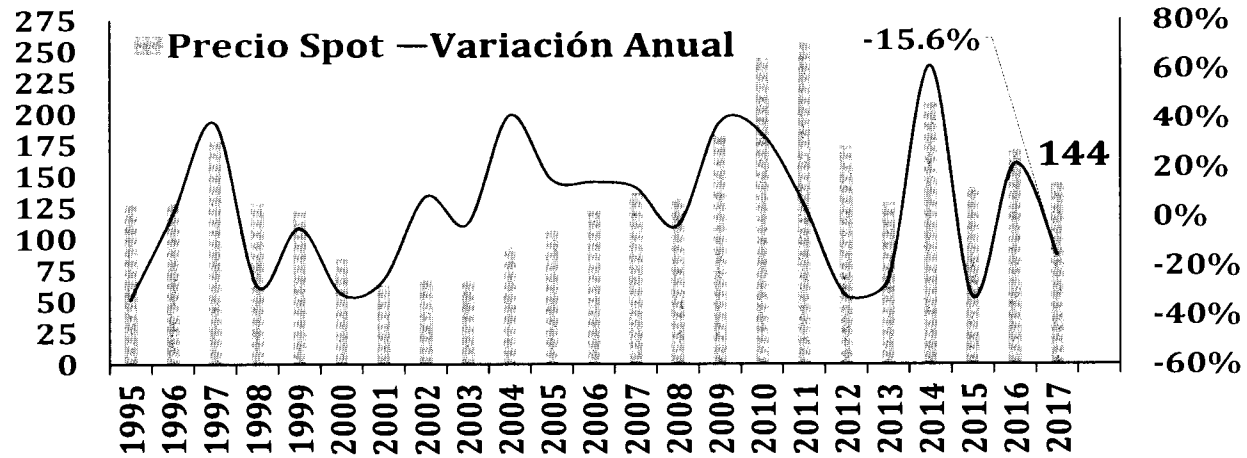
En cuanto refiere a la actividad agrícola, la producción cafetera mostró una contracción del 10% en 2017 en el volumen de sacos de 60 kg, en consonancia con la caída que en la misma magnitud tuvo el precio de la libra del café suave en los mercados durante 2017 (Gráfica 1-26, Gráfica 1-27).

Gráfica 1-26: Producción de Café Suave Colombiano (Miles de Sacos de 60 Kg.)



Fuente: Federación Nacional de Cafeteros – Cálculos UPME.

Gráfica 1-27: Precio Mundial de Café (¢ USD / Libra).

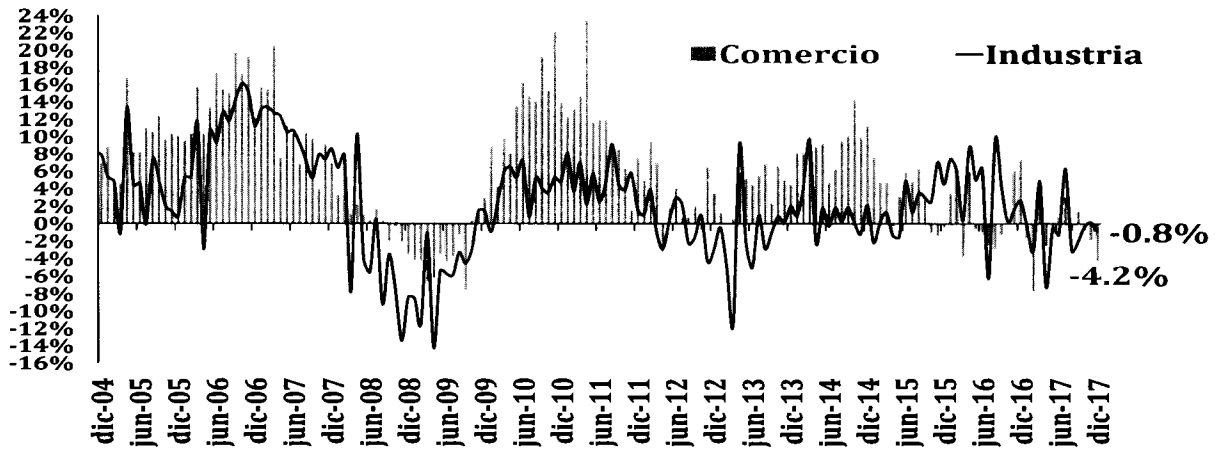


Fuente: Bloomberg – Federación Nacional de Cafeteros – Cálculos UPME.

Las actividades de comercio e industria manifestaron una preocupante contracción en 2017. La actividad industrial es la más inquietante (se contrae en 4.5% en 2017), por cuanto viene en una desaceleración desde 2015, y salvo el período 2009 – 2011, no ha podido estabilizar una tasa de crecimiento positiva, siendo una actividad económica de una dinámica cada vez más volátil (Gráfica 1-28).

En el caso del comercio, mostró una inusual tendencia a contraerse en el segundo semestre de 2017, donde se concentran las compras de hogares y empresas. En la medida que las industrias acumulen inventarios o demoren más en salir de éstos, será complejo para el comercio ayudar a dinamizar la industria, por el menor número de pedido y de volumen de unidades en el mismo. Este mal comportamiento obedece también a unas expectativas pesimistas de los empresarios y comerciantes, sobre el desempeño de la economía nacional,

Gráfica 1-28: Crecimiento Anual Actividad Industria y Comercio. Evolución Trimestral.

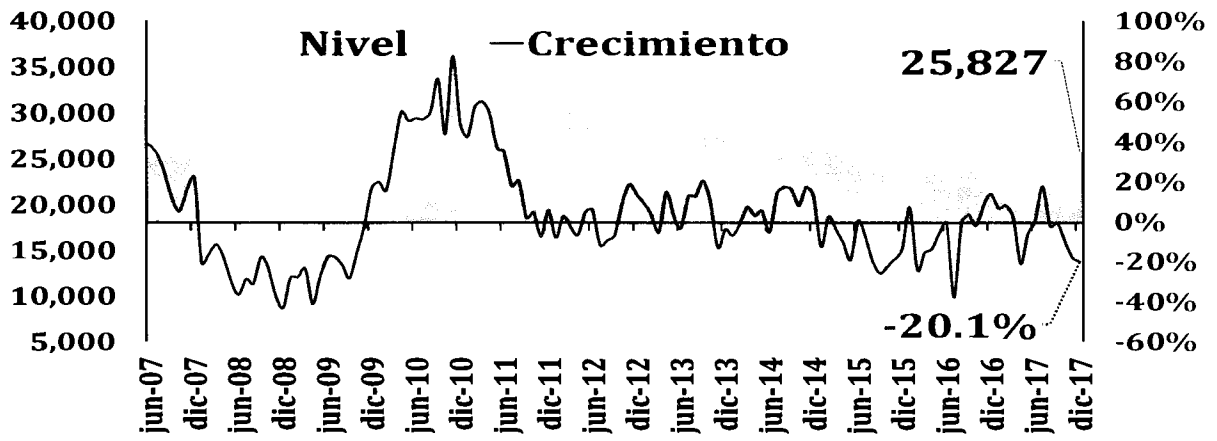


Fuente: DANE – Cálculos UPME.

Otro renglón de la industria con una brusca contracción en su actividad productiva, ha sido el de vehículos, cuyas ventas se contrajeron en 20.1% en diciembre de 2017 (Gráfica 1-29).

Así mismo, el volumen de unidades vendidas se ubicó en 2017 sobre las 280 mil unidades una cifra apenas 20 mil unidades por encima del volumen de ventas de 2010, lo que indica un retroceso de 7 años en dinámicas de venta, evidenciando la mayor aversión al endeudamiento de empresas y hogares, en particular, en bienes semi – durables y durables, como el caso de los vehículos, que por su costo de financiación y mantenimiento condicionan los flujos de caja en firmas y hogares.

Gráfica 1-29: Nivel y Crecimiento Anual en Ventas Vehículos en Colombia. Evolución Mensual.

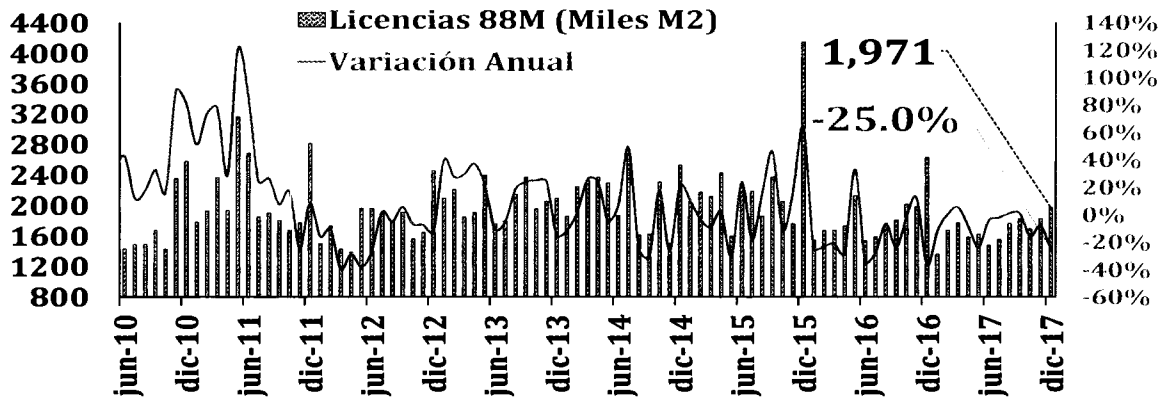


Fuente: DANE – Cálculos UPME.

Las licencias de construcción exhibieron una dinámica decreciente durante 2017 (Gráfica 1-30), completando dos años de crecimiento negativo, hecho que sustenta la desaceleración de la actividad edificadora y su contracción en el PIB de 2017 (-0.7%). En ello está incidiendo la menor disponibilidad del suelo, el bajo crecimiento del crédito hipotecario, y el mayor nivel de endeudamiento de los hogares. Para 2018, hay una expectativa de fuerte recuperación, impulsada por la reducción en las tasas de interés y una mayor

disponibilidad a endeudarse por parte de hogares, según vayan mejorando las expectativas a lo largo de éste año, lo que está también condicionado al ciclo político, por lo que se espera se concentre la recuperación en el segundo semestre.

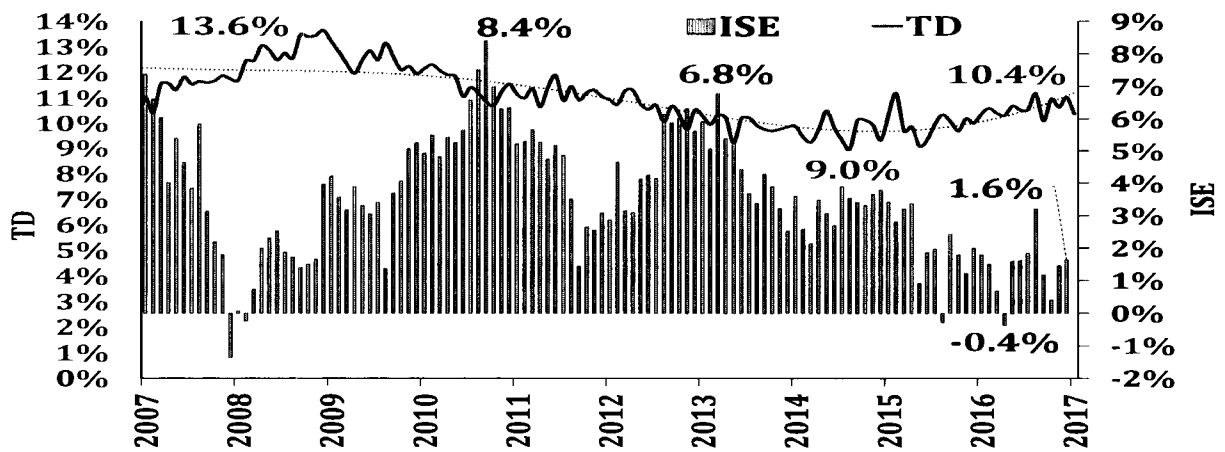
Gráfica 1-30: Licencias de Construcción (Miles de Metros Cuadrados). Evolución Mensual.



Fuente: Cámara Colombiana de la Construcción (CAMACOL) – DANE – Cálculos UPME.

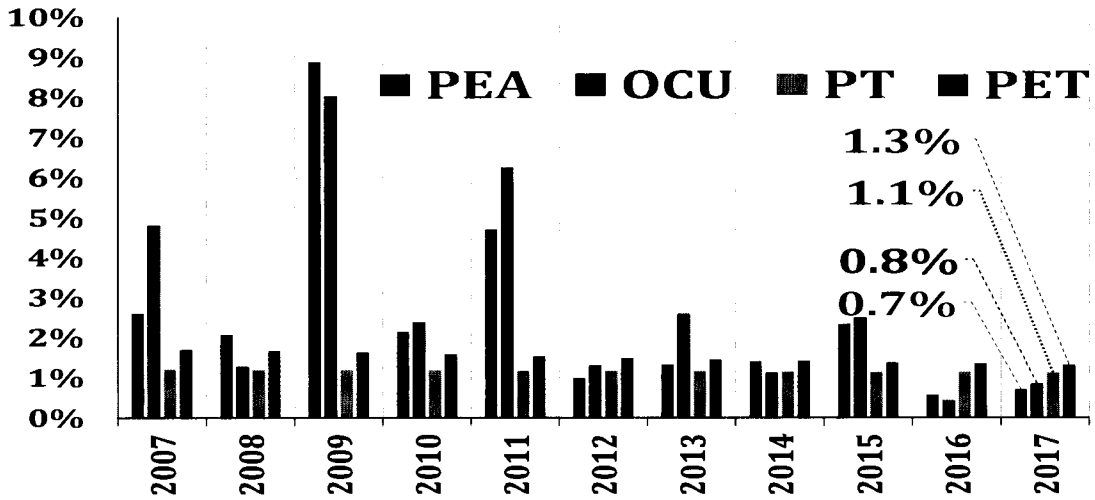
El desempleo recoge aunque en una magnitud inferior a lo que ha sido históricamente tras una desaceleración económica, el discreto desempeño de los indicadores líderes (
Gráfica 1-31). A nivel de trece principales ciudades, el desempleo cierra 2017 en 10.4%, consecuente con un bajo crecimiento de actividad productiva como lo registra el bajo crecimiento del índice de seguimiento económico (ISE) que cerró el año anterior en 1.6%. De esta forma, el desempleo se aleja de su tasa natural (8%) a la que había conseguido acercarse en 2014 – 2015. Aquí debe tenerse en cuenta, que la migración masiva de venezolanos a Colombia, está generando un incremento de la población económicamente activa (PEA), lo que estadísticamente conduce a una reducción o al menor crecimiento de personas empleadas (OCU). Como se aprecia (
Gráfica 1-32) e diciembre 2017, hay un crecimiento del número de personas ocupadas inferior al crecimiento de la población en edad de trabajar (PET), población que potencialmente incrementará la PEA, haciendo que se reduzcan las posibilidades para una persona desempleada, de encontrar trabajo.

Gráfica 1-31: Tasa de Desempleo Trece Principales Ciudades Colombia.



Fuente: DANE – Cálculos UPME.

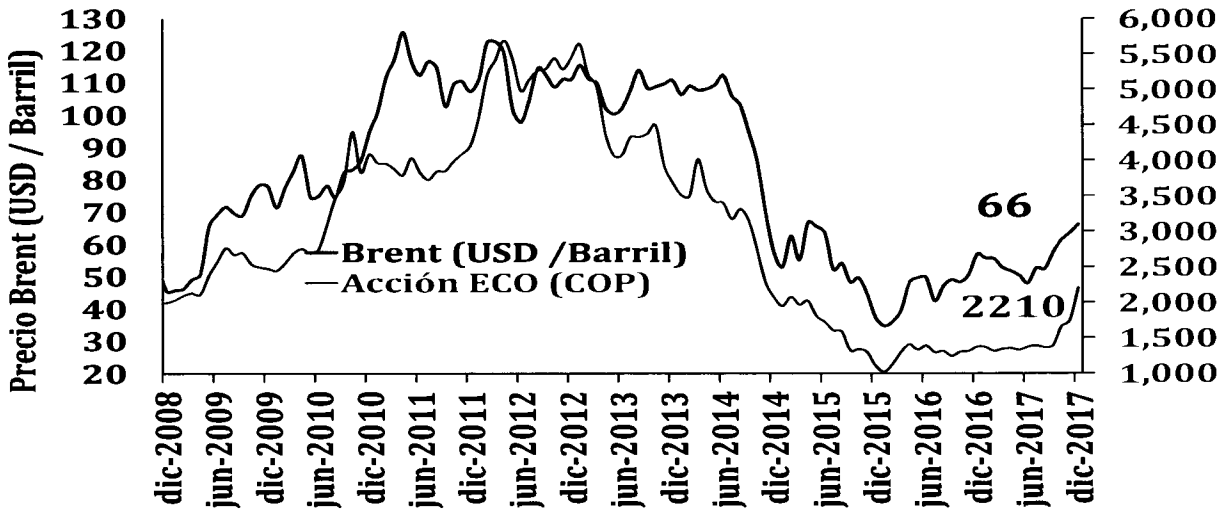
Gráfica 1-32: Crecimiento Anual PEA, Personas Ocupadas (ocu), Población Total (PT) y PET Colombia.



Fuente: DANE – Cálculos UPME.

Cabe señalar que la recuperación del precio del petróleo, ha impulsado una recuperación en la acción de la empresa más grande del país, Ecopetrol, la cual se valorizó en 2017, en 60%. 4 veces el crecimiento anual del precio del petróleo en el mismo año, hecho que estimula la inversión en bolsa, y prevé un crecimiento de la inversión de Ecopetrol, por valoración de su patrimonio, en 2018 (Gráfica 1-33).

Gráfica 1-33: Precio Brent Vs Precio Acción Ecopetrol.



Fuente: DANE – Cálculos UPME.

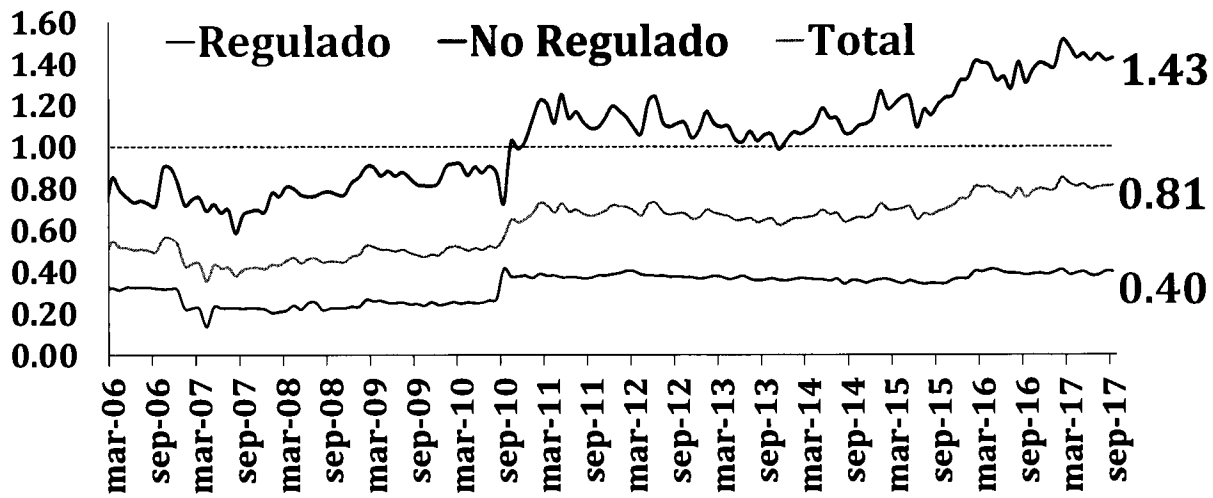
1.3. ECONOMÍA COLOMBIANA, ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL: UN PIB MENOS INTENSIVO EN ENERGÍA Y UNA DEMANDA MENOS INELÁSTICA A PRECIOS.

Las estimaciones que la UPME viene haciendo de la elasticidad precio – demanda buscan determinar la capacidad de reacción del consumo frente a variaciones en los precios, considerando las dos principales demandas de energía: electricidad y gas natural, ambos mercados regulados, y con una relación históricamente estrecha con la actividad productiva. Esta medición se obtiene a partir de modelos econométricos de series de tiempo, en particular vectores de cointegración, que usan las tendencias de las series como drivers de la relación de largo plazo entre las variables.

Una demanda se considera elástica, cuando el valor de la elasticidad de ubica por encima de uno, que corresponde a una demanda sensible frente a cambios en los precios, lo que supone una variación del consumo en términos porcentuales, mayor al cambio observado en los precios.

Para el caso de la energía eléctrica, el mercado regulado muestra una demanda inelástica que se ubica a septiembre de 2017 en 0.4 (Gráfica 1-34). Contrasta con el comportamiento de la demanda no regulada, cuya elasticidad se ubica en 1.43. Por ende, la demanda no regulada es altamente elástica, situándose en esa situación en los últimos 7 años. La ponderación de ambos mercados, determina, una elasticidad precio – demanda a septiembre de 2017 de 0.8, con una tendencia creciente a lo largo de la última década, es decir, una demanda cada vez más sensible a cambios en los precios, sin ser aun elástica.

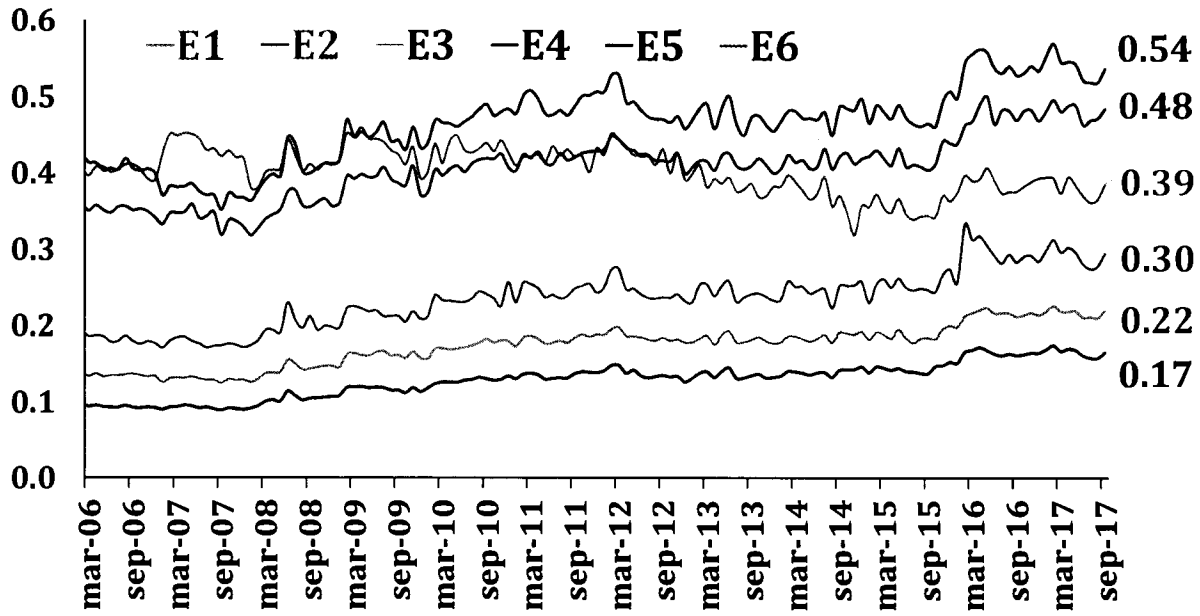
Gráfica 1-34: Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica Según Mercado.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Histórica XM.

Por hogares, discriminados por Estratos (E1, E2, E3, E4, E5, E6) la demanda sigue siendo inelástica pero manteniendo una tendencia creciente, a lo largo del período analizado (Gráfica 1-35). Llama la atención, que la elasticidad no esta correlacionada con el nivel de ingresos de los estratos, factor que ayuda a sustentar la discusión sobre la conveniencia y eficacia de los subsidios, por cuanto pueden estos incidir, en una mayor capacidad de consumo, independientemente de las dinámicas de los precios.

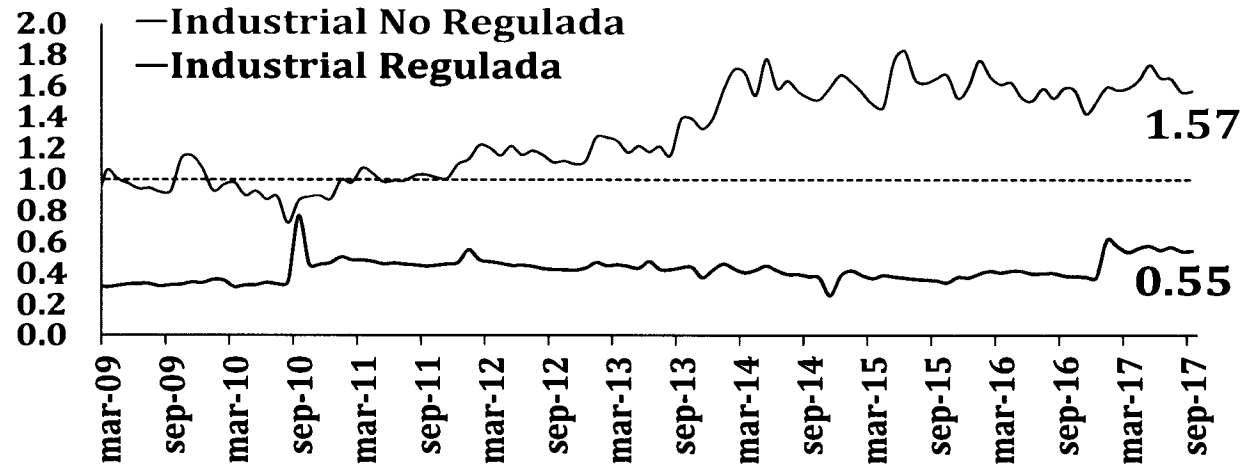
Gráfica 1-35: Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica Hogares.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Histórica XM.

En cuanto a la industria, tanta la demanda regulada como no regulada exhiben tendencias crecientes, pero es la industria no regulada la que presenta la mayor sensibilidad entre ambas demandas, ubicándose en 1.57 su elasticidad precio – demanda al finalizar 2017 (Gráfica 1-36). Por su parte, la industria que pertenece a la demanda regulada, tiene una elasticidad inferior, 0.55, evidenciando insensibilidad a cambios en los precios.

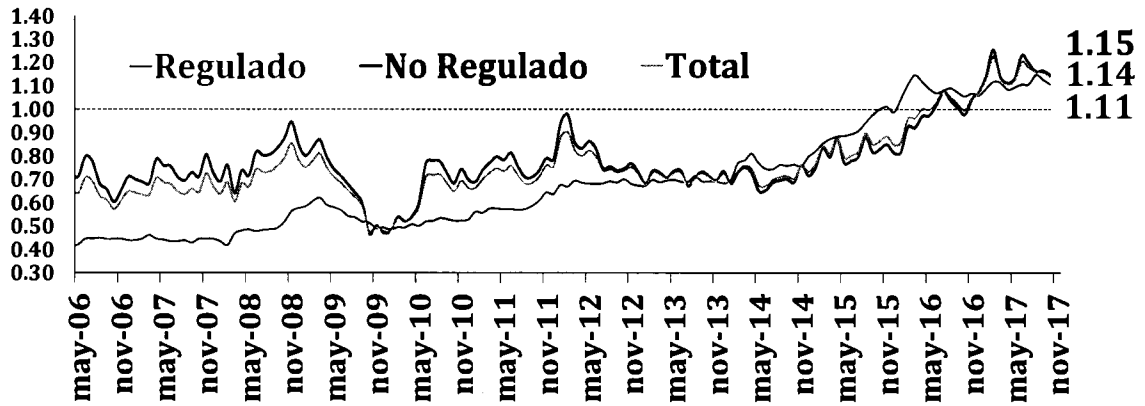
Gráfica 1-36: Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica Industria



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Histórica XM.

Con relación a la demanda de gas natural, su sensibilidad es significativamente mayor con relación al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, lo que se explica por el fuerte incremento que los precios han tenido en la presente década (Gráfica 1-37). La elasticidad de la demanda regulada se ubica en 1.1 al finalizar 2017, mientras la no regulada se ubica en 1.15. En ambos casos las demandas se sitúan desde el segundo semestre de 2016 con elasticidades mayores a uno, por lo que completan año y medio aproximadamente siendo sensibles a la dinámica de precios del gas natural.

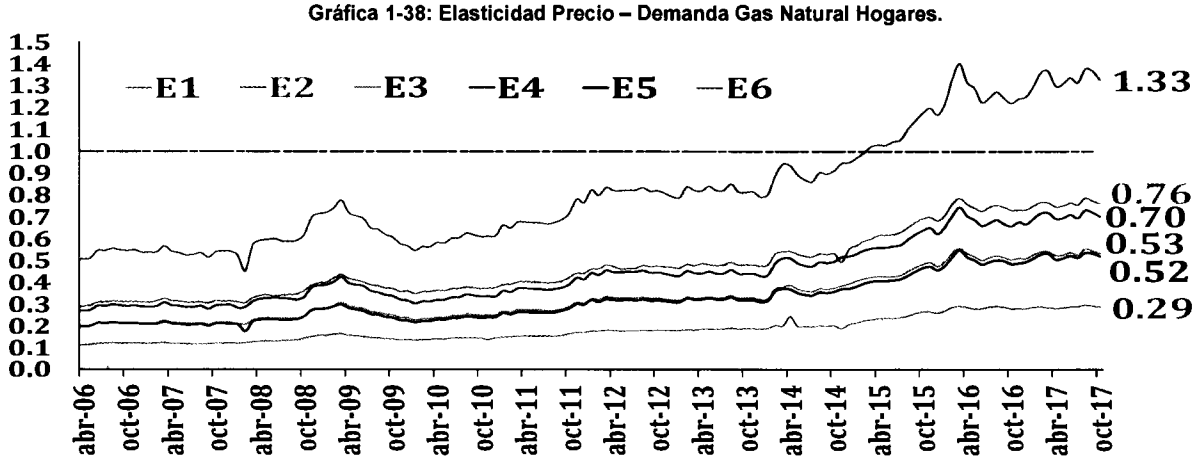
Gráfica 1-37: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural por mercado.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Histórica CONCENTRA.

En el caso de los hogares, la elasticidad precio – demanda muestra una tendencia creciente en todos los estratos (Gráfica 1-38), pero particularmente en Estrato 6, 4 y 2, siendo solo el E6 el que se ubica con una demanda elástica, mostrando un valor de 1.3 al finalizar 2017 (Corte al mes de Octubre).

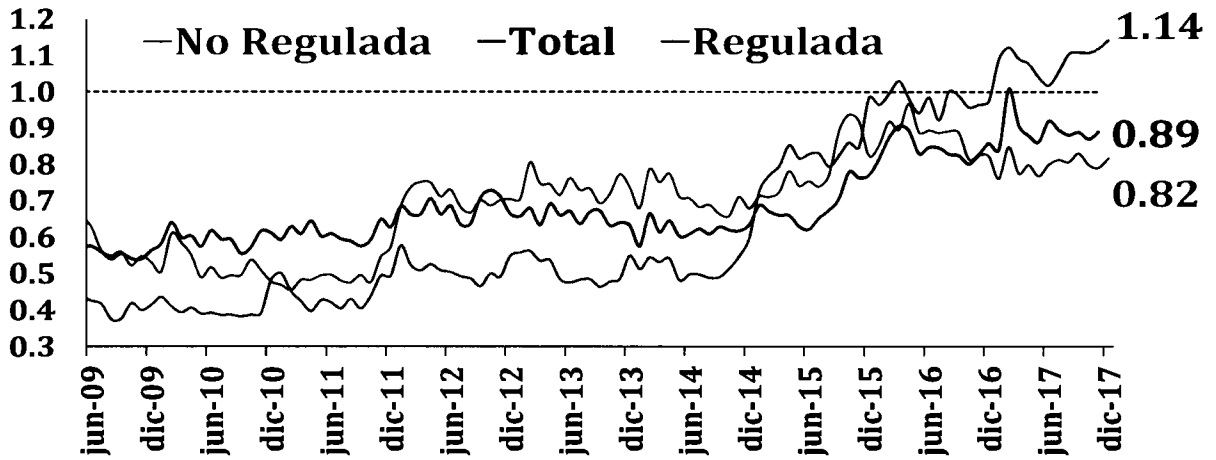
Gráfica 1-38: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural Hogares.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Histórica CONCENTRA.

Con relación a la industria, la elasticidad precio – demanda de gas natural es más alta y elástica en el mercado regulado, con relación al no regulado, aunque con tendencias al alza en ambos mercados (Gráfica 1-39). La demanda total se ubica al finalizar 2017 en 0.89, su valor más alto en los 9 años analizados.

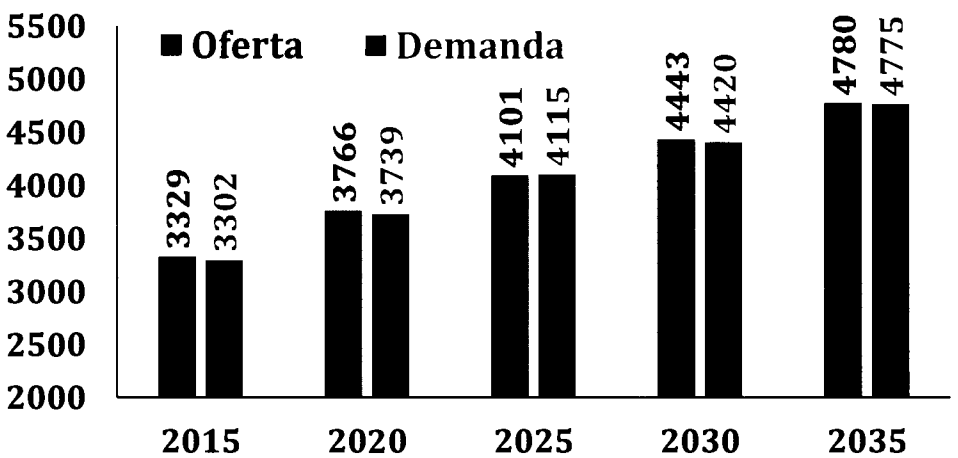
Gráfica 1-39: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural Industria.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Histórica CONCENTRA.

La tendencia a una demanda más elástica de gas natural en Colombia, se acentúa con las previsiones que indican una reducción gradual de exceso de oferta de gas natural (
Gráfica 1-40), al punto de eliminarse hacia 2025, lo que explica la revisión al alza en las previsiones del precio Henry Hub, precio de referencia para la fijación de los precios del gas natural en Colombia (Gráfica 1-41)

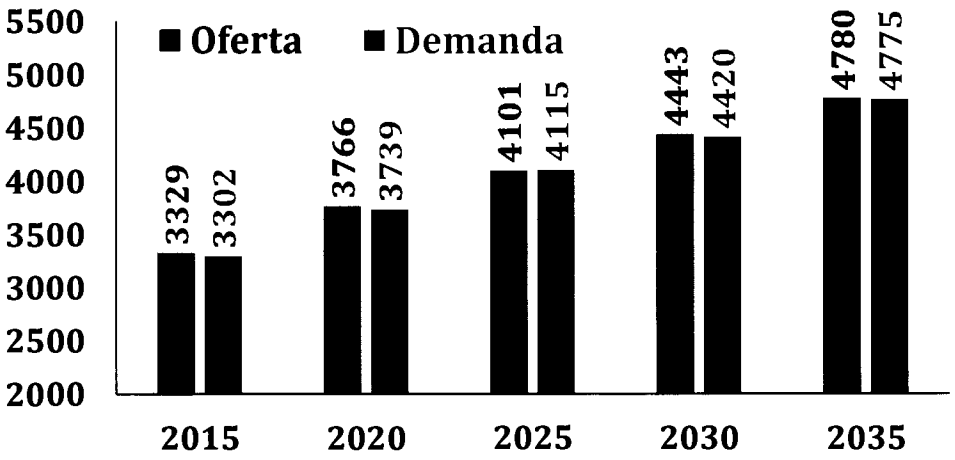
Gráfica **1-40. Oferta versus Demanda Mundial Gas Natural (bcm @ 40 MJ/m3)**



Fuente: Wood Mackenzie.

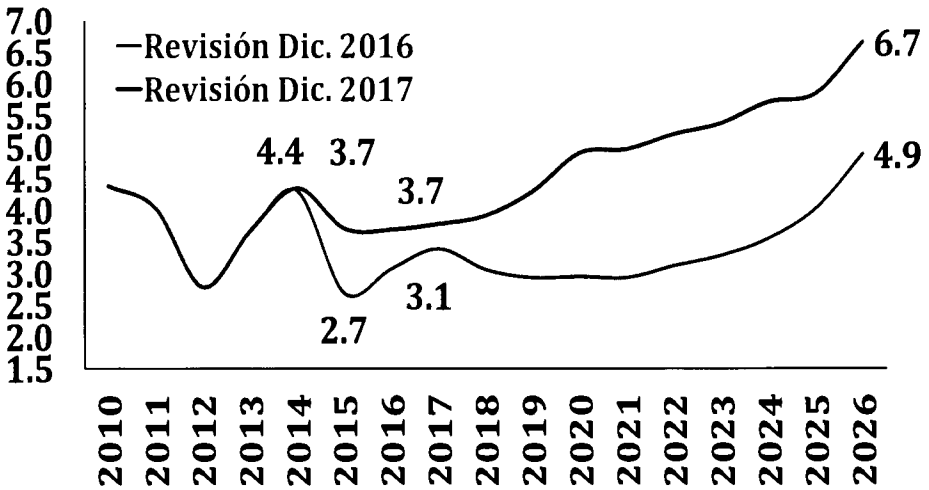
Gráfica 1-41

Gráfica 1-40. Oferta versus Demanda Mundial Gas Natural (bcm @ 40 MJ/m3)



Fuente: Wood Mackenzie.

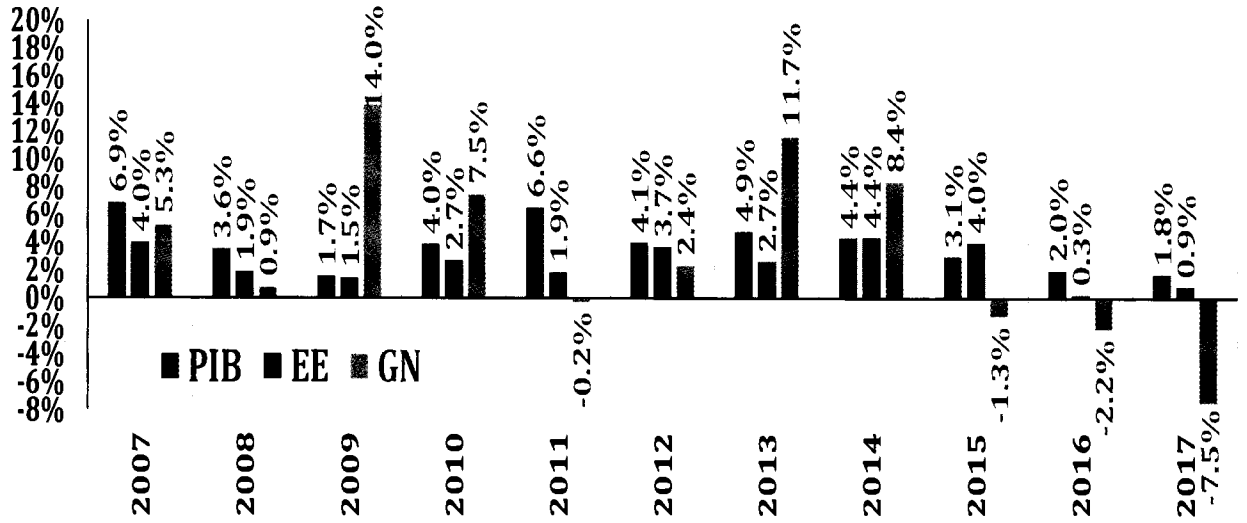
Gráfica 1-41: Estimaciones Precio Henry Hub Gas Natural (Nominal US$/mmBtu).



Fuente: Wood Mackenzie – Cálculos UPME.

La menor dinámica de la actividad económica, ha afectado el comportamiento de la demanda nacional de EE y GN (Gráfica 1-42). Tanto en electricidad como en gas natural, Colombia está afrontando su tasa de crecimiento en consumo más baja de la última década. La demanda de electricidad a 2017 creció en 0.9%, mostrando una dinámica de recuperación inferior a la que exhibió tras fenómenos del Niño como el acontecido en 2016 (1992 y 2009). Por su parte, la demanda de gas natural completa tres años de contracción, que sumado al bajo crecimiento de la demanda de electricidad, ayudan a explicar la ralentización de la economía colombiana tras el choque petrolero de 2014. La relación de esta contracción de la demanda de GN y EE, no es ajena y guarda correlación con la desaceleración de un PIB, que es cada vez menos intensivo en energía, dada la creciente participación del sector terciario, y el menor peso dela producción industrial.

Gráfica 1-42: Crecimiento Económico Colombia Versus Variación Anual Demandas Nacionales EE – GN.



Fuente: Cálculos UPME – XM – CONCENTRA – DANE.

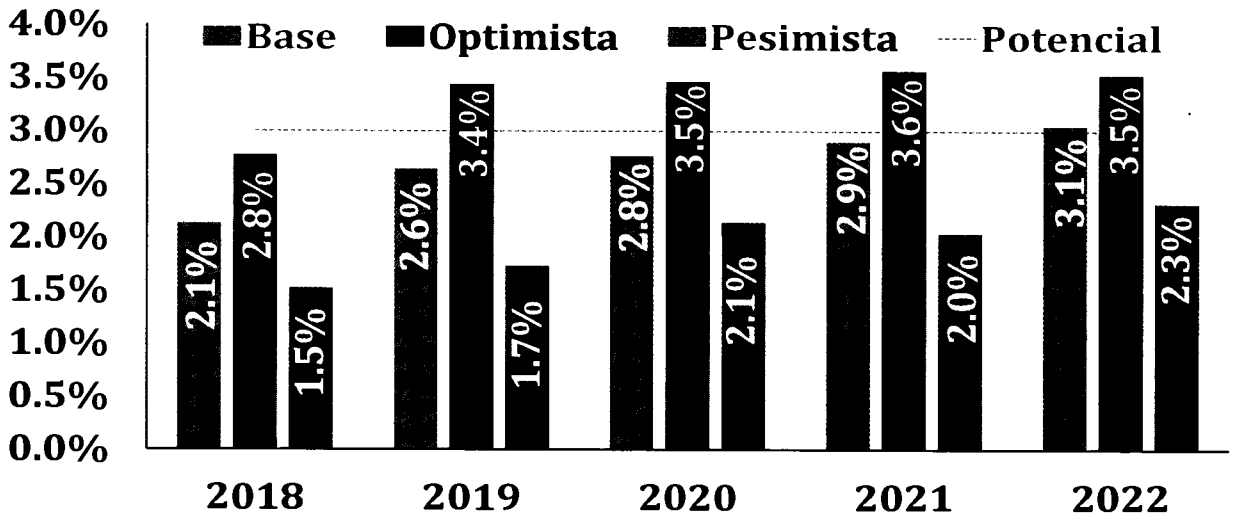
Como reflexión final, cabe anotar que el mundo a 2050 será muy distinto al actual: hogares más pequeños, una población envejecida y un crecimiento moderado y bajo de la demanda de electricidad y gas natural, respondiendo a prácticas cada vez más generalizas de eficiencia energética, los cambios demográficos subyacentes al envejecimiento de la población y en respuesta al cambio descrito en la composición del PIB. Por ende, los retos de planeación energética, regulación y diseños de políticas, deben reconocer la complejidad de modelar para un mundo distinto al que se proyectaba en un modelo de planificación energética hasta hace pocos años.

1.4. PREVISIONES ECONÓMICAS PARA COLOMBIA A MEDIANO PLAZO

La Subdirección de Demanda de la UPME, ha considerado tres escenarios de crecimiento económico para Colombia a corto y largo plazo. En primer lugar la Subdirección ha estimado que el crecimiento potencial de la economía colombiana se ubica ya en un rango de 3% - 3.5%, con base en lo cual ha revisado a la baja las previsiones de crecimiento. No obstante, a efectos de no subestimar el crecimiento de la demanda de electricidad y gas natural, las proyecciones de estas demandas consideran el escenario optimista en sus estimaciones. De esta forma, para 2018 se estima un crecimiento de 2.1% en un escenario base, con sesgo al alza hacia 2.8% y sesgo a la baja de 1.5% (Gráfica 1-43). En el mejor de los casos, la economía colombiana podría a partir de 2019 volver a crecer por encima del 3%, pero también corre el riesgo adyacente de volver a crecer en 2018 – 2019 por debajo del 2%, en razón a la posibilidad que la economía estadounidense, como consecuencia del recalentamiento al que puede exponerse por su bajo desempleo y la presencia de tasas de interés bajas, además del prolongado período de expansión que presenta (desde2019Q2).

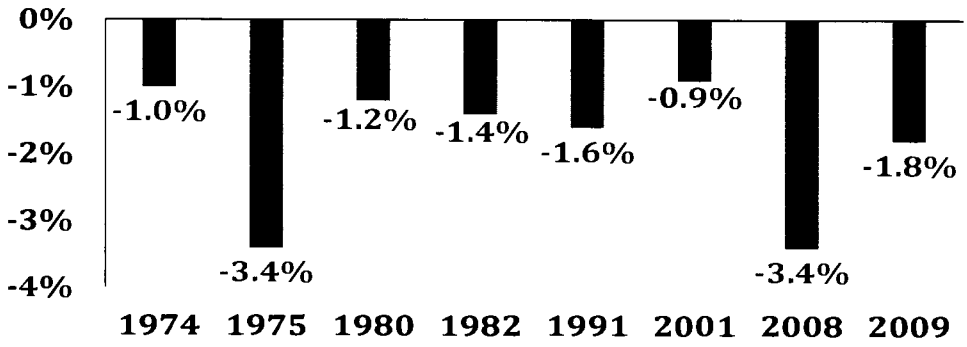
Las estimaciones muestran que en años donde la economía de Estados Unidos entra en recesión, Colombia tiene una disminución de uno a dos puntos porcentuales en su tasa de crecimiento económico, por lo que no puede despreciarse el riesgo que una desaceleración en Estados Unidos pueda afectar negativamente las previsiones de crecimiento para Colombia a mediano plazo (Gráfica 1-44).

Gráfica 1-43: Previsiones Crecimiento Económico Colombia 2018 – 2022.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

Gráfica 1-44: Pérdia de Crecimiento Económico en Colombia en los Años que Estados Unidos ha estado en Recesión.



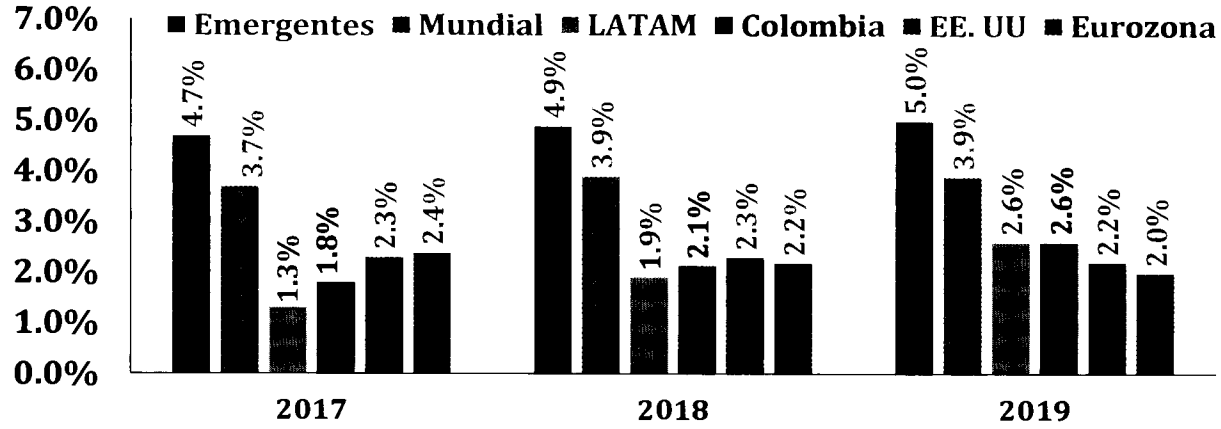
Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

Frente a la revisión de la calificación de la deuda soberana hecha por la firma calificadora de riesgo Standard & Poors (S&P), disminuyendo la nota de de BBB a BBB –, en diciembre de 2017, resalta el hecho que el escenario macro que S&P considera en su análisis, es similar al que ha venido considerando la UPME para sus previsiones de demanda de electricidad, gas natural y transporte, bajo el escenario optimista. Para la UPME, la reducción de la calificación de la deuda, aunque mantiene el grado de inversión de la deuda colombiana (lo más importante), significa una alerta roja para el próximo Gobierno, de no dar continuidad a los esfuerzos hechos por la actual Administración, en materia de incrementar los ingresos (como se hizo con la Reforma Tributaria 2016), a lo que habrá de sumarse una necesaria reducción de gastos y la necesidad de buscar fórmulas para flexibilizar el gasto, como sucedería con la aprobación de cambios en el esquema de subsidios que se tramita en el Congreso, para el cumplimiento de la Regla Fiscal y preservar la estabilidad macroeconómica.

Sin embargo, lo determinante a mediano plazo para la preservación del grado de inversión, será la aceleración del crecimiento económico, pero partiendo de la base que no será impulsada por la producción de petróleo, en la forma protagónica en que lo hizo durante la primera mitad de la presente década, dado que las previsiones indican que aunque Colombia seguirá creciendo igual o por encima de la región, si va a estar por debajo del crecimiento mundial y el promedio de las economías emergentes (Gráfica 1-45). Cabe destacar,

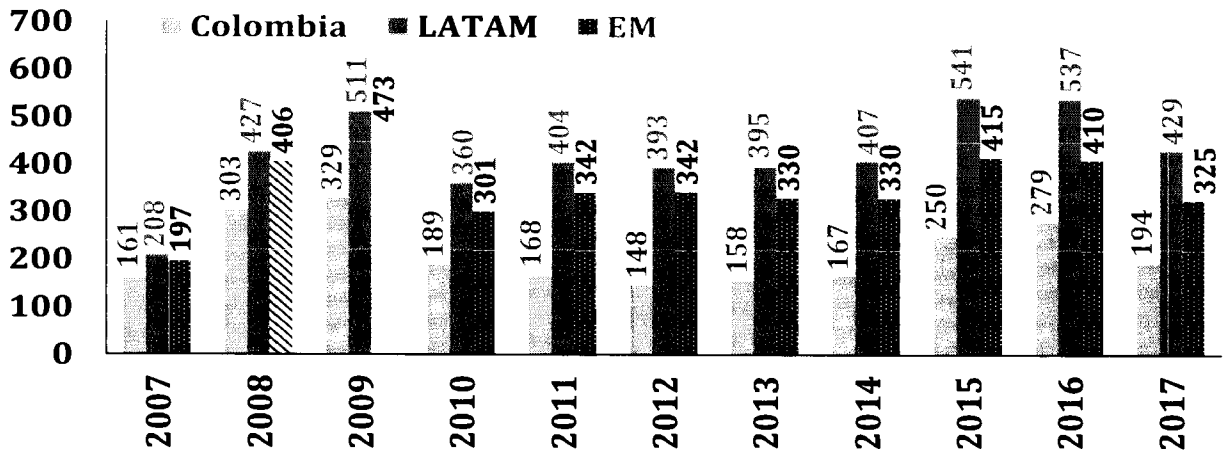
que a pesar de la disminución de la calificación de S&P, y de la perspectiva negativa de Fitch en Febrero de 2018, el EMBI de Colombia (medido en puntos básicos – Pb) sigue siendo muy bajo (194) e inferior en más de la mitad con relación a Latinoamérica, e inferior en un 40% aproximadamente al riesgo país de emergentes (Gráfica 1-46, Gráfica 1-46).

Gráfica 1-45: Escenario Comparativo Crecimiento Económico Principales Regiones Versus Colombia 2017 – 2019.



Fuente: FMI – Cálculos UPME.

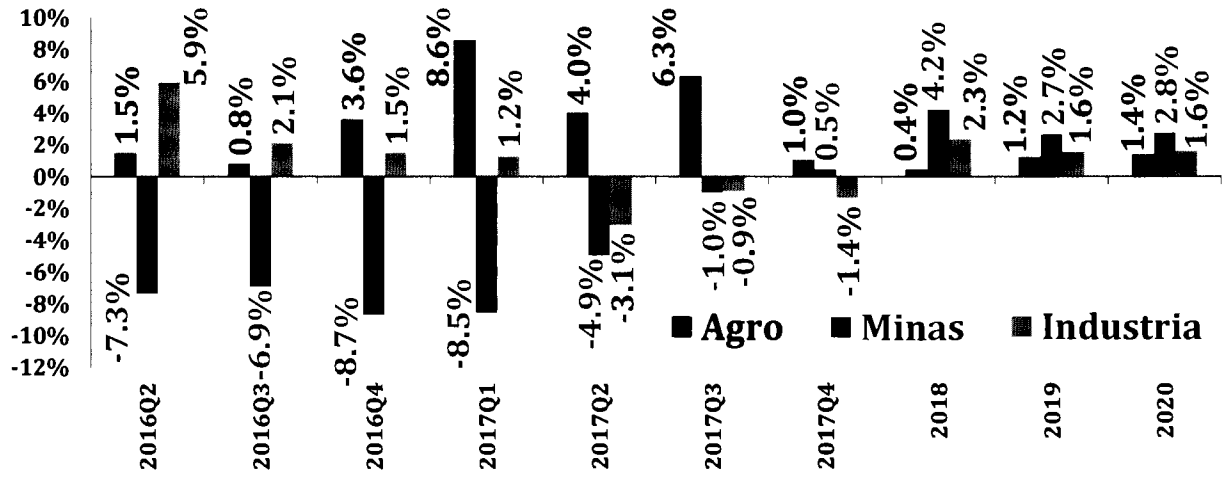
Gráfica 1-46: Riesgo País (EMBI – Pb) Colombia vs Latinoamérica y Emergentes (EM).



Fuente: FMI – Cálculos UPME.

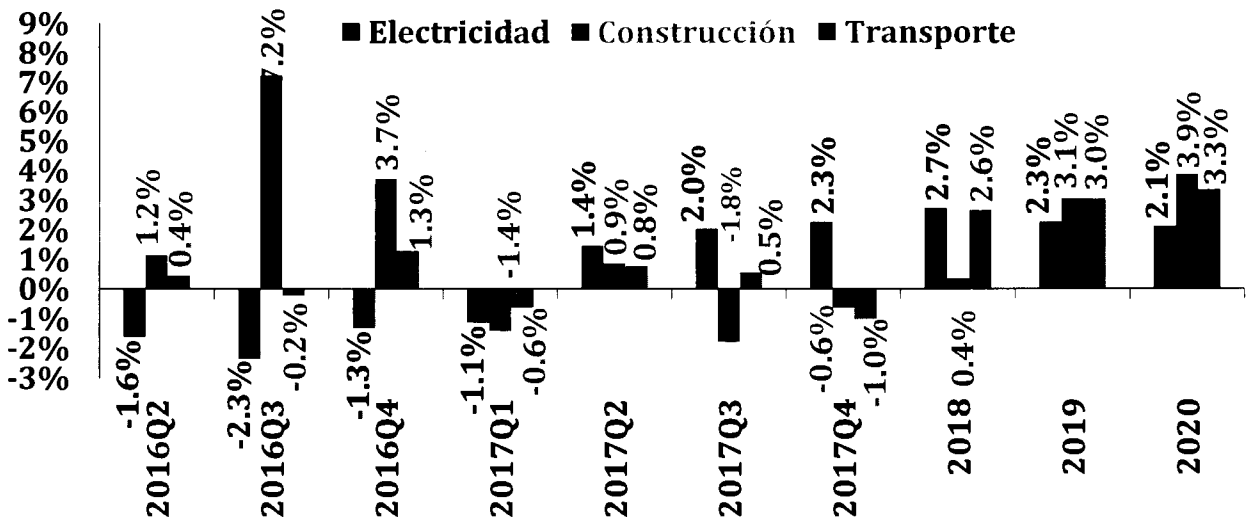
Las previsiones de crecimiento económico por el lado de la oferta, muestran una débil recuperación de la industria, creciendo en promedio a 2020 2%, una recuperación moderada de minería, y una ralentización de la tasa de crecimiento del sector agropecuario, con tasas inferiores al 2% anual (Gráfica 1-47). Con respecto al sector eléctrico, se prevé un crecimiento moderado, en promedio 2.3%. Respecto a la construcción su recuperación será fuerte en 2019 – 2020, considerando el rezago entre la reducción de tasas del emisor, y el efecto esperado en la reactivación del crédito. El transporte tendría un crecimiento 2018 – 2020 promedio de 3%, siendo el más estable de los sectores terciarios de la economía nacional (Gráfica 1-48).

Gráfica 1-47: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Agricultura –Minería – Industria.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

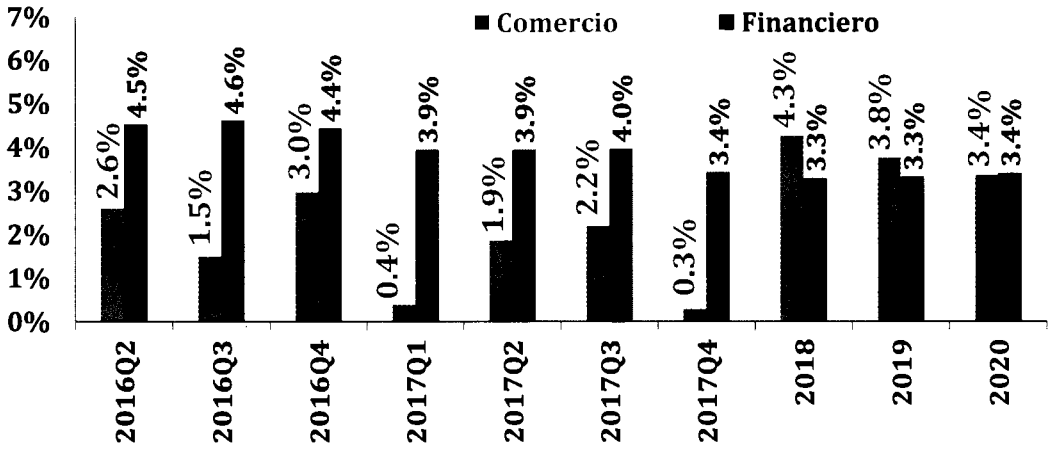
Gráfica 1-48: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Electricidad –Construcción – Transporte.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

En cuanto al comercio y sector financiero, seguirán siendo los sectores que lideren el crecimiento económico colombiano, con tasas superiores al 3% (Gráfica 1-49). En particular, se espera una fuerte recuperación del comercio en 2018, una vez asimilado el efecto de la reforma tributaria de 2016 (que subió el impuesto a las ventas de 165 a 19%) y respondiendo positivamente a tasas de interés más bajas, que estimulen el endeudamiento y las compras a crédito, a lo que se suma el impacto positivo que tiene el Mundial de Fútbol de Mayores, en cuanto incentiva el comercio de vestuario, electrodomésticos y alimentos.

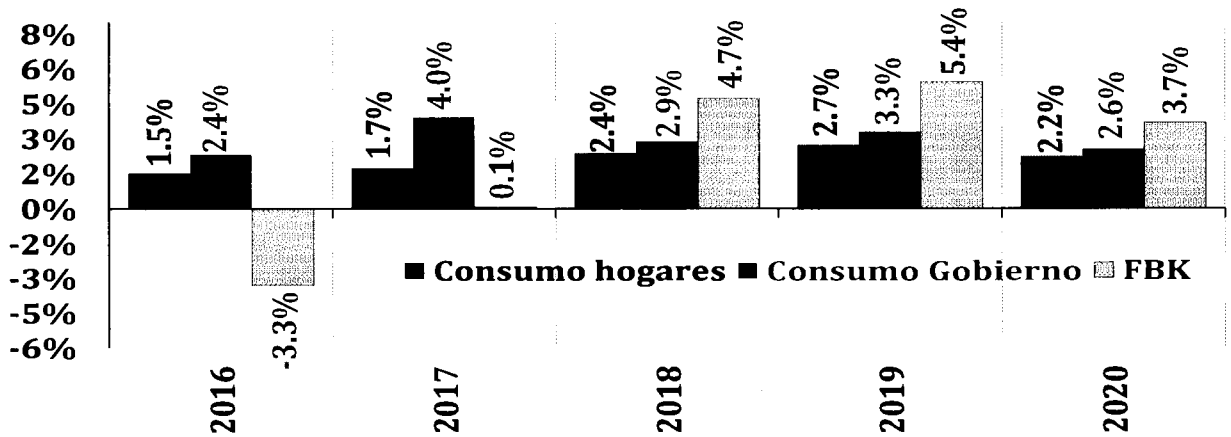
Gráfica 1-49: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Electricidad –Construcción – Transporte.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

Por el lado de la demanda, el mayor crecimiento se presentará en el consumo del Gobierno, en respuesta a la mayor capacidad de gasto como resultado del mayor recaudo obtenido por ingresos de renta, consecuencia de la reforma tributaria de 2016 (Gráfica 1-50). No obstante, se prevé una recuperación moderada del consumo de hogares, que crecería entre 2018 y 2020 en promedio, a una tasa de 2.5%). El mayor impulso vendría por el lado de la inversión que lideraría la recuperación de la demanda interna, con un crecimiento promedio anual de 4.3%.

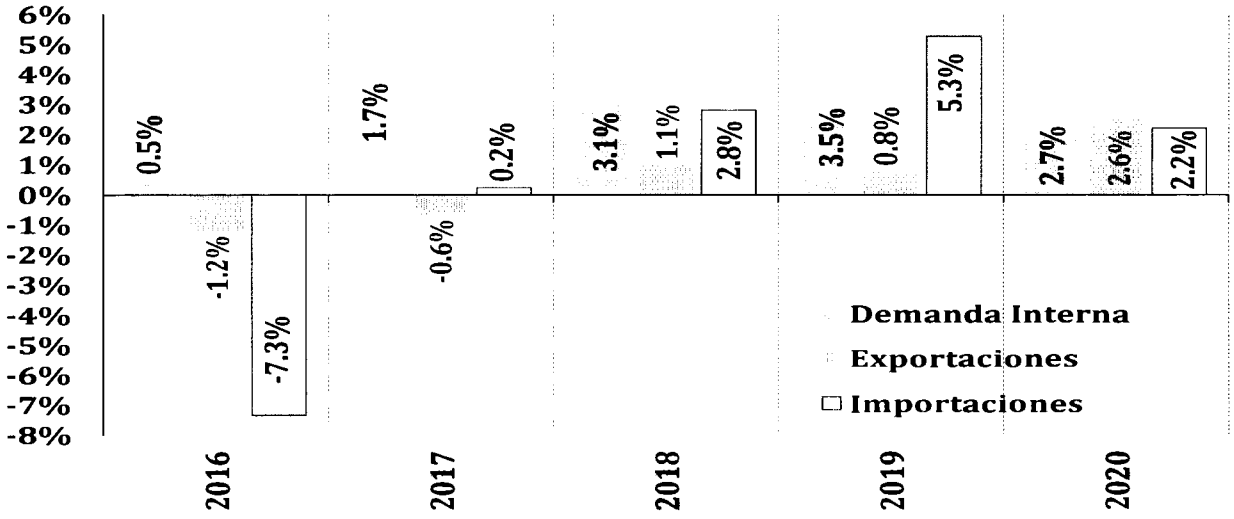
Gráfica 1-50: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Consumo Hogares, Consumo Gobierno e Inversión (FBKF).



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

La demanda por importaciones, respaldaría la mejor dinámica de crecimiento económico, creciendo 2.8% en 2018 y 5.3% en 2019 (Gráfica 1-51). Por su parte, las exportaciones tendrían una recuperación modesta, teniendo en cuenta la lenta recuperación de Latinoamérica y una previsible estabilidad en los precios de materias primas.

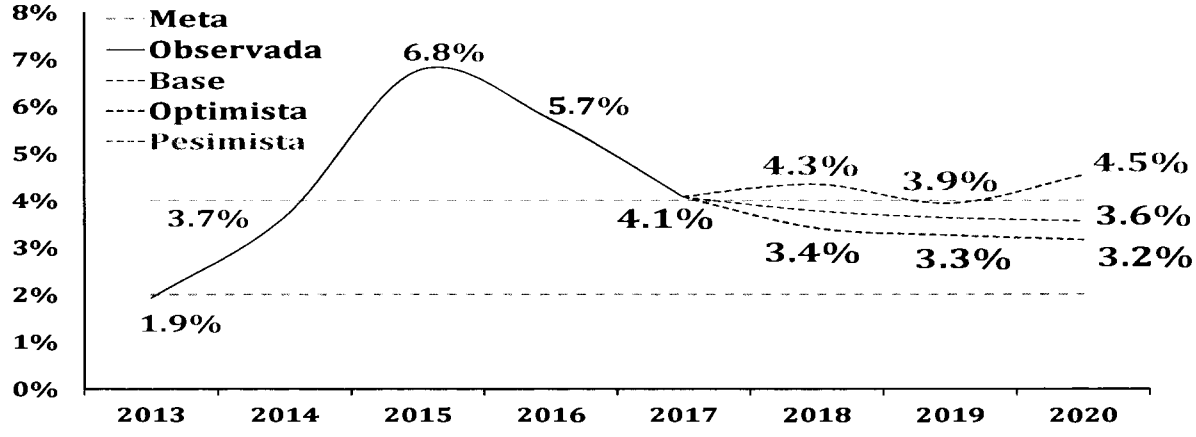
Gráfica 1-51: Histórico y Previsión Crecimiento Anual Demanda Interna, Exportaciones y Importaciones.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

Con relación a la inflación de precios al consumidor, la previsión es una convergencia gradual hacia el rango meta de inflación establecido por el Emisor, siendo de 3.6% a 2020 en escenario base, y de 3.2% en un escenario optimista (Gráfica 1-52). En la medida que la inflación ceda, serán posibles nuevas disminuciones en las tasas de interés, que posibiliten una aceleración del crecimiento económico.

Gráfica 1-52: Previsión Inflación de Precios al Consumidor Colombia.



Fuente: Cálculos UPME con base en Información DANE.

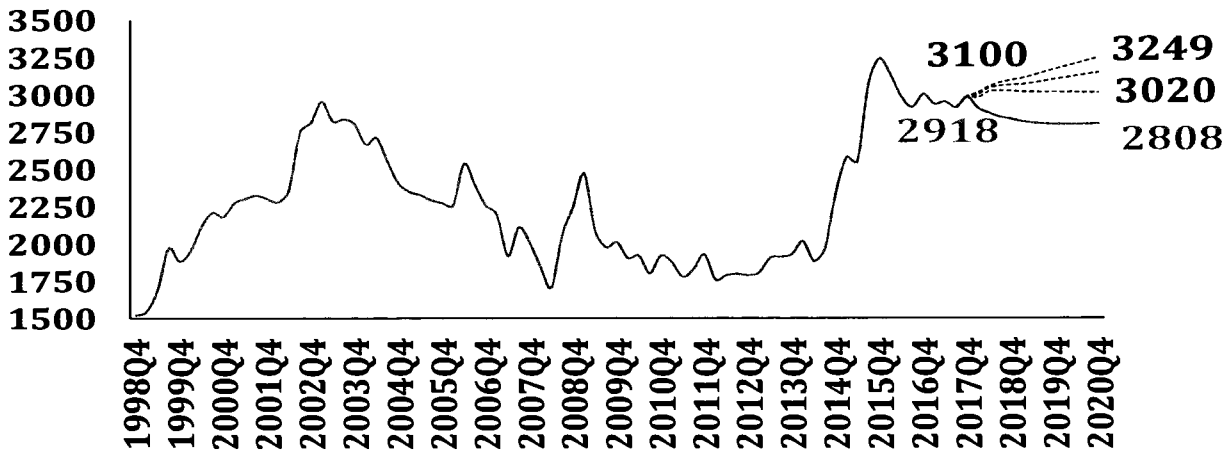
Finalmente, en cuanto a la previsión de la tasa de cambio, la Subdirección de Demanda de la UPME prevé una estabilidad, con sesgo al alza, según evolucione la política monetaria de la Reserva Federal de Estados

Unidos, así como el comportamiento de las materias primas, en las cuales se espera estabikidad y crecimientos modestos (inferiores a 5%) en los próximos tres años (

Gráfica 1-53).

Bajo esta perspectiva, no se prevé una devaluación promedio mayor al 2.5% anual, y en caso de una apreciación, esta no sería superior al 2%. Una apreciación del tipo de cambio, sólo estaría asociada a un mayor repunte en los precios de materias primas, y el mantenimiento de una política heterodoxa de parte de la Reserva Federal de Estados Unidos; este escenario sería consistente con un enfriamiento del crecimiento económico de Estados Unidos, que modere las presiones inflacionarias (llevando de nuevo la inflación de Estados Unidos al 2%) lo cual disminuiría la presión a un aumento de las tasas del tesoro americano, y mantendría en bajos niveles el riesgo país de Colombia y estable el mercado cambiario a mediano plazo.

Gráfica 1-53: Previsión Tipo de Cambio Tasa Representativa del Mercado – TRM (COP / USD).



Fuente: Cálculos UPME con base en Información Banco de la República.

2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA

A continuación se presentan los escenarios de proyección de la demanda de energía y potencia, revisión junio de 2017, junto con los supuestos considerados, así como la metodología empleada por la UPME para llevar a cabo este ejercicio de planificación.

2.1. PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un insumo de la mayor importancia para el planeamiento de la generación de energía eléctrica en el país, pronosticando de manera anticipada, eficaz, eficiente y efectiva los proyectos para la generación futura de energía eléctrica podrían evitar desequilibrios en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

2.1.1. Metodología

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos7 (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014); empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Variables de la Demanda de EE a largo Plazo.

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	**DEE**	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	XM
PIB Total :	**PIBTotal**	Trimestral (Marzo 1994 – Marzo 2017)	DANE
		Trimestral (Junio 2017 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	**POB**	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	**TEMP**	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Los modelos empleados para la construcción del modelo de largo plazo en esta revisión fueron: un modelo VAR endógeno, un VAR exógeno, y un modelo VEC con variable exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – 09/2010 a 03/2011 y 06/2013 a 09/2013).

---

[7] **CASTAÑO V., ELKIN.** *Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".*

La estimación eficiente de las ponderaciones se realizó otorgándole mayor valor al modelo que cumpliera con los parámetros más idóneos. Los parámetros calificados fueron: los criterios de Akaike, Schwarz y el Logaritmo de Máxima Verosimilitud Conjunto.

Por otra parte, desde el pasado informe de octubre de 2016, se ha replicado la metodología que incorpora el efecto de la Campaña Apagar Paga versus el efecto sin la Campaña Apagar Paga. Ante lo cual, permitirá minimizar el impacto que pueda generar a partir de éste cambio estructural en la proyección de la demanda de energía eléctrica como en la demanda de potencia máxima.

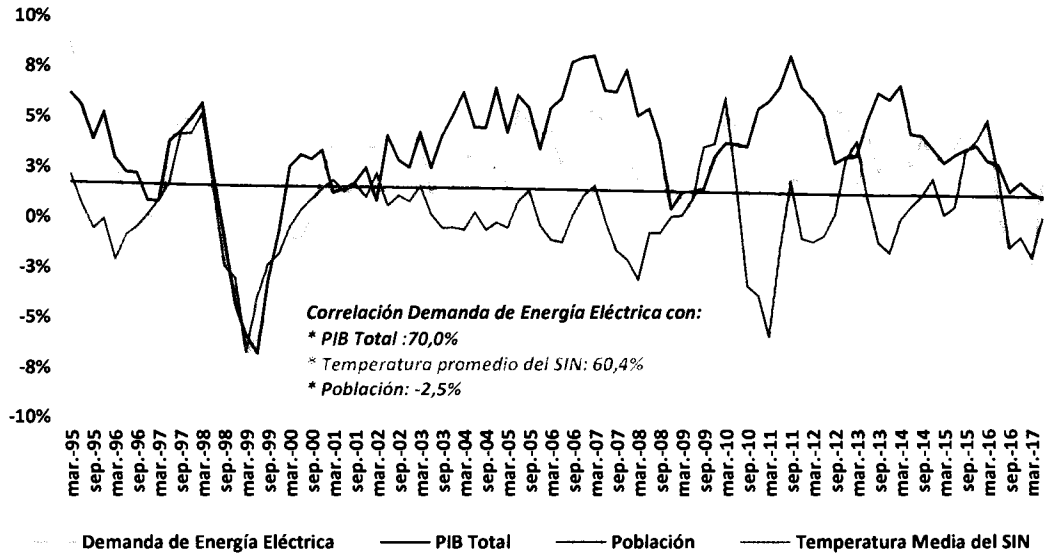
Inicialmente, se elaboró un modelo combinado, el cual se definió como "*Modelo Con Campaña Apagar Paga*", que integraba las demandas de abril de 2016 a junio de 2017, la composición de éste es: VAR Endógeno (22%), VAR Exógeno (25%) y VEC (53%).

Luego, se procedió a realizar otro modelo combinado, el cual se definió como "Modelo Sin Campaña Apagar Paga", y en éste no se tenía en cuenta las demandas de abril de 2016 a junio de 2017, la composición del modelo es: VAR Endógeno (42%), VAR Exógeno (39%) y VEC (19%), dando como resultado valores muy cercanos y similares a los reportados en el informe de junio de 2016, y con una diferencia menor al 1,05% a lo largo del horizonte de pronóstico.

De lo anterior, se expone un modelo combinado entre los valores del Informe de Junio de 2016 y el "Modelo Con Campaña Apagar Paga", el cual permite reflejar de manera más confiable los valores futuros y no incurrir en una sobrestimación (No incluyendo valores de la Campaña Apagar Paga) o subestimando (Incluyendo valores de la Campaña Apagar Paga) de los valores de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima, para el período 2017 a 2031.

Por otra parte, los escenarios alto y bajo se calcularon a partir del escenario medio con un ancho de banda del 95% ($Z_{1,96}$), lo que permitirá incorporar la incertidumbre originada por los Grandes Consumidores Especiales (GCE), capturando con un mayor grado de confiabilidad los valores reales futuros asociados a la demanda de energía, tanto en electricidad como en potencia máxima.

Gráfica 2-1: Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME.

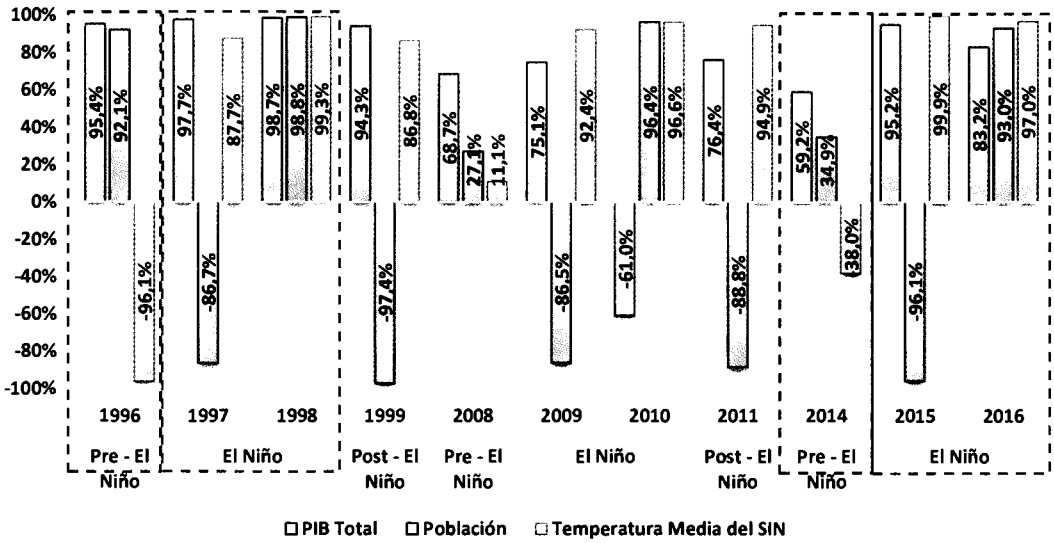


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Se evidencia una correlación positiva y significativa a lo largo del tiempo entre la demanda de energía eléctrica, el PIB Total y la Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN. (Ver Gráfica 2-1 y Gráfica 2-2)

A continuación en la Tabla 2-2, se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

Gráfica 2-2 Correlaciones históricas de la Demanda de Energía Eléctrica respecto a las variables empleadas.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Tabla 2-2: Principales Supuestos Macroeconomicos, Sociales y Climaticos empleados en las proyecciones.

	PIB (Precios Constantes – Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Habitantes)	Crecimiento Anual		
				PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2011	452.578	23,29	46.407	6,59%	-1,84%	1,06%
2012	470.880	23,31	46.881	4,04%	0,10%	1,02%
2013	493.831	23,38	47.343	4,87%	0,29%	0,98%
2014	515.528	23,55	47.792	4,39%	0,74%	0,95%
2015	531.262	23,98	48.229	3,05%	1,80%	0,91%
2016	541.675	24,21	48.653	1,96%	0,96%	0,88%
2017	549.963	24,09	49.066	*1,53%*	*-0,48%*	*0,85%*
2018	*564.861*	*24,00*	*49.465*	*2,71%*	*-0,35%*	*0,81%*
2019	*581.659*	*24,01*	*49.850*	*2,97%*	*0,01%*	*0,78%*
2020	*602.214*	*24,10*	*50.220*	*3,53%*	*0,40%*	*0,74%*
2021	*620.990*	*24,22*	*50.576*	*3,12%*	*0,47%*	*0,71%*
2022	*641.724*	*24,26*	*50.917*	*3,34%*	*0,17%*	*0,67%*
2023	*660.722*	*24,19*	*51.244*	*2,96%*	*-0,29%*	*0,64%*
2024	*680.429*	*24,22*	*51.556*	*2,98%*	*0,14%*	*0,61%*
2025	*699.659*	*24,26*	*51.854*	*2,83%*	*0,16%*	*0,58%*
2026	*721.744*	*24,27*	*52.139*	*3,16%*	*0,02%*	*0,55%*
2027	*743.740*	*24,33*	*52.409*	*3,05%*	*0,26%*	*0,52%*
2028	*766.963*	*24,36*	*52.665*	*3,12%*	*0,13%*	*0,49%*
2029	*791.003*	*24,32*	*52.907*	*3,13%*	*-0,14%*	*0,46%*
2030	*815.424*	*24,30*	*53.134*	*3,09%*	*-0,09%*	*0,43%*
2031	*840.697*	*24,39*	*53.347*	*3,10%*	*0,36%*	*0,40%*
Fuente:	DANE - Cálculos UPME	IDEAM	ONU			
Revisión:	Junio de 2017	2015	Junio de 2017			

Fuente: UPME.

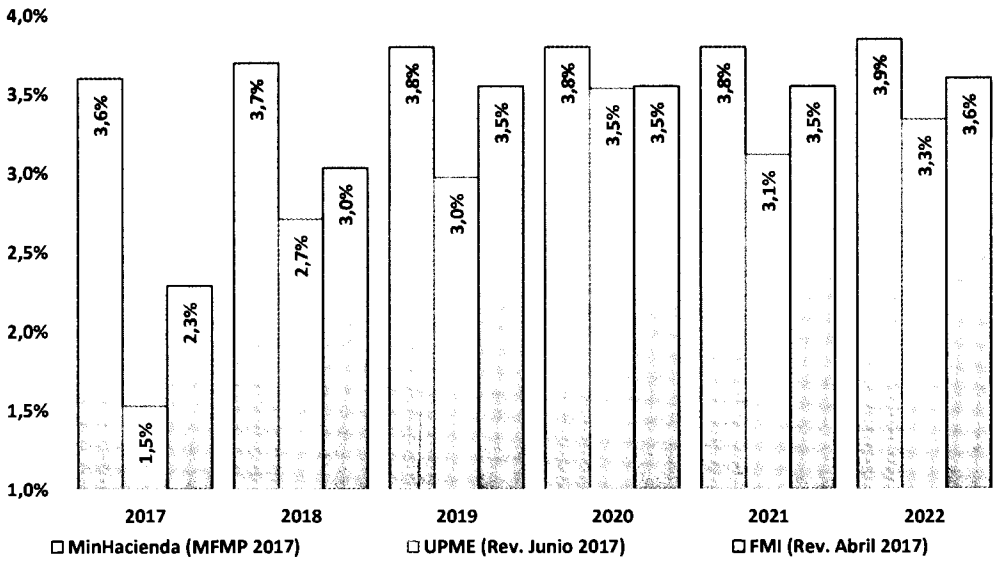
Tabla 2-3: Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República.

	2014	2015	2016	2017
Analistas Locales				
Alianza Valores	4,3%	3,5%	2,0%	1,5%
Anif	4,8%	3,8%	2,5%	2,2%
Banco de Bogotá	4,5%	4,0%	3,2%	2,8%
Bancolombia	4,4%	3,9%	2,6%	2,6%
BBVA Colombia	0,0%	3,6%	2,0%	2,4%
BTG Pactual	4,7%	3,9%	2,3%	2,6%
Corficolombiana	5,0%	4,8%	2,8%	2,8%
Corpbanca	4,5%	4,3%	2,9%	2,3%
Corredores Asociados	4,5%	3,0%	2,6%	2,4%
Correval	4,6%	3,7%	2,3%	2,1%
Davivienda	4,5%	3,5%	2,6%	2,4%
Fedesarrollo	4,6%	3,9%	2,5%	2,6%
Ultrabursatiles	4,2%	4,0%	3,2%	2,4%
Promedio	4,6%	3,8%	2,6%	2,4%
Analistas Externos				
Citibank-Colombia	4,6%	3,8%	2,4%	2,3%
Deutsche Bank	4,3%	3,8%	2,8%	2,5%
Goldman Sachs	4,7%	3,2%	2,8%	2,1%
JP Morgan	4,8%	3,3%	2,2%	2,2%
Promedio	4,6%	3,5%	2,6%	2,3%

Fuente: Banco de la República (encuesta electrónica), 2017.

Como se puede observar en la Gráfica 2-3, el escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones de largo plazo estimadas por: el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP).

Gráfica 2-3: Crecimiento potencial de la economía.



Fuente: UPME, BANREP, FMI, 2017.

Cabe resaltar que en 2017, las expectativas de crecimiento potencial por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES

Para la demanda de los Grandes Consumidores (GC) de energía eléctrica, se presenta un análisis gráfico del primer año siguiente al último fenómeno de "El Niño", en los cuales se muestra:

I. La demanda total de demanda de energía eléctrica asociada a los Grandes Consumidores (Cerromatoso, Cerrejón, OXY, La Cira Infanta, Rubiales y Drummond), muestra un crecimiento promedio mensual de 2,89% a lo largo del período julio 2016 a junio 2017.

II. Los Grandes Consumidores Existentes han presentado crecimientos promedio mensuales durante el período de análisis, tales como: OXY (29,38%), Cerromatoso (-4,43 %), Cerrejón (2,75%), La Cira Infantas (3,54%), Rubiales (16,35%) y Drummond (32,83%).

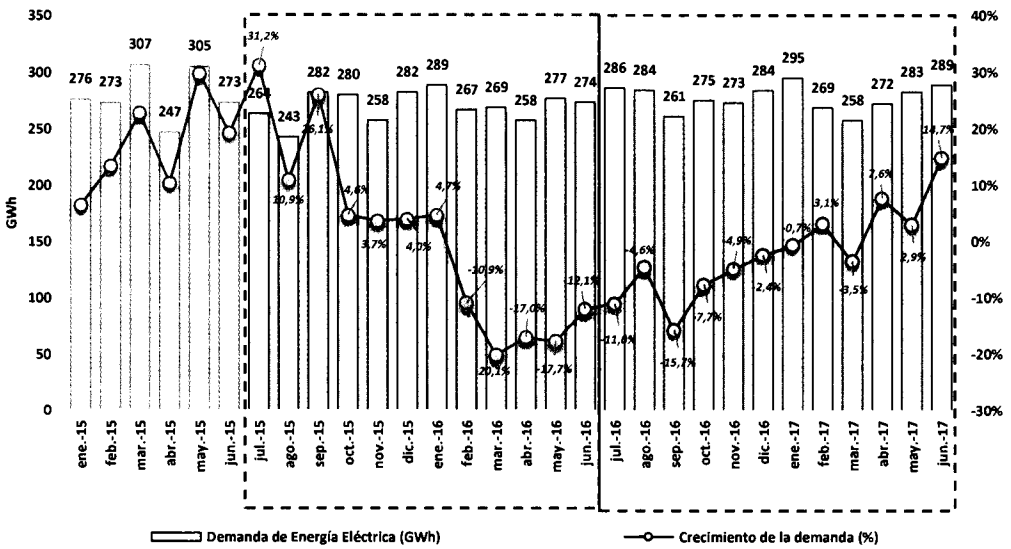
III. Respecto a los Grandes Consumidores Especiales Nuevos (Rubiales y Drummond), han mostrado una desaceleración en su crecimiento. Esto se debe en gran medida a que: a) Rubiales revierte hacia Ecopetrol, lo que ha hecho que su tasa de crecimiento promedio mensual se desacérele en un 5,43%; y por otra parte, b) Drummond presenta un crecimiento casi nulo para el primer trimestre del presente año, alcanzando una diferencia del -85,01%; con respecto al primer semestre del año anterior.

IV. Cabe resaltar que el GC OXY, ha venido presentado tasas de crecimiento negativas, debido a que ha disminuido su demanda, ya que su actividad se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

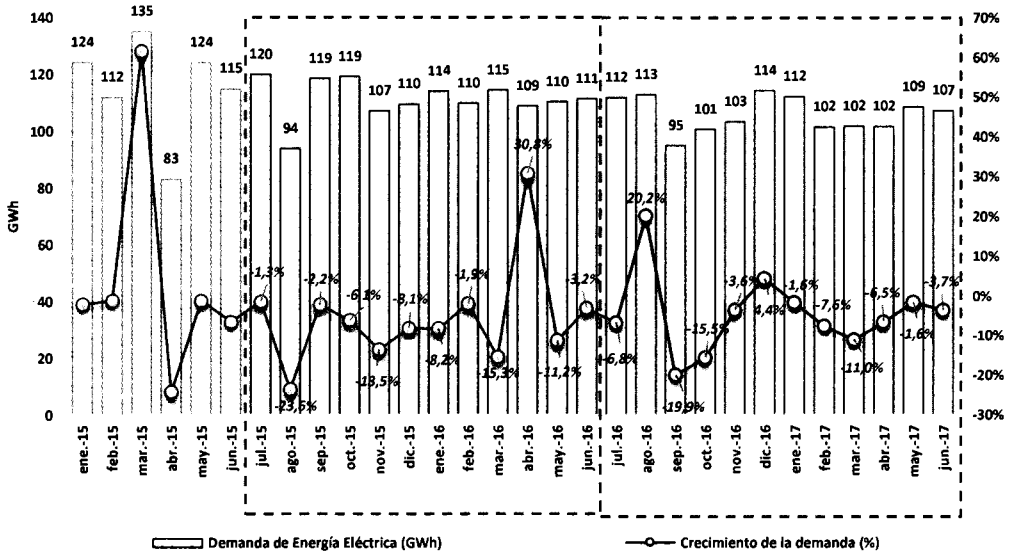
A continuación en la Gráfica 2-4, se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

Gráfica 2-4: Seguimiento a la Demanda de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica 2015 - 2017

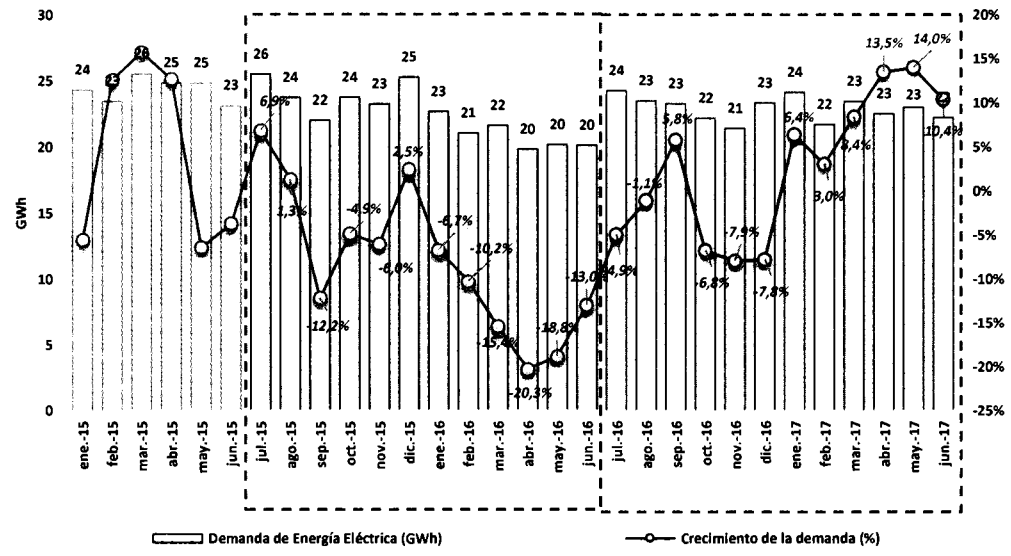
AGREGADO GRANDES CONSUMIDORES



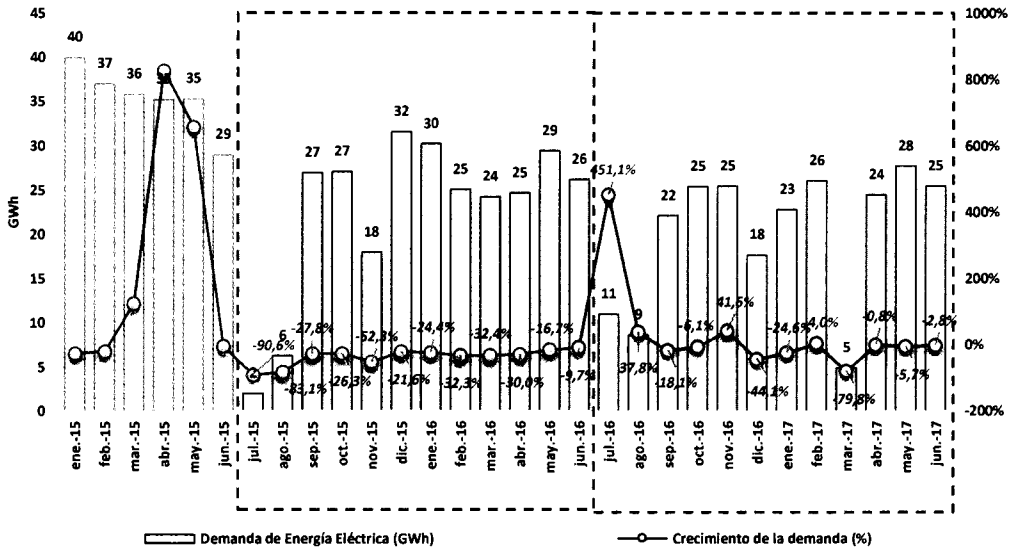
CERROMATOSO



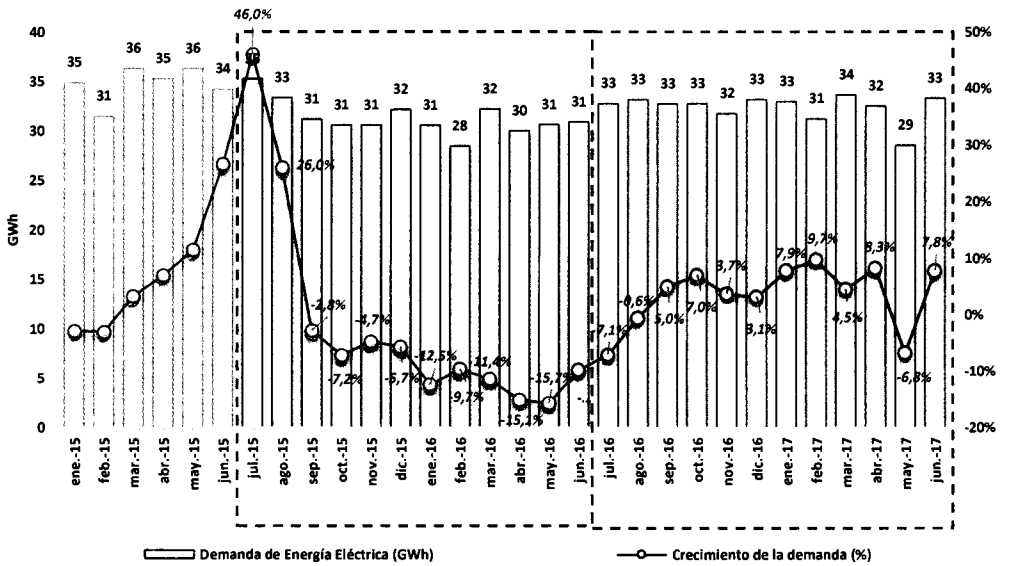
CERREJÓN



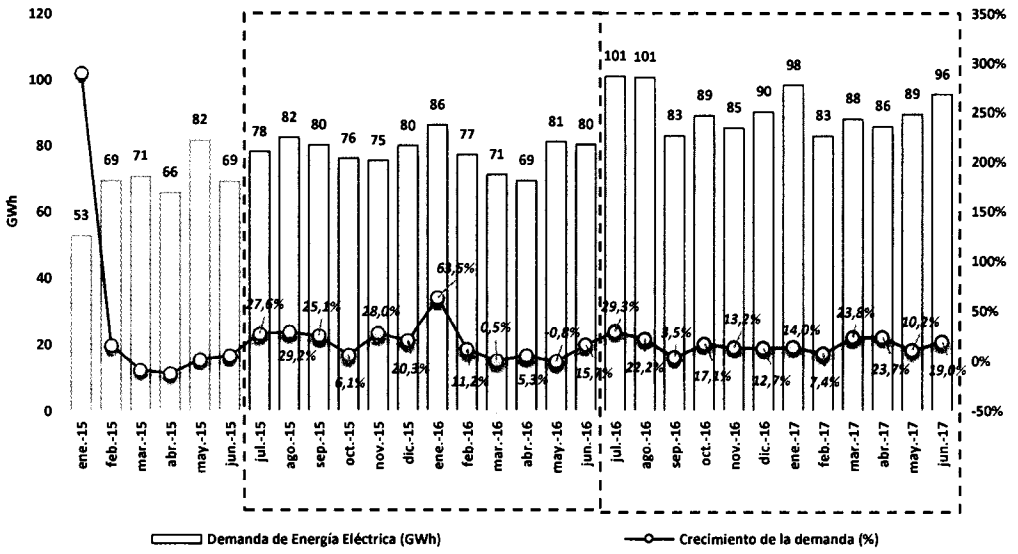
OXY



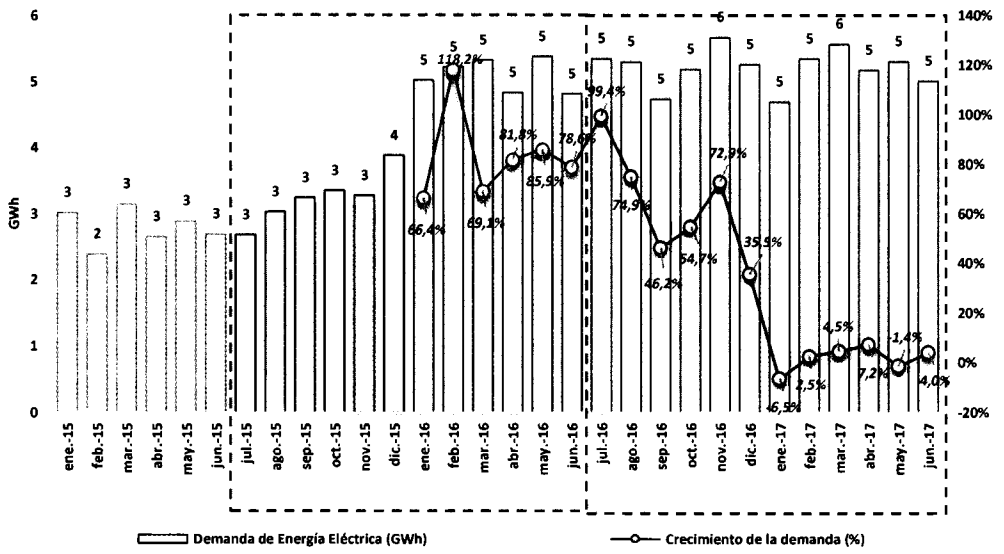
LA CIRA INFANTAS



RUBIALES



DRUMMOND



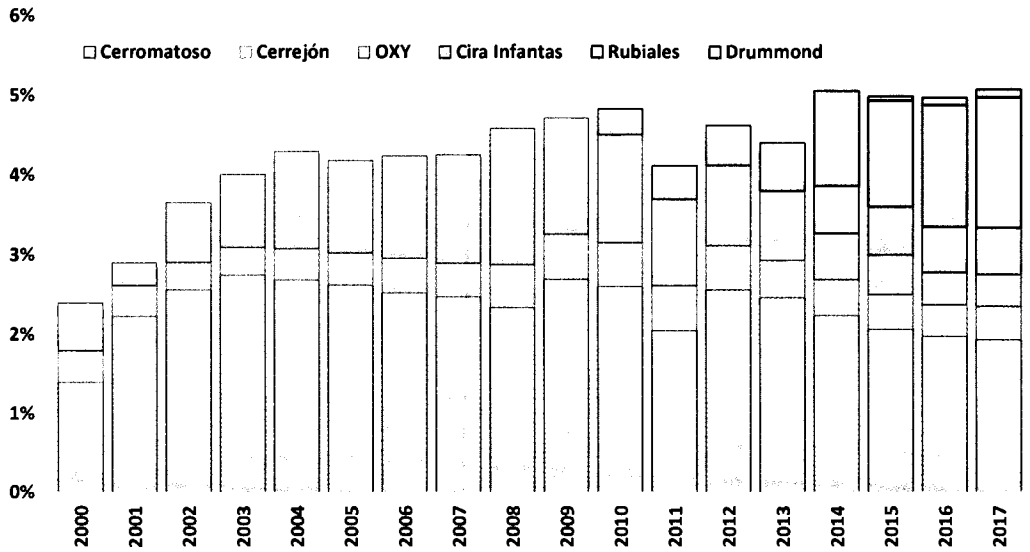
Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

2.2.1. Indicadores de desempeño de los GCE

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-Infantas), OXY, Rubiales y Drummond los cuales por su magnitud podemos llamar "Grandes Consumidores", se puede apreciar un aumento importante en su participación en la demanda total del SIN:

Energía eléctrica: pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,26% en junio de 2017. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a junio de 2017, se encuentra en 4,27%; y alcanza un máximo de 5,59% en febrero de 2014 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

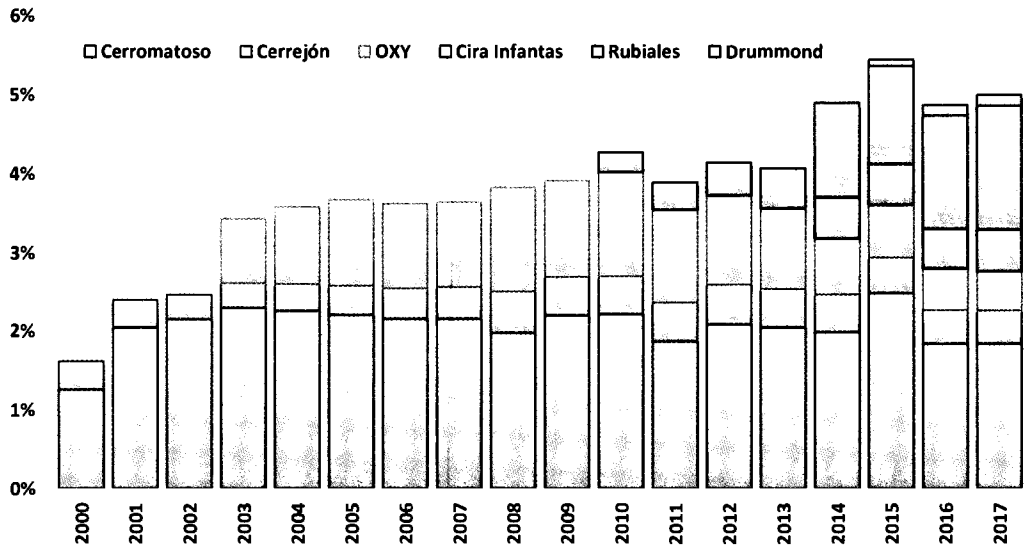
Gráfica 2-5: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Potencia máxima: pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,56% en junio de 2017. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda máxima de potencia para el período enero de 2000 a marzo de 2017, encuentra en 3,78%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

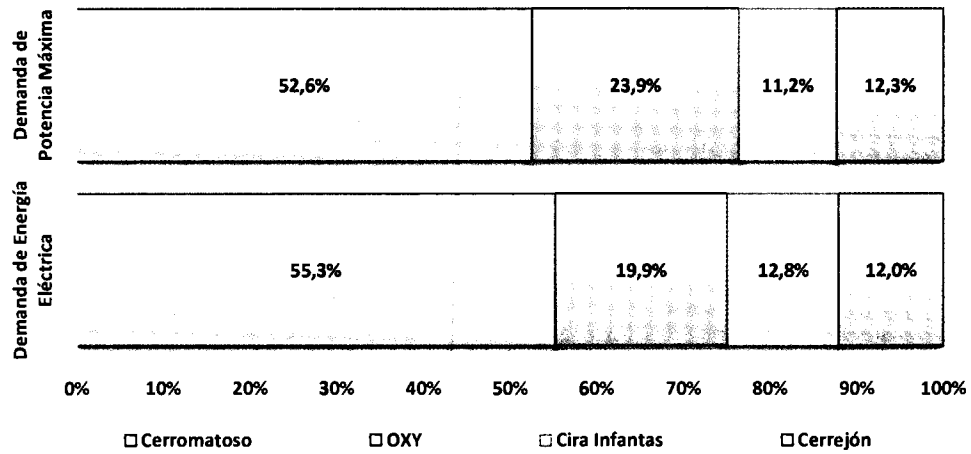
Gráfica 2-6: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Lo anterior, permite evidenciar que los GC Existentes han ido disminuyendo a través del tiempo su participación dentro de la demanda total del SIN. Pero, si le adicionamos los GC Nuevos (Rubiales y Drummond), esta participación aumentará levemente, mostrando un crecimiento casi vegetativo de la demanda total que integra éstos.

Gráfica 2-7: Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2010-2017).

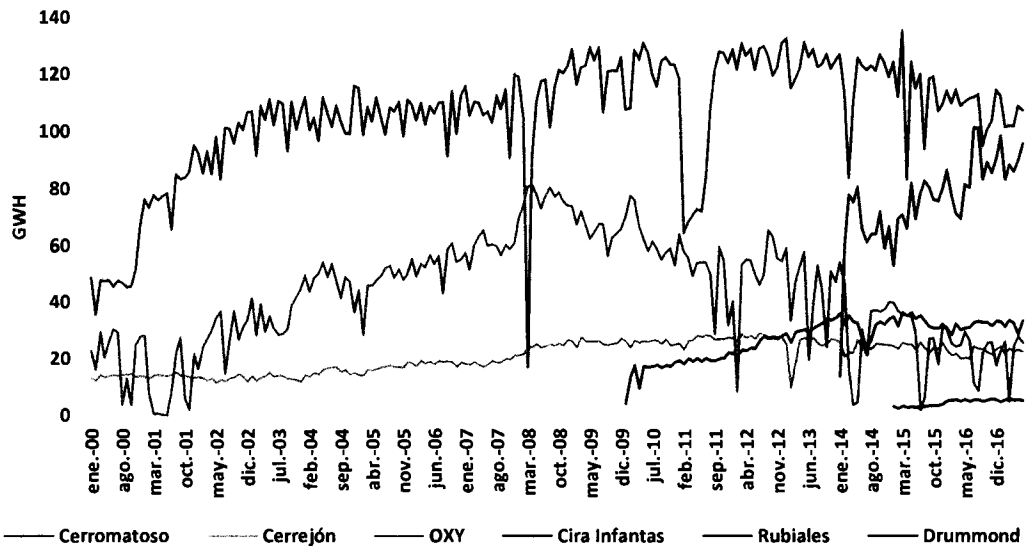


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Además, se puede observar que Cerromatoso y OXY poseen más del 70% en la participación de los Grandes Consumidores Existentes. (Ver Gráfica 2-7)

Dentro de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME se toma la información del SIN, la cual incluye la información de estos agentes, por lo que está incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total. A continuación se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

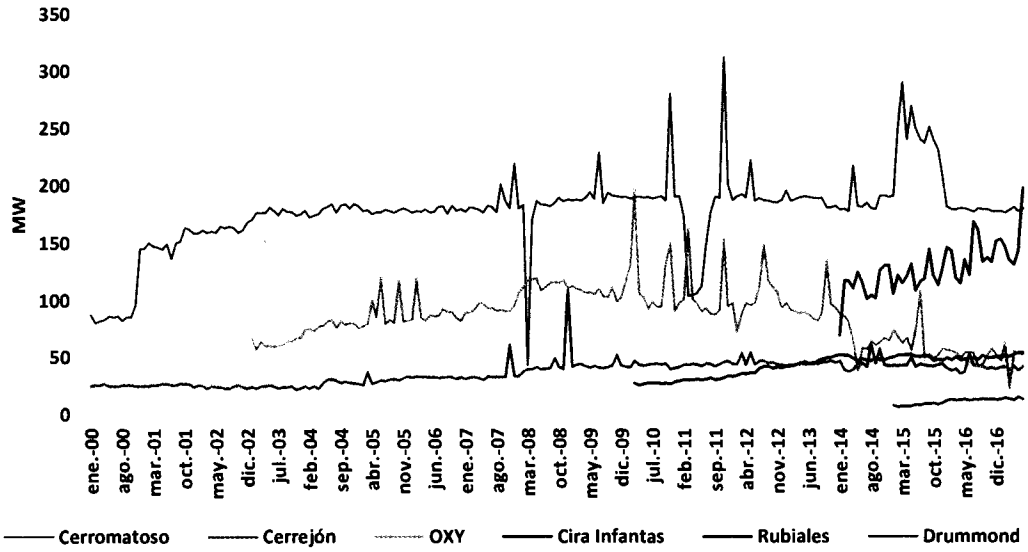
Gráfica 2-8: Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Se puede apreciar en la Gráfica 2-8 y Gráfica 2-9 que OXY ha disminuido su demanda, debido a que su actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

Gráfica 2-9: Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW).

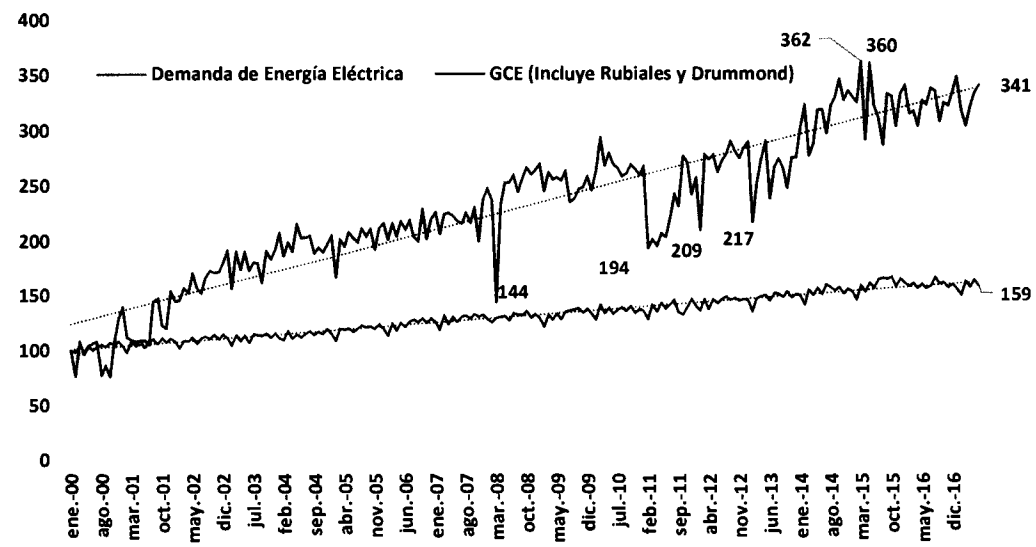


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN. El índice de los GCE, se ve afectado en gran medida por el comportamiento de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima a razón del GC Cerromatoso. Tomando como base a enero del 2000, de lo cual se puede observar que:

a) Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2017 ha crecido 3,41 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,59 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad. (Gráfica 2-10).

Gráfica 2-10: Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100).

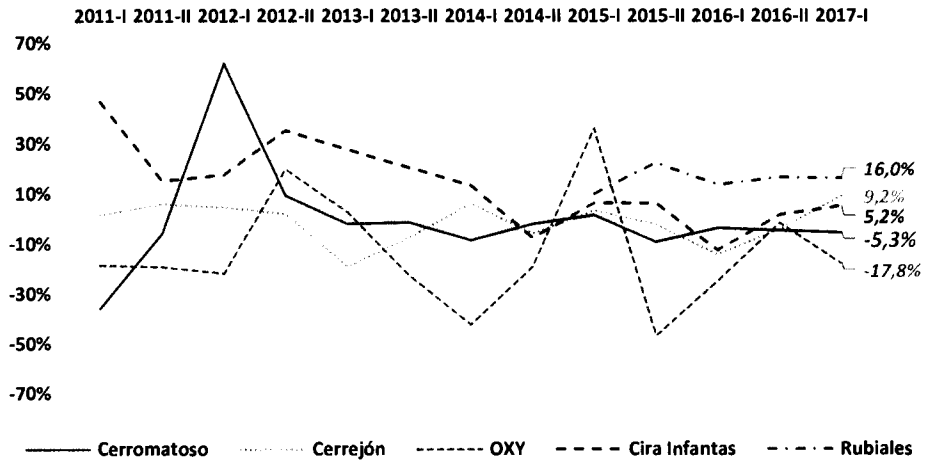


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,68 veces en octubre de 2015, y un mínimo de 0,98 veces en febrero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 3,62 veces en marzo de 2015, y un mínimo de 0,76 veces en febrero de 2000.

El crecimiento de los GC durante los últimos 6 años (Gráfica 2-11), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento semestral promedio para estos son: Cerromatoso (-0,3%), Cerrejón (-1,4%), OXY (-13,5%), La Cira Infantas (13,5%) y Rubiales (15,6%).

Gráfica 2-11: Crecimiento semestral de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 6 años

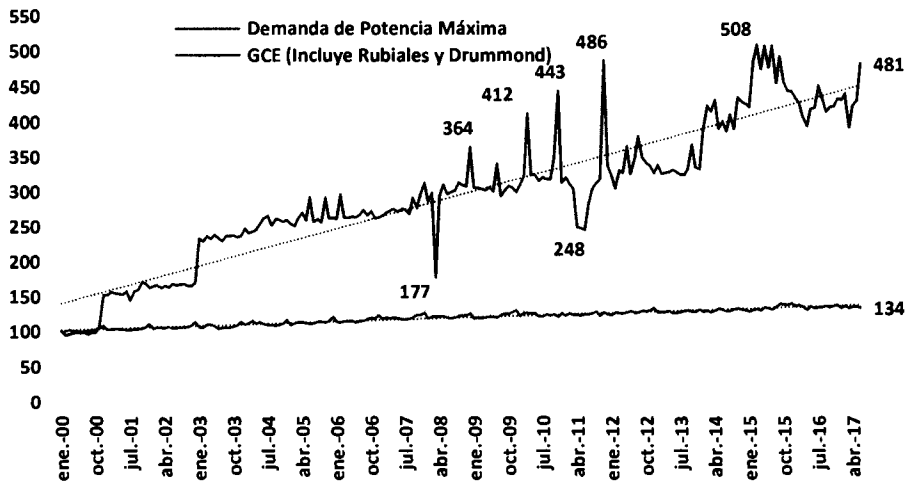


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

b) Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2017 ha crecido 4,81 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,34 veces. (Gráfica 2-12).

El índice para la Demanda de potencia máxima del SIN, alcanza un máximo de 1,41 veces en diciembre de 2015, y un mínimo de 1,00 veces en enero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 5,08 veces en marzo de 2015, y un mínimo de 0,95 veces en febrero de 2000.

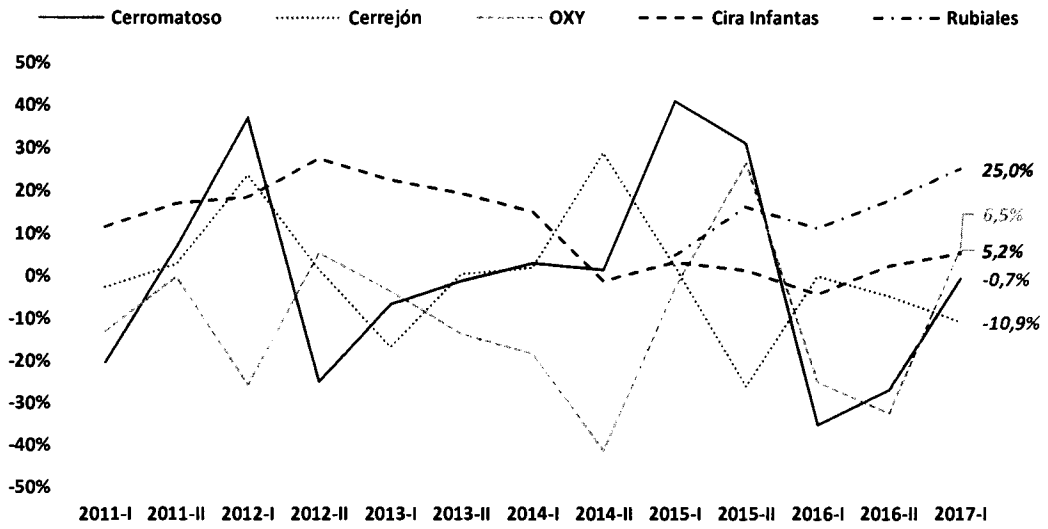
Gráfica 2-12: Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

El crecimiento de los GC durante los últimos 6 años (Gráfica 2-13), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento semestral promedio para estos son: Cerromatoso (0,2%), Cerrejón (-0,1%), OXY (-10,7%), La Cira Infantas (10,5%) y Rubiales (14,9%).

Gráfica 2-13: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 6 años.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017

2.3. PROYECCIONES POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)

Se presentan los valores actualizados y los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como:

a) Datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol,
b) Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018,
c) Entrada de la conexión de Drummond "La Loma" para 2019, y
d) Entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2021.

De otra parte, se exponen dos demandas que presentarían un cambio estructural en cuanto a la demanda de energía eléctrica y potencia máxima:

A. *La demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos, la cual es una realidad en nuestro país y que cada día ha tomado más fuerza, y*
B. *La demanda asociada al Metro de Bogotá, la cual el gobierno nacional ha manifestado su apoyo para el desarrollo de éste.*

Según estadísticas del RUNT, en Colombia se cuenta con un parque automotor de aproximadamente 1.500 Vehículos eléctricos (incluyendo motos) matriculados a 2015. Partiendo de esta premisa, se incorporó el consumo de electricidad del transporte en la proyección de la demanda de energía eléctrica teniendo en cuenta el cumplimiento de las metas para este sector establecidas en el PAI PROURE[8] hasta el 2022 y se asumió una inercia en la entrada de vehículos eléctricos al país.

Se espera que a 2030 se cuente con 78 mil vehículos eléctricos de la siguiente manera:

- *Taxis: 49 mil vehículos.*
- *Motos: 10 mil motos.*
- *Buses: 250 articulados y biarticulados eléctricos.*
- *Automóviles: 7 mil vehículos.*
- *Vehículos oficiales: 9 mil vehículos.*

Las capitales del mundo cuentan con un sistema integrado de transporte masivo que permite movilizar grandes volúmenes de pasajeros. Bogotá, D.C. no es la excepción, en los CONPES 3677 y 3882 el Gobierno Nacional manifiesta su apoyo a la política de movilidad de la región Capital Bogotá - Cundinamarca y declara la importancia estratégica del proyecto Sistema Integrado de Transporte Masivo – Soacha fases II y III.

Además, en la página web del metro[9] de la Alcaldía Mayor de Bogotá D.C., presenta algunos datos técnicos de interés y se establece el año de operación de la primera línea.

Cabe resaltar, que SYSTRA S.A. presentó ante el Metro de Bogotá el *"Estudio comparativo de alternativas de ejecución por tramos y tipologías de la primera línea de metro para la ciudad de Bogotá (PLMB), con identificación y cuantificación de ahorros que optimicen el beneficio - Entregable N° 10: Recomendaciones para material rodante y sistemas electromecánicos"*, en donde se define la potencia eléctrica total necesaria para los trenes y para las estaciones.

De lo anterior, para el presente informe se presenta la demanda asociada al Metro de Bogotá a partir de 2022 hasta 2031, la cual contara con:

"...

- *52 trenes circulando.*
- *2 trenes de maniobras en las estaciones terminales.*
- *1 tren de reserva <<caliente>>.*
- *4 trenes en mantenimiento.*

La potencia eléctrica total necesaria será de 100 MW para los trenes y por lo menos de 20 MW para las estaciones, sea una potencia mínima total de 120 MW".

De acuerdo a las Directrices de la Unidad, la demanda asociada y el tiempo de entrada de las Exportaciones a Panamá se encuentran en etapa de estudio. Ante lo cual, para esta revisión no se tendrá en cuenta los valores futuros de demanda de energía eléctrica como de demanda de potencia máxima.

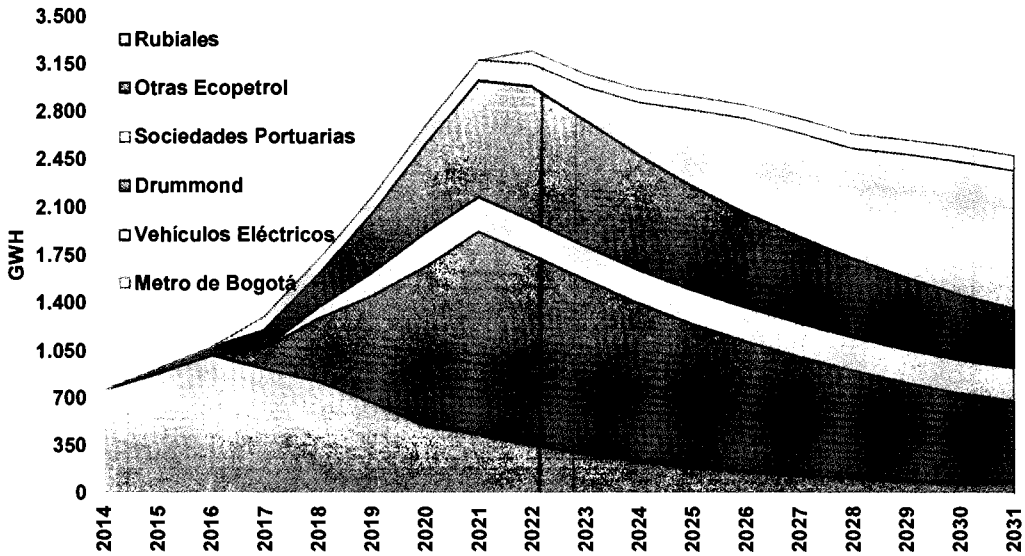
---

[8] **UPME. Unidad de Planeación Minero Energética.** *Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética PAI PROURE 2017 - 2022.* En línea: http://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-de-Acci%C3%B3n-Indicativo-de-Eficiencia-Energ%C3%A9tica-PAI-PROURE-2017---2022.aspx

[9] **Metro de Bogotá.** *Proyecto Primera Línea del Metro de Bogotá.* En línea: http://www.metrodebogota.gov.co/que-es-metro

En la Tabla 2-4 y la Gráfica 2-14 se presentan los valores de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá, los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Gráfica 2-14: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de GCE (GWh).



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

Tabla 2-4: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de Grandes Consumidores (GWh)

	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ
2014	*759*					
2015	*882*			*36*		
2016	*1.015*			*62*		
2017	915	158		130	99	
2018	821	467	82	238	110	
2019	666	788	165	438	121	
2020	496	1.173	247	647	134	
2021	433	1.496	247	856	148	
2022	359	1.401	247	982	161	95
2023	292	1.281	247	919	241	97
2024	237	1.161	247	841	380	99
2025	197	1.053	247	762	552	101
2026	162	965	247	691	683	103
2027	133	879	247	633	754	105
2028	109	800	247	577	801	107
2029	90	728	247	525	899	109
2030	74	664	247	478	971	112
2031	74	605	247	436	1.005	114

Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

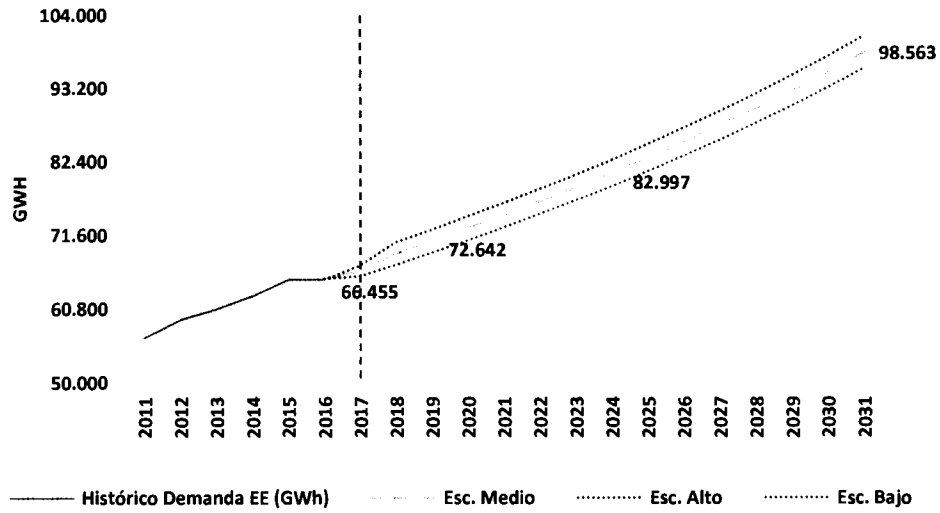
En la Tabla 2-5, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales - con el modelo que mejores ajustes mostró. A continuación, en la Gráfica 2-15 se ilustran los resultados:

Tabla 2-5: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.

	PROYECCIÓN GWh		
Año	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
2017	67.299	66.455	65.619
2018	70.691	68.984	67.291
2019	72.546	70.795	69.059
2020	74.437	72.642	70.861
2021	76.428	74.585	72.758
2022	78.489	76.598	74.722
2023	80.555	78.614	76.690
2024	82.733	80.742	78.767
2025	85.044	82.997	80.968
2026	87.424	85.323	83.238
2027	89.924	87.764	85.621
2028	92.520	90.299	88.096
2029	95.190	92.906	90.641
2030	97.983	95.635	93.305
2031	100.981	98.563	96.163

Fuente: UPME.

Gráfica 2-15: Proyección Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

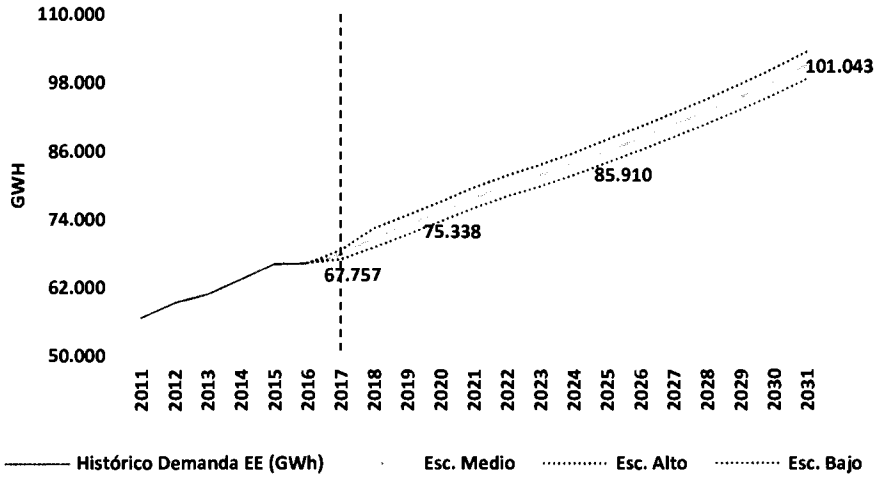
Los resultados al integrar las demandas de los grandes consumidores a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 2-6:

Tabla 2-6: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Con GCE.

	PROYECCIÓN GWH		
Año	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
2017	68.601	67.757	66.920
2018	72.409	70.701	69.009
2019	74.723	72.972	71.236
2020	77.134	75.338	73.558
2021	79.607	77.764	75.937
2022	81.734	79.842	77.967
2023	83.632	81.691	79.767
2024	85.699	83.707	81.732
2025	87.956	85.910	83.881
2026	90.275	88.173	86.089
2027	92.674	90.514	88.371
2028	95.161	92.940	90.737
2029	97.787	95.504	93.239
2030	100.529	98.180	95.851
2031	103.462	101.043	98.644

La Gráfica 2-16 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 2,85% entre 2017 a 2031 para el escenario medio de proyección.

Gráfica 2-16: Proyección Demanda Energía Eléctrica (GWh) – Con GCE.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

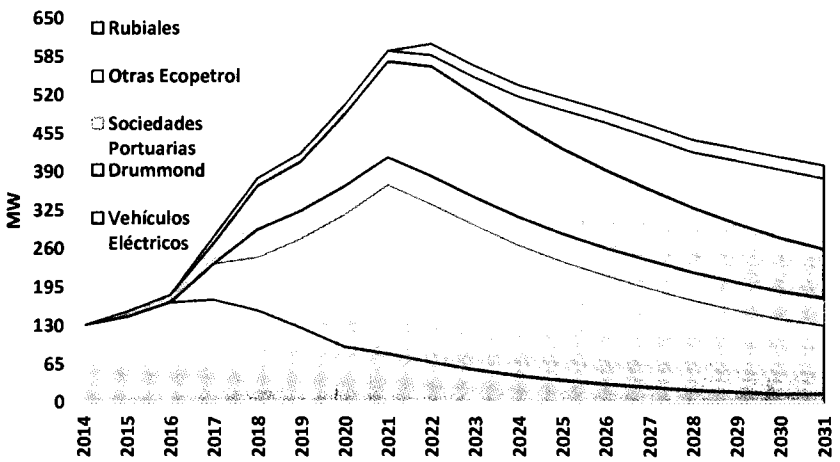
2.4. PROYECCIONES DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)

El análisis de los requerimientos de capacidad instalada para mantener los márgenes de seguridad que deberían estar disponibles y para los niveles de confiabilidad, forman parte de los análisis de expansión de la infraestructura de generación y transmisión, que se realizan en el marco de los Planes de expansión correspondientes.

Los resultados se obtienen para períodos trimestrales y se mensualizarán para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

La Tabla 1-7 y Gráfica 2-17 se presentan los valores de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW), los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Gráfica 2-17: Proyección Demanda de Potencia Máxima de GCE (GWh).



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

Tabla 2-7: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima de Grandes Consumidores (MW).

	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ
2014	130					
2015	144			10		
2016	169			14		
2017	174	60		35	12	
2018	156	89	47	74	13	
2019	127	150	47	83	14	
2020	94	223	47	123	16	
2021	82	285	47	163	17	
2022	68	267	47	187	19	19
2023	56	244	47	175	28	19
2024	45	221	47	160	44	20
2025	38	200	47	145	65	20
2026	31	184	47	132	80	21
2027	25	167	47	120	88	21
2028	21	152	47	110	93	21
2029	17	139	47	100	106	22
2030	14	126	47	91	114	22
2031	14	115	47	83	118	23

Nota: Los valores y el tiempo de entrada en operación se revisa en cada proyección.
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

La Tabla 2-8 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 2-8: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.

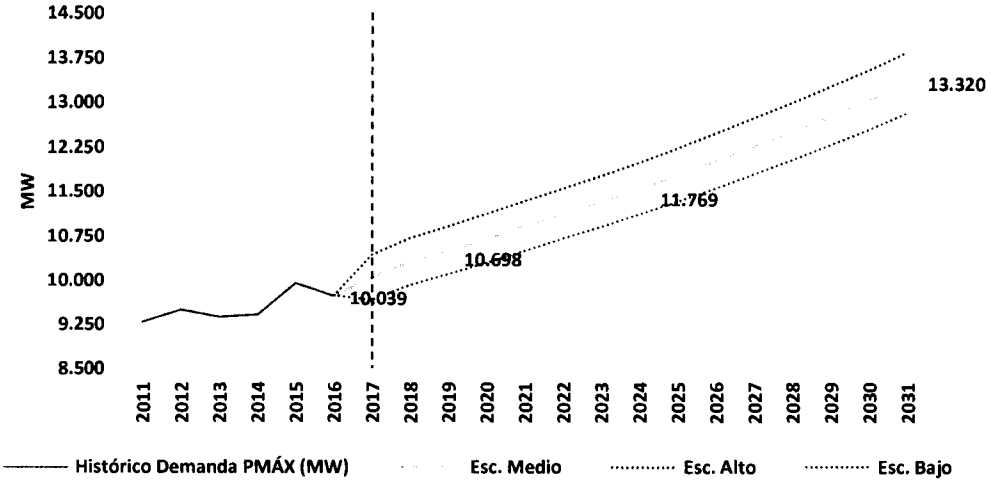
	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	10.433	10.039	9.660
2018	10.711	10.307	9.918
2019	10.912	10.500	10.104
2020	11.117	10.698	10.294
2021	11.337	10.909	10.497
2022	11.556	11.120	10.700
2023	11.765	11.321	10.894
2024	11.992	11.540	11.104

	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2025	12.231	11.769	11.325
2026	12.479	12.008	11.555
2027	12.742	12.261	11.798
2028	13.001	12.511	12.039
2029	13.266	12.765	12.284
2030	13.544	13.033	12.541
2031	13.842	13.320	12.818

Fuente: UPME.

La Gráfica 2-18 muestra los resultados de esta proyección para el período 2017-2031.

Gráfica 2-18: Proyección Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Se estima que la demanda de potencia máxima en el escenario medio – "*sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales*" - tenga un crecimiento promedio para el período 2017 a 2031 de 2,11%.

Los resultados al integrar las demandas de los grandes consumidores a la proyección de la demanda nacional de potencia máxima se muestran en la Tabla 2-9 y en la Gráfica 2-19:

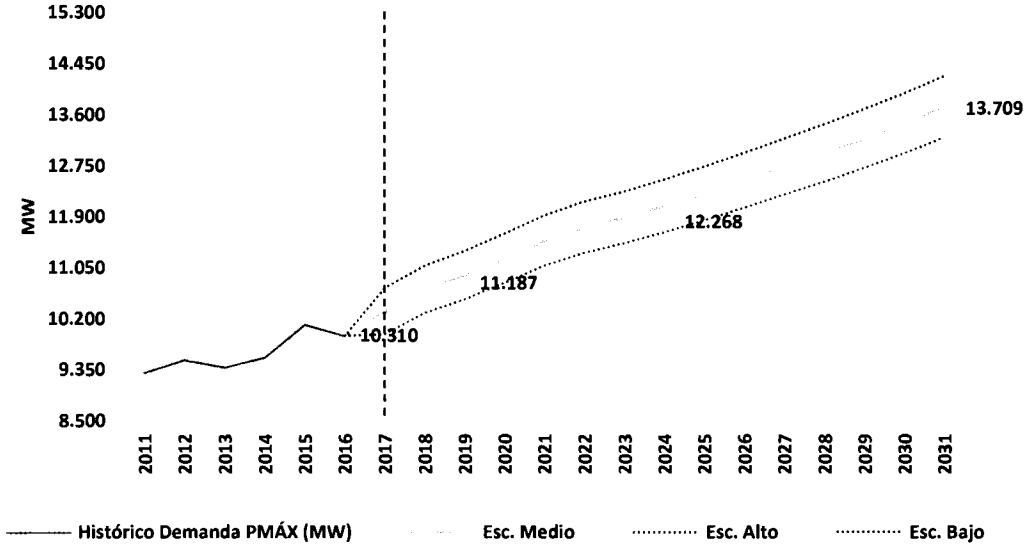
Tabla 2-9: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Con GCE

	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	**10.704**	**10.310**	**9.931**
2018	11.078	10.674	10.286
2019	11.322	10.910	10.514
2020	11.607	11.187	10.784
2021	11.910	11.482	11.071
2022	12.142	11.706	11.286
2023	12.315	11.871	11.444
2024	12.511	12.059	11.624
2025	12.729	12.268	11.824
2026	12.956	12.486	12.033
2027	13.196	12.715	12.253
2028	13.431	12.941	12.469
2029	13.682	13.181	12.700
2030	13.945	13.434	12.942
2031	14.231	13.709	13.207

Fuente: UPME.

El crecimiento promedio anual en el escenario medio de la proyección nacional más los GCE seria 2,19% entre 2017 a 2031.

Gráfica 2-19: Proyección Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Con GCE.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

2.5. PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar que la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre de 2013 hasta la fecha.

La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 2-10:

Tabla 2-10: Variables de la Demanda de Energía Eléctrica a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2031)	XM
			UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

La Tabla 2-11 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

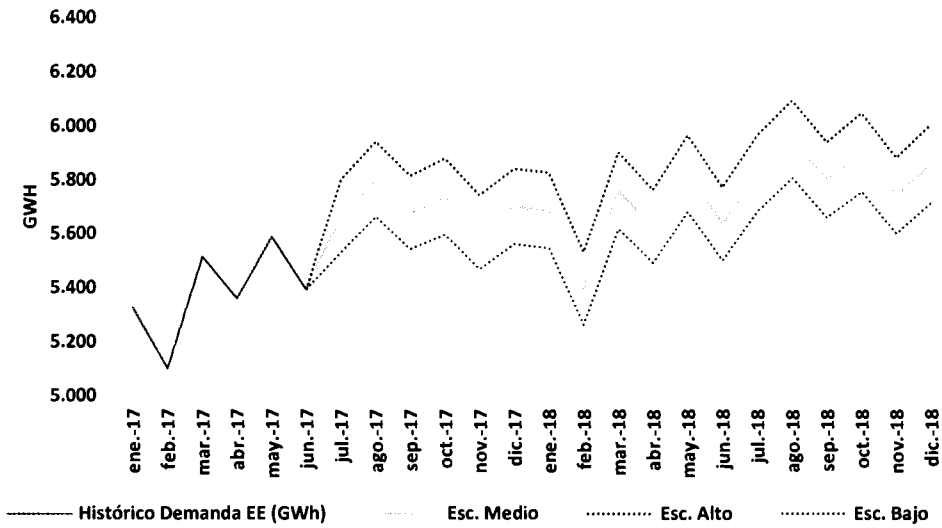
Tabla 2-11: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jul-17	5.801	5.663	5.526
ago-17	5.942	5.801	5.661
sep-17	5.813	5.675	5.538
oct-17	5.878	5.735	5.593
nov-17	5.743	5.603	5.464
dic-17	5.841	5.698	5.557
ene-18	5.826	5.683	5.542
feb-18	5.530	5.395	5.260
mar-18	5.902	5.757	5.614
abr-18	5.764	5.625	5.488
may-18	5.965	5.821	5.679
jun-18	5.772	5.633	5.496
jul-18	5.965	5.823	5.682
ago-18	6.094	5.949	5.805
sep-18	5.940	5.799	5.658
oct-18	6.047	5.900	5.754
nov-18	5.882	5.739	5.597
dic-18	6.005	5.859	5.714

Fuente: UPME.

La Gráfica 2-20 muestra los valores proyectados entre julio de 2017 a diciembre 2018:

Gráfica 2-20: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

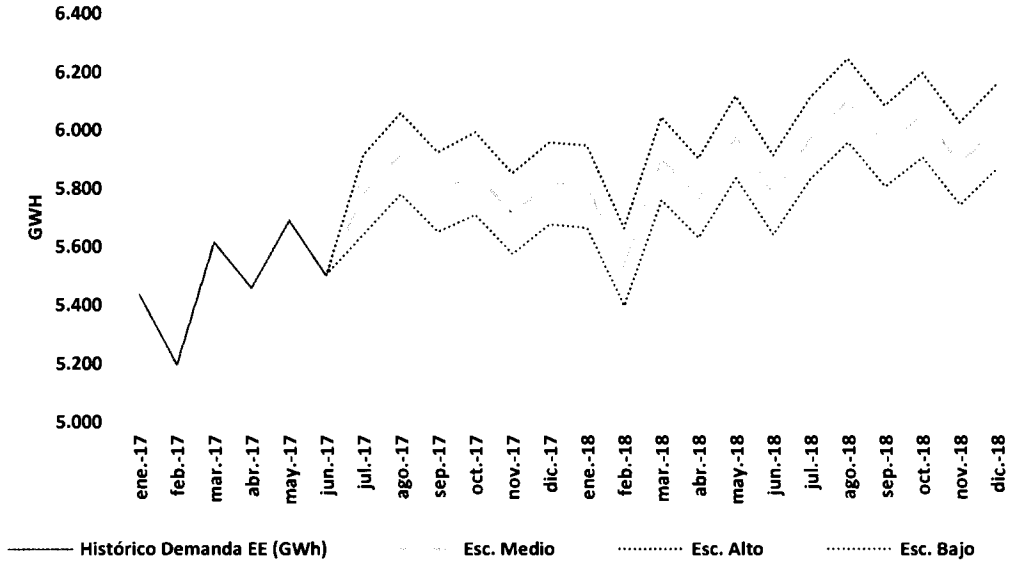
A continuación, en la Tabla 2-12 y en la Gráfica 2-21 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Julio 2017 - Diciembre 2018, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 2-12: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE.

	PROYECCIÓN GWh		
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
jul-17	5.915	5.777	5.640
ago-17	6.059	5.917	5.777
sep-17	5.925	5.786	5.649
oct-17	5.993	5.850	5.708
nov-17	5.852	5.712	5.573
dic-17	5.957	5.815	5.674
ene-18	5.946	5.804	5.662
feb-18	5.663	5.527	5.393
mar-18	6.044	5.899	5.756
abr-18	5.903	5.764	5.627
may-18	6.117	5.974	5.832
jun-18	5.913	5.774	5.637
jul-18	6.113	5.971	5.830
ago-18	6.245	6.100	5.957
sep-18	6.085	5.944	5.804
oct-18	6.197	6.050	5.904
nov-18	6.025	5.882	5.740
dic-18	6.158	6.011	5.867

Fuente: UPME.

Gráfica 2-21: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

2.6. PROYECCIONES DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 2-13:

Tabla 2-13: Variables de la Demanda de Potencia Máxima a Corto Plazo.

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031)	XM
			UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

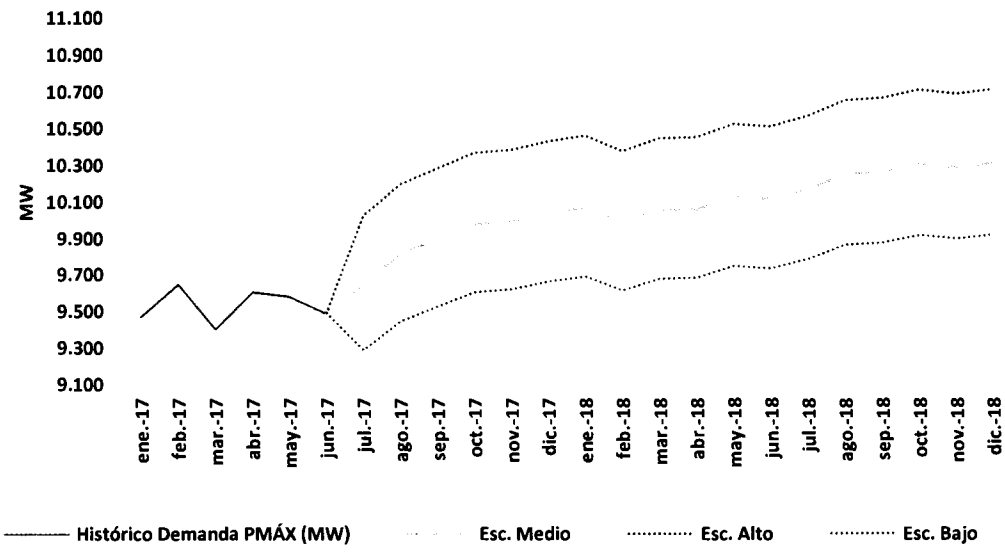
A continuación, en la Tabla 2-14 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período julio 2017 - diciembre 2018.

Tabla 2-14: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá.

	PROYECCIÓN MW		
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
jul-17	10.029	9.650	9.286
ago-17	10.200	9.815	9.445
sep-17	10.285	9.897	9.524
oct-17	10.370	9.979	9.602
nov-17	10.387	9.995	9.618
dic-17	10.433	10.039	9.660
ene-18	10.462	10.067	9.687
feb-18	10.380	9.988	9.612
mar-18	10.448	10.054	9.674
abr-18	10.453	10.058	9.679
may-18	10.524	10.127	9.745
jun-18	10.512	10.115	9.734
jul-18	10.569	10.170	9.786
ago-18	10.654	10.252	9.865
sep-18	10.666	10.264	9.876
oct-18	10.710	10.306	9.917
nov-18	10.687	10.283	9.895
dic-18	10.711	10.307	9.918

Estos valores se ilustran en la Gráfica 2-22.

Gráfica 2-22: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Mayo), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

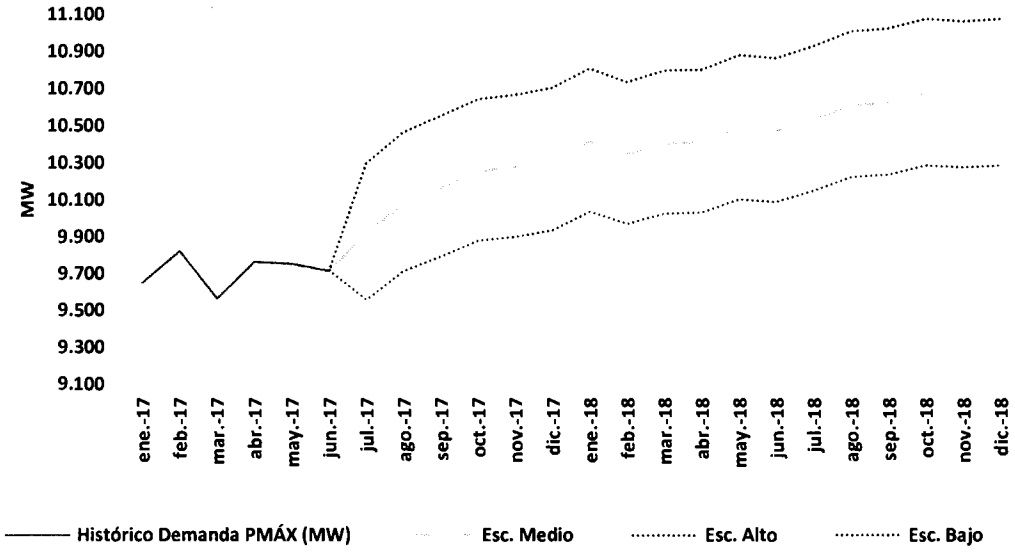
A continuación, en la Tabla 2-15 y en la Gráfica 2-23 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Julio 2017 - Diciembre 2018, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 2-15: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE.

	PROYECCIÓN MW		
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
jul-17	10.296	9.918	9.554
ago-17	10.465	10.080	9.710
sep-17	10.552	10.164	9.791
oct-17	10.643	10.252	9.875
nov-17	10.667	10.275	9.898
dic-17	10.704	10.310	9.931
ene-18	10.809	10.414	10.034
feb-18	10.735	10.343	9.966
mar-18	10.798	10.404	10.025
abr-18	10.803	10.408	10.029
may-18	10.879	10.482	10.100
jun-18	10.865	10.468	10.087
jul-18	10.929	10.531	10.147
ago-18	11.011	10.610	10.223
sep-18	11.025	10.623	10.236
oct-18	11.078	10.674	10.286
nov-18	11.065	10.662	10.274
dic-18	11.076	10.672	10.283

Fuente: UPME.

Gráfica 2-23: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

2.7. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL

En el presente capitulo, se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), ya que estás son la referencia usada en el despacho de los generadores eléctricos y se posee información primaria de los mismos.

En esta actualización, se emplean los datos reportados por XM, para cada una de las 30 UCP, sin incluir las UCP de Grandes Consumidores Existentes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas.

Es importante aclarar que las fronteras de las áreas alimentadas por cada UCP no se ajustan a las fronteras políticas departamentales en que se divide el País.

Partiendo de la clasificación por UCP y regiones establecida por el CND, y teniendo en cuenta las siguientes desagregaciones de algunas UCP:

- UCP Pasto en UCP Bajo Putumayo, UCP CEDENAR y UCP Putumayo a partir de Abril de 2013.
- UCP EPSA en UCP Cartago, UCP Pacifico y UCP Tuluá a partir de Enero de 2010.
- UCP Cafeteros en UCP CHEC y UCP Quindío a partir de Enero de 2010.
- UCP Noroeste en UCP Antioquia y UCP Chocó a partir de Noviembre de 2010.
- UCP Oriente en UCP CENS, UCP EBSA, UCP ENELAR, UCP ENERCA y UCP Santander a partir de Agosto de 2010.
- UCP Centro en: UCP CODENSA y UCP Cundinamarca a partir de Marzo de 2013. Sin embargo, la UCP Cundinamarca desde 2017 hace parte de la UCP CODENSA.
- UCP Meta en UCP EMSA y UCP Guaviare a partir de Julio de 2010.

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima regionales, es decir, desagregadas en las mencionadas UCP, se emplean los valores de la demanda nacional obtenidos a partir del método de combinación de pronósticos expuestos en el documento de: *"Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia - Revisión Febrero de 2017"* las cuales guardan relación con las diferentes variables como PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN, de manera que las proyecciones nacionales y regionales mantengan la coherencia necesaria[10].

Además, se consideran los efectos calendario, permitiendo la obtención de proyecciones mensuales de la demanda de electricidad regional.

Para la obtención de la potencia máxima, y dadas las dificultades para medir este parámetro a nivel regional y para proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, el cual *"genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias.*

Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantados de las variables explicativas" (Masih & Masih, 1996).

---

[10] La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda nacional calculada.

SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. (2017). *"Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión Febrero de 2017".* En línea: http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx

Luego se agregaron tanto las regiones como las UCP de tal forma que, como prueba de chequeo, los resultados explicaran la demanda nacional, y se obtuvo la participación esperada, con respecto a la demanda del SIN, de la demanda de energía de cada UCP, y de cada Región.

Dentro de la historia y las proyecciones de cada una las regiones antes mencionadas, se aclara que en estas no se encuentran las UCP de Grandes Consumidores Existes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas, ya que éstas se modelan independientemente debido a las características propias que poseen.

A continuación en la Gráfica 2-24 y en Tabla 2-16, se presenta la desagregación por UCP de pendiendo de la región:

Gráfica 2-24: Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones.

Fuente de datos: UPME

Tabla 2-16: Agrupación por regiones

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA
CENTRO	CENTRO	CODENSA
	META	EMSA
		GUAVIARE
COSTA - CARIBE	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINÚ	SINÚ
	BARRRANQUILLA	BARRANQUILLA
	TAIRONA	TAIRONA
NOROESTE	NOROESTE	ANTIOQUIA
		CHOCÓ
ORIENTE	ORIENTE	CENS
		EBSA
		ENELAR
		ENERCA
		SANTANDER
VALLE	CALI	CALI
	EPSA	CARTAGO
		PACÍFICO
		TULUÁ
CQR	CAFETEROS	CHEC
		QUINDÍO
	PEREIRA	PEREIRA
TOLIMA GRANDE	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
	PIJAOS	PIJAOS
SUR	PASTO	BAJO PUTUMAYO
		CEDENAR
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente: UPME, 2017.

2.8. PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES

Durante la historia, las distintas regiones han mostrado sustanciales diferencias en sus tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dichas diferencias se originan en la complejidad de sus estructuras económicas, en sus niveles de cobertura, en sus crecimientos poblacionales, entre otras. En la Tabla 2-17 y Gráfica 2-25, se puede extraer que las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional, se encuentra en primer lugar Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 82,4% del total de la demanda nacional en el período 2002 - 2016.

Tabla 2-17: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica

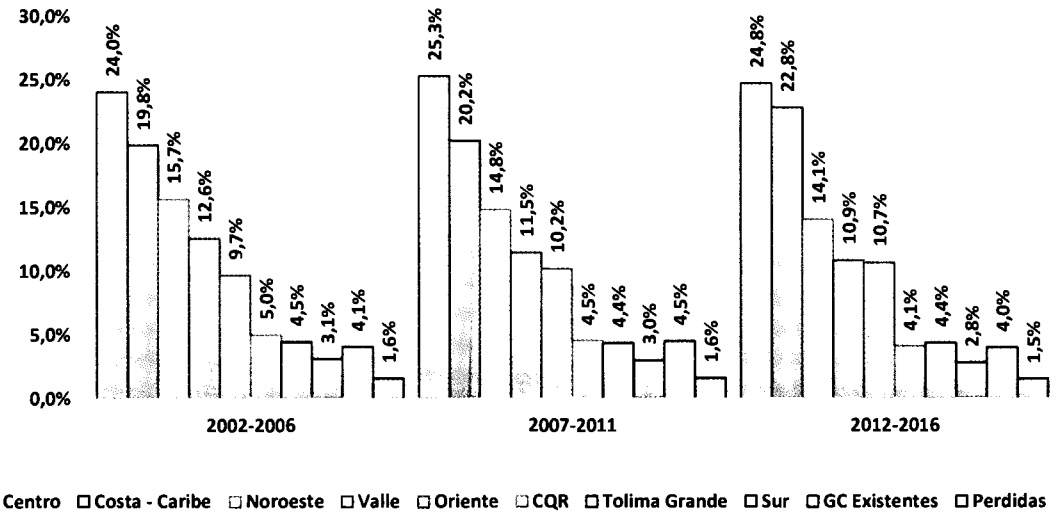
	2002-2006	2007-2011	2012-2016	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Centro	24,0%	25,3%	24,8%	25,3%	25,8%	26,0%
Costa - Caribe	19,8%	20,2%	22,8%	24,6%	25,9%	27,4%
Noroeste	15,7%	14,8%	14,1%	13,2%	12,6%	11,9%
Valle	12,6%	11,5%	10,9%	10,3%	9,6%	8,8%
Oriente	9,7%	10,2%	10,7%	10,7%	11,3%	11,9%
CQR	5,0%	4,5%	4,1%	3,9%	3,5%	3,2%
Tolima Grande	4,5%	4,4%	4,4%	4,6%	4,6%	4,6%
Sur	3,1%	3,0%	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%
CG Existentes	4,1%	4,5%	4,0%	3,0%	2,6%	2,3%
Pérdidas	1,6%	1,6%	1,5%	1,6%	1,3%	1,2%

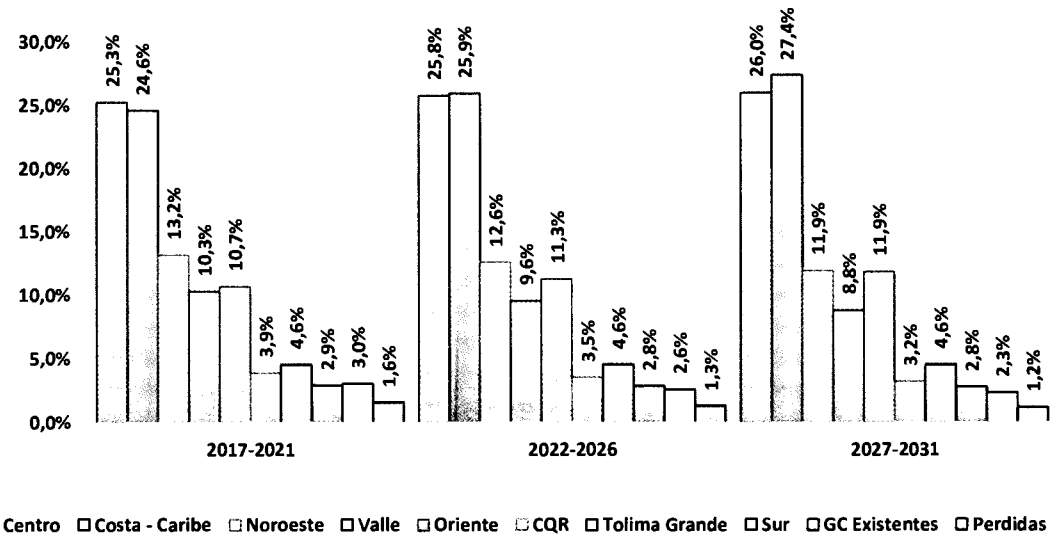
*** GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas**

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Por otra parte, algunas de estas regiones representativas pierden participación tales como: Valle con un 1,5%, seguido de Noroeste con un 1,2% y CQR con un 0,7% para el período 2017 – 2031.

Gráfica 2-25: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año).





Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

La demanda máxima de potencia para cada región se presenta en distintos instantes de tiempo y no coinciden en su gran mayoría con el instante de tiempo de la demanda de potencia máxima nacional, por lo tanto, si sumamos los picos de potencia para cada región deberá ser mayor su valor en algunas ocasiones con respecto al valor nacional.

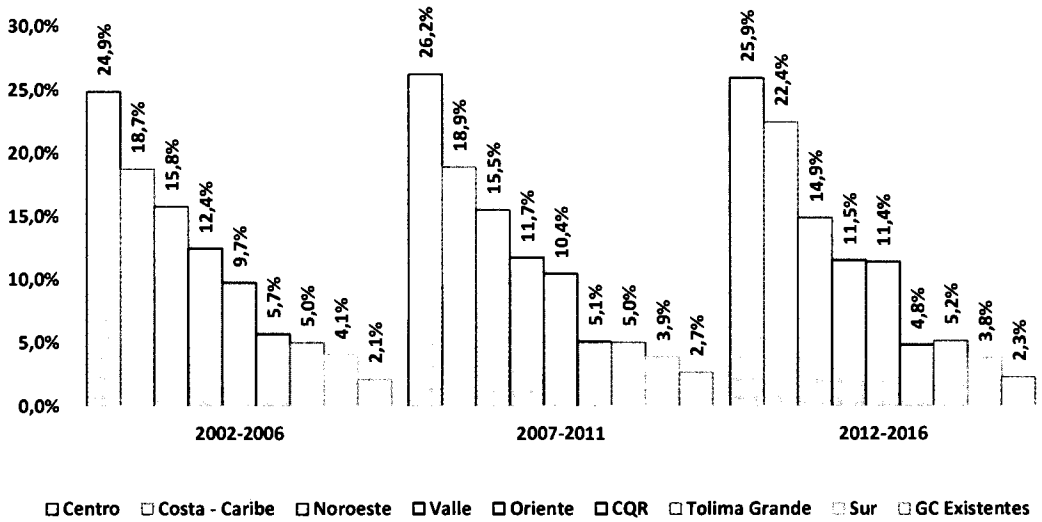
Al igual que en la demanda de energía eléctrica, las regiones más representativas dentro del consumo nacional siguen siendo: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 83,5% del total de la demanda nacional en el período 2002 - 2016. (Tabla 2-18 y Gráfica 2-26).

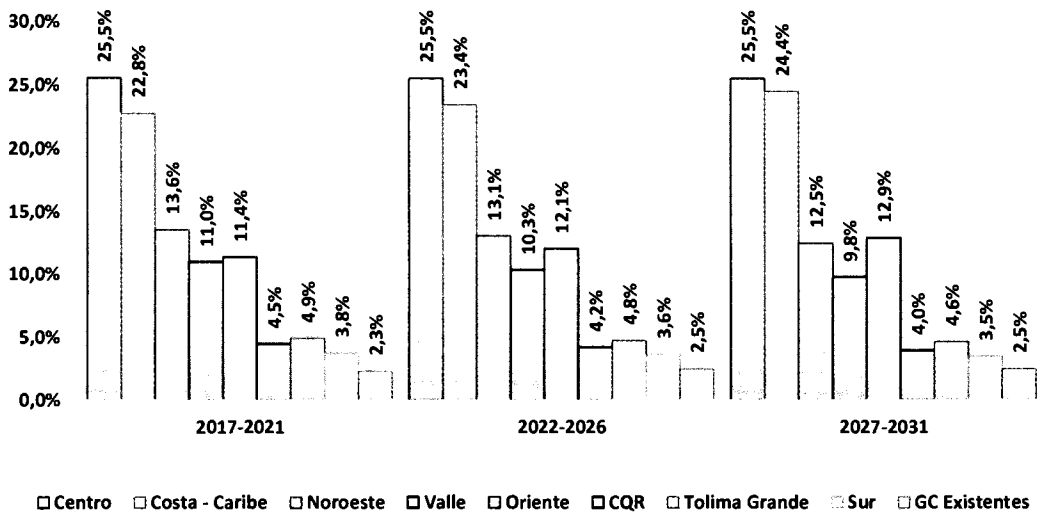
Tabla 2-18: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	24,9%	26,2%	25,9%	25,5%	25,5%	25,5%
Costa - Caribe	18,7%	18,9%	22,4%	22,8%	23,4%	24,4%
Noroeste	15,8%	15,5%	14,9%	13,6%	13,1%	12,5%
Valle	12,4%	11,7%	11,5%	11,0%	10,3%	9,8%
Oriente	9,7%	10,4%	11,4%	11,4%	12,1%	12,9%
CQR	5,7%	5,1%	4,8%	4,5%	4,2%	4,0%
Tolima Grande	5,0%	5,0%	5,2%	4,9%	4,8%	4,6%
Sur	4,1%	3,9%	3,8%	3,8%	3,6%	3,5%
GC Existentes	2,1%	2,7%	2,3%	2,3%	2,5%	2,5%

*** GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas**
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 2-26: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año).



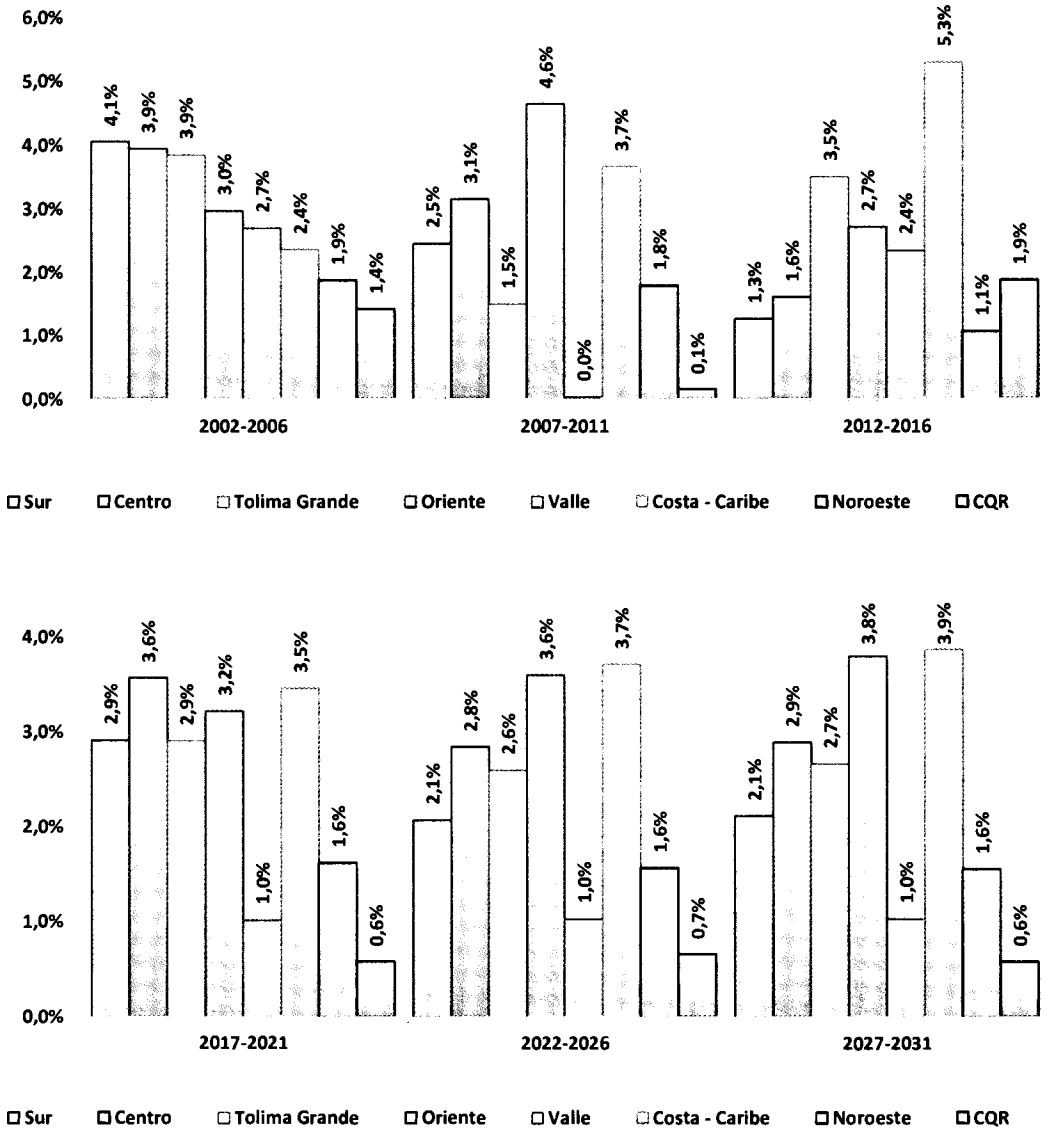


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

2.9. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES

Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2017 a 2031 en el escenario medio del 2,99%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (3,10%), Costa – Caribe (3,68%), Noroeste (1,58%), Oriente (3,54%), Valle (1,03%), CQR (0,60%), Tolima Grande (2,72%) y Sur (2,36%).

Gráfica 2-27: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio.



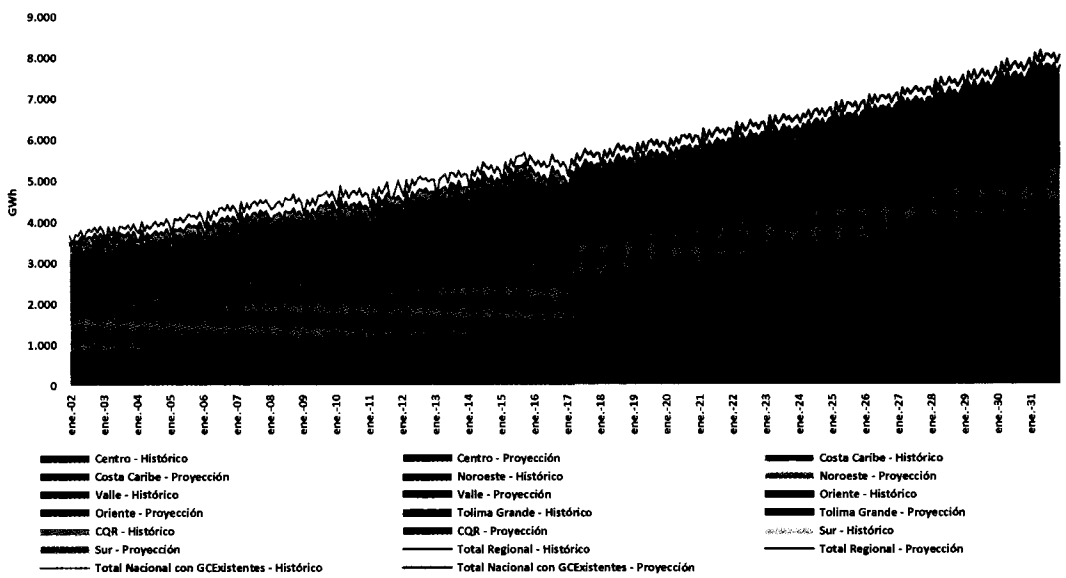
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Tabla 2-19: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2017	16.513	16.034	8.847	7.019	6.927	3.054	2.674	1.946	63.013	67.239
2018	17.201	16.654	9.116	7.162	7.280	3.118	2.699	1.996	65.227	68.832
2019	17.739	17.203	9.262	7.219	7.528	3.197	2.718	2.038	66.902	70.495
2020	18.268	17.807	9.410	7.285	7.789	3.279	2.738	2.080	68.656	72.300
2021	18.811	18.460	9.567	7.361	8.067	3.365	2.760	2.124	70.516	74.209
2022	19.355	19.144	9.722	7.439	8.357	3.454	2.781	2.169	72.422	76.150
2023	19.901	19.841	9.872	7.514	8.653	3.542	2.799	2.214	74.336	78.099
2024	20.464	20.573	10.026	7.591	8.964	3.634	2.817	2.259	76.328	80.169
2025	21.045	21.343	10.183	7.670	9.289	3.728	2.836	2.306	78.400	82.350
2026	21.636	22.145	10.338	7.748	9.626	3.825	2.852	2.354	80.524	84.583
2027	22.254	22.990	10.497	7.828	9.981	3.926	2.869	2.403	82.748	86.927
2028	22.890	23.874	10.657	7.907	10.352	4.030	2.885	2.452	85.048	89.349
2029	23.546	24.789	10.818	7.983	10.737	4.135	2.899	2.503	87.410	91.836
2030	24.224	25.759	10.980	8.062	11.143	4.245	2.914	2.555	89.881	94.439
2031	24.945	26.769	11.164	8.155	11.596	4.362	2.935	2.613	92.540	97.239

Fuente: UPME, 2017.

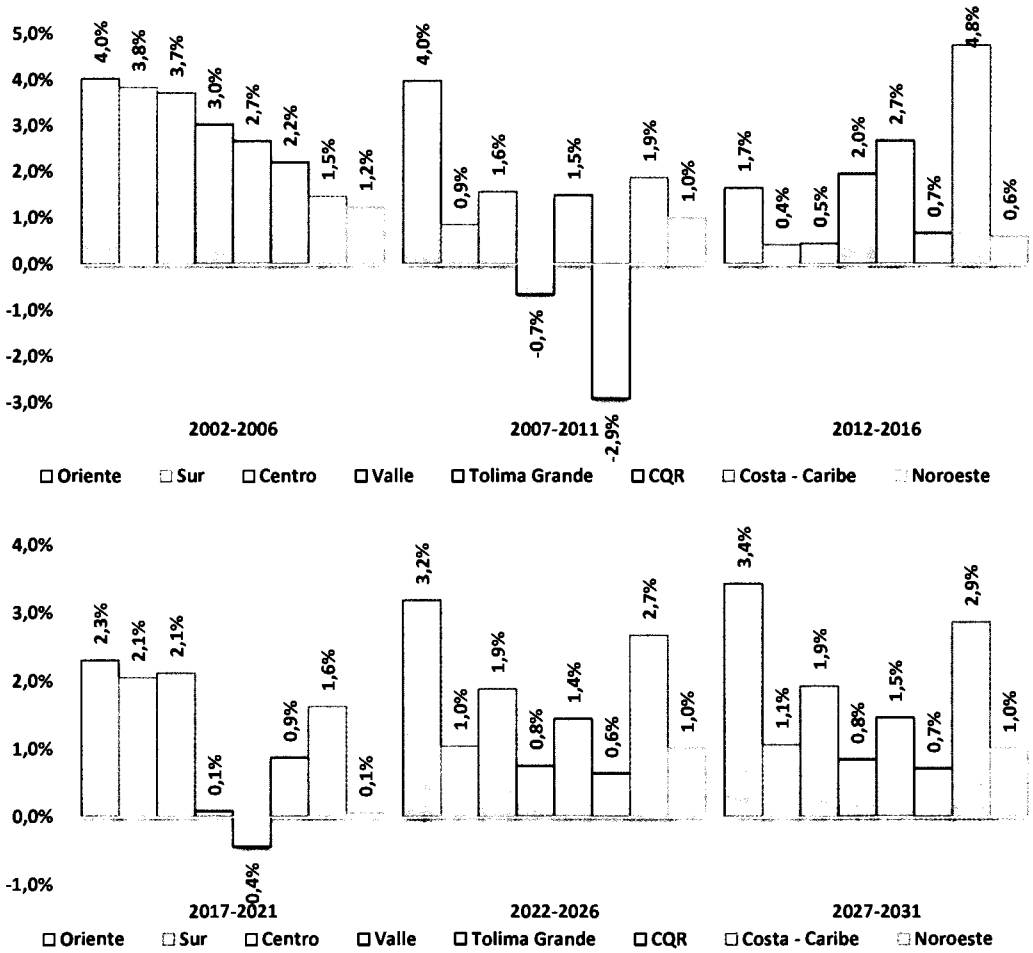
Gráfica 2-28: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes).



Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas). Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

En la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,09%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (1,98%), Costa – Caribe (2,39%), Noroeste (0,70%), Oriente (2,98%), Valle (0,56%), CQR (0,74%), Tolima Grande (0,82%) y Sur (1,39%).

Gráfica 2-29: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio.



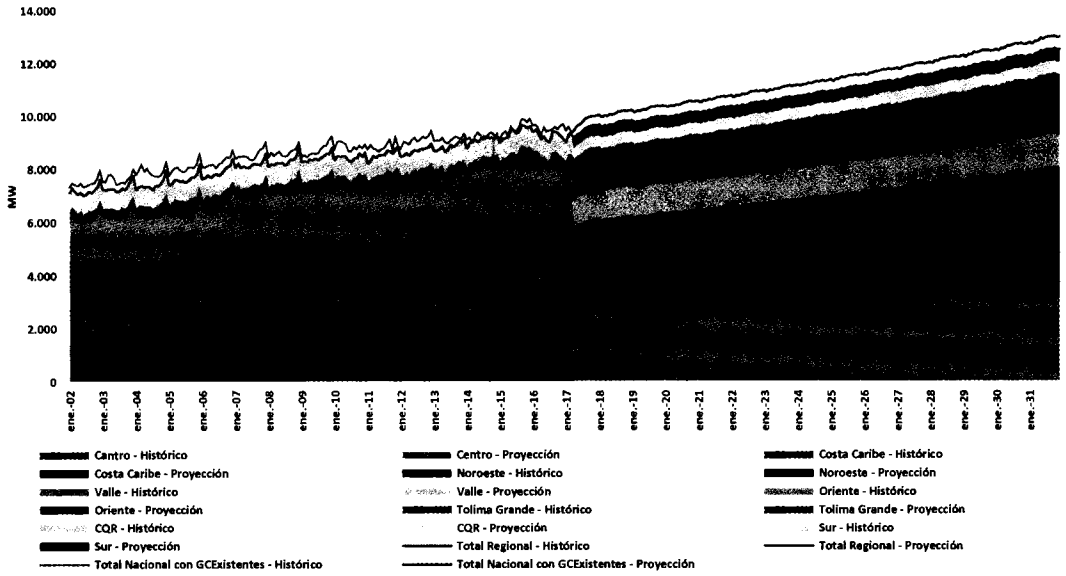
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Tabla 2-20: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año)

	CENTRO	COSTA-CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2017	2.600	2.335	1.382	1.140	1.135	529	458	377	9.671	10.136
2018	2.610	2.306	1.403	1.137	1.151	500	465	390	9.854	10.311
2019	2.662	2.354	1.420	1.140	1.178	506	467	393	10.016	10.488
2020	2.699	2.408	1.431	1.144	1.214	513	469	396	10.193	10.683
2021	2.749	2.471	1.448	1.152	1.252	520	472	401	10.370	10.890
2022	2.803	2.534	1.463	1.161	1.291	527	475	405	10.559	11.094
2023	2.857	2.600	1.478	1.169	1.331	535	478	409	10.758	11.291
2024	2.908	2.671	1.495	1.179	1.374	542	481	415	10.967	11.506
2025	2.963	2.743	1.508	1.187	1.419	550	485	419	11.178	11.736
2026	3.018	2.819	1.523	1.196	1.465	558	488	423	11.392	11.968
2027	3.077	2.898	1.539	1.206	1.513	566	490	427	11.604	12.204
2028	3.139	2.979	1.554	1.216	1.564	574	492	432	11.838	12.456
2029	3.199	3.064	1.569	1.227	1.617	582	496	437	12.070	12.707
2030	3.256	3.155	1.584	1.237	1.673	591	501	441	12.315	12.970
2031	3.321	3.246	1.602	1.247	1.734	600	505	446	12.580	13.254

Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 2-30: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes).

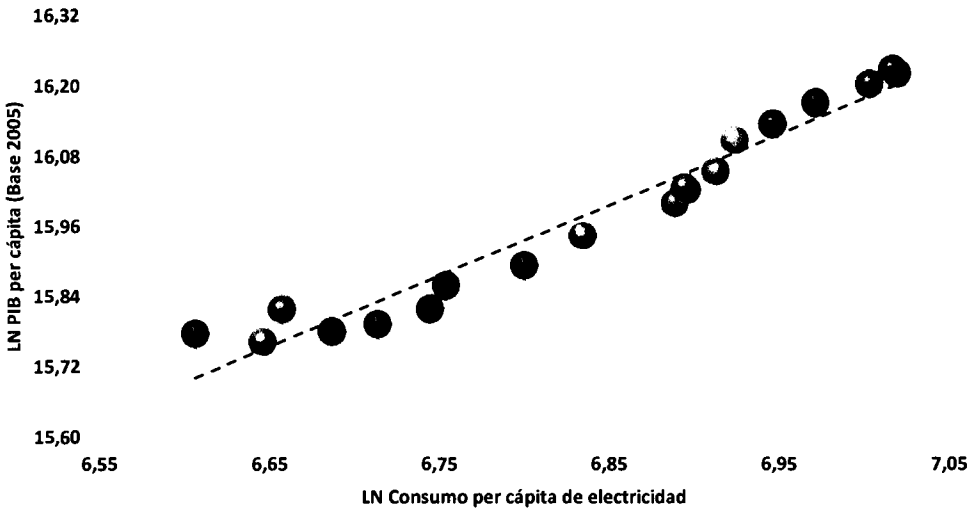


Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas). Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

2.10. CONSUMO PER CÁPITA DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL, DEPARTAMENTAL, POR TIPO DE MERCADO Y POR SECTOR

Guardando relación con los análisis económicos presentados en el presente documento, se muestra a continuación un breve análisis del comportamiento de los consumos per cápita en Colombia. Para ello, se ha empleado las bases de datos del Reporteador O3 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, las Demandas Comerciales de las vistas del Cubo de XM – UPME; las estimaciones de población 1985 – 2005 y las proyecciones de población 2005 – 2020 del total departamental por área reportadas por el DANE.

Gráfica 2-31: Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 1998 – 2016.

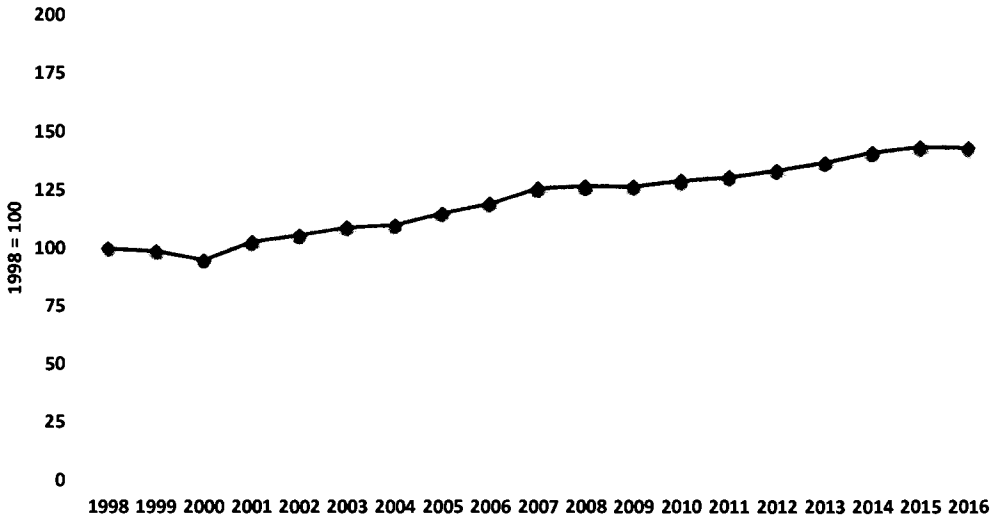


Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

El consumo de energía eléctrica de Colombia es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral (Gráfica 2-31).

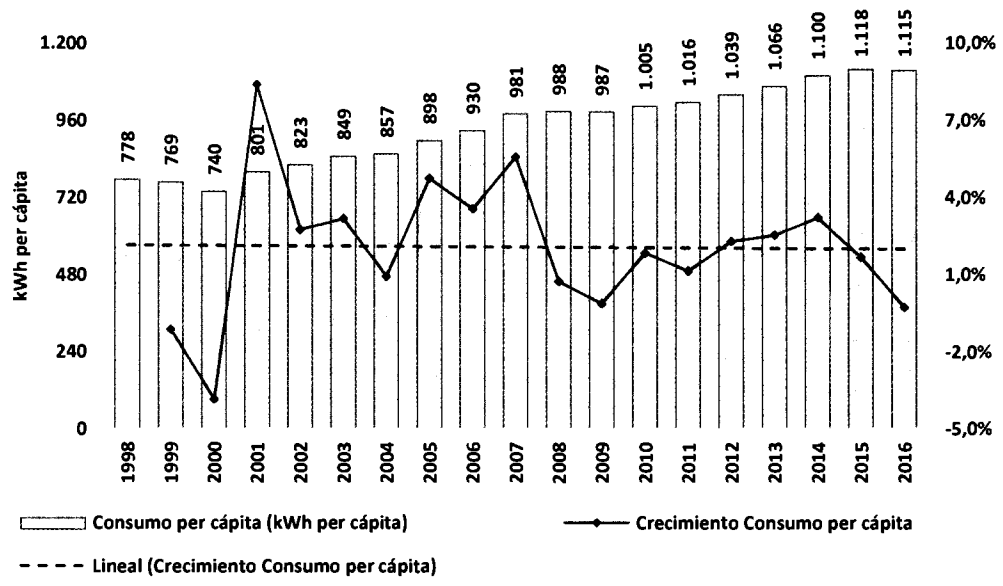
Durante el período de análisis 2006 – 2016, el consumo per cápita ha crecido 19,97%. Sin embargo, para este mismo lapso de tiempo los sectores Comercial - Publico y Otros sectores han crecido a un ritmo mayor que el crecimiento del PIB Nacional. En Colombia, se presenta un fenómeno de consumo per cápita prácticamente estable entre 1998 – 2016, lo cual podría estar asociado a la eficiencia energética, ubicándose aproximadamente en un 2% de crecimiento anual. (Ver Gráfica 2-32 y Gráfica 2-33).

Gráfica 2-32: Índice del Consumo per cápita de electricidad (Base Enero de 1998 = 100).



Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

Gráfica 2-33: Consumo histórico per cápita en kWh para el período 1998 – 2016.



Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

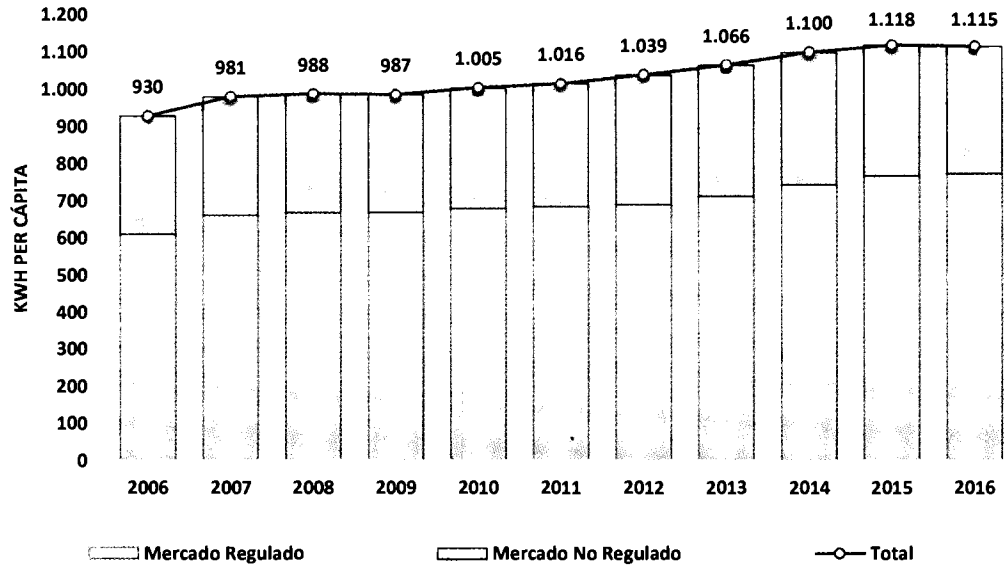
De otra parte en la Gráfica 2-34, se muestra el comportamiento que ha tenido la curva de carga de la demanda de energía, evidenciando un comportamiento hacia la eficiencia energética de acuerdo al aplanamiento de ésta a través del tiempo.

Gráfica 2-34: Participación horaria de la curva de carga para el período 1998 – 2016.

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

Con las señales de crecimiento leve o mínimo del consumo per cápita de electricidad y el aplanamiento de la curva de carga de la demanda de energía, se ratifica un comportamiento similar a lo observado por Arthur H. Rosenfeld en el mercado de energía de California.

Gráfica 2-35: Consumo per cápita por tipo de mercado.



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

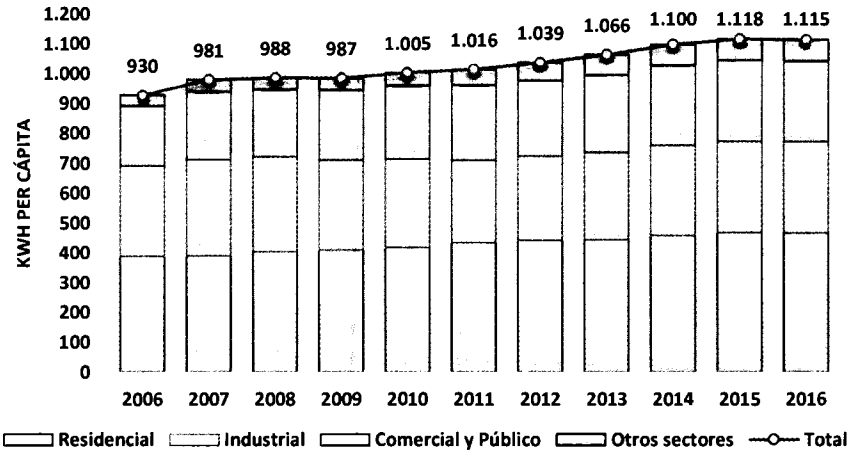
El consumo de electricidad está fuertemente ligado al crecimiento económico futuro, y tiende a reflejarse en el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad.

En el total nacional, el consumo per cápita del mercado regulado tiene una participación promedio del 67,61% (ver Gráfica 2-35), lo cual guarda relación directa con el consumo per cápita en el sector residencial que posee una participación promedio del 41,71%.

A partir de 2011, el consumo per cápita del sector industrial ha venido perdiendo participación, lo que puede ser explicado en gran medida por uso eficiente de la energía y el cambio tecnológico, siendo estos uno de los motores para el desarrollo dinámico y competitivo del sector.

De otra parte, el sector clasificado como "Otros sectores" (Provisional, Alumbrado Público, Especial Asistencial, Especial Educativo, Áreas Comunes, Industrial Bombeo y Distrito Riego) ha ganado participación pasando de un 4,12% (2006 – 2010) a un 6,14% (2011- 2016), explicado por la gran participación que posee el Alumbrado Público (61,67% en promedio) dentro de éste. (Ver Gráfica 2-36).

Gráfica 2-36: Consumo per cápita por sector



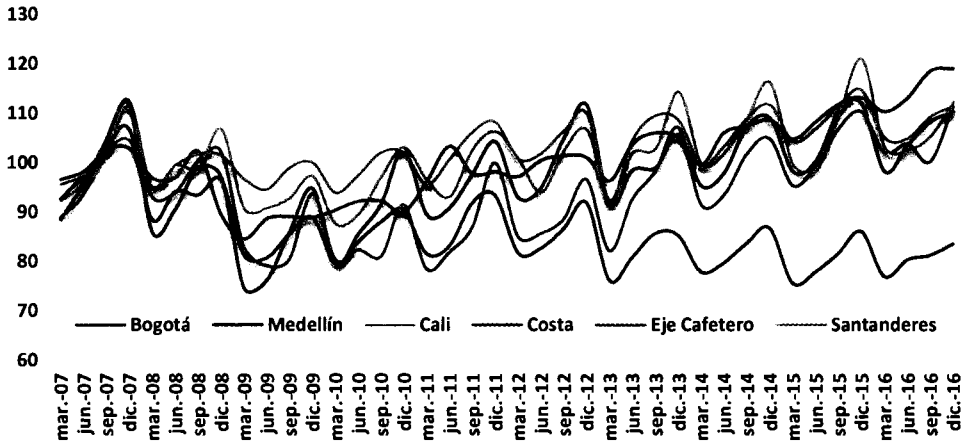
Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

En la mayoría de los departamentos más representativos del "*Índice Departamental de Competitividad*"[11], se muestra que el consumo per cápita de 2011 – 2016 ha crecido en los sectores residencial, comercial – público y otros sectores. Cabe resaltar que en aquellos departamentos que se encuentran más cerca del nivel del mar, presentan mayor crecimiento en su consumo per cápita de electricidad.

Por otra parte, en el sector industrial la gran mayoría de los departamentos con excepción de Antioquia, Boyacá y Cundinamarca, han disminuido su consumo per cápita de electricidad en el periodo 2011 – 2016. Lo anterior, se podría atribuir en gran medida a la implementación de equipos más eficientes, que se han reflejado en un consumo similar o menor al del período 2006 – 2010 (Ver Gráfica 2-37 y Gráfica 2-38 - b). Como por ejemplo, la implementación del decreto 3450 de 2008 en cuanto a fuentes lumínicas eficientes, o sustitución hacia motores de alta eficiencia.

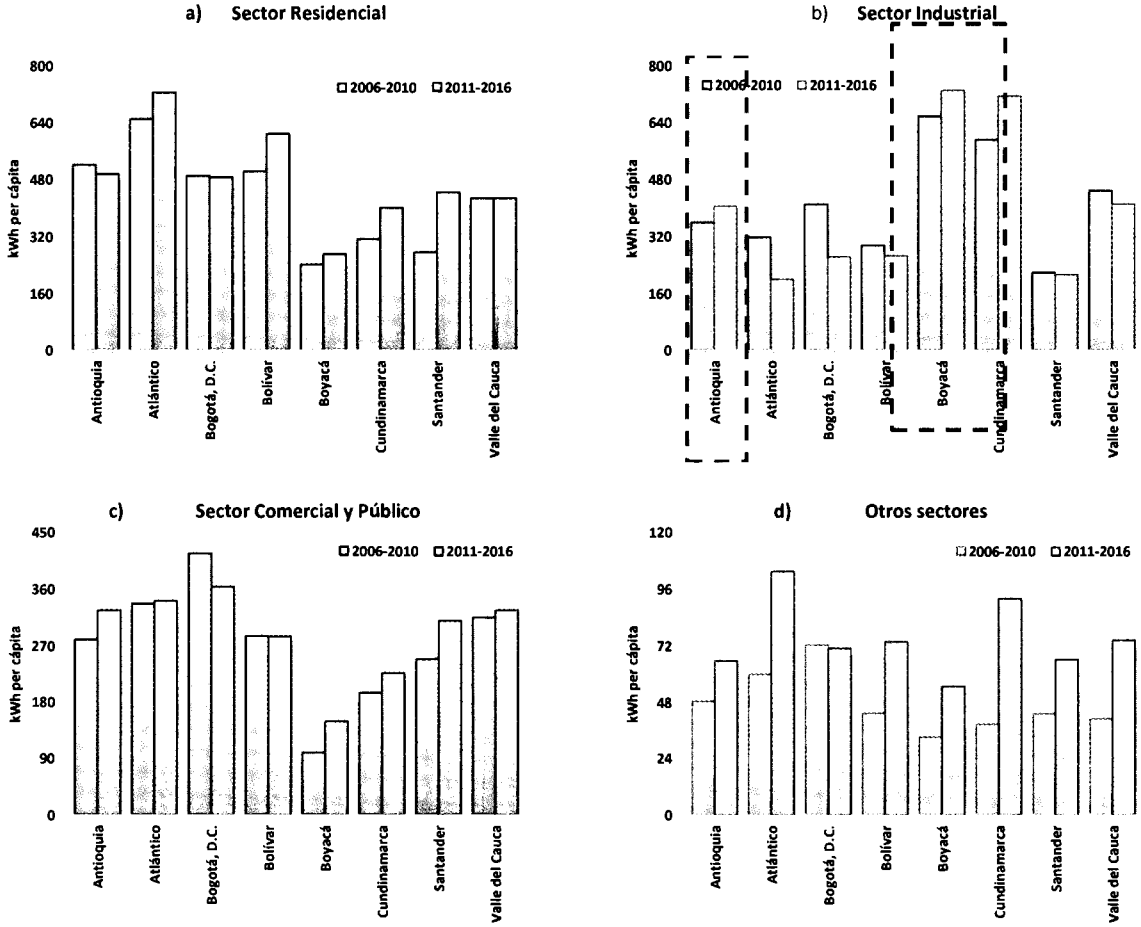
[11] **Índice departamental de competitividad - 2016.** *Puntaje general y posición en el IDC 2016.* En línea: https://compite.com.co/wp-content/uploads/2016/07/CPC_IDC-2016.pdf (Consulta Julio de 2017)

Gráfica 2-37: Índice Trimestral de Producción Real – DANE / (Base promedio anual 2007 = 100).



Fuente: UPME, DANE, 2017.

Gráfica 2-38: Consumo promedio per cápita por sector y por departamento.



Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

Este capítulo desarrolla la planificación indicativa de la expansión en generación para el horizonte 2017-2031, en cumplimiento del objetivo nacional de *"abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad"* y se formula el Plan de Generación, para lo cual se describen más adelante metodologías, modelos, supuestos, balances de la Demanda de electricidad vs Energía del Cargo por Confiabilidad-ENFICC asignado (incluyendo plantas futuras definidas) y evolución de la capacidad instalada vs el pico de potencia, entre los principales elementos considerados para lograr los resultados de escenarios indicativos de matrices de abastecimiento de electricidad de largo plazo.

En esta ocasión, se ha logrado avanzar respecto de las versiones anteriores del plan de expansión en generación, pasando de una simulación de las fuentes de generación "uni-nodal" a "multi-nodal" considerando las quince áreas eléctricas de la Gráfica 3-1, líneas abajo, aclarando que hoy el sistema opera uni-nodal.

La innovación consiste en considerar, las restricciones de transmisión entre las quince áreas eléctricas en la planificación de la generación, resulta en una primera versión que ha requerido un mayor esfuerzo, aprendizaje y recursos. Se formulan los escenarios de largo plazo diferenciados por área y unificados nacionalmente, donde se evalúa el mínimo costo de inversión y operación.

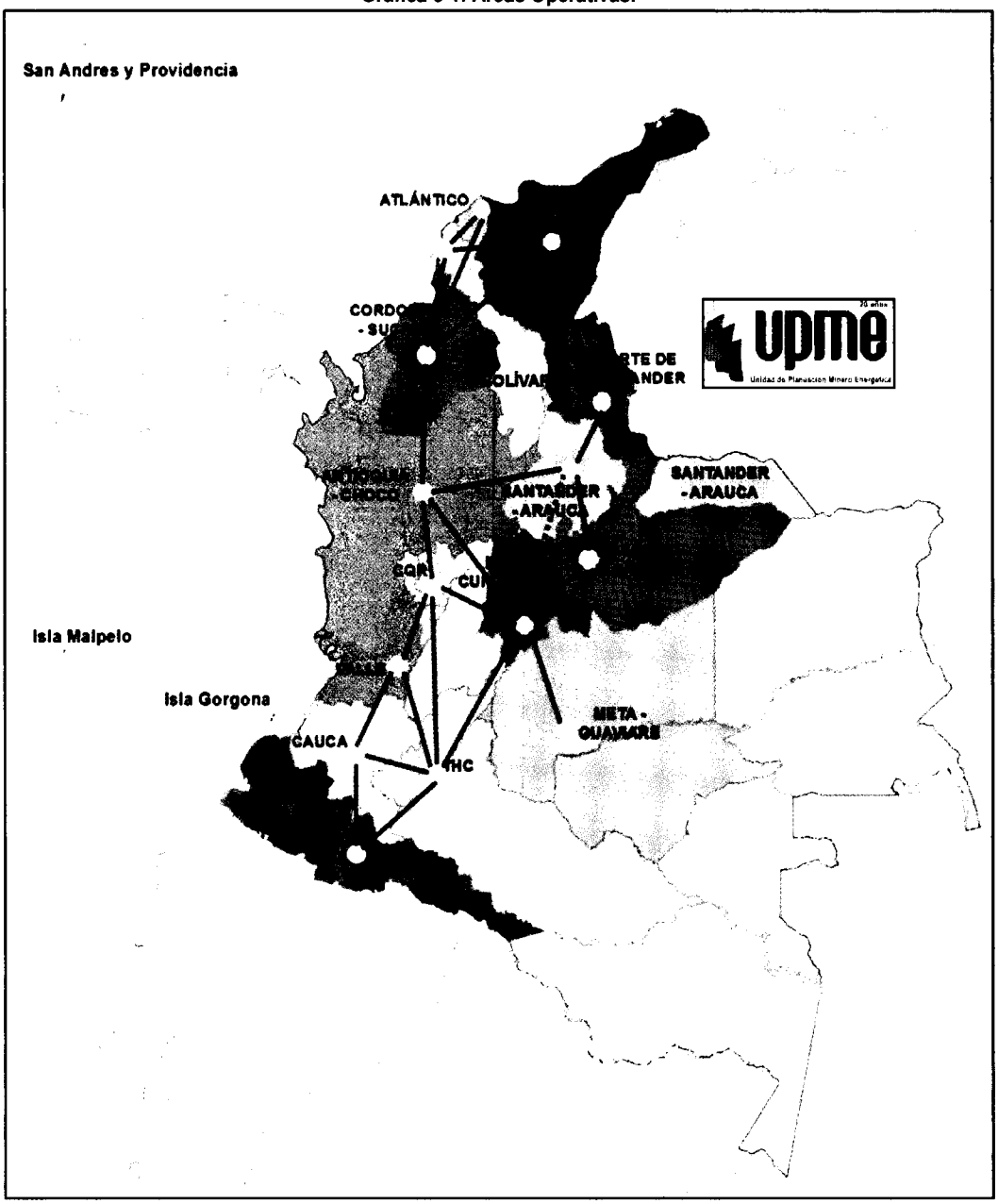
Entre los aspectos importantes se encuentran, los avances tecnológicos y reducción de costos en las nuevas tecnologías, junto con la Ley 1715 de 2014 y sus incentivos para la incorporación de fuentes renovables no convencionales; lo cual representan retos relacionados con definiciones regulatorias y análisis complementarios relacionados con: i) de servicios secundarios que consideren la complementariedad, ii) flexibilidad y iii) almacenamiento.

En este Plan se da cuenta, en los dos escenarios considerados, de: las emisiones de CO_2, los costos nivelados de generación, costo marginal, complementariedad y resiliencia hidráulica y los tres indicadores de confiabilidad del abastecimiento (VERE, VEREC y Número de casos con déficit).

Por otro lado y teniendo en cuenta los valores mensuales de la generación de los escenarios de largo plazo, dada la importante participación de fuentes renovables no convencionales (principalmente viento y sol), y los resultados del nuevo indicador de complementariedad, se aportan señales que permitirán continuar con la evaluación de la flexibilidad y las posibilidades del almacenamiento del sistema.

Conjuntamente con XM Compañía de Expertos en Mercados y el Consejo Nacional de Operación – CNO, se estudió el impacto de la guía de caudal ambiental propuesta por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, cuyos resultados más relevantes se incluyen como anexo del presente Plan.

Gráfica 3-1: Áreas Operativas.



Fuente grafica: UPME.

Áreas eléctricas	Considera la Infraestructura de G y T en los departamentos
GCM	Guajira, Cesar y Magdalena
Atlántico	Atlántico
Bolívar	Bolívar
Córdoba_Sucre	Córdoba y Sucre
Norte de Santander	Norte de Santander
Antioquia_Choco	Antioquia y Choco
Santander_Arauca	Santander y Arauca
Boyacá_Casanare	Boyacá y Casanare

Áreas eléctricas	Considera la Infraestructura de G y T en los departamentos
CQR	Caldas, Quindío y Risaralda
Bogotá_Cundinamarca	Bogotá y Cundinamarca
Meta_Guaviare	Meta y Guaviare
Valle	Valle
THC	Tolima, Huila y Caquetá
Cauca	Cauca
Nariño_Putumayo	Nariño y Putumayo

3.1. INTRODUCCIÓN

La presente versión del Plan 2017-2031 establece mediante escenarios el desempeño del sistema eléctrico colombiano, determinando de manera indicativa la expansión de la generación necesaria para lograr el abastecimiento eléctrico del país, bajo las condiciones de evolución del Sistema Interconectado Nacional-SIN y variables como la demanda de energía y potencia, la disponibilidad de recursos energéticos (hidrología, velocidad del viento, radiación solar), disponibilidad y costos de los combustibles, así como de la fecha de entrada en operación de los proyectos que actualmente están en construcción (Cargo por Confiabilidad).

Inicialmente se analiza el sistema en el corto plazo (5 años), determinando si en este horizonte, es decir el periodo 2017-2022, con los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF y que actualmente están en construcción, se satisfacen los indicadores energéticos (sin intercambios de energía con Ecuador). Así mismo, se determina el momento en el tiempo donde se necesita expansión del parque generador por el no cumplimiento de los citados indicadores. Para este ejercicio se considera el escenario alto de la proyección de demanda, revisión julio de 2017, y se contemplan los costos de los combustibles para un escenario de referencia, sin limitaciones en el suministro de gas natural.

Las simulaciones llevadas a cabo, permiten establecer en el corto plazo, que el sistema no requiere proyectos de generación adicionales a los ya definidos: Sin embargo, se integran nuevos proyectos por razones de costos y competencia de la energía eólica y solar. Posteriormente se continua analizando el horizonte 2023-2031. Para cumplir los requerimientos de demanda de energía y potencia, se identifican las necesidades de expansión, es decir las nuevas plantas. Dentro las opciones se consideran proyectos o alternativas tecnológicas de expansión (ver Tabla 3-1) a partir de la información disponible de proyectos en la UPME (base de datos del registro de proyectos), solicitudes de conexión, para el área GCM los proyectos que manifestaron interés (circulares UPME del 16 de marzo y 30 de mayo de 2017) y la disponibilidad de los recursos naturales de acuerdo con referentes e información de los promotores y del IDEAM (Atlas de Potenciales). En esta versión del plan debido a dificultades en la consecución oportuna de la información, particularmente de los países vecinos no fue posible realizar escenarios que contemplaran las interconexiones eléctricas actuales y futuras. Los resultados de los escenarios establecen opciones de expansión de la matriz de generación de electricidad, obtenidos a partir de la evolución a nivel mundial de los costos y las tecnologías, así como las manifestaciones de interés o emprendimientos de los promotores en Colombia.

Adicionalmente, dada la coyuntura, se analizó el impacto de la situación del proyecto Hidroituango bajo cuatro supuestos: i) Sin Hidroituango y expansión fija conformada por proyectos con estudio de conexión aprobado, ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos en construcción próximos a entrar en operación y una expansión adicional escogida por el modelo de optimización (Escenario 1A); ii) Atraso de 5 años en la entrada en operación del proyecto Hidroituango y expansión fija definida (Escenario 2A); iii) Sin Hidroituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías definidas por un pool de proyectos. En este escenario se considera una expansión fija conformada por ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos próximos a entrar en operación (Escenario 3A) y iv) Atraso de 5 años en la entrada en operación del proyecto Hidroituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías disponibles en un pool de proyectos (Escenario 4A).

Es de resaltar que en este periodo también se analizó, conjuntamente con XM Compañía de Expertos en Mercados y el Consejo Nacional de Operación – CNO, lo referente al impacto de la guía de caudal ambiental

propuesta por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, cuyos resultados más relevantes se incluyen como anexo del presente Plan.

3.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN

La metodología de planeamiento de la expansión en generación se adapta a las nuevas tecnologías de simulación y condiciones del país. Son insumos fundamentales para el plan de expansión: las proyecciones de demanda de electricidad, la disponibilidad de los recursos energéticos por área operativa, la proyección de precios de combustibles, los proyectos de: i) Cargo por Confiabilidad[12], ii) infraestructura de transmisión tanto construida como futura definida, y iii) las posibilidades de proyectos futuros no definidos, las solicitudes de conexión de plantas de generación, los análisis integrados de generación y transmisión, la incorporación de recursos renovables, convencionales y no convencionales, al igual que otras tecnologías tradicionales. El objetivo es atender la demanda al mínimo costo, asegurando la confiabilidad energética. Como un insumo inicial se verifica en el corto plazo (5 años) la confiabilidad del sistema, se modela un escenario inicial considerando la infraestructura de generación existente y los los proyectos del Cargo por Confiabilidad. A continuación se indican los pasos metodológicos seguidos para determinar la expansión del sistema en el mediano plazo (10 años) y largo plazo (15 años) para cada uno de los casos analizados:

i. Se considera en todos los escenarios la infraestructura base de Generación (G) y Transmisión (T), es decir la capacidad actual más la expansión definida.

ii. Se modela el Sistema Interconectado Nacional (SIN) considerando su topología mediante las 15 áreas operativas de la Gráfica 3-1, considerando sus demandas, recursos e intercambios de electricidad, proyecciones de precios de combustibles, posibilidades de nuevas tecnologías[13], opciones de expansión tradicional, así como los costos de inversión entre otros, y un despacho integrado de mínimo costo.

iii. Se considera la expansión nueva (no definida) compitiendo proyectos de G y T.

iv. A los proyectos nuevos de generación se les asocian los costos de conexión o uso.

v. Se minimiza los costos de la operación e inversión del sistema, buscando una matriz de generación y obras de transmisión óptimas.

Para el caso de las posibilidades de ampliación del parque de generación se consideran las capacidades de Tabla 3-1, referente de potenciales nuevos proyectos de generación por recurso energético en cada zona. El valor de capacidad representa la suma por cada área de: i) Para el caso de proyectos de Gran Escala, la capacidad de posibles proyectos candidatos de diversos valores mayores a 1 MW y ii) Para el caso de proyectos de autogeneración y generación solar distribuida, la capacidad de posibles proyectos candidatos de diversos valores menores a 1 MW. Establecidos a partir de las fuentes de información de la UPME.

---

[12] Capacidades, fechas de entrada y su ENFICC

[13] Recursos renovables, convencionales y no convencionales renovables (sol, viento, biomasa, geotermia, principalmente)

Tabla 3-1: Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área [MW].

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores[14]	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Geot
Ant-Cho	1,504		350	279			2	90	
Atlántico			350		7		597	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		155					92	35	
Boy-Cas		147	240					40	
Cauca				54				12	
Cor-Suc			250				313	35	
CQR				59				30	50
GCM			660		8	4,127	4,430	60	
THC	45						116	35	
Met-Guav					55		103	20	
Nar-Put								15	
NSant			160				6	25	
Sant-Ara	150				20		101	35	
Valle				83	61		10	70	
Total	**1,699**	**302**	**2,010**	**475**	**161**	**4,127**	**5,888**	**732**	**50**

Fuente de tabla: UPME.

Para el caso de la infraestructura de transmisión que limita las transferencias entre las zonas eléctricas, la Tabla 3-2 presenta las capacidades de interconexión existente y las ampliaciones definidas entre las áreas operativas, consideradas.

Tabla 3-2 : Capacidades de interconexión existente y ampliaciones definidas [MW].

	Año	Ant-Cho	Atlántico	Bog-Cund	Bolivar	Cauca	Cor-Suc	CQR	THC	NSant	Sant-Ara	Valle
Bog-Cund	2017	617.3										
Bolivar	2017		334.6									
	2022		638.8									
Boy-Cas	2017			407.4							360.6	
	2022										375.2	
Cauca	2017								220.9			407.4
Cor-Suc	2017	1,125.9	651.6		67.9							
	2018	1,649.2										
	2022	1,662.9	754.5		203.7							
CQR	2017	1,125.8		543.0					67.9			
	2018	1,649.2		748.8								
	2022	1,662.9		1,047.6								
GCM	2017		407.4		334.6		0.0			1,051.1		
	2018						651.6					
	2022				638.8		754.5					
THC	2017			407.4								543.0

[14] Las plantas menores consideradas corresponden a proyectos hidroeléctricos

	2018									748.8
	2022									1,047.6
	2017		475.2							
Met-Guav	2018		498.9							
	2022		628.6							
Nar-Put	2017				317.8		220.9			
	2017								787.7	
NSant	2018								899.5	
	2019								906.7	
	2017	1,125.8	0.0							
Sant-Ara	2018	1,649.2	617.3							
	2022	1,662.9								
	2017					543.0				
Valle	2018					748.8				
	2022					1,047.6				

Fuente de tabla: UPME.

La Tabla 3-3 muestra en cada área, las capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre áreas.

Tabla 3-3 : Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas [MW].

	Ant-Cho	Atlántico	Bog-Cund	Bolivar	Cauca	Cor-Suc	CQR	HTC	NSant	Sant-Ara	Valle
Bog-Cund	792										
Bolivar		792									
Boy-Cas			792							792	
Cauca								792			792
Cor-Suc	792	792		792							
CQR	792		792					792			
GCM		792		792		792			792		
HTC			792								792
Met-Guav			792								
Nar-Put					792			792			
NSant										792	
Sant-Ara	792		792								
Valle							792				

Fuente de tabla: UPME.

La Tabla 3-4 muestra en cada área, los costos por unidad de capacidad de proyectos candidatos de obras de transmisión.

Tabla 3-4 : Costo de Inversión de los Refuerzos de Interconexión entre Áreas Operativas [US$/kW].

	Ant-Cho	Atlántico	Bog-Cund	Bolivar	Cauca	Cor-Suc	CQR	HTC	NSant	Sant-Ara	Valle
Bog-Cund	336.7										
Bolivar		15.0									
Boy-Cas			33.4							96.5	
Cauca								182.1			63.1
Cor-Suc	61.7	161.7		59.3							
CQR	60.7		60.7					220.0			
GCM		74.4		221.9		238.8			202.4		
HTC			73.5								357.8
Met-Guav			73.5								
Nar-Put					76.9			143.5			
NSant										48.2	
Sant-Ara	210.4		58.3								
Valle							65.5				

Fuente de tabla: UPME.

Las capacidades entre a´rea corresponden a las capacidades de los circuitos que las interconectan, limitadas por una posible contingencia que haga sobrecargar esto circuitos, además limitadas por el nivel de carga en función del SIL de los diferentes niveles de tensión.

Los costos de inversión por recurso, se presentan en la Tabla 3-5.

Tabla 3-5 : Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos (USD/KW)

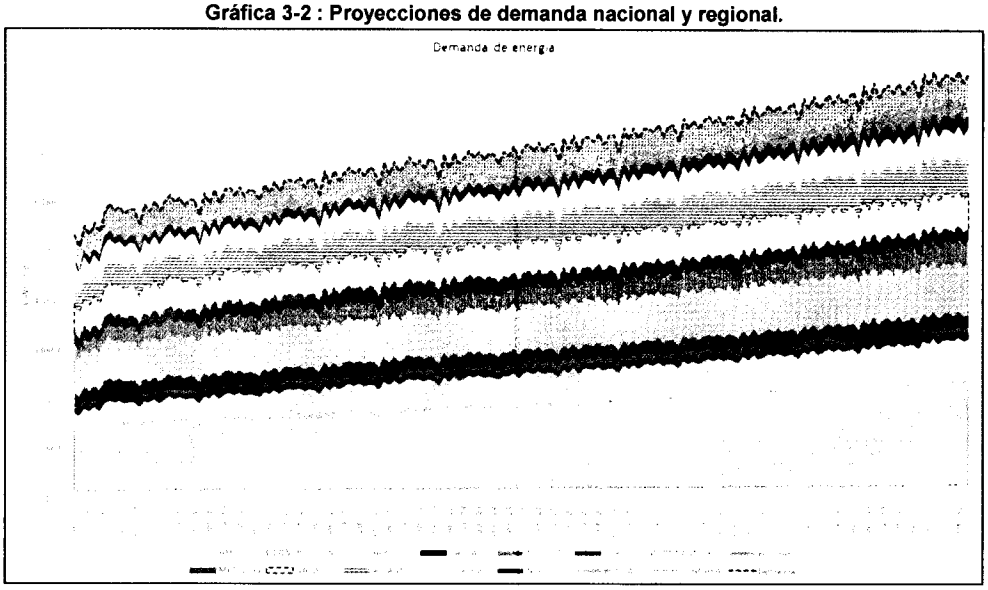
Tecnologias	Promedio	Máximo	Mínimo
Hidroeléctricas	2,102	2,341	1,515
Térmicas Carbón	1,870	2,472	1,425
Térmicas Gas	1,151	1,213	1,090
Solar	1,107	1,417	838
Eólica	1,663	1,750	1,112
Geotérmica	3,587	3,587	3,587
Solar Distribuida	1,687	2,438	1,000
Biomasa	1,381	1,714	1,125

Fuente de tabla: UPME

Se consideran la proyección de demanda de energía nacional y por zona eléctrica que se presenta en la Gráfica 3-2 de manera apilada, siendo el límite superior el agregado nacional.

La mejora en la simulación multinodal al considerar la topología del SIN en sus 15 zonas eléctricas, permite evaluar la expansión no definida tanto de proyectos candidatos de G, establecidos en la Tabla 3-1, como de T establecidos en la Tabla 3-3, asociando sus costos inversión en G Tabla 3-5 y en T Tabla 3-4. En el caso de G la tabla solamente hace referencia a los costos de inversión, sin embargo en el modelamiento de cada proyecto candidato de generación se incluyen los costos de obras de conexión u obras de uso asociadas. En el Escenario 1, se consideran como disponibles las capacidades en generación definidas en la Tabla 3-1 y en transmisión se consideran como disponibles las capacidades fijas definidas en la Tabla 3-3, las cuales compiten en el proceso de optimización de la expansión en G y T para lograr un despacho de mínimo costo.

Gráfica 3-2 : Proyecciones de demanda nacional y regional.



Fuente de gráfica: UPME.

En este escenario las 15 zonas no tienen restricción en la capacidad de transmisión, para la conexión de proyectos de generación, representando así la libre competencia entre proyectos de G y a su vez incluyendo posibles proyectos de T. En el Escenario 2, se diferencia del anterior escenario en que: i) no se consideran proyectos candidatos de transmisión de la Tabla 3-3, y ii) las 15 zonas si tienen restricción interna en la capacidad de transmisión, para la conexión de proyectos de generación, establecidas en la Tabla 3-6, representando así un límite a la libre competencia de proyectos de G con la infraestructura de T actual y futura definida en la Tabla 3-2 (ver metodología numeral 3.2). En este escenario se obtiene una matriz de G que optimice el aprovechamiento de las potencialidades de los recursos energéticos al interior de cada área.

Tabla 3-6 : Limite de capacidad interna de conexión por área operativa.

Área	MW
Ant-Cho	200
Atlántico	345
Bog-Cund	520
Bolivar	315
Boy-Cas	410
Cauca	310
Cor-Suc	275
CQR	1,105
GCM	1,305
HTC	230
Met-Guav	500
Nar-Put	554
NSant	163
Sant-Ara	560
Valle	270

Fuente de tabla: UPME.

La UPME para simular la operación y la expansión del sistema utiliza dos modelos: i) OptGen – Modelo de planificación de la inversión en expansión de la generación y de las interconexiones entre áreas y ii) SDDP-Programación Dinámica Dual y Estocástica, para modelar el despacho en el largo plazo al mínimo costo. El resultado de este proceso es la matriz óptima, que cumple los criterios de mínimo costo en inversión y operación, para cada uno de los escenarios propuestos. Para efectos de modelamiento de la demanda de energía eléctrica, esta se representa mediante cinco bloques definidos por su duración y magnitud. El bloque 1 representa las horas de demanda máxima y el bloque 5 las horas de demanda mínima, en los porcentajes de duración indicados en la tabla XX:

Tabla 3-7 : Porcentaje Duración Bloques de Demanda.

Bloque	Duración [%]
1	2.42
2	29.17
3	37.5
4	25
5	5.91

Fuente de tabla: UPME.

Finalmente, se verifica el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad. La Tabla 3-8 presenta de manera resumida el nombre del indicador, su definición, la expresión matemática y el límite de confiabilidad asignado.

Tabla 3-8 : Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.

Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{Energía\ mensual\ Racionada_i}{n}\right)}{Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}}$ $n = número\ de\ casos\ simulados$	$< 1.5\ \%(\ Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes})$
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo. Solo se consideran los casos donde se presentan déficit.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^{m}\left(\frac{Energía\ mensual\ Racionada_i}{m}\right)}{Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}}$ $m = número\ de\ casos\ con\ déficit$	$< 3\ \%(\ Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes})$
Número de casos con déficit	Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía.	m	$\frac{m}{n} < 5\ \%$

Fuente de tabla: UPME.

A continuación se presentan indicadores desarrollados en la UPME para evaluar el desempeño de los resultados de cada escenario.

3.2.1. Indicadores de valoración de los escenarios de Largo Plazo

Como resultado de las alternativas de expansión para el abastecimiento de electricidad en los escenarios de Largo Plazo del Plan de Expansión de Generación, se evalúan principalmente:

- La generación por cada tecnología.
- El costo marginal de la generación para atender la demanda.
- La evolución de la confiabilidad mediante los indicadores de la Tabla 3-8
- Las emisiones equivalentes de CO_2.
- El Factor de emisión.
- El costo nivelado de capital.
- El costo promedio nivelado de generación.

También se evalúan indicadores adicionales de las matrices de expansión de cada escenario. Estos dan cuenta de: el comportamiento de cada estrategia, en cuanto a la dependencia del recurso agua, por su implicación en el caso del fenómeno de El Niño, el costo marginal de atención de la demanda, la posibilidad de reducción de contaminación por emisiones, los costos nivelados de generación y la complementariedad presente entre la generación por unidad de capacidad instalada entre el recurso agua, viento y sol. A continuación se relacionan los indicadores analizados y posteriormente se establece su definición:

i. Resiliencia hidráulica.
ii. Costo marginal de la demanda.
iii. Emisiones.
iv. Costo nivelado de generación.
v. Complementariedad.

3.2.2. Definición de los indicadores

En este numeral se presenta la definición de cada indicador junto las formulaciones matemáticas para su cálculo. Sus valores oscilan, salvo para las emisiones y la complementariedad, entre 0 y 1. Entre más cercano esté a la unidad, el desempeño de cada escenario es más conveniente o deseable, caso contrario si es tendiente a cero.

3.2.2.1. Resiliencia hidráulica

Como se mencionó previamente, la Resiliencia hidráulica establece la dependencia del suministro de la demanda nacional respecto al recurso hidroeléctrico (energía y potencia), se define de la siguiente manera:

$$R_{h_j} = \left(\frac{\alpha}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(1 - \frac{E_{j,i}}{D_{e_i}}\right) + \left(\frac{1-\alpha}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(1 - \frac{P_{j,i}}{D_{p_i}}\right)$$

Donde:

- j: Escenario de largo plazo bajo análisis.
- i: Es la etapa (mes) bajo estudio.
- n: Número total de meses en el horizonte del plan.
- R_{h_j}: Resiliencia hidráulica para el escenario de largo plazo j.
- α: Peso del indicador que valora la participación de la Energía hidroeléctrica agregada (cuya probabilidad de ser excedida es el 80 %) respecto a la demanda. Para este caso es 0.5.
- $E_{j,i}$: Energía hidroeléctrica agregada que tiene una probabilidad del 80 % de ser excedida, ello en el mes i. Sus unidades son GWh-mes. Lo anterior para el escenario j. Se seleccionó el 80 % dado que bajo condiciones hidrológicas extremas (sequía), el aporte de esta tecnología se reduce significativamente.
- D_{e_i}: Demanda de energía eléctrica en el mes i. Sus unidades son GWh-mes.

- $P_{j,i}$: Capacidad hidroeléctrica agregada en el mes *i*. Sus unidades son MW. Lo anterior para el escenario *j*.
- D_{p_i}: Demanda de potencia en el mes *i*. Sus unidades son MW.

3.2.2.2. Costo marginal de la demanda

El costo marginal de la demanda, análogo al precio futuro de bolsa, es uno de los atributos más importantes de cada escenario de largo plazo. El indicador tiene como objetivo reflejar la participación de dicho costo frente al máximo valor de este, considerando todos los escenarios. Siguiendo las expresión matemática que lo define líneas abajo, entre más cercano sea a la unidad, la demanda pagaría menos por concepto de generación de energía eléctrica en el futuro, caso contrario si tendiente a cero.

$$I_{C_j} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(1 - \frac{E\left[C_{mg_{j,i}}\right]}{\max\left(E\left[C_{mg_{esc\,max}}\right]\right)}\right)$$

Donde:

- I_{C_j}: Indicador de costo marginal del escenario de largo plazo *j*.
- $E\left[C_{mg_{j,i}}\right]$: Es el valor esperado del costo marginal en el mes *i*, para el escenario de largo plazo *j*. Sus unidades son USD$/MWh-mes.
- $\max\left(E\left[C_{mg_{esc\,max}}\right]\right)$: Es el máximo valor esperado del costo marginal, que ocurre durante todo horizonte de planeación, lo anterior analizando todas las estrategias de largo plazo. Sus unidades son USD$/MWh-mes.

3.2.2.3. Emisiones

Las emisiones de CO_2 también constituyen un indicador de cada uno de los escenarios. Las emisiones dependen de la tecnología de generación térmica y del consumo de combustible, el indicador mide la desviación respecto de una estrategia base de largo plazo (meta).

Teniendo en cuenta la ecuación, líneas abajo, que define el indicador, en cada etapa del horizonte se encuentra el siguiente comportamiento: i) cuando se cumple la meta el valor del indicador es cero, ii) si las emisiones son menores que el límite de la meta el indicador toma valores positivos con máximo en 1, si no existen emisiones y iii) si las emisiones de CO_2 superan el límite de la meta el indicador tomaría valores negativos. Entre más cercano sea a la unidad, menos contaminante es la estrategia de largo plazo.

$$I_{Em_j} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{E\left[M_{esc\,meta_i}\right] - E\left[M_{esc_{j,i}}\right]}{E\left[M_{esc\,meta_i}\right]}\right)$$

Donde:

- I_{Em_j}: Indicador de emisiones del escenario de largo plazo *j*.
- $E\left[M_{esc_{j,i}}\right]$: Es el valor esperado de las emisiones en el mes *i*, para el escenario de largo plazo *j*. Sus unidades son Ton CO_2-mes.
- $E\left[M_{esc\,meta_i}\right]$: Es la meta de emisiones de CO_2, que está relacionada con el valor esperado de las emisiones del escenario base de largo plazo. Sus unidades son Ton CO_2-mes.

3.2.2.4. Costo nivelado de generación y transmisión

Este indicador refleja por escenario, el costo de inversión y operación en que se debe incurrir para garantizar la confiabilidad del SIN, incluyendo la conexión a la red. El mismo se encuentra normalizado respecto al escenario más costoso. Dada la formulación matemática, se observa que para la estrategia más costosa, el índice tomaría el valor de 0. El cálculo se describe a continuación:

$$I_{C_{nivGen_j}} = 1 - \left(\frac{Costo_j}{\max(Costo_1, Costo_2, \ldots\ldots, Costo_n)}\right)$$

Donde:

- $I_{C_{nivGen_j}}$: Indicador de costo nivelado de G y T normalizado, para el escenario *j*.
- $Costo_j$: Es el costo nivelado de G y T del escenario *j*. Sus unidades son MUSD$.
- $\max(Costo_1, Costo_2, \ldots\ldots, Costo_n$: Es el mayor costo nivelado de generación dentro de los escenarios de largo plazo estudiado. Sus unidades son MUSD$.

3.2.2.5. Complementariedad

Para establecer una aproximación el estudio de la complementariedad[15] para lograr medir su comportamiento es necesario realizarlo en tres fases: i) definir el indicador EP, ii) definir complementariedad e iii) establecer el indicador de Complementariedad IC.

i) El indicador de Energía por unidad Potencia instalada "**EP**" para un una tecnología que aprovecha uno o más recursos renovables en un periodo específico de tiempo, este ejercicio un mes se define como:

$$\mathbf{EP}_{rrm} = \frac{E_{rrm}}{P_{rrm}}$$

Donde:

m : *mes considerado*

rr : *Recurso renovable de generación eléctrica considerado (hídrico, eólica o solar).*

EP_{mrr} *: Indicador energía eléctrica mensual generada en el mes "m" por unidad de capacidad instalada asociado a rr*

E_{mrr} *: Es la producción de energía eléctrica generada del mes "m" asociada al recurso "rr"*

P_{mrr} *: Es el valor de la capacidad instalada, asociada al recurso "rr" en el mes "m"*

ii) Se define como la "complementariedad" a la generación hidroeléctrica que tiene otra generación de electricidad con un Recurso Renovable (RR) como: "La cantidad de electricidad generada con el RR a nivel mensual por unidad de capacidad (Indicador EP_{rrm}) que se genera por encima del valor promedio de los últimos 12 meses (Delta EP_{rrm}), bajo condiciones en las cuales el indicador EP_{hm} (h de generación hidroeléctrica) se encuentre por debajo de su promedio de los últimos 12 meses (Delta EP_{hm}), donde:

[15] Inicialmente a la generación con fuente renovable a la cual se le busca la complementariedad es la "hidroeléctrica".

Delta EP_{rrm} = EP_{rrm} – Promedio EP_{rrm}

Delta EP_{hm} = EP_{hm} – Promedio EP_{hm}

iii) Indicador de Complementariedad a la generación hidroeléctrica de un recurso renovable "rr", IC_{HRR}

Durante el periodo de planeamiento (2017 – 2031), se establece la complementariedad por MW instalado como "el cociente de la sumatoria de diferencias entre las reducciones de la generación "h" cuando la generación del "rr" aumenta y la sumatoria de los incrementos de la generación del "rr" cuando suceden las reducciones "h", es decir si es menor que 1 significa que el "rr" compensaría en más de una vez las reducciones de "h" y si es mayor que 1 significa que la generación del "rr" no logra complementar la suma de las reducciones de la generación hidroeléctrica "h", de acuerdo a la siguiente definición:

$$IC_{HRR} = \frac{\sum_{m=1}^{m} \Delta EPhm}{\sum_{m=1}^{m} \Delta EPrrm} \Leftrightarrow \Delta EPhm < 0 \; y \; \Delta EPrrm > 0$$

Donde:

IC_{hrr} : *Indicador de complementariedad a la generación "h" de la generación "rr", por MW instalado.*

m : *Es el mes desde 2017 hasta 2031*

H y RR o h y rr : Es el recurso de generación considerado hídrico y el recurso renovable respectivamente.

ΔEP_{hm} : *Es la diferencia entre el indicador EP_{hm} y su promedio de los últimos 12 meses.*

ΔEP_{rrm} : *Es la diferencia entre el indicador EP_{rrm} y su promedio de los últimos 12 meses.*

3.2.3. Metodología de modelación de las fuentes intermitentes en el SDDP[16]

La UPME utiliza el modelo SDDP-Programación Dinámica Dual y Estocástica para simular el despacho de la generación nacional de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, el modelo requiere de la información histórica de aportes a las principales plantas hidroeléctricas del país, con lo cual genera series sintéticas de caudales con un modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP, donde cada una de ellas representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico equiprobable. También requiere la información de costos de operación, administración y mantenimiento, costos de combustibles, y los principales parámetros y características de las plantas de generación, con lo cual busca minimizar el costo operativo del sistema, teniendo en cuenta la función de costo futuro, que construye con las series sintéticas generadas (enfoque estocástico).

[16] Se consideran para el área GCM solamente los proyectos eólicos definidos con garantías para las obras de conexión futuras definidas en La Guajira, asi como los eólicos y solares que cumplieron con los requerimientos de circulares externas UPME Nos. 20171540001481 de 16-03-2017 y 20171520020201 30-05-2017, para el resto de proyectos de energía solar en todas las áreas son tomados de manera indicativa debido a carecer de mediciones insitu o de estudios que validen la información de fuentes secundarias con datos del IDEAM.

Para esta versión del plan se utiliza el Modulo de Fuentes Renovables del SDDP para modelar tanto la generación solar distribuida como autogeneración solar (capacidades menores a 1 MW). Para el modelamiento del recurso eólico y solar de gran escala (Capacidades mayores a 1 MW), la UPME desarrolló una metodología de modelación de las fuentes renovables, teniendo en consideración su comportamiento estocástico estacional. A continuación se presenta el enfoque general y específico de los desarrollos considerados con los recursos eólico y solar.

3.2.3.1. Enfoque y particularidades de la metodología

El punto de partida fundamental es la información de series históricas de cada recurso en el lugar de cada proyecto para su adecuado modelamiento de su potencial. La Unidad para contar con esta información ha establecido actividades y sinergias con entidades públicas y privadas: Por una parte, entidades estatales como el IDEAM[17], COLCIENCIAS, el Servicio Geológico Colombiano-SGC y el IGAC, mediante las cuales se han vinculado recursos (bases de datos, información, conocimiento, experiencia, financiamiento, entre los principales) para la solución de las necesidades de información, evaluación, validación y modelamiento de potenciales, mediante convocatorias de ciencia y tecnología a los grupos de investigación nacionales (universidades públicas y privadas[18]) con el objetivo de establecer mejoras en el acceso y disponibilidad de información y series históricas con mayor calidad y cubrimiento del territorio y realizar mejoras a las bases de datos y modelos, actualizar los Altas de Potenciales, específicamente radiación y brillo solar, velocidad del viento, biomasa e hidroenergía. Por otra parte la gestión continuada con promotores, empresas privadas y gremios del sector eléctrico, ha permitido para esta versión del Plan contar con datos actualizados del recurso viento en La Guajira, así como en el sector agrícola de biomasa y de las entidades del Estado (IDEAM) series históricas de radiación solar como un referente en las 15 zonas eléctricas del país.

Una vez se dispone de toda esta información, junto con su tratamiento respectivo (validación de datos), se construye la metodología de modelación de las fuentes intermitentes en el SDDP, conservando su naturaleza estocástica. Respecto a la biomasa y geotermia, dado los potenciales y las capacidades contempladas, se modelan estos recursos como plantas térmicas convencionales, teniendo en cuenta sus costos de operación e inversión, al igual que sus índices de disponibilidad y eficiencias. A continuación se presentan las metodologías individuales para la modelación considerando el recurso eólico y solar.

3.2.3.1.1. Energía eólica

En la Tabla 3-9 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso eólico. El procedimiento detallado es el siguiente:

- Con los datos históricos de velocidades de viento in situ para el horizonte 2007-2017, a alturas entre 80 -120 metros (obtenida de los acuerdos de confidencialidad entre la UPME y los promotores de proyectos), se construye una serie de tiempo de mayor longitud (1994-2017), lo anterior con la

[17] El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, ha sido fundamental y determinante en los avances alcanzados, aun con sus limitaciones de recursos, posee información y conocimiento muy valioso necesario de rescatar y fortalecer para la sostenibilidad de todas las actividades en el territorio Colombiano.

[18] Universidad Industrial de Santander (Biomasa), Universidad de los Libertadores y Universidad Nacional (radiación solar y viento), Pontificia Universidad Javeriana (agua), Universidad de Antioquia (costos nivelados de Generación)

información del proyecto MERRA[19] de la NASA. Para lo cual se realizan análisis horarios y diarios, buscando índices de correlación superiores al 70 %.

- Posteriormente, una vez se ha construido la serie de tiempo, 1994-2017, se calcula la velocidad del viento a la altura del buje de cada aerogenerador con la ecuación de Hellmann (considerando mediciones simultaneas del recurso a diferentes alturas para determinar un coeficiente α calculado para cada parque). Con la serie de tiempo ajustada a la altura correspondiente y según la tecnología y modelo de aerogeneradores y características del parque eólico[20], se calcula la energía histórica que hubiera producido virtualmente.

- Posteriormente, se calcula el caudal medio mensual horario equivalente de una planta hidráulica, para generar misma energía eólica de los parques virtuales.

- Finalmente, se modela en el SDDP los parques eólicos como análogos hidroeléctricos sin embalse, teniendo en cuenta los caudales cuantificados, los cuales guardan una relación directa con la información histórica de vientos.

Tabla 3-9 : Modelación recurso eólico.

Algoritmo Metodología de modelación del recurso eólico
1: **Inicio:** Recolección de información (velocidad). MERRA y mediciones in situ
2: Cálculo correlaciones
3: **si** (correlación horaria < 0.7) **entonces**
4: **si** (correlación diaria < 0.7) **entonces**
5: **go to** 1
6: **si no**
7: Establecer velocidades de viento históricas
8: **fin si**
9: **si no**
10: Establecer velocidades de viento históricas
11: **fin si**
12: Cálculo velocidades de viento a la altura de cada parque 80-120 metros
13: Cálculo energía horaria y mensual generada por el parque eólico
14: Cálculo caudal medio por planta análoga hidroeléctrica de paso para un determinado factor de producción
15: **fin**

Fuente de tabla: UPME.

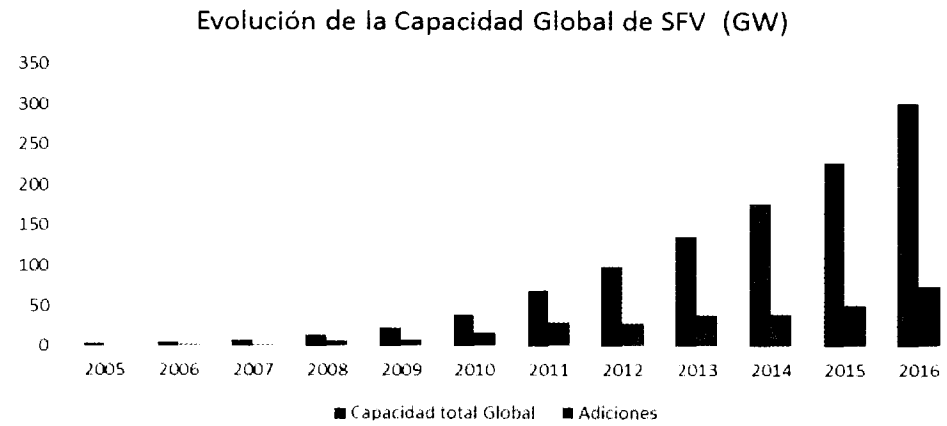
3.2.3.1.2. Energía solar

Se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso solar para sistemas fotovoltaicos sin baterías de: i) gran escala (GE) en Tabla 3-10 y ii) autogeneración AG y generación distribuida GD en la Tabla 3-12. Sin embargo, es muy importante tener el contexto tanto de las condiciones globales de crecimiento de la capacidad de sistemas fotovoltaicos SFV (Gráfica 3-3), como que el crecimiento en el país aún es muy bajo frente a al potencial disponible en el país (e.j al corte de este documento solo estan conectados 9,9 MW solares).

[19] MERRA, en español, Análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones

[20] Capacidad a instalar, estimaciones factor de pérdidas y otras características reportadas por el promotor.

Gráfica 3-3 : Evolución de la capacidad instalada global en SFV.



Fuente: UPME, datos de REN 21 y AIE, 2017.

Aun cuando por una parte la Gráfica 3-3, muestra crecimientos promedio en la capacidad instalada global de SFV superiores al 25% anual, se espera que en Colombia con los estimlos de la ley 1715 y los análisis de los promotes y la Unidad, la capacidad instalada en el país crezca de manera importante en los próximos años.

3.2.3.1.2.1. Sistemas fotovoltaicos gran escala (SFV GE), Mayor a 1 MW

El modelado del recurso solar para todas las zonas eléctricas consideró la información agregada por zona de: i) datos horarios series de históricas de radiación solar medida del IDEAM y ii) de posibles de proyectos de generación eléctrica, teniendo en cuenta los siguientes pasos:

- Determinación de la Capacidad agregada anual de SFV para el horizonte 2017-2031, tomada de las siguientes fuentes de información:

  - Promotores que respondieron a las circulares externas Radicados UPME Nos. 20171540001481 de 16-03-2017 y 20171520020201 30-05-2017 para el área GCM.
  - Solicitudes de Conceptos de conexión.
  - Registro de proyectos para generación de energía eléctrica.

- Selección de datos series de históricas horarias de radiación solar in situ de:

  - Mediciones mayores a 2 años en el lugar del proyecto, por parte del promotor
  - En caso de carecer de datos del promotor, mediciones de estaciones calibradas por el IDEAM, que cumplen con al menos:

    ✓ Ubicación en zonas climáticas con condiciones similares a la de los proyectos (temperatura, altitud, radiación solar, humedad, presión atmosférica),
    ✓ Serie histórica con información de radiación solar horaria, con más de 7 años continuos de registros.

- Construcción de la serie de datos históricos mensuales de 12 años, se calcula y según la tecnología y modelo del SFV y características del parque solar[21], se calcula la energía histórica que hubiera producido virtualmente.

- Se calcula el caudal medio mensual horario equivalente de una planta hidráulica, para generar misma energía solar de los parques virtuales.

- Finalmente, se modela en el SDDP los parques solares como análogos hidroeléctricos sin embalse, teniendo en cuenta los caudales cuantificados, los cuales guardan una relación directa con la información histórica de radiación solar, considerando:

  - Para establecer el aporte de la energía eléctrica proveniente de los proyectos fotovoltaicos, se partió de la curva de carga horaria promedio anual, identificando para cada mes del año qué horas del día corresponden a cada bloque de demanda.
  - Para cada área eléctrica se establece un año típico o de referencia basado en la serie histórica de radiación solar mensual, aplicando los siguientes criterios:

    - ✓ Se establece un año promedio con resolución mensual.
    - ✓ Para cada año, se halla la diferencia de cada mes respecto al mismo mes del año promedio.
    - ✓ Se suman las diferencias para cada uno de los meses del mismo año y se totaliza.
    - ✓ El año típico o de referencia, se establece como el que tenga el menor valor en la suma de diferencias respecto al año promedio y adicionalmente, que tenga la mayor cantidad de registros medidos.

  - Comparando las horas con radiación solar del año típico o de referencia y las de cada bloque de demanda, se ponderó para cada área eléctrica la participación de la generación fotovoltaica en los bloques 2 y 3 y se modela de esta manera en el SDDP.

Tabla 3-10 : Modelación SFV GE.

Algoritmo Metodología de modelación SFV GE
Inicio: Recolección de información (radiación solar). IDEAM o mediciones in situ
Búsqueda de estación representativa para la zona eléctrica del proyecto
Para i=1: Áreas eléctricas
Para j=1: No. de proyectos de la zona eléctrica.
Estimación por mes del potencial de radiación en el horizonte de análisis
Cálculo energía mensual
Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
Modelación restricción de generación solar, bloques de demanda correspondiente
fin
fin
fin

Fuente de tabla: UPME.

Las estaciones del IDEAM consideradas para cada zona eléctrica y el año de referencia adoptado se muestran en la Tabla 3-11.

[21] Capacidad a instalar, estimaciones factor de pérdidas y otras características reportadas por el promotor o establecidas en la Resolución CREG 243 de 2016.

Tabla 3-11 : Resumen Estaciones de Referencia.

Área Eléctrica	Estación de Referencia				Año de Referencia
	Nombre	Latitud	Longitud	Altura msnm	
GCM	Fedearroz Valledupar	10.46	-73.25	184	2008
Atlantico	Aeropuerto Ernesto Cortissoz	10.88	-74.77	14	2014
Bolivar	Carmen de Bolivar	9.63	-75.1	190	2014
Cordoba_Sucre	Unisucre	9.2	-75.39	221	2009
NorteSantander	Universidad Fco de Paula Santander	7.9	-72.49	311	2013
Antioquia_Choco	Metro	6.33	-75.55	1456	2012
Santander_Arauca	Vizcaina - La Lizama	6.98	-73.7	129	2015
Boyaca_Casanare	La Capilla	5.08	-73.43	1917	2014
CQR	Armenia	4.53	-75.69	1458	2013
Bogota_Cund	Tibaitatá	4.69	-74.21	2593	2014
Meta_Guav	Villavicencio	4.14	-73.63	444	2014
Valle	Univalle	3.38	-76.53	992	2011
THC	La Plata	2.33	-75.83	2114	2014
Cauca	Inza	2.55	-76.06	1896	2008
Narino_Putumayo	Viento libre	1.62	-77.34	1005	2015

Fuente: IDEAM, UPME.

3.2.3.1.2.2. Sistemas fotovoltaicos, Autogeneración AG y Generación Distribuida GD (SFV, AG y GD), capacidad menor a 1 MW,

Para el caso de la AG y GD es necesario tener presente que las simulaciones en el SDDP del despacho al costo mínimo tradicionalmente se ha realizado considerando la generación asociada a grandes plantas mayores a 1 MW conectadas a la demanda mediante la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los sistemas regionales o de distribución local. A la energía generada por estas plantas se les asocia intrínsecamente pérdidas desde la planta hasta el centro de consumo[22], adicionalmente pueden tener otros costos como obras de conexión al STN, así como a las obras por uso[23].

Para el despacho integrando la AG y la GD, incluida en esta versión del plan, asociada a proyectos menores a 1 MW, se considera un crecimiento aproximadamente del 5% anual[24] en la capacidad tomando como capacidad inicial la existente en el registro de proyectos de la UPME de cada zona eléctrica hasta el primer semestre de 2018, considerando el análisis y las conclusiones del Anexo I [25].

---

[22] Las pérdidas pueden llegar a ser del orden de 12%, dependiendo de la zona eléctrica.

[23] En los casos donde se cumple con las condiciones de la regulación -Código de conexión res CREG 024 de 1995- y se hace necesario refuerzos a los Sistemas de transmisión, con beneficios mayores que los costos del refuerzo.

[24] Se toma como referencia la restricción de las Resolución CREG 121, de 2017, considerando que puede ser un poco mayor ya que permite que los proyectos instalen mayor capacidad asumiendo los costos de ampliación de la capacidad del circuito donde se integrarán a la red.

[25] Considera una aproximación a la toma de decisión para la inversión en SFV en AG y GD en el caso de la zona eléctrica con mayor demanda Bogotá Cundinamarca.

Tomando en consideración lo anterior, el modelado del recurso solar para el caso de la AG y la GD fue el mismo que para la generación a gran escala, exceptuando las siguientes fuentes de información:

- Promotores que respondieron a las circulares externas Radicados UPME Nos. 20171540001481 de 16-03-2017 y 20171520020201 30-05-2017 para el área GCM.
- Solicitudes de Conceptos de conexión.

Tabla 3-12 : Modelación SFV AG y GD.

Algoritmo Metodología de modelación SFV AG y GD
Inicio: Recolección de información (radiación solar). IDEAM o mediciones in situ
Búsqueda de estación representativa para la zona eléctrica del proyecto
Para i=1:Zonas eléctricas
Para j=1: No. proyectos por zona por paquetes de capacidad[26] con crecimiento del 5 %, cada 2 años.
Estimación por mes del potencial de radiación en el horizonte de análisis
Cálculo energía mensual
Modelación restricción de generación solar: capacidad (MW) y escenario (p.u.) en bloques de demanda correspondientes
fin
fin
fin

Fuente de tabla: UPME

3.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA

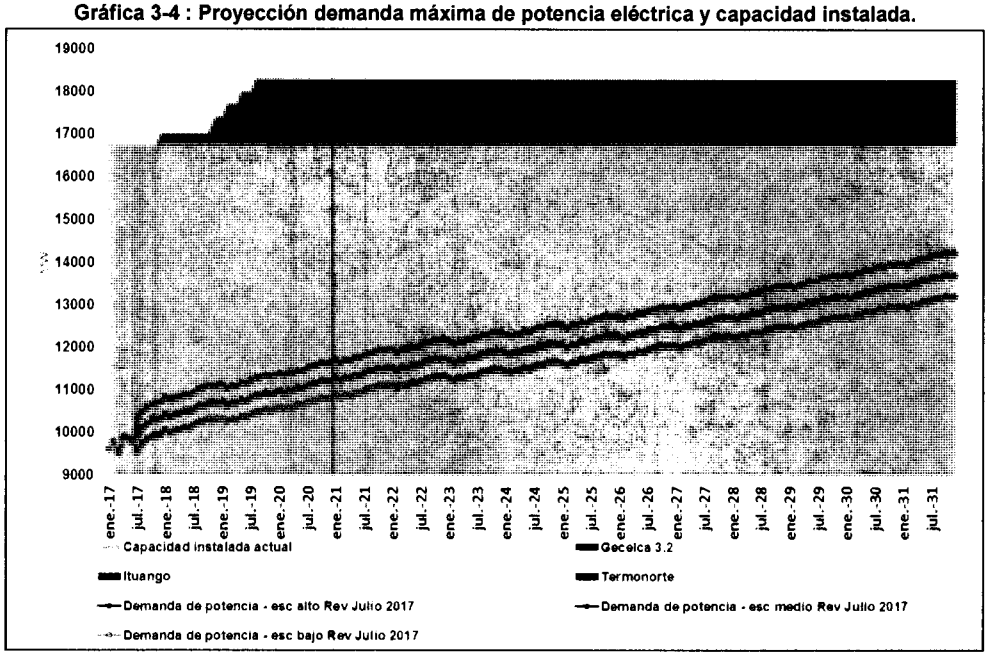
En función de la metodología de Planificación de la generación, donde se realiza un análisis de la disponibilidad de los recursos energéticos, a continuación se presenta la revisión de potencia y energía en Colombia. Esto permite comparar, por un lado, la capacidad instalada de potencia del SIN versus la proyección de demanda de potencia, y por otro, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC versus la proyección de demanda de energía.

3.3.1. Comparación de la capacidad instalada versus la proyección de demanda máxima de potencia

A continuación se realiza una revisión de los requerimientos de capacidad del sistema para la atención de la demanda máxima de potencia (sin interconexiones internacionales). Respecto a la evolución de la capacidad instalada, sólo se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, no se considera la segunda etapa del proyecto Ituango. La Gráfica 3-4 permite comparar la capacidad efectiva neta y disponible actual y futura comprometida del parque generador versus la proyección de la demanda de potencia máxima de los escenarios alto, medio y bajo de la revisión del mes de julio de 2017. La gráfica presenta la capacidad efectiva neta, es decir, no se considera inicialmente la afectación de la misma por los índices de indisponibilidad, para luego contrastar dicho balance con la capacidad instalada, ajustada con los mencionados índices.

[26] Los valores de capacidad de los paquetes fueron diversos según cada área de acuerdo a los siguientes criterios: i) Paquetes con incrementos de 1, 2 y 3 MW para paquetes de capacidad entre 1 y 10 MW, ii) Paquetes con incrementos de 5 MW para paquetes de capacidad mayores a 10MW y menores de 30MW y iii) paquetes de capacidad de 40 MW. Manteniendo en promedio el incremento promedio anual del 5% en la capacidad de cada zona eléctrica, partiendo de la semilla mencionada de proyectos del registro de la UPME.

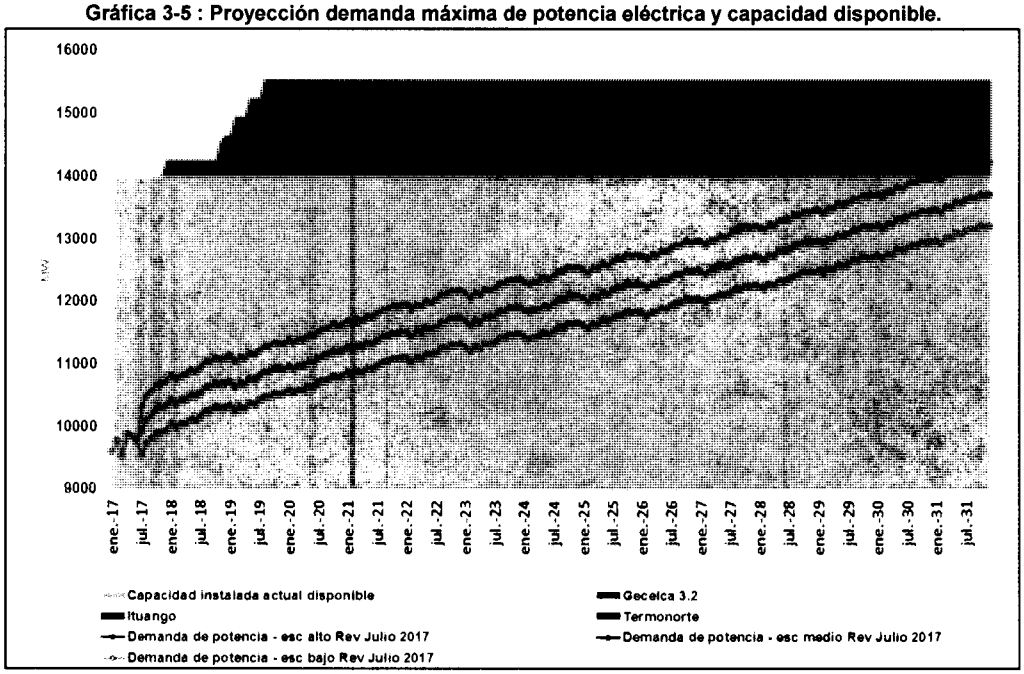
Gráfica 3-4 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad instalada.



Fuente de gráfica: UPME.

De la gráfica anterior se puede concluir que en todos los escenarios de demanda, alto, medio y bajo, la capacidad instalada es muy superior a los requerimientos de potencia que el sistema exige. De todas maneras se debe considerar una reducción del 15.08 % en la capacidad del parque generador (2758 MW), al considerar los índices de indisponibilidad, Gráfica 3-5.

Gráfica 3-5 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad disponible.

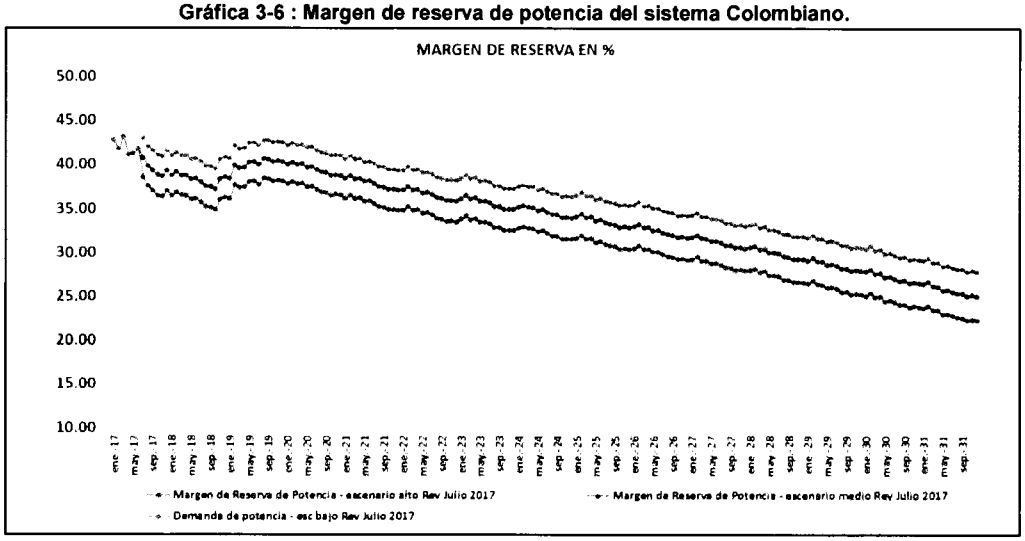


Fuente de gráfica: UPME.

Si bien la demanda máxima de potencia se podría abastecer para todo el horizonte (sin considerar el efecto de la reducción de capacidad cuando se tienen bajos niveles en los embalses), el margen de reserva del

sistema disminuye considerablemente. La Gráfica 3-6 indica el comportamiento de dicha variable, el cual es inferior al 35 % a partir de septiembre del 2021 (escenario demanda alta y sin contemplar los índices de indisponibilidad). A partir de ese instante el indicador decrece de manera progresiva por la no inclusión de nuevos proyectos de generación. Si el margen de potencia se calcula contemplando los índices de indisponibilidad, el mismo se reduce en más del 23.63 % respecto al cálculo original.

Gráfica 3-6 : Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano.



Fuente de gráfica: UPME.

3.3.2. Comparación de la Energía Firme y la proyección de demanda de energía eléctrica

A continuación se realiza la revisión entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, versión julio de 2017 (escenarios alto, medio y bajo), y la Energía Firme verificada de las plantas existentes-ENFICC, incluyendo las obligaciones de las centrales nuevas (subastas del Cargo por Confiabilidad). Para este ejercicio se tuvo en cuenta la última verificación de ENFICC, periodos 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019.

El análisis se realizó para cinco (5) casos, incluyendo un caso base de referencia. Se plantean atrasos para aquellos proyectos, que según el informe de seguimiento que realizó la UPME al momento de iniciar los análisis del Plan, tenían algunos atrasos (Tabla 3-13). Todos los casos prevén para las plantas nuevas un desplazamiento máximo de doce meses en su fecha de entrada. Todo lo anterior con el objetivo de identificar donde existe un cruce del ENFICC con la demanda. Es importante mencionar que los atrasos asumidos desplazan la Energía en Firme según los meses estipulados.

Tabla 3-13 :Escenarios considerados.

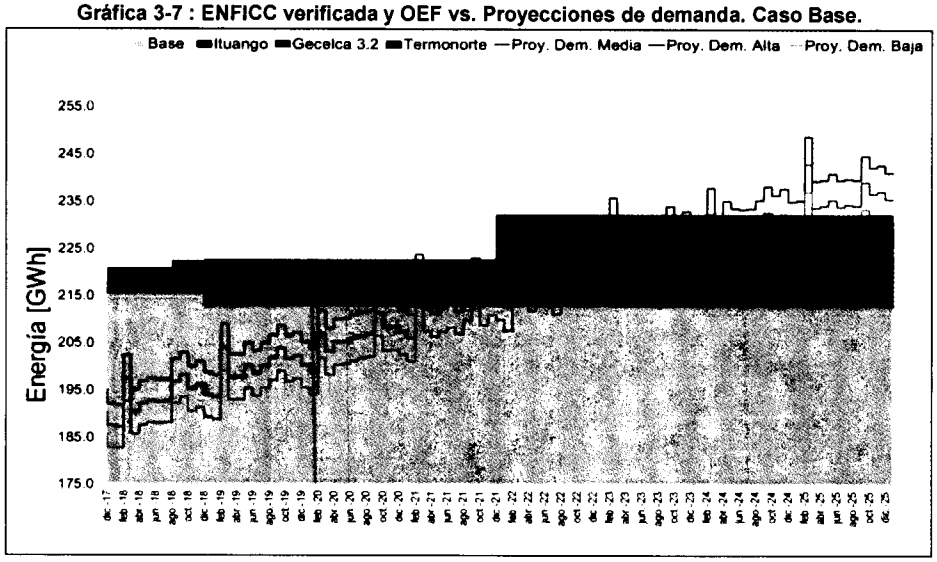
	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
Ituango[27]	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	nov-17	feb-18	nov-17	nov-17	jul-18
Termonorte	ago-18	ago-18	ago-18	dic-18	dic-18

Fuente de tabla: UPME.

[27] La central hidroeléctrica de Ituango con 2400 MW tiene un Enficc de 23 GWh, para este caso solo se considera la OEF de 9.5 GWh

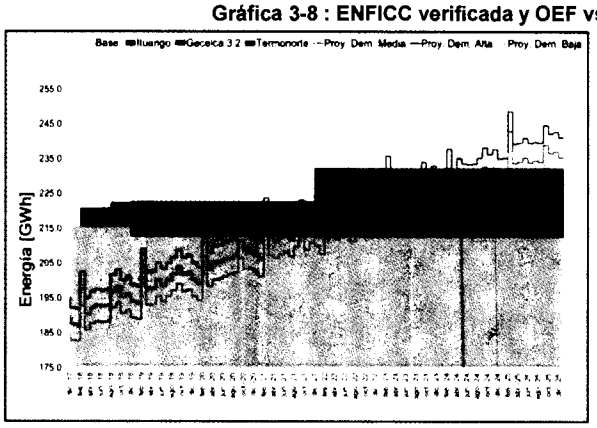
El primer caso corresponde al Caso Base, Gráfica 3-7, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos o su programación. Los atrasos individuales de Gecelca 3.2, Ituango y Termonorte, así como el caso crítico (Caso 4), se presentan agrupados en la Gráfica 3-8.

Gráfica 3-7 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso Base.

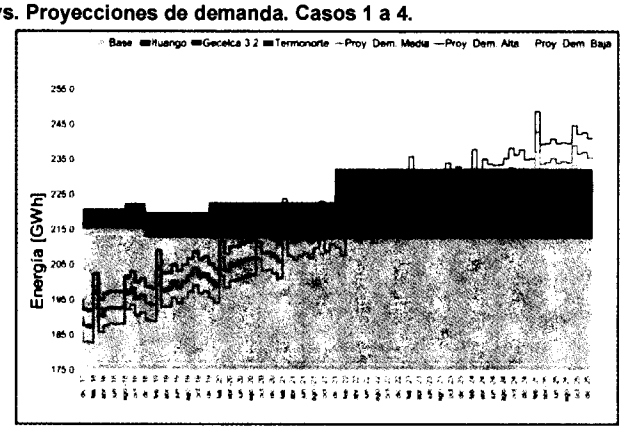


Fuente de gráfica: UPME.

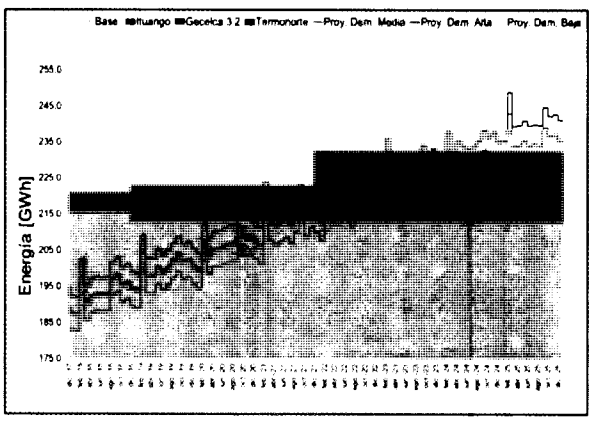
Gráfica 3-8 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Casos 1 a 4.



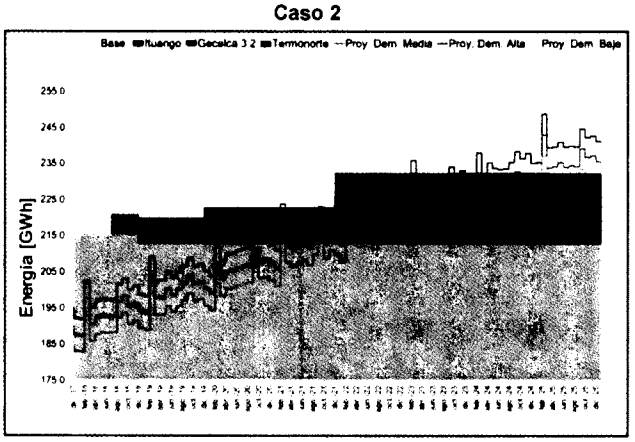
Caso 1



Caso 2



Caso 3



Caso 4

Fuente de gráfica: UPME.

Resultados

- En el caso base se observa una reducción de la ENFICC verificada a partir de diciembre de 2018, debido a la disminución de la Energía en Firme para algunas plantas térmica[28] en esta fecha. Adicionalmente, se comprometería la atención de la demanda en febrero de 2021, bajo el caso de proyección alto de la demanda de julio de 2017.

- Por otro lado, si bien para los escenarios 1, 2 y 3, atrasos independientes de los proyectos Gecelca 3.2, Ituango y Termonorte y el caso crítico 4, se ve que la ENFICC y la OEF son inferiores a la proyección de la demanda alta, a partir de febrero de 2021 con diferencias en la magnitud del deficit, esto no es atribuible a los mencionados atrasos. En conclusión, el balance para dichos casos es similar al del caso base, en el momento donde se evidencia el déficit.

3.4. SEÑALES DE EXPANSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE LARGO PLAZO

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de largo plazo, que permitan atender los crecimientos de demanda de energía y potencia del país. El análisis comprende el periodo 2017-2031, con un sistema multinodal de 15 áreas operativas (ver Gráfica 3-1). considerando tanto proyectos de generación (Tabla 3-1) como líneas existentes y futuras (Tabla 3-2). Se determina la expansión del sistema minimizando los costos de inversión y operación del mismo compitiendo líneas y proyectos de generación, verificando el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, teniendo en consideración la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta estas áreas del país.

3.4.1. Supuestos

Las variables que tienen mayor incidencia sobre el planeamiento del sistema de generación colombiano son: **i)** La disponibilidad de recursos energéticos, asociada a la estocasticidad de la hidrología, el viento y la radiación solar, **ii)** Las fechas de entrada en servicio de proyectos de generación en desarrollo, **iii)** El costo de los combustibles fósiles y su proyección, **iv)** La demanda de energía y potencia y su evolución, **v)** Las nuevas tecnologías de generación, y, **vi)** Los costos nivelados de capital, entre los principales.

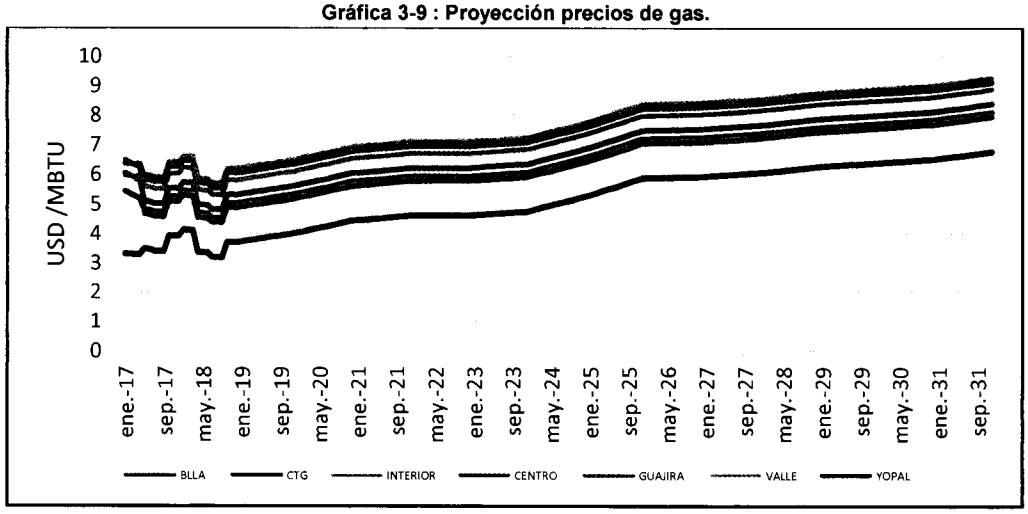
A continuación se presentan las variables y supuestos utilizados en la formulación de las estrategias de generación.

- Sistema de generación colombiano existente a febrero de 2017.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada planta de generación (forzados e históricos) reportados por los agentes.
- Consideración de algunos proyectos inscritos en el registro de la UPME a octubre de 2017, otros con estudio de conexión radicado o aprobado y para el área GCM los proyectos que manifestaron interés (circulares UPME del 16 de marzo y 30 de mayo de 2017).
- Atlas de potenciales de los recursos renovables, específicamente agua, viento, biomasa y sol (servicios de bases de datos del IDEAM).

[28] Consultar información en el siguiente enlace: www.xm.com.co en transacciones –cargo por confiabilidad –verificación de energía firme.

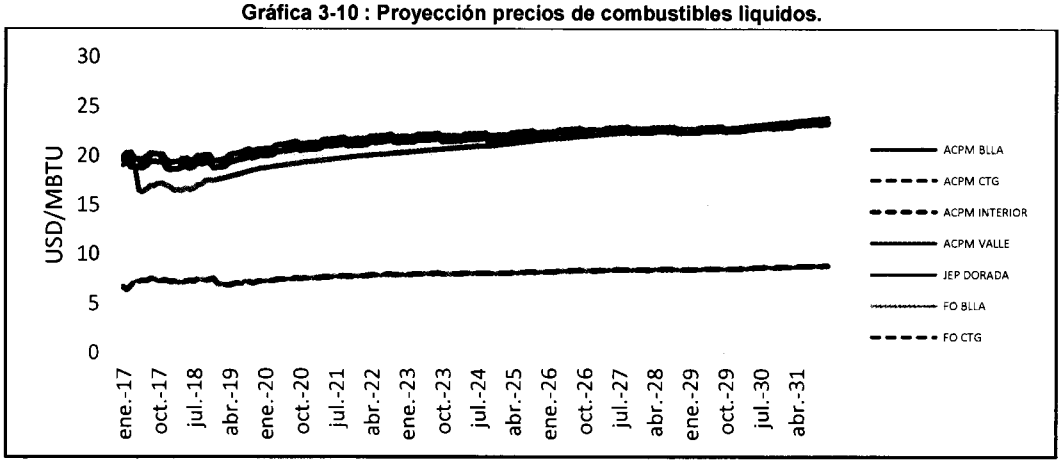
- Proyecciones de demanda de energía nacional y regional, escenarios medio y alto de la revisión de julio de 2017. (Gráfica 3-2, Anexo 2 y Anexo 3).
- Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas de generación y su topología correspondiente.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a febrero de 2017.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión primer semestre 2017, en dólares constantes de diciembre de 2016. (ver respectivamente Gráfica 3-9, Gráfica 3-10 y Gráfica 3-11. Anexo 4).
- Mínimos operativos vigentes a febrero de 2017.
- Curva de Aversión al Riesgo (CAR).
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.
- Límites de intercambio actuales y proyectados entre las 15 áreas operativas del SIN. (Ver Tabla 3-2)
- En las señales y estrategias de largo plazo se consideran las 15 áreas operativas, sistema multimodal con una simulación en el SDDP integrada.
- Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME con base en información de los registros y del aplicativo GEOLCOE (Tabla 3-5) .
- El valor esperado de los costos marginales que son calculados con el modelo SDDP, están expresados en dólares constantes de diciembre de 2016, y consideran el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad-CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas-FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley.
- Series históricas actualizadas de velocidad del viento medidas in situ, asociadas a 27 parques eólicos.
- Series históricas actualizadas de radiación solar tanto para 40 proyectos solares de gran escala como para la autogeneración y la generación distribuida, utilizando estaciones del IDEAM en las 15 áreas operativas.
- Se consideran 100 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP del SDDP, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937-2017. Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes 1991-1992,1997-1998, 2009-2010, 2013-2014, 2014-2015 y enero 2017. (Anexo 5)
- Respecto a los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad , se consideran las fechas presentadas color verde en la Tabla 3-14. También se contemplan otras plantas y segundas etapas de proyectos, las cuales son expansiones comunes en todos los escenarios de largo plazo.

Gráfica 3-9 : Proyección precios de gas.



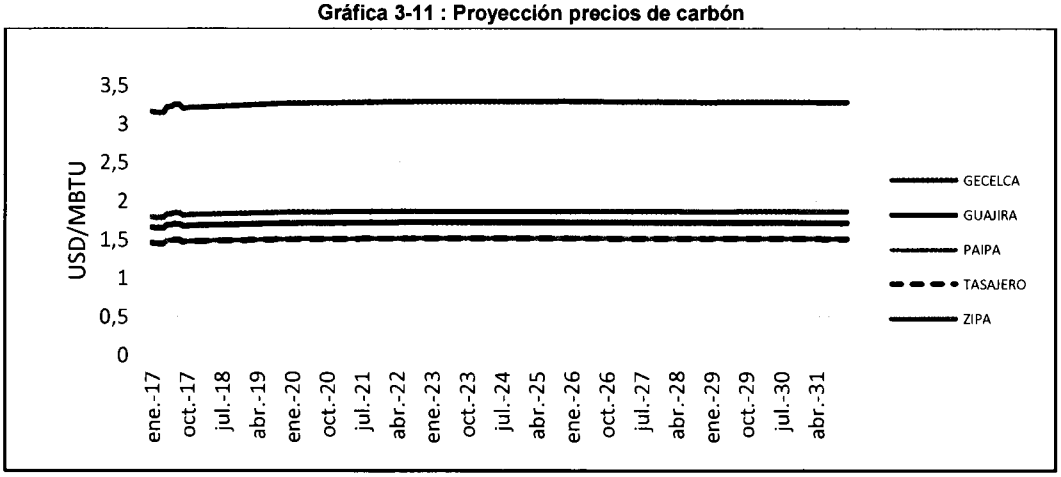
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-10 : Proyección precios de combustibles líquidos.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-11 : Proyección precios de carbón



Fuente de gráfica: UPME.

Tabla 3-14 :Fecha de entrada en operación proyectos de generación.

Central	Capacidad [MW]	Fecha de Entrada en Operación
Ituango	300.0	23/11/2018
	600.0	02/02/2019
	900.0	27/05/2019
	1,200.0	21/08/2019
	1,500.0	01/09/2021
	1,800.0	01/12/2021
	2,100.0	01/03/2022
	2,400.0	01/06/2022
Gecelca 3.2	250.0	30/11/2017
Termonorte	88.6	01/09/2018
Termomechero	57.0	01/01/2018

Fuente de tabla: UPME.

3.4.2. Señales de expansión

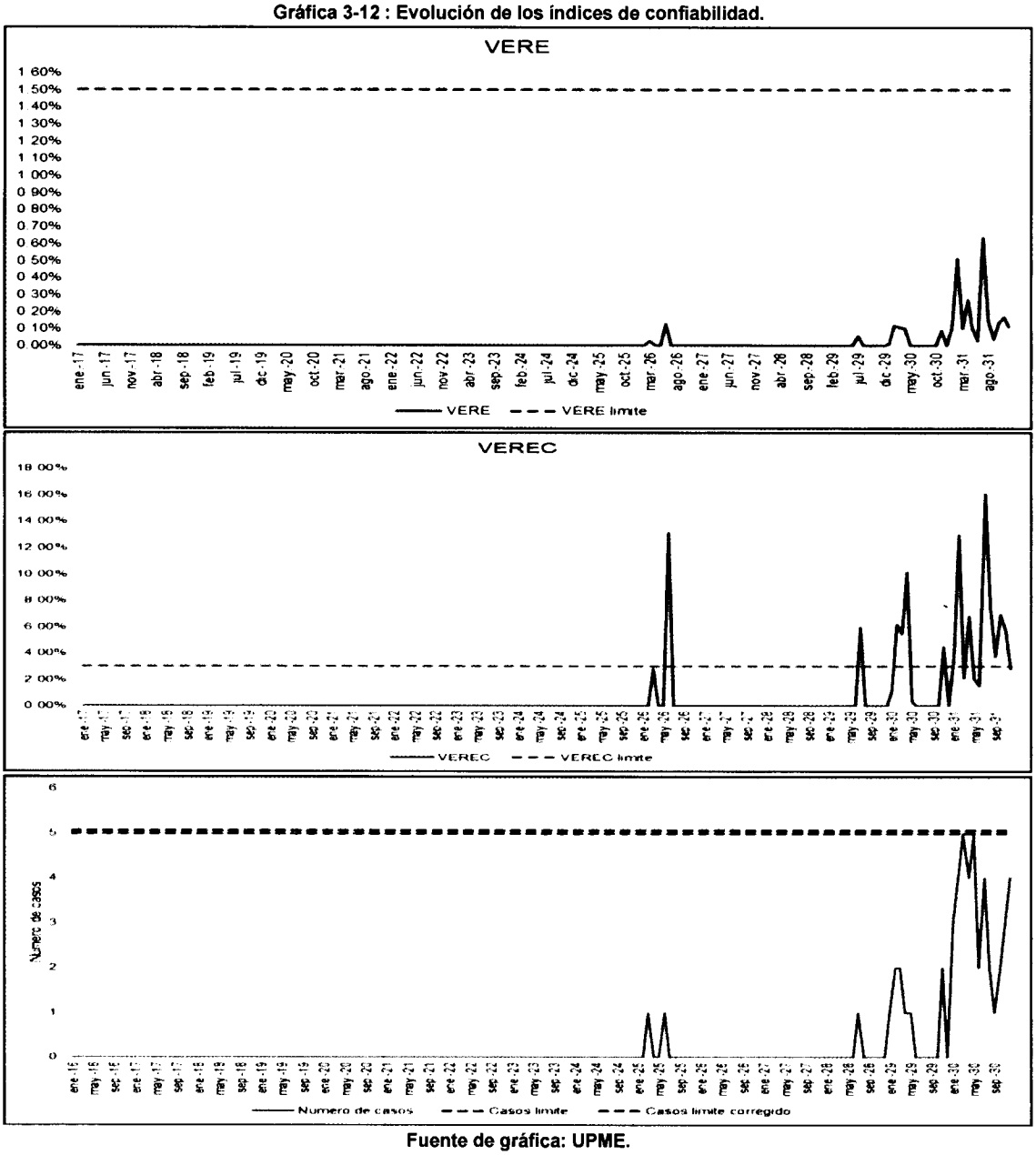
Este ejercicio tiene como objetivo establecer el momento donde se necesita expansión adicional durante el horizonte de estudio (2017-2031). Para ello se simula en el modelo SDDP la operación del sistema de

generación existente y los proyectos de generación que adquirieron Obligaciones de Energía en Firme en las pasadas subastas del Cargo por Confiabilidad y proyectos que están próximos a entrar en operación Tabla 3-14. Los resultados permiten conocer las condiciones del parque generador y establecer un marco de referencia para el posterior análisis de las alternativas de largo plazo. Se analiza el costo marginal, la generación por tecnología y los indicadores de confiabilidad, es decir, los requerimientos de nueva capacidad instalada.

Resultados

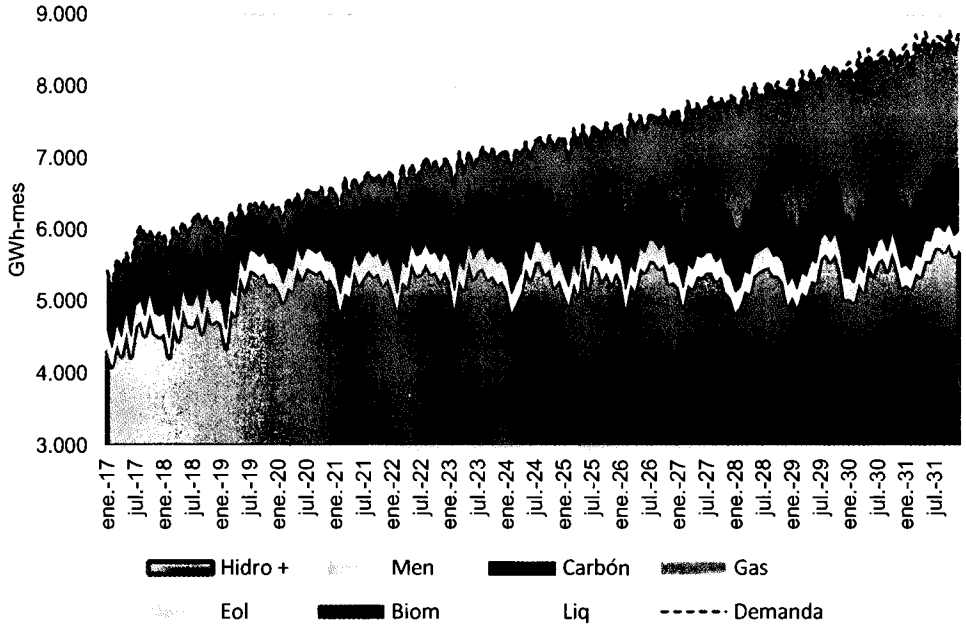
A continuación se presentan los resultados para las consideraciones citadas anteriormente.

Gráfica 3-12 : Evolución de los índices de confiabilidad.



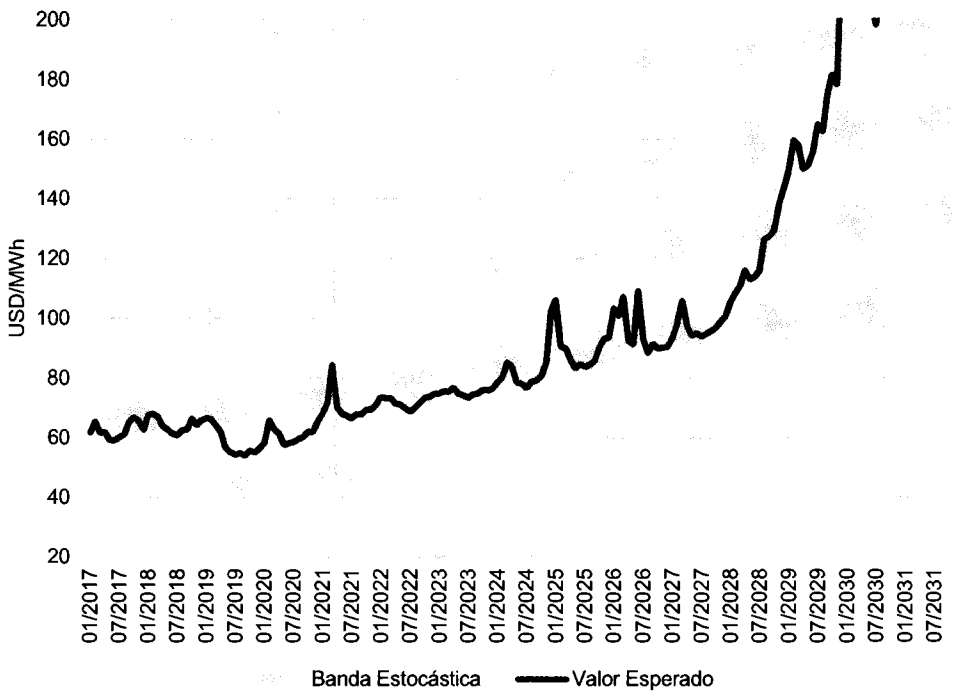
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-13 : Evolución de la generación promedio vs proyección de demanda.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-14 : Evolución de costo marginal.



Fuente de gráfica: UPME.

De la Gráfica 3-12 se evidencia lo siguiente:

- En el periodo 2017-2023 no se observa el incumplimiento de los indicadores de confiabilidad, por lo tanto no existe una situación riesgosa de desabastecimiento energético, considerando el escenario alto de crecimiento de la demanda, revisión julio 2017.
- Se observa que en mayo de 2026 se incumple el indicador VEREC, este incumplimiento se debe a una reducción promedio del 26% (en comparación con el valor promedio de las series sintéticas consideradas en el mismo período -ver anexo V) en los valores de los caudales en una de las series sintéticas generadas por el modelo SDDP en el período entre enero y julio de 2026. El indicador vuelve a superar el límite permitido a partir de mayo de 2029, fecha a partir de la cual se vuelve persistente la señal de expansión.

De la Gráfica 3-13 se evidencia lo siguiente:

- De ene/2017 a abr/2019 la participación de la generación por fuente fue la siguiente: Hidro 77.6%, Carbón 11.6%, Gas 5.4% y el restante por liquidos y menores. Siendo la demanda agregada del periodo de 28 meses, 165,275.1 GWh.
- En el periodo de may/2019 a ago/2020, la participación de la generación por fuente fue la siguiente: Hidro 83.4%, Carbón 9.2%, Gas 2.2% y el restante por liquidos y menores. El incremento de la participaciòn de la generaciòn Hidro se debe a la entrada del proyecto ituango. Siendo la demanda agregada del periodo de diez y seis meses, 101,598.7 GWh.
- En el periodo de sep/2020 a nov 2027, la participación de la generación por fuente fue la siguiente: Hidro 74.2%, Carbón 11.8%, Gas 9.5% y el restante por liquidos y menores. El incremento en la participaciòn de la generaciòn termica se debe a que la demanda continua creciendo al 3% sin integrar algun nuevo proyecto, los incrementos de la demanda son saatisfechos a partir de generaciòn termica. Siendo la demanda agregada del periodo de 87 meses, 620,626.5 GWh.
- dic/2027 a dic/2031, la participación de la generación por fuente fue la siguiente: Hidro 64.8%, Carbón 10.7%, Gas 20.0% y el restante por liquidos y menores, con un crecimieto contitnuo mucho mayor de la participación de las generación termica que el periodo anterior.

De la Gráfica 3-14 se evidencia lo siguiente:

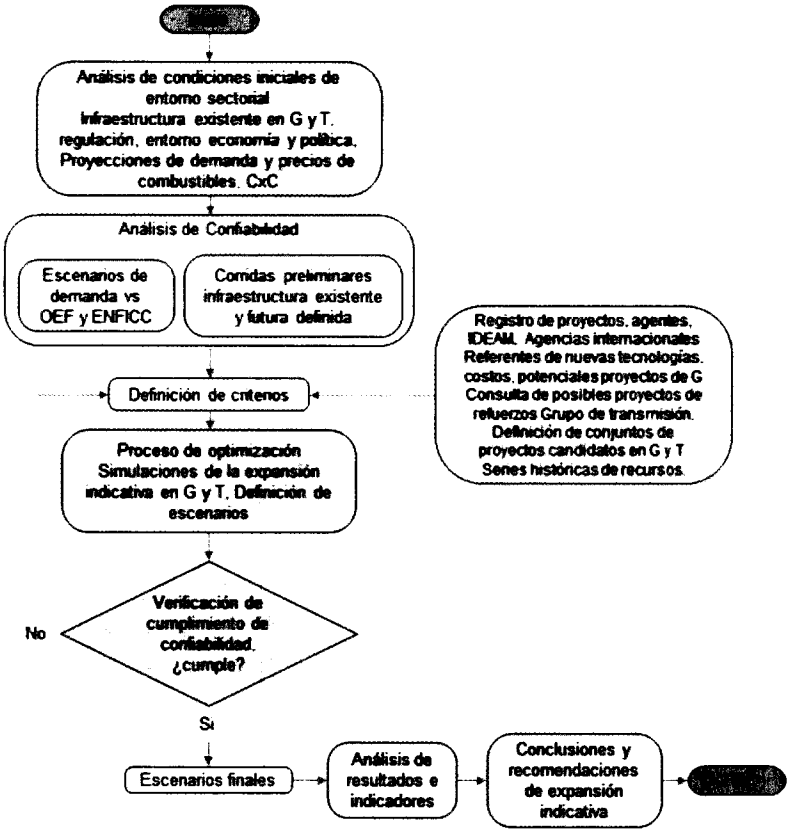
- En el periodo de ene/2017 a dic/2031 el costo marginal medio es de 116.03 USD/MWh.
- En el periodo de ene/2017 a abr/2019 el costo marginal medio es de 64 USD/MWh.
- Con la entrada unidades 1 a 4 del proyecto Ituango desde nov/2018 a ago/2019, se genera en siguiente impacto, a partir de may/2019, con la entrada de la 3er unidad (900 MW acumulados), el costo marginal se situa por debajo de los 60 USD/MWh hasta ago/2020, con un promedio de 58 USD/MWh.
- En el periodo de sep/2020 a nov 2027, el costo marginal inicia por encima de 60 USD/MWh y finaliza cercano a los 100 USD/MWh, con un valor promedio de 82 USD/MWh.
- Finalmente, en el periodo de dic/2027 a dic/2031, el costo marginal supera los 100 USD/MWh, alcanza un máximo de 439.65 USD/MWh en abr/2031, con un crecimieto contitnuo mucho mayor que en el periodo anterior, con un valor promedio de 226 USD/MWh.

3.4.3. Requerimientos de Largo Plazo

Aun cuando las señales del comportamiento del sistema[29] en el corto plazo (Sección 3.3.2) no evidencian requerimientos nueva capacidad, se realiza la evaluación del largo plazo (Seccion 3.4.2) evidenciando requerimientos de nueva capacidad, lo cual determina la necesidad de establecer alternativas de expansión de largo plazo. Cada una de las cuales debe contemplar proyectos con tecnologías convencionales[30], y no convencionales[31], asi como posibles proyectos de expansión de la transmisión.

Como se mencionó previamente, en esta versión del Plan se establecen una serie de criterios, los cuales son fundamentales para la definición de las estrategias de Largo Plazo. Dichos escenarios son determinados a través de la nueva metodología de planificación (minimización simultánea de los costos de inversión y operación). Gráfica 3-15 presenta esquemáticamente el procedimiento que implementa la metodología planteada en la sección 3.2.

Gráfica 3-15 : Procedimiento de Planificación-Generación.



Fuente de gráfica: UPME.

[29] Parque de generación existente a febrero de 2017

[30] Plantas térmicas a carbón y gas natural, centrales hidroeléctricas de mediana y gran escala, entre las principales.

[31] Plantas eólicas, generación solar fotovoltaica de gran escala y distribuida, geotermia y la generación a partir de la biomasa, entre las principales

A partir de los criterios definidos para los dos escenarios a considerar, (ver primer aparte de la sección 3.2) a saber:

El Escenario 1, considera los siguientes criterios: son disponibles las capacidades en generación definidas en la Tabla 3-1 y en transmisión las capacidades fijas definidas en la Tabla 3-3, las cuales compiten en el proceso de optimización de la expansión en G y T para lograr un despacho de mínimo costo, las 15 zonas no tienen restricción en la capacidad de transmisión, para la conexión de proyectos de generación.

El Escenario 2, considera los siguientes criterios: son disponibles las capacidades en generación definidas en la Tabla 3-1, con restricción a la capacidad de conexión establecida en la Tabla 3-6, y sin considerar las capacidades definidas en la Tabla 3-3. En este escenario se obtiene una matriz de G que optimice el aprovechamiento de las potencialidades de los recursos energéticos al interior de cada área.

El modelo los tiene en cuenta durante el proceso de optimización, cuyo objetivo es minimizar simultáneamente los costos de inversión y operación. A continuación se presenta de manera simplificada la función objetivo y cada una de las restricciones.

Función Objetivo

Se minimiza para cada etapa del horizonte de simulación los costos de operación e inversión. En la siguiente ecuación se muestra el procedimiento.

$$\min \sum_{t=1}^{T} \left(CRO.\overline{D_{r_t}} + \sum_{i=1}^{N} \left(\overline{C_{t,i}.G_{t,i}}\right) + \sum_{j=1}^{M} x_{t,j}\left(I_{t,j} + \overline{C_{t,j}.G_{t,j}}\right) + \sum_{k=1}^{P} x_{t,k}\left(I_{t,k}\right) \right)$$

Donde:

- t: Etapa de simulación del horizonte de estudio. Su resolución es mensual.
- T: Es el horizonte de estudio o simulación (180 meses, es decir, 15 años).
- CRO: Costo de Racionamiento, el cual está expresado en USD/MWh.
- $\overline{D_{r_t}}$: Es el valor esperado de la demanda racionada en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.
- i: Este índice agrega a las plantas generadoras existentes.
- N: Número total de plantas existentes.
- $C_{t,i}$: Costo de generación de la planta i en la etapa t. Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica). Esta expresado en USD/MWh.
- $G_{t,i}$: Generación de la planta i en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.
- j: Este índice agrega a las plantas generadoras que están dentro del portafolio de proyectos candidatos.
- M: Número total de plantas dentro del portafolio de candidatos.
- $x_{t,j}$: Representa la decisión de inversión o no, respecto a una planta de generación candidata j, en la etapa t. Es cero (0) o uno (1).
- $I_{t,j}$: Es el costo de inversión de la planta candidata j en la etapa t. Esta expresado en USD.

- $C_{t,j}$: Costo de generación de la planta candidata j en la etapa t. Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica). Esta expresado en USD/MWh.
- $G_{t,j}$: Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.
- k: Este índice agrega a las obras de transmisión dentro del portafolio de candidatos
- $x_{t,k}$: Representa la decisión de inversión o no, respecto a una inversión candidata en T k, en la etapa t. Es cero (0) o uno (1).
- $I_{t,k}$: Es el costo de inversión candidata en T_k en la etapa t. Esta expresado en USD.
- P: Número total de opciones de obras de transmisión dentro del portafolio de candidatos.

Restricción de suministro (demanda)

Para cada etapa del horizonte de simulación, la generación del parque existente y los proyectos candidatos que el modelo decide instalar luego de la optimización, agregando la energía racionada, debe ser igual a la demanda.

$$D_{r_t} + \sum_{i=1}^{N} G_{t,i} + \sum_{j=1}^{M} G_{t,j}.x_{t,j} = D_t\ , \forall t = \{1,2,3,\dots,T\}$$

Restricciones de capacidad

La generación del parque existente y que el modelo decide instalar luego de la optimización, debe ser menor a la capacidad instalada.

$$G_{t,i} \leq Cap_i * \Delta t_i, \forall t = \{1,2,3,\dots,T\}, \forall i = \{1,2,3,\dots,N\}$$

$$G_{t,j} \leq Cap_j.* \Delta t_j * x_{t,j}, \forall t = \{1,2,3,\dots,T\}, \forall j = \{1,2,3,\dots,M\}$$

Donde:

- Cap_i: Capacidad instalada de la planta i . Esta expresada en MW.
- Cap_j: Capacidad instalada de la planta j . Esta expresada en MW.
- Δt_i: Horas en la etapa t_i.
- Δt_j: Horas en la etapa t_j.

Restricción de integralidad de la decisión

Las variables binarias $x_{t,j}$ y $x_{t,k}$, que refleja las decisiones de inversión, toman el valor de cero (0) o uno (1) en la etapa t.

$$x_{t,j} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3,\dots,T\}, \forall j = \{1,2,3,\dots,M\}$$

$$x_{t,k} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3,\dots,T\}, \forall k = \{1,2,3,\dots,P\}$$

Restricción de unicidad de la decisión

Una vez el modelo decide invertir en un proyecto j u obra de transmisión proyecto k en la etapa t, se debe respetar esta decisión durante todo el horizonte de simulación. En otras palabras, no se pueden tener decisiones contradictorias, como por ejemplo decidir en una etapa sobre una planta u obra, y no construirla en otra, para luego requerirla en otro instante. Ello querría decir que las sumatorias expuesta a continuación serían mayor a uno, lo cual se debe evitar.

$$\sum_{t=1}^{T} x_{t,j} \leq 1 \,, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

$$\sum_{t=1}^{P} x_{t,K} \leq 1 \,, \forall k = \{1,2,3, \dots, P\}$$

3.4.4. Restricciones de inversión

- Periodicidad de las inversiones: Las inversiones se pueden llevar a cabo cada trimestre, semestre o año. Para este ejercicio, el modelo puede decidir sobre un proyecto cada seis meses.
- Perfil de inversión: Está asociado al flujo de caja de un proyecto de generación. Para esta versión del plan se asume que una vez el proyecto entra en servicio, el mismo se paga totalmente, es decir, hay un solo desembolso.
- Vida útil de los proyectos candidatos:
  - Planta hidroeléctrica con embalse: 50 años.
  - Planta hidroeléctrica sin embalse, unidades térmicas a carbón, gas y líquidos: 35 años.
  - Solar fotovoltaica distribuida: 20 años.
  - Biomasa caña y palma: 30 años.
  - Parques eólicos y solares a gran escala: 25 años
  - Geotermia: 40 años.
- Tasa de descuento: Para este ejercicio se trabaja con una tasa del 8% anual.
- Las plantas de la Tabla 3-14 se configuran como fijas entrando en las fechas indicadas.
- Las plantas menores se configuran como obligatorias entrando en las fechas definidas en la proyección de crecimiento estimada.
- Las plantas solar distribuida se configuran como obligatorias entrando en las fechas definidas en la proyección de crecimiento estimada (ver seccion 3.2.3.1.2.2).

3.4.5. Restricciones operativas

- Topología de los embalses.
- Restricción de balance hídrico.
- Restricciones individuales y agregadas de embalses.
- Restricciones individuales y agregadas de generación.
- Mantenimiento e indisponibilidades.

3.4.6. Resultados

En este numeral se presentan los resultados y análisis de la modelación realizada en los programas SDDP y Optgen de los escenarios de largo plazo descritos en la sección 3.4.3, los cuales tienen como base los supuestos establecidos en las sección 3.4.1. Igualmente como se indicó en la introcucciòn se considera la información de la base de datos del registro de proyectos, las solicitudes de conexión y para el área GCM los proyectos que manifestaron interés.

3.4.6.1. Escenario 1

En este escenario se tiene disponible para expansión: i) en generación, las capacidades indicadas en la Tabla 3-1 en cada una de las áreas operativas. Estas capacidades se modelan mediante proyectos tipo[32], con sus respectivos costos: inversión, conexión, uso (si aplica), O&M, costos de combustibles (proyectos térmicos) y fecha mínima de entrada en operación y ii) en transmisión, las capacidades indicadas en la Tabla 3-3 y sus respectivos costos de inversión Tabla 3-4. A los refuerzos de transmisión se les asigna como fecha mínima de entrada el año 2023.

En el proceso de optimización, los proyectos de generación no tienen limitación en la capacidad de conexión al interior de cada área y compiten con las posibilidades de proyectos de refuerzos de interconexión entre áreas, para determinar la expansión que garantice la confiabilidad del sistema, minimizando los costos de inversión y operación.

Como resultado de la simulación del escenario 1, se obtienen las capacidades por recurso y tecnologìa indicadas en la Gráfica 3-16, en su tabla la columna "Expansión adicional" involucra la capacidad adicional a los proyectos del cargo por confiabilidad definida en la Tabla 3-14. El cronograma de expansión se muestra en la Tabla 3-15, esta expansión garantiza el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos, ver Gráfica 3-17. De estos resultados se obtienen las siguientes conclusiones y análisis:

- A pesar que se incluyeron refuerzos de interconexión entre las áreas operativas para competir con los proyectos de generación, el modelo no encontró necesario reforzar las capacidades de interconexión definidas en la Tabla 3-2. Puede ser debido a que únicamente se modela una única alternativa de capacidad de refuerzo de transmisión.

- La expansión resultante, adicional a la expansión definida en la Tabla 3-14, está integrada en un 100% (4260 MW) por recursos renovables, distribuidos de la siguiente forma: convencionales 1.3% (55 MW) y no convencionales 98.7% (4205 MW), adicional a la expansión con menores.

- La capacidad instalada a partir de recursos renovables no convencionales, equivale a un 18% del total de la composición de la matriz de generación del escenario 1 al final del período de estudio, y está integrada por los siguientes recursos y tecnologías, en orden de importancia: eólico (2876 MW), solar gran escala (633 MW), solar distribuido junto con autogeneración solar (560MW) y biomasa (280 MW).

---

[32] Significa agrupaciones por capacidad, tecnología y recurso, tomando como referencia las características de los proyectos similares que actualmente compiten en el mercado. Un ejemplo orientados de la comformaciòn de estas agrupacones se encuentra para el caso de la Autogeneraciòn solar y generación solar distribuida, ver pie de pagina No. 30.

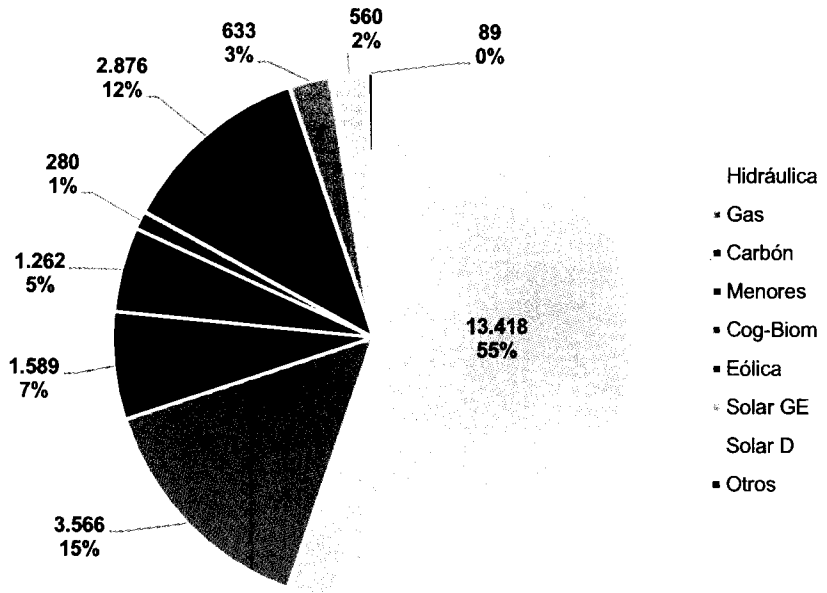
- En comparación con la situación base del parque de generación actual, se pasa de una participación no convencional menor al 1% a una participación del 18% al año 2031.

- En comparación con la situación base del parque de generación actual, se pasa de una participación convencional del 99% a una participación del 82% al año 2031.

- Se diversifica la matriz de generación mediante la inclusión de nuevos recursos energéticos y tecnologías.

- En el caso de la biomasa, la expansión llega al final del periodo a 154 MW.

Gráfica 3-16 : Composición Matriz Escenario 1.



Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total [MW]
Hidráulica	10,963	1,200	1,255	13,418
Gas	3,509	0	57	3,566
Carbón	1,339	250	0	1,589
Menores	787	0	475	1,262
Cog-Biom	126	0	154	280
Eólica	18	0	2,858	2,876
Solar GE	0	0	633	633
Solar D	0	0	560	560
Otros	0	89	0	89
Total	**16,742**	**1,539**	**5,991**	**24,272**

Fuente de gráfica: UPME.

- Una revisión del cronogramaTabla 3-15, muestra que los proyectos eólicos inician su entrada con un proyecto de 32 MW a partir del año 2019, debido a que se cuenta con la capacidad de transmisión en el área GCM, sin embargo los proyectos de mayor escala inician su entrada a partir del año 2023, con la ampliación de la capacidad de transmisión al interior del área.

- Para el caso de la Autogeneración solar y la Generación solar Distribuida, se realiza la expansión de acuerdo al crecimiento proyectado promedio anual del 5%, llegando al final del periodo a 560 MW.

- En el caso de la Geotermia aún cuando fue considerado un proyecto de 50 MW no salio en la expansión del escenario, debido a conocimiento incipiente de los costos asociados a este tipo de tecnología en Colombia, los utilizados se toman de referentes internacionales y son menores al existente en el registro de proyectos de la UPME. En la medida que se mejoren estos referentes asicomo la valoración de los aportes de este recurso seguramente será mas competitivo.

- La expansión total asciende a 7530 MW, lo cual corresponde a un 45% de la capacidad de generación existente a febrero de 2017, de los cuales el 9.2% corresponde a la expansión definida y 35.8% a la nueva.

Tabla 3-15 : Cronograma Expansión total, Escenario 1 [MW].

Cargo por Confiabilidad [MW]

Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
nov-17			250.0						
ago-18									88.6
nov-18	300.0								
feb-19	300.0								
may-19	300.0								
ago-19	300.0								
Total	**1200**	**0**	**250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**88.6**

Expansión Adicional [MW]

Año	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
2017				20	36		10	29	
2018		57			38				
2019						32	72		
2020				147	40		79	97	
2021	600						158		
2022	600				35				
2023				55		420		132	
2024					5	180	20		
2025						579	120		
2026				76		1,187	10	150	
2027						460	147		
2028	55								
2029				97				112	
2030							8		
2031				80			10	40	
Total	**1,255**	**57**	**0**	**475**	**154**	**2,858**	**633**	**560**	**0**

Fuente de tabla: UPME.

En la Tabla 3-16 se presenta la distribución de la expansión resultante en las diferentes áreas operativas. De estos resultados se obtienen las siguientes conclusiones y análisis:

- Comparando estos resultados con las capacidades disponibles en la Tabla 3-1, se evidencia que en las áreas operativas de la Región Caribe se encuentra el mayor porcentaje (82.7%) del total de la expansión resultante no definida del escenario 1, distribuido de la siguiente forma: GCM (69.0%), Atlántico (3.5%), Bolivar (2.9%) y Cor-Suc (7.3%).

- Respecto de la Tabla 3-1, de los 3954 MW de la generación convencional[33] de proyectos candidatos potenciales, la expansión no definida asciende a solamente 55 MW en el área de Antioquia – Chocó, que corresponde al 1.4% de la capacidad disponible.

Tabla 3-16 : Expansión por Área Escenario 1, [MW].

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
Ant-Cho	2,455			279				80	
Atlántico							100	50	
Bog-Cund					10			170	
Bolivar							92	30	
Boy-Cas		57						20	
Cauca				54				1	
Cor-Suc			250				293	20	
CQR				59				25	
GCM					8	2,858	39	35	89
HTC							100	21	
Met-Guav					55			10	
Nar-Put								0	
NSant								8	
Sant-Ara					20			20	
Valle				83	61		10	70	
Total	**2,455**	**57**	**250**	**475**	**154**	**2,858**	**633**	**560**	**89**

Fuente de tabla: UPME.

En la Gráfica 3-17, Gráfica 2-18, Gráfica 3-19 y Gráfica 2-20, se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad energética[34] y de las principales variables como: costo marginal de la demanda, generación por tecnología (agregada 15 áreas operativas), emisiones y factor de emisión. En el Anexo 6 se puede consultar las graficas con el valor de costo marginal y de la generación por tecnología para cada área operativa. A partir de lo cual se puede concluir:

- Los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC, Número de casos) Gráfica 3-17, evidencian un desempeño adecuado durante todo el período de estudio.

[33] Hidroelectricas, Termoeléctricas a carbón y a gas, sin plantas menores.

[34] Los análisis de los otros indicadores del escenario : Resiliencia hidráulica, Costo nivelado de generación, Emisiones, Costo marginal y Complementariedad, se encuentran en la sección 3.5.

- En relación al costo marginal, el valor promedio durante el período de estudio (2017-2031) es de 52.23 US$/MWh, esta por debajo del valor promedio de la *Gráfica 3-14 (de la evolución del costo marginal sin la expansión adicional a definida en la* Tabla 3-14) en 63.08 US$/MWh, que muestra el beneficio de la expansión del escenario 1, debido a la diversificación de la matriz.

- Con la entrada del proyecto Ituango (2400 MW), el aporte de la generación térmica (carbón, gas y líquidos), disminuye del 17% en el período 2017-2018 hasta un 8% a finales de 2022. Durante estos mismos períodos el valor promedio de costo marginal varía de 62.33 US$/MWh a 56.62 US$/MWh respectivamente.

- La entrada de la generación eólica (2858 MW) en el período 2023-2027, impacta en el aporte de la generación térmica al abastecimiento de la demanda, presentando una disminución desde el 8% a finales del 2022 hasta un 5% en promedio en el período 2023-2029. En este período el costo marginal promedio del escenario se sitúa alrededor de 44.20 US$/MWh, lo cual indica una disminución de 12.42 US$/MWh en comparación con el valor que presentaba en 2022 (56.62 US$/MWh).

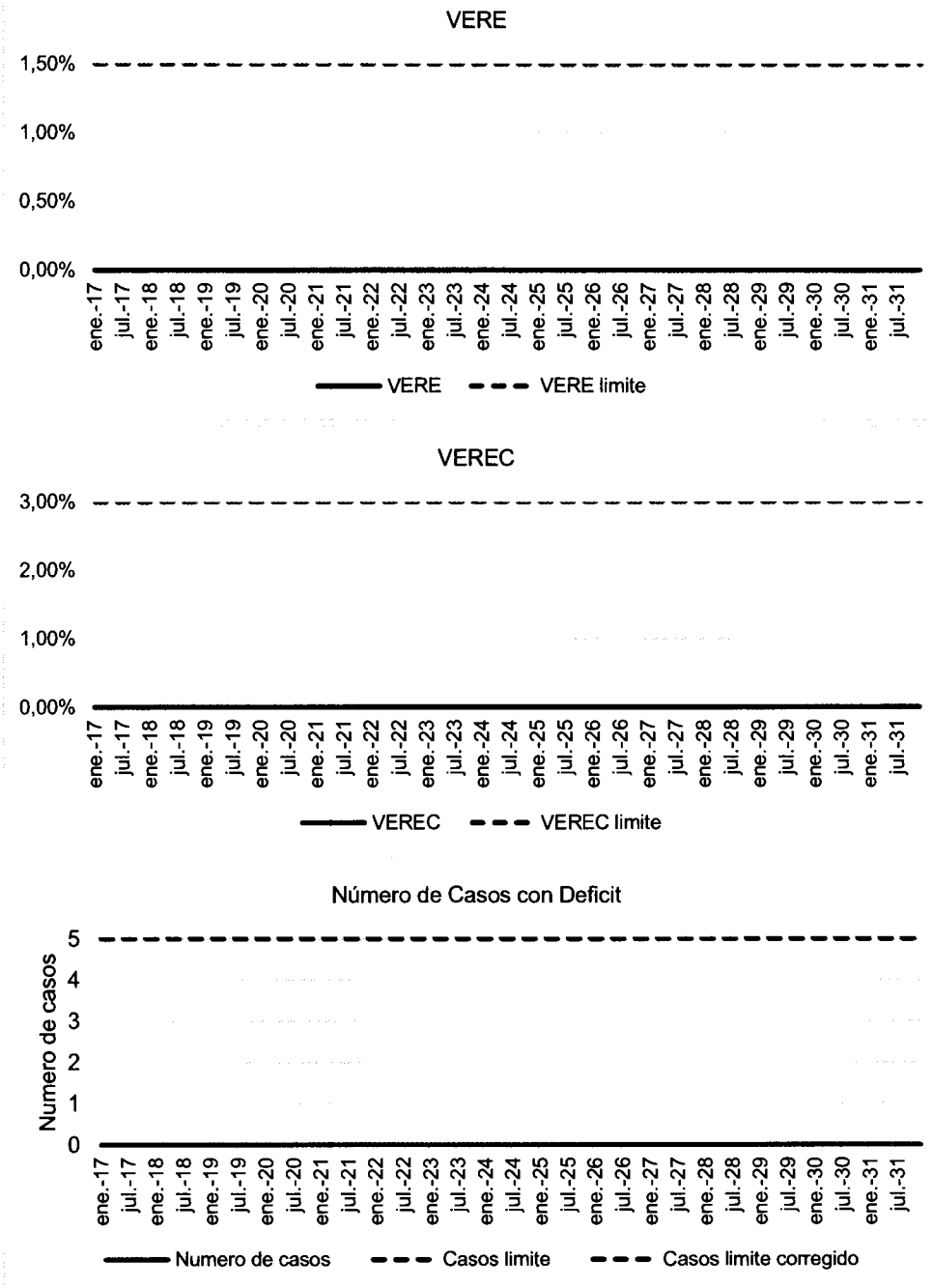
- En el período 2030-2031, el aporte de la generación térmica presenta una recuperación debido al crecimiento de la demanda, aspecto que influye directamente en el costo marginal el cual presenta un incremento de 17.26 US$/MWh en comparación con el valor indicado para el período 2023-2029 (44.20 US$/MWh).

- A partir de 2025, el aporte en generación a partir de fuentes renovables no convencionales (solar, eólico y biomasa), supera el aporte de la generación térmica convencional (carbón, gas): 13.2% generación renovables y 5.5% generación térmica. Aunque la generación térmica presenta un incremento en el período 2030-2031, la tendencia se mantiene por el resto del período de estudio, llegando a 2031 con porcentajes de participación de 13.8% para el recurso renovable y 8.6% para el recurso térmico convencional.

- El valor esperado de la generación hidroeléctrica en el período 2017-2019 es 4.747 GWh/mes, el cual con la entrada de Ituango se incrementa a 5490 GWh/mes en el período 2020-2022, en el período restante el valor esperado de la producción hidroeléctrica es 5993 GWh/mes.

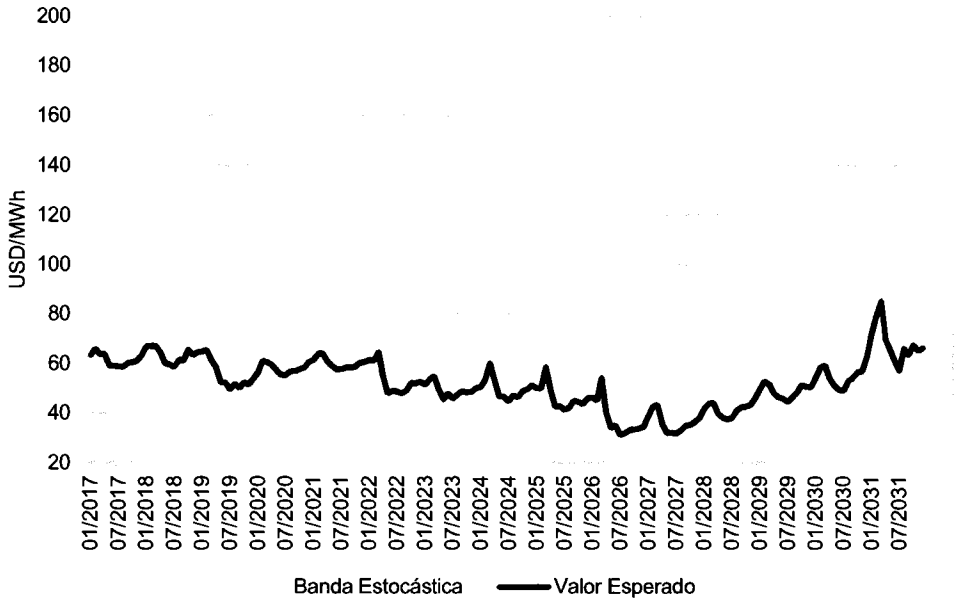
- El valor de esperado de las emisiones presenta un valor promedio de 398.1 Ton CO2/mes durante el período 2017-2031, alcanzando el valor máximo de 832.6 Ton CO2/mes en marzo de 2018, antes de la entrada del proyecto Ituango. En el período 2022-2029 se presenta un valor promedio de 258.4 Ton CO2/mes, esta reducción de las emisiones se debe a la entrada completa del proyecto Ituango y de la capacidad renovable no convencional.

Gráfica 3-17 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 1.



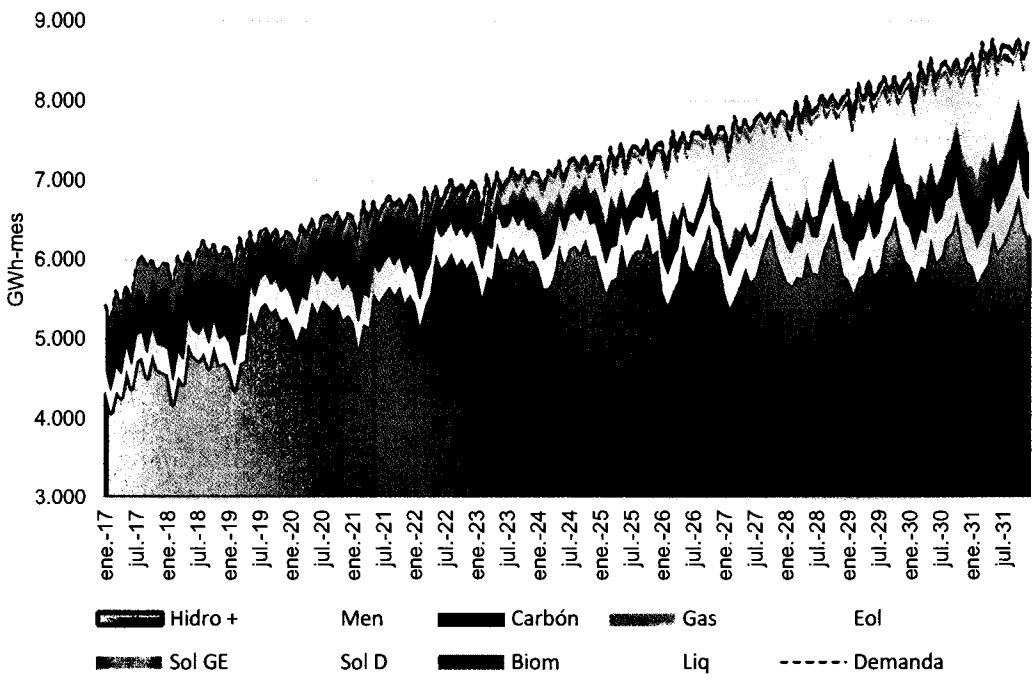
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-18 : Costo Maginal Escenario 1.



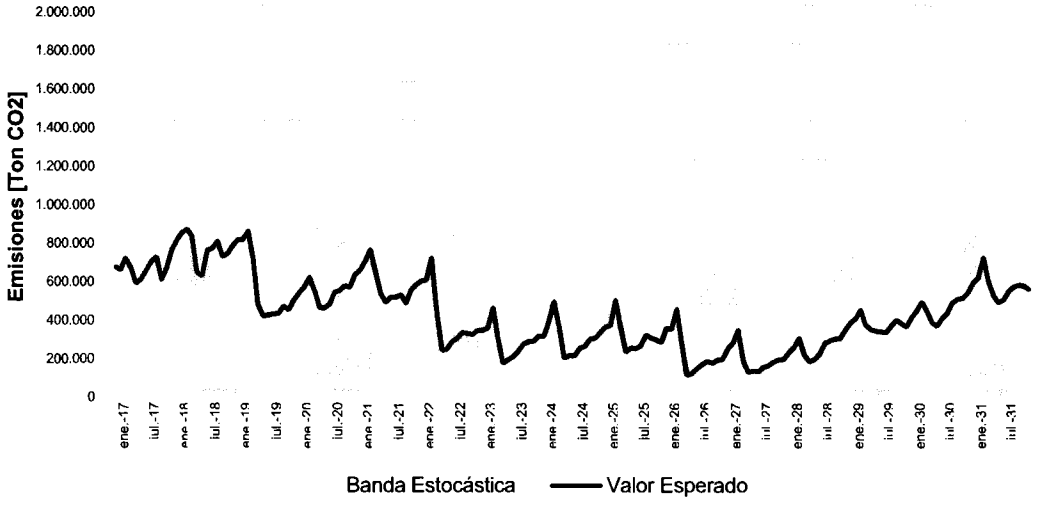
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-19 : Generación Promedio Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME.

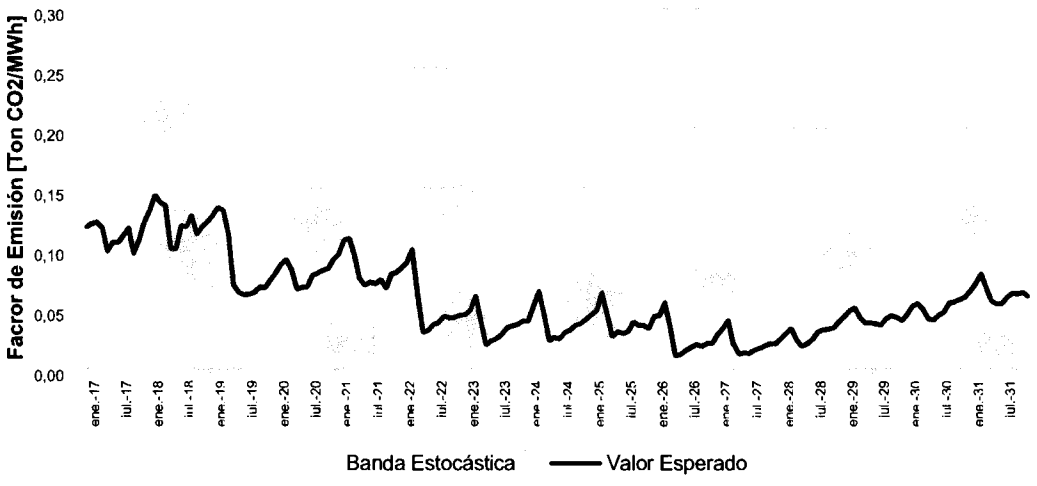
Gráfica 3-20 : Emisiones de CO2, Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-21 : Factor de Emisión.

Factor de Emisión



Fuente de gráfica: UPME.

3.4.6.2. Escenario 2

Este escenario se limita la capacidad de conexión de nuevos proyectos de generación de acuerdo a la disponibilidad de la red de tramsmisión (STN y STR) en cada una de las áreas. La capacidad disponible de la red de transmisión para conectar nuevos proyectos de generación, al interior de cada área, se indica en la Tabla 3-17. Estos valores son el resultado de analizar la menor capacidad existente para conectar nuevos proyectos de generación en las subestaciones de cada área. No se consideran las capaciadades del numeral ii), sección 3.4.6.1.

En cuanto a los nuevos proyectos para expansión en generación, se tiene disponible la misma matriz de proyectos y condiciones del escenario 1 " ver numeral i) sección 3.4.6.1".

Aquí se busca deteminar a partir de la disponibilidad de proyectos candidatos de generación de la Tabla 3-1, si la expansión resultante con las limitaciones de la Tabla 3-17, puede cumplir con los indicadores de confiabilidad en el periodo de estudio.

Tabla 3-17 : Máximas Capacidades de Expansión Por Área

Capacidad de Conexión por Área Operativa	
Zona	**MW**
Ant-Cho	200
Atlántico	345
Bog-Cund	520
Bolivar	315
Boy-Cas	410
Cauca	310
Cor-Suc	275
CQR	1,105
GCM	1,305
HTC	230
Met-Guav	500
Nar-Put	554
NSant	163
Sant-Ara	560
Valle	270

Fuente de tabla: UPME.

Como resultado se obtienen las capacidades por recurso indicadas en la Gráfica 3-22 y el cronograma de expansión Tabla 2-17, los cuales garantizan el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos. De estos resultados se obtienen las siguientes conclusiones:

- La expansión resultante, adicional a la expansión definida, está integrada en un 75% (3.058 MW) por recursos renovables no convencionales, 10% (400MW) generación térmica a carbón, 9% (366 MW) generación hidroeléctrica y 6% (261 MW) generación térmica a gas, Tabla 2-18, adempas de las plantas menores.

- La limitación en la capacidad de conexión en el área GCM, ocasiona que la expansión resultante se diversifique en otras áreas, de acuerdo con la Tabla 3-1, resultando la expansión de la Tabla 2-18.

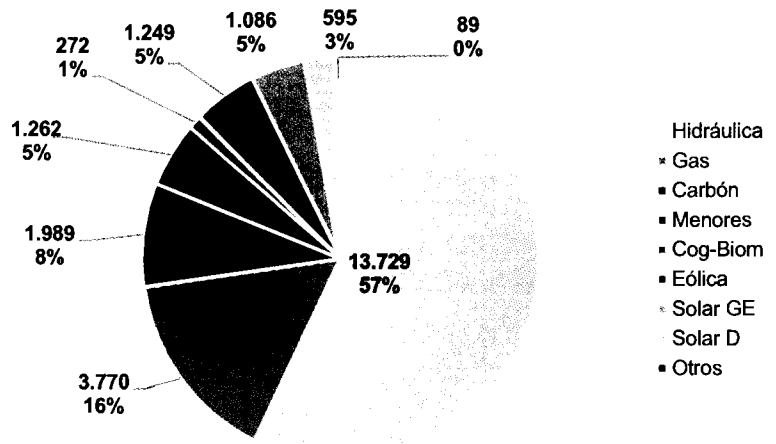
- La capacidad total instalada a partir de recursos renovables no convencionales en el área GCM es de 1301 MW, lo que equivale aproximadamente al 45% de la capacidad instalada en el escenario 1, en la misma área. Esta disminución del 55% en la capacidad instalada es debido a la limitación en capacidad de conexión al sistema de transmisión en esta área, Tabla 3-17.

- La capacidad instalada a partir de recursos renovables no convencionales, equivale a un 14% del total de la composición de la matriz de generación del escenario, y está integrada por los siguientes recursos: Eólico (1249 MW), solar gran escala (1086 MW), solar distribuido (595 MW) y biomasa (272 MW) (Gráfica 3-22).

- En este escenario es de resaltar la capacidad instalada de generación solar gran escala (1.086 MW), principalmente en las áreas operativas de la región Caribe, principalmente: Cor-suc, Bolívar y Atlántico), Tabla 2-18.

- Debido a las restricciones internas de transmisión en las áreas, la capacidad instalada de la generación éolica disminuye en 1609 MW, como se indicó, para compensarlo los modelos de simulación al considerar por área las restricciones de transmisión, Tabla 3-6, y la disponibilidad de proyectos potenciales, Tabla 3-1, incrementa la capacidad instalada de generación solar a gran escala en un 59% superior a la del escenario 1, sin embargo su aporte equivalente en energía es menor que que el del eólico35, requiriendose instalar capacidad adicional con recursos convencionales (hidro, gas y carbón), Tabla 2-18.

Gráfica 3-22 : Expansión Escenario 2.



Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total [MW]
Hidráulica	10,963	1,200	1,566	13,729
Gas	3,509	0	261	3,770
Carbón	1,339	250	400	1,989
Menores	787	0	475	1,262
Cog-Biom	126	0	146	272
Eólica	18	0	1,231	1,249
Solar GE	0	0	1,086	1,086
Solar D	0	0	595	595
Otros	0	89	0	89
Total	**16,742**	**1,539**	**5,760**	**24,040**

Fuente de tabla: UPME.

[35] En energía media por MW instalado de la generación solar gran escala aporta el 0.33 % de energía media por MW instalado de la generación eólica.

Tabla 3-18 : Cronograma Expansión total, Escenario 2 [MW].

Cargo por Confiabilidad [MW]									
Fecha	**Hidráulica**	**Gas**	**Carbón**	**Menores**	**Cog-Biom**	**Eólica**	**Solar GE**	**Solar D**	**Otros**
nov-17			250.0						
ago-18									88.6
nov-18	300.0								
feb-19	300.0								
may-19	300.0								
ago-19	300.0								
Total	**1200**	**0**	**250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**88.6**

Expansión Adicional [MW]									
Año	**Hidráulica**	**Gas**	**Carbón**	**Menores**	**Cog-Biom**	**Eólica**	**Solar GE**	**Solar D**	**Otros**
2017				20	36		10	29	
2018		57			30		21		
2019							198		
2020				147	40	182	488	97	
2021	600						59		
2022	600				35				
2023				55		669		132	
2024					5	380			
2025	150						70		
2026	45			76			140	150	
2027	171						100		
2028			400						
2029				97				112	
2030									
2031		204		80				75	
Total	**1,566**	**261**	**400**	**475**	**146**	**1,231**	**1,086**	**595**	**0**

Fuente de tabla: UPME.

Tabla 3-19 : Expansión por Área Escenario 2.

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
Ant-Cho	2,571			279				90	
Atlántico							302	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		154					92	35	
Boy-Cas		107	240					20	
Cauca				54				1	
Cor-Suc			250				173	20	
CQR				59				25	
GCM						1,231	70	45	89
HTC	45						116	21	
Met-Guav					55		103	10	
Nar-Put								0	
NSant			160					8	
Sant-Ara	150				20		101	20	
Valle				83	61		10	70	
Total	**2,766**	**261**	**650**	**475**	**146**	**1,231**	**1,086**	**595**	**89**

Fuente de tabla: UPME.

En la Gráfica 3-23, Gráfica 3-24, Gráfica 3-25 y Gráfica 3-26 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad energética[36] y de las principales variables como: costo marginal de la demanda, generación por tecnología (agregada 15 áreas operativas), emisiones y factor de emisión. En los Anexos se puede consultar el valor de costo marginal y generación por tecnología para cada área operativa respectivamente. A partir de lo cual se puede concluir:

- Los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC, Número de casos) Gráfica 3-23, presentan un desempeño adecuado durante todo el período de estudio.

- En relación al costo marginal, el valor promedio durante el período de estudio (2017-2031) es de 55.24 US$/MWh, superando el valor promedio del escenario 1 de 52.23 US$/MWh debido a la mayor participación de recurso convencional (agua, gas y carbón) en la matriz de expansión.

- En el periodo de ene/2017 a abril/2019, el costo marginal medio es de 62.01 USD/MWh, en este periodo han entrado las dos primeras unidades de Ituango (600MW).

- En el periodo de may/2019 a jun/2022, el valor del costo marginal esta en mayor parte del periodo por debajo de los 60 US$/MWh, con un valor promedio de 54.60 USD/MWh, debido a la entrada de siguiente capacidad de generación adicional: 1800 MW hidro (Ituango), 842 MW solar, 182 MW eolica y 40 MW biomasa. Alcanzando un mínimo de 45.01 USD/MWh y un máximo de 60.82 USD/MWh.

- En el periodo de jul/2022 a sep/2027, el valor del costo marginal esta en mayor parte del periodo por debajo de los 50 US$/MWh, con un valor promedio de 45.28 USD/MWh, debido a la entrada de la siguiente capacidad de generación adicional: 366 MW hidro, 592 MW solar, 1049 MW eolica y 40 MW biomasa. Alcanzando un mínimo de 35.89 USD/MWh y un máximo de 59.23 USD/MWh.

- Finalmente en el periodo de oct/2027 a dic/2031, el valor del costo marginal esta en mayor parte del periodo por encima de los 50 US$/MWh, con un valor promedio de 64.31 USD/MWh, con la entrada adicional de: 204 MW de generación con carbón, 400 MW con gas y 187 MW de solar. Alcanzando un mínimo de 49.79 USD/MWh y un máximo de 100.25 USD/MWh. .

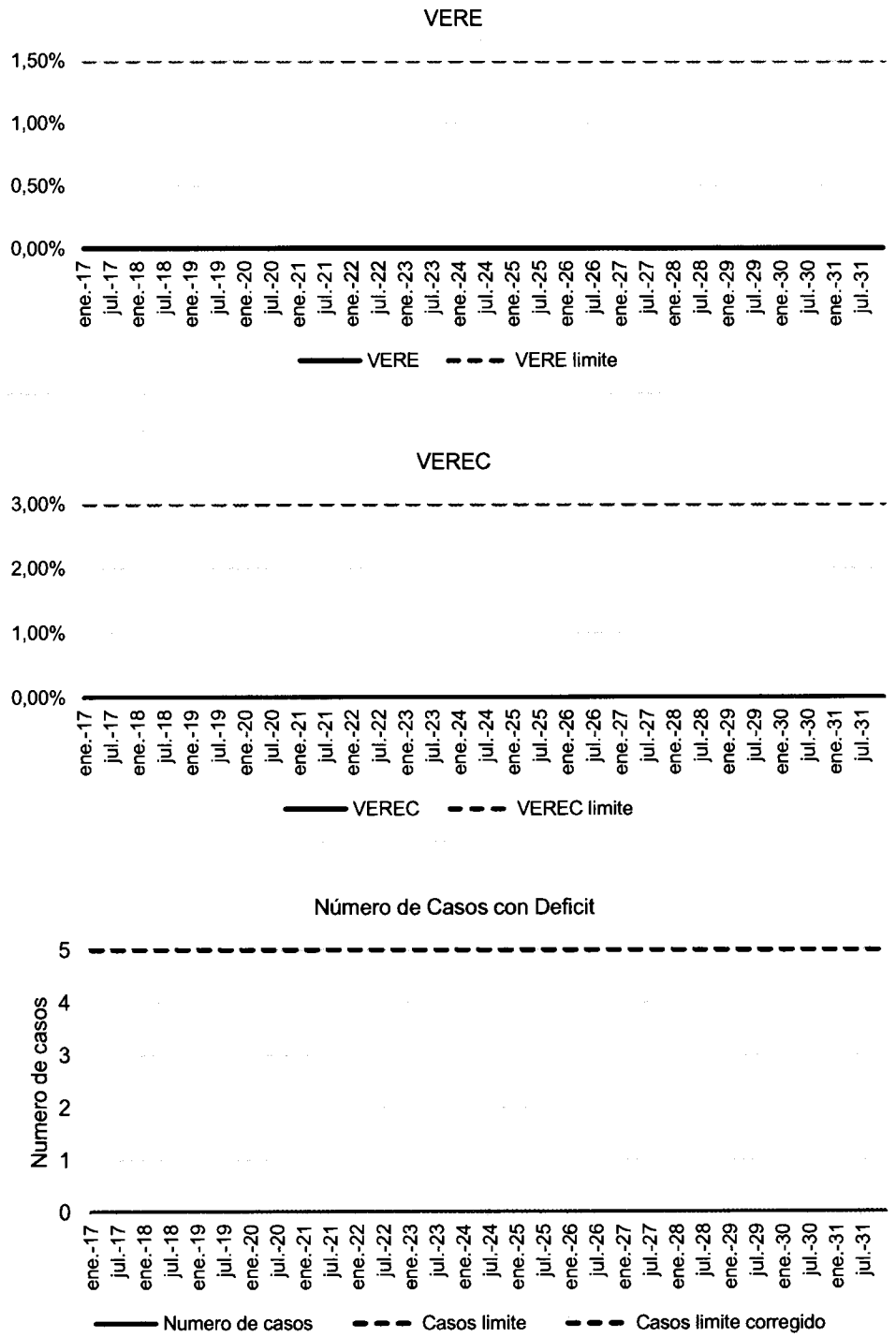
- En el período 2023-2027 el aporte en generación a partir de fuentes renovables no convencionales (solar, eólico y biomasa), supera el aporte de la generación térmica convencional (carbón y gas): 7.5% generación renovables y 4.7% generación térmica. En el período 2028-2031 esta tendencia se invierte: 7.8% generación renovables y 11% generación térmica, debido al crecimiento de la demanda y a la entrada de nueva capacidad térmica a base de gas y carbón Tabla 2-17.

- El valor esperado de las emisiones presenta un valor promedio de 444.746 TonCO2/mes durante el período 2017-2031, superando en 46.659 TonCO2/mes (12%) el valor promedio del escenario 1 durante el mismo período.

---

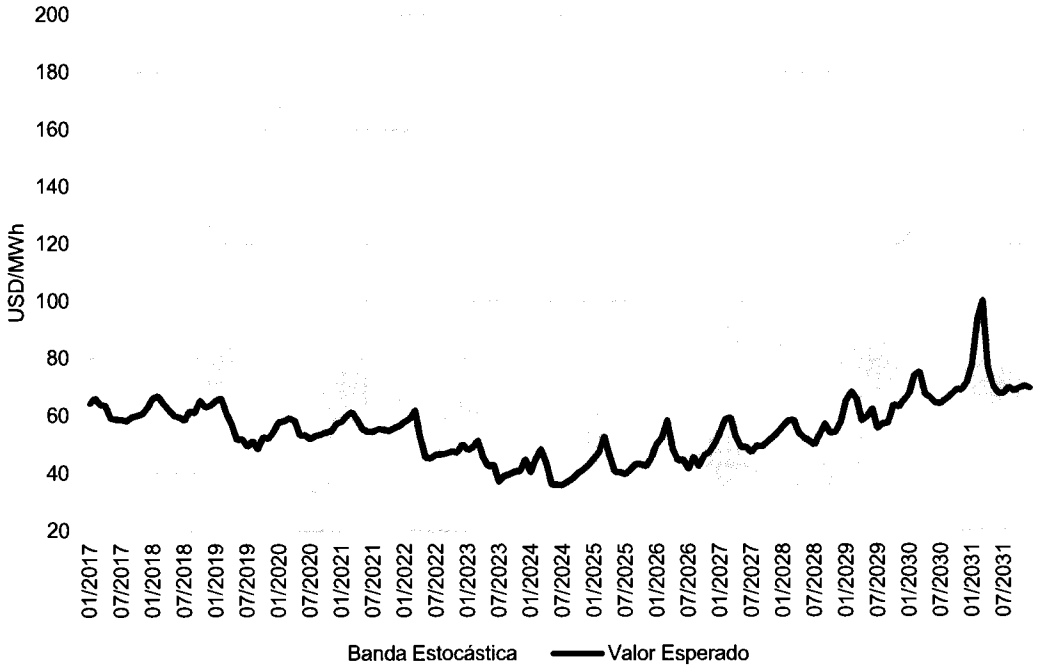
[36] Los análisis de los otros indicadores del escenario : Resiliencia hidráulica, Costo nivelado de generación, Emisiones, Costo marginal y Complementariedad, se encuentran en la sección 3.5.

Gráfica 3-23 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 2.



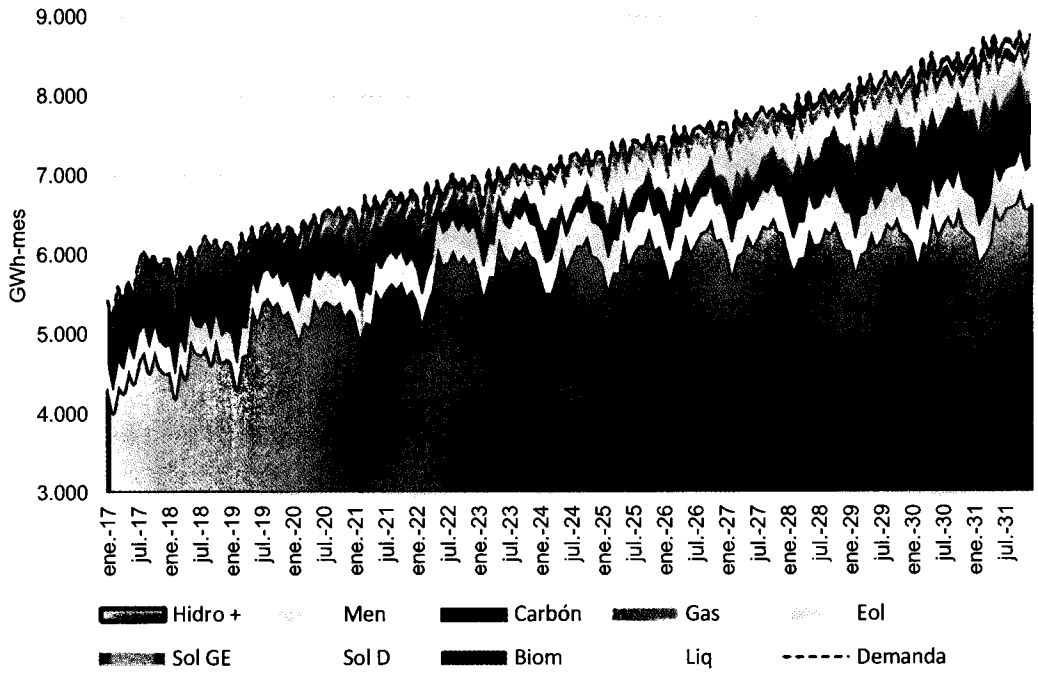
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-24 : Costo Marginal Escenario 2.



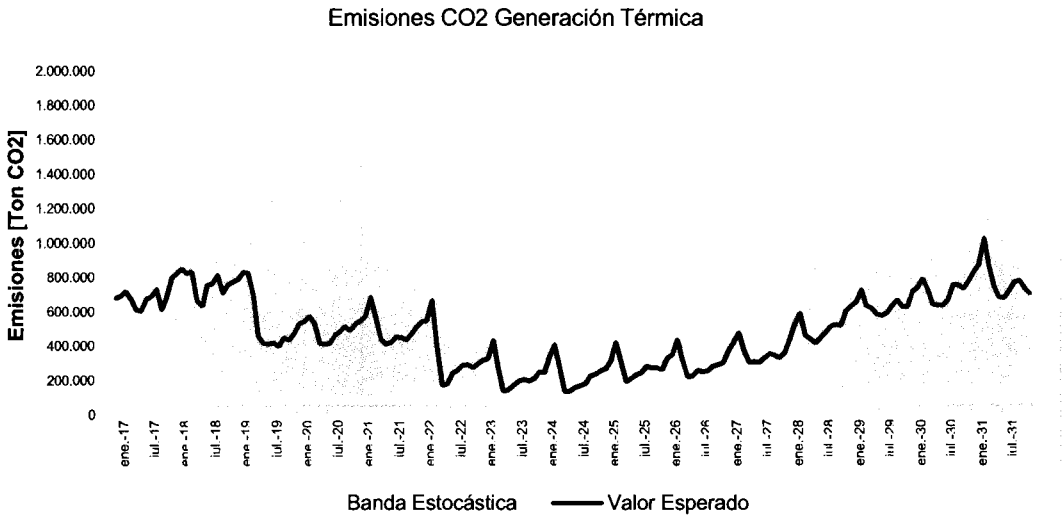
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-25 : Generación Promedio Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 2.



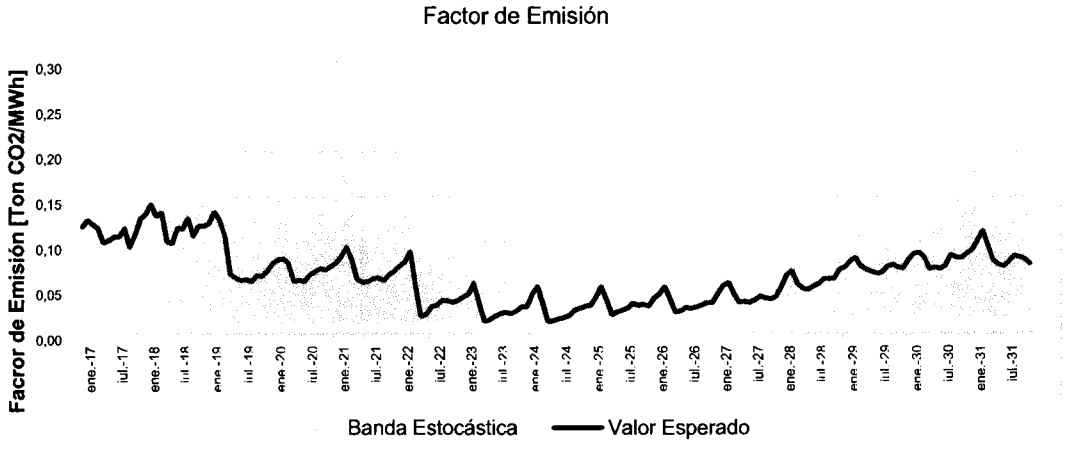
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-26 : Emisiones Escenario 2



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-27 : Factor de Emisión Escenario 2



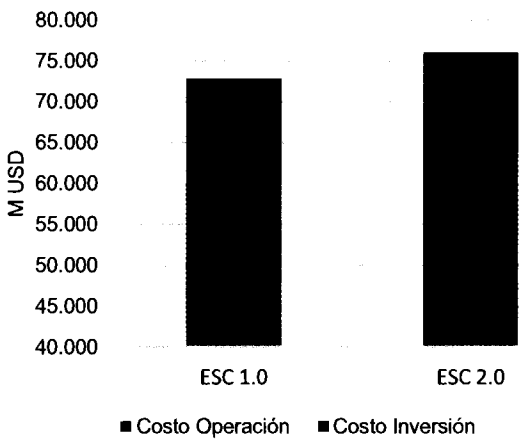
Fuente de gráfica: UPME.

3.5. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS, INDICADORES DE DESEMPEÑO

Hasta este punto se ha establecido el comportamiento de las principales variables energéticas de los dos escenarios de largo plazo, particularmente costo marginal de la demanda, generación y emisiones, los cuales son fundamentales para determinar el desempeño de tres de los cinco indicadores planteados (Resiliencia hidráulica, Costo marginal de la demanda, Costo nivelado de Generación, Emisiones y Complementariedad).

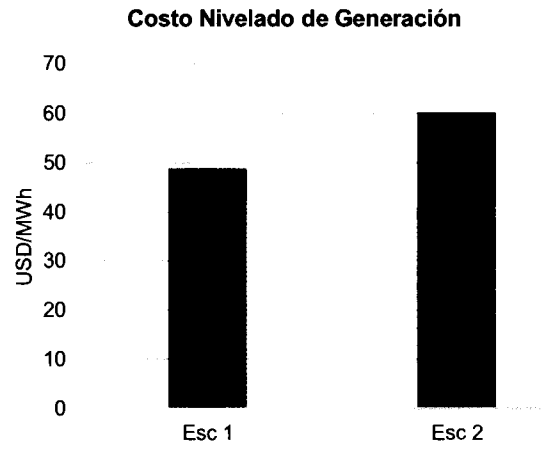
En relación al Costo nivelado de generación de cada una de las estrategias, en la Gráfica 3-28 se muestra los costos totales de inversión y operación de los dos escenarios, en la Gráfica 3-29, se presenta el costo nivelado de generación para los mismos escenarios y en la grafica Gráfica 3-30 se presenta la evolución anual de las emisiones en el desempeño de cada escenario contrastado con la meta del COP21 para el sector eléctrico.

Gráfica 3-28 : Costos totales por escenario.



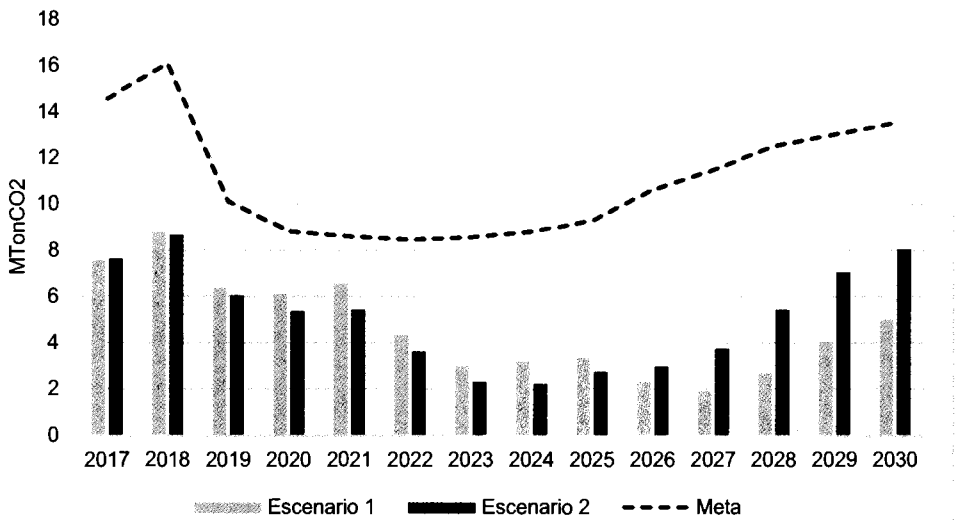
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-29 : Costo nivelado de generación. Todos los escenarios.



Fuente de gráfica: UPME.

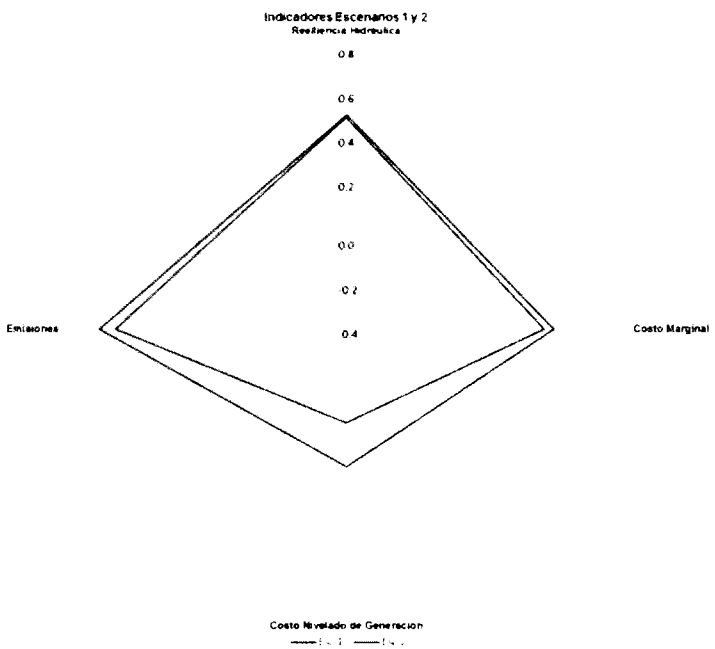
Gráfica 3-30 : Emisiones por Escenario Vs Metas del Sector Electrico.



Fuente de gráfica: UPME.

A partir de los variables anteriores y de la descripción de los indicadores de las sección 3.2.1, se evaluan los siguientes indicadores: Resilencia hidráulica, Costo marginal, Costo nivelado de generación y Emisiones, cuyo resultado se presenta en la Gráfica 3-31.

Gráfica 3-31 : Radar de indicadores.



Fuente de gráfica: UPME

De la Gráfica 3-31 anterior se puede concluir:

- El escenario 1 presenta el mejor comportamiento en relación al indicador de Resiliencia hidráulica, debido a la mayor participación del recurso hídrico en el escenario 2. Se aclara que este índice mide la dependencia en la atención de la demanda nacional del recurso hídrico[37], el cual por su variabilidad y participación, puede comprometer la atención de la demanda. En ningún momento se pretende castigar los escenarios de expansión que utilizan el agua como recurso principal, ni su aporte energético firme.

- Respecto al costo marginal de la demanda, el escenario 1 al tener una mayor participación de recursos renovables, convencionales y no convencionales, presenta el mejor comportamiento. Esta conclusión también es válida al analizar el costo nivelado de generación.

- En relación a las emisiones, el escenario 1 presenta el mejor comportamiento respecto del escenario 2, por la misma razón expresada en el punto anterior. Sin embargo los dos escenarios cumplen holgadamente con la meta establecida para el sector de energía eléctrica del Pais, Gráfica 3-30.

- En resumen, desde el punto de vista de los indicadores definidos, el escenario 1 presenta el mejor desempeño, la alta participación de los recursos renovables no convencionales, principalmente eólico, hace necesario realizar ajustes al despacho del sistema. Sin embargo, la expansión del escenario 2 presenta una mezcla entre recursos fósiles y renovables convencionales y no convencionales que es interesante, debido a la firmeza y confiabilidad que brindan el carbón y el gas a nuestra matriz de generación, recursos necesarios junto con el hidroenergético para la incorporación de fuentes intermitentes, a lo cual se busca aportar en la siguiente sección.

3.6. ENERGÍA FIRME DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En los escenarios definidos para el largo plazo, se aplican las metodologías de cálculo de energía en firme del Cargo por Confiabilidad, para cada tipo de tecnología establecidas por la CREG (ver Tabla 3-20).

Tabla 3-20 :Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.

Tecnología de generación	Resolución CREG
Hidráulica	071 de 2006
Térmica	071 de 2006
Eólicas	061 de 2015
Combustible agrícola	153 de 2013
Solar	243 de 2016
Geotérmica	132 de 2014

Fuente de tabla: UPME.

Con esto, se busca estimar la oferta de energía en firme adicional a la definida en el Cargo por Confiabilidad, que tendría la matriz eléctrica de cada escenario de expansión considerado. Respecto a las plantas

[37] El indicador evalúa con igual peso la proporción respecto de la atención de la demanda nacional (en energía y potencia, en el periodo de planeamiento), tanto de la energía como de la capacidad instalada de las hidroelectricas.

termoeléctricas (carbón y gas), se contempla su indisponibilidad histórica sin limitaciones en los contratos de combustible. Respecto al aprovechamiento geotérmico, no se incluye en este análisis, debido a que no resulta como una opción en ninguno de los escenarios simulados bajo las condiciones establecidas en la optimización del despacho y la inversión, se espera que en el futuro se logre mejorar el conocimiento sobre la disponibilidad de este recurso en el país asi como reducir los costos de las inversiones o tener mejores referentes nacionles; sin embargo, se continuará trabajando para valorar el aporte del recurso geotermico para la conformación de la matriz de generación de eléctricidad.

3.6.1. Resultados

Los resultados obtenidos para cada escenario, sin considerar plantas menores, se resumen en la Tabla 3-21. Los valores de capacidad adicional (MW) y ENFICC (GWh – día), corresponden a los esperados al final del periodo de planeación (2031).

Tabla 3-21 : Expansión Adicional Estimada por Tecnología.

Escenario	Tecnología	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dìa]
ESC 1	Hidráulica	1255.0	11.08
	Gas	57	0.89
	Eólico	2858.0	8.28
	Solar	632.5	0.95
	Solar Distribuido	560.1	0.89
	Biomasa	153.8	2.40
	Total	**5516.4**	**24.5**
ESC 2	Hidráulica	1566.0	14.02
	Carbón	400.0	7.10
	Gas	261	4.80
	Eólico	1231.0	3.83
	Solar	1085.7	1.83
	Solar Distribuido	595.1	0.96
	Biomasa	145.78	2.27
	Total	**5284.6**	**34.8**

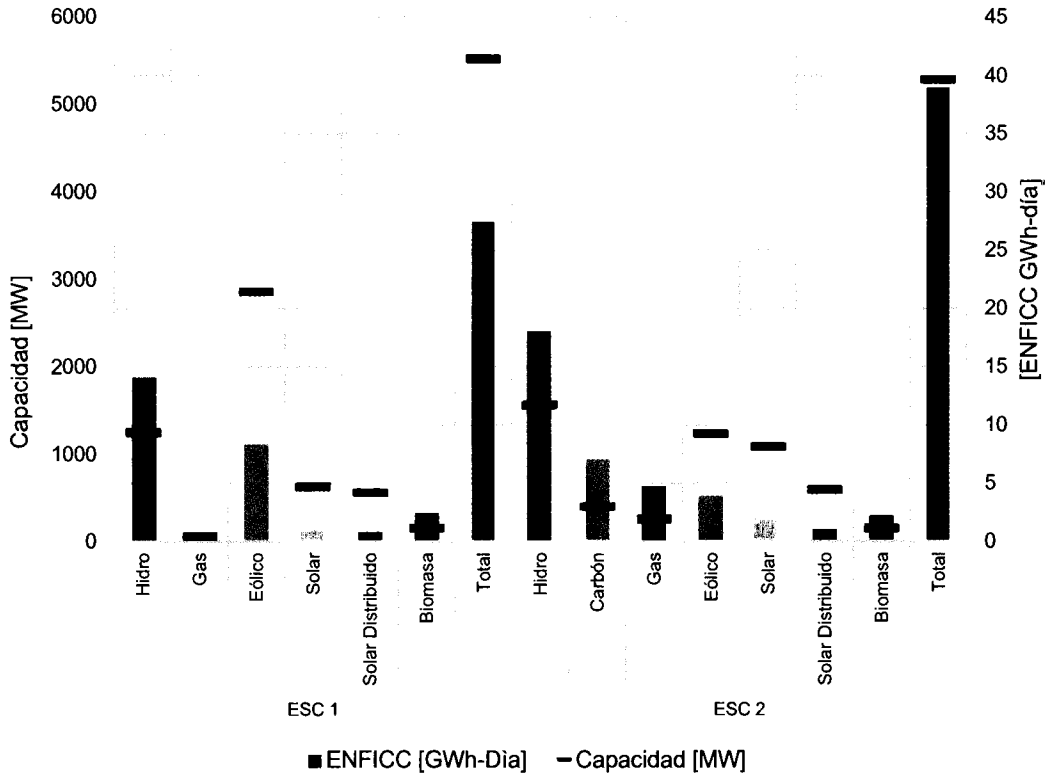
Fuente: UPME.

Para el Escenario 1, predomina la tecnología eólica con un 51.2% de la expansión adicional durante el periodo de planeamiento, concentrándose en los proyectos del área GCM; en segundo lugar se encuentra la tecnología hidráulica con 22.8% de la expansión total, propiciada principalmente al considerar la fase 2 de Ituango (1200 MW adicionales) y dado que el proyecto ya tiene comprometida parte de su energía, al cálculo de energía en firme obtenido se le resta la Obligación de Energía en Firme-OEF; en tercer lugar, se encuentra la tecnología solar con 21.6% de la expansión, sumando los proyectos a gran escala, los de generación solar distribuida y autogeneración solar.

En el Escenario 2, predomina la tecnología hidráulica con un 29.6% de la expansión adicional durante el periodo de planeamiento, propiciada principalmente al considerar la fase 2 de Ituango (1200 MW adicionales) y dado que el proyecto ya tiene comprometida parte de su energía, al cálculo de energía en firme obtenido se le resta la Obligación de Energía en Firme-OEF y de 366 MW de proyectos adicionales; en segundo lugar, se

encuentra la tecnología solar con 31.8% de la expansión adicional, sumando los proyectos a gran escala y los de generación distribuida; en tercer lugar se tienen los proyectos eólicos con 23.3% de la expansión adicional, concentrándose en el área GCM; en cuarto y quinto lugar, se consideran las tecnologías asociadas con el carbón con 7.6% y gas con 4.9%, respectivamente. Es importante destacar la relación entre capacidad y ENFICC para las tecnologías térmicas, ya que como se evidencia en la Gráfica 3-32, el ENFICC calculado es mayor que el de otras tecnologías con mayor capacidad estimada.

Gráfica 3-32 : Capacidad Adicional y ENFICC por tecnología.

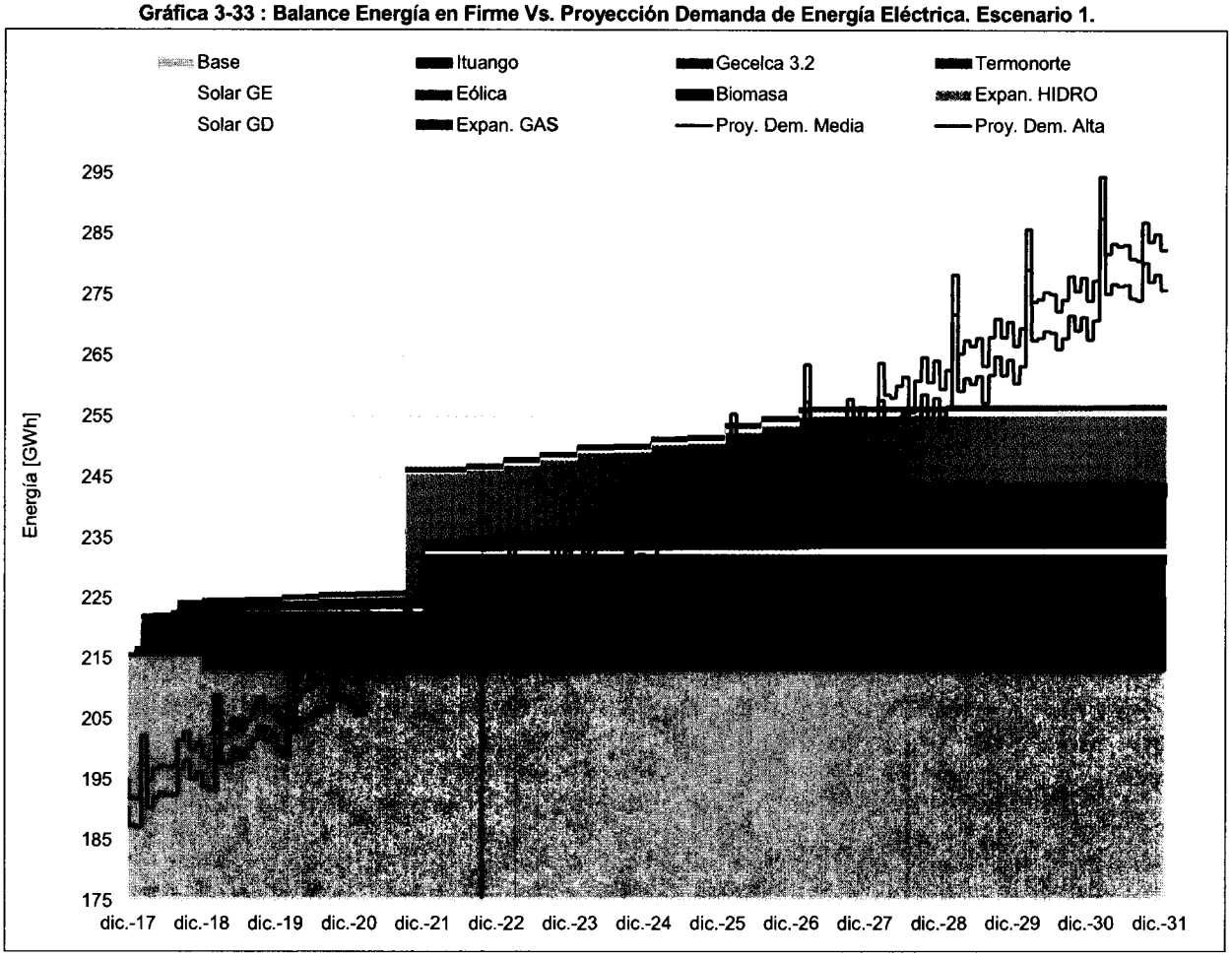


Fuente: UPME.

3.6.1.1. Balance ENFICC proyección demanda de energía eléctrica

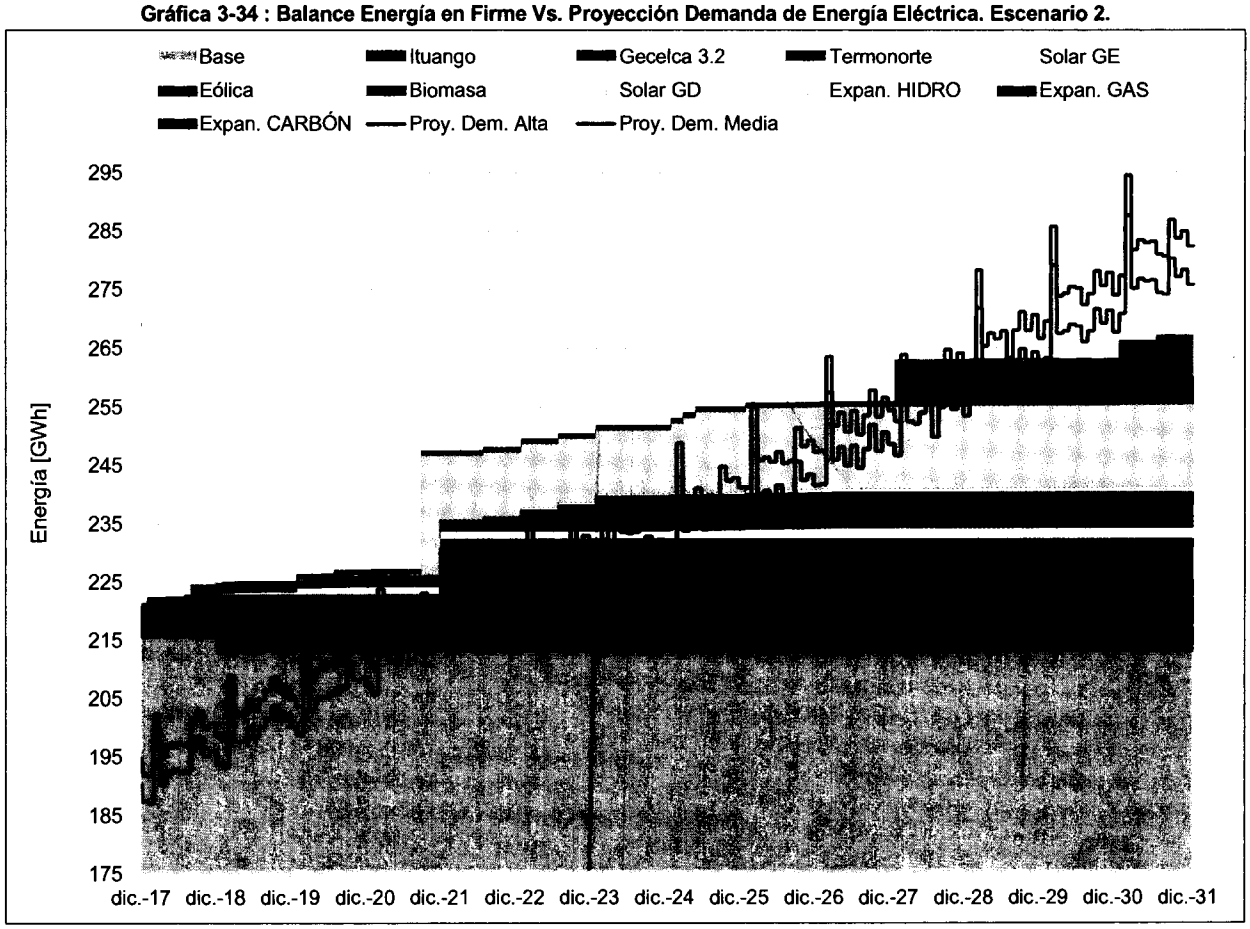
A continuación se presenta el contraste entre la proyección de demanda, revisión julio de 2017, y la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC verificada y ENFICC de los nuevos proyectos), junto con las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de las plantas en construcción. Lo anterior se lleva a cabo para cada escenario de largo plazo.

Gráfica 3-33 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1.



Fuente: UPME.

Gráfica 3-34 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME.

De las Gráfica 3-33 y Gráfica 3-34 se puede concluir:

- En el Escenario 1, la demanda alta supera la oferta de energía firme en febrero de 2025 y febrero, septiembre y noviembre de 2026, mientras que la demanda media la supera en los meses de febrero de 2027 y febrero, septiembre y noviembre de 2028, posterior a febrero de 2029 la demanda media supera la oferta de energía firme en todo el resto de periodo analizado.
- Para el escenario 2, en los meses de febrero, septiembre y noviembre de 2027 la proyección de demanda alta supera la oferta de energía en firme, mientras que la demanda media la supera por primera vez en febrero de 2029. Posterior a febrero de 2029, la demanda alta supera la oferta de energía firme para la mayoría del periodo analizado, mientras que la demanda media supera la ofereta constantemente a partir de enro de 2030.

3.7. ANÁLISIS ESPECIALES - ESTUDIO DE LA COMPLEMENTARIEDAD

La expansión de la generación de electricidad en el largo plazo (2017 – 2031) en el sistema interconectado nacional, con la inclusión de los recursos del viento, del sol, requiere de estudiar la complementariedad que a la generación hidroeléctrica, le puedan brindan la generación de las fuentes eólica y solar y viceversa, ya en anteriores planes de expansión se ha mostrado gráficamente la complementariedad para el caso hidro – eólico. En esta versión del plan se busca caracterizar o medir la complementariedad mediante el estudio de las series futuras de generación por unidad de potencia instalada, para cada uno de los recursos mencionados, obtenidas de las simulaciones realizadas para la expansión y el despacho económico, desde las series sintéticas futuras de disponibilidad de agua, sol y viento (construidas a partir de las series históricas similares) de todas las plantas involucradas en el parque de generación actual y futuro y asociadas a los dos escenarios del actual plan (ver Tabla 3-22).

Tabla 3-22 : Capacidad en MW por recurso renovable

	2017		2031			
Recurso	**Caso Base**		**Escenario 1**		**Escenario 2**	
Hidráulica	10963	99.8%	13417.7	76.7%	13728.7	82.4%
Eólica	18	0.2%	2876.4	16.4%	1249.4	7.5%
Solar	0	0.0%	1192.6	6.8%	1680.82	10.1%
Total	10981	100.0%	17486.7	100.0%	16658.92	100.0%

Fuente de tabla: UPME.

Para lograr caracterizar la complementariedad se: i) establece el indicador de energía por unidad de potencia instalada EP, ii) se define un concepto de complementariedad, a partir del cual, iii) se estable el indicador de complementariedad IC. Lo anterior se explica a detalle solamente para el caso de la complementariedad entre la generación hidroeléctrica y la generación eólica, en el caso de la complementariedad con el recurso solar se muestra los valores del indicador en las conclusiones al final de esta sección.

3.7.1. Indicador Energía por unidad de potencia instalada

En primera instancia se define el Indicador de Energía / Potencia "**EP**" para un periodo específico de tiempo, particularmente para este ejercicio un mes, como:

$$\mathrm{EP}_{im} = \frac{E_{im}}{P_{im}}$$

Donde:

i : Es el mes considerado

m : Es el recurso de generación considerado (hídrico, eólica o solar).

EP_{im} : Es el indicador energía mensual generada en el mes "i" por unidad de Capacidad instalada asociado a un recurso

E_{im} : Es la producción de energía del mes "i" asociada al recurso "m"

P_{im} : Es el valor de la capacidad instalada, asociada al recurso "m"

3.7.2. Complementariedad de generación eléctrica del recurso

Adoptando una definición de complementariedad con referencia al recurso renovable RR más predominante en la generación eléctrica en Colombia, el hídrico. Se define la *Complementariedad Hídro-RR,* como la cantidad de energía del RR a nivel mensual por unidad de capacidad instalada (Indicador $EP_{RR, m}$) que se genera por encima del valor promedio de los últimos 12 meses (Delta $EP_{RR, m}$ (+)), bajo condiciones en las cuales el indicador $EP_{hidro, m}$ se encuentre por debajo de su promedio de los últimos 12 meses (Delta $EP_{hidro, m}$ (-)), donde:

$$\text{Delta } EP_{RR, m} = EP_{RR, m} - \text{Promedio } EP_{RR, m}$$

$$\text{Delta } EP_{hidro, m} = EP_{hidro, m} - \text{Promedio } EP_{hidro, m}$$

3.7.3. Indicador de Complementariedad media a la generación hidroeléctrica de un recurso renovable RR, IC_{HRR}

Durante el periodo de planeamiento (2017 – 2031), se establece la complementariedad promedio por MW instalado como el cociente simultaneo de la sumatoria de diferencias entre las reducciones de la generación hidroeléctrica Delta $EP_{hidro, m}$ (-), cuando la generación del RR aumenta y la sumatoria de los incrementos de la generación del RR (Delta $EP_{RR, m}$ (+)), es decir si es menor que 1 significa que el Delta EP_{RR} (+) compensaría en más de una vez las reducciones de la hidro Delta $EP_{hidro, m}$ (-), y si es mayor que 1 lo contrario, de acuerdo a la siguiente definición:

$$IC_{HRR} = \frac{\sum_{i=1}^{i} \Delta EPih}{\sum_{i=1}^{i} \Delta EPirr} \Leftrightarrow \Delta EPih < 0 \; y \; \Delta EPirr > 0$$

Donde:

IC_{HRR} : Indicador de complementariedad media a la generación hidro de la generación RR, por megavatio instalado.

i : Es el mes desde 2017 hasta 2031

H y RR o h y rr : Es el recurso de generación considerado hídrico y el recurso renovable respectivamente.

ΔEP_{ih} : Es la diferencia entre el indicador energía mensual generada en el mes "i" por unidad de Capacidad instalada asociado al recurso hidro y su promedio de los últimos 12 meses.

ΔEP_{irr} : Es la diferencia entre el indicador energía mensual generada en el mes "i" por unidad de Capacidad instalada asociado al RR y su promedio de los últimos 12 meses.

Alternativamente por complemento se define el indicador IC_{RRH} como el indicador de complementariedad a la generación del RR de la generación hidroeléctrica.

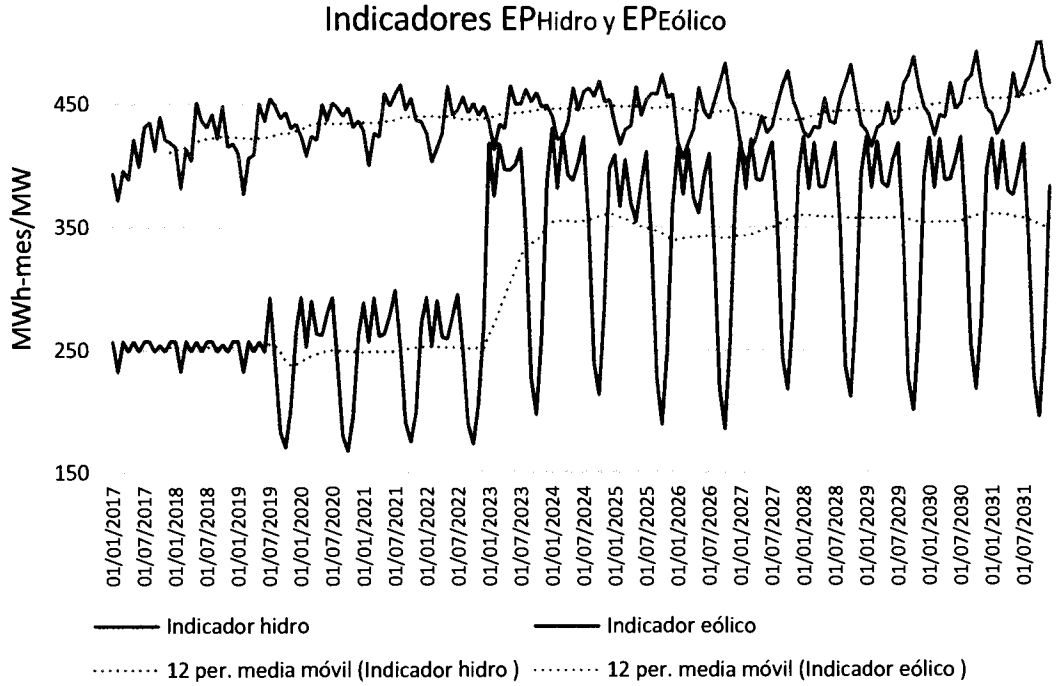
A continuación se realiza el cálculo y análisis de los dos indicadores IC_{HRR} e IC_{RRH}, mostrando el proceso detallado a un caso (generación eólica), para el escenario 1, y finalmente se muestran los valores de IC_{HRR} e IC_{RRH} para el escenario 2.

3.7.3.1. Caso: Calculo del Indicador IC para la complementariedad media que a la generación hidroeléctrica le aportaría la generación con el recurso eólico

Indicador Energía por unidad de potencia instalada

A partir de valores esperados de generación eléctrica del Escenario No. 1 y del cronograma de expansión de capacidad del plan se realiza la Gráfica 3-35, que muestra la evolución del indicador EP para el caso de los recursos hidro y eólico, asi como el valor promedio de los 12 meses anteriores.

Gráfica 3-35: Indicador EP, generación de energía por MW instalado, para los recursos hídrico y eólico del Escenario. 1.



Fuente de gráfica: UPME.

Se observa que la generación hidroeléctrica es más eficiente, en promedio mes genera 440 MWh por MW intalado, casi todo el periodo mayor que en el caso de la aerogeneración, que en promedio mes genera 311 MWh por MW instaldo[38].

En la Gráfica 3-35, se observa que los mayores valores del indicador $EP_{eólico}$ (color verde) se logran en los meses enero a junio[39] mientras de septiembre a octubre presentan los valores más bajos (disminuye entre el 54% y el 64% del valor promedio). La variacion[40] del indicador $EP_{eólico}$, alcanza los 263 MWh/MW mes, disminuye drásticamente entre los meses de agosto y octubre, posteriormente entre Octubre y diciembre se

[38] La cual presenta valores menores a comienzo del periodo, debido a las ineficiencias de los proyectos iniciales, asi como a los factores de planta asociados, situación que mejora considerablemente el resto del periodo desde la entrada de grandes parques a partir del año 2023.

[39] Coinciden con los menores valores del indicador $EP_{hídro}$,

[40] Diferencia entre el máxmo y el mínimo o viceversa.

recupera rapidamente, a valores del orden del mes de agosto. Comparativamente se evidencia que las variaciones del indicador EPHidro son menores del orden de 80 MWh/MW mes .

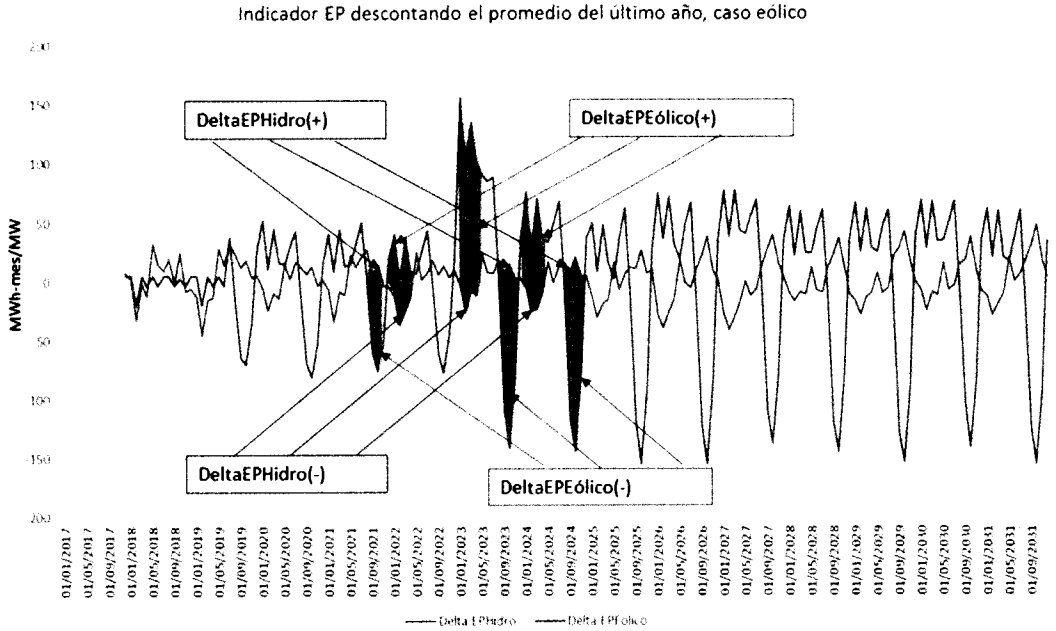
Complementariedad de generación eléctrica eólica

Se adopta como ***Complementariedad Hidro-eólica***, la cantidad de energía eólica mensual por unidad de capacidad (Indicador $EP_{eólico,m}$) que se genera por encima del valor promedio del último año (Delta $EP_{eólico,m}(+)$), bajo condiciones en las cuales el indicador $EP_{hidro,m}$ se encuentre por debajo de su promedio del último año (Delta $EP_{hidro,m}$ (-)).

$$\text{Delta } EP_{eólico,m} = EP_{eólico,m} - \text{Promedio } EP_{eólico,m}$$

$$\text{Delta } EP_{hidro,m} = EP_{hidro,m} - \text{Promedio } EP_{hidro,m}$$

Gráfica 3-36: Variaciones de Delta EPeólico,m y Delta EPhidro,m



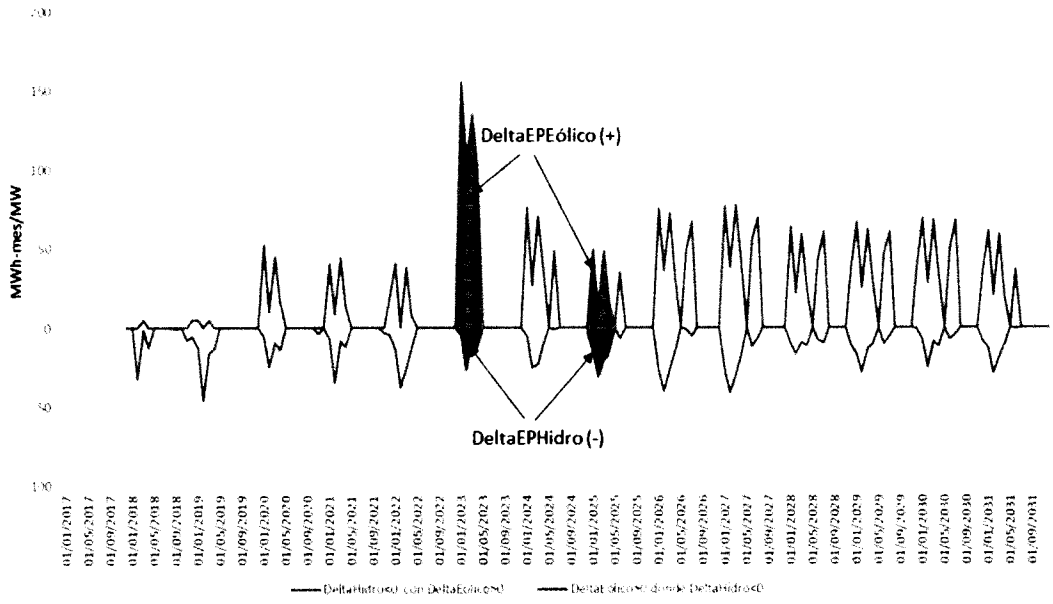
Fuente de gráfica: UPME.

La Gráfica 3-36, muestra las variaciones del Indicador EP (DeltaEPHidro y DeltaEPEolico) respecto de su valor promedio de los últimos doce meses y permite observar los momentos donde se cumple la condición de Complementariedad Hidro-eólica y Eólica-hidro. Es de notar que las áreas verdes son mayores que las áreas azules y se evidencian dos casos:

i) Bajo la condición de **complementariedad Hidro-eólica** las áreas verdes, DeltaEPEolico (+) superan las áreas azules DeltaEPHidro (-).

ii) Bajo la condición de **complementariedad Eólica-hidro** las áreas azules, DeltaEPHidro (+) son inferiores las áreas verdes DeltaEPEolico (-).

Gráfica 3-37: Complementariedad Hidro-eólica.



Fuente de gráfica: UPME.

La Gráfica 3-37 muestra los momentos donde se logra la **complementariedad Hidro-eólica** de los DeltaHidro (-) (azul) con los DeltaEolico (+) (naranja) del indicador EP. Al comienzo del periodo (años 2018 y 2019) los DeltaEPHidro(-), no son compensadas por los DeltaEPEolico (+), sin embargo en el resto del periodo los DeltasEPEólico (+) en promedio triplican los DeltaEPHidro (-). Indica que cuando la generación hidro está por debajo del promedio, éstas disminuciones podrían ser compensadas por los incrementos de la generación eólica en estos mismos meses[41].

Es de notar que en el caso de definir una **complementariedad** opuesta es decir **Eolico-hidro del indicador EP**, las condiciones serán muy diferentes como se ilustra en la Gráfica 3-38. Los meses, los Deltas y las proporciones son diferentes a los del caso Hidro-eólico.

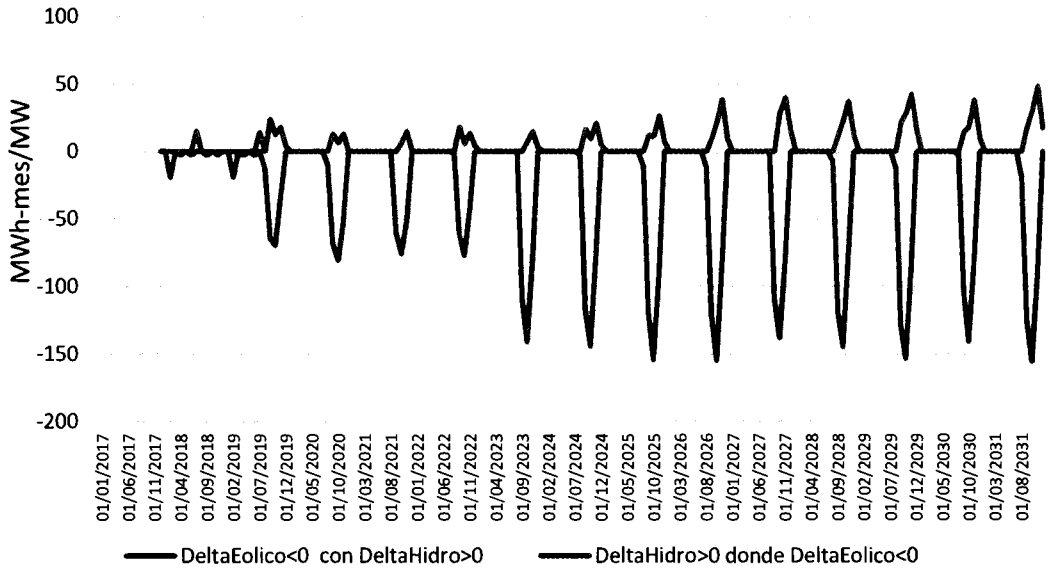
Indicador de Complementariedad IC, promedio en el Periodo

Durante todo el periodo 2017 – 2031, se establece la complementariedad promedio de los DeltasHidro de EP por MW instalado como el cociente entre la sumatoria de diferencias entre las reducciones de hidro (DeltaEPHidro (-)) cuando la eólica aumenta, y la sumatoria de los incrementos de eólica (DeltaEPEolica (+)) cuando se presentan las reducciones hidro.

---

41 Es necesario tener en consideración los porcentajes de la capacidad instalada en cada escenario. Ya que este indicador de complementariedad tiene una relación 1:1 por megavatio instalado y la proporción de capacidad total al final del periodo entre la hidroeléctrica y la eólica para el escenario 1 es de 76.7% a 16.4%, es decir la capacidad hidroeléctrica es 4,7 veces la eólica, mientras que en el escenario 2, es 11 veces, ver Tabla 3-22.

Gráfica 3-38: Complementariedad Eólica-Hidro.



Fuente de gráfica: UPME.

Si el cociente es menor que 1 significa que los DeltaEPEolica (+) compensarían en más de una vez las reducciones de los DeltaEPHidro (-) y si es mayor que 1 significa lo contrario, para el escenario 1 la Tabla 3-23 ilustra los valores del indicador IC. De acuerdo a la siguiente definición:

$$IC_{HV} = \frac{\sum_{i=1}^{i} \Delta EPih}{\sum_{i=1}^{i} \Delta EPiv} \Leftrightarrow \Delta EPih < 0 \; y \; \Delta EPiv > 0$$

Donde:

IC_{HV} : Indicador de complementariedad a la generación hidro de la generación eólica, por megavatio instalado.

i : Es el mes desde 2017 hasta 2031

H y V o h y v : Es el recurso de generación considerado hídrico y eólico respectivamente.

ΔEP_{ih} : Es la diferencia entre EP del recurso hidro y su promedio anual. DeltaEPHidro, en el mes i

ΔEP_{ie} : Es la diferencia entre EP del recurso viento y su promedio anual. DeltaEPEolico, en el mes i

El indicador contrario IC_{VH} es similar y sus resultados no son iguales como se observa la comparar la Gráfica 3-37, Hidro-eólica, con la Gráfica 3-38, Eólica-hidro, como se evidencia en la Tabla 3-23.

Tabla 3-23 : Complementariedades Hidro y Viento, Esc 1.

Complementariedad	IC_{HV} (90%)	IC_{VH} (86%)
Esc 1	0.34	4.7

Fuente de tabla: UPME.

La Tabla 3-23, muestra que el valor de ***IC_{HV}*** es 0.34, la condición del indicador se cumple en el 90% de los meses del periodo de planeamiento, indica que las reducciones de la generación hidro, DeltaHidro de EP(-), por megavatio instalado son en promedio *0.34 veces el incremento de la eólica,* DeltaEPEolica (+), por megavatio instalado (Gráfica 3-37). Para el caso de ***IC_{VH}*** su valor es 4.7, la condición del indicador se cumple en el 86% de los meses del periodo mencionado, significa que cuando se presenta la reducción de la generación eólica,

DeltaEPEolica (-), por megavatio instaldo es en promedio *4.7 veces mayor que el incremento de la hidro,* DeltaEPHidro (+), por megavatio instalado (Gráfica 3-38).

CONCLUSIONES

Asociado con el agregado nacional de la generación hidroeleclectrica, eólica y solar en esta aproximación del plan se encuentra que:

- La generación hidroeléctrica genera la mayor energía por unidad de capacidad instalada del orden de 440 MWh/MW mes, seguida por la eólica 311 MWh/MW mes y la menor es la solar del orden de 128 MWh/MW mes.

- Las variaciones del indicador EP del recurso eólico (DeltaEPEolica), son las mayores entre los meses de septiembre a octubre donde se presentan los valores más bajos entre el 54% y el 64% del valor promedio, en el resto del año son menores al 15%, al comparar con las variaciones de EP para la generación hidroeléctrica (DeltaEPHidro) son del orden del 12% de su valor promedio, similar al caso de la generación fotovoltaica solar (DeltaEPSolar).

- La complementariedad Hidro eólica para los valores del indicador IC_{HV} para los dos escenarios del plan muestra que en los meses donde se presentan reducciones de la generación hidroeléctrica (DeltaEPHidro (-)), el incrementa de la generación eólica (DeltaEPEolica (+)) puede compensar esta reducción en promedio en una relación de 0.34 DeltaEPEolica (+) por DeltaEPHidro (-), ver Gráfica 3-37.

- La complementariedad opuesta Eólica hidro para los valores del indicador IC_{VH} para los dos escenarios del plan muestra que en los meses donde se presentan reducciones de la generación eólica. Los incrementos respecto del promedio del indicador EP de la generación hidroelectrica (DeltaEPHidro (+)) son menores que las reducciones de la eólica (DeltaEPEolica (-)), por lo tanto para compensar estas reducciones en promedio en una relación de 4 a 7 incrementos de DeltaEPHidro (+) por cada reducción del recurso eólico, (DeltaEPEolica (-)), ver Gráfica 3-38. Situación que podría generar señales sobre la capacidad adecuada para el SIN en cuanto expansión eólica, sin embargo los análisis deben considerar los beneficios

- La complementariedad Hidro solar para los valores del indicador IC_{HS} para los dos escenarios del plan muestra que en los meses donde se presentan reducciones de la generación hidroeléctrica (DeltaEPHidro (-)), la generación solar (DeltaEPSolar (+)), puede compensar esta reducción en promedio en una relación de 7 DeltaEPSolar (+) por cada DeltaEPHidro (-). Situación que podría generar señales sobre la capacidad adecuada para el SIN en cuanto expansión solar, sin embargo los análisis deben considerar los beneficios.

- La complementariedad opuesta Solar hidro para los valores del indicador IC_{SH} para los dos escenarios del plan muestra que en los meses donde se presentan reducciones de la generación solar (DeltaEPSolar (+)) la generación hidroelectrica (DeltaEPHidro (+)) puede compensar esta reducción en promedio en una relación de 0.41 a 0.65 DeltaEPHidro (+) por cada DeltaEPSolar (-).

- De acuerdo con la Tabla 3-22 en los dos escenarios la generación hidroelectrica tiene la capacidad de compensar y gestionar las variaciones mensuales de la generación con los recursos solar y eólico.

- Se define el indicador de complementariedad IC_{HRR}, que mide la proporción de la generación por capacidad instalada en MW del recurso renovable (RR) (DeltaEPRR (+)) para compensar la energía

en los meses donde los valores del recurso renovable (H) (DeltaEPHidro (-)) son menores a su promedio de los últimos doce meses.

- La Tabla 3-24 resume para los escenarios del Plan en el periodo 2017 -2031 los valores del indicador de complementariedad (DeltaEPRR (+)) por MW instalado, por fuente renovable y escenario, estableciendo la fracción del tiempo entre los meses donde se requiere contar con la complementariedad y los meses donde se logra la complementariedad:

Tabla 3-24 : Fracción del tiempo que se cumple la condición de complementariedad.

Escenario	ICHV (%)	ICVH (%)	ICHS (%)	ICSH (%)
1	0.34 (90%)	4.7 (86%)	6.8 (49%)	0.41 (51%)
2	0.32 (87%)	6.9 (84%)	7.5 (46%)	0.65 (49%)

Fuente de tabla: UPME.

Los valores del indicador IC en ambos escenarios presentan los mismos órdenes de magnitud y en la fracción de meses que se cumple su condición, sin embargo se evidencia en ambos casos un mejor comportamiento para el Escenario 1.

3.8. CONCLUSIONES GENERALES

- En esta versión del plan se inicia con un modelamiento de mayor detalle que incluye las características tanto del parque de generación como de infraestructura de transmisión desagregadas a nivel de 15 áreas eléctricas, ver Gráfica 3-1, lo cual genera condiciones para establecer mejores señales sobre la expansión del parque de generación, igualmente se elabora un nuevo indicador de la complementariedad aplicado a la producción de energía de los recursos renovables.

- El contexto mundial de desarrollo de las energías renovables y de la acciones ante el cambio climático muestran cada vez un mayor incremento de la capacidad instalada de estas fuentes par la generación de electricidad, la producción en masa y los desarrollos de mayor eficiencia de conversión han logrado que estas tecnologías sean cada vez mas competitivas, situación que en Colombia se evidencia con la información recopilada en la Entidad a través de los diferentes medios (registro de proyectos, estudios de conexión y circulares). Se evidencia el interés que existe en el país para desarrollar proyectos de generación a partir de fuentes renovables no convencionales (principalmente eólica y solar). Esto da una señal en cuanto al desarrollo de la red de transmisión en las áreas operativas y los nuevos retos en la operación del sistema. De acuerdo con lo anterior, en la UPME se vienen adelantando estudios para definir nuevas variables[42] que se deban considerar en el planeamiento de G y T.

- Se establece, a partir de lo anterior, matrices por área eléctrica de grupos de proyectos candidatos de G y T por cada tecnología[43] que por primera vez están disponibles para que los modelos de optimización (Optgen y el SDDP) los incluyan en la expansión resultante de acuerdo al costo de oportunidad de cada candidato, para la atención de la demanda al mínimo costo.

[42] Que se estableceran a partir de estudios como por ejemplo como la flexibilidad y almacenamiento.

[43] Hidro eléctrica, térmicas a gas y a carbón, generación eólica, solar, con biomasa y geotermia

- La simulación realizada con el modelo energético SDDP para determinar la señal de expansión, estableció que en el mes de mayo de 2026, el indicador VEREC supera por primera vez los límites permitidos por la regulación (3%), considerando la proyección de demanda de energía de julio de 2017. No obstante lo anterior, se observa que, en los escenarios analizados, el modelo en su proceso de optimización de la inversión y operación (Función objetivo: se minimiza para cada etapa del horizonte de simulación los costos de operación e inversión) define instalar nueva capacidad de generación antes de la fecha donde se incumple el indicador VEREC. Esto se debe a que en los dos casos tiene disponible en el pool de nuevos proyectos, recursos y tecnologías de generación que una vez incluidos en la expansión del escenario, conllevan a una operación más económica del sistema, tal como se evidencia en los dos casos con la entrada de nueva generación a partir de recursos renovables.

- En el caso de la fuentes no convencionales se consideran posibles impactos de los estimulos contemplados en la Ley 1715, como lo es el interés que los promotores han planteado a la UPME en proyectos con este tipo de fuentes, y que han sido un insumo importante en la planeación indicativa para la conformación de las matrices por área eléctrica de proyectos candidatos, todo lo anterior se refleja en los resultados de las matrices de expansión al final del periodo en los dos escenarios.

- Es muy importante considerar que las mejoras en el detalle por áreas eléctricas y conjuntos de proyectos candidatos en G y T, en particular en el caso de la G se requieren de mayores insumos de información tanto de las tecnologías renovables como de las condiciones climaticas en las cuales operaran, es decir que se requieren esfuerzos adicionales por parte del sector público y privado para facilitar a la UPME los insumos de manera oportuna en cuanto al registro de proyectos y las series de mediciones en el lugar donde se implementarán los proyectos. Lo anterior reduce las incertidumbres y mejora los resultados del plan.

- A partir de la revisión de potencia y energía en colombia se puede establecer lo siguiente: en cuanto a potencia considerando la indisponibilidades de las plantas no se evidencia necesidades de capadidad instalada adicional, reduciendose el margen de reserva de potencia a menos del 25% al final del periodo, sin embargo desde el análisis de energía OEF y ENFIC se compromete la atención de la demanda en febrero de 2021 para todos los casos analizados en la sección 2.3.

- En relación con el costo marginal en el escenario 2 el valor promedio durante el período de estudio (2017-2031) es de 55.24 US$/MWh, superando el valor promedio del escenario 1 de 52.23 US$/MWh debido a la mayor participación de recurso convencional (agua, gas y carbón) en la matriz de expansión.

- Adicionalmente al cumplimiento en los dos escenarios de los indicadores de confiabilidad, la evaluación de los indicadores complementarios: Resiliencia hidráulica, Costo nivelado de generación, Emisiones, Costo marginal y Complementariedad, muestra que el escenario con el mejor desempeño es el escenario 1, ver sección 2.5 y 3.7. Por lo anterior se recomienda el escenario 1.

4. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus principales funciones, establecer los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza anualmente la actualización del Plan de Expansión de Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio se fundamenta en la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan en el sistema.

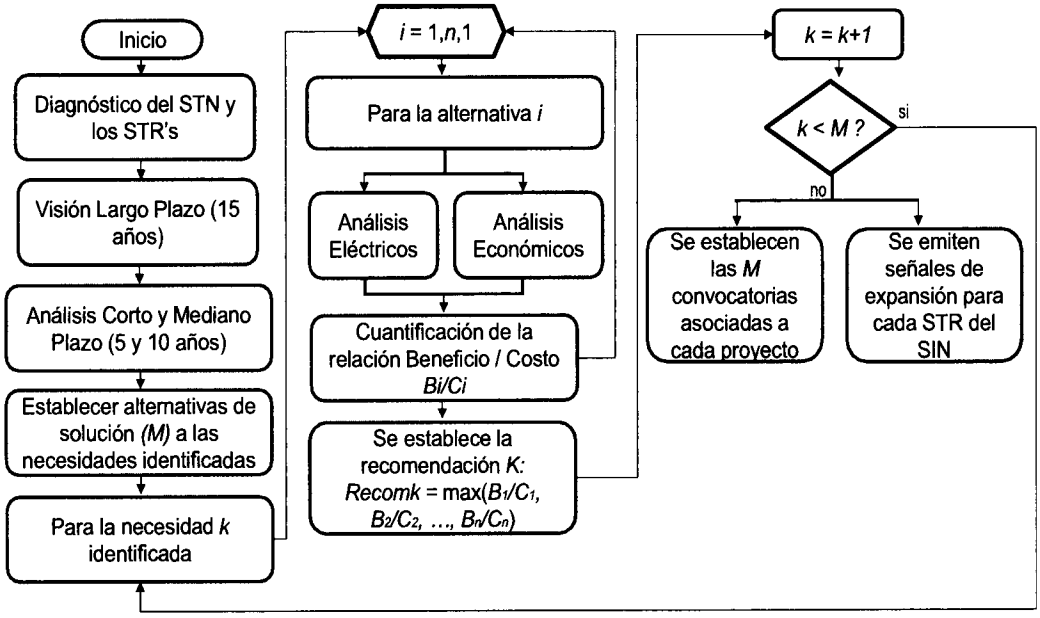
Es así que en el marco de la formulación del Plan de Expansión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda, la incorporación de plantas de generación y nuevos cambios tecnológicos. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente. Es de considerar, que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada con el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a junio de 2017.

En relación al Plan de Expansión en Transmisión, se presentan las obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional, necesarias para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo. Se plantean obras en diferentes niveles y áreas del país tales como: i) obras para la incorporación de recurso hídrico en Antioquia y Caldas – Quindio - Risaralda, ii) obras en el área suroccidental, iii) análisis de la interconexión con Ecuador, y iv) incorporación de renovables en la zona Guajira – Cesar – Magdalena.

4.2. METODOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED

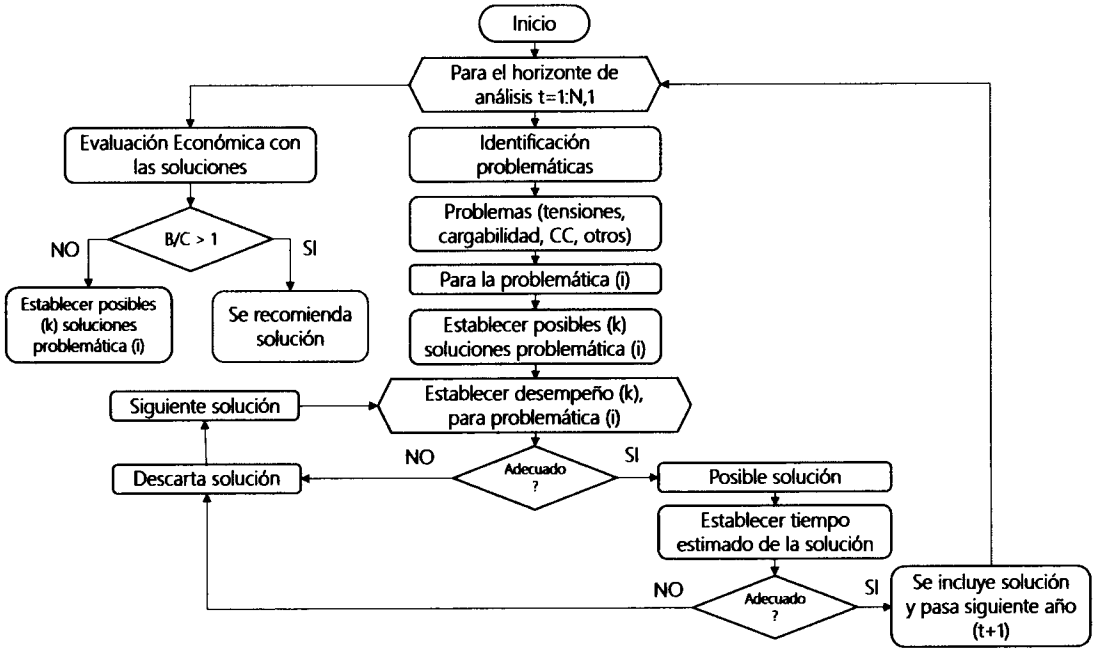
Con el fin de atender los requisitos de la Red, tomando en cuenta que pueden existir múltiples soluciones que se pueden implementar en diferentes estancias del tiempo, se planteó una metodología general complementaria al esquema de planeamiento para la definición de proyectos (ver Gráfica 4-1 y Gráfica 4-2).

Gráfica 4-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-2: Diagrama general para la definición de proyectos.



Fuente de gráfica: UPME

La metodología se resume de la siguiente manera:

- Se determina un horizonte de análisis.
- Para el horizonte de análisis, se determinan las problemáticas de la sub-área tomando como referencia una visión de largo plazo.
- Identificada la problemática, se proponen diferentes alternativas de proyectos que la eliminen.
- Se verifica el desempeño en el sistema para cada una de las alternativas de proyectos.
- Si el desempeño es adecuado, el mismo pasa a ser viable técnicamente y por lo tanto elegible para la solución.
- Para el proyecto viable, se determina en función de tiempos y estándares de construcción, el posible tiempo de ejecución del mismo.
- Si el tiempo es adecuado, este proyecto pasaría a un estado de posible solución a implementarse; sin embargo, sería necesario determinar su viabilidad económica.
- Una vez se tengan los proyectos de posible ejecución y que mejoren las condiciones del sistema en el horizonte analizado, se procederá a realizar la respectiva evaluación económica de la solución.
- Finalmente, se recomiendan los proyectos que son técnica y económicamente viables tomando como referencia maximizar la relación Beneficio/Costo de cada uno o que traigan los mejores beneficios operativos para el sistema.

4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN

4.4. Expansión Conexión de generación en Antioquia y Caldas – Quindio – Risaralda

4.4.1.1. Antecedentes

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030, la Unidad presentó los análisis relacionados con diferentes posibilidades de conexión de Plantas de Generación en la Zona de Antioquia y Caldas – Quindio – Risaralda.

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, se definieron los proyectos El Siete (Chocó) 230 kV y San Lorenzo 230 kV, relacionados con la conexión de las plantas CAA, CAB y CARG de 171 MW y Santo Domingo de 56 MW.

- La Unidad ha venido recibiendo información de una serie de solicitudes de conexión de generación en el área de Antioquia, las cuales se presentan a continuación. En algunos casos las solicitudes corresponden a los estudios de conexión, y para otros casos, a información general de interés en entregar estudios.

Tabla 4-1: Solicitudes e intenciones de conexión.

NOMBRE	CAPACIDAD
Espíritu Santo	600 MW
Encimadas - Cañaveral	184 MW
San Juan	117.5 MW
Cañafisto	936 MW
El Porvenir	275 MW
Termo Sinifaná	350 MW
Porvenir 2	352 MW

Fuente de tabla: UPME

- De las anteriores solicitudes, se materializaron las siguientes:

Tabla 4-2: Solicitudes de conexión.

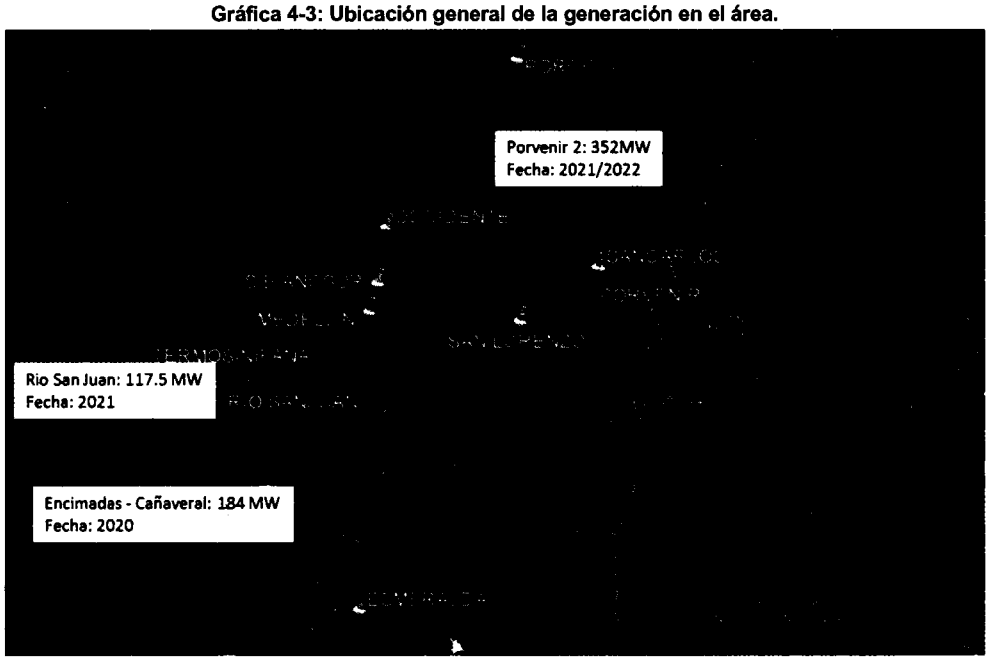
NOMBRE	CAPACIDAD
Encimadas - Cañaveral	184 MW
San Juan	117.5 MW
Porvenir II	352 MW

Fuente de tabla: UPME

4.4.1.2. Identificación de Ubicación de la Generación

A continuación se presenta la ubicación de la generación en el área de Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda (Gráfica 4-3), con un análisis general de clúster para identificar la necesidad o no, de definición de infraestructura adicional en el sistema.

Gráfica 4-3: Ubicación general de la generación en el área.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

Con el fin de determinar la posibilidad de ejecutar infraestructura para la conexión de las plantas de generación, se procede a determinar unos radios estándar de 10 km alrededor de la ubicación de cada una de estas plantas, para confirmar si dentro de estos radios se ubicaría una subestación existente o posibles cruces para que se pueda definir un proyecto multipropósito.

Gráfica 4-4: Análisis de cruces de la infraestructura en el área.

Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

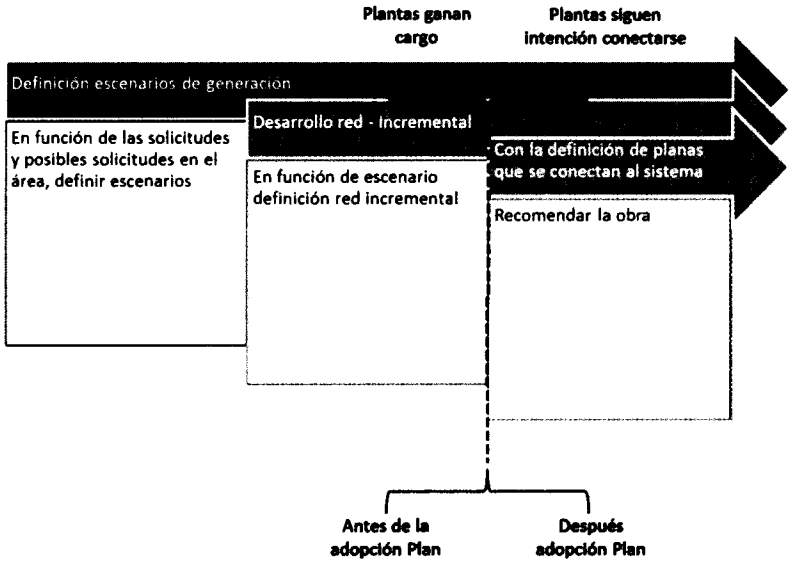
En la Gráfica anterior, se observa que los cruces apreciables corresponden a; i) las plantas de Encimadas - Cañaveral entre si y ii) Porvenir con la subestación San Carlos.

4.4.1.3. Escenarios de Análisis

Tal como se indicó anteriormente, la UPME en el Plan 2016 – 2030 presentó un ejercicio preliminar de análisis de las diferentes solicitudes realizadas en el área de Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda con el fin de ir identificando necesidades de red, las cuales se verificarán una vez se defina el Cargo por Confiabilidad o cuando los solicitantes ratifiquen la conexión a la Red.

En este contexto, se planteó la siguiente metodología:

Gráfica 4-5: Estrategia para el desarrollo de Red.



Fuente de gráfica: UPME

Una vez adoptado el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2016 – 2030, se confirmaron las siguientes plantas de generación en 230 kV:

- Encimadas - Cañaveral – 184 MW
- Porvenir II – 352 MW
- Rio San Juan 117,5 MW

4.4.1.4. Análisis Eléctricos

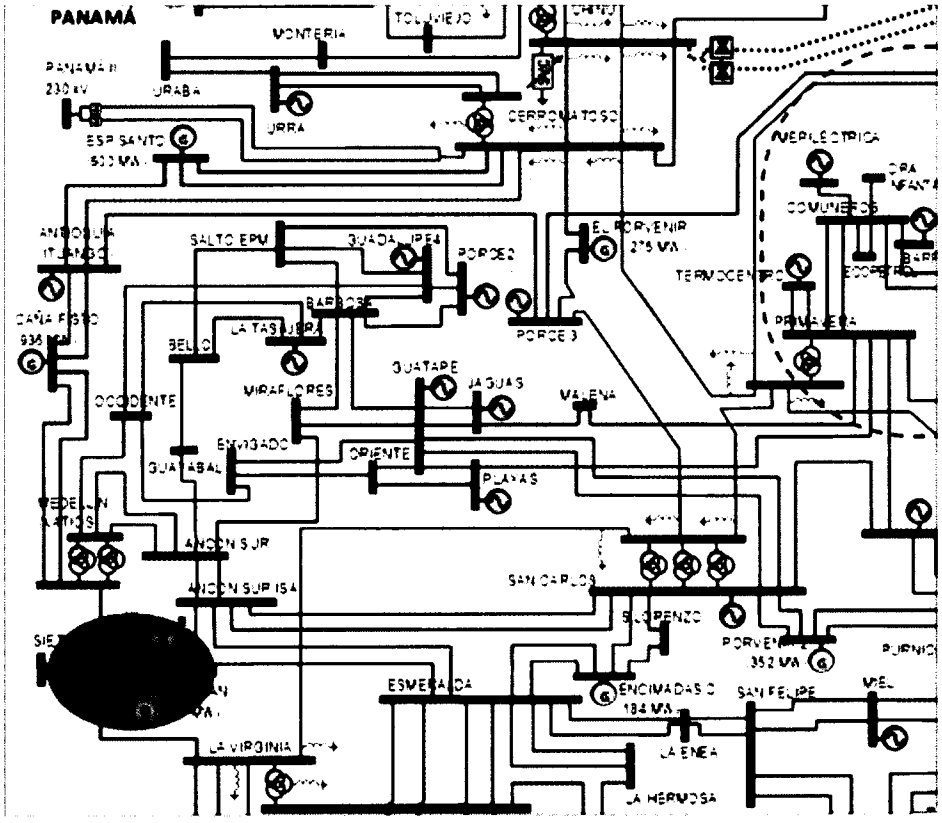
A continuación, se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia para los diferentes escenarios propuestos, correspondientes a:

- Escenario 1: Conexión San Juan 117.5 MW
- Escenario 2: Conexión Encimadas - Cañaveral 184 MW
- Escenario 3: Conexión Porvenir II 352 MW
- Escenario 4: Conexión de San Juan 117.5 MW, Encimadas - Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW

Escenario 1 - Conexión con la planta Río San Juan (117.5 MW):

Se proponen dos alternativas de conexión: i) Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV y ii) Conexión directa a El Siete 2 – 230 kV.

Gráfica 4-6: Conexión de Río San Juan.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-3: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV	Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV. Sin despacho de Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal.
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal.

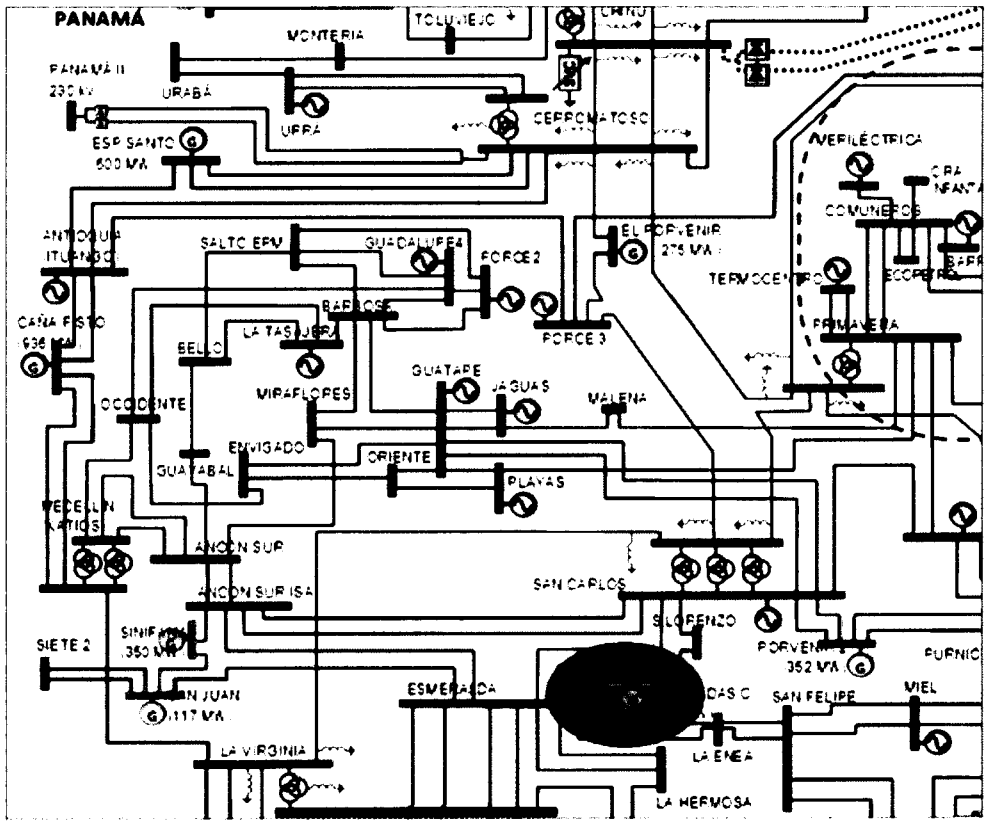
Fuente de tabla: UPME.

Se observa que para la conexión propuesta, ante un escenario de no contar con el despacho de Ituango y la contingencia del transformador 500/230 kV en San Carlos, se presenta alta cargabilidad de los transformadores que quedan en servicio, y dependiendo de la generación que se conecte en 230 kV y el despacho de Ituango, se puede observar un agotamiento progresivo de la transformación 500/230 kV en esta subestación.

Escenario 2 – Conexión con la planta Encimadas – Cañaveral (184 MW):

Conexión mediante una nueva Subestación Salamina 230 kV con transformador de 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos – Esmeralda y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV, nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A.

Gráfica 4-7: Conexión de Encimadas – Cañaveral.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-4: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y San Carlos – Esmeralda 23 kV en San Lorenzo – Salamina – San Carlos 230 kV	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y San Carlos – Esmeralda 23 kV en San Lorenzo – Salamina – San Carlos 230 kV **Salamina - Irrá 115 kV de 500 A**	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y San Carlos – Esmeralda 23 kV en San Lorenzo – Salamina – San Carlos 230 kV **Salamina - Irrá 115 kV de 500 A Sin Despacho Ituango.**
Demanda mínima	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV > 120% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos
Demanda máxima	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV > 120% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos

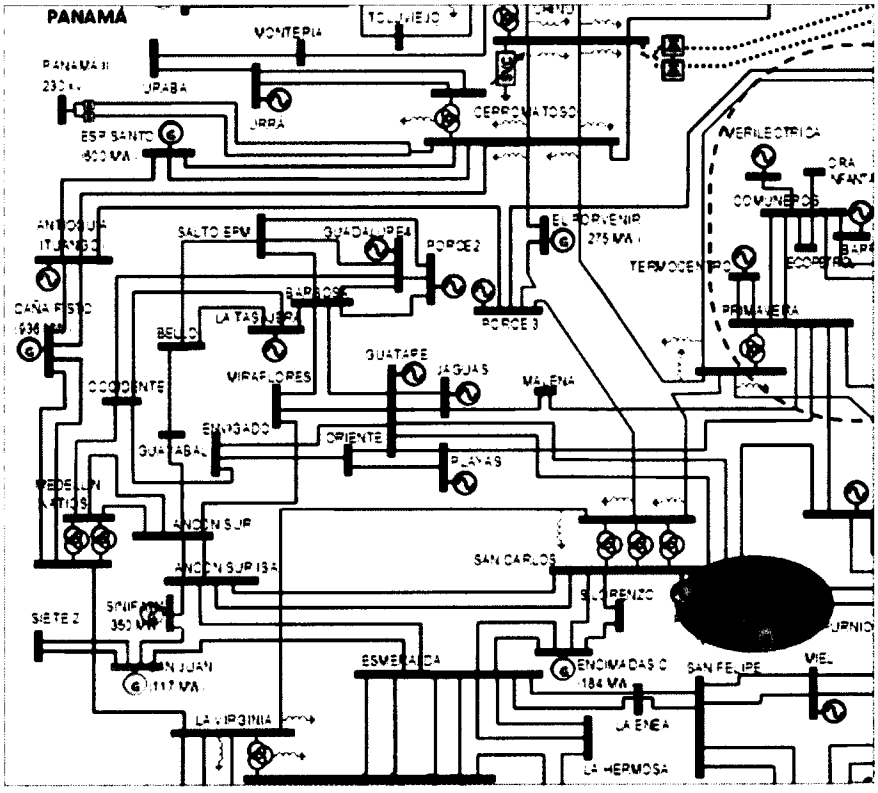
Fuente de tabla: UPME

Se observa que para la conexión de la planta mediante la alternativa planteada, es necesaria la repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A, pues si no se da la repotenciación, se pueden producir sobrecargas en estado estable de este enlace. Por otro lado, se observa que para las condiciones evaluadas, dependiendo de la generación que se conecte en 230 kV se pueden producir altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/230 kV, que pueden empeorar para un escenario en el cual no haya despacho en Ituango.

Escenario 3 – Conexión con la planta Porvenir II (352 MW):

Se evaluó de manera preliminar la conexión mediante: i) Reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV; ii) Conexión directa en 230 kV en San Carlos y iii) Conexión directa en 500 kV en San Carlos.

Gráfica 4-8: Conexión de Porvenir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-5: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración de los circuito de San Carlos - Purnio 230 kV en San Carlos - Porvenir II - Purnio 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 500 kV – Sin despacho de Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos [illegible] N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos [illegible] N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos [illegible]
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos [illegible] N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos [illegible] N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos [illegible]

Fuente de tabla: UPME

Se realizaron los análisis para diferentes formas de conexión, correspondientes a: i) Conexión en una nueva subestación que se conecta mediante la reconfiguración del enlace San Carlos – Purnio 230 kV en San Carlos – Porvenir II – Purnio 230 kV, ii) Conexión directa en la barra de 230 kV en San Carlos y, iii) Conexión directa a San Carlos 500 kV; se observa que para las alternativas i) y ii) se pueden presentar altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/230 kV y que, ante la falla de uno de estos, se presentan sobrecargas

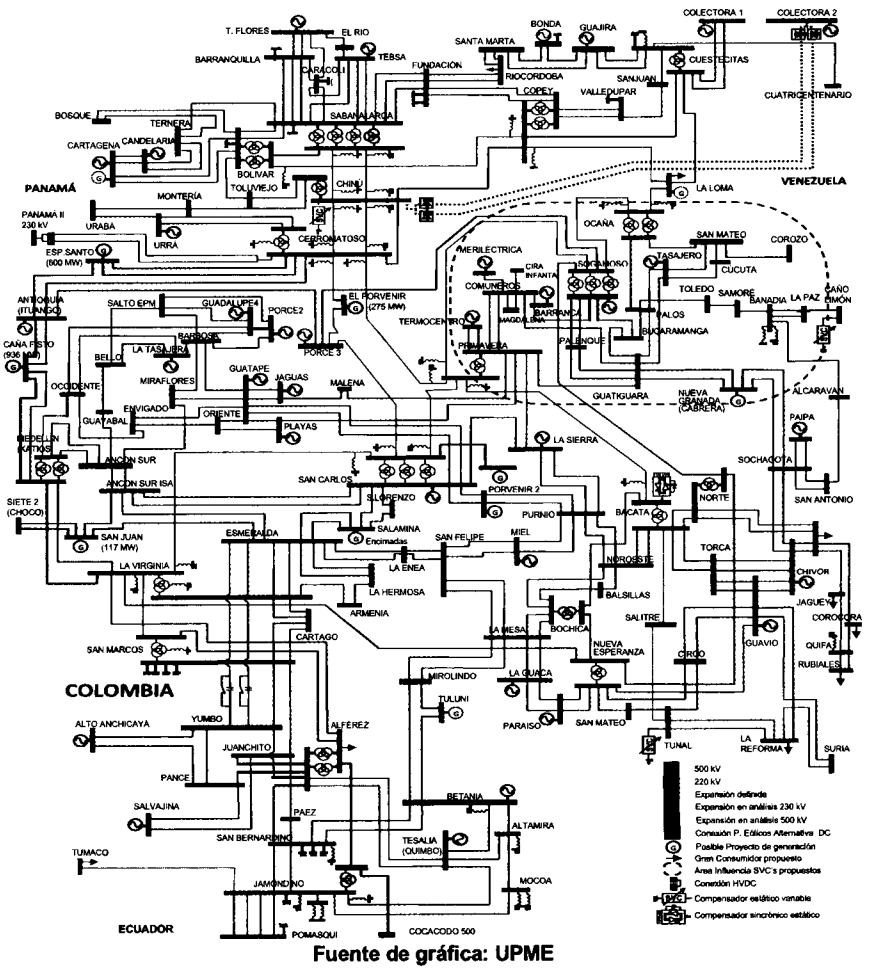
por encima del 100% de los que quedan en servicio lo cual hace necesario la expansión de la transformación 500/230 – 450 MVA. Por otro lado, frente a una conexión en 500 kV se observa que el desempeño del sistema mejora en relación a las cargabilidades de los transformadores de San Carlos.

Con base en lo anterior, es claro que la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico (pues no implica activos de Uso a cargo de la demanda) es la conexión en 500 kV, además que según lo indicado por el transportador dueño de la subestación es la que pudiese ser mas viable desde el punto de vista constructivo.

Escenario 4 – Conexión con la planta Porvenir II (352 MW), Encimadas - Cañaveral 184 MW y Rio San Juan 117,5 MW:

Se evaluaron las siguientes conexiónes: i) San Juan 117.5 MW mediante el seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – El Nuevo Siete 230 kV y El Nuevo Siete – Esmeralda 230 kV; ii) Encimadas -Cañaveral 184 MW mediante conexión a una nueva Subestación Salamina 230 kV con transformador de 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos – Esmeralda y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV, nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A y iii) Porvenir II conectado con dos alternativas, correspondiente a i) Reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV y Conexión directa en 500 kV en San Carlos.

Gráfica 4-9: Conexión de San Juan, Encimadas - Cañaveral y Porvenir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-6: Desempeño del Sistema.

Escenarios de máxima generación en el área	Conexión de la generación: Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 230 kV. Despacho de Ituango .	Conexión de la generación: Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 230 kV. Sin Despacho de Ituango .	Conexión de la generación: Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 230 kV. Sin Despacho de Ituango . Nuevo transformador en S/E San Carlos 500/230 kV de 450 MVA
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70% N-1 TRF San Carlos < 80%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos N-1 TRF San Carlos > 124%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 80 % N-1 TRF San Carlos
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 70% N-1 TRF San Carlos	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos N-1 TRF San Carlos > 125%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San carlos < 80 % N-1 TRF San Carlos

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, frente a la conexión de las plantas de generación del Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 230 kV, se pueden presentar sobrecargas en los transformadores de San Carlos 500/230 kV 450 MVA, dependiendo del despacho pueden superar el nivel de sobrecarga de este elemento, lo que haría necesario la expansión con un cuarto transformador 500/230 kV - 450 MVA.

Tabla 4-7: Desempeño del Sistema.

Escenarios de máxima generación en el área	Conexión de la generación: Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV. Despacho de Ituango .	Conexión de la generación: Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV. Sin Despacho de Ituango .	Conexión de la generación: Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV. Sin Despacho de Ituango . Nuevo transformador en S/E San Carlos 500/230 kV de 450 MVA
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 60% N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 70% N-1 TRF San Carlos > 95%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 65 % N-1 TRF San Carlos > 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 65% N-1 TRF San Carlos > 70%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos N-1 TRF San Carlos	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos > 80%

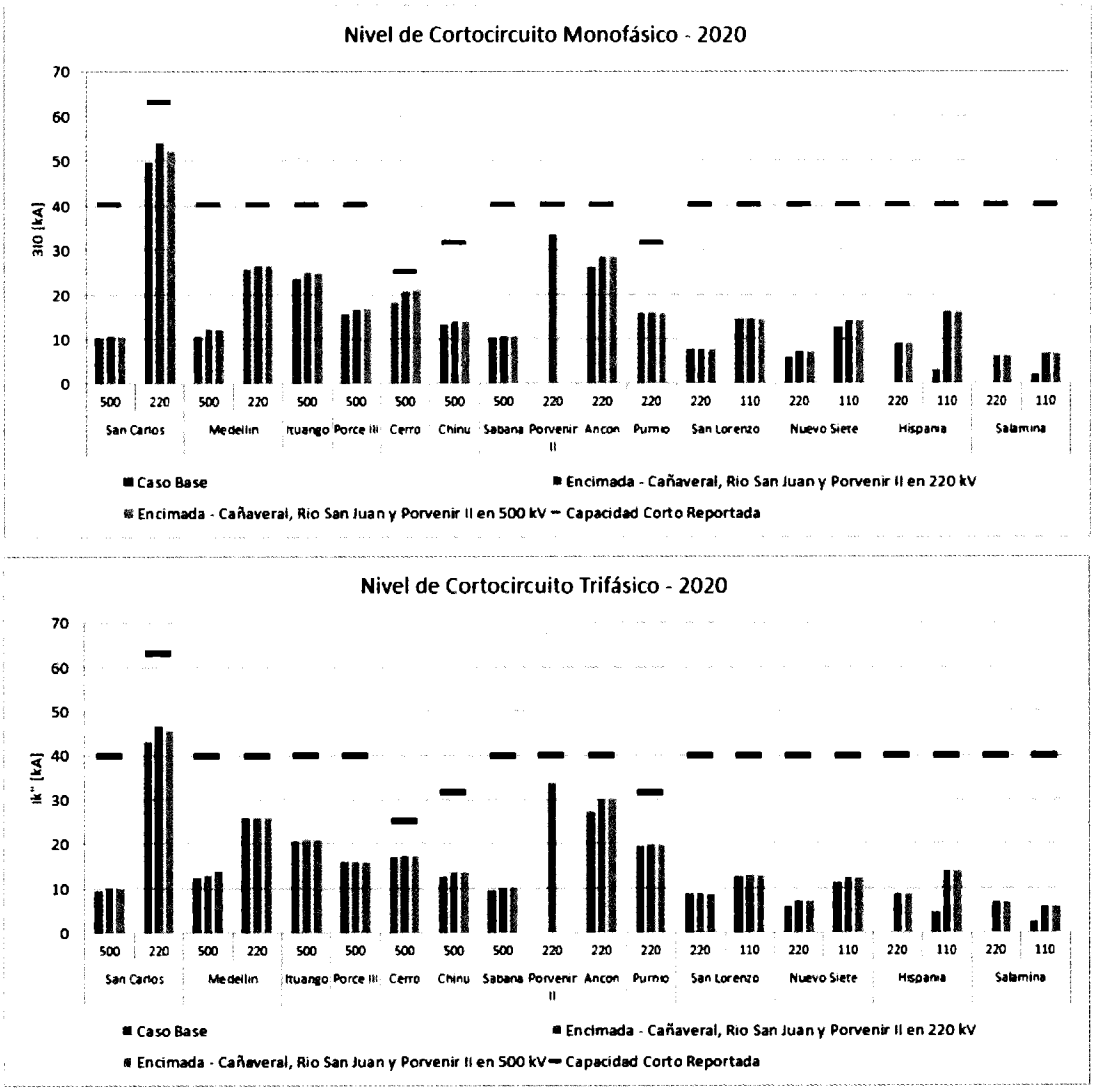
Fuente de tabla: UPME

Por otro lado, frente a la conexión de la generación de Rio San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184MW en 230 kV y Porvenir II 352 MW en 500 kV, el nivel de sobrecarga de transformador de San Carlos va a estar por debajo de la capacidad máxima de sobrecarga, lo que permitirá la conexión de la generación del sistema de todas las plantas sin restricciones de su capacidad por sobrecarga.

Análisis de Corto Circuito

A continuación se presenta el análisis de nivel de cortociurcuito:

Gráfica 4-10: Nivel de Corto Circuito Trifásico y Monofásico.



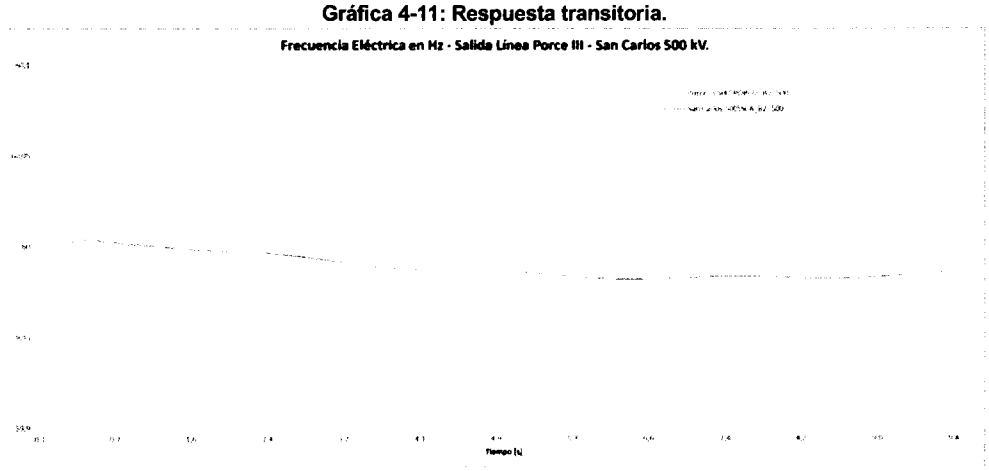
Fuente de gráfica: UPME

Se observa que el nivel de Corto con la entrada de los proyectos, está por debajo de las capacidades de corto de los elementos cercanos al área de influencia del proyecto.

Análisis de Estabilidad

A continuación se realiza el análisis de estabilida para el escenario de considerar la conexión de las plantas de generación Porvenir II (352 MW), Encimadas - Cañaveral 184 MW y Rio San Juan 117,5 MW, frente a la salidad de uno de los elementos que evacuan esta generación hace la costa caribe que es la línea Porce III – San Carlos 500 kV.

Gráfica 4-11: Respuesta transitoria.



Fuente de gráfica: UPME

La gráfica anterior, muestra que ante la salidad de un elemento de la red, la frecuencia mantiene dentro de los límites establecidos (57,5 Hz), ni por de bajo de la primera etapa del EDAC la cual se dispara en 59.4 Hz, lo cual indica que no es necesario considerar infraestructura adicional a la propuesta.

4.4.1.5. Evaluación económica

A continuación se persenta la evaluación ecómica para la definción de activos de uso en el presente Plan.

Costos de red

A continuación se presenta el costo en Unidades Constructivas para la incorporación del recurso asociado a las plantas de generación San Juan, Encimadas - Cañaveral y Porvenir II en Unidades constructivas.

Tabla 4-8: Costo en UC de activos de Uso.

PROYECTO	COSTO EN UC's (STN Y STR) – ACTIVOS DE USO (MUSD)
San Juan	22.39
Encimadas - Cañaveral	13.43
Porvenir II	0

Fuente de tabla: UPME

Beneficios

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica la conexión de una planta de generación, desde el punto de vista de la demanda, se resume de manera general en la siguiente expresión[44]:

[44] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual, estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

$$B = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{OEF_i(CRO - P_{escasez})k + E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \left(CR_{sproy_i} - CR_{cproy_i}\right) + \left(Perd_{spory_i} - Perd_{cpory_i}\right)\right\} + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}\right)$$

Dónde:

- B: Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n: Es el último mes del periodo de estudio.
- i: Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q: Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i: Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i.
- CRO: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k: Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i}: Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i. Es el 20 % de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q,i)$: Es el periodo de conjuntos i que pertenecen al conjunto q.
- CM_{sproy_i}: Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i.
- CM_{cproy_i}: Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i.
- CR_{sproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes i, sin considerar el proyecto de generación.
- CR_{cproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes i, considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{spory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i, sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cpory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i, considerando el proyecto de generación.

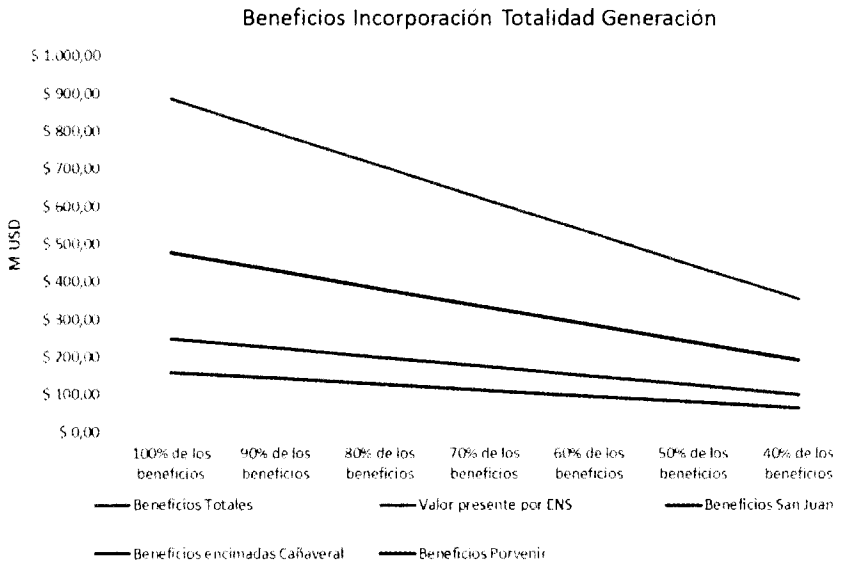
Al caso particular de la conexión la expresión anterior se reduce a:

$$B = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{+E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \left(Perd_{spory_i} - Perd_{cpory_i}\right)\right\} + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}\right)$$

Para la reducción del costo marginal, se compararon dos escenarios con y sin los proyectos de generación objeto de análisis.

Con el fin de sensibilizar los beneficios por reducción de costo marginal, se sensibilizaron los beneficios con un valor hasta del 40% de los beneficios encontrados, tal como se muestra en la siguiente figura:

Gráfica 4-12: Beneficios Incorporación Recurso Hidráulico.

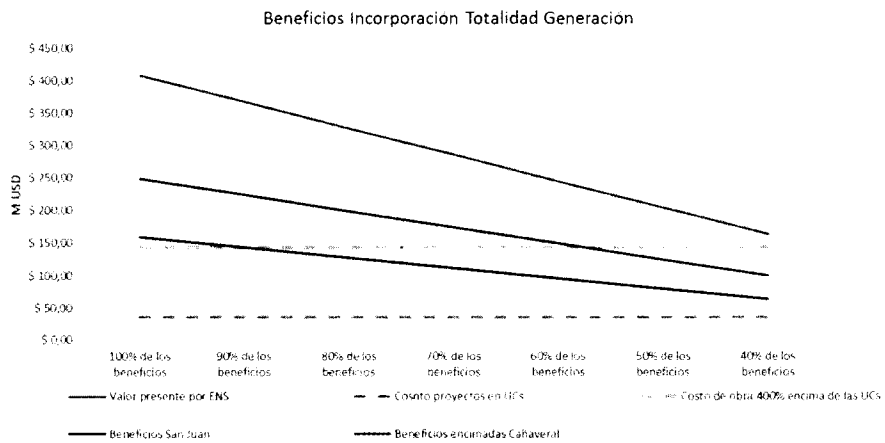


Fuente de gráfica: UPME

Relación Beneficio/Costo

A continuación se presenta la evaluación Benefio/Costo del proyecto para la incorporación de la generación al SIN.

Gráfica 4-13: Evaluación B/C.



Fuente de gráfica: UPME

Como se observa en la gráfica anterior, el proyecto presenta una relación Beneficio/Costo superior a 1, inclusive con las sensibilidad de que en la realidad no se materialice el 100% de la reducción del costo marginal sino el 40%, en este sentido el proyecto además de ser viable técnicamente, es viable económicamente.

4.4.1.6. Conclusiones

- La mejor alternativa para conectar la planta de generación Porvenir II, desde el punto de vista constructivo y técnico, corresponde a la conexion directa a 500 kV en la barra de San Carlos.

- Para la conexión de San Juan, se encuentra que es viable la conexión desde el punto de vista técnico y económico desarrollando la siguiente infraestructura: Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV.

- Para la conexión de Encimadas – Cañaveral, se encuentra que es viable la conexión desde el punto de vista técnico y económico desarrollando la siguiente infraestructura: Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y repotenciación del enlace Salamina - Irrá 115 kV de 500 A.

4.4.1.7. Recomendaciones

En Relación al STN:

- Nueva subestación Hispania 230 kV interconectada mediante el seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – El Siete 230 kV y el Siete - Esmeralda 230 kV, con dos líneas doble circuito de aproximadamente 14 km desde el punto de seccionamiento a la subestación Hispania 230 kV.

- Nueva subestación Salamina 230 kV, alimentada mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda 230 kV_2 y San Carlos - Esmeralda 230 kV_1 (San Lorenzo - Esmeralda 230 kV_1), realizado aproximadamente a 48,93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas doblecircuito de 16,2 km.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2023

En Relación al STR:

- Interconexión STN/STR mediante dos transformadores 230/110/13,8 kV 180 MVA en Hispania.

- Interconexión STN/STR mediante un transformador 230/115/13,8 kV 150 MVA en Salamina y repotenciación Cambio de CTs de las líneas Irra - Salamina 115 kV y Esmeralda - Irra 115 kV, a otros con capacidad primaria de 500 A.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2023

4.5. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación Pacífico 230/115 kV

4.5.1.1. Antecedentes

- La Unidad en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029, y en versiones anteriores, dio la señal de agotamiento de la capacidad de transporte del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV ante condiciones de contingencia sencilla N – 1 y despacho térmico.

- La Unidad, en el marco de sus labores y con el fin de eliminar la problemática presente en el Valle, ha venido evaluando una solución estructural que permita solucionar de manera integral las sobrecargas del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV.

- El Operador de Red EPSA, presentó como solución el proyecto denominado La Portada, proyecto del STN y STR como solución a la problemática antes mencionada.

- En el Plan 2016 – 2030 la Unidad analizó el proyecto presentado por el OR, denominado La Portada, para lo cual se determinó que el proyecto no solucionaba de manera integral la problemática del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV.

- En el área de Buenaventura se ha solicitado conexión de generación térmica a gas.

- Adicional a lo anterior, el OR EPSA, indicó la intención de no ejecutar el proyecto Calima – Bahia, debido a los diferentes problemas en su ejecución.

- El OR informó de una serie de cargas industriales en el puerto de Buenaventura, lo cual hace necesaria una expansión estructural en la zona, adicionalmente existe la posibilidad de conexión de una generación en la zona, apalancada por la futura planta de regasificación.

Tabla 4-9: Solicitud de conexión de nuevas cargas.

CARGA		2022		
		P [MW]	Q [MVAr]	S [MVA]
NA	PAILON	25,32	9,09	26,90
	TABOR	21,86	7,88	23,24
	MALAGA	1,87	0,20	1,88
PAILON	SPIA 2	7,47	3,62	8,30
TABOR	CELPA	5,22	2,53	5,80
	CIAL PORT	3,06	1,48	3,40
	GEPSA	6,12	2,96	6,80
	SOC PORT	2,61	1,26	2,90
	MALECON	5,22	2,53	5,80
	HOSPITAL	0,90	0,44	1,00
TOTAL		**79,65**	**32,00**	**86,02**

Fuente de tabla: UPME (EPSA).

4.5.1.2. Solución Analizada y Propuesta por el OR

Se evaluaron dos alternativas con el fin de verificar su desempeño, estas se describen a continuación:

Pacífico 1

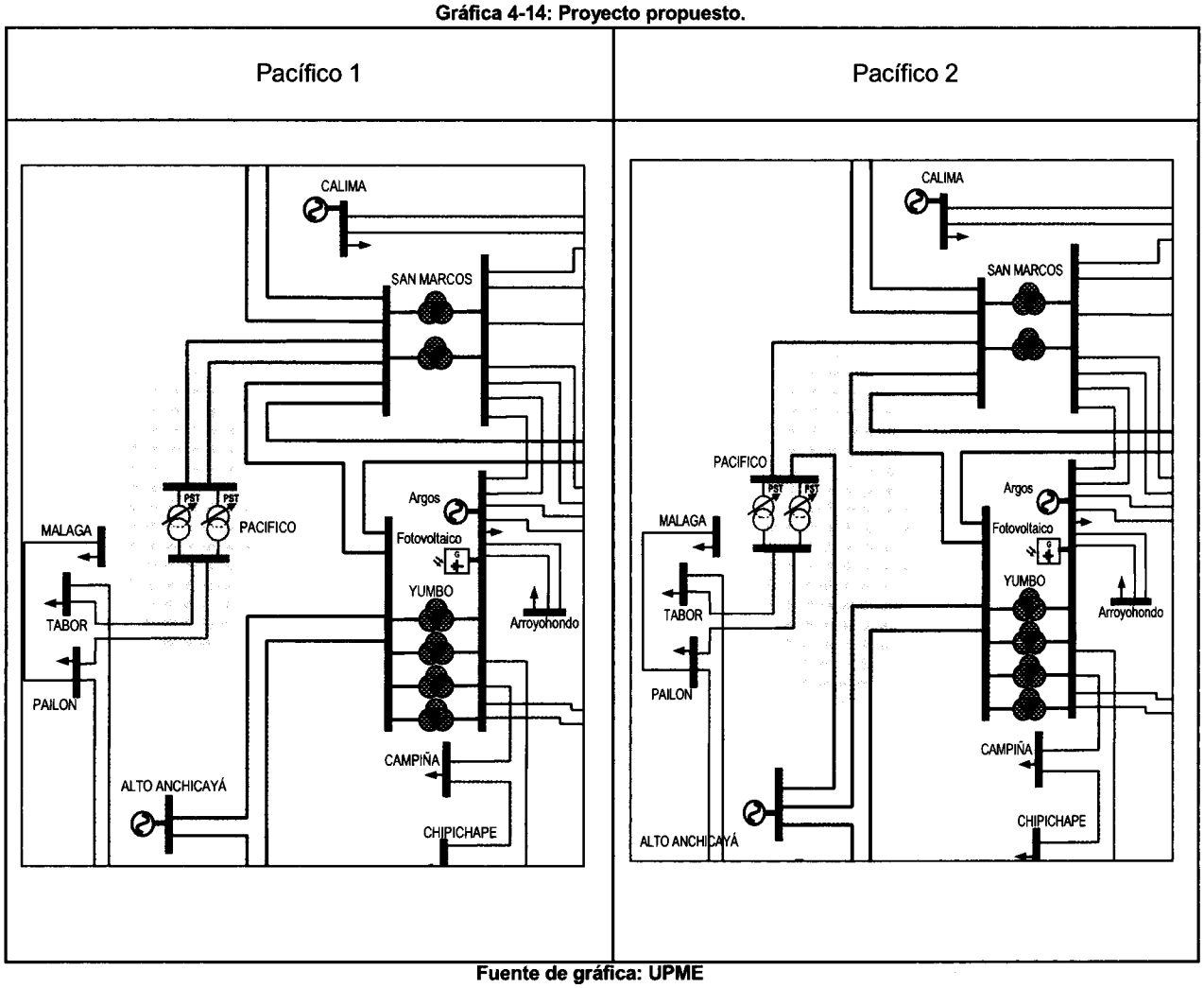
- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos circuitos de 74 km Pacífico – San Marcos 230 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailon 115 kV.

- Aumento de capacidad de los circuitos Bajo Anchicaya - Pailon 1 115 kV, Pailon – Bahía Málaga 1 115kV y Tabor (Buenaventura) - Pailon 1 115 kV a 540 A, 400 A y 540 A respectivamente, mediante el ajuste de la relación de transformación.

Pacífico 2

- Nueva Subestación Pacifico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Circuito Pacífico – San Marcos 230 kV.
- Circuito Alto Anchicaya – Pacífico 230 kV
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailon 115 kV.
- Aumento de capacidad de los circuitos Bajo Anchicaya - Pailon 1 115 kV, Pailon – Bahía Málaga 1 115 kV y Tabor (Buenaventura) - Pailon 1 115 kV a 540 A, 400 A y 540 A respectivamente, mediante el ajuste de la relación de transformación.

Gráfica 4-14: Proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

4.5.1.3. Transformadores desfasadores

Un Transformador Desfasador o PST (por sus siglas en inglés) es un autotransformador trifásico especial que desplaza el ángulo efectivo entre la tensión de entrada y la tensión de salida del transformador. Lo anterior con el fin de controlar el flujo de potencia activa que se transmite de un nodo a otro.

La potencia activa que es transportada por una línea de transmisión está dada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{|U_s||U_r|}{X_L}\sin\delta$$

Así pues, la potencia activa transportada por una línea es proporcional a la tensión del nodo de entrada y salida y al seno del ángulo eléctrico de la tensión de ambos nodos; además, es inversamente proporcional a la reactancia de la línea. De esta descripción es posible apreciar que hay tres formas de variar la potencia activa que se transfiere a través de una línea, la cuales son: i) aumentar la tensión entre los nodos, ii) disminuir la impedancia de la línea y iii) variar la diferencia angular entre los nodos, siendo esta última aquella que se pretender aprovechar con la implementación de un PST.

Con el ingreso de un PST, la ecuación que describe la potencia activa que es transportada queda de la siguiente manera.

$$P = \frac{|U_s||U_r|}{X_L + X_{PST}}\sin(\delta + \alpha)$$

Donde α es el valor adicional del ángulo entre los nodos, el cual es ajustado por el PST.

Controlar el flujo de potencia a través de una línea permite aumentar la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema. En particular el uso de los PST tienen los siguientes propósitos:

- Controlar el flujo de potencia entre dos sistemas de potencia robustos
- Controlar la cantidad de potencia activa que puede fluir en una línea de trasmisión
- Balancear la cargabilidad cuando sistemas de potencia están conectados en más de un punto, tal que existen diferentes lazos cuyas impedancias en paralelo hacen que existan una indeseada distribución del flujo de potencia en los circuitos
- Proteger los circuitos ante una sobrecarga
- Mejorar la estabilidad los sistemas de transmisión

Solución Propuesta: Subestación Pacífico 230/115 kV

De acuerdo con las necesidades del sistema en la sub-área Valle y en el anillo Yumbo – Chipichape – La Campiña 115 kV, EPSA propone implementar dos transformadores desfasadores en la nueva subestación Pacífico 230/115 kV con las siguientes características:

- Tipo de Transformador: Autotransformador trifásico desfasador
- Capacidad Nominal: 150 MVA
- Número de taps: +/- 10 taps
- Máximo desfase de ángulo: +/- 10 grados
- Tensión Nominal: 230/115 kV

4.5.1.4. Análisis Eléctricos

A continuación se presentan los análisis electricos con el fin de verificar el desempeño del sistema y las consideraciónes tenidas en cuenta para los mismos.

4.5.1.5. Desempeño Eléctrico

A continuación se presentan los escenarios analizados:

Tabla 4-10: Escenarios analizados.

ESCENARIO DEMANDA	TÉRMICA ZONA	HIDRO ZONA
Máxima	Min	Min
Máxima	Max	Min

Fuente de tabla: UPME

Los escenarios corresponden a los escenarios más críticos los cuales producen las restricciones para el sistema.

Desempeño para el año 2020 – Sin proyectos (subestación Chipichape acoble cerrado)

Tabla 4-11: Desempeño del proyecto en el 2019 sin proyectos

CONDICIÓN	Despacho mínimo térmico y mínimo hidráulico	Despacho máximo térmico y mínimo hidráulico
C.N.O	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 95%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 90%
N -1 Chipichape - Yumbo 2 115 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > [illegible] Campiña – Jumbo > [illegible]	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 130 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 130 %
N -1 La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > [illegible]	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140 %
N -1 Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%
N -1 Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Bajo Anchivaya – Tabor 115 kV > [illegible]	Desempeño Adecuado
N -1 Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > [illegible]	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 130%
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV [illegible]
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV [illegible]

Fuente de tabla: UPME

Se observan problemas de sobrecargas en el enlace Yumbo – Campiña – Chipichape 115 kV ante contingencias y un escenario térmico; por otro lado, ante contingencias y un escenario hidráulico se pueden producir bajas tensiones en Bahia Málaga, Tabor, Pailón 115 kV, lo cual impide el crecimiento de la demanda en esta zona.

Desempeño para el año 2026 - Sin proyectos (subestación Chipichape acoble cerrado)

Tabla 4-12: Desempeño del proyecto en el 2026 sin proyectos.

CONDICIÓN	Despacho mínimo térmico y mínimo hidráulico	Despacho máximo térmico y mínimo hidráulico
C.N.O	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < Chipichape - La Campiña 1 115 kv Chipichape - Yumbo 2 115 Guachal - Yumbo 1 115, Guachal - Yumbo 2 115 >70% La Campiña - Yumbo 1 115 kv
N -1 Chipichape - Yumbo 2 115 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100% Campiña – Jumbo > 115%	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 150 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 140 %
N -1 La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 116%	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 150 %
N -1 Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%
N -1 Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Bajo Anchivaya – Tabor 115 kV >100%	Bajo Anchivaya – Tabor 115 kV >
N -1 Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140%
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV

Fuente de tabla: UPME

Se observa que los problemas de sobrecargas en el enlace Yumbo – Campiña – Chipichape 115 kV aumentan ante contingecias y un escenario térmico; asi mismo, empeoran las condiciones de bajas tensiones ante contingencias y un escenario hidráulico en las subestaciones Bahia Málaga, Tabor, y Pailón 115kV.

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto - Despacho térmico e hidráulico mínimo - Pacífico 1:

Tabla 4-13: Desempeño Pacifico 1 2022 – Despacho Mínimo.

	Elemento	Tap -10	Tap -4	Tap 0	Tap 4	Tap 10
C.N.O	Chipichape - Yumbo 2 115					59,34
	Dosquebradas - La Rosa 1 115	67,60		67,30		67,64
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv					60,38
	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)					69,96
	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)					69,67
	Yumbo 4 230/115					
	TR Pacifico 230/115 1	64,05				
	Pacifico - El Tabor 115	74,64				
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115					92,62
Cartago 2 230/115	Dosquebradas - La Rosa 1 115	91,36		91,06		91,57
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv					93,06
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)					90,72

San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)					90,98
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	72				
Pacifico - El Pailon 115	Pacifico - El Tabor 115	100.5				

Fuente de tabla: UPME

Se observa que la problemática asociada a este despacho, relacionado con bajas tensiones en las subestaciones Pailón, Málaga y Tabor 115 kV se solucionan; sin embargo dependiendo de la posición del TAP del transformador desfasador, se pueden presentar altas cargabilidades en los elementos de red sin que los mismos superen el 100%, sobretodo para la condición en la que el tap es el TAP 10.

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto - Despacho térmico e hidráulico mínimo - Pacífico 2:

Se observa que la problematica asociada a este despacho, que corresponde a bajas tensiones en las subestaciones Pailón, Málaga y Tabor 115 kV se solucionan; sin embargo, dependiendo de la posición del TAP del transformador desfasador se pueden presentar altas cargabilidades particularmente para el tap TAP 10, no obstante lo anterior, esto se soluciona con el cambio del TAP.

Tabla 4-14: Desempeño Pacifico 2 2022 – Despacho Mínimo.

	Elemento	Tap -10	Tap -4	Tap 0	Tap 4	Tap 10
C.N.O	Chipichape - Yumbo 2 115					59,93
	Dosquebradas - La Rosa 1 115	67,55		67,33		67,73
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv					60,98
	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)					70,01
	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)					69,72
	TR Pacifico 230/115 1	62,70				
	Pacifico - El Tabor 115	73,27				
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115					93,67
Cartago 2 230/115	Dosquebradas - La Rosa 1 115	91,34		91,11		91,68
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv					94,11
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)					91,09
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	70.6				
Pacifico - El Pailon 115	Pacifico - El Tabor 115	99				

Fuente de tabla: UPME

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto – Mínimo hidráulico y máximo térmico – Pacifico 1:

Tabla 4-15: Desempeño Pacifico 1 2022 – Despacho Máximo Térmico.

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
C.N.O	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		55,28	62,49	69,93
	Chipichape - Yumbo 2 115		63,31	70,42	77,80
	Guachal - Yumbo 1 115	69,54	70,41	71,25	72,08
	Guachal - Yumbo 2 115	69,54	70,41	71,25	72,08
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv		64,31	71,40	78,77
	Chipichape - San Antonio 1 115	50,98			

	Chipichape - San Antonio 2 115	50,98			
	TR Pacifico 230/115 1	52,84			
	TR Pacifico 230/115 2	52,84			
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115		93,58	104,57	115,96
Chipichape - Yumbo 2 115	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		90,15	101,19	112,62
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv		99,13	110,05	121,40
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	106,59	107,91	109,21	110,48
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	106,59	107,91	109,21	110,48
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115		98,71	109,64	120,99
Chipichape - San Antonio 1 115	Chipichape - San Antonio 2 115	92,66			
Chipichape - San Antonio 2 115	Chipichape - San Antonio 1 115	92,66			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	60.1			
TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	60.1			

Fuente de tabla: UPME

Para la problemática de atrapamiento para la condición despacho analizado (máximo térmico), se observa que operando el TAP bajo unas condiciones, se elimina la problemática; sin embargo, es importante establecer una política operativa para el correcto funcionamiento del elemento transformador desfasador.

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto – Mínimo hidráulico y máximo térmico – Pacifico 2:

Tabla 4-16: Desempeño Pacifico 2 2022 – Despacho Máximo Térmico.

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
C.N.O	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		56,63	63,58	70,76
	Chipichape - Yumbo 2 115	58,20	64,66	71,52	78,64
	Guachal - Yumbo 1 115	70,03	70,77	71,49	72,20
	Guachal - Yumbo 2 115	70,03	70,77	71,49	72,20
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	59,22	65,66	72,50	79,62
	Chipichape - San Antonio 1 115	51,34			
	Chipichape - San Antonio 2 115	51,34			
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115		95,78	106,39	117,40
Chipichape - Yumbo 2 115	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		92,37	103,03	114,06
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	91,45	101,36	111,90	122,86
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	107,34	108,47	109,58	110,66
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	107,34	108,47	109,58	110,66
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	91,02	100,94	111,49	122,45
Chipichape - San Antonio 1 115	Chipichape - San Antonio 2 115	93,26			
Chipichape - San Antonio 2 115	Chipichape - San Antonio 1 115	93,26			

Fuente de tabla: UPME

Para esta alternativa de conexión, tambien se elimina la problemática, sin embargo, la cargabildiad es 2% en promedio mayor que para la alternativa 1.

Desempeño para el año 2026 - Con el Proyecto - Despacho térmico e hidráulico mínimo – Pacífico 1:

Tabla 4-17: Desempeño Pacifico 1 2026 – Despacho Mínimo.

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
CNO	Dosquebradas - La Rosa 1 115	75,36	75,18	75,12	75,18
	Juanchito 1 230/115	77,07	77,60	78,28	79,11
	Juanchito 2 230/115	77,07	77,60	78,28	79,11
	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	71,53	72,76	74,13	75,65
	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	71,24	72,46	73,83	75,34
	Yumbo 4 230/115	79,03	80,43	82,01	83,75
	TR Pacifico 230/115 1	60,60			
	Pacifico - El Tabor 115	71,97			
	El Tabor 115	0,96	0,96	0,96	0,95
	Paez 115	0,96	0,96	0,96	0,96
Paez 230/115	Paez 115	0,88	0,88	0,89	0,88
Pacifico - El Tabor 115	El Tabor 115	0,89	0,89	0,89	0,89
Cartago 1 230/115	Dosquebradas - La Rosa 1 115	97,27	97,06	97,01	97,11
Cartago 2 230/115	Dosquebradas - La Rosa 1 115	102,31	102,11	102,06	102,16
Juanchito 1 230/115	Juanchito 2 230/115	93,75	94,38	95,19	96,19
Juanchito 2 230/115	Juanchito 1 230/115	93,75	94,38	95,19	96,19
Juanchito 3 230/115	Juanchito 1 230/115	91,40	92,01	92,81	93,78
Juanchito 3 230/115	Juanchito 2 230/115	91,40	92,01	92,81	93,78
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	93,12	94,66	96,41	98,33
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	Yumbo 4 230/115	91,87	93,45	95,24	97,23
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	93,38	94,93	96,68	98,61
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	Yumbo 4 230/115	91,80	93,38	95,17	97,16
Yumbo 1 230/115	Yumbo 4 230/115		90,20	91,95	93,88
Yumbo 2 230/115	Yumbo 4 230/115		90,15	91,90	93,83
Yumbo 3 230/115	Yumbo 4 230/115		90,22	91,97	93,91
Pacifico - El Pailon 115	Pacifico - El Tabor 115	96,17			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	68.9			
TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	68.9			

Fuente de tabla: UPME

Para el final del horizonte, la obra analizada sigue solucionando los problemas de bajas tensiones en el área, se observan altas cargabilidades en los elementos de conexión STN/STR, sin embargo, los mismos se analizarán en próximos planes, pues corresponden a otra problemática en el largo plazo.

Desempeño para el año 2026 - Con el Proyecto - Despacho térmico e hidráulico mínimo – Pacífico 2:

Tabla 4-18: Desempeño Pacifico 2 2026 – Despacho Mínimo.

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
C.N.O	Dosquebradas - La Rosa 1 115	75,34	75,19	75,15	75,24
	Juanchito 1 230/115	77,49	77,96	78,60	79,38
	Juanchito 2 230/115	77,49	77,96	78,60	79,38
	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	72,78	73,76	74,90	76,18
	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	72,48	73,46	74,59	75,86
	Yumbo 1 230/115				78,52
	Yumbo 3 230/115				78,69
	Yumbo 4 230/115	79,02	80,50	82,15	83,96
	TR Pacifico 230/115 1	59,15			
	Pacifico - El Tabor 115	70,50			
	BMalaga 115				
	El Tabor 115	0,953	0,953	0,951	0,947
	Paez 115	0,961	0,963	0,964	0,963
	Tulua 115				
Paez 230/115	Paez 115	0,88	0,883	0,884	0,88
Pacifico - El Tabor 115	El Tabor 115	0,89	0,890	0,890	0,89
Cartago 1 230/115	Dosquebradas - La Rosa 1 115	97,28	97,11	97,08	97,21
Cartago 2 230/115	Dosquebradas - La Rosa 1 115	102,34	102,16	102,14	102,27
Juanchito 1 230/115	Juanchito 2 230/115	94,27	94,83	95,58	96,52
Juanchito 2 230/115	Juanchito 1 230/115	94,27	94,83	95,58	96,52
Juanchito 3 230/115	Juanchito 1 230/115	91,89	92,45	93,18	94,10
Juanchito 3 230/115	Juanchito 2 230/115	91,89	92,45	93,18	94,10
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	94,76	95,99	97,43	99,06
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	Yumbo 1 230/115				91,30
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	Yumbo 2 230/115				90,91
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	Yumbo 3 230/115				91,49
San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	Yumbo 4 230/115	92,18	93,79	95,61	97,62
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	San Marcos 1 230/115 (Nuevo)	95,03	96,27	97,71	99,35
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	Yumbo 1 230/115				91,23
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	Yumbo 2 230/115				90,84
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	Yumbo 3 230/115				91,42
San Marcos 2 230/115 (Nuevo)	Yumbo 4 230/115	92,11	93,72	95,54	97,55
Yumbo 1 230/115	Yumbo 4 230/115		90,25	92,08	94,09
Yumbo 2 230/115	Yumbo 4 230/115		90,21	92,04	94,05
Yumbo 3 230/115	Yumbo 4 230/115		90,28	92,11	94,12
Pacifico - El Pailon 115	Pacifico - El Tabor 115	94,00			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	67.2			

TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	67.2

Fuente de tabla: UPME

Tanto la alternativa 2 como la 1, tienen un desempeño similar; para las dos alternativas se observa que al final del horizonte, siguen solucionando los problemas de bajas tensiones en el área, se observan altas cargabilidades en los elementos de conexión STN/STR sin embargo los mismos se analizarán en próximos planes, pues corresponden a otra problemática en el largo plazo.

Desempeño para el año 2026 - Con el Proyecto - Despacho hidráulico mínimo y térmico máximo – Pacífico 1:

Tabla 4-19: Desempeño Pacifico 1 2026 – Despacho Máximo.

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
C.N.O	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		59,49	66,40	73,60
	Chipichape - Yumbo 2 115	62,12	68,45	75,25	82,38
	Guachal - Yumbo 1 115	68,67	69,43	70,22	71,04
	Guachal - Yumbo 2 115	68,67	69,43	70,22	71,04
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	63,24	69,57	76,35	83,46
	Chipichape - San Antonio 1 115	51,99			
	Chipichape - San Antonio 2 115	51,99			
	TR Pacifico 230/115 1	54,79			
	TR Pacifico 230/115 2	54,79			
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	91,42	101,19	111,68	122,68
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	97,68	107,38	117,81	128,76
Chipichape - Yumbo 2 115	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		97,33	107,89	118,94
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	105,34	106,51	107,72	108,97
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	105,34	106,51	107,72	108,97
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	97,20	106,91	117,35	128,30
Chipichape - San Antonio 1 115	Chipichape - San Antonio 2 115	94,54			
Chipichape - San Antonio 2 115	Chipichape - San Antonio 1 115	94,54			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	93,48			
TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	93,48			

Fuente de tabla: UPME

Para este año, tal como en el 2022, existen TAPs para los transformadores desfasadores que solucionan esta problemática, sin embargo, se refuerza la necesidad de una política operativa para su desempeño adecuado.

Desempeño para el año 2026 - Con el Proyecto - Despacho hidráulico mínimo y térmico máximo – Pacífico 2:

Tabla 4-20: Desempeño Pacifico 2 2026 – Despacho Máximo Térmico.

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
C.N.O	Chipichape - La Campiña 1 115 kv	54,70	60,93	77,56	74,54
	Chipichape - Yumbo 2 115	63,79	69,90	76,46	83,33
	Guachal - Yumbo 1 115	69,20	69,84	67,59	71,20

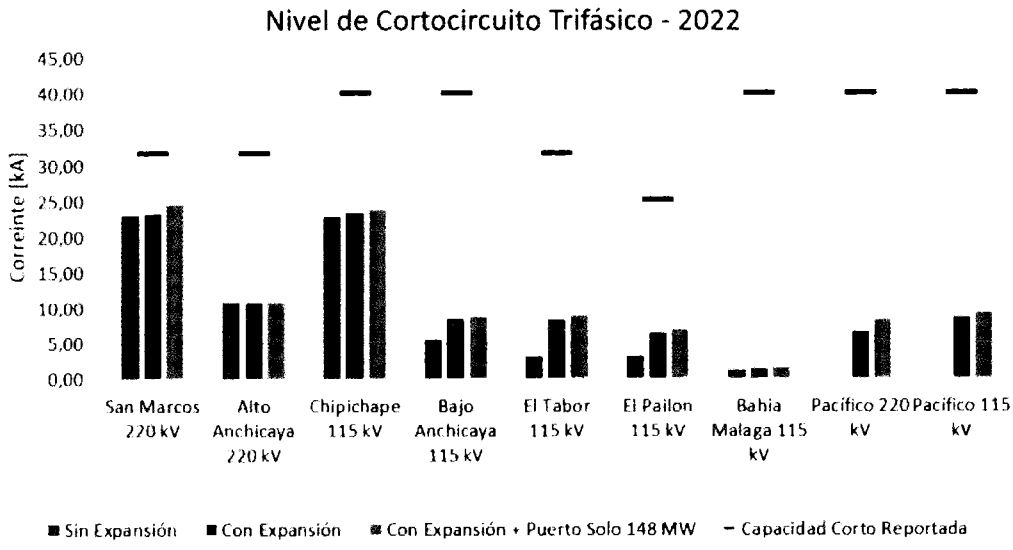
	Guachal - Yumbo 2 115	69,20	69,84	70,51	71,20
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	64,91	71,01	70,51	84,42
	Chipichape - San Antonio 1 115	52,29			
	Chipichape - San Antonio 2 115	52,29			
	TR Pacifico 230/115 1	53,31			
	TR Pacifico 230/115 2	53,31			
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	94,12	103,55	113,68	124,31
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	100,40	109,76	119,83	130,41
Chipichape - Yumbo 2 115	Chipichape - La Campiña 1 115 kv	90,19	99,71	109,91	120,58
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	106,16	107,13	108,16	109,23
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	106,16	107,13	108,16	109,23
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	99,93	109,29	119,37	129,96
Chipichape - San Antonio 1 115	Chipichape - San Antonio 2 115	95,04			
Chipichape - San Antonio 2 115	Chipichape - San Antonio 1 115	95,04			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	60.5			
TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	60.5			

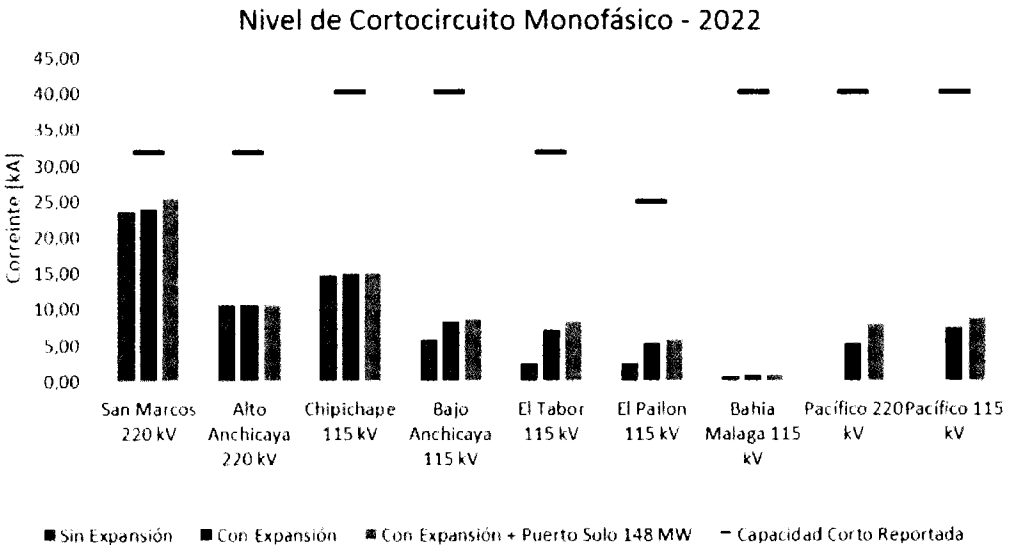
Fuente de tabla: UPME

El desempeño para esta alternativa es similar al desempeño de la alternativa 1, sin embargo para el caso del anillo, inclusive con el TAP 8 se presentan altas cargabilidades sin que las mismas superen el 100% para condiciones de N-1.

Análisis de Corto Circuito

Gráfica 4-15: Análisis Corto Circuito Trifásico y Monofásico.





Fuente de gráfica: UPME

Las subestaciones que se ven en mayor medida impactadas por la expansión en su nivel de corto son las subestaciones San Marcos 230 kV, Bajo Anchicaya, Pailón y Tabor 115 kV, sin que las mismas superen la capacidad de corto de diseño, la condición analizada corresponde a la máxima generación en el área.

4.5.1.6. Análisis económicos

Se realizó el análisis económico mediante la metodología Beneficio/Costo, para lo cual se estimaron todos los beneficios posibles que pueda traer la obra y los costos estimados del proyecto tal como se presenta a continuación:

Beneficios

Para el cálculo de beneficios se presenta la siguiente ecuación general:

$$B = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\{Edisp(CRO - P_{escasez})k + DNA\ (CROd)X\ Pro\ X\ Fc + DNA_{normal}\ (CROd)X\ 365\ X\ Fc\}\right)$$

- B: Beneficios totales por la conexión de un proyecto al SIN.
- n: Es el último mes del periodo de estudio.
- i: Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- $Edisp$: Energía disponible en el sistema que no puede entregar en niño mes i.
- CRO: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k: Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- DNA: Demanda no antendida en condición en contingencia.
- DNA_{normal}: Demanda no antendida en condición normal de operación.

- $CROd$: Costo de racionamiento asociado a la demanda deslastrada vs. la demanda del área.
- Pro: Probabilidad de salida de un elemento de la red que produzca desatención de la demanda.
- Fc: Factor de Carga.

Tabla 4-21: Beneficio por confiabilidad energética.

PE	Precio de escasez vigente en el mes a facturar en $/kWh	$ 369,98
Umbral	CRO1	$ 1.218,02
Energía	MWh	87.356,53
Probabilidad de Niño		19%
Beneficio anual por periodo de niño		$ 14.075.577.105

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-22: Beneficio por confiabilidad eléctrica.

Tipo de Beneficio	Valor presente en USD
Beneficio ENS	$ 91.232.251,60
Beneficio confiabilidad energética	$ 36.920.014,01

Fuente de tabla: UPME

Costos

Para el cálculo de los costos, los mismos se calcularon con Unidades Constructivas, sin embargo para el transformador, se calculó con el costo indicado por el OR.

Tabla 4-23: Costo del Proyecto.

	Total	STN	STR	Transformadores desfasadores
VALOR PRESENTE (USD)	$ 34.555.655,40	$ 23.753.041,35	$ 3.906.799,05	$ 6.895.814,99

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, los costos del proyecto son inferiores a los beneficios estimados, en este sentido el proyecto se considera que es viable técnica y económicamente.

4.5.1.7. Conclusiones

- Se observa que el proyecto Pacífico 230 kV y obras asociadas mejora las condiciones del sistema, reduciendo problemáticas de bajas tensiones en el área de Buenaventura y sobrecarga de elementos correpondientes al anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV.

- Se observa que el proyecto permite la conexión de nueva capacidad de generación en el área.

- Para el adecuado funcionamiento del proyecto, se debe plantear un esquema operativo, pues tal como se evidencian los análisis dependiendo del TAP se pueden evidenciar algunas mejoras/problemáticas del sistema.

4.5.1.8. Recomendaciones

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos circuitos de 74 km Pacífico – San Marcos 230 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacifico - Pailon 115 kV.
- Repotenciación de los circuitos Bajo Anchicaya - Pailon 1 115 kV, Pailon – Bahía Málaga 1 115kV y Tabor (Buenaventura) - Pailon 1 115 kV a 540 A, 400 A y 540 A respectivamente.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2023

4.6. Exportaciones a Ecuador

4.6.1.1. Antecedentes

La Unidad viene explorando la posibilidad de tener una visión de largo plazo para la interconexión con Ecuador, en este sentido, en el presente Plan se realizaron análisis preliminares de expansión con el fin de determinar una red a largo plazo que pueda potencializar esta interconexión.

A continuación se presentan los análisis en relación Importaciones/Exportaciones identificando la condición operativa de falla que los limita para los años 2017 y 2022, solo considerando los proyectos que hay actualmente y en ejecución en la zona:

Tabla 4-24: Condiciones Exportaciones/Importaciones 2017.

CONDICIÓN	Generación	Demanda	Condición que limita
Escenario 1	Bajo despacho Valle y Alta en Quimbo y Betania	Demanda máxima	Para el caso en el cual se presenta máxima demanda la exportación se puede restringir hasta **427 MW** para una condición de despacho bajo en Valle y alto en Quimbo y Betania. Y hasta **384 MW** para un despacho alto en Valle y bajo en Quimbo y Betania.
Escenario 2	Bajo despacho Valle y Alta en Quimbo y Betania	Demanda mínima	Se observa que en relación a las exportaciones, cuando se presenta una exportación de hasta **500 MW**, se empiezan a presentar bajas tensiones en los nodos del STR de Nariño y Caquetá. Se observa que para un despacho bajo en Betania y Quimbo y demanda mínima, se pueden restringir las exportaciones por bajas tensiones inclusive hasta una valor de aproximadamente hasta **460 MW** para esta condición, debido a las bajas tensiones en Nariño y Cauca.
Escenario 3	Alto despacho Valle y Baja en Quimbo y Betania	Demanda máxima	Se observa que para el año de análisis, para demanda máxima, los elementos que empiezan a restringir la importación corresponde a la línea Jamondino – Catambuco 115 kV, para el caso de demanda máxima se puede restringir las importaciones de hasta **272 MW**.
Escenario 4	Alto despacho Valle y Baja en Quimbo y Betania	Demanda mínima	Se observa que para el año de análisis, para demanda mínima, se pueden dar las importaciones hasta **360 MW**, sin restricciones.

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-25: Condiciones Exportaciones/Importaciones 2022.

CONDICIÓN	Generación	Demanda	Condición que limita
Escenario 1	Bajo despacho Valle y Alta en Quimbo y Betania	Demanda máxima	Se observa que, en relación a las exportaciones, para el año 2022 se presentan restricciones de las exportaciones por bajas tensiones en los nodos de Nariño y Caquetá y sobrecarga de los enlaces del STR, la restricción de exportaciones se puede dar entre **312 MW** y **330 MW** según sea el despacho de la zona.
Escenario 2	Bajo despacho Valle y Alta en Quimbo y Betania	Demanda mínima	Se observa que en relación a las exportaciones, para el año 2022 para una condición de demanda mínima se presentan restricciones en las exportaciones a aproximadamente **460 MW** según sea el despacho.
Escenario 3	Alto despacho Valle y Baja en Quimbo y Betania	Demanda máxima	Se observa que en relación a las importaciones, para el año 2022 para una condición de demanda máxima se presentan restricciones en las importaciones a aproximadamente **129 MW** según sea el despacho, se recomendará al OR revisar la capacidad de los circuitos Jamondino – Pasto y Pasto – Catambuco 115 kV.
Escenario 4	Alto despacho Valle y Baja en Quimbo y Betania	Demanda mínima	Para las condiciones evaluadas no se observa restricción para importar la capacidad de **360 MW**.

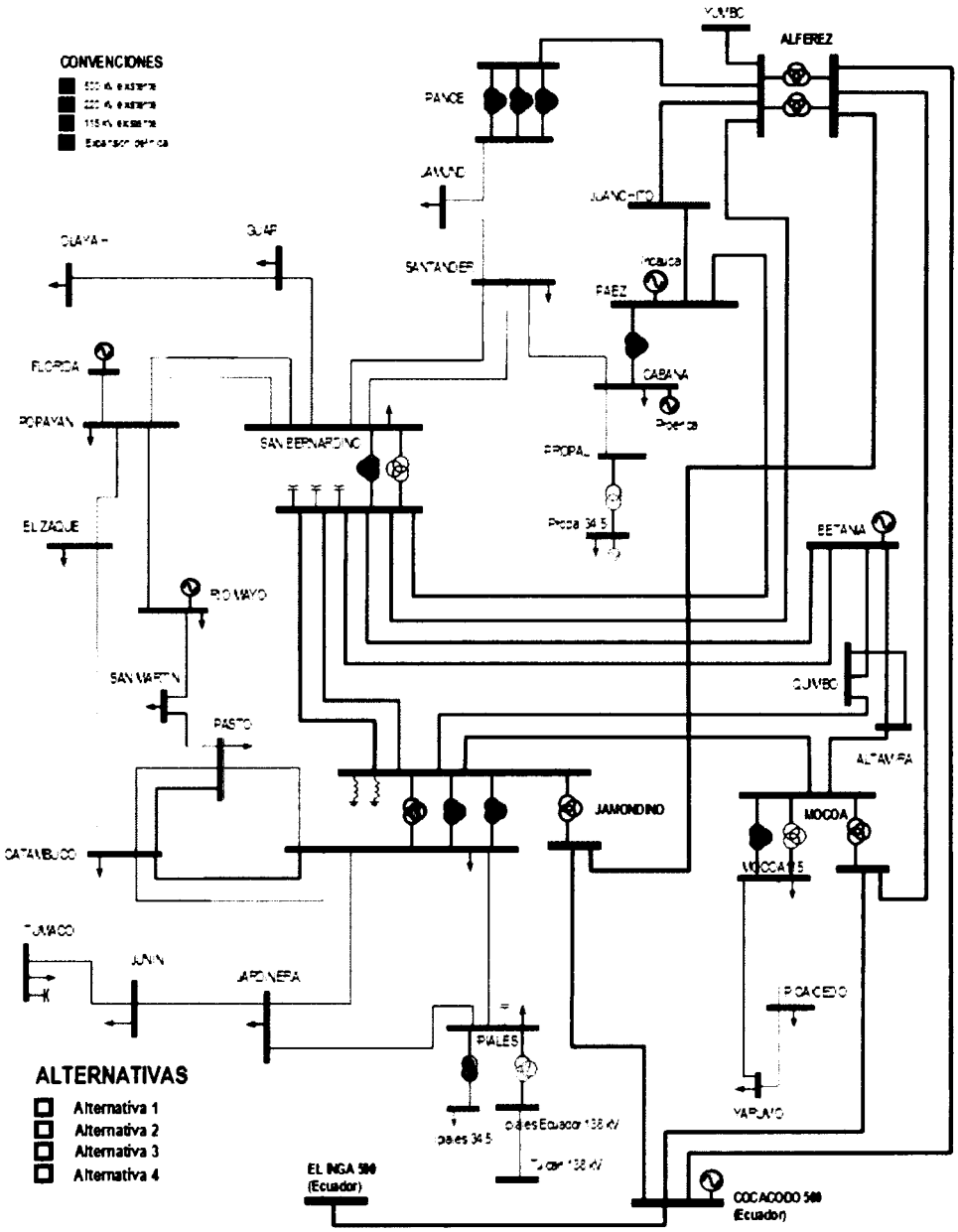
Fuente de tabla: UPME

4.6.1.2. Alternativas Estudiadas

A continuación se presentan las alternativas estudiadas relacionadas con las Importaciones/Exportaciones a Ecuador:

- Alternativa 1 - Nuevo circuito Alférez – Jamondino – Cocacodo 500 kV + Nueva SE Jamondino 500 kV + TRF 500/230 -450 MVA.
- Alternativa 2 - Nueva Línea Alférez – Cocacodo 500 kV.
- Alternativa 3 - Nueva Línea Alférez – Mocoa – Cocacodo 500 kV + Nueva SE Mocoa 500 kV + TRF 500/230 kV – 450 MVA
- Alternativa 4 - Repotenciación del STR (Segundo circuito Pasto – Catambuco 115 kV y Catambuco – Jamondino 115 kV y Tercer transformador 230/1150 kV – 150 MVA en Jamondino)

Gráfica 4-16: Alternativas Estudiadas Interconexión Ecuador.



Fuente de gráfica: UPME

4.6.1.3. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia para los diferentes escenarios.

Desempeño eléctrico para el año 2023 – Alternativa 1:

Tabla 4-26: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Importación.

Demanda máxima	Importación
N-1 Tr Jamondino 230/115 kV	Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 123 % Se restringe importación a 838 MW
N-1 Lin Jamondino- Catambuco 115 kV	Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 135 % Lin. Pasto - Catambuco 115 kV > 123 % Se restringe importación a 800 MW
N-1 Lin Jamondino - Pasto 115 kV	Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 167 % Se restringe importación a 130 MW
N-1 Lin Jamondino - Alferez 500 kV y N-1 Lin Jamondino - Coca 500 kV	Problemas en el STR de Cauca - Nariño

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-27: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Exportación.

Demanda máxima	Exportación
N-1 Tr Jamondino 230/115 kV	La exportación a Ecuador 1350 MW Tensión: Nodos: Tumaco < a Desempeño adecuado en todos los nodos
N-1 Lin Jamondino - Alferez 500 kV y N-1 Lin Jamondino - Coca 500 kV	

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en términos de importaciones, las mismas se ven restringidas por el STR de Cauca – Nariño, siendo la contingencia que más restringe las importaciones, la asociada a Jamondino – Pasto 115 kV; por otro lado, las exportaciones se deben restringir a 460 MW, debido a las bajas tensiones en el STR, particularmente en Nariño.

Desempeño eléctrico para el año 2023 – Alternativa 2:

Tabla 4-28: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Importación.

Demanda máxima	Importación
N-1 Tr Jamondino 230/115 kV	Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > Se restringe importación 1079 MW
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > Lin. Pasto - Catambuco 115 kV > Se restringe importación 1126 MW
N-1 Lin Jamondino - Pasto 115 kV	Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 167 % Se restringe importación a 130 MW
N-1 Lin Alferez - Coca 500 kV	Problemas en el STR de Cauca - Nariño

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-29: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Exportación.

Demanda máxima	Exportación
N-1 Tr Jamondino 230/115 kV	Tensión: se restringe exportación a 1330 MW por bajas tensiones en Nodos: Junin, Tumaco 115 kV < a 88% Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin Alferez - Coca 500 kV	Exportación a Ecuador a 477 MW

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en términos de importaciones, las mismas se ven restringidas por el STR de Cauca – Nariño, siendo la contingencia que más restringe las importaciones la asociada a Jamondino – Pasto 115 kV, por otro lado, las exportaciones se deben restringir a 477 MW, debido a las bajas tensiones en el STR, particularmente en Nariño.

Desempeño eléctrico para el año 2023 – Alternativa 3:

Tabla 4-30: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Importación.

Demanda máxima	Importación
N-1 Tr Jamondino 230/115 kV	Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 117% Se restringe importación a 1037 MW
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 126% Lin. Pasto - Catambuco 115 kV > 118% Se restringe importación a 819 MW
N-1 Lin Jamondino - Pasto 115 kV	Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 156 % Se restringe importación a 130 MW
N-1 Lin Mocoa - Alferez 500 kV y N-1 Lin Mocoa - Coca 500 kV	Problemas en el STR de Cauca - Nariño

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-31: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Exportación.

Demanda máxima	Exportación
N-1 Tr Jamondino 230/115 kV	Desempeño adecuado, se pueden exportar hasta 1418 MW
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	Desempeño adecuado, se pueden exportar hasta 1418 MW
N-1 Lin Jamondino - Pasto 115 kV	Desempeño adecuado, se pueden exportar hasta 1418 MW
N-1 Lin Mocoa - Alferez 500 kV y N-1 Lin Mocoa - Coca 500 kV	Exportación a Ecuador en 477 MW

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en términos de importaciones, las mismas se ven restringidas por el STR de Cauca – Nariño, siendo la contingencia que mas restringe las importaciones la asociada a Jamondino – Pasto 115 kV, por otro lado, las exportaciones se deben restringir a 477 MW, debido a las bajas tensiones en el STR, particularmente en Nariño.

Desempeño eléctrico para el año 2023 – Alternativa 4:

Tabla 4-32: Desempeño Eléctrico Alternativa 4 – año 2023 Exportaciones/Importaciones.

Demanda máxima	Exportación
Exportación	493 MW, sin restricciones
Importación	360 MW, sin restricciones

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para esta expansión la restricción de exportación e importación es menor que para la expansión propuesta en el STN, en este sentido, se observa la necesidad de realizar esta expansión antes de realizar la expansión a nivel del STN.

Adicionalmente desde el punto de vista operativo, XM ha identificado una serie de limitaciones para las importaciones/exportaciones las cuales se presentan a continuación:

- El intercambio Colombia – Ecuador se debe mantener entre -300 MW a +200 MW en el sentido Colombia hacia Ecuador, hasta que se encuentren en operación, esquemas complementarios al ESA actual.

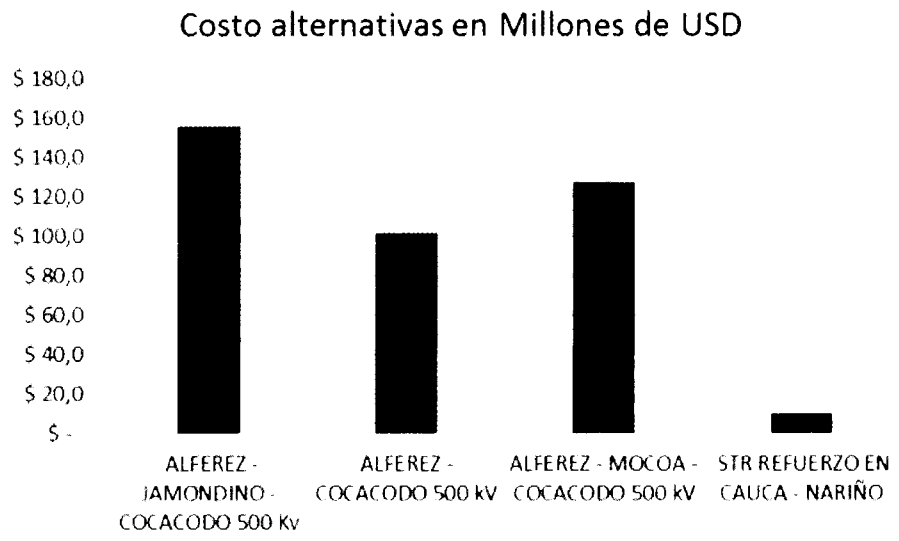
- Es necesaria la implementación de los esquemas complementarios propuestos en Jamondino 230 kV, por lo cual los transmisores involucrados deberán adelantar las acciones para poner en servicio estos equipos, mientras se trabaja en el diseño de lógicas coordinadas más flexibles y robustas.

- Se recomienda realizar un trabajo coordinado entre XM – CENACE – Agentes transmisores que correspondan, para la actualización del Esquema de Separación de Áreas en Jamondino 230 kV y Pomasqui 230 kV, por lo cual los transmisores involucrados deberán adelantar las acciones para poner en servicio estos equipos con el fin de tener esquemas más robustos e incrementar la flexibilidad en el intercambio Colombia – Ecuador.

4.6.1.4. Costos de los proyectos en UCs

A continuación se presenta el costo de cada una de las alternativas en millones de dólares.

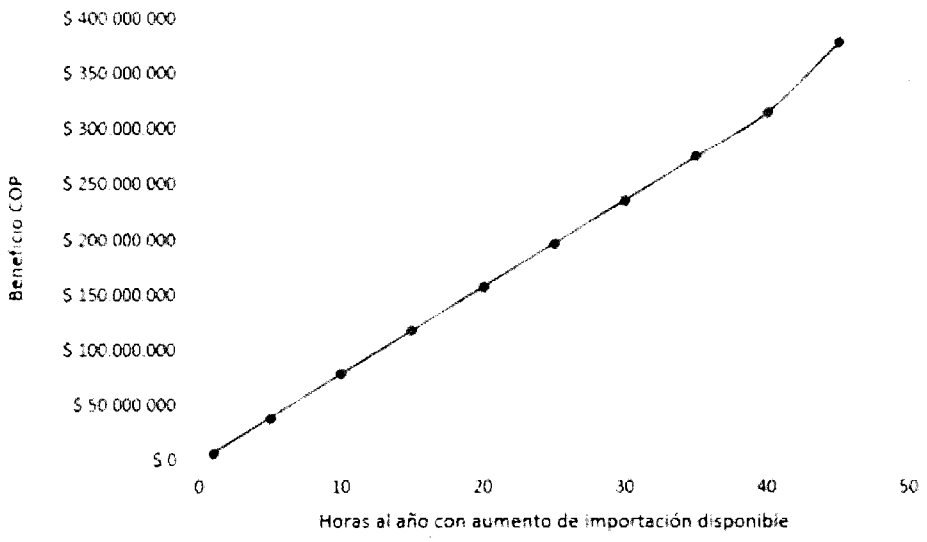
Gráfica 4-17: Costo de Alternativas de Interconexión.



Fuente de gráfica: UPME

Por otro lado se observa que se pueden tener beneficios para un aumento de importaciones del orden de los 50 MW, que se observan en la siguiente gráfica (pesos diciembre de 2017).

PE	Precio de escasez vigente en el mes a facturar en $/kWh	$ 421,69
Umbral	CRO1	1.252,72
Probabilidad de Niño		19%



Fuente de gráfica: UPME

4.6.1.5. Conclusiones

- Se observa que actualmente la problemática que restringe las Importaciones / Exportaciones corresponde al STR de Cauca - Nariño.

- Independiente de cualquier expansión en el STN, es necesario en primera medida reforzar el STR, de acuerdo con la alternativa estudiada correspondiente a: Repotenciación del STR (Segundo circuito Pasto – Catambuco 115 kV y Catambuco – Jamondino 115 kV y Tercer transformador 230/115 kV – 150 MVA en Jamondino).

- Se propone como fecha estima del proyecto del STR, noviembre 2022.

- Es necesaria la implementación de los esquemas complementarios propuestos en Jamondino 230 kV mientras se trabaja en el diseño de lógicas coordinadas más flexibles y robustas, por lo cual se hace necesario que los agentes implementen estos desarrollos en las protecciones.

- Se debe desarrollar un proyecto, entre XM – CENACE – Agentes transmisores que correspondan, para la actualización del Esquema de Separación de Áreas en Jamondino 230 kV y Pomasqui 230 kV que sea más robusto e incremente la flexibilidad en el intercambio Colombia – Ecuador, para lo cual, los agentes deben instalar equipos de protecciones que cumplan esta condición en coordinación con el XM.

4.7. Alternativas de expansión en el área de Guajira – Cesar – Magdalena para la incorporación del recurso renovable de la zona

A continuación se presentan los análisis referenciados para definir el proyecto relacionado con la incorporación de la segunda fase del recurso renovable en la Guajira – Cesar y Magdalena.

El ejercicio plantea buscar diferentes redes objetivos con diferentes capacidades con el fin de prever la infraestructura necesaria para la conexión de los diferentes recursos en el área de Guajira – Cesar – Magdalena.

4.7.1.1. Antecedentes

- La UPME ha venido analizando la expansión necesaria para la conexión de proyectos de generación eólica desde el año 2013, con la publicación del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027. En dicho Plan de Expansión, a partir de la información publicada por los Atlas de Potencial elaborados por la Unidad en conjunto con el IDEAM e información del recurso disponible, se realizó el primer análisis energético y eléctrico de impacto por la incorporación del recurso eólico en el Departamento de La Guajira.

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028 la Unidad identificó la viabilidad técnico-económica de instalar hasta 1500 MW de generación eólica y el Ministerio de Minas y Energía, por recomendación de la UPME, adoptó la estrategia de transmisión mediante la Resolución 40029 del 09 de enero 2015. En dicha Resolución se hizo una invitación a los interesados en conectarse al sistema mediante el Artículo 2 de dicha Resolución. Adicionalmente, en este Artículo se requirió específicamente allegar los estudios de conexión, requisito regulatorio fundamental enmarcado en la Resolución CREG 106 de 2016, y la información del recurso eólico, necesaria para la verificación de los beneficios económicos que apalanquen la red para la incorporación de eventuales parques de generación al sistema.

- Posteriormente, a partir del mes de septiembre de 2015, la UPME presentó públicamente en varios foros el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, entre los cuales se destacan la socialización convocada directamente por la UPME para el día 29 de septiembre de 2015 en el Hotel Holiday Inn en Bogotá, y la presentación en el seminario anual del Mercado de Energía Mayorista en Cartagena. Así mismo, se presentó esta versión del Plan de Expansión, en lo relacionado con la incorporación del recurso eólico en La Guajira, en diferentes seminarios y eventos relacionados sobre energías renovables no convencionales en diferentes ciudades del país. Finalmente, mediante la página web de la UPME, se invitó a los Agentes a formular comentarios a la versión preliminar del Plan de Expansión, dando un espacio superior a dos meses para el análisis y la presentación de dichos comentarios.

- Es decir, desde hace más de un año se han dado las señales a los agentes para que alleguen a esta Unidad la información necesaria para la evaluación de las diferentes iniciativas de conexión de generación en la zona de La Guajira.

- Teniendo en cuenta las solicitudes de conexión y la información del recurso recibidas por la UPME por parte de los promotores de proyectos eólicos, y luego de la evaluación económica para el Sistema de la generación eólica, la UPME consideró que los beneficios que se podían presentar para los usuarios, en términos de precio, emisiones, tiempo de construcción y complementariedad, justificaban plenamente la construcción de líneas de transmisión para los proyectos de generación eólica recibidos hasta el mes de octubre de 2015. Dichas solicitudes de conexión, como se ha expresado en documentos, presentaciones y diferentes medios por parte del Ministerio de Minas y Energía y la UPME, corresponde a 3131 MW al mes de octubre de 2015, fecha hasta la cual se recibió información para ser tenida en cuenta en la versión del Plan de Expansión de Generación – Transmisión 2015 – 2029.

- Con base en lo expresado anteriormente, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40095 del 1 febrero de 2016, en la cual se estableció en el parágrafo del numeral III del Artículo I, lo siguiente:

> *"(...)* ***III. Obras Incorporación de renovables en La Guajira***
>
> - *Dos subestaciones Colectoras en AC a 500 kV.*
> - *Colectora 1: interconectada mediante un doble circuito en AC a Cuestecitas 500 kV.*
> - *Colectora 2: interconectada con un enlace en HVDC VSC de 550 kV DC bipolo entre Colectora 2 y Chinú.*
> - *Dos estaciones conversoras en las subestaciones Chinú y Colectora 2.*
> - *Segundo circuito en AC Copey - Cuestecitas 500 kV.*
>
> *Fecha de entrada de obra de transmisión:* ***Noviembre 30 de 2022****.*
>
> ***Parágrafo****: Para las obras de incorporación de renovables en La Guajira, señaladas en el numeral III del presente artículo, la red final y el orden del desarrollo de la infraestructura dependerá de la capacidad definitiva que se vaya a conectar en el Sistema. Por consiguiente, la adopción de la obra aquí descrita está sujeta necesariamente a que se cuente con la manifestación escrita de intención formal por parte de los agentes de conexión al Sistema Interconectado Nacional y su ejecución está sujeta al cumplimiento de la regulación correspondiente. (...)"* – Subrayado propio.

- A partir de ese momento, la UPME solicitó a los promotores de proyectos de generación que habían presentado estudios de conexión en los términos establecidos por la Resolución CREG 106 de 2006, y que habían suministrado la información de la medición del recurso eólico, confirmación de la fecha, capacidad y ubicación de los parques eólicos, para efectos de establecer las obras de expansión a desarrollar conforme las manifestaciones recibidas.

- Por otro lado, en aras de garantizar el libre acceso a la red a las demás personas interesadas en desarrollar proyectos de generación eólica y/o de otra fuente de energía, y dado que con posterioridad al mes de octubre, la UPME ha recibido otros estudios de conexión de generadores en La Guajira, se expidió la Circular UPME No. 003 de 2016, con el ánimo de incluir todos aquellos proyectos de generación, convencionales y no convencionales, al igual que nueva demanda regulada y no regulada, que tuvieran un grado de preparación suficiente para ser considerados en el desarrollo de las obras del Plan de Expansión de Transmisión aprobadas por el MME.

- Como respuestas a las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016, los agentes Jemeiwaa Ka'i, EPM y ENEL, entregaron toda la información referenciada a los proyectos a conectar en lo que se denominó conexión de renovables primera etapa, los cuales se referencian a continuación:

Tabla 4-33: Capacidad de los agentes que cumplieron con las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016.

AGENTE	CAPACIDAD (MW)
JEMEIWAA KA'I	549
ENEL	500
EPM	402

Fuente de tabla: UPME

Para un total de 1451MW, de los cuales 201 MW, se solicitan para la Fase 2, y 200 MW para conectarse directamente en la subestación Cuestecitas 230 kV.

- Mediante la Resolución 40629, el MME adopta las obras necesarias para la incorporación de una primera fase del recurso en la Guajira, para lo cual se definieron las siguientes obras:

  - Una Subestación Colectora 1 AC a 500 kV
  - Colectora 1 interconectada mediante dos circuitos a Cuestecitas 500 kV
  - Nuevo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV

  Fecha de entrada: Noviembre de 2022

- Nuevamente en el mes de marzo de 2017, la UPME realizó una invitación para entregar la información relacionada con el recurso a conectarse en la zona de Guajira – Cesar – Magdalena, llegando solicitudes tal como se presentan a continuación:

Tabla 4-34: Capacidades Solicitadas Circular Marzo 2017.

DEPARTAMENTO	MAYOR [MW]	MENOR [MW]	TOTAL [MW]
Cesar	**2384,7**	**184,4**	**2569,1**
Eólico	100	0	100
Solar	2284,7	184,4	2469,1
Guajira	**6253,38**	**0**	**6253,38**
Eólico	4687,48	0	4687,48
Solar	1565,9	0	1565,9
Magdalena	**399,89**	**39,4**	**439,29**
Solar	399,89	39,4	439,29
Total general	**9037,97**	**223,8**	**9261,77**

Fuente de tabla: UPME

Una vez revisada la información, se encontró que de todas las solicitudes, solo las que se presentan a continuación cumplían con la totalidad de los requisitos solicitados por la Unidad.

Tabla 4-35: Capacidades que Cumplen con Requisitos Mínimos.

DEPARTAMENTO	MAYOR (MW)	MENOR (MW)	TOTAL (MW)
Cesar	**300**	**89,4**	**389,4**
Solar	300	89,4	389,4
Guajira	**4144,1**	**0**	**4144,1**

Eólico	3778,1	0	3778,1
Solar	366	0	366
Magdalena	**99,9**	**19,9**	**119,8**
Solar	99,9	19,9	119,8
Total general	**4543,95**	**109,3**	**4653,28**

Fuente de tabla: UPME

- A continuación se presentan la ubicación de la generación eólica y solar a conectar en la primera fase y segunda fase.

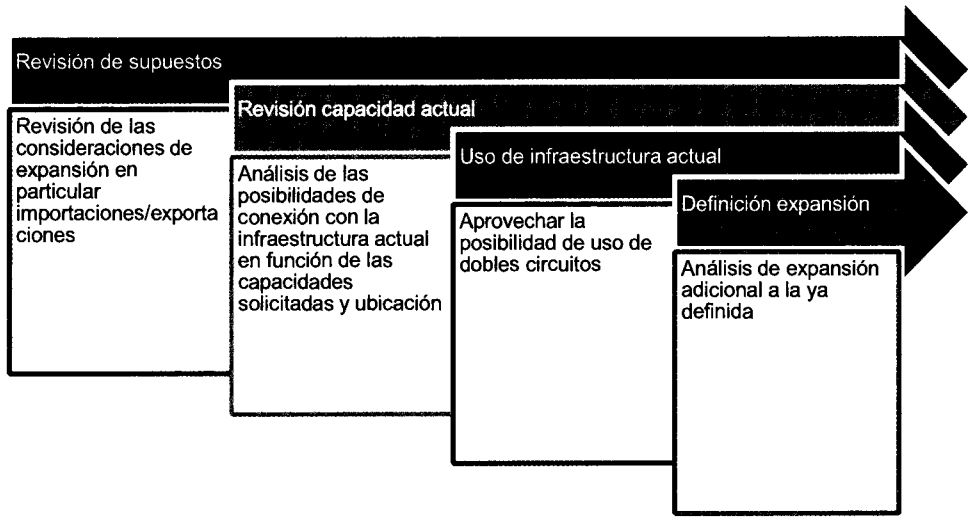
Gráfica 4-18: Ubicación de los parques eólicos.

Fuente de gráfica: UPME

4.7.1.2. Estrategia de incorporación al SIN

Teniendo en cuenta la cantidad del recurso y las prosibildiades de expansión de la red, se estabeció una estrategia de incorporación que contiente cuatro pasos estructurados y secuenciales que buscan determinar las necesidades de red adecuadamente, los cuales se presentan en la siguiente figura:

Gráfica 4-19: Estrategia de Incorporación.



Fuente de gráfica: UPME

- **Revisión de supuestos:**
  Verificar la posibilidad de no tener en cuenta que algunos de los supuestos referenciados para los análisis, tales como las importaciones/exportaciones con Venezuela, restrigen la conexión de generación por sobrecarga de elementos en la red Guajira – Cesar – Magdalena.

- **Revisión Capacidad actual:**
  Con base en la ubicación de los proyectos, tamaño y puntos de conexión, se revisará la posibilidad de conexión con la infraestructura actual.

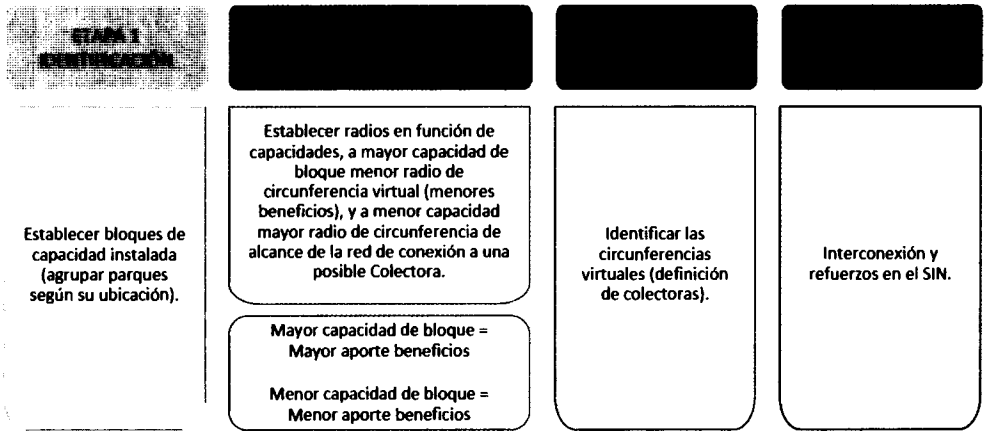
- **Uso de infraestructura actual:**
  Verificar la posibilidad de utilizar los dobles circuitos definidos para poder incorporar un recurso en la zona.

- **Definición de expansión:**
  Establecer los requisitos de red adicionales a la red actualmente definida.

4.7.1.3. Análisis para el desarrollo de red – Definición de expansión

Para la definición de la red, inicialmente se identificó la ubicación de los recursos que cumplieron con todos los requisitos solicitados por la UPME en la circular de marzo de 2017, posteriomente se realizó una revisión en función de las capacidades de las posibles ubicaciones de las subestaciones colectoras a las cuales deben llegar las iniciativas de generación y posteriomente revisar la interconexión con el SIN de acuerdo a la siguiente figura:

Gráfica 4-20: Esquema general para la definición de las Colectoras.



Fuente de gráfica: UPME

En esta metodología se identifican cuatro grandes etapas correspondientes a i) identificación de la ubicación, ii) iteración, iii) definición e iv) interconexión, con respecto a las cuales, se describe a continuación, de manera más detallada, la metodología propuesta.

- **Etapa 1 - Identificación:**
  Como se observa en la figura se identifican tres bloques de ubicación de generación, uno cerca a la subestación Cuestecitas, otro en la zona norte de la Guajira y otro en la zona nororiental de la Guajira.

Gráfica 4-21: Bloques de Generación Guajira.

Fuente de gráfica: UPME

- **Etapa 2 - Iteración:**
  Despues de realizar análisis de iteración se identificó la posibilidad de compartir infraestrucura para los tres bloques identificados de acuerdo con la siguiente figura:

Gráfica 4-22: Definición para compartir infraestructura.

Fuente de gráfica: UPME

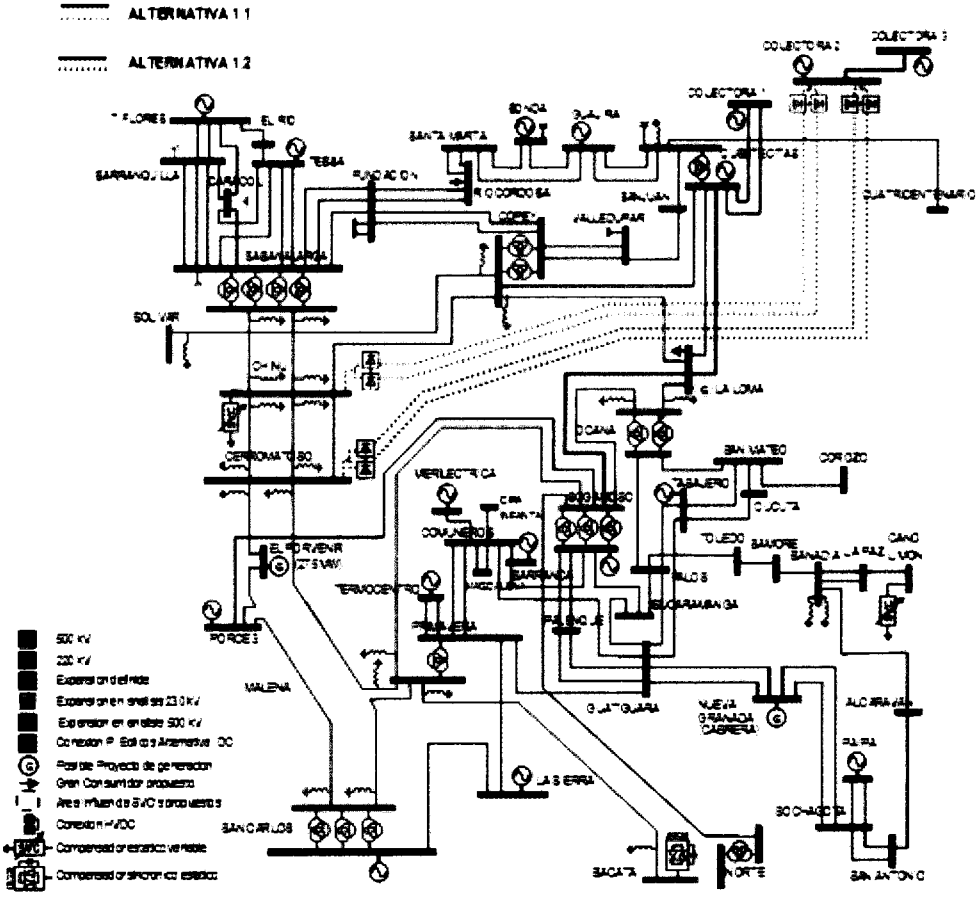
- **Etapa 3 - Definición Colectoras:**
  Se identificaron dos posibles colectoras en la zona de la Guajira para la unificación de los bloques 1 y 2, y el bloque 3 se propone conectar en Cuestecitas 500 kV.

- **Etapa 4 - Interconexión con SIN y Refuerzos de Red:**
  Para la interconexión de las colectoras y reforzar la red para poder evacuar la generación al SIN, se plantearon diferentes alternativas, para las cuales se verificó la capacidad a conectar en cada una de estas.

  Infraestructura propuesta:

  - Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
  - Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV
  - Colectora 3 en 500 kV en AC
  - Colectora 2 en 500 kV en AC
  - Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3, mediante dos circuitos en 500 kV
  - Red HVDC VSC Colectora 2 – Chinu 550 kV o Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

Gráfica 4-23: Interconexión con SIN y Refuerzos de Red.



Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia, análisis de estabilidad y análisis SCR.

Los aspectos relevantes, que se tuvieron en cuenta, para los análisis son:

- Escenario alto de la proyección del mes de junio del año 2017.
- Periodos de consumo de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional – STN con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la Red.
- No se consideraron importaciones/exportaciones con Venezuela
- Se consideran los escenarios operativos a continuación

Tabla 4-36: Escenarios operativos.

Escenario		Características de despacho
	Generación	Máximo despacho Costa – Guajira – Cesar – Magdalena
	Demanda	Máxima demanda

Fuente de tabla: UPME

4.7.1.4. Capacidad Posible a conectar en cuestecitas 500 kV, con Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV y Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV

A continuación se presenta el resultado de la restricción en términos de la evacuación:

Tabla 4-37: Análisis Capacidad en Cuestecitas con Infraestructura Propuesta.

Capacidad instalada en Cuestecitas 500 kV	1150 MW	600 MW
Colectora 1	1050	1050
Limitante	N-1 Guajira - Santa Marta 230 kV	N-1 Guajira - Santa Marta 230 kV
Violación	Termocol - Santa Marta 230 kV > 135 %	Termocol - Santa Marta 230 kV >
Limitante	N-1 Copey - Cuestecitas 500 kV	N-1 Copey - Cuestecitas 500 kV
Violación	Cuestecitas - San Juan 230 kV > 110 %	Cuestecitas - San Juan 230 kV

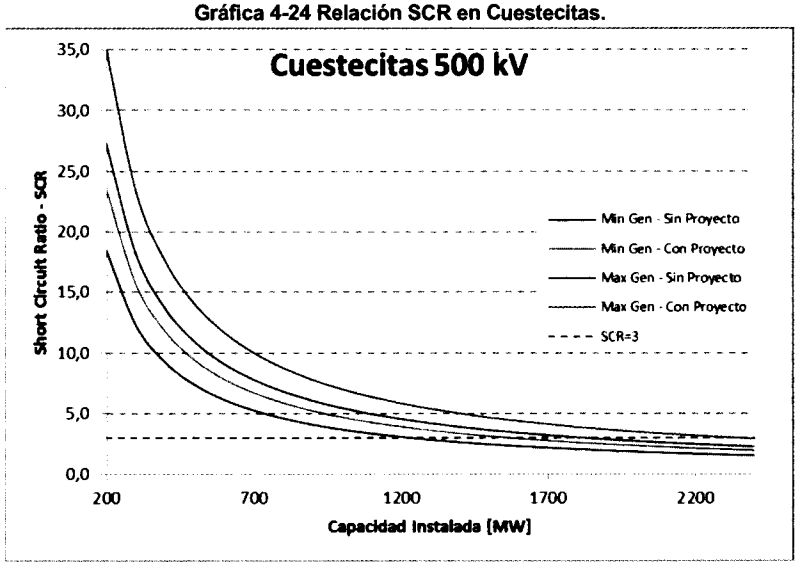
Fuente de tabla: UPME

Se observa que se mantiene la restricción de conectar más generación en Cuestecitas, pues la restricción de capacidad del anillo de 230 kV en GCM impide ampliar en gran medida la conexión de generación en este punto, si se hacen los refuerzos planteados, se puede llegar a conectar hasta 600 MW en Cuestecitas 500 kV, tal como se observa en la tabla anterior.

Lo anterior quiere decir también que conectar generación adición en Cuestecitas 500 kV, genera dificultades de evacuación sin contar con los problemas que se puedan causar por la baja relación de corto circuito en la zona.

A continuación se presenta el análisis de SCR – Relación de corto circuito:

Gráfica 4-24 Relación SCR en Cuestecitas.



Fuente de gráfica: UPME

Como se observa, dependiendo del despacho, la posibilidad de conectar más o menos generación renovable en la zona es mayor o menor, en este sentido, para un escenario en el cual se implemente el proyecto, se pueden conectar aproximadamente hasta 1500 MW, sin embargo, para un despacho máximo en la zona y con la adición del proyecto la posibilidad de conexión aumentaría hasta 2200 MW.

4.7.1.5. Definición Red HVDC

Tal como se comento en el punto anterior, conectar mayores capacidades de generación en Cuestecitas 500 kV generaría problemas de evacuación, además de la baja relación de corto circuito en este punto; en este sentido, si se quisiera conectar con red convencional AC el recurso que esta en la alta Guajira, implicaría que los circuitos en 500 kV, tuvieran longitudes de más 500 km, longitudes que operativamente generarían dificultades por manejo de reativos, además las perdidas asociadas a una red en AC de esas longitudes aumentan significativamente.

A continuación se presenta una tabla comparativa del aumento de reactivos, en dos puntos diferentes del sistema; i) Cerromatoso 500 kV y ii) Chinú 500 kV.

Tabla 4-38. Aporte de Reactivos a los puntos de conexión, condición de mínimo despacho.

Conexión AC		Colectora 2 - Cerromatoso 500 kV	Colectora 2 - Chinu 500 kV
Aporte de Reactivos	**Cerromatoso**	1200 MVAr	-
	Chinu	-	1000 MVAr

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior, se observa que debido a la longitud de la red y que la cargabildiad de la misma es bajo, esta red se comportaría como un compensador aportando reactivos al sistema, que para condiciones de baja demanda pueden generar sobretensiones al SIN.

Por otro lado, a continuación se presentan las perdidas en potencia para una condición de máximo despacho y máxima demanda asociadas a la conexión mediante una u otra tecnología al sistema, evidenciando, que las perdidas de una red HVDC son inferiores a una red HVAC.

Tabla 4-39. Pérdidas asociadas a la conexión por tecnología.

	Colectora 1 - Cerromatoso 500 kV	Colectora 1 - Chinu 500 kV
Pérdidas Línea AC [MW]	110 MW	70 MW
Pérdidas Línea HVDC [MW]	80 MW	40 MW

Fuente de tabla: UPME

Adicional a lo expresado anteriormente, una red HVDC tiene las siguientes ventajas:

- Controlabilidad:

  Debido a la ausencia de inductancia en DC, una línea HVDC ofrece una mejor regulación de voltaje. Además, HVDC ofrece mayor controlabilidad en comparación con HVAC.

- Corriente de Corto Circuito:

  En la transmisión HVAC a mayor distancia, el nivel de corriente de cortocircuito en el sistema receptor es alto. Un sistema HVDC no contribuye a la corriente de cortocircuito del sistema de CA interconectado.

Es por lo anterior, que la Unidad ha propuesto un desarrollo de red en HVDC, hasta un punto mas fuerte de red, para lo cual se proponen; i) Conexión a Chinú y ii) Conexión a Cerromatoso 500 kV.

4.7.1.6. Capacidad Posible a conectar en cuestecitas 500 kV, con Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV y Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV y Red HVDC en Chinú.

A continuación se presenta el resultado de la restricción en términos de la evacuación:

Tabla 4-40: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Chinú.

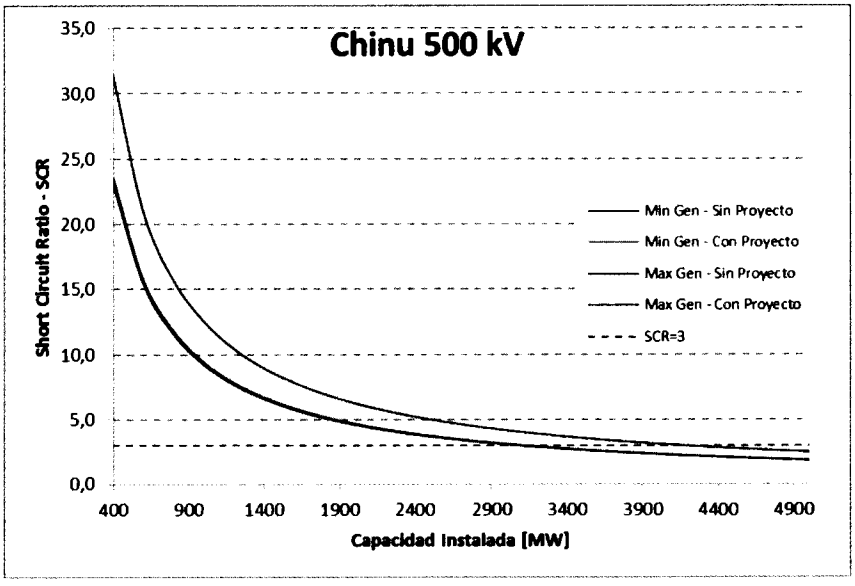
Sensibilidad de Conexión HVDC en:	Chinú
Conexión en Cuestecitas 500 kV	600 MW
Colectora 1	1050
Capacidad En Colectora 2 y 3 con red HVDC conectada en Chinú	2000
Limitante	N-1 Antioquia - Medellín 500 kV
Condiciones observadas	Porce III - San Carlos kV > 70 %

Fuente de tabla: UPME

Se observa que la conexión de generación mediante al HVDC solo esta limitada por la tecnología, los análisis consideraron hasta 2000 MW instalados en el punto HVDC – VSC, los cuales se permiten evacuar adecuadamente sin restricciones.

A continuación se presenta el análisis de SCR – Relación de corto circuito:

Gráfica 4-25: Relación SCR para concetar generación en Chinú.



Fuente de gráfica: UPME

Se observa que el punto Chinú representa un adecuado nivel de corto para la incorporación del recurso renovable, en este sentido se pueden incorporar hasta 2900 MW renovables sin restricciones de despacho.

4.7.1.7. Capacidad Posible a conectar en cuestecitas 500 kV, con Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV y Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV y Red HVDC en Cerromatoso.

A continuación se presenta el resultado de la restricción en términos de la evacuación:

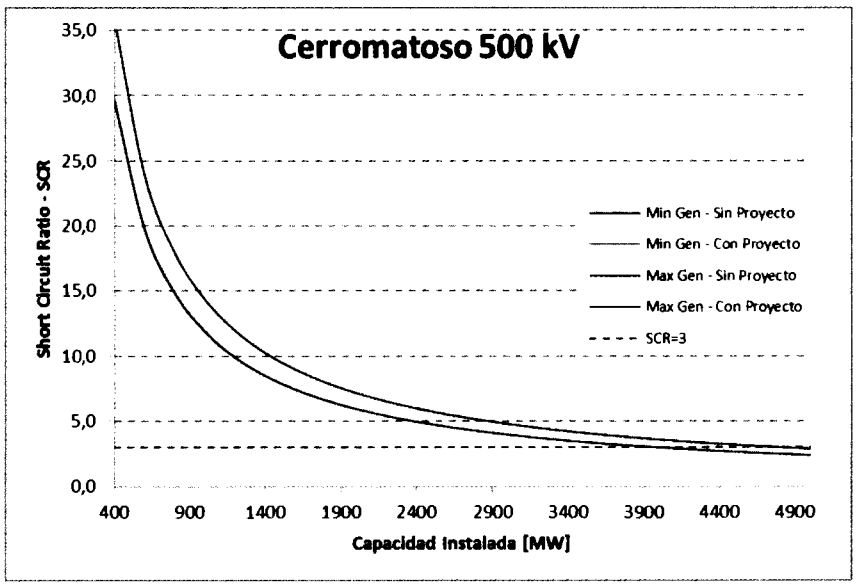
Tabla 4-41: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Cerromatoso.

Sensibilidad de Conexión HVDC en:	Cerromatoso
Conexión en Cuestecitas 500 kV	600 MW
Colectora 1	1050
Capacidad En Colectora 2 y 3 con red HVDC conectada en Chinú	2000
Limitante	N-1 Antioquia - Medellín 500 kV
Condiciones observadas	Porce III - San Carlos kV > 75 %

Fuente de tabla: UPME

Se observa que la conexión de generación mediante al HVDC solo esta limitada por la tecnología, los análisis consideraron hasta 2000 MW instalados en el punto HVDC – VSC, los cuales se permiten evacuar adecuadamente sin restricciones. A continuación se presenta el análisis de SCR – Relación de corto circuito:

Gráfica 4-26: Relación SCR para concetar generación en Cerromatoso.

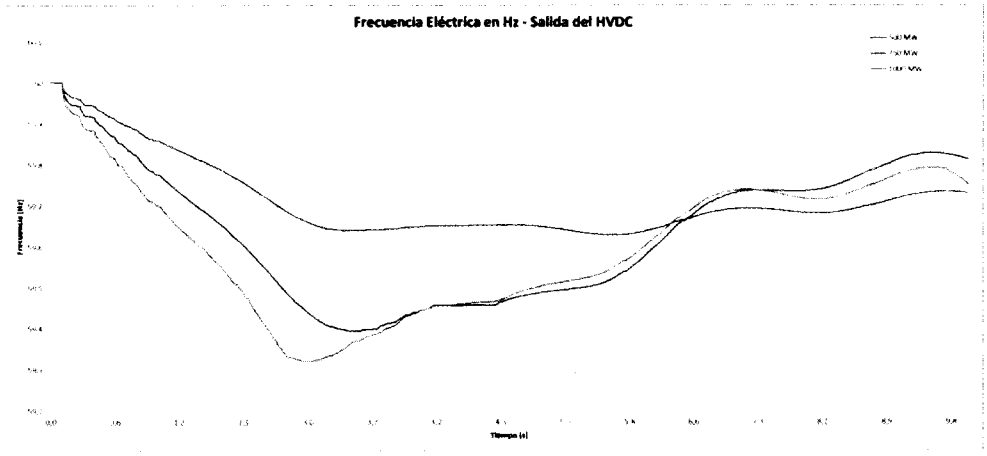


Fuente de gráfica: UPME

Se observa que el punto Cerromatoso representa un adecuado nivel de corto para la incorporación del recurso renovable, en este sentido se pueden incorporar hasta 3500 MW renovables sin restricciones de despacho.

A continuación se presenta el análisis de estabilidad:

Gráfica 4-27: Curva de estabilidad.



Fuente de gráfica: UPME

Se observa que la máxima pérdida de generación antes que se viole el límite mínimo de frecuencia son alrededor de 500 MW, lo anterior, tiene como fin diseñoar una red que desde el punto de perdias N-1, no se produzca una salida de mas de 500 MW.

4.7.1.8. Evaluación Económica

Metodología de valoración de beneficios por la conexión de generación en el SIN:

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica la conexión de una planta de generación, desde el punto de vista de la demanda, se resume de manera general en la siguiente expresión[45]:

$$B = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{OEF_i(CRO - P_{escasez})k + E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \left(CR_{sproy_i} - CR_{cproy_i}\right) + \left(Perd_{spory_i} - Perd_{cpory_i}\right)\right\} + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}\right)$$

Dónde:

- *B*: Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- *n*: Es el último mes del periodo de estudio.
- *i*: Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- *q*: Es el conjunto de periodos *i* de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i: Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes *i*.

[45] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual, estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

- *CRO*: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k: Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i}: Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes *i*. Es el 20% de la demanda de energía proyectada.
- E_{c_i}: Energía que se tranza en contratos durante el mes *i*. Es el 80% de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q,i)$: Es el periodo de conjuntos *i* que pertenecen al conjunto q.
- CM_{sproy_i}: Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes *i*.
- CM_{cproy_i}: Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes *i*.
- CR_{sproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes *i*, sin considerar el proyecto de generación.
- CR_{cproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes *i*, considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{spory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes *i*, sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cpory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes *i*, considerando el proyecto de generación.

Así mismo, los costos asociados a la conexión del proyecto de generación se resumen en la siguiente expresión[46]:

$$C = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{C_{prima}OEF_i + (Perd_{cpory_i} - Perd_{spory_i}) + (CR_{cproy_i} - CR_{sproy_i})\right\} + C_{red}\right)$$

Dónde:

- C: Costos totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- C_{prima}: Valor de la prima asociada a la obligación de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad.
- C_{red}: Costo de la red de transmisión para conectar el proyecto de generación.

El caso particular de la evaluación del proyecto de incorporación del recurso eólico se reduce en la siguiente expresión:

[46] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían reducir, razón por la cual estos dos factores serían un beneficio del proyecto de generación.

$$\frac{B}{C} = VPN\left(\frac{\sum_{i=1}^{n} E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}}{C_{red}}\right)$$

Costos:

Valoración de los activos de la Red de Transmisión y Sub-transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para la red AC y para la RED HVDC unos costos referenciales:

Tabla 4-42: Costo Referencial Red Propuesta USD.

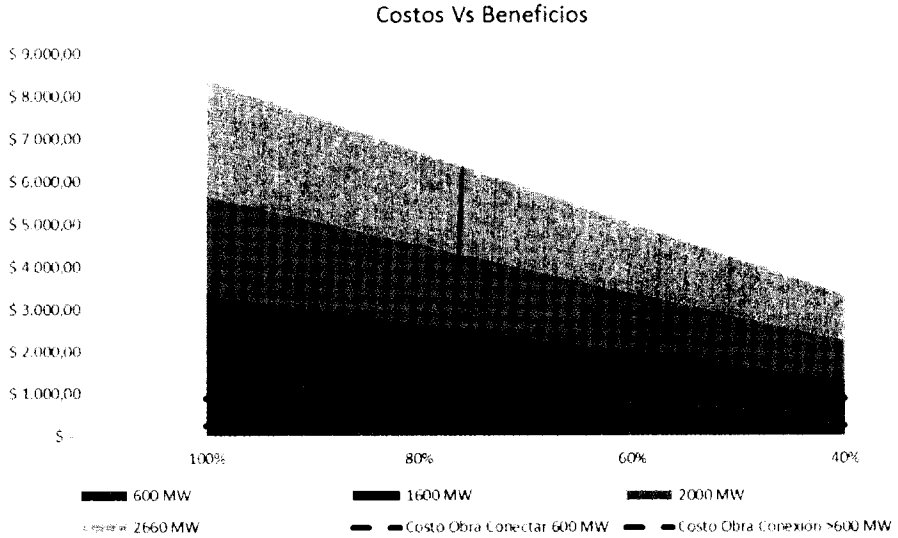
Descripción	Costo UC's 011 de 2008	Costo Referencial
Segundo circuito en 500 kV Cuestecitas la Loma y nuevo circuito La Loma - Sogamoso 500 kV	$ 253.281.206,94	
Red HVDC - VSC		$ 604.067.512
Red en 500 kV entre Colectora 2 y coletora 3	$ 36.276.222,04	
Total	**$ 893.624.941**	

Fuente de tabla: UPME

Relación Beneficio/Costo:

A continuación se presenta el perfil de los costos de la expansión de Red para la incorporación de la generación eólica y Solar en La Guajira.

Gráfica 4-28: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas (Millones de USD).



Fuente de gráfica: UPME

Se observa la viabilidad económica, inclusive sensibilizando los beneficios al 40%.

4.7.1.9. Conclusiones

- Se observan tres diferentes bloques claramente identificados, uno de ellos se puede conectar en la infraestructura que actualmente existe, sin embargo, se deben ejecutar los respectivos refuerzos de red, la capacidad máxima a conectar con estos refuerzos es hasta 600 MW en este punto.

- Para conectar potencia adicional, se hace necesario conectar estas capacidades en otro punto del sistema, se propone que esta conexión se haga en HVDC VSC y que el punto de conexión sea Cerromatoso.

- Se observa que la infraetructura propuesta es viable técnica y económicamente.

4.7.1.10. Recomendaciones

En Relación al STN:

Fase 2.A

- Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
- Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV

Fecha de puesta en operación de Infraestructura propuesta: Diciembre 2023

Fase 2.B

- Colectora 3 en 500 kV en AC
- Colectora 2 en 500 kV en AC
- Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550kV.

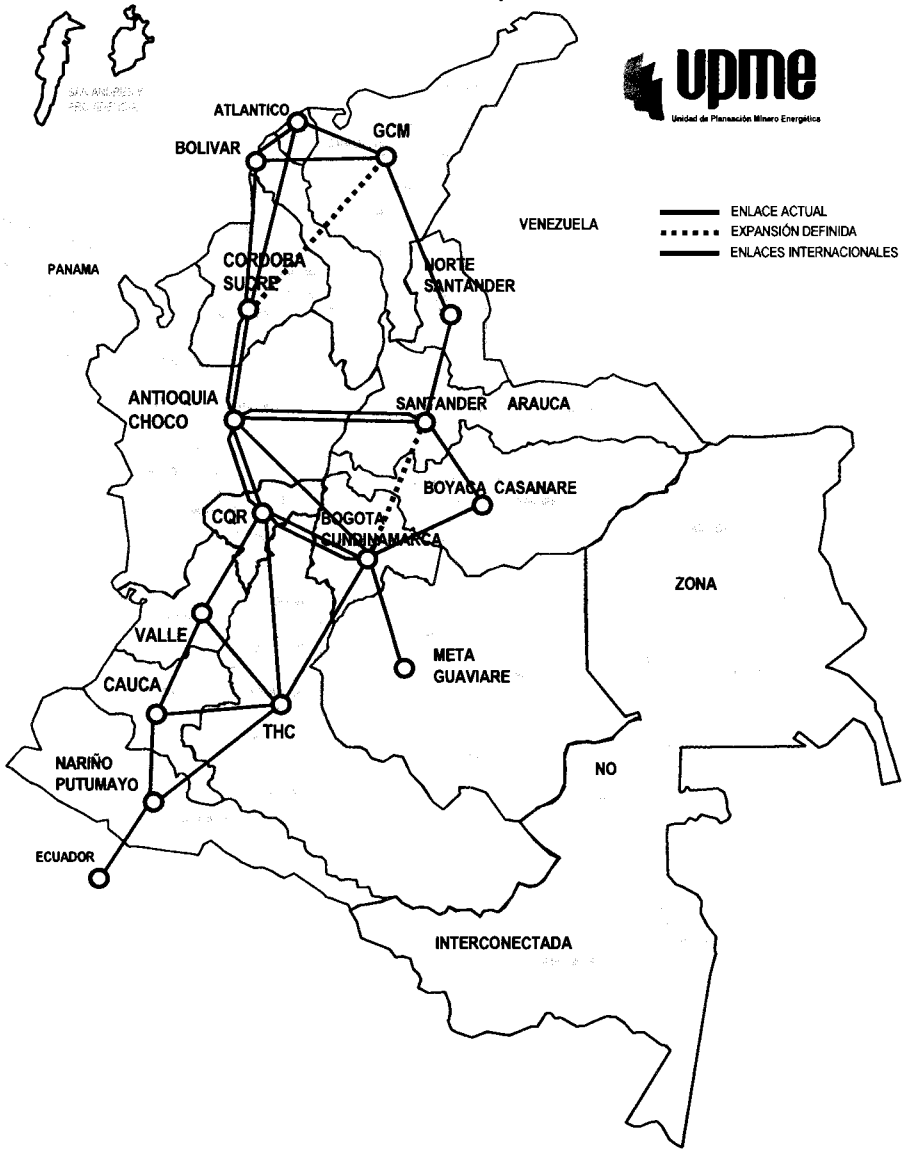
Con respecto a la recomendación de la conexión de las renovables – Fase 2.B, si bien se analizó en el presente Plan, su definición, fecha y características dependerán de las necesidades energéticas y los resultados de los mecanismos del cargo por confiabilidad y las eventuales subastas de contratación de largo plazo.

4.8. Capacidad indicativa para conexión de generación

El presente Plan plantea un ejercicio, el cual busca establecer de manera indicativa la capacidad máxima de conexión de recursos de generación en función de la restricción de la red.

Para el caso colombiano se establecieron 15 áreas para el horizonte de análisis, con sus interconexiones entre áreas, correspondientes a: Atlántico, Bolívar, GCM, Córdoba – Sucre, Antioquia – Chocó, Norte de Santander, Santander, Boyacá – Casanare, Meta – Guaviare, CQR, THC, Bogotá – Cundinamarca, Valle, Cauca, Nariño – Putumayo con las interconexiones entre áreas, como se puede ver en la Gráfica 4-29.

Gráfica 4-29: Interconexiónes entre áreas para el caso colombiano.



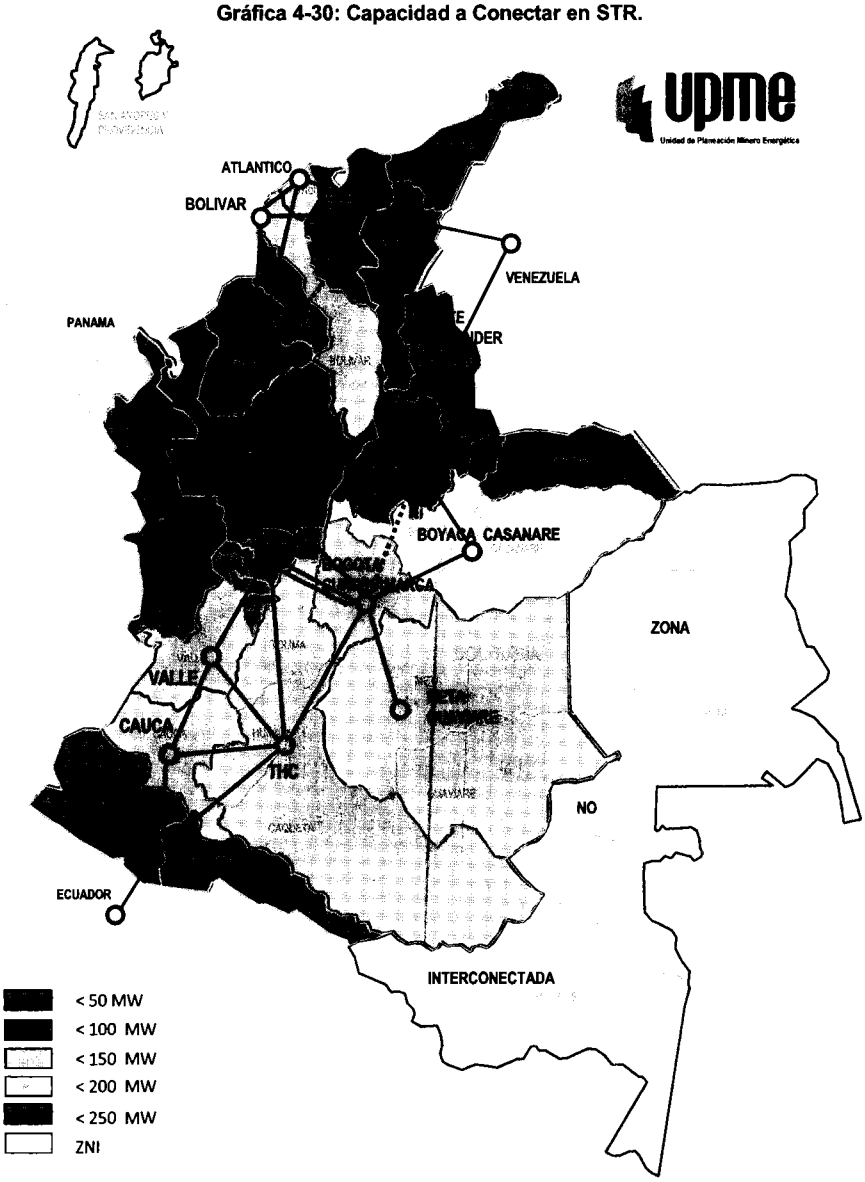
Fuente de gráfica: UPME

El modelo plantea una búsqueda de dos tipos de subestaciones, subestaciones con conexiones robustas (mayor conectividad) y subestaciones poco robustas (menor conectividad).

Para cada una de las areas se realizó un ejercicio donde se calculó la máxima capacidad posible a conectar en el sistema a nivel del STR y STN, solo desde el punto de vista de la evacuación de la generación, sin considerar análisis adicionales a los ya definidos.

4.8.1.1. Capacidad de Conexión en STR

Gráfica 4-30: Capacidad a Conectar en STR.



Fuente de gráfica: UPME

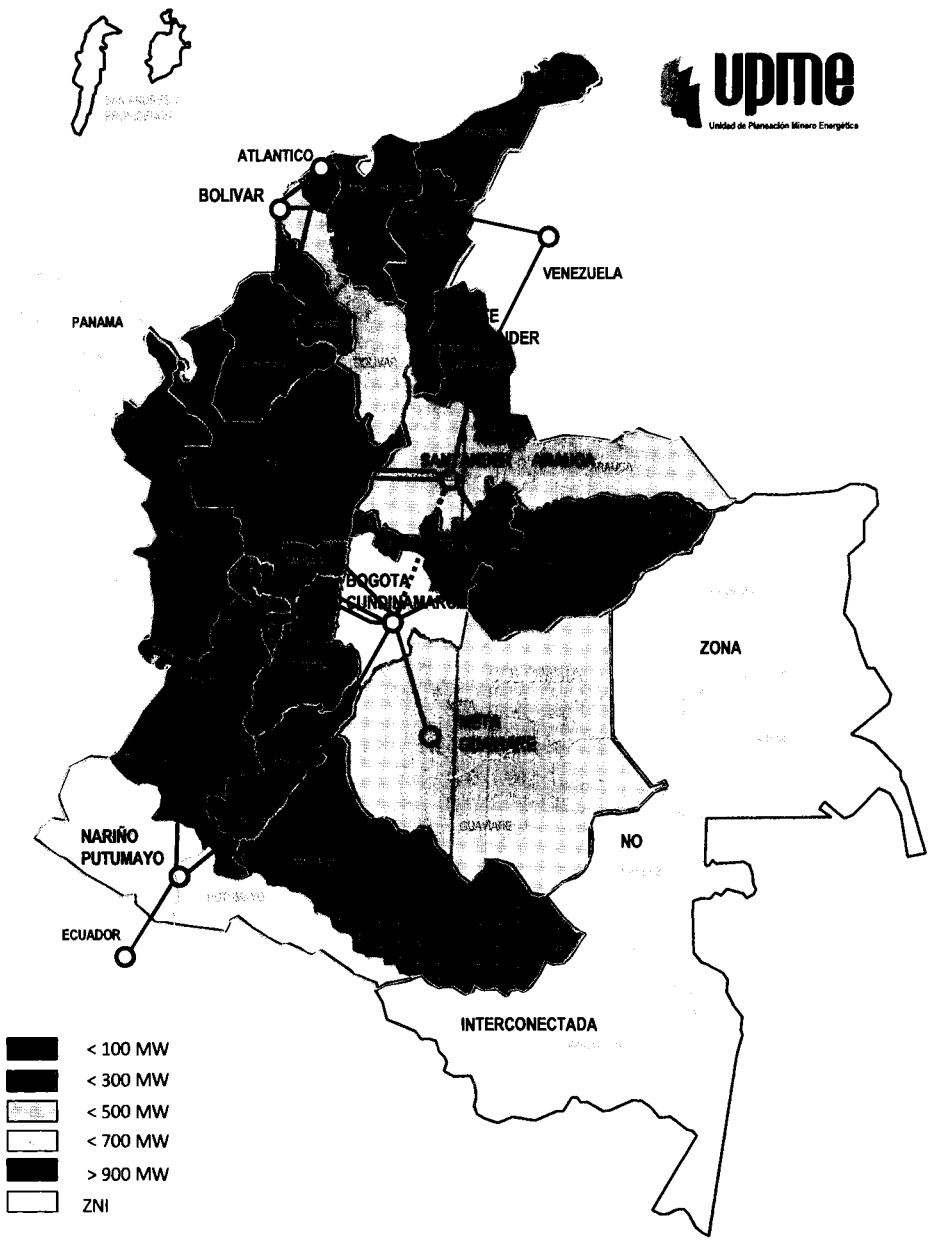
Como se puede observar, con la expansión definida, hay sub áreas que no presentan capacidad de conexión de generación adicional a la ya definida en las mismas, particularmente las sub áreas Guajira – Cesar – Magdalena y Antioquia – Chocó, estas sub áreas son las que presentan mayores potenciales Solares – eólicos para la primera e hidráulicos para el segundo.

Hay sub áreas que tienen capacidad restringida, tales como Atlántico, Bolivar, Córdoba – Sucre, Norte de Santander, Santander – Arauca, Bogotá – Cundinamarca, Meta - Guaviare, Valle, Cauca, Nariño y THC, no obstante lo anterior, se pueden desarrollar conexiones de diferentes capacidades a nivel del STR.

Las anteriores señales son indicativas y no pretenden restringir la conexión de plantas en áreas, simplemente es un ejercicio que busca indicar para cuales áreas seria necesario definir expansión.

4.8.1.2. Capacidad de Conexión en el STN

Gráfica 4-31: Capacidad de Conexión en el STN.



Fuente de gráfica: UPME

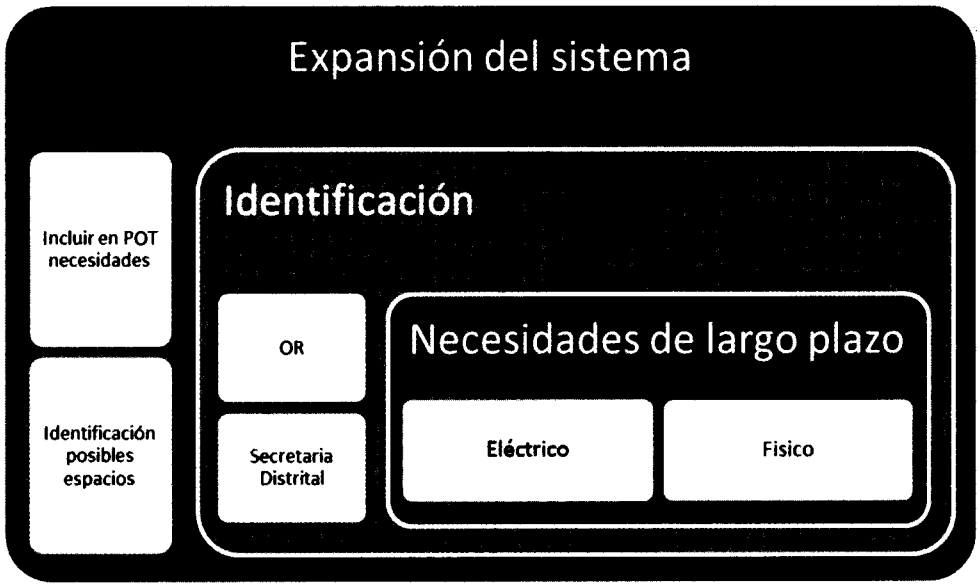
A nivel del STR, en línea con el STN, claramente las sub áreas como Guajira – Cesar – Magdalena y Antioquia – Chocó presentan restricción para la conexión de generación adicional sin que se defina expansión adicional.

Las otras áreas del país presentan posibilidades de conexión, sin que se defina expansión adicional, sin embargo depende del punto de conexión y las capacidades analizadas.

4.9. Ejercicio de largo Plazo Oriental –Bogotá - Cundinamarca

La Unidad junto con el Grupo Energía de Bogotá, CODENSA y la Secretaría Distrital de Planeación de Bogotá, han venido trabajando articuladamente en desarrollo de la visión de largo plazo de la ciudad en cuanto a temas de infraestructura eléctrica. Dicha visión considera la expansión urbanística a largo plazo de Bogotá de acuerdo a los lineamientos del Plan Distrital de Desarrollo 2016-2020 y del Plan de Ordenamiento Territorial vigente el cual se encuentra en fase de actualización, y busca definir de manera indicativa en el área, proyectos de expansión eléctrica en el STN y STR, para que estos sean incluidos en los Planes de Ordenamiento Territorial de la ciudad con el fin de establecer áreas de reserva para los mismos y facilitar su ejecución futura.

Gráfica 4-32 Esquema General.



Fuente de gráfica: UPME

4.9.1.1. Expansión Urbana

De acuerdo con el proyecto "Ciudad Paz", el Plan de Desarrollo 2016-2020 y el POT vigente, se espera que el crecimiento de la ciudad se dé en 4 áreas específicas denominadas Ciudad Norte, Ciudad Río, Ciudad Mosquera y Ciudad Bosa-Soacha que en total aportarían a la ciudad cerca de 1.6 MM viviendas nuevas. Así mismo, los planes de manejo y recuperación ambiental y el POZ Usme contribuirían a la expansión urbana. De acuerdo a la siguiente tabla, se espera que a 2030, lo que se denomina como Bogotá – Región, presente un incremento de cerca del 18% respecto a la población actual.

Tabla 4-43: Aumento de Población.

	Población (MM Habitantes)	
	2016	**2030**
Bogotá	7.98	9.36
Región	1.42	1.73
Total Bogotá - Región	9.40	11.09

Fuente de tabla: Datos Condensa – Secretaria Dsitrital de Planeación.

El crecimiento urbano esperado de la ciudad tendrá un impacto significativo en el sistema eléctrico operado por CODENSA, en la medida en que éste se verá reflejado en el aumento de la demanda de energía eléctrica de la ciudad. A continuación se presentan las proyecciones de crecimiento en potencia de Bogotá-Región realizadas por CODENSA considerando las nuevas zonas de expansión urbanística.

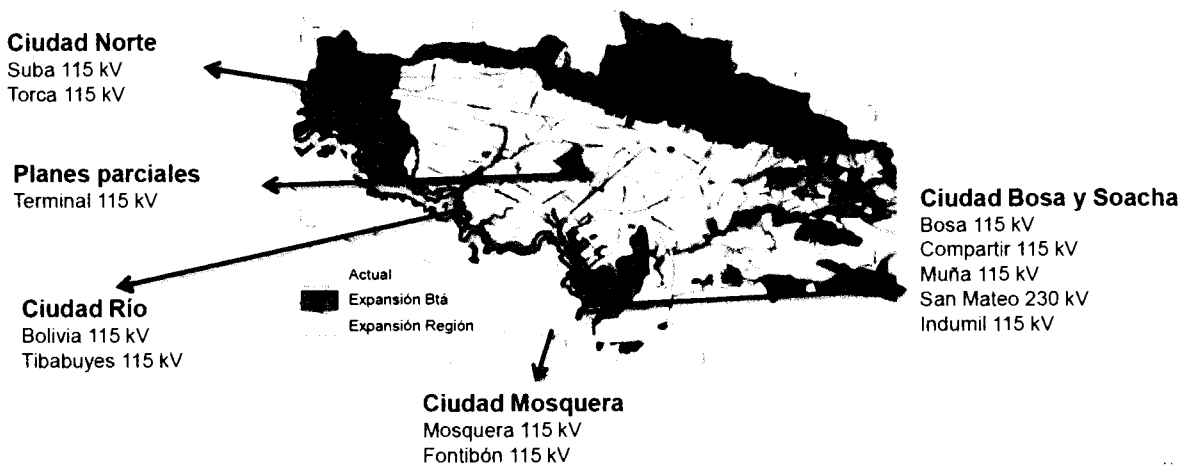
Tabla 4-44: Proyecciones de Demanda.

Año	Demanda Potencia Max [MW]
2017	2282
2022	2582
2026	3026
2030	3350

Fuente de tabla: UPME –Datos : Codensa

En este sentido, la nueva demanda eléctrica derivada de la expansión urbanística deberá ser atendida por las subestaciones existentes propiedad de CODENSA. La siguente figura, muestra dichas subestaciones en 115 kV discriminadas por zona de crecimiento de la ciudad.

Gráfica 4-33: Ubicación de las S/E y la Demanda a Atender.



Fuente de gráfica: Codensa

4.9.1.2. Análisis Eléctricos Largo Plazo

De acuerdo a la Resolución CREG 024 de 2013, CODENSA ha presentado en sus Planes de Expansión los respectivos refuerzos de red para atender su demanda con criterios de confiabilidad, seguridad y calidad. Dentro de estos se incluyen las subestaciones Terminal 115 kV, Compartir 115 kV, la conversión de la subestación San José 57.5 kV a 115 kV y el proyecto de la normalización de la T de Mosquera 115 kV; estando los dos primeros aprobados por la Unidad y los restantes en proceso de análisis. Sin embargo, considerando la visión de largo plazo de la ciudad y los crecimientos en demanda que esta implica, dichos refuerzos no son suficientes para atender todas las necesidades identificadas (siguiente tabla) por los análisis eléctricos adelantados por CODENSA, el Grupo Energía de Bogotá y corroborados por la UPME.

Tabla 4-45: Problemáticas en el Largo Plazo de Codensa.

No.	Contingencia	Problemática
1	Contingencias en la red de 57.5 kV	Bajas tensiones y sobrecargas en la red de 57.5 kV
2	Basillas – Facatativá 115 kV	Bajas tensiones en Facatativa y Villeta 115 kV
3	Noroeste – Occidente 115 kV	Baja tensión en Occidente 115 kV (S/E Planeada)
4	Contingencias de cualquier elemento del anillo	Sobrecargas en el anillo Nva. Esperanza – Techo – Terminal – Occidente – Noroeste 115 kV
5	2/1 Tra. Nva. Esperanza 500/115 kV	Sobrecarga 1/2 Tra. Nva. Esperanza 500/115 kV
6	Santa María – Tunjita 115 kV	Sobrecarga Tra. Guavio 230/115 kV
7	Modo común Purnio – Noroeste 230 kV	Sobrecarga Dorada – La Ceiba 115 kV
8	Torca – La Calera 115 kV	Sobrecarga Torca – Aranjuez 115 kV
9	Compartir – Nva. Esperanza 115 kV	Sobrecarga Bosa – Nva. Esperanza 115 kV
10	Balsillas – Fontibón 115 kV	Sobrecarga Basillas – Mosquera 115 kV

Fuente de tabla: UPME

Las condiciones 1, 2, 3, 5 y 6 se presentan desde el año 2026, las restantes desde 2030. En este sentido, el OR CODENSA propuso una serie de proyectos adicionales a los expuestos en sus Planes de Expansión con el fin de atender las problemáticas identificadas a largo plazo. Dichos proyectos (siguiente tabla) fueron posteriormente analizados y corroborados por el Grupo Energía de Bogotá y la UPME.

Tabla 4-46: Proyectos Propuestos.

No. Problemática	Proyecto
1	Repotenciación red de 57.5 kV a 115 kV
2	Compensación La Ceiba 115 kV – 20 MVAr Compensación Villeta 115 kV – 20 MVAr
3	Nueva línea Techo – Veraguas 115 kV
4	3er Tra. Nva. Esperanza 500/115 kV
5	Repo. Tra. Guavio 230/115 kV
6	Repo. Dorada – La Ceiba 115 kV
7	Repo. Torca – Aranjuez 115 kV
8	Nueva línea Nva. Esperanza – Indumil 115 kV Nueva línea Compartir – Indumil 115 kV
9	Bochica 230 kV y 115 kV

Fuente de tabla: UPME

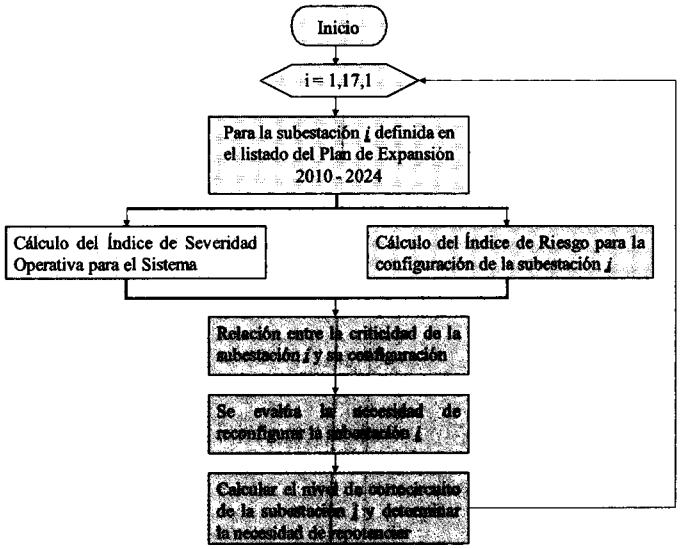
4.10. Cambio de la Configuración de la Subestación Mocoa

A propósito de la reconstrucción de la subestación Mocoa 230 kV, se propone que la configuración de la misma sea más robusta. En este sentido, se propone que la nueva subestación se construya en configuración Doble barra.

Metodología

La principal característica de una subestación eléctrica es direccionar la energía a los centros de consumo. Así mismo, redistribuir los flujos de potencia durante eventos de falla, y garantizar la integridad, confiabilidad y seguridad de todo el Sistema. La metodología desarrollada tiene en cuenta estas características y busca establecer la severidad de la pérdida de una subestación. La Gráfica 4-34 presenta la metodología.

Gráfica 4-34: Metodología evaluación impacto.



Fuente Gráfica: UPME

Una vez se determinan los índices de seguridad y riesgo para cada subestación, se establece la relación entre ellos y se determina la necesidad de una reconfiguración. Así mismo, se complementa este procedimiento con el cálculo del nivel de cortocircuito, buscando encontrar necesidades de renovación de equipos.

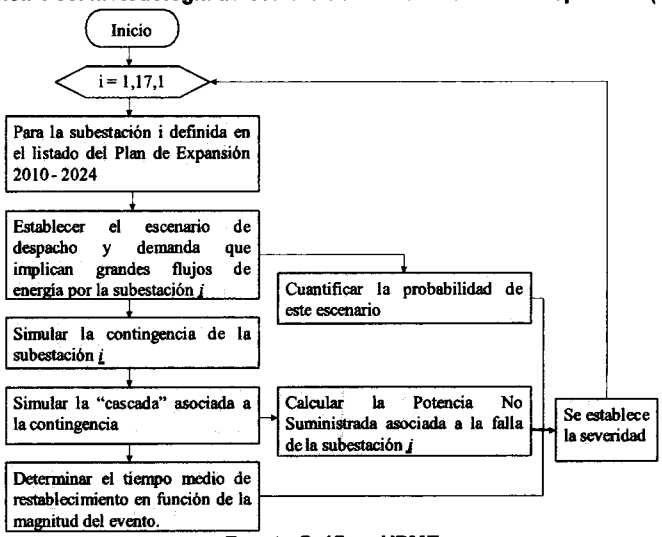
Cálculo del Índice de Severidad Operativo (ISO)

En primera instancia se establece para cada periodo de demanda, el escenario operativo en el cual la subestación redistribuye grandes flujos de energía. Se entenderá como grandes flujos de energía aquellos que son superiores al máximo flujo que es capaz de redistribuir la subestación, sin generar eventos de demanda no atendida. Posteriormente se simula la pérdida de la subestación y se modela de manera simplificada la pérdida de otros elementos (cascada), si se presentan violaciones en el Sistema. Subsecuentemente se calcula la potencia no suministrada asociada a la pérdida de la subestación, como también el tiempo medio de restablecimiento en función de la magnitud de la falla. Si el evento es de magnitud nacional se asumen cuatro (4) horas. Si la demanda no atendida solo compromete un área operativa, se consideran dos (2) horas.

Paralelamente al procedimiento descrito se establece la probabilidad de tener grandes flujos de energía por la subestación. Para ello se utiliza la información histórica del despacho real o una simulación del modelo energético SDDP (Programación Dinámica Dual y Estocástica[47]), sin considerar los índices de indisponibilidad de las plantas y teniendo en cuenta las restricciones de la red. Finalmente se calcula la severidad como el producto de la potencia no suministrada, el tiempo medio de restablecimiento y la probabilidad del escenario anteriormente descrito. La Gráfica 4-35 presenta la metodología de cálculo del Índice de Severidad Operativo.

[47] Este modelo permite analizar en el largo plazo el comportamiento del Costo Marginal del Sistema y determina el precio de Oferta de un generador como la suma de sus costos fijos y sus costos variables; lo anterior teniendo en cuenta la disponibilidad de las plantas, la hidrología histórica y esperada, los costos de combustibles, al igual que la red de transmisión y sus limitaciones de capacidad.

Gráfica 4-35: Metodología de Cálculo de indice de severidad operativo (ISO).



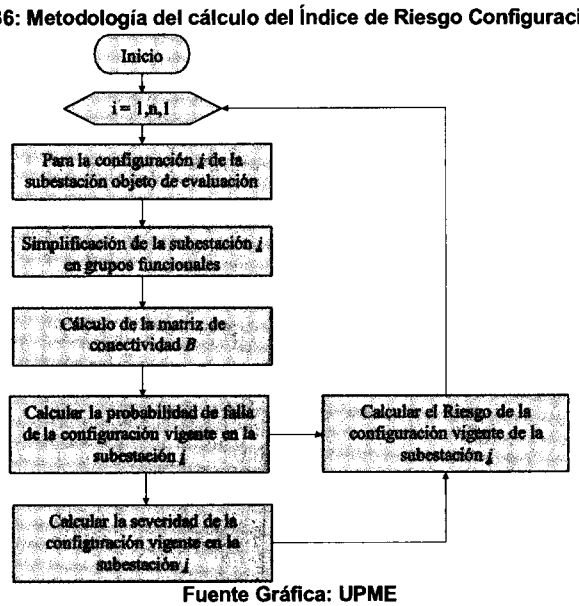
Fuente Gráfica: UPME

Es importante mencionar que se considera la salida de toda la subestación junto con todos sus elementos asociados, independientemente de su configuración. Así mismo, no se tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de este evento de falla. Esto se debe a que la finalidad de este índice es establecer el impacto sobre el Sistema de la pérdida de una subestación.

Cálculo del Índice de Riesgo para la configuración de la Subestación (IRCS)

Este índice busca establecer para cada subestación, en función de su probabilidad de falla y el número de elementos disponibles después de la pérdida de una línea, transformador o generador que se conecta al barraje, el riesgo de la configuración vigente en dicha subestación. La metodología se presenta en la Gráfica 4-36.

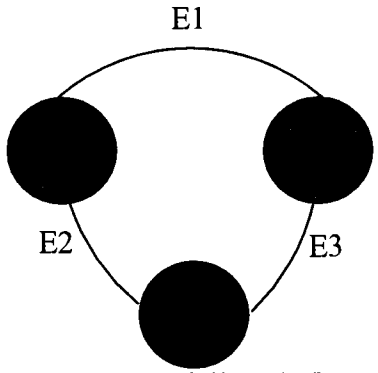
Gráfica 4-36: Metodología del cálculo del Índice de Riesgo Configuración (IRCS).



Fuente Gráfica: UPME

Antes de presentar en detalle la metodología, es pertinente explicar brevemente la teoría de grafos y su relación con el concepto de grupo funcional. Un grafo G = (V, E) es definido por un par ordenado, donde V es conocido como vértice y E es llamado arco. En la Gráfica 4-37 se puede observar un grafo sencillo.

Gráfica 4-37: Grafo de tres vértices y tres arcos.



Fuente Gráfica: UPME

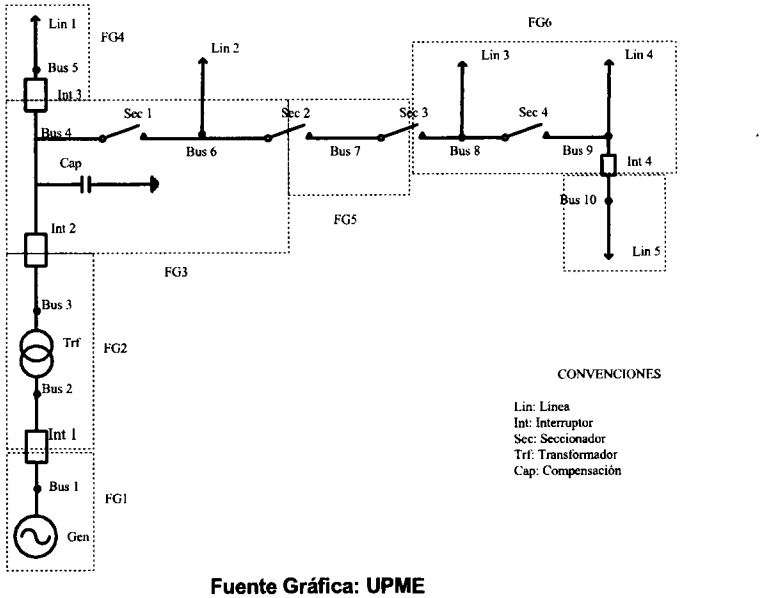
Entonces,

$$G = \{V, E\} \qquad (1)$$

$$G = \{[V_1, V_2, V_3], [E_{1=}(V_1, V_2), E_{2=}(V_1, V_3), E_{3=}(V_2, V_3)]\}$$

Para entender el concepto de grupo funcional, a continuación se presenta un ejemplo sencillo, donde se puede identificar fácilmente cada uno de los elementos que lo constituyen.

Gráfica 4-38: Descomposición de un sistema de distribución radial en grupos funcionales.

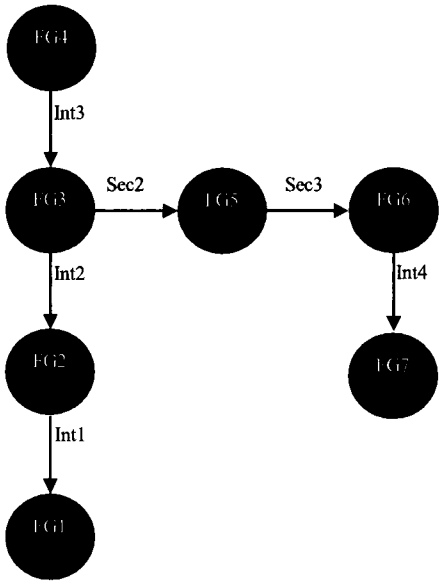


Fuente Gráfica: UPME

En la Gráfica 4-38 es claro que cada barra (Bs) del Sistema esta interconectada por lo menos con dos elementos. Si todos los seccionadores estuvieran en posición de apertura, el Sistema de distribución quedaría aislado en siete (7) partes. Cada una de estas "islas" está encerrada por un circulo rojo. Todos los elementos dentro de cada subsistema son considerados un grupo funcional. En conclusión, un grupo funcional es un conjunto de elementos, que están dispuestos de cierta manera para realizar una función determinada. Por ejemplo, el grupo funcional 1, tiene como objetivo entregar tensión al transformador Trf. Nótese que entre dos grupos funcionales generalmente hay un elemento de interface. En el ejemplo, estos componentes son los seccionadores e interruptores.

Ahora bien, es posible simplificar el esquema de la Gráfica 4-38, para que los elementos de interface entre cada uno de los grupos funcionales sea un interruptor o seccionador. El esquema se presenta en la Gráfica 4-39. Se observa que los vértices son los grupos funcionales y los arcos son los interruptores y seccionadores.

Gráfica 4-39: Diagrama de grafos simplificado.



Fuente Gráfica: UPME

De la figura anterior se puede obtener la siguiente expresión matemática:

$$G = \{V, E\} \ (2)$$

$$[FG_1, FG_2, FG_3, FG_4, FG_5, FG_6, FG_7], \begin{bmatrix} (FG_1, FG_2), (FG_2, FG_3), (FG_3, FG_4), \\ (FG_3, FG_5), (FG_5, FG_6), (FG_6, FG_7) \end{bmatrix}$$

Para la Gráfica 4-39 se puede definir una matriz de conectividad *B*. Las filas son los arcos o elementos de interrupción, y las columnas son los grupos funcionales. Entonces, para el seccionador 1 (Sec1), por ejemplo, tendríamos un uno (1) en las columnas 1 y 2. Esto quiere decir que este elemento es la interface entre los grupos funcionales 1 y 2.

Ahora bien, si un componente dentro de cualquiera de dos grupos funcionales vecinos FGi y FGj sufre una perturbación y el seccionador o interruptor que los conecta no opera o falla, se puede decir que todos los elementos dentro de los dos grupos funcionales salen de servicio. A este evento se le puede asociar una probabilidad de ocurrencia y puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_{ij} = P_d^{i,j}.\left\{\left(P_{FG_i}\right) + \left(P_{FG_j}\right)\right\} \qquad (3)$$

$$P_{ij} = P_d^{i,j}.\left\{\sum_{k\in i} P_E^k + \sum_{k\in j} P_E^k\right\},$$

donde:

- P_{ij}: Probabilidad de que los grupos funcionales i y j fallen.
- $P_d^{i,j}$: Probabilidad de falla del elemento de interrupción.
- P_{FG_i}: Probabilidad de falla del grupo funcional i.
- P_E^k: Es la probabilidad de que un elemento k dentro del grupo funcional i falle.

La expresión anterior implica que el evento de falla de un elemento de interface es independiente de la falla de un grupo funcional. Para calcular todas las probabilidades de falla de dos grupos funcionales vecinos utilizamos la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{34} \\ P_{35} \\ P_{56} \\ P_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_d^{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & P_d^{2,3} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & P_d^{3,4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & P_d^{3,5} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & P_d^{5,6} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & P_d^{6,7} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1100000 \\ 0110000 \\ 0011000 \\ 0010100 \\ 0000110 \\ 0000011 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{FG_1} \\ P_{FG_2} \\ P_{FG_3} \\ P_{FG_4} \\ P_{FG_5} \\ P_{FG_6} \\ P_{FG_7} \end{bmatrix} = DxBxPFG$$

(4)

Teniendo en cuenta todo lo anterior, a continuación se explica detalladamente la metodología propuesta para el cálculo del índice de Riesgo de la Configuración.

En primera instancia se realiza la simplificación de la subestación objeto de estudio en grupos funcionales. Para ello se asume que el interruptor y los dos seccionadores que conforman una bahía, constituyen un solo equipo de corte. Posteriormente se determina la matriz de conectividad *D* y la probabilidad de falla de la subestación en función de su configuración. Seguidamente se calcula la severidad en función del número de elementos disponibles en la subestación, después de la pérdida de una línea, transformador o generador conectado al barraje. Finalmente se calcula el riesgo de la configuración como el producto de la probabilidad de falla de la subestación, y su severidad cuando se pierde uno de sus elementos constitutivos.

Aplicación de metodología a Subestación Mocoa

Una vez aplicada la metodología al cambio de configuración de la Subestación Mocoa, a continación se presentan los resultados en mejora de la confiabilidad de esta subestación, en relación a la condición actual.

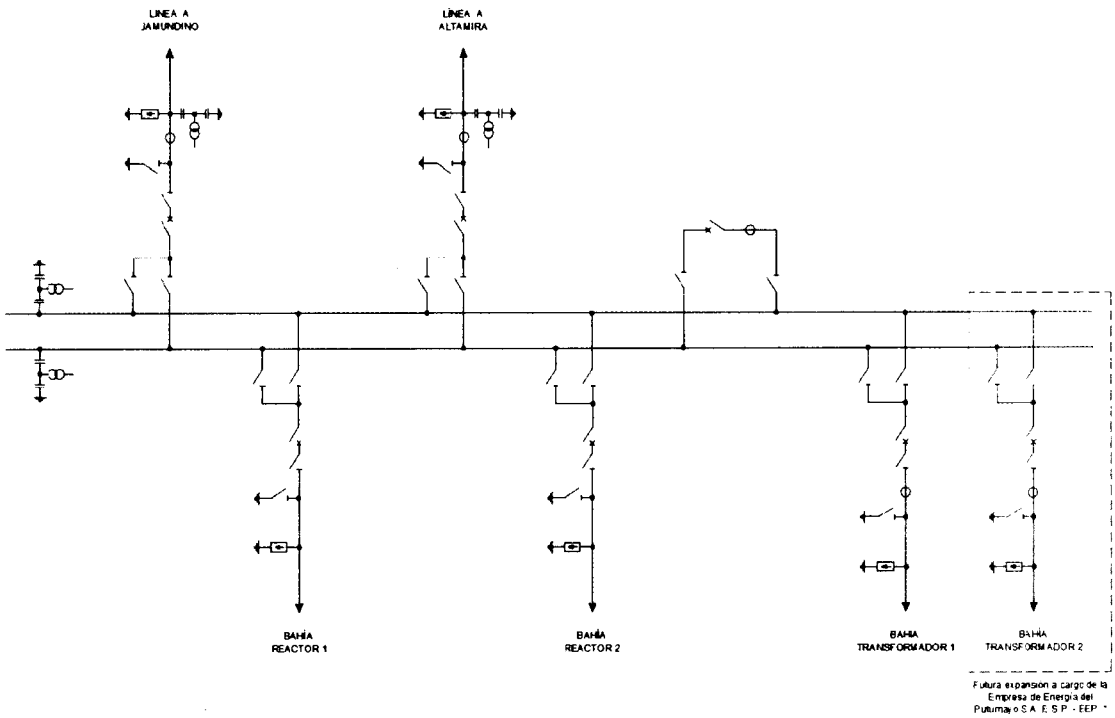
Tabla 4-47: Proyectos Propuestos.

Configuración	Barra Principal más transferencia	Configuración Doble Barra
Horas de indisponibilidad	0.4	0.001

Fuente de tabla: UPME

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se observa que se puede tener un valor presente de beneficios de alrededor de USD 18.235.713 a diciembre de 2017, por lo cual se justifica este cambio de configuración. En la Gráfica 4-40 se muestra el diagrama unifilar de nueva configuración de la Subestación Mocoa 230kV. El costo en UC's calculado como la diferencia del cambio de configuración de la subestación de barra principal y transferencia a doble barra es de USD 159.778 aproximadamente. No se considera el costo del terreno, ni unidades constructivas que no hayan sido estimadas en la Resolución CREG 011 de 2009.

Gráfica 4-40: Diagrama unifilar Subestación Mocoa 230kV.



Fuente Gráfica: UPME

Recomendación

Cambio de configuración Subestación Mocoa

- Cambio de configuración de la subestación Mocoa de barra principal mas transferencia a doble barra.

Fecha de puesta en operación: Marzo de 2020

4.11. Resumen de recomendación STN

4.11.1. Expansión Conexión de generación en Antioquia y Caldas – Quindio – Risaralda

En Relación al STN:

- Nueva subestación Hispania 230 kV interconectada mediante el seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – El Siete 230 kV y el Siete - Esmeralda 230 kV, con dos líneas doble circuito de aproximadamente 14 km desde el punto de seccionamiento a la subestación Hispania 230 kV.

- Nueva subestación Salamina 230 kV, alimentada mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda 230 kV_2 y San Carlos - Esmeralda 230 kV_1 (San Lorenzo - Esmeralda 230 kV_1), realizado aproximadamente a 48,93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas doblecircuito de 16,2 km.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2023

En Relación al STR:

- Interconexión STN/STR mediante dos transformadores 230/110/13,8 kV 180 MVA en Hispania.

- Interconexión STN/STR mediante un transformador 230/115/13,8 kV 150 MVA en Salamina y repotenciación Cambio de CTs de las líneas Irra - Salamina 115 kV y Esmeralda - Irra 115 kV, a otros con capacidad primaria de 500 A.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2023

4.11.2. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación Pacífico 230/115 kV

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos circuitos de 74 km Pacífico – San Marcos 230 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacifico - Pailon 115 kV.
- Repotenciación de los circuitos Bajo Anchicaya - Pailon 1 115 kV, Pailon – Bahía Málaga 1 115kV y Tabor (Buenaventura) - Pailon 1 115 kV a 540 A, 400 A y 540 A respectivamente.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2023

4.11.3. Alternativas de expansión en el área de Guajira – Cesar – Magdalena para la incorporación del recurso renovable de la zona

En Relación al STN:

Fase 2.A

- Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
- Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV

Fecha de puesta en operación de Infraestructura propuesta: Diciembre 2023

Fase 2.B

- Colectora 3 en 500 kV en AC
- Colectora 2 en 500 kV en AC
- Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550kV.

Con respecto a la recomendación de la conexión de las renovables – Fase 2.B, si bien se analizó en el presente Plan, su definición, fecha y características dependerán de las necesidades energéticas y los resultados de los mecanismos del cargo por confiabilidad y las eventuales subastas de contratación de largo plazo.

4.11.4. Cambio de configuración Subestación Mocoa

- Cambio de configuración de la subestación Mocoa de barra principal mas transferencia a doble barra.

Fecha de puesta en operación: Marzo de 2020

4.12. ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR

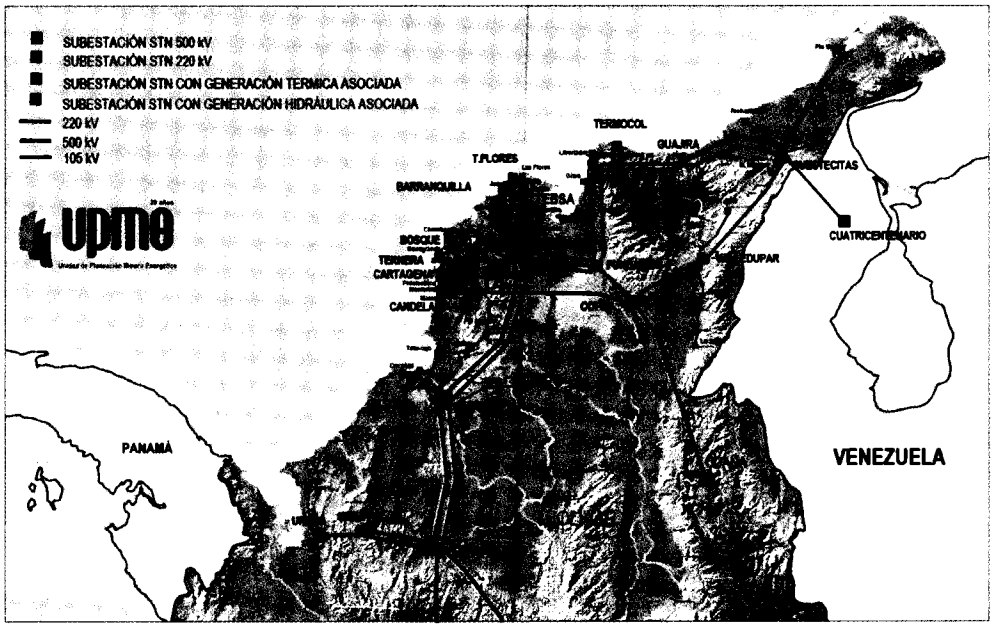
La unidad, en el marco de la Resolución CREG 024 de 2013, la cual estableció en su Artículo 7:

> *"(...)* ***Artículo 7. Necesidades de expansión identificadas por la UPME:*** *Cuando en el Plan de Expansión del SIN se identifiquen necesidades de expansión en los STR, los OR del área de influencia deberán proponer un proyecto que sirva de solución a la necesidad e incluirlo dentro de su respectivo plan de expansión que entregará a la UPME al año siguiente, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3.*
>
> *Si los OR no incluyen tales proyectos dentro de su plan de expansión, la UPME definirá el proyecto a ejecutar y lo incluirá en el Plan de Expansión del SIN. Los OR del área de influencia que no presentaron proyectos que atendieran las necesidades identificadas no podrán manifestar interés en ejecutar el proyecto que definió la UPME ni participar en los posibles Procesos de Selección para su ejecución en caso de que se tenga que recurrir a ellos (...)".*

A continuación se presenta para cada una de las áreas operativas las necesidades identificadas, con el fin que hagan parte de estudio de las soluciones por cada uno de los OR en sus respectivos Planes de Expansión, y así se puedan presentar las obras respectivas para solucionar las problemáticas.

4.12.1. Área Caribe – Atlántico

Gráfica 4-41: Área Caribe Actual.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento y nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación STN/STR y STR/SDL, lo que conlleva a tener generación de seguridad en el área,

generación que adicionalmente debe ser cuidadosamente balanceada entre los recursos ubicados en el área y los niveles de tensión; además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas N-1 de elementos de red a nivel del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local.

Así mismo, agotamiento de los niveles de corto de las subestaciones del área.

A continuación se presentan las problemáticas observadas.

Tabla 4-48: Desempeño del sistema en Atlántico.

CONDICION DEL SISTEMA	2017	2023
C.N.O (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el enlace Oasis - Termoflores 110 kV	Desempeño Adecuado
C.N.O (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Tra. Tebsa 3 230/110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Caracolí - Tebsa 230 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)		
N - 1 Tra. 1,2,3 Tebsa 230/110 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Sobrecargas en los Tra. Paralelos Oasis - Termoflores I 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Union 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Union 110 kV < 0.9 pu	Desempeño Adecuado
N - 1 Las Flores - Termoflores 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Las Flores 110 kV < 0.9 pu	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en el corredor Tebsa - TVteJulio - VteJulio 110 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130%	Sobrecargas en la red de 34.5 kV
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Union 110 kV > 100%	
N - 1 Tra. Sabanalarga 1,2 230/115 kV	Sobrecarga en el Tra. Sabanalarga 2,1 230/115 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Silencio 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Flores 1,2 230/110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110%	
N - 1 TVteJulio - VteJulio 110 kV / Tebsa - TVteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 120%	Desempeño Adecuado
N - 1 Silencio - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 El Rio - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 110%	
N - 1 El Rio - Oasis 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado

N - 1 Cordialidad - Silencio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Union 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Union 110 kV < 0.9 pu	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100%	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV
N - 1 Las Flores - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 140% Oasis - Silencio 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores II 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la transformación 110/34.5 kV del area	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Union 110 kV > 110%	El Rio 34.5 kV < 0.9 pu Tra. Union 110/34.5 kV > 100%
N - 1 Oasis - Silencio 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Centro - Oasis 110 > 180%	Desempeño Adecuado
N - 1 Centro - Oasis 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Oasis - Silencio 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores II 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Oasis - Termoflores I 110 kV > 140%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Oasis - Termoflores I y II 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/110 kV en Tebsa y Termoflores:** Se observa sobrecargas ante condiciones de falla de uno de los transformadores de Tebsa o Flores 230/110 kV y en condiciones de mínimo despacho en Atlántico, lo que impone la necesidad de tener generación de seguridad al interior del área, desoptimizando el despacho y ocasionando posible desatención de la demanda, al no contar con la misma. Actualmente, se tiene definido el proyecto Caracolí, El Río y obras asociadas, como solución a esta problemática, los cuales tienen como fecha esperada de entrada en operación entre el 2017/2018 para Caracolí STN/STR y 2020 para El Río en el STN/STR.

- **Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico:** Se observa agotamiento de la red que puede producir desatención de la demanda y desoptimización del despacho, debido a la generación de seguridad que se debe mantener para poder preservar el sistema ante contingencia simple. Actualmente se tiene definido el proyecto Caracolí y obras asociadas, obras adicionales en el STR de Atlántico, y el proyecto El Río y obras asociadas, para solucionar esta problemática, los cuales tienen como fecha de entrada en operación entre el año 2017 y 2020. Actualmente no existen escenarios seguros para la operación, se espera que con la repotenciación de los circuitos que salen de la subestación TEBSA se logren conseguir algunos escenarios seguros.

- **Agotamiento en la capacidad 230/110 kV Sabanalarga:** Se observa agotamiento de la capacidad del transformador Sabanalarga 230/110 kV y posible desatención de demanda ante contingencia. Con la entrada de los proyectos en el área de Atlántico ya definidos, los cuales permiten el cierre del seccionamiento, se eliminaría esta condición. Antes de la entrada de los proyectos de expansión se presenta riesgo de desatención de la demanda.

- **Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores:** Se observa que los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 230 kV y Termoflores 110 kV llegan a su nivel máximo. Por lo anterior, **se hace necesario que los dueños de las subestaciones adelanten todas las acciones necesarias para que en el corto plazo, y antes de la entrada en servicio de las obras propuestas, se aumenten los niveles de corto en estas subestaciones.**

  Lo anterior, de acuerdo con el principio que ningún elemento del sistema puede limitar la operación adecuada del mismo, para el caso de transmisión, el cual está definido mediante la Resolución CREG 011 de 2009, la cual establece que:

  "(...) ***Artículo 6. Remuneración de nuevos Activos de Uso que sustituyan a otros:*** *Para la remuneración de un nuevo Activo de Uso que sustituya a otro que se estaba remunerando con una Unidad Constructiva diferente se debe cumplir lo siguiente: i) Que el TN que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica la ampliación o su sustitución; ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ampliación o sustitución de dicho activo; iii) Que el TN solicite a la CREG la inclusión de este activo dentro del inventario de activos remunerados; y iv) Que la CREG expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración, una vez el activo entre en operación.*

  Parágrafo: *La reposición de los activos es responsabilidad de sus propietarios o de los TN que los representen. Con este propósito el TN deberá presentar a la UPME, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos, que cubra un periodo de cinco años. En ningún caso el incumplimiento de las normas técnicas establecidas por la autoridad competente o las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al TN ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso. (...)"* Subrayado propio.

- Se observa que con la entrada de los proyectos planteados, para el 2023 se presenta un desempeño adecuado del sistema, eliminando las restricciones del área permitiendo una mayor flexibilidad en la operación de los recursos.

- Se hace necesario adelantar todas las medidas para reducir el riesgo de desatención de la demanda. Una de ellas corresponde a la posibilidad de uso de baterías, elementos analizados en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029. Sin embargo, se está a la espera de la reglamentación de este elemento para su implementación.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria y/o ejecutados directamente:

Año 2016/2022

- Reemplazo del transformador Tebsa 230/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad de 100 MVA.
- Traslado de la generación de Termobarranquilla a la barra a 230 kV de la S/E Tebsa (conectada actualmente a 110 kV), utilizando el transformador de 180 MVA de la S/E Tebsa, el cual tendrá conectada también demanda regulada, por lo cual seguirá siendo de Uso.
- Nueva S/E Caracolí, con dos transformadores 230/110 kV de 150 MVA.
- Apertura de los circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio 110 kV (A1), nuevo doble circuito Caracolí hasta el punto de apertura A1, quedando doble circuito Caracolí – Silencio 110 kV.
- Normalización de la T de Veinte de Julio 110 kV, construyendo aproximadamente 500 m de línea para la segunda línea Veinte de Julio – Tebsa 110 kV.
- Con el tramo sobrante de Silencio – Veinte de Julio 110 kV y las líneas TVeinte de Julio – Veinte de Julio 110 kV y TVeinte de Julio – Malambo 110 kV, se crean las líneas Cordialidad – Caracolí 110 kV y Caracolí – Malambo 110 kV.
- Nuevo transformador en paralelo 230/110/13.8 kV de 100 MVA en Nueva Barranquilla.
- Nuevo doble circuito subterráneo a 110 kV (4 km) desde Barranquilla hasta S/E Norte 110 kV.
- Subestación Norte 110 kV.
- Nueva línea Tebsa – Unión 110 kV y línea Unión – El Río 110 kV.
- Nueva S/E Magdalena 110 kV y reconfiguración de la línea Unión – El Río 110 kV en Magdalena – Unión 110 kV y Magdalena – El Río 110 kV.
- Reconfiguración de los circuitos El Río – Oasis 110 kV y Termoflores – Oasis 110 kV (aérea) en El Río – Las Flores – Termoflores 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) subterráneo Termoflores – Oasis 110 kV.
- Nueva subestación Estadio 110 kV.
- Nuevo circuito Termoflores – Oasis – Estadio – Centro 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) Malambo – Caracolí 110 kV.
- Proyecto El Río STN/STR.

Medidas de mitigación:

- Uso de Baterías en el STR/SDL Atlántico.
- Repotenciación circuitos salida de Tebsa (Tebsa – El Río 110 kV, Tebsa – Unión 110 kV, Tebsa – Cordialidad 110 kV, Tebsa – Veinte de Julio 110 kV y Tebsa – TVeinte de Julio 110 kV).

4.12.2. Área Caribe – Bolívar

Problemáticas identificadas:

El área Bolívar presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 66 kV y agotamiento de transformación STN/STR.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

Tabla 4-49: Desempeño del sistema en Bolívar.

CONDICION DEL SISTEMA	2017	2023
C.N.O	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 50% Ternera - Zaragocilla 66 kV > 40% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 60% Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 80% Tra. Bosque 1,2 230/66 kV > 60% Bolívar - Bosque 230 kV > 60% Bocagrande - Bosque 66 kV > 70%	Cartagena - La Marina 66 kV > 60% Bocagrande - Bosque 66 kV > 60% Tra. El Carmen 110/66 kV > 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia)
N - 1 Bosque - Chambacú 1,2 66 kV	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 100% Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 110% (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100% (Gen Min)
N - 1 Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Ternera - Zaragocilla 66 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Zaragocilla 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 100% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 110% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Toluviejo 110 kV / Tra. Ternera 230/110 kV		Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Bosque 1,2 230/66 kV		Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - Bosque 66 kV		Desempeño Adecuado
N - 1 Membrillal - Proelectrica 66 kV		
N - 1 Bolívar - Cartagena 230 kV (Gen Min)	Bolívar - Bosque 230 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra Cartagena 1,2 230/66 kV (Gen Min)		Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100%
N - 1 Bosque - La Marina 66 kV	-	
N - 1 Toluviejo - El Carmen 110 kV / Tra. El Carmen 110/66 kV (El Carmen - Gambote 66 kV abierto en Gambote 66 kV)	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/66 kV:** Se observa el agotamiento de la transformación STN/STR, se hace necesario la entrada de los proyectos relacionados con el segundo y tercer transformador en Bosque y el nuevo punto de conexión STN/STR en Bolívar.

- **Agotamiento de la red a 66 kV:** Es evidente el agotamiento de la red de 66 kV, se presentan sobrecargas de elementos en condición de N-1, el proyecto La Marina mejora el desempeño, sin embargo, el mismo se vuelve a agotar, por lo cual se hace necesario un proyecto estructural correspondiente a cambio de nivel de tensión o repotenciación de los activos existentes. En este sentido, la Unidad está revisando el tema del cambio del nivel de tensión, debido a que, el OR no presentó la obra estructural para tal problemática.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria:

Años 2016/2018

- Tercer transformador en Bosque 230/66 kV – 150 MVA.
- Repotenciación enlaces Bocagrande – Cartagena 66 kV y Bocagrande – Bosque 66 kV.
- Nuevo punto de conexión STN en Bolívar y obras asociadas (Bolívar 230 kV).
- Subestación la Marina 66 kV.

4.12.3. Área Caribe – Chinú

Problemáticas identificadas:

La sub-área Chinú presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, bajas tensiones y sobrecargas de los elementos del STR, lo que podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que estas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

Tabla 4-50: Desempeño del sistema en Chinú.

CONDICION DEL SISTEMA	2017	2023
C.N.O	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 85% Tra. Urrá 230/110 kV > 120% Tra. El Carmen 110/66 kV > 80% Chinú - Boston 110 kV > 95% El Carmen 110 kV > 0.9 pu	Tra. Urrá 230/110 kV > 60% Tra. El Carmen 110/66 kV < 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia) Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 70%
N - 1 Cerromatoso 500/230 kV	Altas cargabilidades corredor Urra - Río Sinú - Chinú 110 kV y Tra. Urra 230/110 kV - DNA	Tra. Urrá 230/110 kV > 100%
N - 1 Urrá 230/110 kV	Colpaso por bajas tensiones en Urra 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV y Cereté 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Boston - Sierra Flor 110 kV	Colpaso por bajas tensiones en Toluviejo 110 kV, Sierra Flor 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Chinú - Coveñas 110 kV	Colpaso por bajas tensiones en Toluviejo 110 kV, Coveñas 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Rio Sinú - Tierra Alta 110 kV	Colpaso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tierra Alta - Urrá 110 kV	Colpaso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado

N - 1 Cereté - Chinú 110 kV	Colpaso por bajas tensiones en Urrá 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV, Cereté 110 kV- DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 120% Tra. Urrá 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 100%	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90% Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
N - 1 Cerromatoso - Urrá 1,2 230 kV	Urrá 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Coveñas - Toluviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 120%	Desempeño Adecuado
N - 1 Temera - Toluviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Sierra Flor - Toluviejo 110 kV	Tra. El Carmen 110/66 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Urabá 230/115 kV	Tra. Urrá 230/110 kV > 130%	Desempeño Adecuado
N - 1 Urabá - Urrá 230 kV	Tra. Urrá 230/110 kV > 130%	Tra. Urrá 230/110 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de capacidad de transformación:** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviejo STN/STR y Montería STN/STR. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo, por lo cual, **se solicita al OR un proyecto para eliminar esta condición. Se propone un cuarto transformador 500/110 kV – 150 MVA.**

- **Sobrecargas elementos en 110 kV:** Ante contingencia, se sobrecargan elementos de 110 kV, para eliminar lo anterior, en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 se definió el proyecto Toluviejo y obras asociadas, además de las repotenciaciones a nivel del STR.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria:

Años 2016/2020

- Segundo circuito Chinú – Boston 110 kV – Ejecutado por ELECTRICARIBE.
- Conexión al STN en nueva subestación Montería 230 kV.
- Subestación Cereté 110 kV.
- Proyecto Toluviejo STN/STR y obras asociadas.
- Repotenciación de los circuitos Coveñas — Toluviejo 110 kV, Sierra Flor — Toluviejo 110 kV, Boston — Sierra Flor 110 kV, Boston — Chinú 1 110 kV y Boston — Chinú 2 110 kV.

4.12.4. Área Caribe – Cerromatoso

Problemáticas identificadas:

El sub-área Cerromatoso presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, lo que podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

Tabla 4-51: Desempeño del sistema en Cerromatoso.

CONDICIÓN	2017	2023
N - 1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV		

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de capacidad de transformación**: En el mediano plazo, ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Cerromatoso, se observan sobrecargas en los transformadores que quedan en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas, además la posible desoptimización del despacho, debido a las necesidades de generaciones de seguridad al interior de la sub-área. Por lo anterior, **se solicita al OR presentar un proyecto para mitigar esta condición, tal como un cuarto transformador en Cerromatoso 500/110 kV – 150 MVA.**

4.12.5. Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas:

Tabla 4-52: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O.	Sobrecarga transformador Valledupar 230/34.5 kV. Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV*. Alta cargabildiad transformador Copey 230/110/34,5 kV	TR Copey 230/110 KV >110 %
N - 1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Cuestecitas 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Santamarta 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Sobrecarga transformadores quedan en servicio
N - 1 transformador Valledupar 1 230/110 kV	Sobrecarga transformador Valledupar 230/110 kV	Desempeño adecuado
N - 1 Ocaña - La Loma 500 kV	Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV.	Desempeño adecuado

*Sin la entrada del segundo transformador en Valledupar 230/110 kV definido, ni el tercer transformador 230/34.5 kV.

Fuente de tabla: UPME

El sub-área GCM presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red a 110 kV, lo que podría conducir a tener demanda no atendida. Así mismo, la existencia de radialidades ocasiona demanda no atendida ante contingencias sencillas en el STR.

En la Tabla 4-52 se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:** Antes de la entrada del tercer transformador 230/34,5 kV en Valledupar, en condiciones normales de operación se presenta sobrecarga de los mismos. Lo anterior se agrava frente a la contingencia de uno de los transformadores. Con relación al primero (transformador 230/110 kV), se definió el segundo transformador 230/110 kV, y para el segundo, se definió el proyecto del tercer transformador 230/34.5 kV, además del proyecto San Juan STN/STR y obras asociadas.

  Alta cargabilidad del transformador Copey 230/110/34,5 kV en condición normal de operación , por lo cual el OR debe definir una obra para mitigar esta cituación, tal como un aumento de capacidad transformador.

  En el mediano plazo, se observa nuevamente, el agotamiento de la capacidad del transformador en Santa Marta, por lo cual, **es necesario que el OR plantee una alternativa de mitigación ante esta condición, correspondiente a la ampliación de la capacidad de transformación STN/STR en Santa Marta.**

- **Demanda no atendida ante falla de transformador Copey 230/110 kV:** Ante la falla del transformador Copey 230/110 kV se producirá demanda no atendida correspondiente a la radialidad que es alimentada por el transformador. El Operador de Red presentó la conectividad de las subestaciones La Jagua 110 kV, La Loma 110 kV, El Paso 110 kV al nuevo punto de conexión en 500 kV en la Loma y del nuevo punto de conexión STN/STR en San Juan.

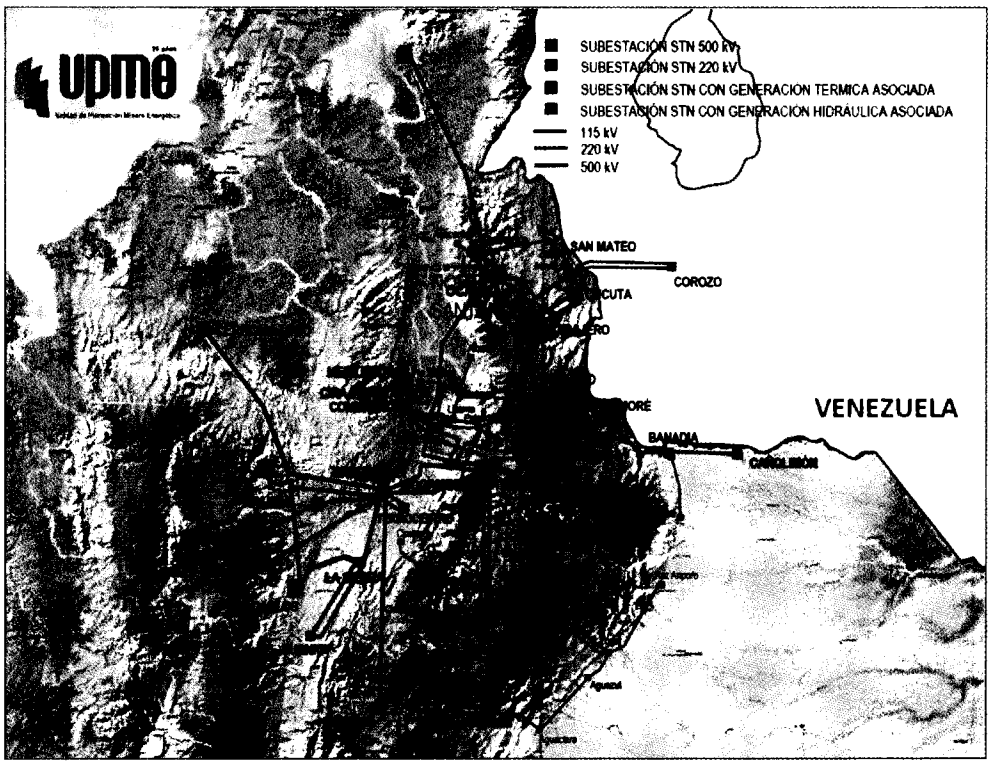
Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria o en ejecución:

Años 2016/2020

- Nueva Subestación la Loma 110 kV.
- Conexión STN en nueva subestación La Loma 110 kV.
- Proyecto Riohacha – Maicao (segundo circuito entre Cuestecitas y Riohacha y cierre del anillo entre Riohacha y Maicao 110 kV).
- Interconexión El Paso – La Loma 110 kV.

4.12.6. Área Nordeste – Santander

Gráfica 4-42: Área Nordeste.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Tabla 4-53: Desempeño del sistema en Santander.

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2017	2023
C.N.O	Barbosa - Paipa 1 115 > 80 % Bmanga - Real Minas 1 115 > 70 % Florida - TBucFlorida 1 115 > 50 % Los Palos - Palenque 1 115 > 40 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - Lizama 1 115	[illegible]	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - San Silvestre 1 115	[illegible]	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca 2 230/115	[illegible]	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115 N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Los Palos - Palenque 1 115 > 110 % [illegible]	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - TBucFlorida 1 115	[illegible]	Desempeño adecuado
N - 1 Florida - TBucFlorida 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Los Palos - Palenque 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Palos 230/115 N - 1 Palos 230/115	[illegible]	Desempeño adecuado
N - 1 Piedecuesta - San Gil 115 kV	DNA - Demanta atendida radialmente	Desempeño adecuado
N - 1 Lizama - Sabana Torres 115 kV	DNA - Demanta atendida radialmente	Desempeño adecuado
N - 1 Sabana Torres - Sn Alberto 115 kV	DNA - Demanta atendida radialmente	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

En este área se presentan diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red a 115 kV, que podría ocasionar demanda no atendida.

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV y de la red del STR:** Las obras propuestas y en ejecución eliminan el agotamiento de la transformación STN/STR, por lo cual se le solicita al OR, que implemente todas las medidas para que las mismas estén en servicio en el menor tiempo posible, así como el desarrollo a nivel del STR.

4.12.7. Área Nordeste – Norte de Santander

Problemáticas identificadas:

Actualmente el Norte de Santander presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría por agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red del Sistema de Transmisión Regional, lo cual podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas y los impactos que estas tienen en el sistema.

Tabla 4-54: Desempeño del sistema en Norte de Santander.

CONDICIÓN	2017[48]	2023
Condición Normal de Operación	TRF San Mateo 230/115 > 50% TRF Belén 230/115 kV > 50% San Mateo - La Ínsula > 20% Belén - La Ínsula < 10% Ocaña - Aguachica 115 kV > 40% Ocaña - Convención > 20% Convención - Ayacucho 115 kV > 20%	TRF San Mateo 230/115 > 60% TRF Belén 230/115 kV > 60% San Mateo - La Ínsula > 20% Belén - La Ínsula > 10% Ocaña - Aguachica 115 kV > 60% Ocaña - Convención > 40% Convención - Ayacucho 115 kV > 20%
N - 1 TRF Belén 230/115 kV	TRF San Mateo 230/115 > 70% San Mateo - La Ínsula > 60% Belén - La Ínsula > 80%	San Mateo - La Ínsula = 84%
N - 1 TRF San Mateo 230/115 kV	TRF Belén 230/115 > 60% San Mateo - La Ínsula > 10% Belén - La Ínsula > 20%	San Mateo - La Ínsula > 10% Belén - La Ínsula > 20%
N - 1 Ocaña - Convención 115 kV	Ocaña - Aguachica 115 kV > 60% Convención - Ayacucho 115 kV < 20% Aguachica - Ayacucho 115 kV > 20%	Convención - Ayacucho 115 kV > 20% Aguachica - Ayacucho 115 kV > 30%
N - 1 Ocaña - Aguachica115 kV	Ocaña - Convención 115 kV > 60% Convención - Ayacucho 115 kV > 80% Aguachica - Ayacucho 115 kV > 20%	Aguachica - Ayacucho 115 kV = 37%
N - 1 Línea San Mateo - La Ínsula 115 kV		
N - 1 Línea Belén - La Ínsula 115 kV		TRF Belén 230/115 < 70%

Fuente de tabla: UPME

[48] Suponiendo en servicio los proyectos aprobados al OR

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV:** Como consecuencia del crecimiento de la demanda, se observa alta cargabilidad en los transformadores de conexión STN/STR de áreas tales como Belen y San Mateo, en el corto plazo se soluciona la problemática con la expansión definida, en 2023 se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los transformadores.

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Aunque con las obras definidas y en ejecución, se solucionan los problemas de agotamiento de la red en el corto plazo, en el mediano plazo se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los corredores de 115 kV, particulamente en Belen - Insula, Ocaña – Aguachica, y Convención Ayacucho y Ocaña – Convención 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

Años 2017/2019

- Segundo transformador en San Mateo 115 kV.
- Dos transformadores adicionales en Ocaña 115 kV.
- Subestación Buturama 115 kV.
- Reconfiguración de la línea Ocaña - Aguachica 115 kV.
- Compensación en Buturama 115 kV.
- Compensación en Ayacucho 115 kV.
- Normalización Subestación Ayacucho 115 kV
- Cambio de CT's Línea Ocaña - Aguachica Nueva 115 kV.
- Repotenciación de la línea Belén - La Ínsula 115 kV.
- Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV.
- Línea Buturama - Ayacucho 115 kV.
- Compensación en la subestación Tibú 115 kV
- Repotenciación línea Tibú - Zulia 115 kV.
- Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV

4.12.8. Área Nordeste – Boyacá – Casanare

Problemáticas identificadas:

Para el caso de Boyacá se presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y del agotamiento de la red a 115 kV.

Tabla 4-55: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.

CONDICIÓN	2017	2023
Condición Normal de Operación	TRF Paipa 230/115 kV > 60% TRF Sochagota 230/115 kV > 50% San Antonio - Yopal 115 kV> 20%	TRF Paipa 230/115 kV > 40% TRF Sochagota 230/115 kV> 40% Paipa - Barbosa 115 kV > 50% San Antonio - Yopal 115 kV> 20% Paipa - Donato 115 kV > 30%
N - 1 Paipa - Sochagota 230 kV Modo Común	TRF Paipa 230/115 kV > 40% Paipa - Sochagota 115 kV> 20% Sochagota - Higueras 115 kV > 50%	TRF Paipa 230/115 kV < 40% TRF Sochagota 230/115 kV> 40% Paipa - Sochagota 115 kV < 10% Paipa - Barbosa 115 kV > 50%
N - 1 Paipa - Barbosa 115 kV	Donato - Chiquinquirá 115 kV > **108%** Paipa - Donato 115 kV = 66% Chiquinquirá 115 kV < **0.82** Barbosa 115 kV < **0.75** Cimitarra 115 kV < **0.73**	Donato - Alto Ricaurte 115 kV > 20% Paipa - Donato 115 kV > 30% Chiquinquirá - Barbosa 115 kV > 20%
N - 1 Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV > **110%**	Paipa - Barbosa 115 kV > 50%
N - 1 San Antonio - Yopal 115 kV	San Antonio - Yopal 115 kV > 30%	San Antonio - Yopal 115 kV > 20%
N - 1 Yopal - TermoYopal 115 kV	-	-
N - 1 TRF Paipa 230/115 kV		TRF Paipa 230/115 kV > 60% TRF Sochagota 230/115 kV > 50% Paipa - Barbosa 115 kV > 50%
N - 1 TRF Sochagota 230/115 kV		TRF Paipa 230/115 kV > 60% Paipa - Barbosa 115 kV > 50%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la red a 115 kV y agotamiento transformación STN/STR:** Con la conexión de los proyectos definidos y en ejecución se solucionan los problemas de agotamiento de la transformación y de agotamiento de la red del STR en Boyacá y Casanare.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

Años 2016/2018

- Ampliación capacidad transformación en Chivor STN/STR y líneas asociadas.
- Nuevo punto de conexión STN/STR en Sochagota y obras asociadas.
- Nueva subestación Alto Ricaurte 115 kV y las líneas Chiquinquirá – Alto Ricaurte – Donato 115 kV.
- Subestación el Huche 115 kV y obras asociadas.
- Nuevo punto de conexión STN/STR en San Antonio y obras asociadas.

4.12.9. Área Nordeste – Arauca

Problemáticas identificadas:

El área atiende su demanda de manera radial. A continuación se presenta la problemática observada.

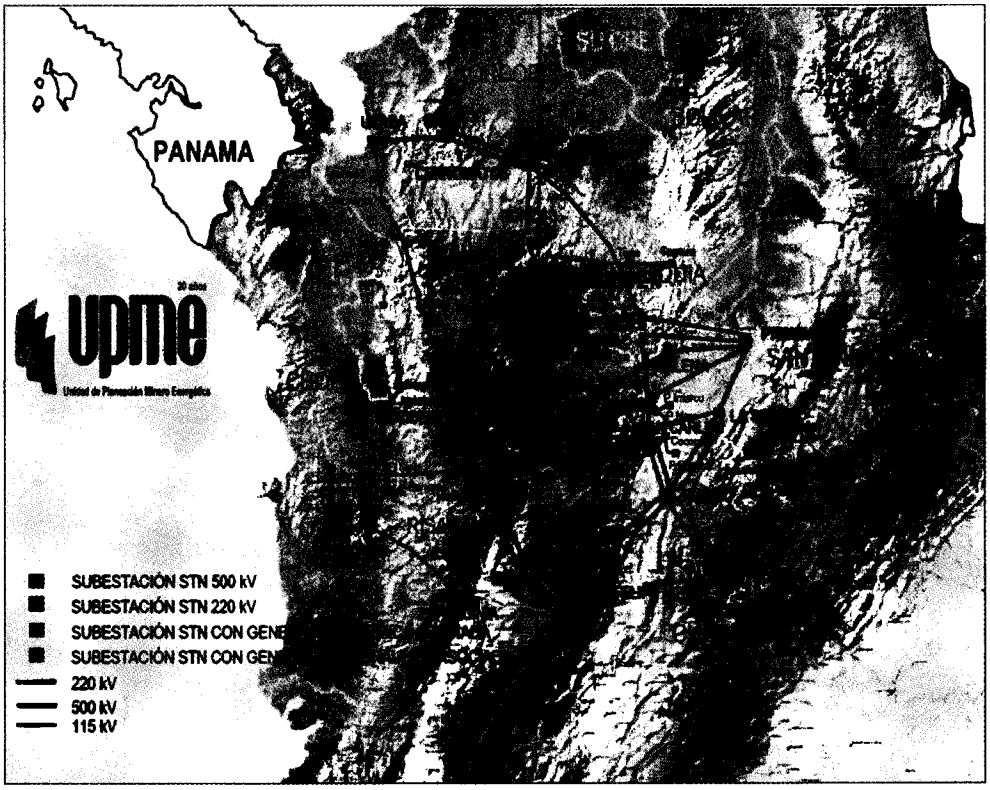
- **Atención radial de la demanda:** Con la ejecución de los proyectos en la zona se solucionan los problemas de radialidad de atención de la demanda.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Nueva Subestación La Paz 230/115 kV – 50 MVA
- Nueva Subestación Playitas 115 kV.
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.
- Nueva línea La Paz – Playitas 115 kV.
- Compensación en Banadia 115 kV – 9 MVAr

4.12.10. Área Antioquia – Antioquia

Gráfica 4-43: Área Antioquia.



Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, en su mayoría relacionadas con la gran capacidad de generación instalada en el Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Transmisión Nacional – STN. Se presentan bajas tensiones en algunas sub-áreas ante contingencia sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del Sistema de Transmisión Regional, que operan radialmente. Sin embargo, las obras definidas en el área a nivel del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, solucionan la problemática relacionada con sobrecargas en el STR, además de las problemáticas relacionadas con las bajas tensiones en el Magdalena Medio.

Conclusiones:

- **Bajas tensiones:** Ante la contingencia de la línea Playas – Puerto Nare 110 kV, se presentan bajas tensiones en las subestaciones que quedan alimentadas aguas abajo de Calderas 110 kV (Cocorná, Puerto Inmarco y Puerto Nare) con la consiguiente desatención de demanda. Actualmente se tiene definido un nuevo punto de inyección a nivel 230 kV denominado La Sierra 110 kV y un circuito La Sierra – Cocorná 110 kV, con fecha de entrada 2017.

  Posterior a la entrada del proyecto La Sierra y obras asociadas, la contingencia más crítica corresponde a la salida del transformador en La Sierra o la línea La Sierra – Cocorná 110 kV, la cual, con los crecimientos de demanda en la zona pueden producir bajas tensiones en Rio Claro 110 kV, Cocorná 110 kV, Puerto Boyacá 110 kV y Vasconia 110 kV, condición que se elimina con el proyecto asociado a Calizas correspondiente al circuito San Lorenzo – Río Claro 110 kV y el proyecto San Lorenzo 230 kV.

- **Atención radial de la demanda con bajas tensiones:** Ante la contingencia del transformador de Urabá 230/110 kV.

Tabla 4-56: Desempeño del sistema en Antioquia.

CONDICIÓN	2017 Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	2023 Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
C.N.O.	Desempeño Adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Bello 214,5/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Envigado 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Salto I 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Ancón Sur 230 kV Línea Occidente - Katíos 230 kV (2022)	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea La sierra – Cocorná 110 kV (Sin despacho en el STR)		Desempeño adecuado
Línea TRF la Sierra (Sin despacho en el STR)		Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Yarumal 110 kV.
- Nuevo Punto de conexión en Guayabal 230/110 kV – 360 MVA.
- Subestación Sonsón 110 kV y líneas asociadas.
- Caucasia 110 kV.
- Línea Cerromatoso – Caucasia 110 kV.
- Nuevo punto conexión en La Sierra 230/110 kV.
- La Sierra – Cocorná 110 kV.
- El Salto – Amalfí – La Cruzada 110 kV.
- San Lorenzo 110 kV y obras asociadas.
- Calizas y obras asociadas.
- La Sierra y obras asociadas.

4.12.11. Área Antioquia – Chocó

Problemáticas identificadas:

Esta sub-área presenta diferentes problemáticas, relacionadas con atención radial de la demanda y bajas tensiones en las subestaciones.

Tabla 4-57: Desempeño del sistema en Chocó.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O.	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 transformador La Virginia 230/115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 Circuito Virginia - Certegui 115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Bajas tensiones:** Bajas tensiones ante condición de falla de elementos del STR, se definió un nuevo punto de conexión STN/STR junto con obras asociadas en el STR, las cuales eliminan las bajas tensiones.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Nueva subestación El Nuevo Siete 115 kV.
- Seccionamiento del circuito El Siete – Maniobra 115 kV, para conformar el corredor El Siete – El Nuevo Siete – Maniobra 115 kV.Reconfiguración del circuito Hispania – Maniobra 115 kV, en el circuito El Nuevo Siete – Maniobra 115 kV.
- Un nuevo punto de conexión al STN en la subestación El Nuevo Siete 230/115 kV con dos transformadores 230/115/13.8 kV de 180 MVA.
- Segundo transformador en la subestación Uraba 230/110/44 kV – 150/150/60 MVA
- Subestación Nueva Colonia 110 kV

- Circuito Uraba – Nueva Colonia 110 kV
- Circuito Apartado – Nueva Colonia 110 kV
- Subestación San Lorenzo Obras asociadas STR
- Subestación Hispania Obras asociadas STR

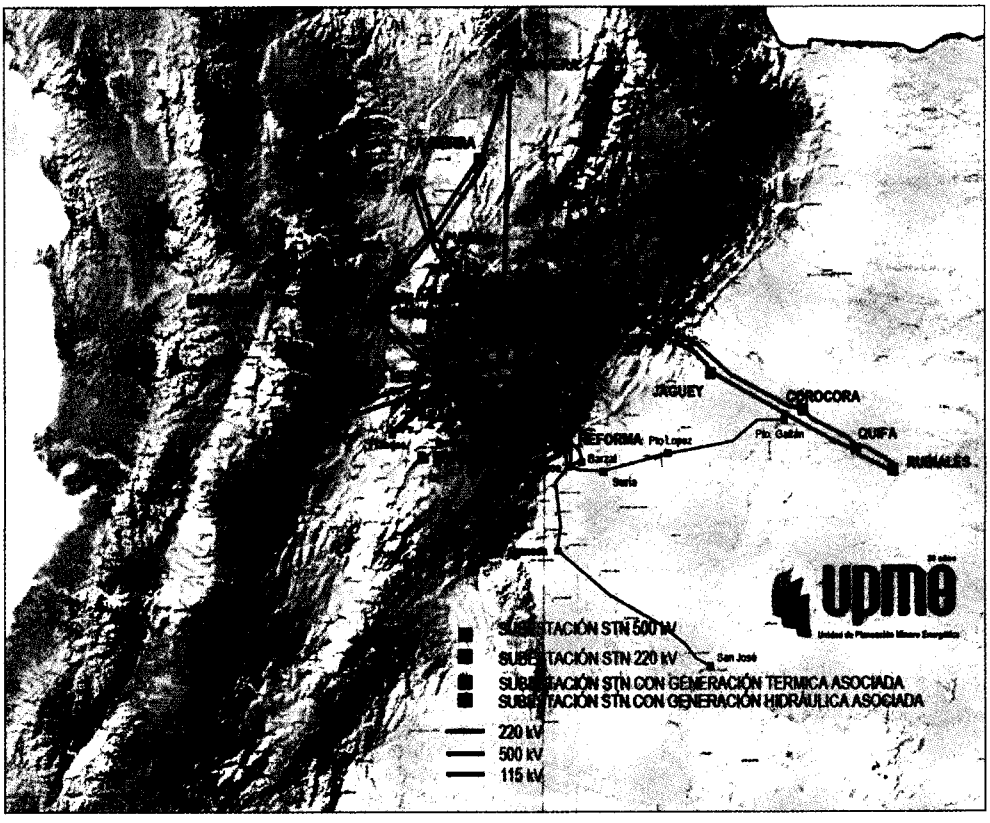
4.12.12. Área Oriental – Bogotá

Problemáticas identificadas:

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas y algunas soluciones definidas.

Gráfica 4-44: Área Oriental.



Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-58: Desempeño del sistema en Bogotá.

CONDICION	2017	2023
C.N.O	Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV > 70% Balsillas - Mosquera 115 kV > 80% Colegio - La Guaca 115 kV > 80% Tra. Guaca 230/115 kV > 70% Bacatá - El Sol 115 kV > 50% Bacatá - Chía 115 kV > 60% Noroeste - Purnio 1/2 230 > 60% Cajamarca - Regivit 115 kV > 60% Armenia - Gegivit 115 kV > 80% Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 20% Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 70%	Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV > 50% Balsillas - Mosquera 115 kV > 70% Colegio - La Guaca 115 kV > 70% Tra. Guaca 230/115 kV > 70% Bacatá - Salitre 115 kV > 70% Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 70% Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 100% (Visible en CNO y contingencias en el STR y STN) Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 60% Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 50%
N - 1 Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV > 120%	
N - 1 Balsillas - Fontibón 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 110%	Balsillas - Mosquera 115 kV > 100%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 70%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/115/11.4 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Colegio - La Guaca 115 kV > 100%	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 100% Bacatá - Salitre 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 110%
N - 1 Tra. 1,2 Bacatá 500/115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)		Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110%
N - 1 Bacatá - Salitre 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Bacatá - Suba 115 kV > 70%	Bacatá - Suba 115 kV > 100%
N - 1 Bacatá - Chía 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)		-
N - 1 Bacatá - El Sol 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)		-
N - 1 Circo - Nva Esperanza 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 80%	
N - 1 Nva Esperanza - San Mateo 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 70%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV	Requiere generación de seguridad en el área	Reducción generación de seguridad en el área con la entrada del primer y segundo refuerzo del área
N - 1 Chivor - Guavio 1/2 230 kV (Max gen Chivor, Min gen Guavio)	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 130%	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Guaca - Mesa 1/2 230 kV (Dmin, Max gen Pagua, Guavio, Zipa, Dario Valencia, Chivor)	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 130%	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV (Max gen Zipa)	Noroeste - Purnio 1/2 230 > 100% Brisas - Cajamarca 115 kV > 100% Cajamarca - Regivit 115 kV > 100% Colegio - La Guaca 115 kV > 110% Armenia - Gegivit 115 kV > 100%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento transformación STN/STR:** se observa un agotamiento progresivo de los transforamdores Nueva Esperanza 500/115 kV, por lo cual se solicita al OR estudiar y presentar a esta unidad la solución a esta problemática.

- **Sobrecargas en líneas:** Se observa agotamiento de la red 115 kV, particularmente los enlaces: Bacatá – Suba, Balsillas – Mosquera, Bacatá – El Sol, Colegio – Guaca 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- STR asociado al proyecto Nueva Esperanza.
- STR asociado al proyecto Norte.
- Subestación Gran Sabana 115 kV.
- Nueva subestación Compartir 115 kV.
- Nueva Subestación Terminal 115 kV.
- Subestación Barzalosa

Se recuerda al OR, que al momento de definir el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se consideró la entrada del segundo transformador 500/115 kV – 450 MVA en Nueva Esperanza, lo cual se constituye una necesidad para el sistema, por lo cual se debe dar cumplimiento a los estipulado en la Resolución CREG 024 de 2013.

4.12.13. Área Oriental – Meta – Guaviare

Problemáticas identificadas:

Las diferentes problemáticas de esta área se relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación y atención radial de la demanda.

Tabla 4-59: Desempeño del sistema en Meta.

CONDICIÓN	2017	2023
N - 1 Reforma - Barzal 115 kV	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 130 %	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 142%
N - 1 Transformador Reforma	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Guavio - Reforma 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Atención radial de la demanda	Granada, San José Guaviare 115 kV	se elimina radialidades de Suria, Puerto Lopez y Puerto Gaitán

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento Red 115 kV:** Se observa que ante condiciones de N-1 se presentan sobrecargas en la red de 115 kV, por lo cual, **se solicita al OR presentar un proyecto que mitigue dicha condición.**

  Las demandas asociadas a la subestación Granada 115 kV y San José del Guaviare 115 kV son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa 115 kV. Esta condición puede ocasionar demanda no atendida ante contingencias sencillas de los enlaces respectivos. En relación a Granada 115 kV, se definió el proyecto Guamal 115 kV y obras asociadas, el cual elimina la radialidad asociada a Granada 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Segundo Circuito Suria – Puerto Lopez 115 kV (concepto UPME para diciembre de 2013).
- Segundo Circuito Puerto Lopez – Puerto Gaitán 115 kV (concepto UPME diciembre de 2013).
- Nuevo punto de conexión STN en Suria.
- Subestación Guamal 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Catama 115 kV y obras asociadas.

4.12.14. Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda

Gráfica 4-45: Área Suroccidental.

Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas especialmente con el agotamiento de la capacidad de la transformación, sobrecargas de elementos ante contingencia y bajas tensiones.

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:** Ante la condición de falla de uno de los transformadores en la subestación La Esmeralda 230/115 kV se provoca sobrecarga en el otro transformador, con probable desatención de demanda o desoptimización del despacho de generación, debido a la necesidad de una generación mínima al interior del área, es necesario la entrada del proyecto Armenia y los demás conceptuados y definidos en la zona.

Tabla 4-60: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.

CONDICIÓN	2017[49]	2023
C.N.O		Esmeralda 1 230/115 > 60% Esmeralda 2 230/115 > 60% Hermosa 1 230/115 > 30%
N - 1 TR Enea 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 110% Esmeralda 2 230/115 > 110% Hermosa 1 230/115 > 100%	Esmeralda 1 230/115 > 70% Esmeralda 2 230/115 > 70% Hermosa 1 230/115 > 30%
N - 1 TR Esmeralda 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 120% Hermosa 1 230/115 > 100%	Esmeralda 2 230/115 > 80% Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR Hermosa 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 120% Esmeralda 2 230/115 > 120%	Esmeralda 1 230/115 > 70% Esmeralda 2 230/115 > 70%
N - 1 TR Cartago 1 230/115		Esmeralda 1 230/115 > 60% Esmeralda 2 230/115 > 60% Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR Cartago 2 230/115		Esmeralda 1 230/115 > 60% Esmeralda 2 230/115 > 60% Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR San Felipe 230/115		Esmeralda 1 230/115 > 60% Esmeralda 2 230/115 > 60% Hermosa 1 230/115 > 30%

Fuente de tabla: UPME

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Proyecto Armenia STN/STR.
- El segundo banco autotransformador en la subestación Enea 230/115 kV.
- Normalización T subestación Manzanares 115 kV.
- Tercer autotransformador en la subestación Esmeralda 230/115 kV.
- Segundo banco autotransformador en la subestación Hermosa 230/115 kV.
- Reconfiguración doble circuito Esmeralda – Rosa 115 kV.

[49] Sin proyecto Armenia

4.12.15. Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas:

Las problemáticas en esta área están relacionadas en su mayoría con sobrecargas de circuitos del STR.

Tabla 4-61: Desempeño del sistema en Valle[50].

CONDICIÓN	2017 Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyectos	2023 Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin Proyectos
C.N.O.	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 %	Campiña - Yumbo 115 kV > 100 % Chipichape - Campiña 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 100 %
N - 1 Yumbo - Chipichape 115 kV	Yumbo - Campiña 115 kV > 120% Campiña - Chipichape 115 kV > 120%	Yumbo - Campiña 115 kV > 120% Campiña - Chipichape 115 kV > 120%
N - 1 Yumbo - Campiña 115 kV	Yumbo - Chipichape 115 kV > 120%	Yumbo - Chipichape 115 kV > 120%
N - 1 Chipichape – Campiña 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 120 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 120 %
N – 1 Alférez II - Meléndez 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %
N – 1 Bajo Anchicaya - Chipichape 1 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %	Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %
N – 1 Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV > 110 %	Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV > 110 %
N – 1 Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %
N – 1 Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV	Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %
N – 1 Juanchito - San Marcos 1 230 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %
N – 1 Pance - Yumbo 1 230 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %

Fuente de tabla: UPME

- **Sobrecargas:** se observan sobrecargas del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV ante condiciones simultáneas, de alto despacho térmico en el área, bajo despacho en el Alto y Bajo Anchicaya y contingencia N-1 en líneas del STR, y elevadas cargabilidad en condición normal de operación.

  Cargabilidades asociadas al anillo Bajo Anchicaya – Pailón – Tabor 115 kV en condiciones de N-1.
  Sobrecarga del circuito Guayal – Yumbo 115 kV, frente a lo cual es necesario verificar proyectos que mitiguen esta condición.

[50] Con el proyecto Pacifico, ver desempeño en numeral 3.3.2.5

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red:

- Proyectos STR asociados a la subestación Pacífico.
- Subestación Sur 115 kV y obras asociados.
- Subestación Diésel II 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Ladera 115 kV y obras asociadas.
- Subestaciones Arroyohondo 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Carmelo 115 kV

4.12.16. Área Suroccidental – Cauca – Nariño

Problemáticas identificadas:

La problemática de esta área se relaciona con el agotamiento de la capacidad de la transformación y de la red del STR, además de restricciones de exportaciones e importaciones por desarrollo de STR.

Tabla 4-62: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.

CONDICIÓN	2016* Exportaciones 500 MW	2023 Exportaciones 500 MW
C.N.O	TRF San Bernardino 230 kV >50% Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco, Rio Mayo, Zaque, SMartin< 90%	TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90 %
N - 1 Jamondino	TRF Páez 230/115 kV > 60 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % TRF Jamondino 2 - 230/115 kV > 70 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%	TRF Páez 230/115 kV > 74 % TRF SBernardino 230/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%
N - 1 TRF Lin SBernardino - Popayán 115 kV	TRF Páez 230/115 kV > 60 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % TRF Virginia 500/230 kV < 90 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 80 %	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 %
N - 1 TRF Lin El Zaque - Popayán 115 kV	TRF Páez 230/115 kV > 60 % TRF SBernardino 230/115 kV > 45 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < a 90 %	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV< 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < 90 %
N - 1 Lin Jamondino - Tesalia 230 kV	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 60 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin 115 kV < 90 %	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 60 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin 115 kV, < 90 %
N - 1 TRF SBernardino 230/115 kV	Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 %	Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV <90 %

*Sin el doble circuito Tesalia – Alférez 230 kV y sin la S/E Tuluní 230/115 kV y en operación el 2° circuito Betania – Mirolindo 230 kV, mínima generación en el área y máxima exportación a Ecuador.

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Se observa que ante contingencias simples, se puede producir demanda no atendida debido a la radialidad de conexión de las subestaciones. Se recomienda al OR estudiar proyectos a nivel del STR que mejore las condiciones del sistema y considerar un nuevo punto de conexión al STN (Junín 115 kV o Tumaco 115 kV).

- **Bajas tensiones:** Se observa que cuando se presentan exportaciones a Ecuador, se observan bajas tensiones a nivel del STR. Lo anterior se puede ver mitigado con la ubicación de una compensación, por lo cual, se solicita a los ORs incúmbentes estudiar estas soluciones.

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV:** Se observa agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino 115 kV y San Bernardino 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Subestación San Martín 115 kV.
- Subestación Jardinera 115 kV.

Se solicita a los ORs incumbentes, estudiar la repotenciación de los enlaces Catambuco – El Zaque y Jamondino – Catambuco 115 kV, Jamondino – Jardinera y Jardinera – Junín 115 kV. Lo cual se constituye en una necesidad para sistema y el refuerzo en correspondiente a: Nueva línea Pasto – Cambuco y Jamondino – Catambuco 115 kV y tercer transformador en Jamondino.

4.12.17. Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá

Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación, de la red a 115 kV y bajas tensiones ante contingencias sencillas.

Tabla 4-63: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 60% Betania - Seboruco 115 kV > 70% El Bote - Seboruco 115 kV > 60% Tra. Betania 1/2 230/115 kV > 50% Betania - El Bote 115 kV > 60% Flandes - Prado 1 115 kV > 50%	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 60% Betania - Seboruco 115 kV > 70% El Bote - Seboruco 115 kV > 60% Tra. Betania 1/2 230/115 kV > 60% Betania - El Bote 115 kV > 60% Flandes - Prado 1 115 kV > 50%
N - 1 Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 100%	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 100%
N - 1 Betania - El Bote 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100%	Betania - Seboruco 115 kV > 100%
N - 1 Tra. Betania 2 230/115 kV	Tra. Betania 1 230/115 kV > 100%	Tra. Betania 1 230/115 kV > 100%
N - 1 Tra. Betania 1 230/115 kV		
N - 1 Betania - Seboruco 115 kV		
N - 1 Betania - Sur 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100%	Betania - Seboruco 115 kV > 100%
N - 1 El Bote - Seboruco 115 kV		

N - 1 Flandes - Prado 2 115 kV (Max gen Prado y Amoya, Min gen Paguas)		
N - 1 Altamira 230/115 kV	Produce bajas tensiones en las subestaciones aguas debajo de Altamira 115 kV - Ocasiona DNA	Produce bajas tensiones en las subestaciones aguas debajo de Altamira 115 kV - Ocasiona DNA

Fuente de tabla: UPME

Problemáticas observadas y algunas soluciones definidas:

- **Bajas tensiones:** Se observa que ante contingencias sencillas a 115 kV y transformadores de conexión se presentan bajas tensiones en subestaciones del área particularmente en Caquetá. Se definió el segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV y segundo transformador en Altamira 230/115 kV para mitigar dicha condición.

- **Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda:** Se observa agotamiento progresivo de la capacidad de conexión STN/STR en Betania y Mirolindo.

- **Sobrecargas en contingencia:** Se observa agotamiento del anillo Betania – Sesur – Bote Seboruco, se solicita al OR incúmbente estudiar y presentar alternativas de mitigación de dicha condición.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red y/o ejecutados por el mecanismo de convocatoria pública:

- Normalización de la subestación Nueva Cajamarca 115 kV.
- Compensación Flandes 115 kV - 15 MVAr.
- Compensación Lanceros 115 kV - 15 MVAr.
- Nuevo circuito Flandes - Lanceros 115 kV de 18 km.
- Nuevo circuito Mirolindo - Gualanday 115 kV de 19 km.
- Segundo transformador Altamira (convocatoria pública).
- Nuevo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV (convocatoria pública).
- Segundo transformador en Altamira 230/115 kV – Obra definida por la Unidad.

4.12.18. Área Suroccidental – Putumayo

Problemáticas identificadas:

El área de Putumayo presenta problemática relacionada con atención radial de la demanda.

- **Atención Radial de la demanda**: Se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante desde el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual produce que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. El OR presentó el estudio del segundo transformador en Mocoa.

ANEXO I. AUTOGENERACIÓN AG Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA GD

El despacho al costo mínimo tradicionalmente se ha realizado considerando la generación asociada a grandes plantas mayores a 1 MW conectadas a la demanda mediante la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los sistemas regionales o de distribución local. A la energía generada por estas plantas se les asocia intrínsecamente pérdidas (del orden de 12%) desde la planta hasta el centro de consumo, adicionalmente pueden tener otros costos como obras de conexión al STN, así como a las obras por uso[51].

Para el despacho integrando la AG y la GD, incluida en esta versión del plan, asociada a proyectos menores a 1 MW, se debe tener presente lo siguiente:

1. La energía solamente se consume al interior de la red de distribución local o directamente en la demanda o centro de consumo, por lo cual se presentan pérdidas mínimas en el transporte (del orden del 7 %[52]) lo cual es un benéfico para la demanda que paga todas las pérdidas y obras para solucionar restricciones de transporte. Otro punto de vista podría plantear que se trata de una alternativa para el suministro de energía más eficiente, o alternativamente que la inversión sería más eficiente en cerca del 5% para una misma tecnología por ejemplo la solar de AG o GD vs la solar que requiera del STN.

2. Para el caso de las fuentes renovables es necesario considerar los estímulos que la ley 1715 permite para la inversión, así mismo que la regulación reconocería un pago por la energía entregada a la red por el AG, lo cual frente al flujo neto de pagos anuales de la energía consumida al comercializador local, puede hacer atractiva la implementación de estas tecnologías (particularmente la solar), siempre cuando el flujo de capital o el costo oportunidad de las inversiones sea el conveniente, de acuerdo a varios factores o criterios entre los cuales se pueden mencionar:

   a) El tiempo de recuperación de la inversión dentro del ciclo de vida del proyecto.
   b) El capital de inversión CAPEX[53], la tasa del crédito y los seguros, asi como los costes de instalación y mantenimiento.
   c) La exención o deducción de impuestos aplicables al proyecto, como el IVA, el arancel, la renta y/o la depreciación, así como del valor remunerado por la energía finalmente entregada a la red local.
   d) La disponibilidad del recurso renovable local, así como las condiciones de funcionamiento que dan cuenta de la eficiencia y factor de la planta.
   e) El Valor Presente Neto (VPN) del flujo de caja durante el tiempo de vida del proyecto para los siguientes casos:

      i. AG: pagos de la deuda, costos de AOM, ingresos de los excelentes de energía que finalmente son entregados a la red vs el flujo de pago de la factura de energía en mismo periodo.
      ii. GD: pagos de la deuda, costos de AOM, costos de comercialización, ingresos de energía vendida vs otras opciones de inversión (ej: CDT de los pagos anuales del crédito).

   f) El usuario residencial no ve con claridad la oportunidad de la implementación del sistema hasta tanto se establezca la regulación, sin embargo, los comercializadores C y distribuidores D locales ya proponen esquemas de negocio con los consumidores finales para que les permita utilizar los techos de su residencia o comercio o industria con algún beneficio en la tarifa a cambio de permitir el

[51] En los casos donde se cumple con las condiciones de la regulación -Código de conexión res CREG 024 de 1995- y se hace necesario refuerzos a los Sistemas de transmisión, con beneficios mayores que los costos del refuerzo

[52] http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/memoria-codensa-2016.pdf

[53] El costo de la implementación de la tecnología y su posible evolución futura.

aprovechamiento de esta área para implementar sistemas solares propiedad del C o el D quien recibiría los beneficios de la Ley 1715.

Debido a que los valores del CAPEX asociados de proyectos de la tecnología solar en las diversas áreas eléctricas no son muy competitivos (ver Tabla I-1) y que se percibe mediante reportes en la Internet y noticias un despliegue cada vez mayor de instalaciones de sistemas fotovoltaicos en Colombia, asi como un mayor interés por este tipo de sistemas en el Registro de Proyectos dela UPME en los últimos 2 años y que para lograr un despacho competitivo es necesario establecer algún modelo que facilite o justifique el crecimiento de esta tecnología en las simulaciones con el programa SDDP de la GD y la AG, es necesario considerar el punto de vista del inversionista y la regulación aplicable, que restringe técnica y económicamente su desarrollo, asi como las oportunidades de negocio que se presenten en el mercado de energía.

De acuerdo con lo anterior y tomando como fuente de información los valores de CAPEX (promedios de proyectos reportados de menos de 1 MW, en el registro de proyectos de la UPME[54]), de promedios horarios de radiación solar y mensual de temperatura[55] (ver Tabla I-1), se busca establecer un modelo básico para la toma de decisión de inversión en sistemas solares de GD o AG, que oriente su inclusión en los escenarios de expansión a considerar en el plan de generación 2017-2031 y que estén de acuerdo con la percepción plateada.

Tabla I-1: CAPEX medios y condiciones de aprovechamiento del recurso solar[56].

Área Eléctrica	US$/kW	kWh/m2 año	Temp media máx.	Estación de Meteorológica
GCM	1931	1829	26	Fedearroz Valledupar
Atlántico	1787	1810	26	Aeropuerto Ernesto Cortissoz
Bolívar	1273	1721	27	Carmen de Bolívar
Córdoba_Sucre	1550	1312	26	Unisucre
Norte Santander	2850	1822	20	Univer. Fco. de Paula Santander
Antioquia_Choco	1460	1463	22	Metro
Santander_Arauca	2925	1755	21	Vizcaína - La Lizama
Boyaca_Casanare	2225	1568	19	La Capilla
CQR	2695	1369	20	Armenia
Bogotá_Cund	2081	1380	19	Tibaitata
Meta_Guav	2096	1579	21	Villavicencio
Valle	1400	1483	20	Univalle
THC	1894	1892	20	La Plata
Cauca	1200	1431	19	Inza
Nariño_Putumayo	2900	1621	20	Viento libre

Autogeneración

El modelo busca comparar el valor presente neto del flujo de capital para un proyecto de AG y luego se extiende para el caso de la GD, encontrándose que en muchos casos el pago de la deuda para financiar el

[54] Es necesaio considerar que los promedios por áreas se estimaron eliminando casos atípicos y la las representatividad de las muestras, los cuales se compararon con los costos reportados por el Laboratorio de Energías renovables de Estados Unidos al año 2017, que resultan comparables.

[55] Promedios mensuales tomados del Atlas Climatológico de Colombia, 2015, IDEAM, como una primer aproximación.

[56] Debido a que en ninguno de los casos de proyectos de radiación solar se poseen datos de mediciones locales o de correlaciones entre estaciones en tierra y estimaciones satelitales, se ha tomado información de referencia del Datos suministrados por el IDEAM con más de 8 años de mediciones, el caso de la temperatura ver nota 4 arriba.

100% de un proyecto solar, el Valor Presente Neto a 24 años del pago de la deuda resultaría más conveniente que el del pago de la tarifa plena[57] esto considerado en el estrato 4 o para establecimientos comerciales en este mismo estrato y nivel 1 de tensión. Se muestran los resultados para el caso de la ciudad de Bogotá para un proyecto de 1 kWp con y sin baterías y con y sin beneficios fiscales de la Ley 1715 ver Gráfica I-1 y Gráfica I-2 como también para el caso de un proyecto de GD de 100 kW ver Gráfica 2-3 y Gráfica I-4. Para el primer caso se parte de los datos de la Tabla I-2, que ilustra la situación de un usuario residencial o comercial con un consumo de 140kWh mes y una factura de $61,600.oo mensuales ante dos opciones de inversión de un Sistema Solar Fotovoltaico de 1kW pico, con y sin baterías y la posibilidad de aplicar los incentivos de la ley 1715.

Para estudiar las alternativas del flujo de capital se busca comparar un proyecto de AG de 1 kWp vs la situación de pagos de factura anual del usuario, considerando características del proyecto AG, del crédito y de los incentivos aplicables de ley 1715 como muestra la Tabla I-2:

Tabla I-2: Características de la situación de pago de factura vs proyecto de autogeneración.

Ítem	Descripción	Valor	Unidad
Características situación actual	Demanda kWh -mes	140	kWh -mes
	Tarifa estrato 4	440	$/kWh
	Factura anual	739,200	$-año
Características Proyecto	Capacidad Proyecto Solar	1	kW
	Capex	2081	USD$/kW
	Costo baterías	20 - 40	% Capex
	TRM	3000	$/USD
	Costo total del Proyecto sin Baterías	6,243,000	$
	Costo total del Proyecto con Baterías	8,740,200	$
	Radiación media anual Bogotá Cund	1380	kWh/m2 año
	FP	70	%
Crédito	Tasa del préstamo	10	% EA
	Seguros del préstamo	0.56	% Anual
centivo Ley 1715	IVA y Arancel	0 - 29	%
	Deducción de Renta anual por 5 años	0 - 20	% Ano, 50% invers.
	Reconocimiento por venta a la Red	157.5	$/kWh

La Gráfica I-1 ilustra los pagos anualizados durante el ciclo de vida del proyecto solar (aproximadamente 24 años), de acuerdo con los datos de la Tabla I-2. Asi mismo la Gráfica I-2 muestra el VPN de cada flujo de capital o pagos anualizados para cada uno de los siguientes casos de análisis:

A. **Sin proyecto**: Se continúa pagando los $ 739,200.oo de la facturación anualizada por el consumo de los 140 kWh/mes (1680 kWh/año).

B. **Proyecto sin incentivo**: Se implementa un sistema fotovoltaico de 1 kWp, sin ningún tipo de incentivo.

[57] Para el caso de Bogotá

C. **Proyecto con Exclusión de IVA y Arancel:** Se implementa un sistema fotovoltaico de 1 kWp, los beneficio de exclusión de IVA y de Arancel de un 25%.

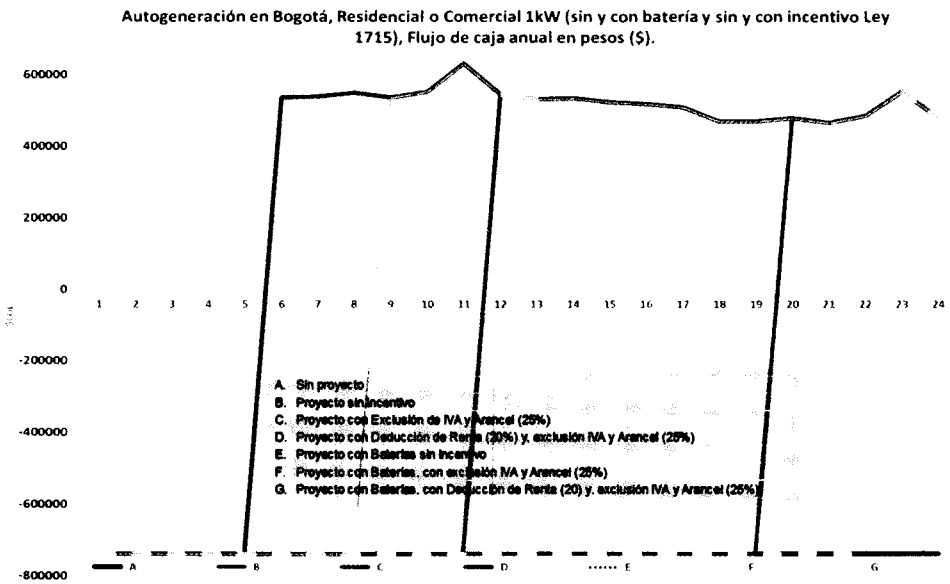
D. **Proyecto con Deducción de Renta y, exclusión IVA y Arancel:** Se implementa un sistema fotovoltaico de 1 kWp, con los beneficios de exclusión de IVA y Arancel de un 25% y de deducción de la Renta anual de un 20% de la mitad del valor del proyecto (esta deducción se asume que se puede aplicar solamente para negocios comerciales).

E. **Proyecto con Baterías sin incentivo**: Se implementa un sistema fotovoltaico de 1 kWp con Baterías de almacenamiento, sin ningún tipo de incentivo.

F. **Proyecto con Baterías, con exclusión IVA y Arancel**: Se implementa un sistema fotovoltaico de 1 kWp con Baterías de almacenamiento, con los beneficios de exclusión de IVA y Arancel de un 25%.

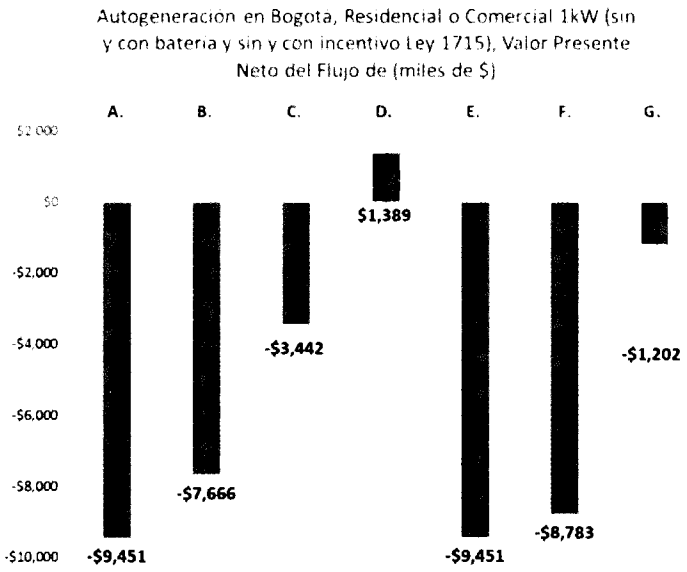
G. **Proyecto con Baterías, con Deducción de Renta y, exclusión IVA y Arancel**: Se implementa un sistema fotovoltaico de 1 kWp con Baterías de almacenamiento, con los beneficios de exclusión de IVA y Arancel de un 25% y de deducción de la Renta anual de un 20% de la mitad del valor del proyecto (esta deducción se asume que se puede aplicar solamente para negocios comerciales).

Gráfica I-1: Viabilidad del Caso de la Autogeneración en Bogotá D.C. Tasa VPN = 5.%.



La Gráfica I-1 muestra los tiempos de recuperación de la inversión para un autogenerador que nunca tiene excedentes pero reduce el valor de su factura en promedio a un 27% durante en los 24 años del ciclo de vida del proyecto, en la gráfica se puede ver como pagando al banco el 73% en promedio de la factura se logra en diferentes años el pago del sistema y tener disponibilidad de este porcentaje de dinero: A: nunca (siempre se paga el 100% de la factura), B. a los 19 años se logra tener el dinero disponible del 73% de la factura, C. Al cabo de 11 años, D. Al cabo de 5 años, E. nunca se paga y la deuda aumenta, F. a los 22 años y G a los 8 años.

Gráfica I-2: Valor presente neto de los casos de la figura No. 1.



La Gráfica I-2, muestra que el mejor de los casos es el D. donde el valor presente neto es positivo, sin embargo los casos B, C, F y G son mejores que seguir pagando la factura porque al final del periodo de los 24 años se tiene una disponibilidad de dinero de cerca del 73% del valor de la factura, particularmente en el caso G a los 8 años de realizado el proyecto (ver Gráfica I-1).

Conclusión: Un inversor puede ver muy interesantes los casos D y G, lo cual haría que para las simulaciones con el SDDP se debiera considerar un mecanismo diferente estableciendo un modelo externo de crecimiento de la capacidad instalada hasta los límites que establezca la regulación, ya que crecería tanto lo requiera el autogenerador.

Generación Distribuida

Para el caso de la GD se establece a partir del caso de AG la Tabla I-3 donde a diferencia de la Tabla I-2 en lugar de los pagos de la factura, esta cantidad se invierte en un CDT, y se compara con las mismas opciones de proyecto del caso para la AG, Gráfica I-1.

Un análisis básico de los resultados muestra que nunca sería viable ***no es viable*** ya que la remuneración por la venta de energía para la GD en Bogotá son cerca 160 $/kWh, los cuales no pueden cubrir las cuotas del préstamo.

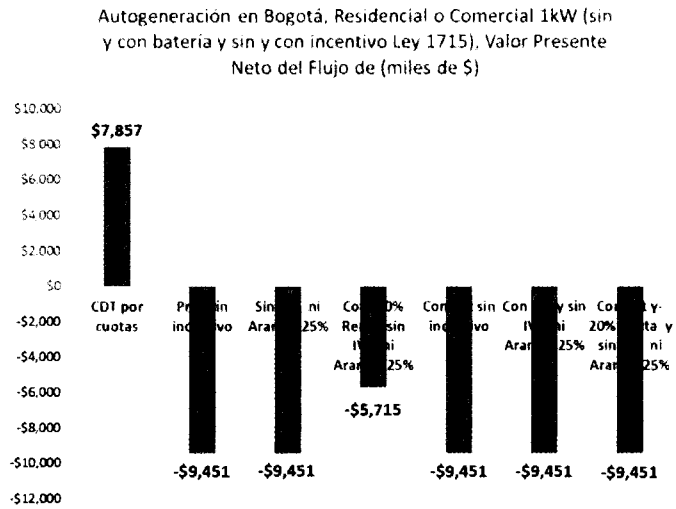
La ***inviabilidad*** de la GD se evidencia en la Gráfica I-3 que muestra el valor presente neto de los pagos de la cuota del crédito proveniente de la venta de todo lo generado por el sistema fotovoltaico (FV) son mismos valores (para los mismos casos) de proyecto de la Gráfica I-1, solo que en este caso los pagos anuales de la factura de energía se van a un CDT ver las condiciones en la Tabla I-3.

Tabla I-3: Características de la situación de CDT vs proyecto de Generación Distribuida.

Ítem	Descripción	Valor	Unidad
Características situación actual	Inversión anual	739,200	$
	Tasa CDT	5.6	%EA

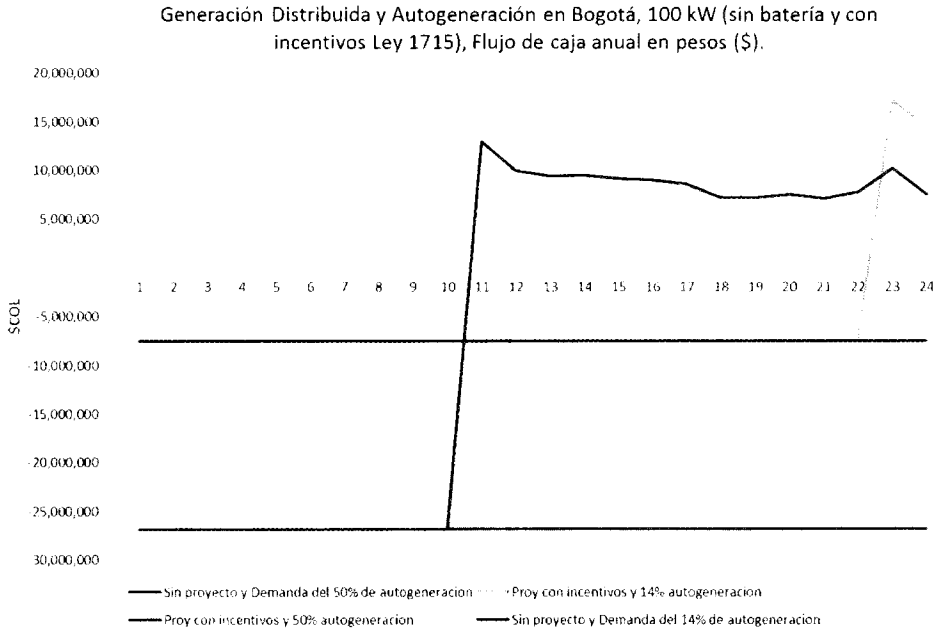
Características Proyecto	Capacidad Proyecto Solar	1	kW
	Capex	2081	USD$/kW
	Costo baterías	20 - 40	% Capex
	TRM	3000	$/USD
	Costo total del Proyecto sin Baterías	6,243,000	$
	Costo total del Proyecto con Baterías	8,740,200	$
	Radiación media anual Bogotá Cund	1380	kWh/m2 año
	FP	70	%
Crédito	Tasa del préstamo	10	% EA
	Seguros del préstamo	0.56	% Anual
Incentivo Ley 1715	IVA y Arancel	0 - 29	%
	Deducción de Renta anual por 5 años	0 - 20	% Ano, 50% invers.
	Reconocimiento por venta a la Red	157.5	$/kWh

Gráfica I-3: Valor presente neto de los casos de la figura No. 1 sin AG (GD).



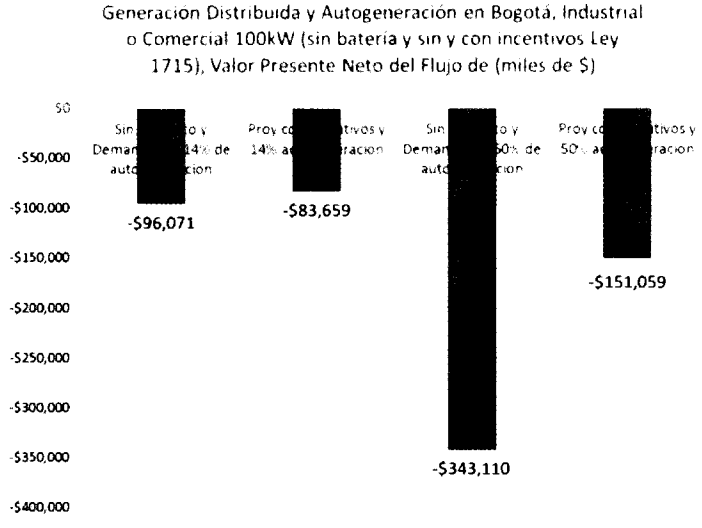
Sin embargo, si se combina la AG con la GD, resultaría un proyecto ***viable*** al final del periodo de los 24 años para una AG del 14 % de la energía producida que libere recursos de la factura de la tarifa de 440 $/kWh para el pago. Desde luego a mayor necesidad de autogeneración mejora la situación, las Gráfica I-3 y Gráfica I-4 Ilustran mejor la situación donde sería viable para un proyecto de 100 kW sin baterías con los incentivos Deducción de Renta 20% anual del 50% de la inversión y, exclusión IVA y Arancel de un 25% de la inversión y una AG del 14% y 50%.

Gráfica I-4: Viabilidad del Caso de la Generación Distribuida conjunta con Autogeneración en Bogotá D.C. Tasa VPN = 5.6%.



Gráfica I-4, muestra el flujo de recursos si se combina la AG con la GD, para una AG del 14 % de la energía producida, logra el pago tal en el año 22 y en el caso del 50% de AG en el año 10.

Gráfica I-5: Valor presente neto de los casos de la figura No. 3.



Gráfica I-5, muestra el flujo de recursos si se combina la AG con la GD, para una AG del 14 % de la energía producida, logra el pago tal en el año 22 y en el caso del 50% de AG en el año 10.

ANEXO II. PROYECCIONES DE DEMANDA

Proyección de demanda EE nacional

	Proyección Demanda EE + Cargas Especiales sin Panamá (GWh)		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2017	67,656	68,500	66,820
2018	70,722	72,429	69,029
2019	73,029	74,780	71,293
2020	75,454	77,250	73,674
2021	77,938	79,781	76,111
2022	80,076	81,968	78,201
2023	81,917	83,857	79,992
2024	83,866	85,857	81,891
2025	85,971	88,017	83,941
2026	88,174	90,276	86,089
2027	90,514	92,674	88,371
2028	92,940	95,161	90,737
2029	95,504	97,787	93,239
2030	98,180	100,529	95,851
2031	101,043	103,462	98,644

Proyección de Potencia MW

	Proyección de Potencia (MW)		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2017	10,310	10,704	9,931
2018	10,677	11,081	10,288
2019	10,917	11,328	10,521
2020	11,201	11,620	10,797
2021	11,502	11,930	11,091
2022	11,733	12,168	11,313
2023	11,897	12,341	11,470
2024	12,077	12,529	11,642
2025	12,275	12,736	11,831
2026	12,486	12,956	12,033
2027	12,715	13,196	12,253
2028	12,941	13,431	12,469
2029	13,181	13,682	12,700
2030	13,434	13,945	12,942
2031	13,709	14,231	13,207

ANEXO III. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ALTA CON CE SIN PANAMÁ

DEMANDA ZONIFICADA (GWH) ESCENARIO ALTO INCLUYE CE EXISTENTES CE NUEVOS

	ITC	CAUCA	NAR PUT	VALLE	CQR	ANT-CHO	BOLIVAR	ATLANTICO	COR-SIN	CGM	NSANT	BOY CAS	SANT ARA	MET GUAV	BOG-CUN
2017	3,108	993	1,025	7,217	2,784	9,084	3,480	5,569	4,497	4,805	1,674	2,468	3,746	2,457	15,511
2018	3,320	1,027	1,080	7,481	2,837	9,514	3,988	5,829	4,579	5,312	1,869	2,614	4,073	2,420	16,487
2019	3,469	1,052	1,103	7,658	2,861	9,695	4,004	6,008	4,683	5,738	1,950	2,700	3,966	2,991	17,071
2020	3,500	1,076	1,125	7,638	2,885	9,879	4,225	6,180	4,825	6,180	2,035	2,791	4,067	3,192	17,652
2021	3,594	1,102	1,148	7,730	2,911	10,070	4,364	6,372	4,908	6,652	2,124	2,888	4,168	3,461	18,237
2022	3,692	1,128	1,171	7,827	2,935	10,264	4,481	6,572	5,119	7,060	2,219	2,993	4,246	3,330	18,931
2023	3,790	1,154	1,195	7,919	2,957	10,451	4,596	6,773	5,272	7,288	2,315	3,101	4,322	3,195	19,530
2024	3,891	1,180	1,219	8,014	2,979	10,643	4,716	6,981	5,433	7,522	2,416	3,218	4,423	3,074	20,148
2025	3,998	1,208	1,244	8,114	3,002	10,841	4,844	7,201	5,602	7,776	2,521	3,345	4,548	2,978	20,795
2026	4,107	1,235	1,270	8,213	3,023	11,039	4,978	7,428	5,779	8,056	2,631	3,480	4,676	2,905	21,454
2027	4,221	1,264	1,297	8,316	3,046	11,243	5,122	7,664	5,966	8,375	2,747	3,627	4,812	2,833	22,142
2028	4,339	1,293	1,325	8,417	3,067	11,442	5,268	7,909	6,161	8,718	2,867	3,786	4,946	2,784	22,838
2029	4,460	1,323	1,353	8,520	3,087	11,657	5,417	8,159	6,363	9,087	2,991	3,957	5,081	2,747	23,587
2030	4,585	1,352	1,383	8,623	3,107	11,867	5,575	8,422	6,577	9,492	3,120	4,142	5,219	2,720	24,345
2031	4,710	1,385	1,417	8,737	3,134	12,080	5,740	8,698	6,798	9,916	3,261	4,350	5,376	2,717	25,125

ANEXO IV. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES USD/MBTU

Proyección de combustibles en USD/MBTU

	Gas Blla	Gas Ctg	Gas Int	Gas Cent	Gas Guaj	Gas Vall	Gas Yop	Acpm Blla	Acpm Ctg	Acpm Int	Acpm Vall	Jep Dor	Fo Blla	Fo Ctg	Carbon Gec	Carbón Guaj	Carbón Pai	Carbón Tasj	Carbón Zip
2017	5.478	5.058	5.553	6.114	6.530	6.061	3.823	19.200	19.116	19.700	19.991	17.619	7.154	7.154	3.204	1.679	1.485	1.473	1.823
2018	5.222	4.910	5.718	5.959	4.782	6.089	3.605	18.947	18.862	19.462	19.679	16.910	7.295	7.295	3.234	1.694	1.498	1.486	1.840
2019	5.498	5.184	5.901	6.232	5.058	6.372	3.878	19.523	19.443	20.005	20.208	18.195	7.948	7.948	3.280	1.706	1.511	1.499	1.865
2020	5.866	5.554	6.361	6.803	5.426	6.742	4.248	20.476	20.401	20.928	21.117	19.121	7.461	7.461	3.276	1.717	1.518	1.506	1.864
2021	6.188	5.848	6.859	6.985	5.718	7.034	4.641	21.021	20.962	21.444	21.822	19.720	7.705	7.705	3.284	1.720	1.521	1.509	1.868
2022	6.240	5.928	6.736	6.977	5.800	7.117	4.623	21.383	21.318	21.779	21.945	20.194	7.876	7.876	3.281	1.724	1.525	1.513	1.873
2023	6.312	6.000	6.807	7.048	5.872	7.188	4.694	21.688	21.597	21.858	22.094	20.601	7.975	7.975	3.283	1.726	1.528	1.514	1.874
2024	6.641	6.328	7.136	7.377	6.201	7.517	5.023	21.853	21.596	22.000	22.145	20.988	8.035	8.035	3.284	1.726	1.526	1.514	1.874
2025	7.213	6.901	7.709	7.950	6.773	8.090	5.596	21.667	21.613	22.191	22.328	21.423	8.142	8.142	3.285	1.727	1.527	1.515	1.876
2026	7.534	7.222	8.029	8.270	7.094	8.410	5.916	22.181	22.131	22.485	22.613	21.910	8.287	8.287	3.283	1.726	1.526	1.514	1.874
2027	7.624	7.312	8.119	8.361	7.184	8.500	6.007	22.300	22.239	22.671	22.760	22.316	8.388	8.388	3.289	1.724	1.524	1.512	1.872
2028	7.797	7.485	8.292	8.533	7.366	8.673	6.179	22.426	22.382	22.662	22.804	22.517	8.424	8.424	3.285	1.721	1.522	1.510	1.870
2029	7.963	7.651	8.469	8.700	7.525	8.839	6.345	22.485	22.444	22.734	22.838	22.700	8.468	8.468	3.285	1.721	1.522	1.510	1.870
2030	8.092	7.780	8.587	8.828	7.652	8.968	6.475	22.751	22.712	22.984	23.082	23.129	8.587	8.587	3.286	1.722	1.523	1.511	1.870
2031	8.289	7.977	8.786	9.028	7.849	9.168	6.672	23.116	23.079	23.333	23.425	23.622	8.745	8.745	3.283	1.720	1.521	1.509	1.868

ANEXO V. ANÁLISIS DEL FILTRADO DE SERIES

1.1 ANÁLISIS DE SERIES SINTÉTICAS

Para este análisis se tienen en cuenta las siguientes series históricas:

- Series de caudales de las estaciones hidrológicas correspondientes a los proyectos hidroeléctricos modelados (62 proyectos).
- Series hidrológicas equivalentes del recurso eólico y solar correspondientes a los proyectos eólicos (28 proyectos) y solar gran escala (32 proyectos) modelados.

Estas series históricas forman parte de los datos de entrada al SDDP, el cual, a partir de esta información genera series sintéticas de caudales futuros utilizando el modelo ARP (autoregresivos periódicos). Se generan doscientas (200) series sintéticas de caudales para cada una de las estaciones de caudales consideradas en el modelamiento. A las series sintéticas generadas, se les realiza el siguiente análisis estadístico:

1.1.1 Análisis Estadístico

Tanto para las series históricas, como para las series sintéticas, se calcularon los siguientes parámetros estadísticos:

- Media
- Desviación Estándar
- Mediana
- Coeficiente de variación
- Desviación Media
- Percentil 97.5%
- Percentil 2.5%
- Valor máximo
- Valor mínimo

Luego se hizo una comparación entre los parámetros calculados para las series históricas corregidas y las series sintéticas generadas. Para las medidas de tendencia central (media, desviaciones estándar y media, mediana y coeficiente de variación) se establecieron intervalos de confianza centrados y se comparó cada desviación con éste, mientras que para los parámetros de valor extremo se establecieron intervalos de confianza de una cola y se hizo la misma comparación. Los intervalos de confianza utilizados fueron los siguientes:

Tabla V-1: Intervalos de confianza para los parámetros estadísticos.

PARÁMETRO	VARIACIÓN MÁXIMA PERMITIDA
Media	0,35
Desviación Estándar	0,50
Mediana	0,35
Coeficiente de Variación	0,35
Desviación Media	0,40
Percentil 97.5%	0,30
Percentil 2.5%	0,30
Máximo	0,50
Mínimo	0,50

Fuente: UPME.

Como resultado de este análisis se tiene un valor de "S" si el valor del parámetro calculado para la serie sintética cae dentro del intervalo de confianza del parámetro correspondiente en la serie histórica, de lo contrario el valor será "N". Este procedimiento se repite para cada una de las series de cada una de las estaciones. Después, se agrega un indicador llamado "Cumplimiento Total" para cada serie, al cual se le asigna un valor de "S" sí y solo si todos los parámetros estadísticos de la serie caen dentro de su respectivo intervalo de confianza.

1.1.2 Selección de Series Sintéticas

Para establecer la cantidad de series que cumplen con el análisis, se establecieron dos condiciones, utilizando el indicador "Cumplimiento Total":

- Que el número de plantas que no cumplen individualmente no supere el 30% del total (Criterio: Número de Plantas).
- Que la suma de las capacidades instaladas de las plantas que no cumplen individualmente no supere el 25% del total de la capacidad instalada de las plantas analizadas (Criterio: Suma de Capacidad Instalada).

Al analizar las series sintéticas, teniendo en cuenta las anteriores condiciones, se tiene que para los datos sin corregir, de las 200 series corridas para todas las estaciones, se espera que al menos 100 ± 5 de ellas cumplan al tiempo con las dos condiciones con el fin de tener una base confiable para el cálculo de los requerimientos de energía y potencia para el horizonte de planeación.

1.1.3 Resultados Obtenidos

Para establecer el cumplimiento de cada una de las series se utilizaron las condiciones mencionadas previamente. Los 122 proyectos analizados tienen una capacidad instalada combinada de 21.004,09 MW, por lo tanto para pasar el criterio de Número de Plantas, el indicador Cumplimiento Total no puede tener un valor igual a "N" en más de 36 plantas de las 122 totales; y para pasar el criterio Suma de Capacidades Instaladas, la suma de las capacidades de las plantas cuyo indicador de Cumplimiento Total es "N" no puede superar un valor de 5.251,02 MW.

El resultado del filtrado de series se muestra en la siguiente tabla:

Tabla V-2: Resultados filtrado de series.

Serie	Num Fallidas	Num Pasan	CI Fallidas [MW]	CI Pasan [MW]	Pasa Num (%F<30%)	Pasa CI (%F<25%)	Doble Condición
Serie 001	23	99	6410,27	14593,82	S	N	N
Serie 002	16	106	3915,77	17088,32	S	S	S
Serie 003	17	105	4503,5	16500,59	S	S	S
Serie 004	26	96	5688,27	15315,82	S	N	N
Serie 005	21	101	4229,69	16774,4	S	S	S
Serie 006	18	104	4588,7	16415,39	S	S	S
Serie 007	28	94	6011,77	14992,32	S	N	N
Serie 008	20	102	4174,87	16829,22	S	S	S
Serie 009	23	99	5302	15702,09	S	N	N
Serie 010	18	104	4101,5	16902,59	S	S	S
Serie 011	22	100	2953,27	18050,82	S	S	S
Serie 012	27	95	7123,37	13880,72	S	N	N

Serie	Num Fallidas	Num Pasan	CI Fallidas [MW]	CI Pasan [MW]	Pasa Num (%F<30%)	Pasa CI (%F<25%)	Doble Condición
Serie 013	19	103	4508,1	16495,99	S	S	S
Serie 014	18	104	4365,77	16638,32	S	S	S
Serie 015	30	92	6315,77	14688,32	S	N	N
Serie 016	18	104	4956,47	16047,62	S	S	S
Serie 017	13	109	4027,69	16976,4	S	S	S
Serie 018	31	91	7258,92	13745,17	S	N	N
Serie 019	19	103	4878	16126,09	S	S	S
Serie 020	33	89	7370,77	13633,32	S	N	N
Serie 021	16	106	3730,77	17273,32	S	S	S
Serie 022	23	99	6772,37	14231,72	S	N	N
Serie 023	29	93	6602,69	14401,4	S	N	N
Serie 024	21	101	5548,37	15455,72	S	N	N
Serie 025	22	100	6368,77	14635,32	S	N	N
Serie 026	18	104	5995,5	15008,59	S	N	N
Serie 027	32	90	5471,2	15532,89	S	N	N
Serie 028	24	98	6391,37	14612,72	S	N	N
Serie 029	18	104	5099,27	15904,82	S	S	S
Serie 030	31	91	7195,17	13808,92	S	N	N
Serie 031	21	101	5883	15121,09	S	N	N
Serie 032	23	99	4030,17	16973,92	S	S	S
Serie 033	20	102	4329,2	16674,89	S	S	S
Serie 034	28	94	7777,97	13226,12	S	N	N
Serie 035	22	100	4369,6	16634,49	S	S	S
Serie 036	21	101	5059,5	15944,59	S	S	S
Serie 037	17	105	3848,5	17155,59	S	S	S
Serie 038	23	99	4886,27	16117,82	S	S	S
Serie 039	24	98	5963,6	15040,49	S	N	N
Serie 040	20	102	5232,77	15771,32	S	S	S
Serie 041	27	95	5568,6	15435,49	S	N	N
Serie 042	23	99	5009,97	15994,12	S	S	S
Serie 043	19	103	4771,47	16232,62	S	S	S
Serie 044	29	93	5592,07	15412,02	S	N	N
Serie 045	32	90	6516,97	14487,12	S	N	N
Serie 046	22	100	4827,6	16176,49	S	S	S
Serie 047	28	94	7025,57	13978,52	S	N	N
Serie 048	25	97	5078,5	15925,59	S	S	S
Serie 049	23	99	3703,87	17300,22	S	S	S
Serie 050	23	99	5270,87	15733,22	S	N	N
Serie 051	43	79	9421,52	11582,57	N	N	N
Serie 052	18	104	4995,77	16008,32	S	S	S
Serie 053	18	104	4949	16055,09	S	S	S
Serie 054	29	93	6334	14670,09	S	N	N
Serie 055	24	98	6451,7	14552,39	S	N	N
Serie 056	15	107	2789,77	18214,32	S	S	S
Serie 057	14	108	2454,7	18549,39	S	S	S
Serie 058	21	101	4960,6	16043,49	S	S	S
Serie 059	15	107	3638	17366,09	S	S	S
Serie 060	19	103	4676,77	16327,32	S	S	S
Serie 061	31	91	6043,72	14960,37	S	N	N

Serie	Num Fallidas	Num Pasan	CI Fallidas [MW]	CI Pasan [MW]	Pasa Num (%F<30%)	Pasa CI (%F<25%)	Doble Condición
Serie 062	30	92	6583,6	14420,49	S	N	N
Serie 063	13	109	3378,6	17625,49	S	S	S
Serie 064	32	90	6668,92	14335,17	S	N	N
Serie 065	17	105	5110,27	15893,82	S	S	S
Serie 066	33	89	6693,9	14310,19	S	N	N
Serie 067	25	97	6078,27	14925,82	S	N	N
Serie 068	41	81	8130,42	12873,67	N	N	N
Serie 069	20	102	5903,17	15100,92	S	N	N
Serie 070	16	106	3489,77	17514,32	S	S	S
Serie 071	32	90	6931,97	14072,12	S	N	N
Serie 072	19	103	3809,9	17194,19	S	S	S
Serie 073	26	96	4902,87	16101,22	S	S	S
Serie 074	41	81	8298,4	12705,69	N	N	N
Serie 075	23	99	5292,77	15711,32	S	N	N
Serie 076	29	93	6972,67	14031,42	S	N	N
Serie 077	31	91	7147,87	13856,22	S	N	N
Serie 078	26	96	6336,97	14667,12	S	N	N
Serie 079	30	92	6913,87	14090,22	S	N	N
Serie 080	34	88	6536,92	14467,17	S	N	N
Serie 081	16	106	4339	16665,09	S	S	S
Serie 082	20	102	4990	16014,09	S	S	S
Serie 083	23	99	5828,67	15175,42	S	N	N
Serie 084	19	103	4670,37	16333,72	S	S	S
Serie 085	21	101	4772,37	16231,72	S	S	S
Serie 086	23	99	5166,5	15837,59	S	S	S
Serie 087	16	106	4297,5	16706,59	S	S	S
Serie 088	41	81	9576,99	11427,1	N	N	N
Serie 089	19	103	4753,9	16250,19	S	S	S
Serie 090	21	101	4985,2	16018,89	S	S	S
Serie 091	21	101	6481,27	14522,82	S	N	N
Serie 092	20	102	4795,97	16208,12	S	S	S
Serie 093	19	103	4369,6	16634,49	S	S	S
Serie 094	13	109	4090,37	16913,72	S	S	S
Serie 095	28	94	7036,1	13967,99	S	N	N
Serie 096	17	105	3677,87	17326,22	S	S	S
Serie 097	24	98	6067,87	14936,22	S	N	N
Serie 098	20	102	3713,92	17290,17	S	S	S
Serie 099	24	98	4660,77	16343,32	S	S	S
Serie 100	23	99	6782,5	14221,59	S	N	N
Serie 101	19	103	5387,19	15616,9	S	N	N
Serie 102	20	102	5665,27	15338,82	S	N	N
Serie 103	30	92	6243,2	14760,89	S	N	N
Serie 104	20	102	4334,27	16669,82	S	S	S
Serie 105	23	99	6531,67	14472,42	S	N	N
Serie 106	25	97	4912,97	16091,12	S	S	S
Serie 107	25	97	6256,77	14747,32	S	N	N
Serie 108	18	104	4994,5	16009,59	S	S	S
Serie 109	29	93	6432,1	14571,99	S	N	N
Serie 110	14	108	6249,27	14754,82	S	N	N

Serie	Num Fallidas	Num Pasan	CI Fallidas [MW]	CI Pasan [MW]	Pasa Num (%F<30%)	Pasa CI (%F<25%)	Doble Condición
Serie 111	23	99	4741,9	16262,19	S	S	S
Serie 112	29	93	6113,97	14890,12	S	N	N
Serie 113	41	81	7671,49	13332,6	N	N	N
Serie 114	23	99	5653,92	15350,17	S	N	N
Serie 115	25	97	5647,37	15356,72	S	N	N
Serie 116	16	106	4394,77	16609,32	S	S	S
Serie 117	22	100	5477	15527,09	S	N	N
Serie 118	29	93	8447,37	12556,72	S	N	N
Serie 119	18	104	4245,27	16758,82	S	S	S
Serie 120	16	106	3840,2	17163,89	S	S	S
Serie 121	24	98	6789,77	14214,32	S	N	N
Serie 122	24	98	5418,27	15585,82	S	N	N
Serie 123	17	105	4096,77	16907,32	S	S	S
Serie 124	15	107	3928	17076,09	S	S	S
Serie 125	21	101	3320,6	17683,49	S	S	S
Serie 126	26	96	6579,47	14424,62	S	N	N
Serie 127	16	106	4814,27	16189,82	S	S	S
Serie 128	30	92	5401,27	15602,82	S	N	N
Serie 129	32	90	8802,1	12201,99	S	N	N
Serie 130	34	88	7426,4	13577,69	S	N	N
Serie 131	19	103	4619,77	16384,32	S	S	S
Serie 132	36	86	7400	13604,09	S	N	N
Serie 133	19	103	4775,97	16228,12	S	S	S
Serie 134	18	104	5949,67	15054,42	S	N	N
Serie 135	25	97	5110,87	15893,22	S	S	S
Serie 136	16	106	4589	16415,09	S	S	S
Serie 137	15	107	3936,27	17067,82	S	S	S
Serie 138	31	91	5206,77	15797,32	S	S	S
Serie 139	14	108	3889,77	17114,32	S	S	S
Serie 140	22	100	5942,7	15061,39	S	N	N
Serie 141	34	88	6284,52	14719,57	S	N	N
Serie 142	29	93	7094,87	13909,22	S	N	N
Serie 143	19	103	4700,67	16303,42	S	S	S
Serie 144	18	104	4805,87	16198,22	S	S	S
Serie 145	23	99	6363	14641,09	S	N	N
Serie 146	17	105	4612,6	16391,49	S	S	S
Serie 147	17	105	4913	16091,09	S	S	S
Serie 148	19	103	6247,27	14756,82	S	N	N
Serie 149	26	96	5642,5	15361,59	S	N	N
Serie 150	21	101	5320,77	15683,32	S	N	N
Serie 151	25	97	5730,77	15273,32	S	N	N
Serie 152	15	107	3799,6	17204,49	S	S	S
Serie 153	19	103	4433,6	16570,49	S	S	S
Serie 154	22	100	6090,97	14913,12	S	N	N
Serie 155	14	108	3629,6	17374,49	S	S	S
Serie 156	18	104	5306	15698,09	S	N	N
Serie 157	38	84	8926,77	12077,32	N	N	N
Serie 158	26	96	6530,3	14473,79	S	N	N
Serie 159	14	108	4581	16423,09	S	S	S

Serie	Num Fallidas	Num Pasan	CI Fallidas [MW]	CI Pasan [MW]	Pasa Num (%F<30%)	Pasa CI (%F<25%)	Doble Condición
Serie 160	29	93	5721,09	15283	S	N	N
Serie 161	20	102	4185,5	16818,59	S	S	S
Serie 162	16	106	4474,67	16529,42	S	S	S
Serie 163	15	107	4640,37	16363,72	S	S	S
Serie 164	29	93	7651,37	13352,72	S	N	N
Serie 165	26	96	6269,69	14734,4	S	N	N
Serie 166	15	107	4654,27	16349,82	S	S	S
Serie 167	23	99	5592	15412,09	S	N	N
Serie 168	24	98	4899,77	16104,32	S	S	S
Serie 169	22	100	5033,87	15970,22	S	S	S
Serie 170	26	96	4990,4	16013,69	S	S	S
Serie 171	18	104	4188,1	16815,99	S	S	S
Serie 172	16	106	4618,77	16385,32	S	S	S
Serie 173	17	105	3517,47	17486,62	S	S	S
Serie 174	17	105	4404	16600,09	S	S	S
Serie 175	21	101	4180,5	16823,59	S	S	S
Serie 176	21	101	5423,77	15580,32	S	N	N
Serie 177	23	99	5719,27	15284,82	S	N	N
Serie 178	15	107	3863	17141,09	S	S	S
Serie 179	25	97	5806,92	15197,17	S	N	N
Serie 180	20	102	5385,5	15618,59	S	N	N
Serie 181	15	107	4942,7	16061,39	S	S	S
Serie 182	19	103	4664,5	16339,59	S	S	S
Serie 183	20	102	4311,27	16692,82	S	S	S
Serie 184	24	98	6392,07	14612,02	S	N	N
Serie 185	23	99	5726	15278,09	S	N	N
Serie 186	20	102	6218	14786,09	S	N	N
Serie 187	17	105	4079,77	16924,32	S	S	S
Serie 188	20	102	4771,7	16232,39	S	S	S
Serie 189	33	89	6949,19	14054,9	S	N	N
Serie 190	22	100	5978,5	15025,59	S	N	N
Serie 191	16	106	4889	16115,09	S	S	S
Serie 192	23	99	6271,9	14732,19	S	N	N
Serie 193	34	88	8604,5	12399,59	S	N	N
Serie 194	17	105	4019,77	16984,32	S	S	S
Serie 195	18	104	3721,3	17282,79	S	S	S
Serie 196	30	92	7650,27	13353,82	S	N	N
Serie 197	35	87	7376,69	13627,4	S	N	N
Serie 198	21	101	4817,3	16186,79	S	S	S
Serie 199	28	94	7218,57	13785,52	S	N	N
Serie 200	13	109	3388	17616,09	S	S	S

Fuente: UPME

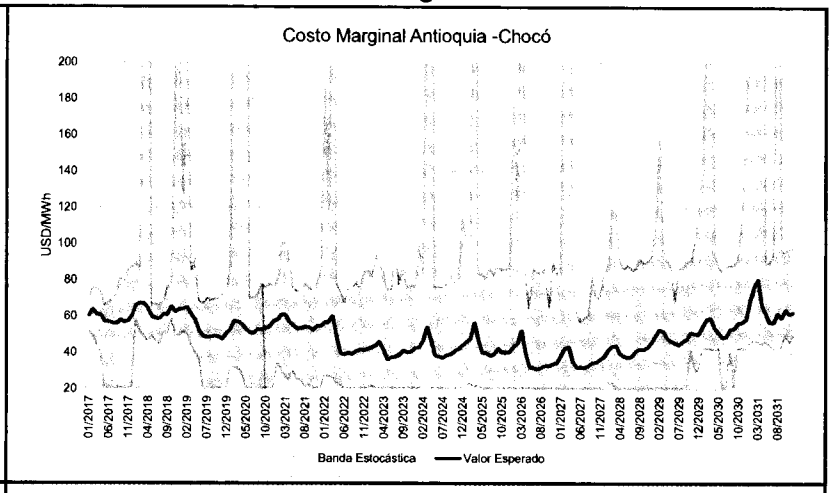
De la tabla anterior puede verse que el criterio de selección más fuerte es el de la capacidad instalada ya que pasan 101 de las 200 series, mientras que para el criterio del número de plantas pasan 194 de las 200 series, para un cumplimiento combinado de 101 series.

ANEXO VI. GRÁFICAS DE COSTO MARGINAL Y GENERACIÓN POR ÁREA ELÉCTRICA

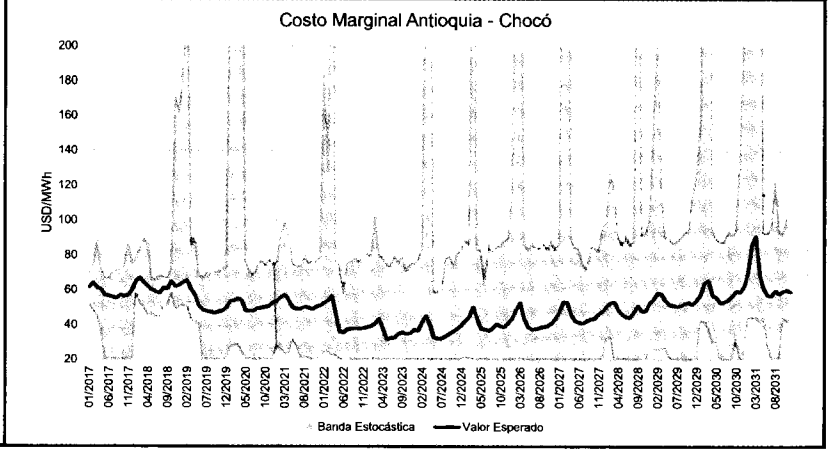
Área Antioquia –Chocó

Costo Marginal

Escenario 1

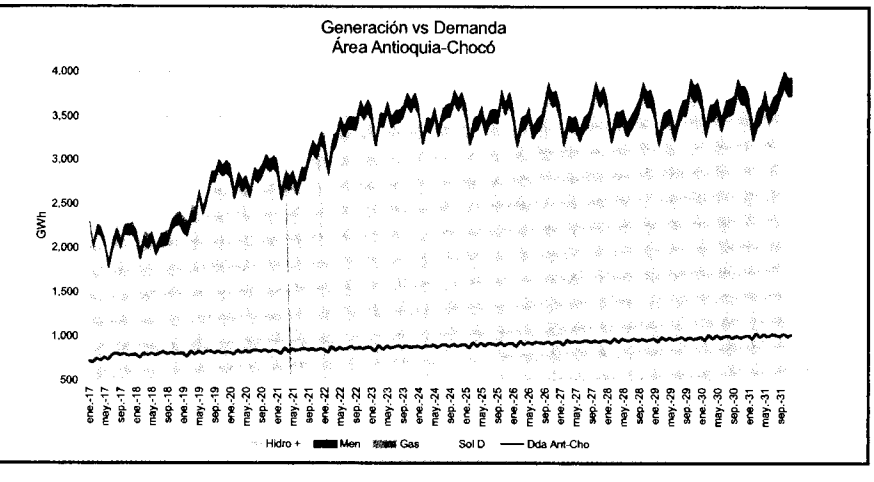


Escenario 2

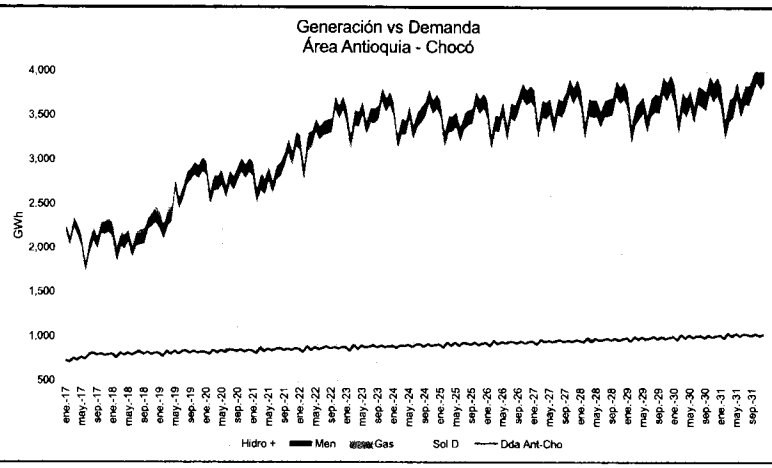


Generación Eléctrica

Escenario 1



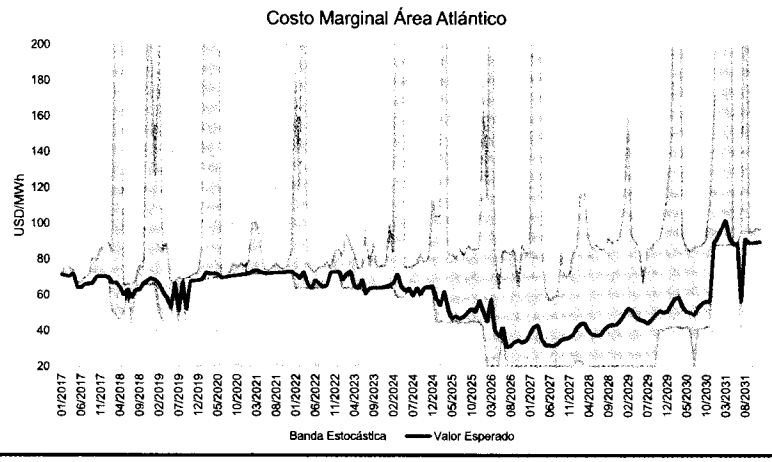
Escenario 2



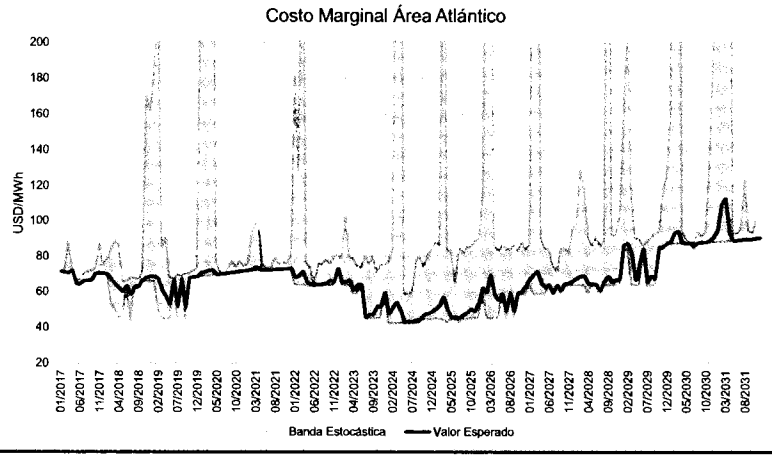
Área Atlántico

Costo Marginal

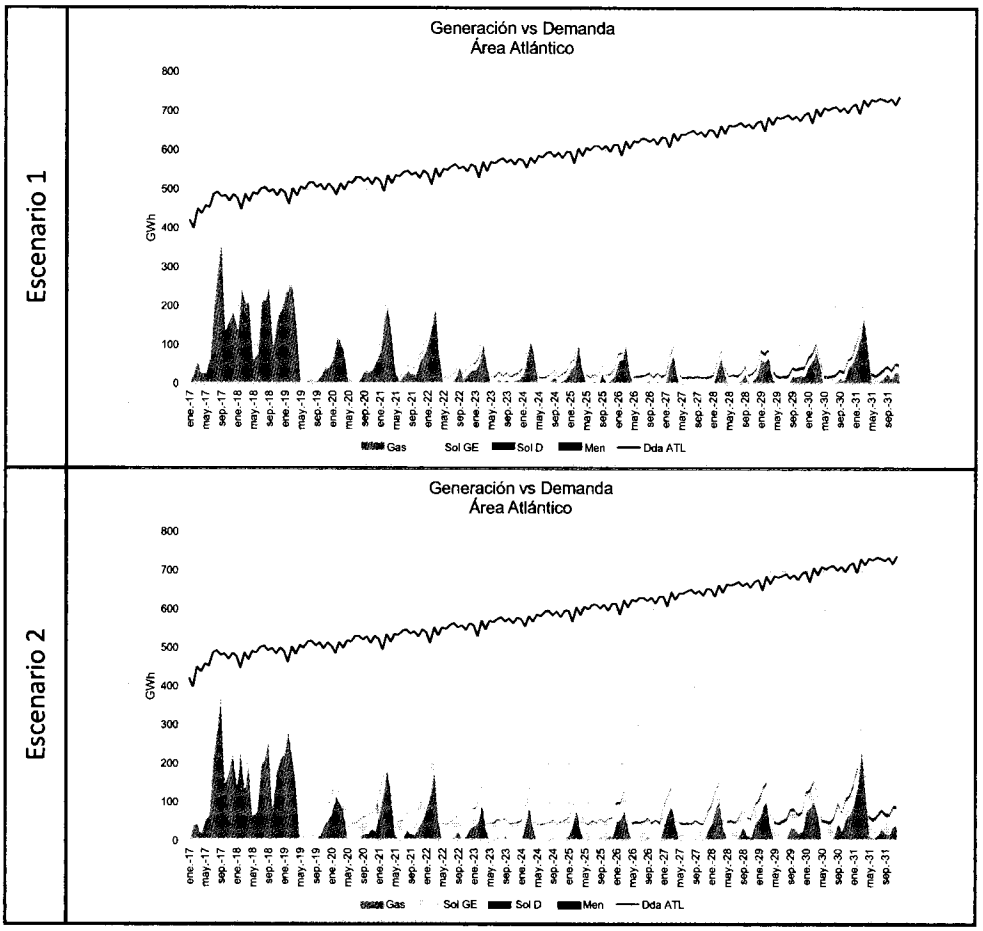
Escenario 1



Escenario 2

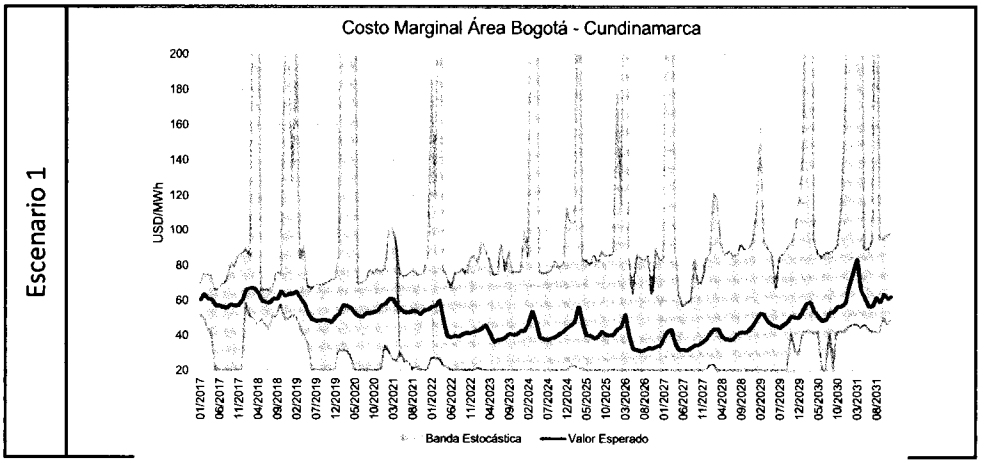


Generación Eléctrica

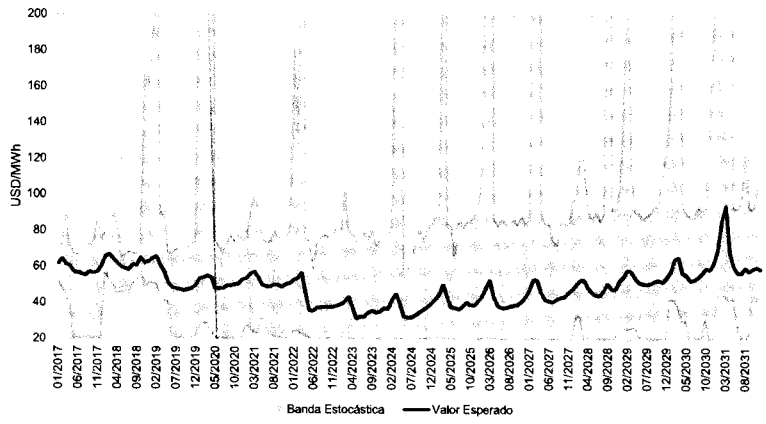


Área Bogotá –Cundinamarca

Costo Marginal

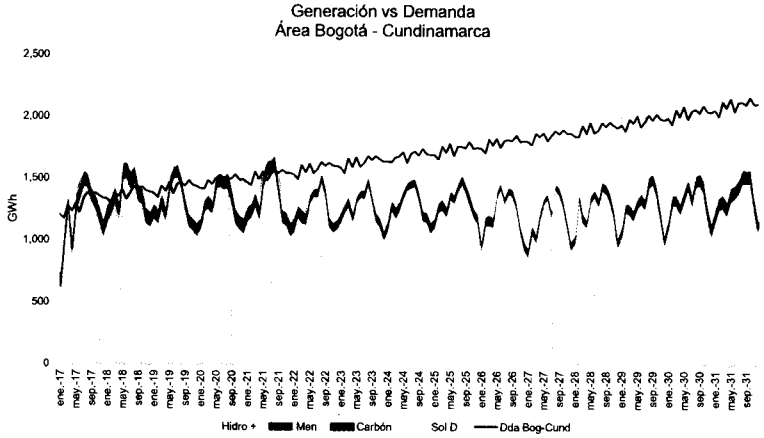


Escenario 2

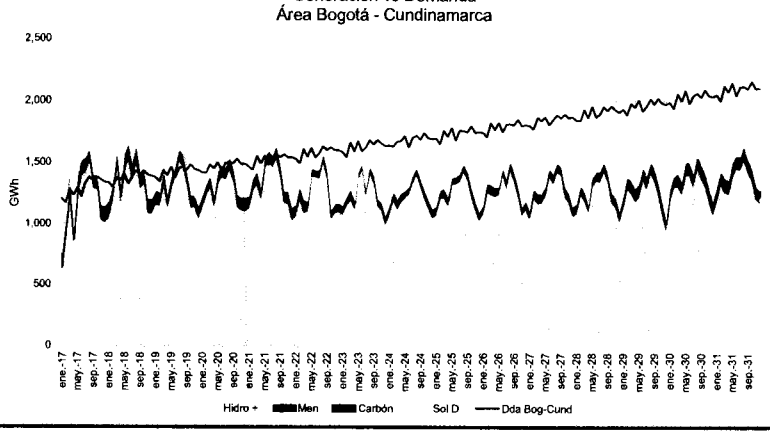


Generación Eléctrica

Escenario 1



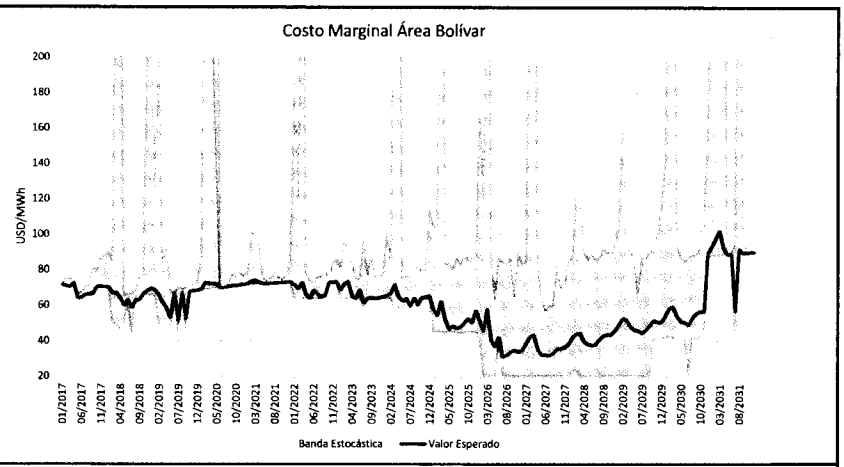
Escenario 2



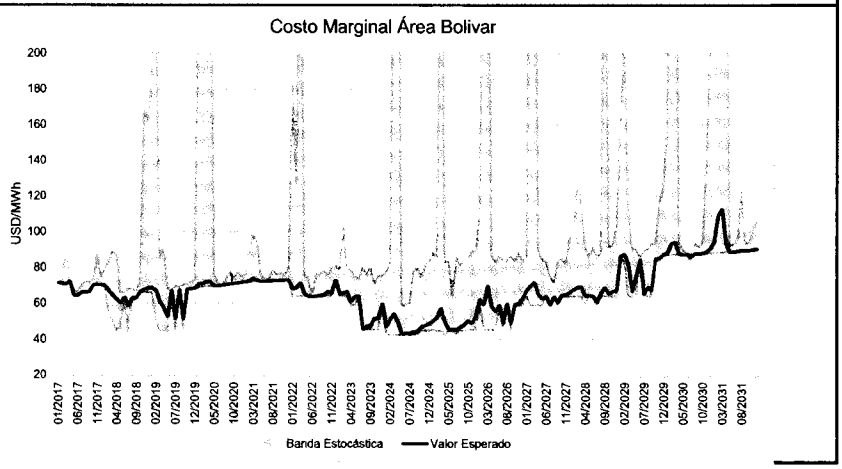
Área Bolívar

Costo Marginal

Escenario 1

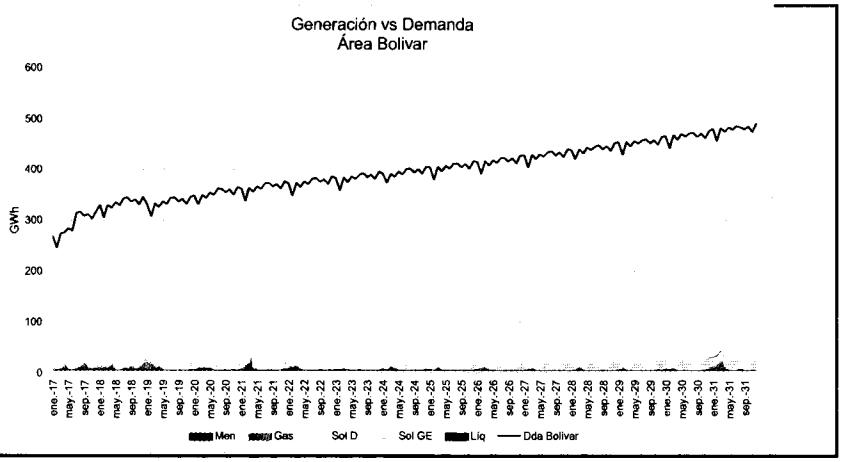


Escenario 2

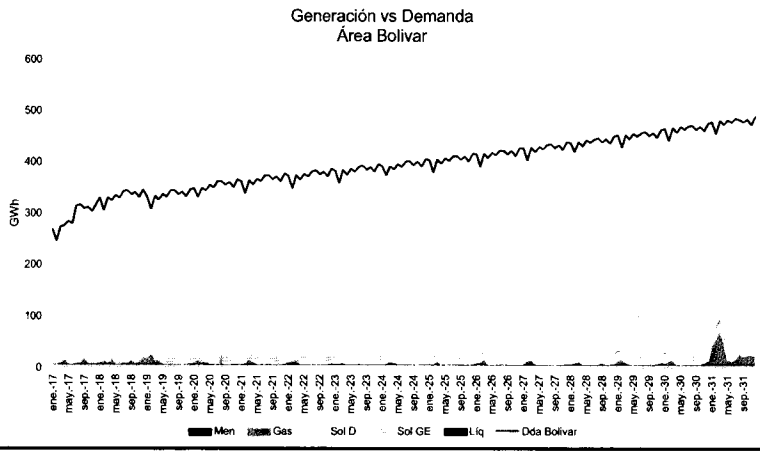


Generación Eléctrica

Escenario 1



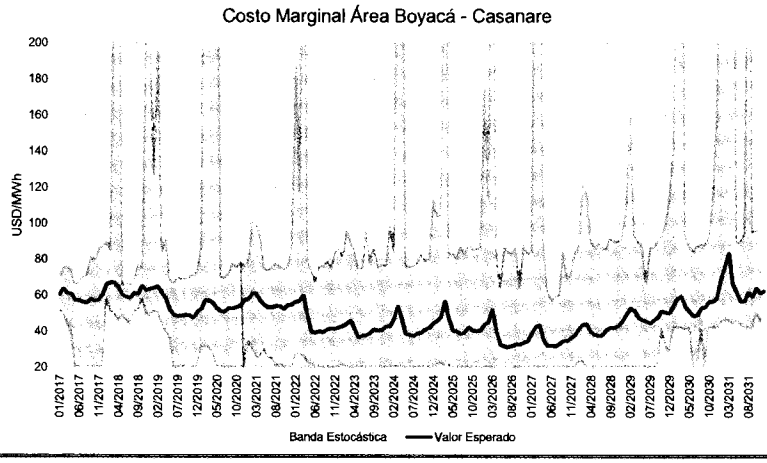
Escenario 2



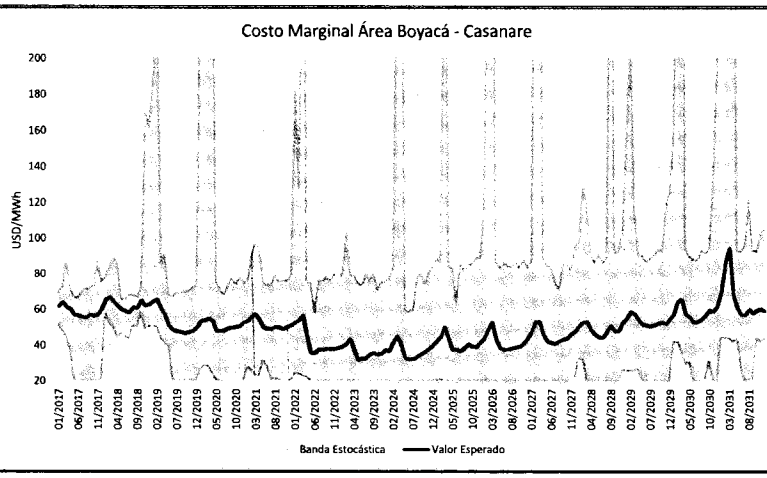
Área Boyacá –Casanare

Costo Marginal

Escenario 1

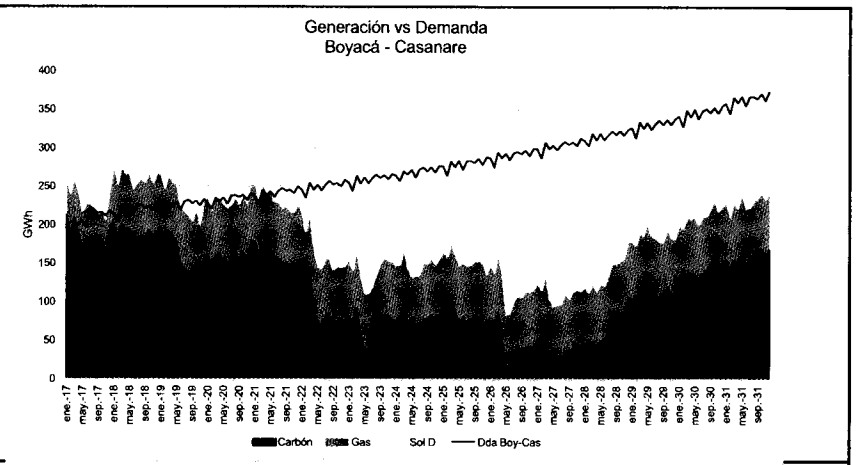


Escenario 2

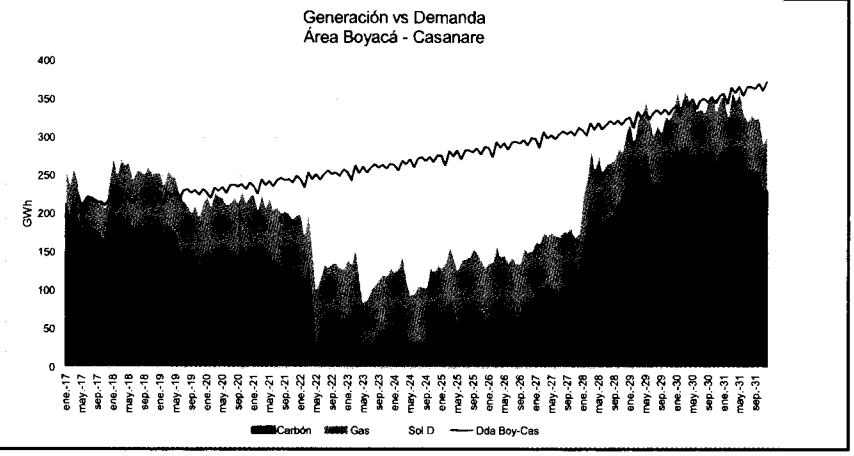


Generación Eléctrica

Escenario 1



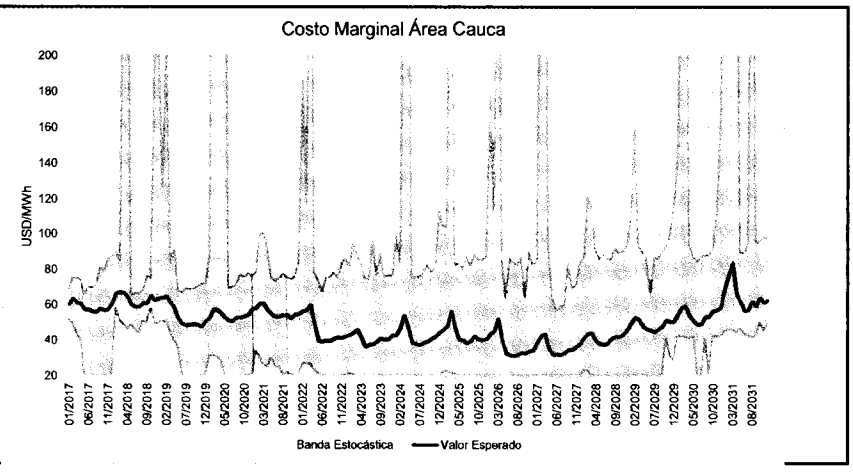
Escenario 2



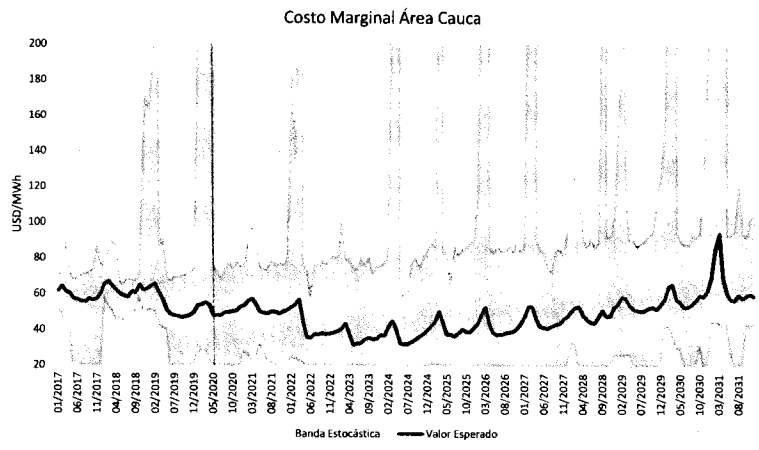
Área Cauca

Costo Marginal

Escenario 1

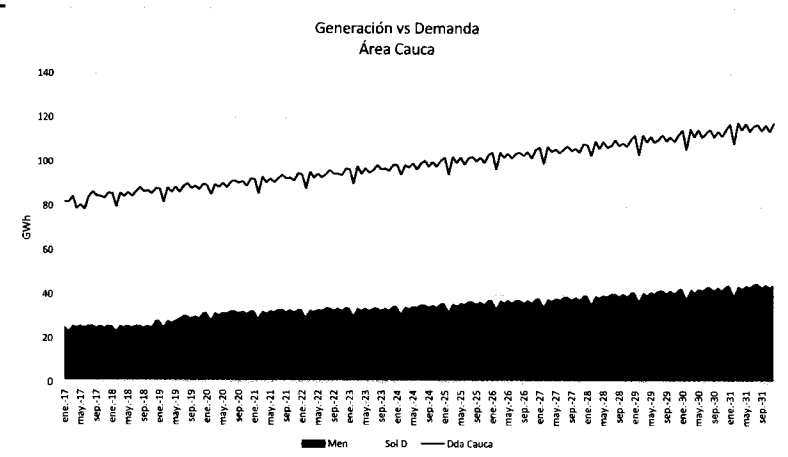


Escenario 2

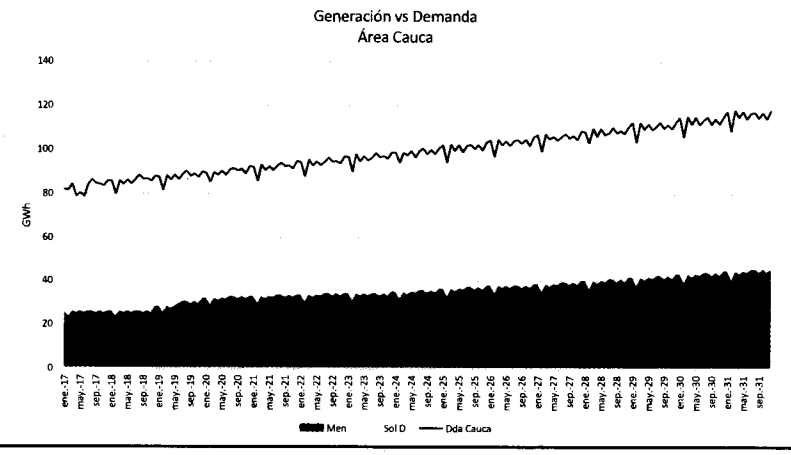


Generación Eléctrica

Escenario 1



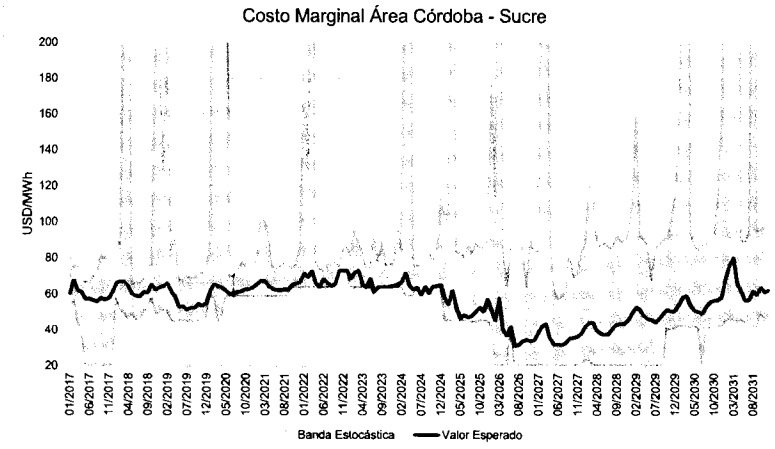
Escenario 2



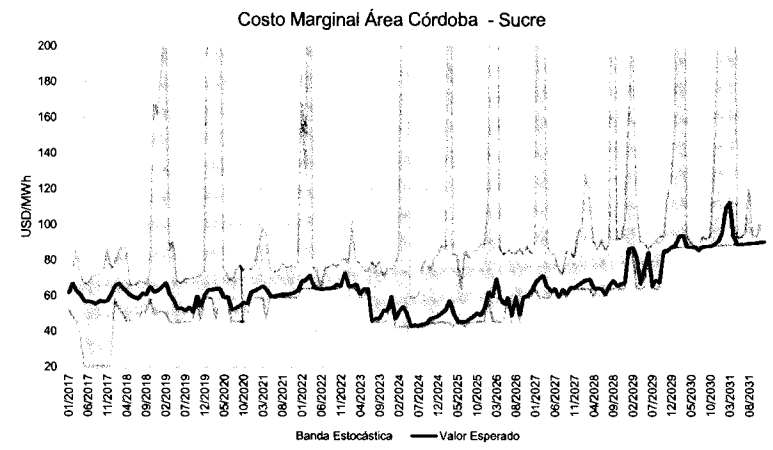
Área Córdoba - Sucre

Costo Marginal

Escenario 1

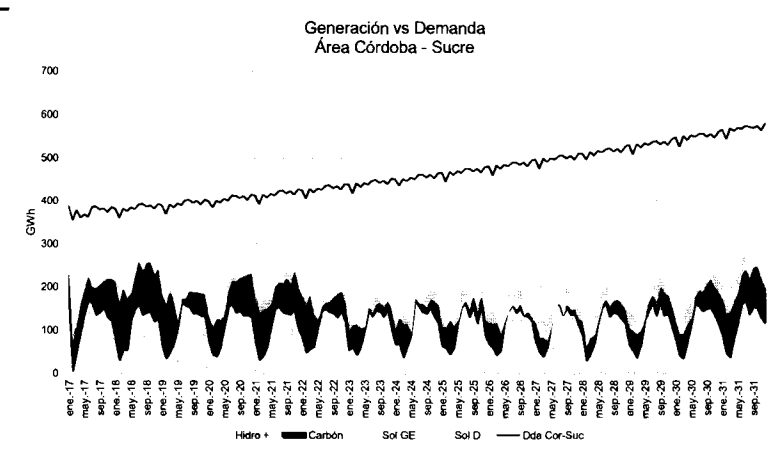


Escenario 2

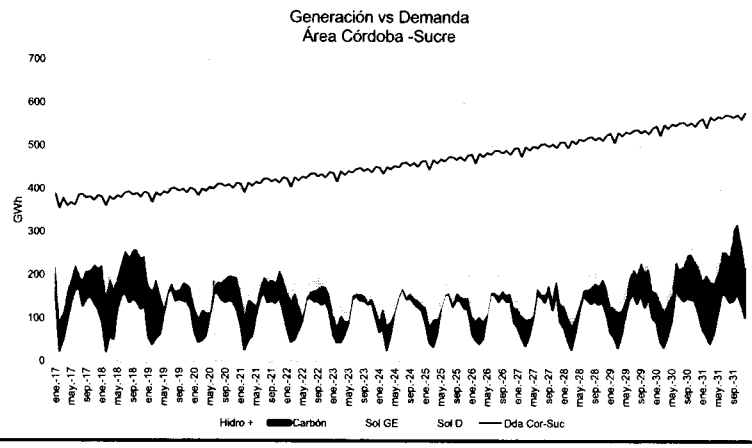


Generación Eléctrica

Escenario 1



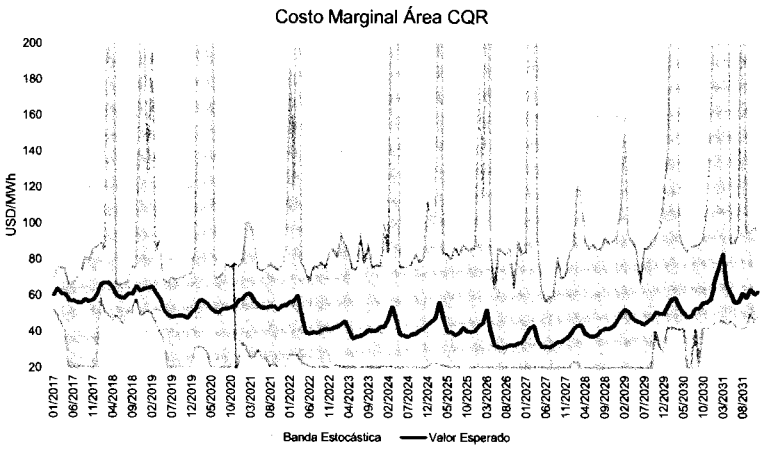
Escenario 2



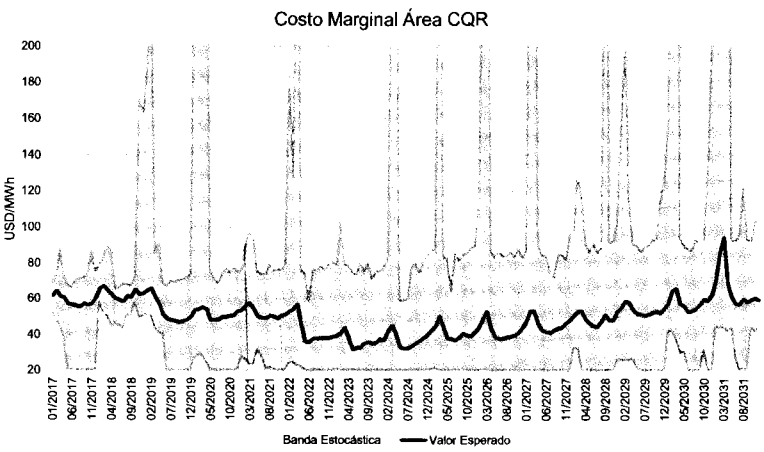
Área CQR

Costo Marginal

Escenario 1

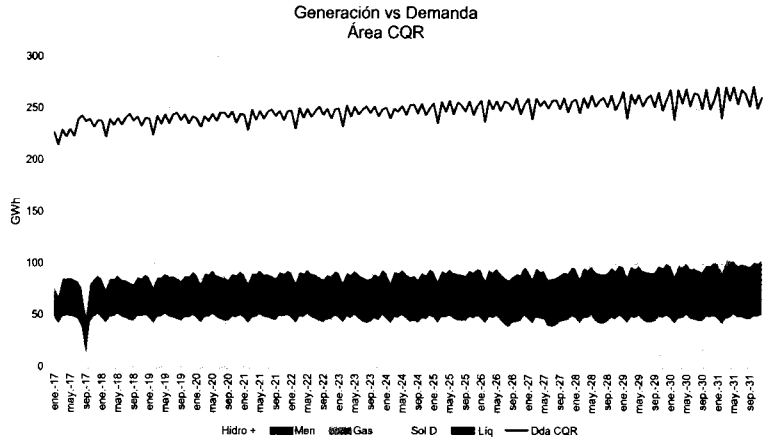


Escenario 2

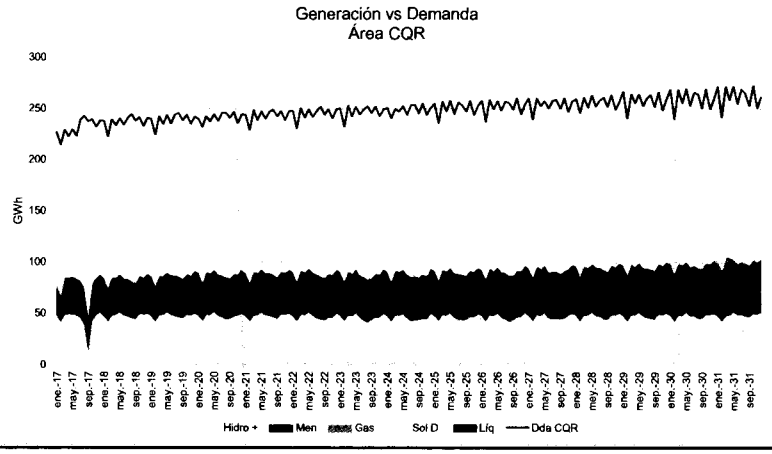


Generación Eléctrica

Escenario 1



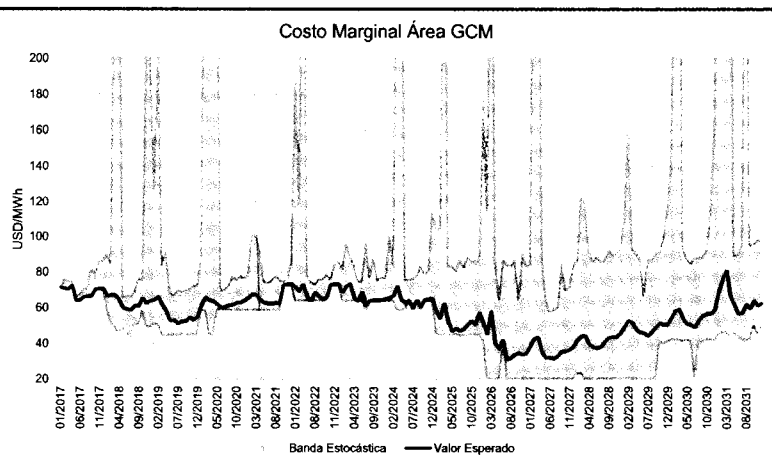
Escenario 2



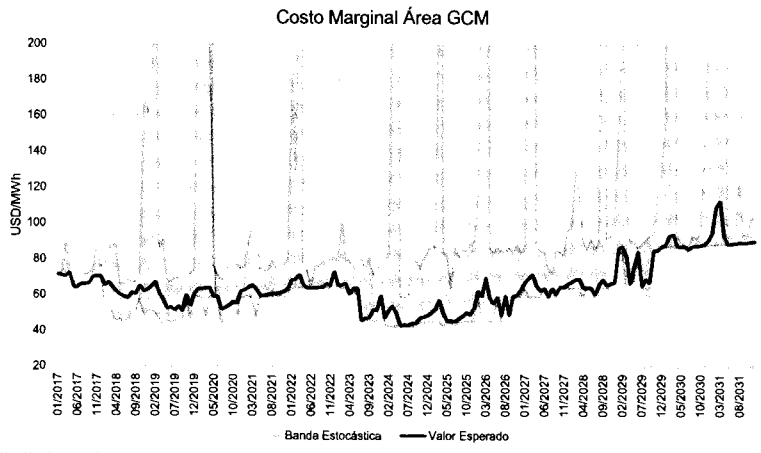
Área GCM

Costo Marginal

Escenario 1

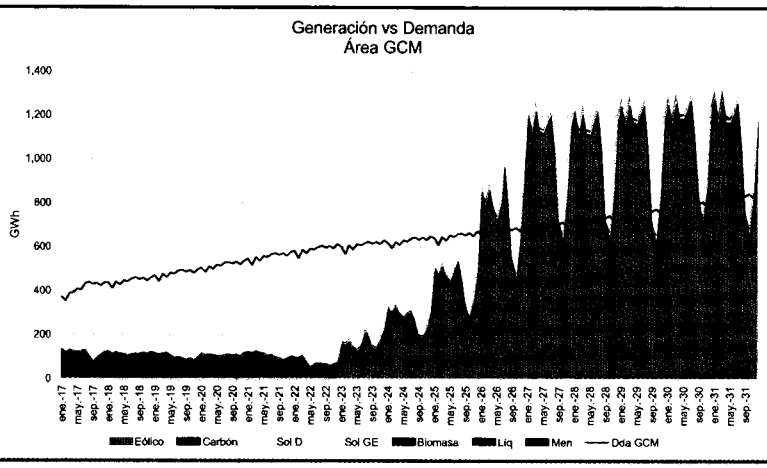


Escenario 2

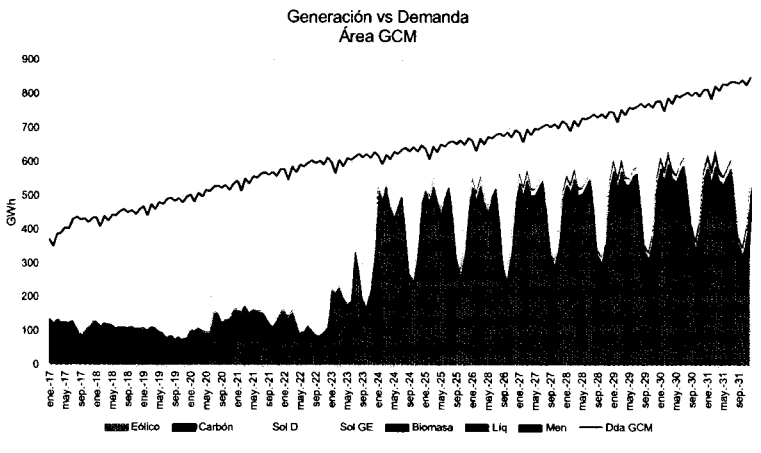


Generación Eléctrica

Escenario 1



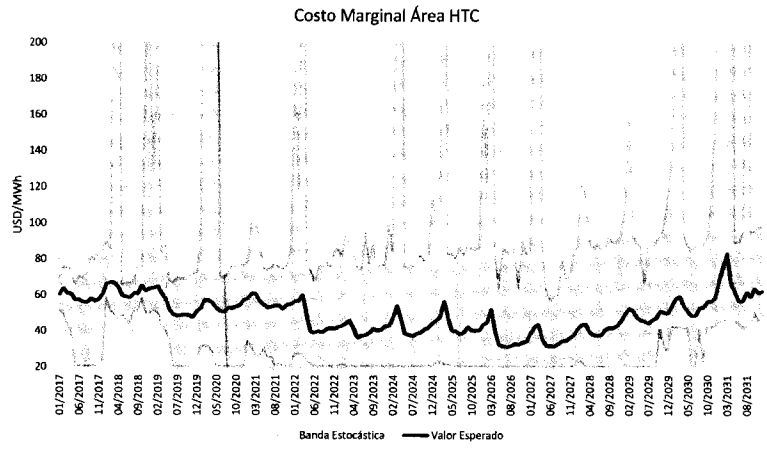
Escenario 2



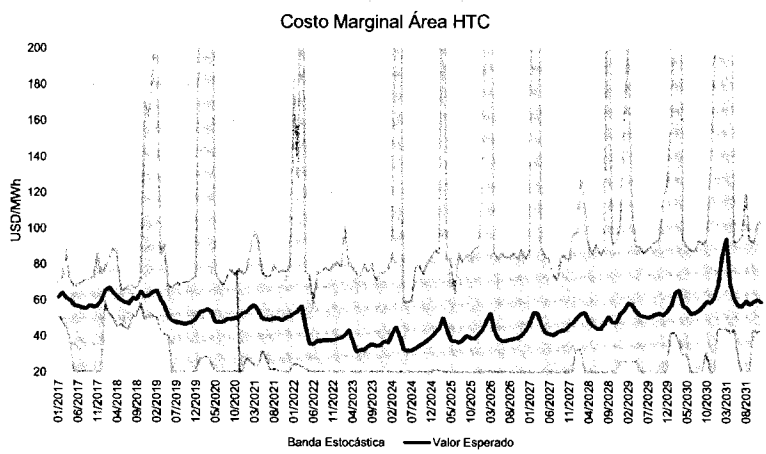
Área HTC

Costo Marginal

Escenario 1

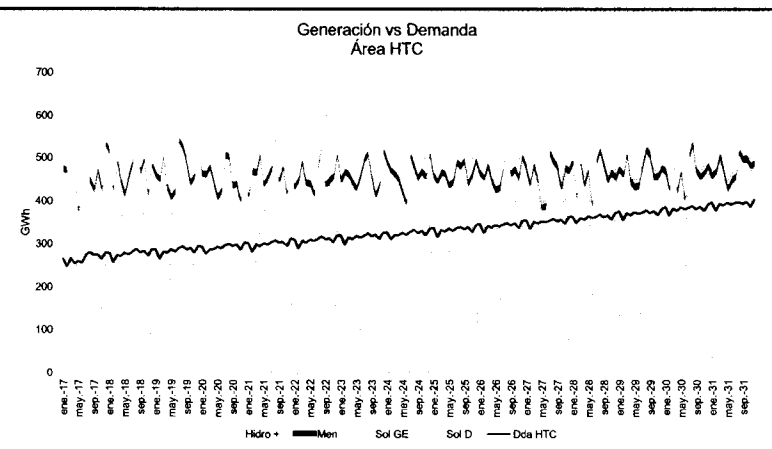


Escenario 2

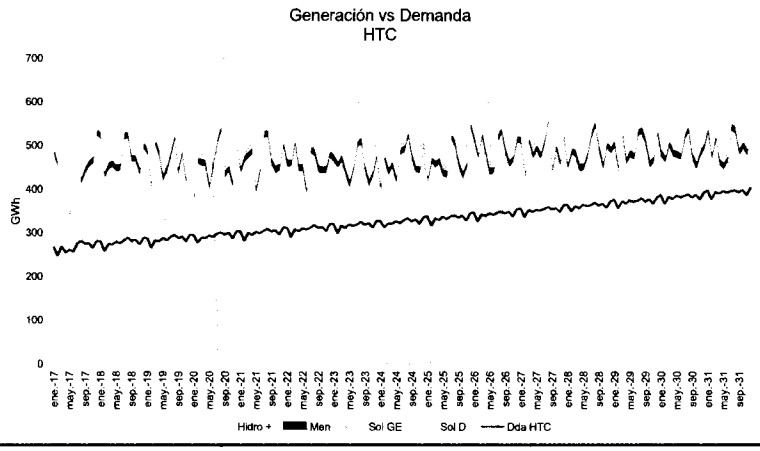


Generación Eléctrica

Escenario 1



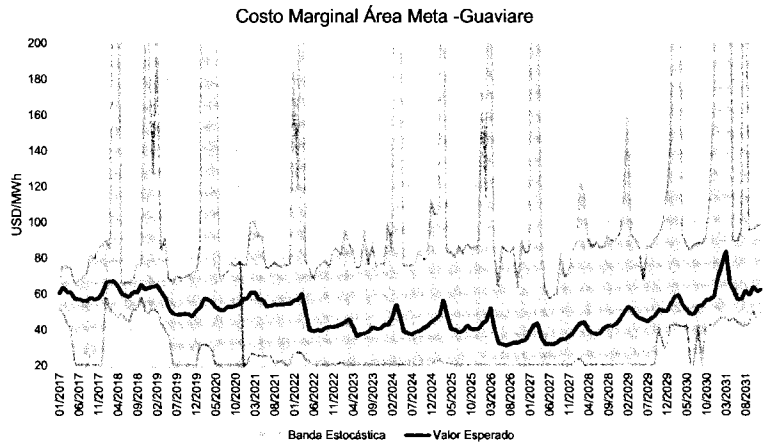
Escenario 2



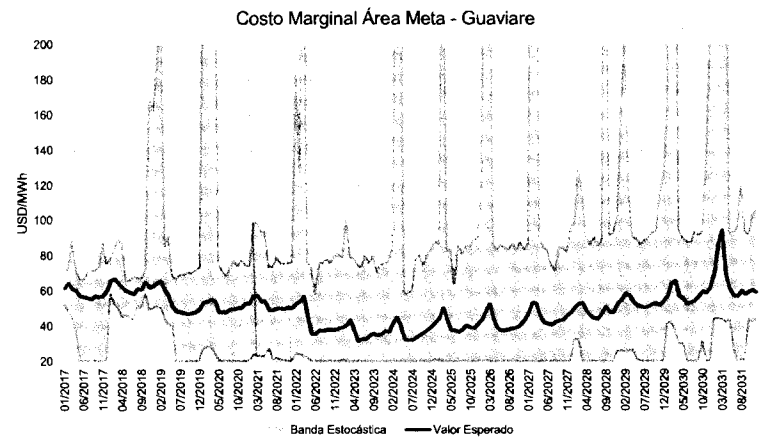
Área Meta - Guaviare

Costo Marginal

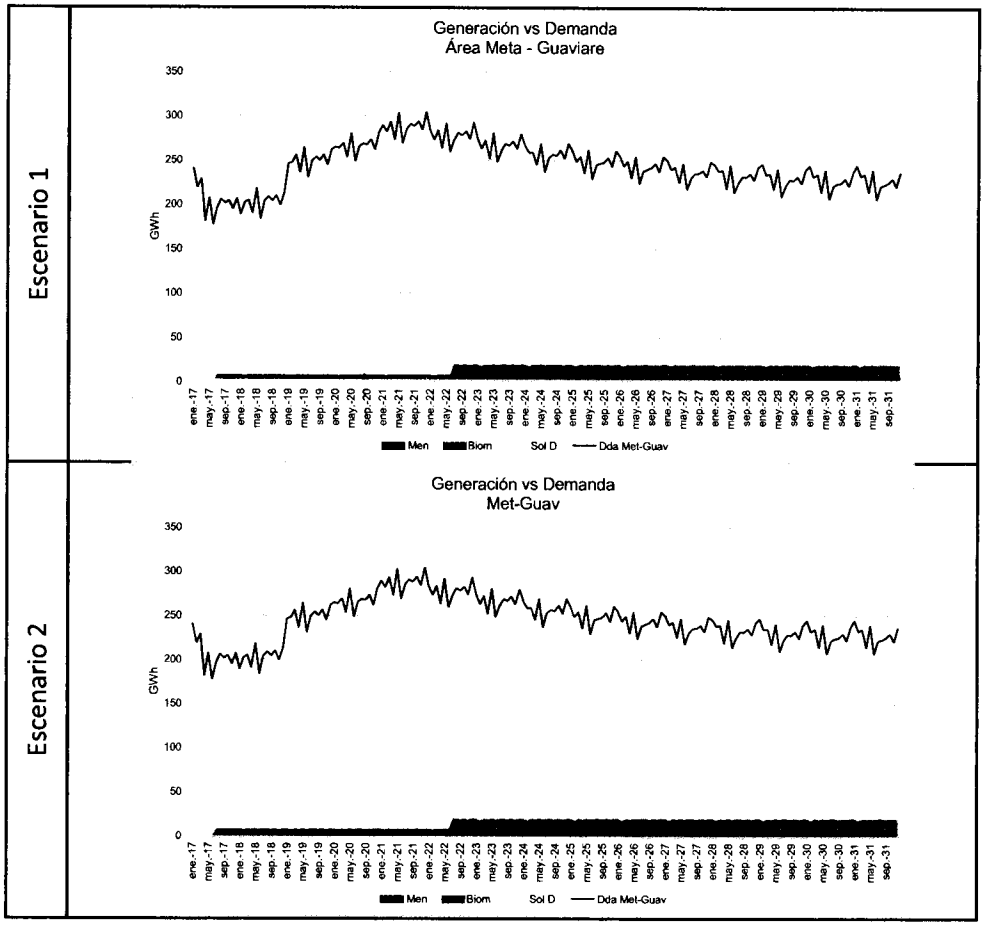
Escenario 1



Escenario 2

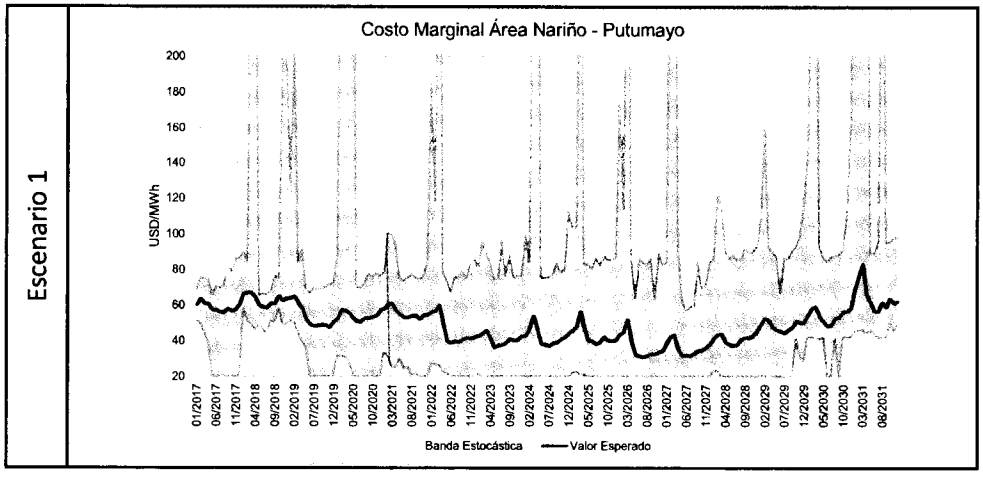


Generación Eléctrica

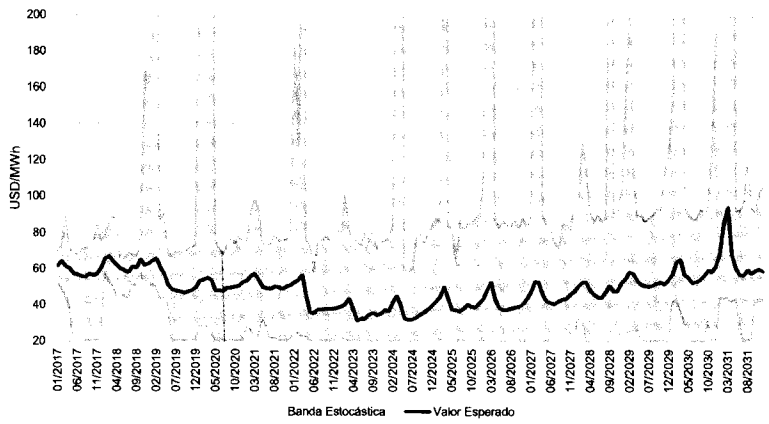


Área Nariño - Putumayo

Costo Marginal

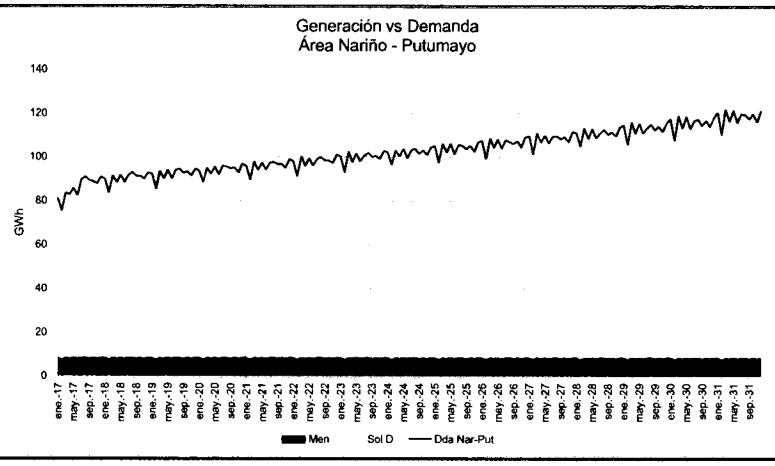


Escenario 2

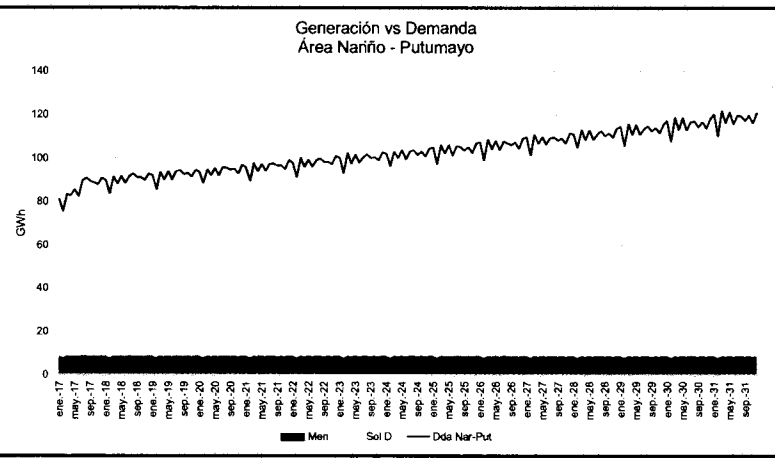


Generación Eléctrica

Escenario 1



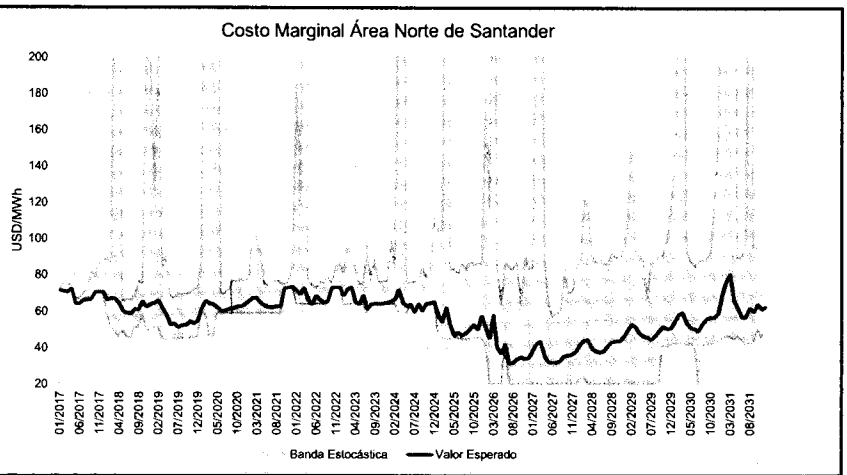
Escenario 2



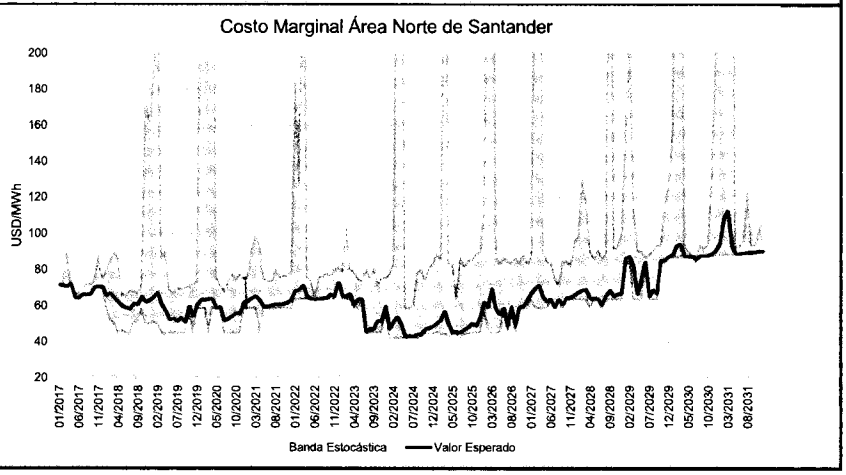
Área Norte de Santander

Costo Marginal

Escenario 1

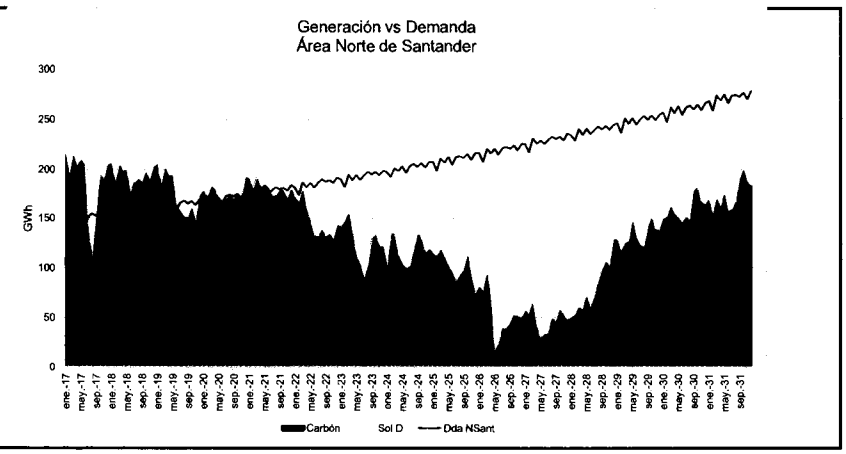


Escenario 2

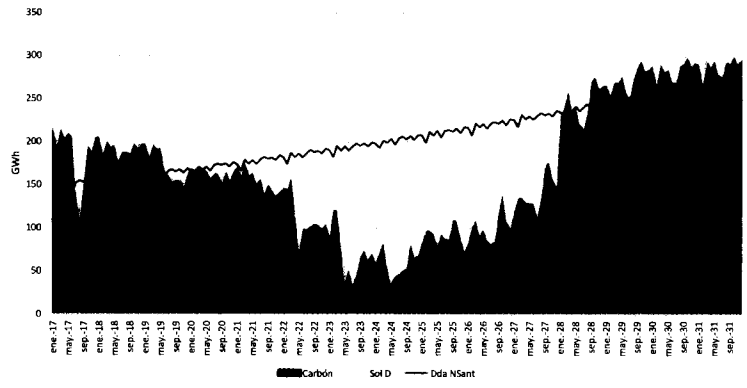


Generación Eléctrica

Escenario 1



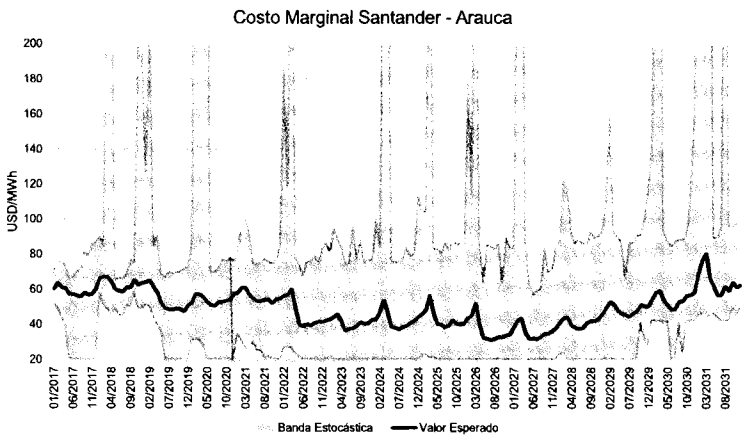
Escenario 2



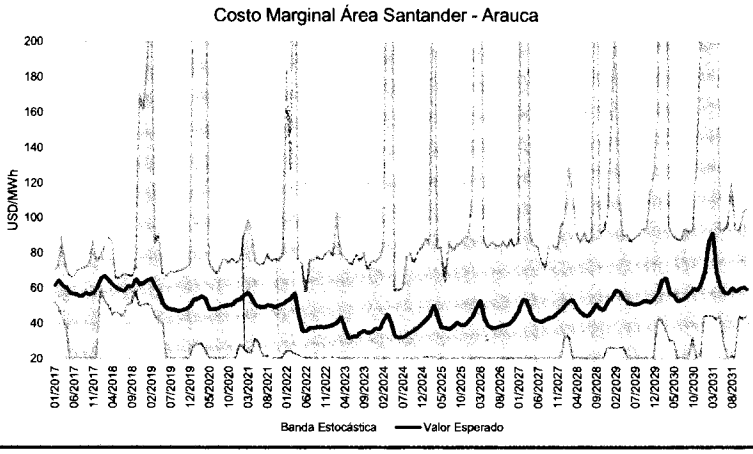
Área Santander - Arauca

Costo Marginal

Escenario 1

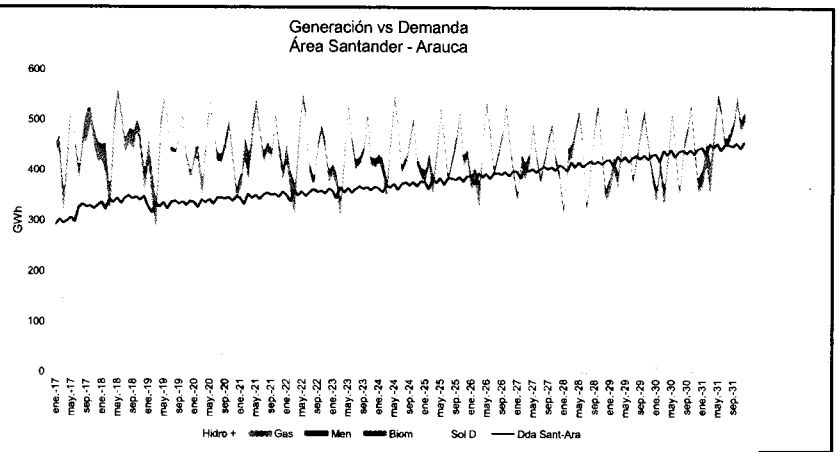


Escenario 2

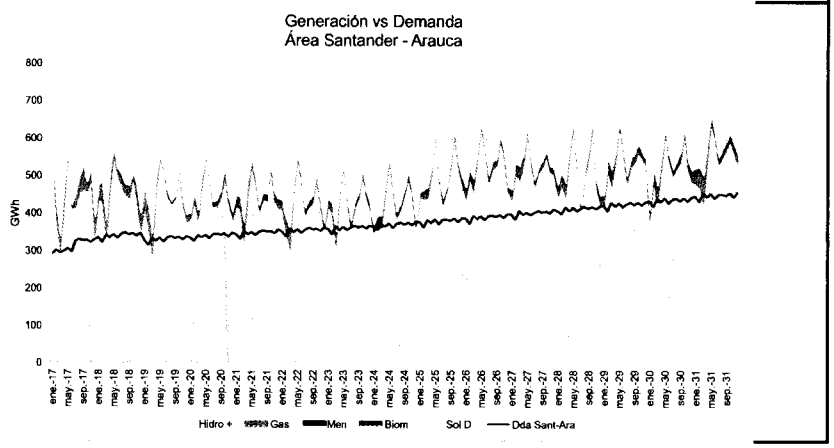


Generación Eléctrica

Escenario 1



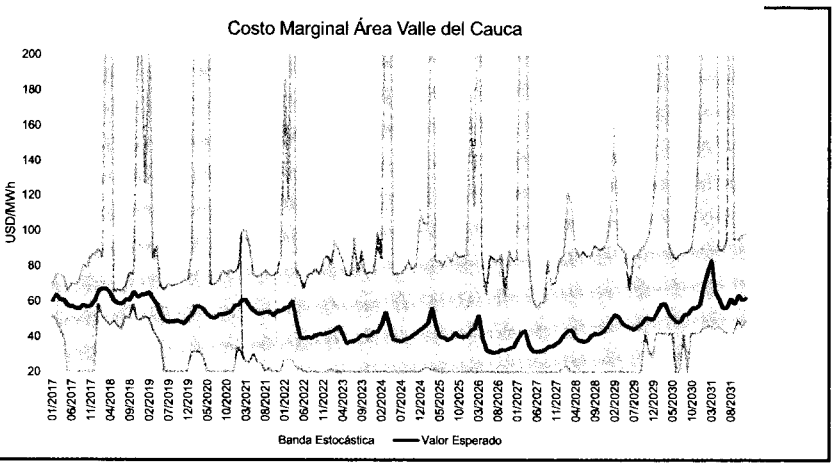
Escenario 2



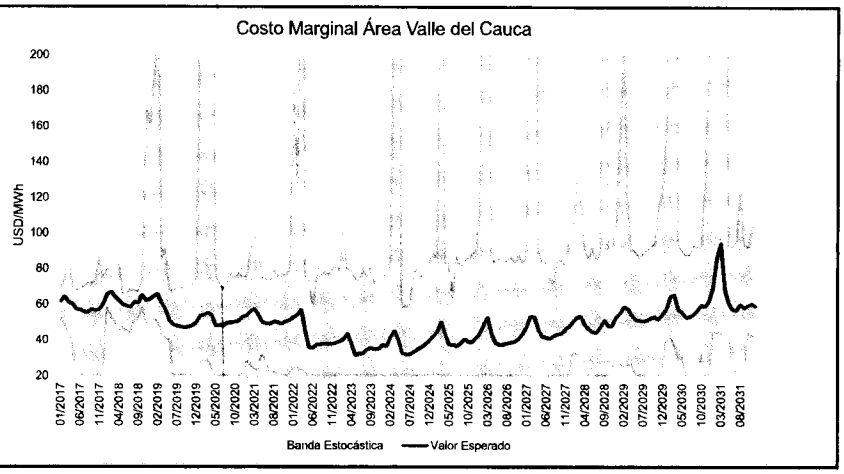
Área Valle

Costo Marginal

Escenario 1

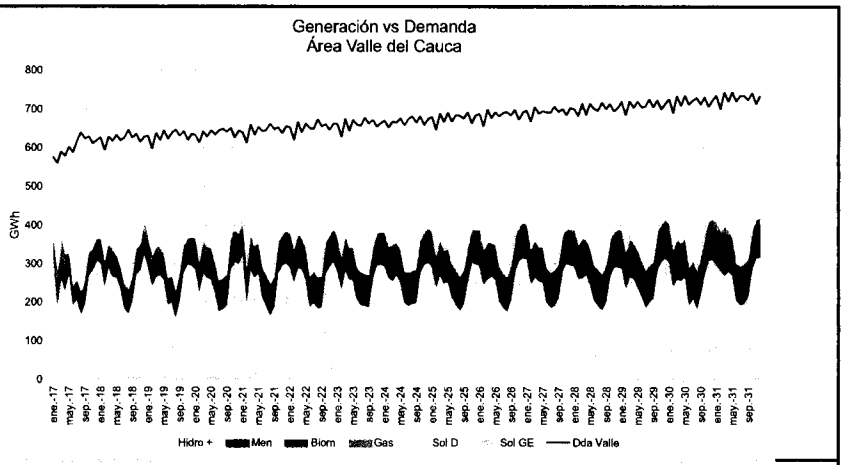


Escenario 2

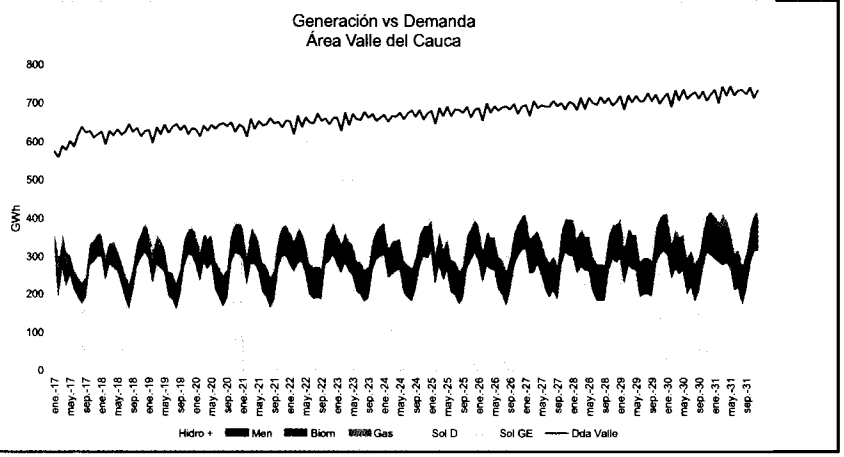


Generación Eléctrica

Escenario 1



Escenario 2



ANEXO VII. ANÁLISIS DE ALERTAS TEMPRANAS

Introducción

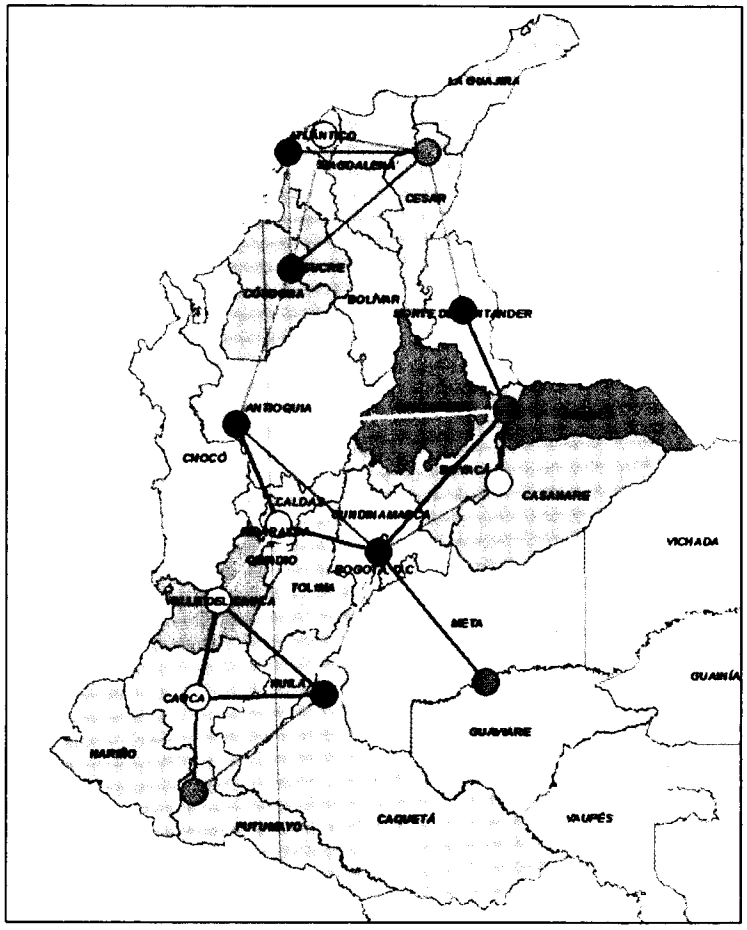
El Plan de Expansión Generación-Transmisión 2017-2031 incluye proyectos de generación de diversas fuentes de energía y también nuevos proyectos de transmisión. Además, se dividió el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en quince (15) áreas eléctricas para todos los análisis efectuados; en este sentido, el análisis de alertas tempranas hace el estudio de variables socio-ambientales para las mencionadas áreas.

Análisis y Resultados

1. Áreas Eléctricas

Como se dijo anteriormente, se definieron quince (15) áreas eléctricas con el fin de determinar el intercambio energético entre ellas a través del SIN. Dichas áreas se muestran en la siguiente figura:

Gráfica VII-1: Áreas Eléctricas.



Fuente: SIG UPME

Las características de las mencionadas áreas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-1: Características Generales de las Áreas Eléctricas.

Región	Código Departamental	Fecha Creación	Departamento	Acto de Creación	Área [km2]
ACH	05	1886	ANTIOQUIA	Constitución Política de 1886	62.974
ACH	27	1947	CHOCÓ	Ley 13 del 3 de Noviembre de 1947	47.639
ATL	08	1910	ATLÁNTICO	Ley 21 de 1910	3.327
BCS	85	1991	CASANARE	5 de Julio Constitución Política de 1991	44.360
BCS	15	1886	BOYACÁ	Constitución Política de 1886	23.208
BOG	25	1886	CUNDINAMARCA	Constitución Política de 1886	22.383
BOG	11	1538	BOGOTÁ, D.C.	Constitución Política de 1886	1.635
BOL	13	1886	BOLÍVAR	Constitución Política de 1886	26.665
CAU	19	1857	CAUCA	15 de junio de 1857	30.636
CRQ	17	1905	CALDAS	11 de Abril de 1905	7.415
CRQ	66	1966	RISARALDA	Ley 70 del 1 de Diciembre de 1966	3.978
CRQ	63	1966	QUINDIO	Ley 2 TM de 1966	1.935
CSU	70	1966	SUCRE	Ley 47 del 8 de Agosto de 1966	10.709
CSU	23	1951	CÓRDOBA	Ley 9 del 18 de Diciembre de 1951	25.063
GCM	44	1964	LA GUAJIRA	Acto Legislativo No. 1 de Diciembre 28 de 1964	20.670
GCM	20	1967	CESAR	Ley 25 21 de junio de 1967	22.282
GCM	47	1964	MAGDALENA	1964	23.204
MGU	95	1991	GUAVIARE	5 de Julio Constitución Política de 1991	55.450
MGU	50	1959	META	Ley 118 del 16 de Diciembre de 1959	85.482
NDS	54	1910	NORTE DE SANTANDER	Ley 25 de 1910	21.948
NPU	52	1904	NARIÑO	Ley 1 de 1904	31.649
NPU	86	1991	PUTUMAYO	Articulo 309 Constitución Política de 1991	25.892
SAR	81	1991	ARAUCA	5 de Julio Constitución Política de 1991	23.804
SAR	68	1910	SANTANDER	Ley 25 14 de Julio de 1910	30.642
THC	41	1905	HUILA	Ley 46 de 1905	18.716
THC	73	1909	TOLIMA	Ley 65 de Noviembre de 1909	23.982
THC	18	1981	CAQUETÁ	Ley 78 del 29 de Diciembre de 1981	90.072
VAL	76	1910	VALLE DEL CAUCA	Decreto No 340 de 16 de Abril de 1910	21.078

Fuente: DANE, UPME

2. Variables Socio-Ambientales

Para este análisis particular, por ser regional, se escogieron seis (6) variables relevantes que deben tener en cuenta los promotores al planear sus proyectos. Son dos variables de tipo físico (abiótico), dos variables de tipo biótico y dos variables de tipo socio-económico.

Las variables se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-2: Variables Socio-Ambientales.

Variable	Tipo
Amenaza Sísmica	Físico
Amenaza Inundación	Físico
Bosque Seco Tropical	Biótico
Parque Nacional Natural (PNN)	Biótico
Resguardos Indígenas	Socio-Económico
Comunidades Afrodescendientes	Socio-Económico

Fuente: UPME

Se escogieron estas variables ya que son muy importantes para las autoridades ambientales y se han tenido en cuenta históricamente para el otorgamiento o negación de Licencias Ambientales.

De acuerdo con la base de datos geográfica de la UPME, la presencia de estas variables en las áreas eléctricas se muestra en la siguiente tabla:

Tabla VII-3: Relación entre Áreas Eléctricas y Variables Socio-Ambientales.

Región	Símbolo	Amenaza Sísmica	Amenaza Inundación	Bosque Seco Tropical	PNN	Resguardos Indígenas	Comunidades Negras
Antioquia-Chocó	ACH	X	X	X	X	X	X
Atlántico	ATL	X	X	X			
Boyacá-Casanare	BCS	X	X		X	X	
Bogotá-Cundinamarca	BOG	X	X	X	X	X	
Bolívar	BOL	X	X	X	X		X
Cauca	CAU	X	X	X	X	X	X
Caldas-Risaralda-Quindío	CRQ	X	X	X	X	X	X
Córdoba-Sucre	CSU	X	X	X	X	X	
Guajira-Cesar-Magdalena	GCM	X	X	X	X	X	
Meta-Guaviare	MGU	X			X	X	
Norte de Santander	NDS	X		X	X	X	
Nariño-Putumayo	NPU	X		X	X	X	X
Santander-Arauca	SAR	X	X	X	X	X	
Tolima-Huila-Caquetá	THC	X	X	X	X		
Valle del Cauca	VAL	X	X	X	X	X	X

Fuente: SIG UPME

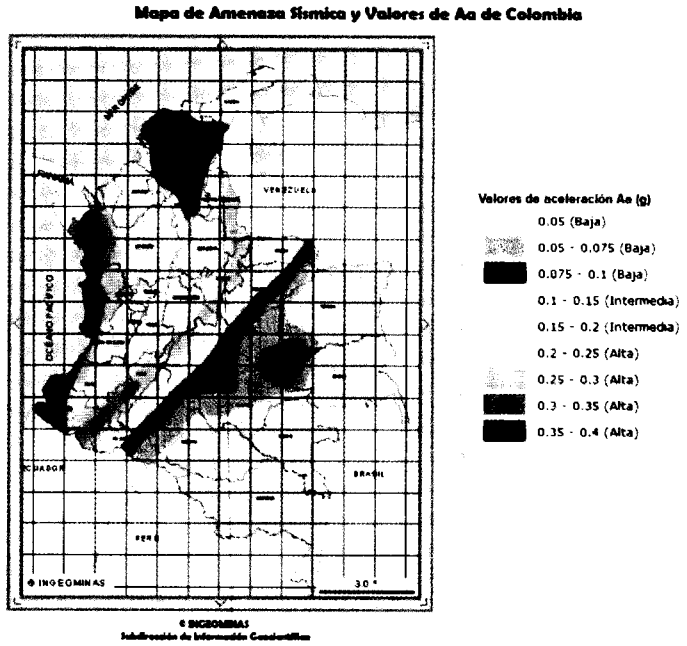
3. Análisis de Variables

En este capítulo se muestran los resultados de los análisis para cada una de las variables.

3.1. Amenaza Sísmica

Para el análisis de Amenaza Sísmica tenemos que según el Servicio Geológico Colombiano (antes INGEOMINAS), los valores de aceleración sísmica se muestran en la siguiente figura:

Gráfica VII-2: Valores de aceleración (Aa).



Fuente: Servicio Geológico Colombiano

De acuerdo con esta clasificación, tenemos que las áreas eléctricas muestran esta distribución de áreas según la amenaza sísmica:

Tabla VII-4: Áreas según la Amenaza Sísmica.

Región	Área [km2]	Alta [km2]	Intermedia [km2]	Baja [km2]	Alta	Intermedia	Baja
ACH	110.613,13	55.605,43	55.007,69		50,27%	49,73%	0,00%
ATL	3.326,67			3.326,67	0,00%	0,00%	100,00%
BCS	67.567,91	11.936,01	33.577,76	22.054,14	17,67%	49,69%	32,64%
BOG	24.017,76	4.109,39	19.908,37		17,11%	82,89%	0,00%
BOL	26.664,71		7.988,71	18.676,00	0,00%	29,96%	70,04%
CAU	30.636,11	11.088,70	19.547,41		36,19%	63,81%	0,00%
CRQ	13.328,75	1.198,94	12.129,80		9,00%	91,00%	0,00%
CSU	35.771,30	19,65	31.345,11	4.406,53	0,05%	87,63%	12,32%
GCM	66.156,22		27.193,65	38.962,56	0,00%	41,11%	58,89%
MGU	140.931,92	6.621,87	21.190,86	113.119,20	4,70%	15,04%	80,27%
NDS	21.947,76	10.804,73	11.143,03		49,23%	50,77%	0,00%
NPU	57.541,09	30.648,49	13.010,69	13.881,90	53,26%	22,61%	24,13%
SAR	54.446,70	2.791,84	44.369,01	7.285,85	5,13%	81,49%	13,38%
THC	132.769,66	18.053,53	41.862,51	72.853,62	13,60%	31,53%	54,87%
VAL	21.077,64	4.996,91	16.080,74		23,71%	76,29%	0,00%
Área Total	**806.797,33**	**157.875,49**	**354.355,36**	**294.566,48**	**19,57%**	**43,92%**	**36,51%**

Fuente: Servicio Geológico Colombiano, SIG UPME

3.2. Amenaza de Inundaciones

Las áreas de amenaza de inundación para las áreas eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-5: Áreas con Amenaza de Inundaciones.

Región	Área [km2]	Cuerpos de Agua [km2]	Inundable [km2]	Inundación 2010-2011 [km2]	No Inundable	Cuerpos de Agua	Inundable	Inundación 2010-2011	No Inundable
ACH	110.613,13	337,43	266,11	1.002,60	109.006,98	0,31%	0,24%	0,91%	98,55%
ATL	3.326,67	204,60	111,36	409,16	2.601,55	6,15%	3,35%	12,30%	78,20%
BCS	67.567,91	28,63	1,15	75,30	67.462,83	0,04%	0,00%	0,11%	99,84%
BOG	24.017,76	34,04	2,50	97,53	23.883,69	0,14%	0,01%	0,41%	99,44%
BOL	26.664,71	1.961,57	2.647,07	2.465,95	19.590,11	7,36%	9,93%	9,25%	73,47%
CAU	30.636,11	0,00	0,00	8,12	30.627,99	0,00%	0,00%	0,03%	99,97%
CRQ	13.328,75	19,28	2,47	42,50	13.264,51	0,14%	0,02%	0,32%	99,52%
CSU	35.771,30	1.156,51	1.816,75	1.946,32	30.851,72	3,23%	5,08%	5,44%	86,25%
GCM	66.156,22	1.977,64	1.323,23	1.454,81	61.400,55	2,99%	2,00%	2,20%	92,81%
MGU	140.931,92	0,00	0,00	0,00	140.931,92	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
NDS	21.947,76	0,00	0,00	0,00	21.947,76	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
NPU	57.541,09	0,00	0,00	0,00	57.541,09	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
SAR	54.446,70	263,79	455,77	883,61	52.843,54	0,48%	0,84%	1,62%	97,06%
THC	132.769,66	14,54	0,00	12,71	132.742,41	0,01%	0,00%	0,01%	99,98%
VAL	21.077,64	0,00	0,00	45,64	21.032,00	0,00%	0,00%	0,22%	99,78%
Área Total	**806.797,33**	**5.998,03**	**6.626,40**	**8.444,25**	**785.728,65**	**0,74%**	**0,82%**	**1,05%**	**97,39%**

Fuente: SIG UPME

3.3. Bosque Seco Tropical (BST)

Las áreas de BST para las áreas eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-6: Áreas de Bosque Seco Tropical (BST).

Región	Área [km2]	Áreas BST [km2]	Otras Áreas [km2]	Áreas BST	Otras Áreas
ACH	110.613,13	282,05	110.331,08	0,25%	99,75%
ATL	3.326,67	150,29	3.176,38	4,52%	95,48%
BCS	67.567,91	0,00	67.567,91	0,00%	100,00%
BOG	24.017,76	358,83	23.658,93	1,49%	98,51%
BOL	26.664,71	683,86	25.980,84	2,56%	97,44%
CAU	30.636,11	62,89	30.573,22	0,21%	99,79%
CRQ	13.328,75	42,51	13.286,24	0,32%	99,68%
CSU	35.771,30	153,67	35.617,62	0,43%	99,57%
GCM	66.156,22	3.165,67	62.990,55	4,79%	95,21%
MGU	140.931,92	0,00	140.931,92	0,00%	100,00%
NDS	21.947,76	676,45	21.271,31	3,08%	96,92%

Región	Área [km2]	Áreas BST [km2]	Otras Áreas [km2]	Áreas BST	Otras Áreas
NPU	57.541,09	99,11	57.441,98	0,17%	99,83%
SAR	54.446,70	607,48	53.839,23	1,12%	98,88%
THC	132.769,66	587,00	132.182,67	0,44%	99,56%
VAL	21.077,64	222,97	20.854,67	1,06%	98,94%
Área Total	**806.797,33**	**7.092,79**	**799.704,54**	**0,88%**	**99,12%**

Fuente: SIG UPME

3.4. Parques Nacionales Naturales (PNN)

Las áreas de PNN para las áreas eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-7: Áreas de Parques Nacionales Naturales.

Región	Área [km2]	Áreas PNN [km2]	Otras Áreas [km2]	Áreas PNN	Otras Áreas
ACH	110.613,13	3.081,00	107.532,13	2,79%	97,21%
ATL	3.326,67	0,00	3.326,67	0,00%	100,00%
BCS	67.567,91	1.756,81	65.811,10	2,60%	97,40%
BOG	24.017,76	1.229,29	22.788,47	5,12%	94,88%
BOL	26.664,71	31,54	26.633,16	0,12%	99,88%
CAU	30.636,11	2.567,37	28.068,74	8,38%	91,62%
CRQ	13.328,75	675,41	12.653,34	5,07%	94,93%
CSU	35.771,30	4.013,63	31.757,67	11,22%	88,78%
GCM	66.156,22	5.056,29	61.099,93	7,64%	92,36%
MGU	140.931,92	24.803,78	116.128,14	17,60%	82,40%
NDS	21.947,76	2.127,33	19.820,43	9,69%	90,31%
NPU	57.541,09	5.625,64	51.915,45	9,78%	90,22%
SAR	54.446,70	2.456,13	51.990,57	4,51%	95,49%
THC	132.769,66	28.693,37	104.076,30	21,61%	78,39%
VAL	21.077,64	2.275,11	18.802,53	10,79%	89,21%
Área Total	**806.797,33**	**84.392,70**	**722.404,63**	**10,46%**	**89,54%**

Fuente: SIG UPME

Puede verse que cerca del 10,5% del territorio de las áreas eléctricas corresponde a áreas protegidas como Parque Nacional Natural o Santuario de Flora y Fauna. En particular, los parques específicos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-8: Distribución de Zonas Protegidas [km²][58]

Área Protegida	ACH	BCS	BOG	BOL	CAU	CRQ	CSU	GCM	MGU	NDS	NPU	SAR	THC	VAL	Total general
ACANDI PLAYON Y PLAYONA	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
ALTO FRAGUA - INDIWASI	0,00	0,00	0,00	0,00	2,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	757,53	0,00	760,50
CATATUMBO - BARI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,00	1.607,99	0,00	0,00	0,00	0,00	1.608,71
CHINGAZA	0,00	0,00	583,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	199,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	782,90
CIÉNAGA GRANDE DE SANTA MARTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	276,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	276,40
COMPLEJO VOLCANICO DOÑA JUANA CASCABEL	0,00	0,00	0,00	0,00	555,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	104,51	0,00	0,00	0,00	660,05
CORDILLERA DE LOS PICACHOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.961,03	0,00	0,00	0,00	921,64	0,00	2.882,66
CUEVA DE LOS GUACHAROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73,41	0,00	74,35
EL COCUY	0,00	1.319,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	1.756,70	0,00	0,00	3.076,63
EL CORCHAL "EL MONO HERNANDEZ"	0,00	0,00	0,00	13,69	0,00	0,00	27,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,66
GALERAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	82,68	0,00	0,00	0,00	82,68
GUANENTÁ-ALTO RÍO FONCE	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	102,45	0,00	0,00	102,56
IGUAQUE	0,00	69,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	69,23
ISLA DE LA COROTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,16
ISLA DE SALAMANCA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	289,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	289,04
LA PAYA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.424,27	0,00	0,00	0,00	4.424,27
LAS HERMOSAS - GLORIA VALENCIA DE CASTAÑO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.006,36	243,71	1.250,07
LAS ORQUÍDEAS	291,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	291,18
LOS COLORADOS	0,00	0,00	0,00	10,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,48
LOS CORALES DEL ROSARIO Y SAN BERNARDO	0,00	0,00	0,00	7,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,37
LOS ESTORAQUES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,35	0,00	0,00	0,00	0,00	6,35
LOS FARALLONES DE CALI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.982,26	1.982,26
LOS FLAMENCOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	75,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	75,41
LOS KATIOS	750,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	750,61
LOS NEVADOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	329,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	292,09	0,00	621,44
MACUIRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	267,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	267,76
MUNCHIQUE	0,00	0,00	0,00	0,00	516,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	516,20
NEVADO DEL HUILA	0,00	0,00	0,00	0,00	386,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.274,60	0,00	1.660,89
NUKAK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8.791,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8.791,17
OTÚN QUIMBAYA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,58
PARAMILLO	1.343,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.985,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.329,63
PISBA	0,00	367,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	367,78
PLANTAS MEDICINALES ORITO INGI ANDE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	102,33	0,00	0,00	0,00	102,33
PURACÉ	0,00	0,00	0,00	0,00	228,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	672,57	0,00	900,76
SANQUIANGA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	868,40	0,00	0,00	0,00	868,40
SELVA DE FLORENCIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,16
SERRANÍA DE CHIRIBIQUETE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.095,36	0,00	0,00	0,00	23.602,42	0,00	27.697,78
SERRANIA DE LOS CHURUMBELOS	0,00	0,00	0,00	0,00	877,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,29	0,00	52,70	0,00	973,21
SERRANÍA DE LOS YARIGUÍES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	596,99	0,00	0,00	596,99
SIERRA DE LA MACARENA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.057,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.057,99
SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.024,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.024,95
SUMAPAZ	0,00	0,00	646,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.545,57	0,00	0,00	0,00	40,05	0,00	2.231,79
TAMÁ	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	512,70	0,00	0,00	0,00	0,00	512,76
TATAMA	178,78	0,00	0,00	0,00	0,00	241,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,42	435,53
TAYRONA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,01
TINIGUA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.152,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.152,88

[58] El departamento del Atlántico no tiene ningún área declarada dentro del Sistema de Parques Nacionales Naturales, por esta razón no se incluye en esta tabla.

Área Protegida	ACH	BCS	BOG	BOL	CAU	CRQ	CSU	GCM	MGU	NDS	NPU	SAR	THC	VAL	Total general
URAMBA BAHÍA MÁLAGA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,73	33,73
UTRÍA	516,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	516,38
Área Total [km2]	3.081,00	1.756,81	1.229,29	31,54	2.567,37	675,41	4.013,63	5.056,29	24.803,78	2.127,33	5.625,64	2.456,13	28.693,37	2.275,11	84.392,70

Fuente: SIG UPME

3.5. Resguardos Indígenas (RI)

Las áreas de resguardos indígenas para las áreas eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-9: Áreas de Resguardos Indígenas.

Región	Área [km2]	Áreas RI [km2]	Otras Áreas [km2]	Áreas RI	Otras Áreas
ACH	110.613,13	15.986,54	94.626,59	14,45%	85,55%
ATL	3.326,67	0,00	3.326,67	0,00%	100,00%
BCS	67.567,91	3.183,85	64.384,06	4,71%	95,29%
BOG	24.017,76	5,06	24.012,70	0,02%	99,98%
BOL	26.664,71	0,00	26.664,71	0,00%	100,00%
CAU	30.636,11	1.626,64	29.009,47	5,31%	94,69%
CRQ	13.328,75	439,15	12.889,60	3,29%	96,71%
CSU	35.771,30	1.274,67	34.496,62	3,56%	96,44%
GCM	66.156,22	17.810,33	48.345,89	26,92%	73,08%
MGU	140.931,92	25.192,75	115.739,18	17,88%	82,12%
NDS	21.947,76	1.643,48	20.304,27	7,49%	92,51%
NPU	57.541,09	8.174,38	49.366,71	14,21%	85,79%
SAR	54.446,70	1.612,60	52.834,10	2,96%	97,04%
THC	132.769,66	0,00	132.769,66	0,00%	100,00%
VAL	21.077,64	293,58	20.784,07	1,39%	98,61%
Área Total	**806.797,33**	**77.243,03**	**729.554,30**	**9,57%**	**90,43%**

Fuente: SIG UPME

Como puede verse en la tabla anterior, cerca del 10% de las áreas eléctricas corresponden a territorios indígenas, y en particular la región GCM (Guajira-Cesar-Magdalena) tiene una alta presencia de territorios indígenas con cerca del 27% del total.

La clasificación en cuanto a etnias se muestra en la siguiente tabla:

Tabla VII-10: Etnias Indígenas dentro de las Áreas Eléctricas.

Etnia Indígena	ACH	BCS	BOG	CAU	CRQ	CSU	GCM	MGU	NDS	NPU	SAR	VAL	Total general
ACHAGUA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,17	0,00	0,00	0,00	0,00	41,17
ARHUACA IJKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.059,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.059,92
ARHUACO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,29
AWÁ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.859,19	0,00	0,00	2.859,19
CAMENTSA BIYA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,00	0,00	0,77
CARIJONA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	197,18	0,00	0,00	0,00	0,00	197,18
CHIMILAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,60
COFAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,03	0,00	0,00	12,03

Etnia Indígena	ACH	BCS	BOG	CAU	CRQ	CSU	GCM	MGU	NDS	NPU	SAR	VAL	Total general
COREGUAJE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,87	0,00	0,00	27,87
CUBEO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	343,52	0,00	0,00	0,00	0,00	343,52
CUBEO Y OTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,86	0,00	0,00	0,00	0,00	100,86
CUBEO, TUKANO, WANANO Y PIRATAPUYO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,91	0,00	0,00	0,00	0,00	6,91
CUIBA	0,00	936,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,21	0,00	943,62
CUIBA-HITNU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,43	0,00	8,43
CUNA	107,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,02
CURRIPACO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,32	0,00	0,00	0,00	0,00	11,32
CURRIPACO Y OTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	76,40	0,00	0,00	0,00	0,00	76,40
DESANO-CUBEO-TUCANO-SIRIANO-PIRATAPUYO-CARIJONA-MAKU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	54,14	0,00	0,00	0,00	0,00	54,14
DESANO-YURUTI-CIRIANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69
EMBERÁ	912,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	913,45
EMBERÁ (EPERARA-SIAPIDARA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,61	4,61
EMBERÁ CHAMÍ	139,12	0,00	0,00	0,00	38,22	0,00	0,00	0,00	0,00	266,01	0,00	4,90	448,25
EMBERÁ EPERARA	12,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,51
EMBERÁ KATIO	12.659,81	0,00	0,00	584,87	400,93	1.168,90	0,00	2,06	0,00	122,82	0,00	83,60	15.022,99
EMBERÁ KATIO WAUNANA	96,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,90
EMBERÁ WOUN	153,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	153,11
EPERARA SIAPIDARA	0,00	0,00	0,00	139,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63,45	0,00	1,62	205,01
EPERARA SIAPIDARA TRUA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,00	0,00	0,42
GUAHIBO	0,00	2,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.568,28	0,00	0,00	37,63	0,00	3.608,53
GUAMBIANO	0,00	0,00	0,00	192,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	192,29
GUANANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	266,00	0,00	0,00	0,00	0,00	266,00
GUAYABERO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	736,12	0,00	0,00	0,00	0,00	736,12
INGA	0,00	0,00	0,00	57,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.174,71	0,00	0,00	1.232,37
INGA-KICHWA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,64	0,00	0,00	66,64
KAMSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,73	0,00	0,00	40,73
KANKUAMO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	255,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	255,14
KARAPANA, DESANA, CUBEO, KARAPANA- DESANA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,82	0,00	0,00	0,00	0,00	84,82
KATIO	25,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,72
KOFAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,60	0,00	0,00	40,60
KOFAN INGA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,34	0,00	0,00	8,34
KOGUI-MALAYO-ARHUACO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.058,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.058,32
KOKONUKO - YANACONA	0,00	0,00	0,00	68,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	68,36
MACAHUAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,35	0,00	10,35
MACAHUAN ITNU CUIBA DE LA CONQUISTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	289,19	0,00	289,19
MOTILON BARI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.197,20	0,00	0,00	0,00	1.197,20
MUISCA	0,00	0,00	5,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,06
MURUI MUINANE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,31	0,00	0,00	14,31
MURUY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,00	0,00	0,00	21,00
NASA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,22	0,00	0,00	37,22
NASA EMBERÁ CHAMÍ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,83	7,83
NASA PÁEZ	0,00	0,00	0,00	5,89	0,00	0,00	0,00	26,63	0,00	0,00	0,00	24,08	56,60
NUKAK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.585,06	0,00	0,00	0,00	0,00	9.585,06
PÁEZ	0,00	0,00	0,00	520,23	0,00	0,00	0,00	58,41	0,00	216,49	0,00	70,49	865,62
PÁEZ - GUAMBIANO	0,00	0,00	0,00	38,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,67
PASTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,58	0,00	0,00	110,58
PIAPOCO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,82	0,00	0,00	19,24	0,00	101,06
PIJAOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.988,36	0,00	0,00	0,00	0,00	1.988,36
PUINAVE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.657,48	0,00	0,00	0,00	0,00	6.857,48
PUINAVE NUK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	77,90	0,00	0,00	0,00	0,00	77,90
QUILLANCINGA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,57	0,00	0,00	3,57
SÁLIBA	0,00	374,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	374,59

Etnia Indígena	ACH	BCS	BOG	CAU	CRQ	CSU	GCM	MGU	NDS	NPU	SAR	VAL	Total general
SIKUANI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	0,39
SIKUANI, SIRIANO, OTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17
SIONA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	200,47	0,00	0,00	200,47
SIRIANO, GUANANO, CUBEO, TUCANO, DESANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,09	0,00	0,00	0,00	0,00	9,09
TUCANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	793,92	0,00	0,00	0,00	0,00	793,92
TUCANO CUBEO, DESANO, GUANANO, PIRATAPUYO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	411,85	0,00	0,00	0,00	0,00	411,85
TUCANO DESANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,27	0,00	0,00	0,00	0,00	7,27
TUNEBO (U'wa)	0,00	1.870,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	446,28	0,00	86,27	0,00	2.402,62
TUNEBO (U'wa-Uwa-Lache)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	360,53	0,00	360,53
UWÁ	0,00	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	793,36	0,00	793,83
WAUNANA	1.853,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,97	1.949,30
WAYUU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11.022,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11.022,53
WITOTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.872,14	0,00	0,00	2.872,14
WIWA -ARZARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,10
YANACONA	0,00	0,00	0,00	18,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,01	0,00	0,00	33,73
YUCO YUKPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	395,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	395,59
YUKPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,84
ZENÚ	26,04	0,00	0,00	0,00	0,00	105,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	131,81
Total general	15.986,54	3.183,85	5,06	1.626,64	439,15	1.274,67	17.810,33	25.192,75	1.643,48	8.174,38	1.612,60	293,58	77.243,03

Fuente: SIG UPME

3.6. Comunidades Afrodescendientes (CA)

Las áreas de Comunidades Afrodescendientes para las áreas eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII-11: Áreas de Comunidades Afrodescendientes.

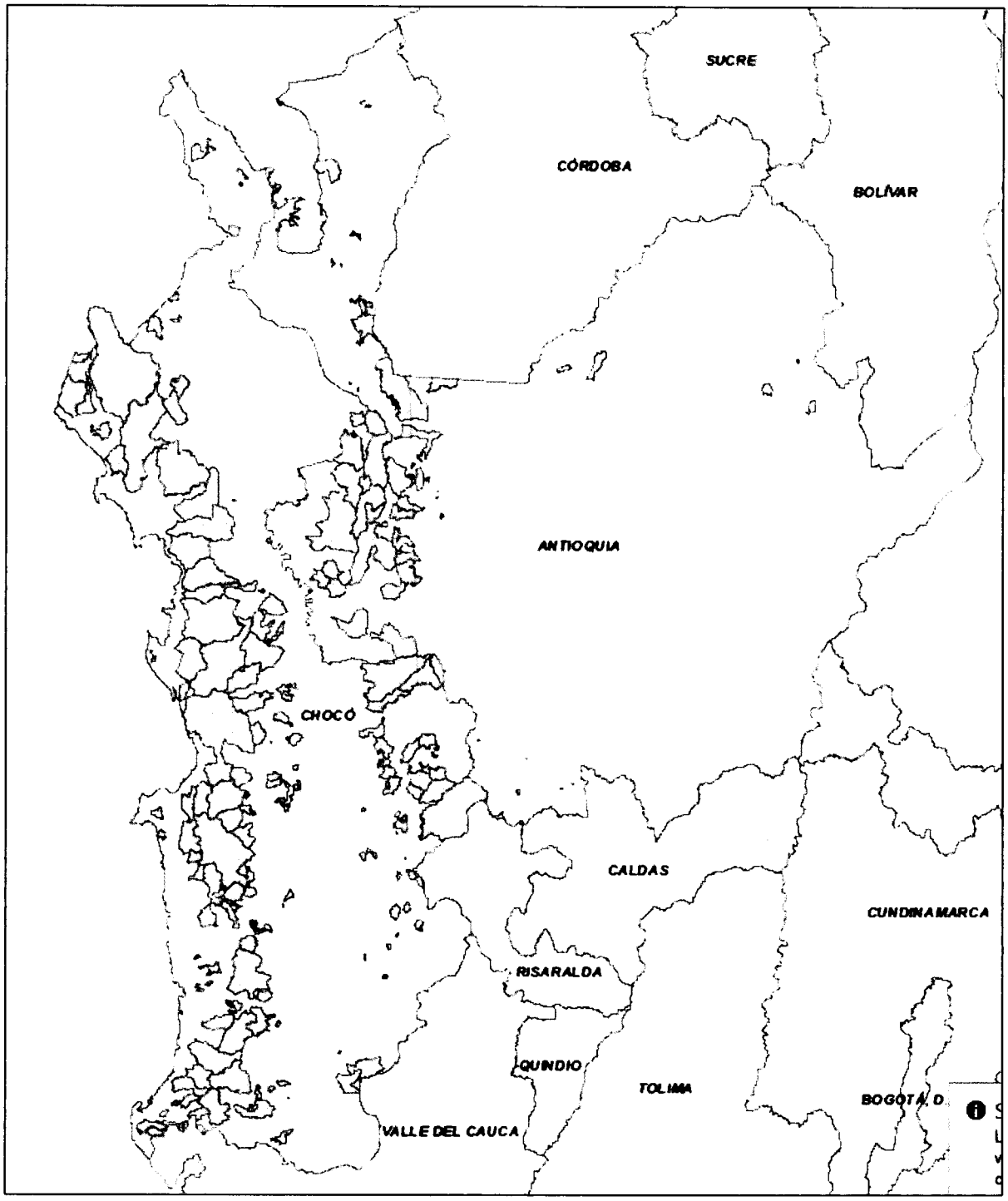
Región	Área [km2]	Áreas CA [km2]	Otras Áreas [km2]	Áreas CA	Otras Áreas
ACH	110.613,13	32.666,60	77.946,53	29,53%	70,47%
ATL	3.326,67	0,00	3.326,67	0,00%	100,00%
BCS	67.567,91	0,00	67.567,91	0,00%	100,00%
BOG	24.017,76	0,00	24.017,76	0,00%	100,00%
BOL	26.664,71	34,55	26.630,16	0,13%	99,87%
CAU	30.636,11	5.827,62	24.808,48	19,02%	80,98%
CRQ	13.328,75	327,25	13.001,50	2,46%	97,54%
CSU	35.771,30	0,00	35.771,30	0,00%	100,00%
GCM	66.156,22	0,00	66.156,22	0,00%	100,00%
MGU	140.931,92	0,00	140.931,92	0,00%	100,00%
NDS	21.947,76	0,00	21.947,76	0,00%	100,00%
NPU	57.541,09	11.038,63	46.502,46	19,18%	80,82%
SAR	54.446,70	0,00	54.446,70	0,00%	100,00%
THC	132.769,66	0,00	132.769,66	0,00%	100,00%
VAL	21.077,64	3.911,99	17.165,66	18,56%	81,44%
Área Total	**806.797,33**	**53.806,64**	**752.990,69**	**6,67%**	**93,33%**

Fuente: SIG UPME

4. Mapas Anexos

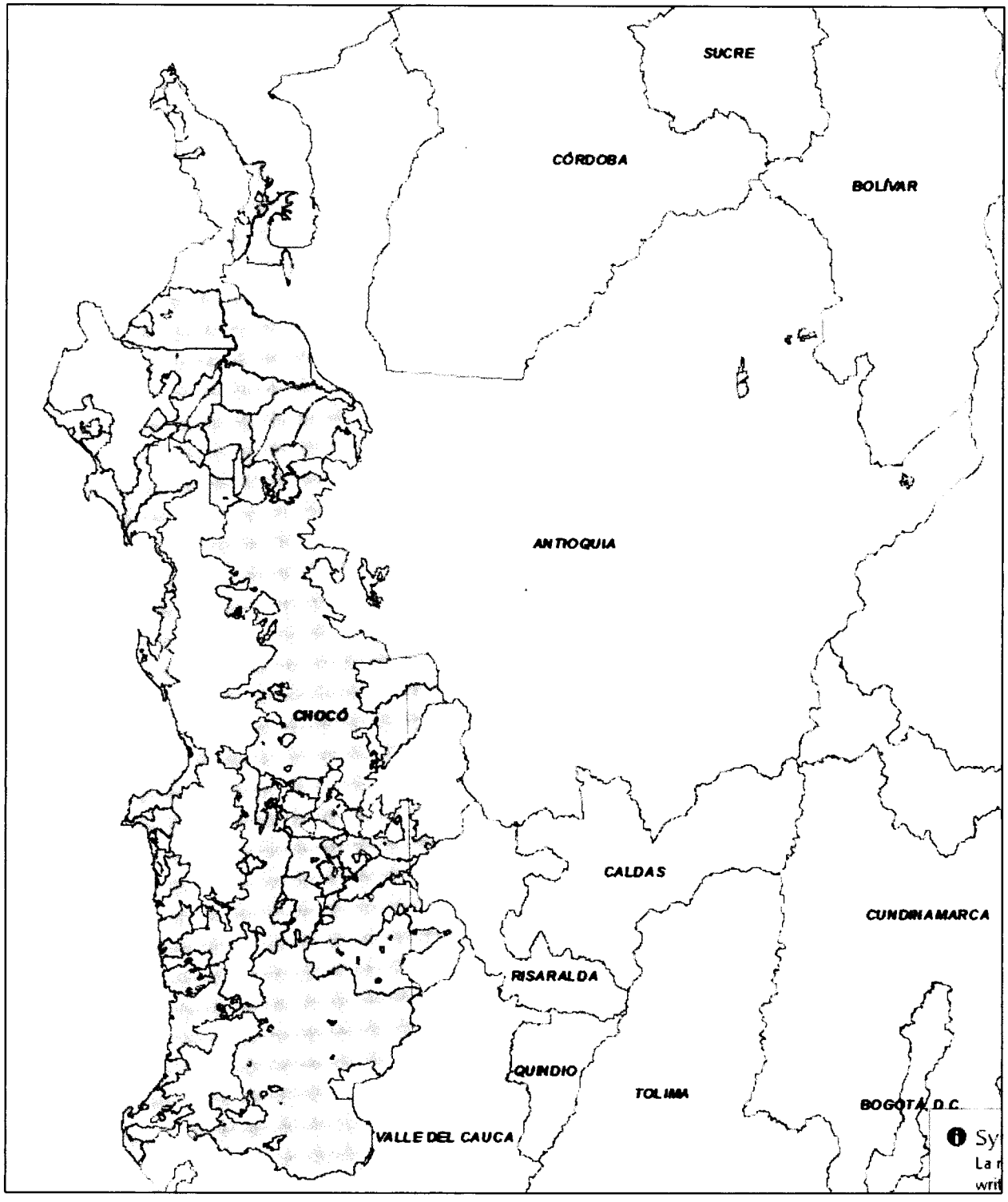
4.1. Área Eléctrica ACH

Gráfica VII-3: Áreas de Resguardo Indígena (ACH).



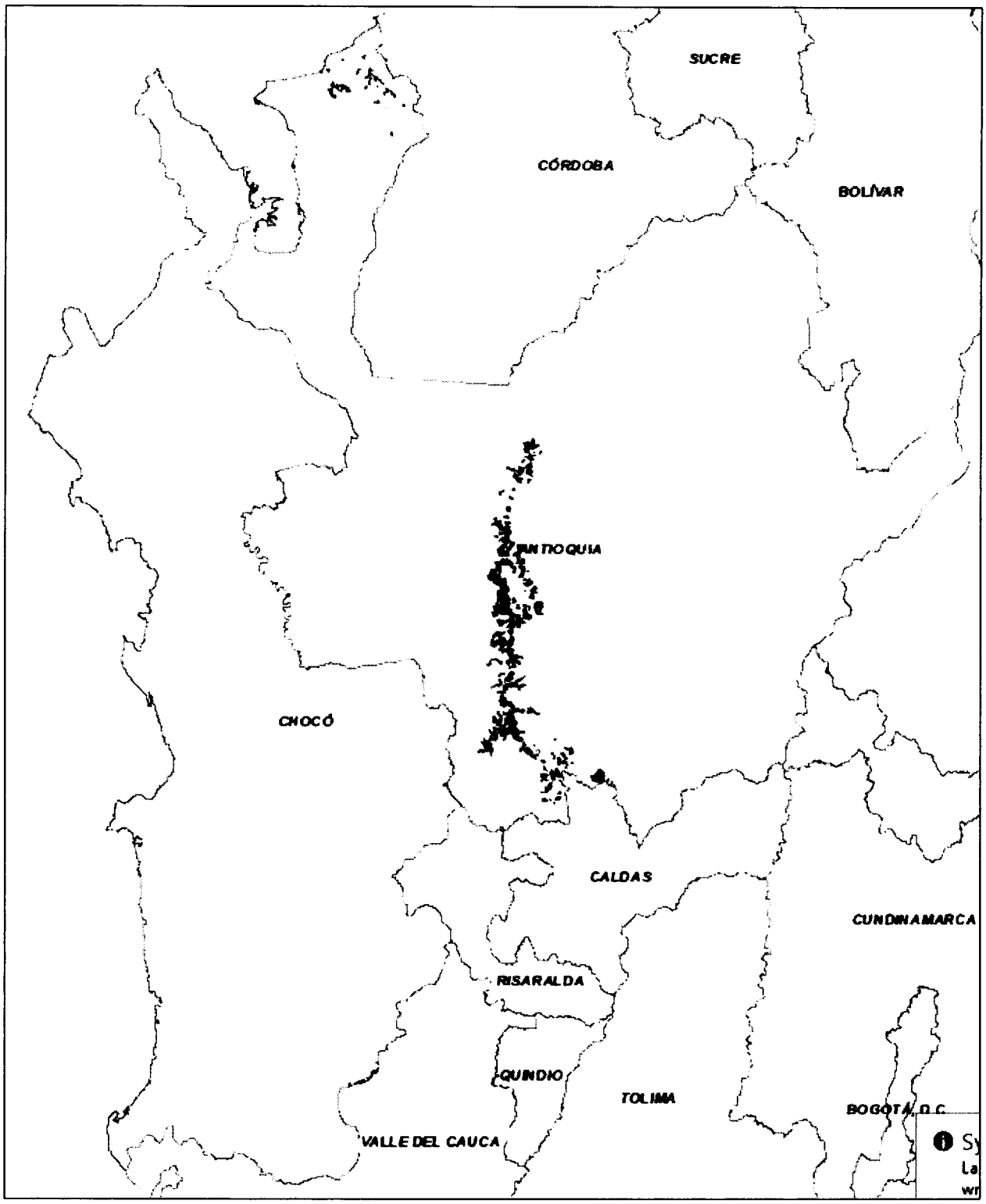
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-4: Áreas de Comunidades Afrodescendientes (ACH).



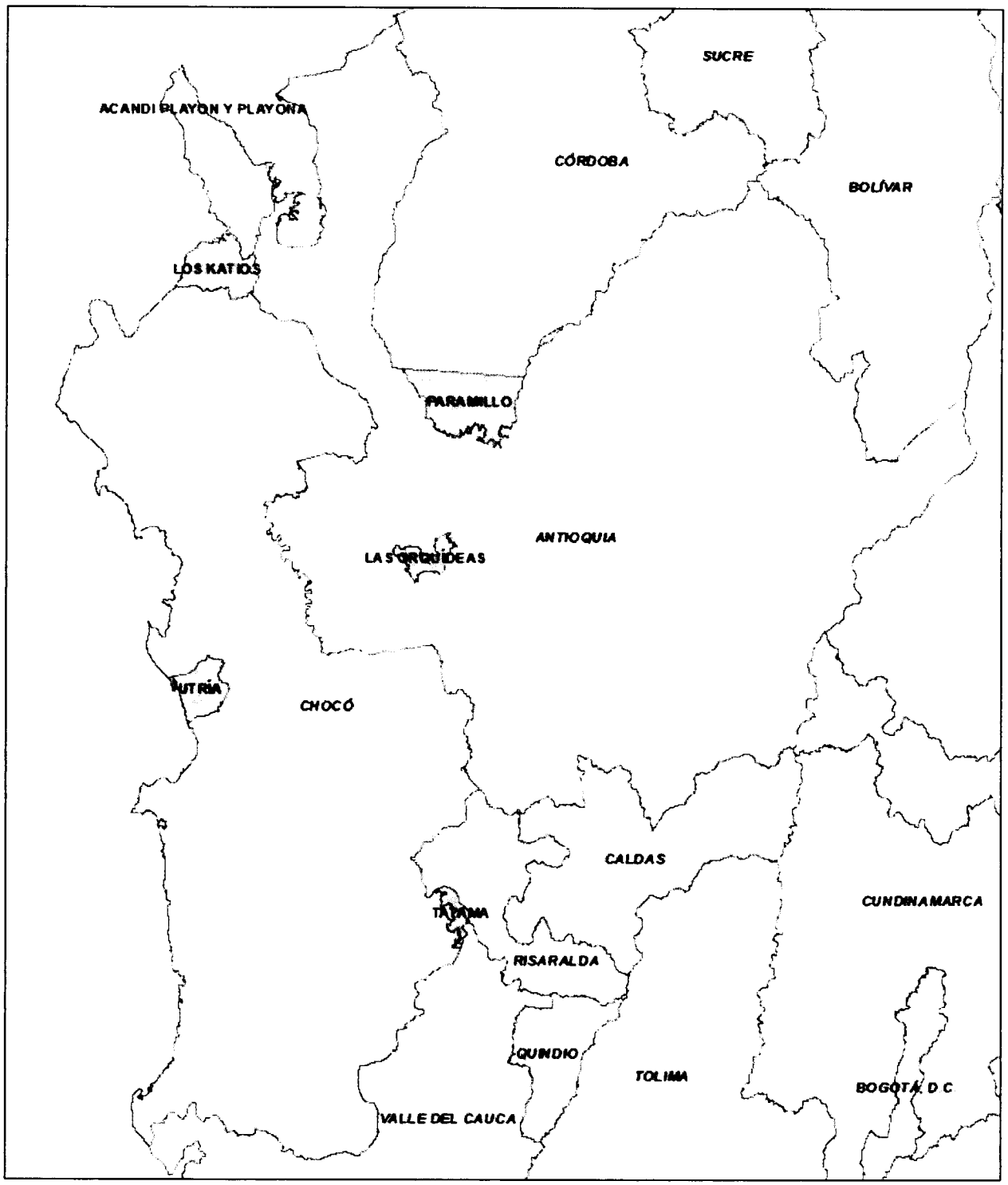
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-5: Áreas de Bosque Seco Tropical (ACH).



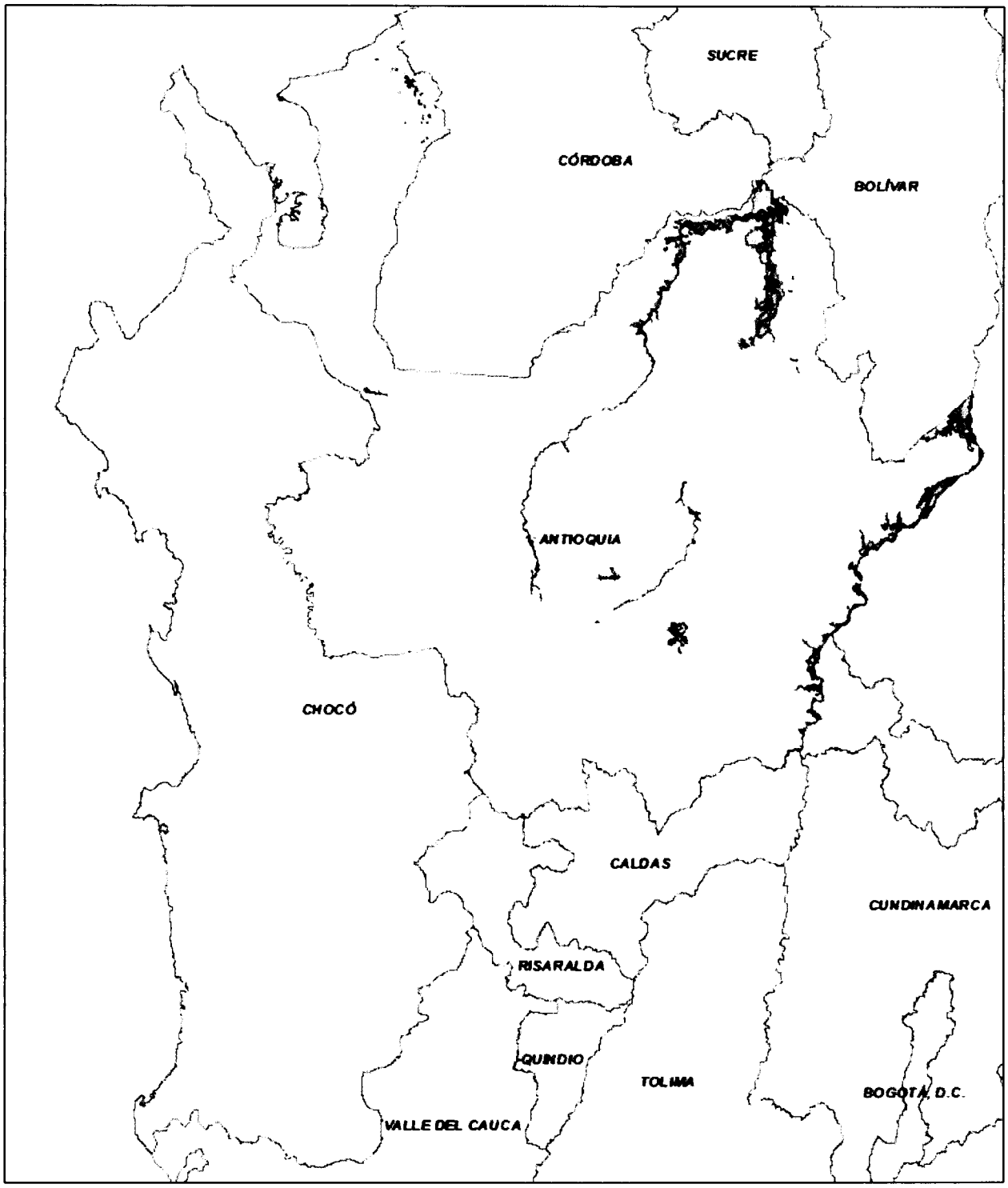
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-6: Áreas de PNN (ACH).



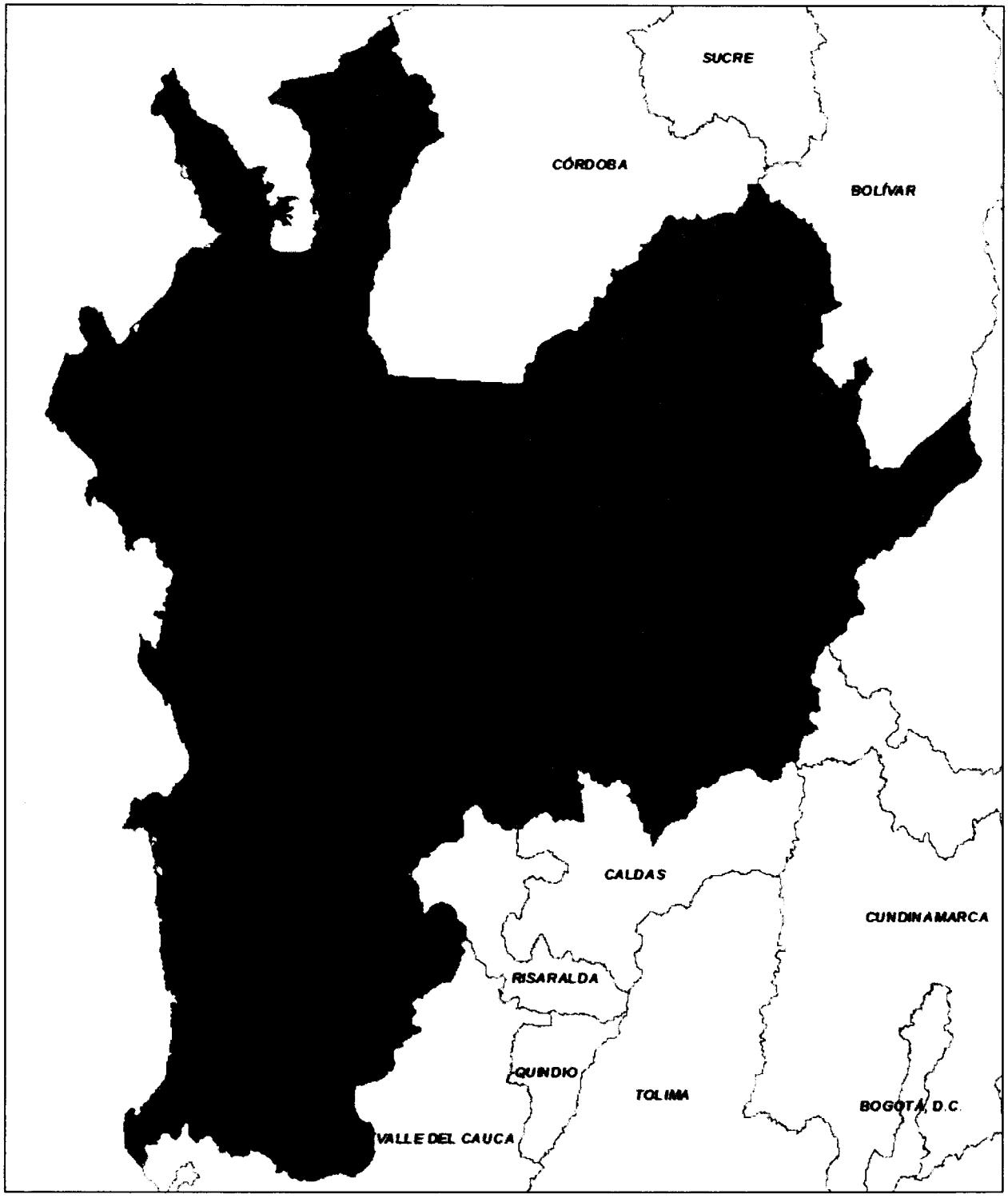
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-7: Áreas de Amenaza de Inundación (ACH).



Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-8: Áreas de Amenaza Sísmica (ACH).



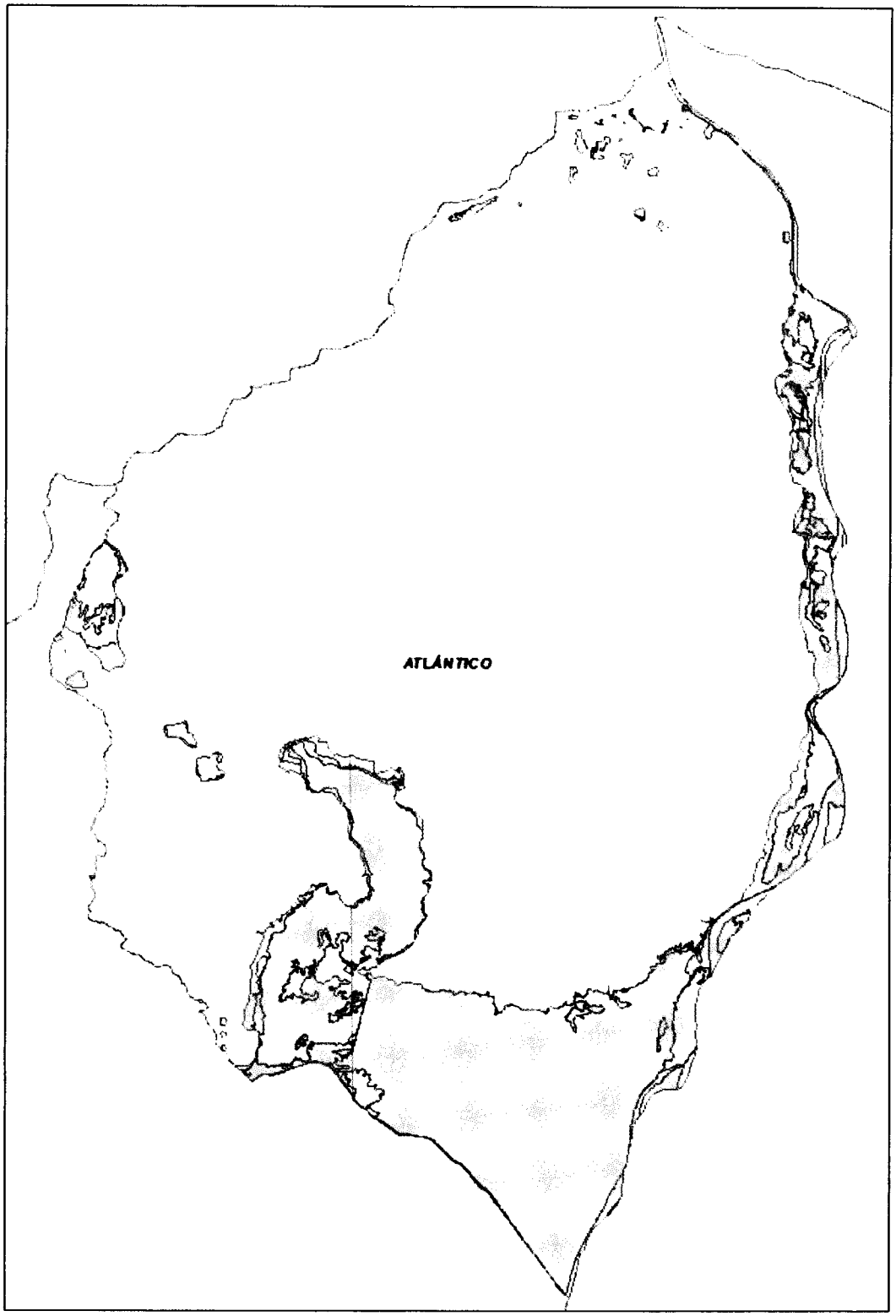
Fuente: SIG UPME

4.2. Área Eléctrica ATL

Gráfica VII-9: Áreas de Bosque Seco Tropical (ATL).

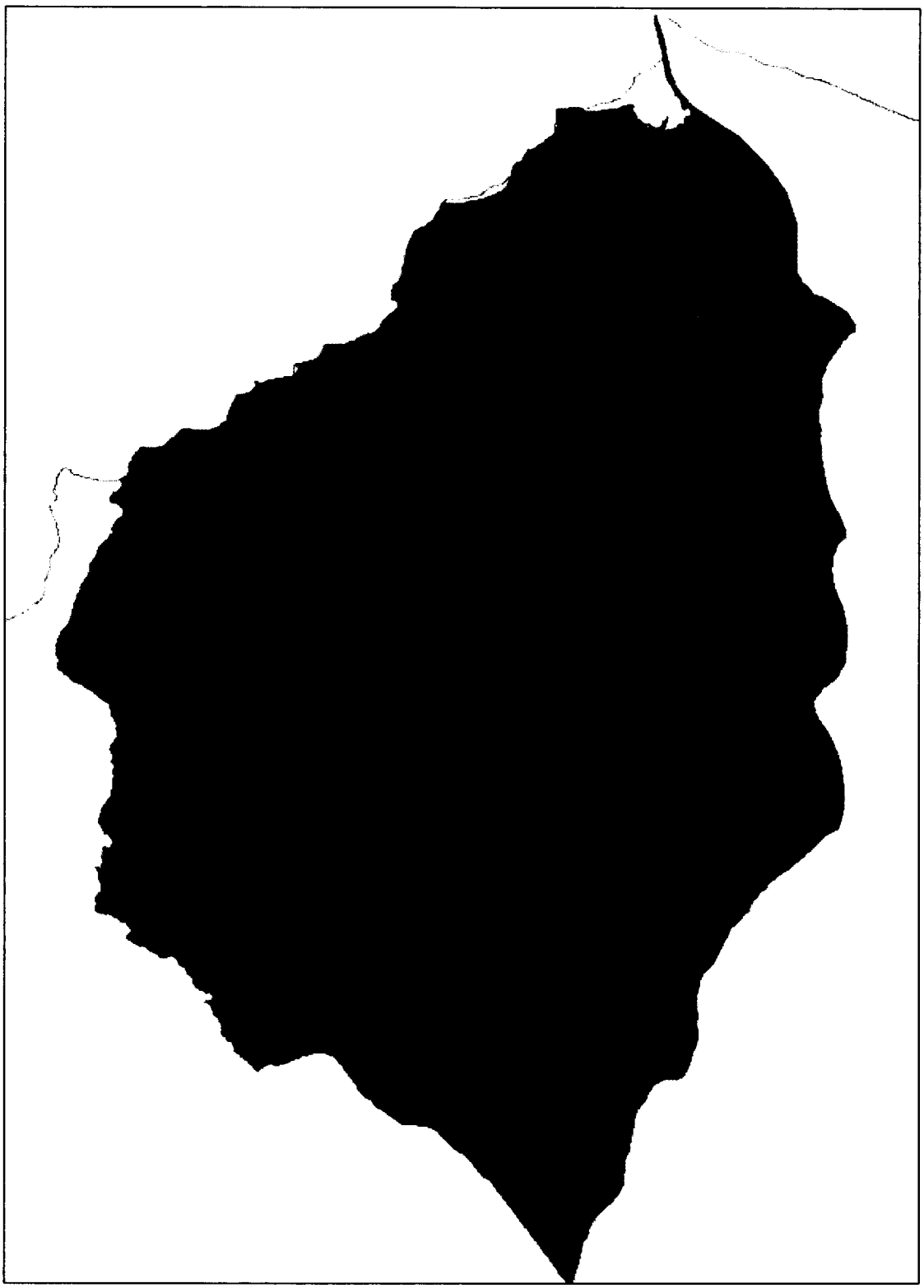
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-10: Áreas de Amenaza de Inundación (ATL).



Fuente: SIG UPME

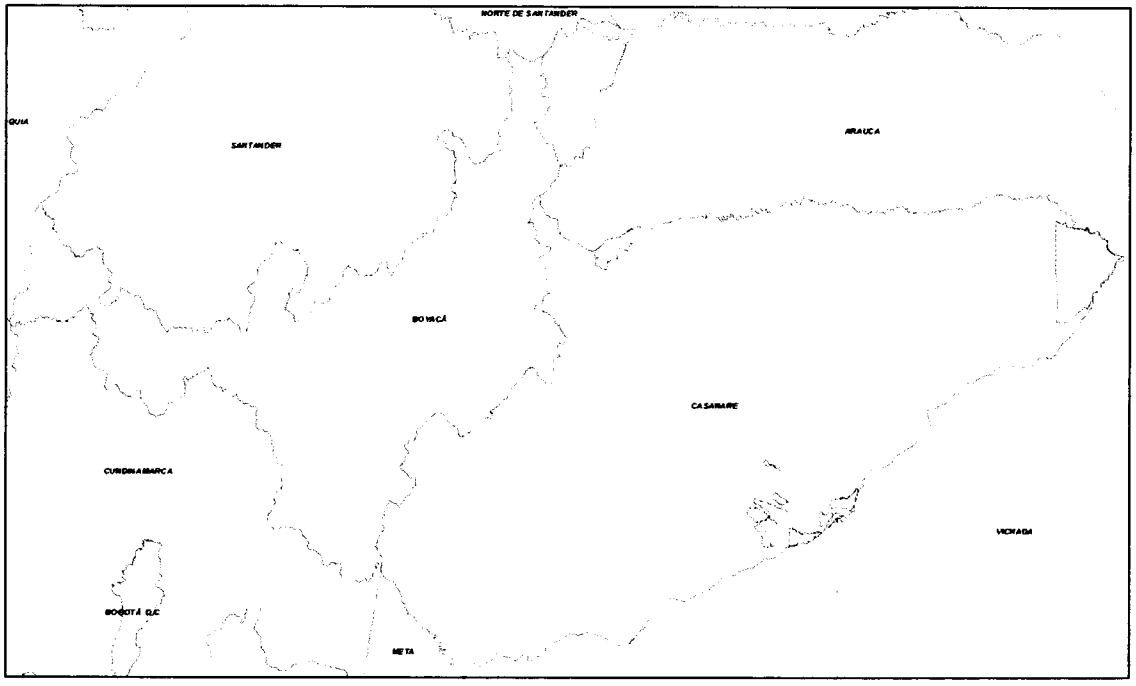
Gráfica VII-11: Áreas de Amenaza Sísmica (ATL).



Fuente: SIG UPME

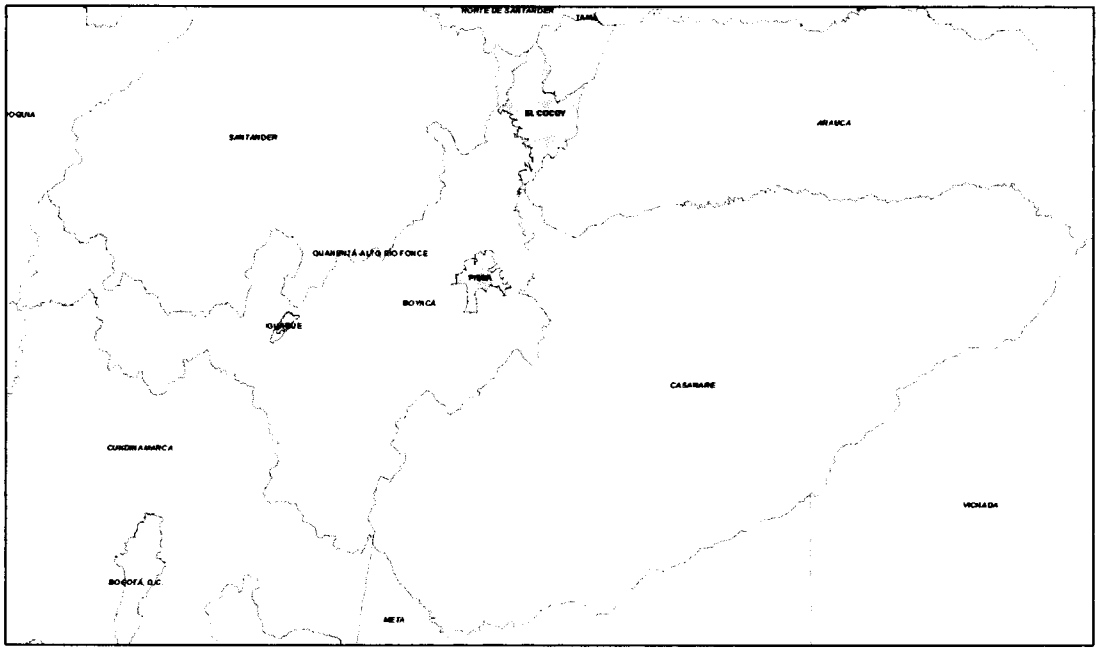
4.3. Área Eléctrica BCS

Gráfica VII-12: Áreas de Resguardo Indígena (BCS).



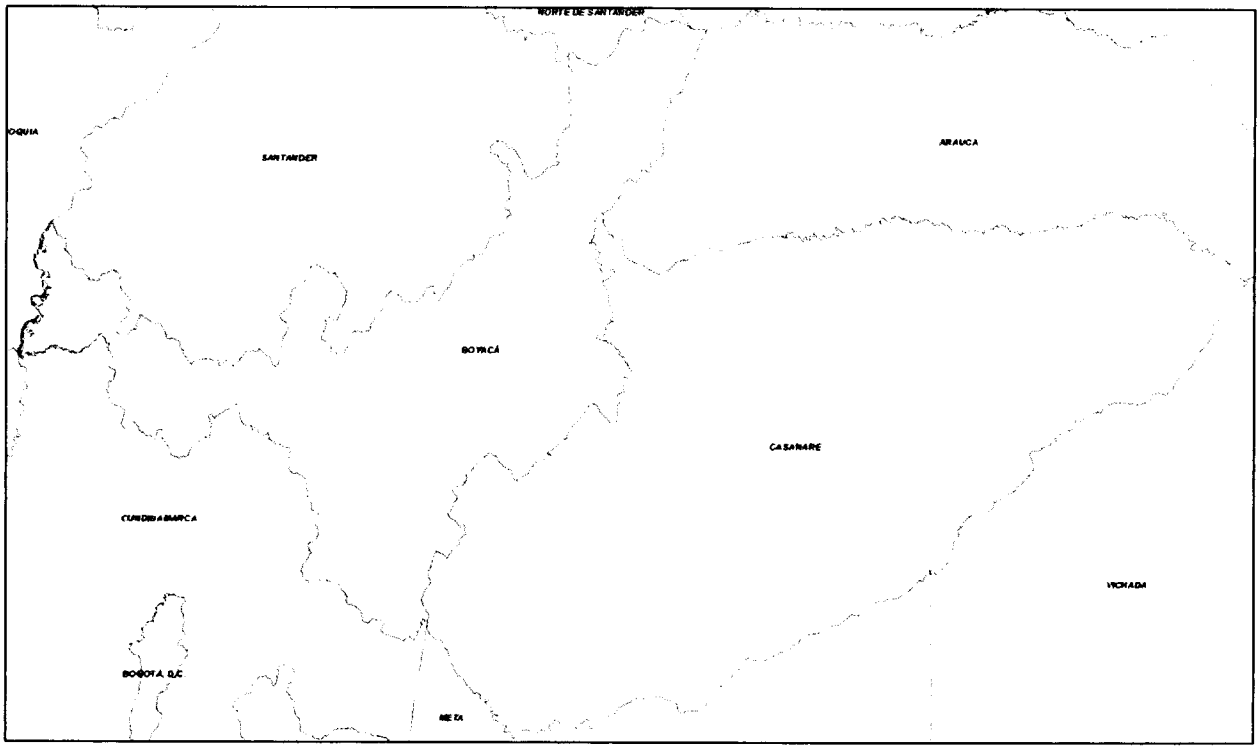
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-13: Áreas de PNN (BCS).



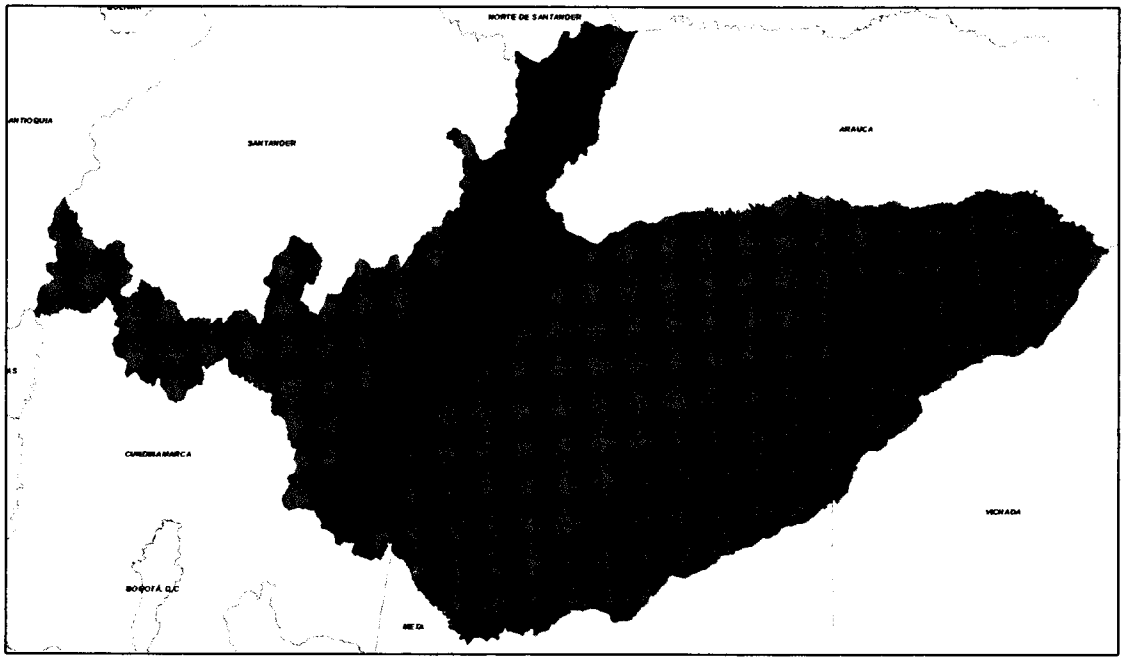
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-14: Áreas de Amenaza de Inundación (BCS).



Fuente: SIG UPME

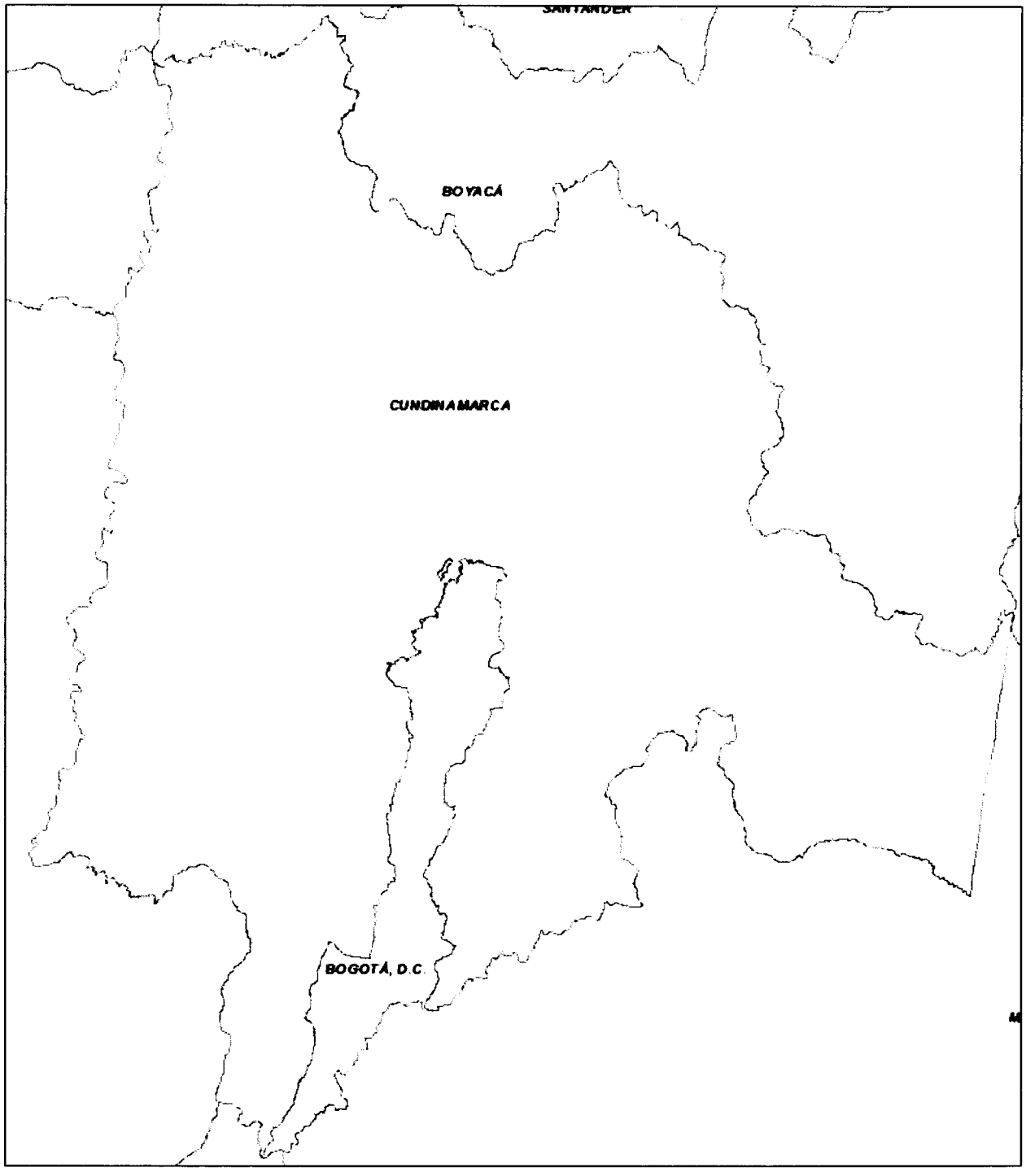
Gráfica VII-15: Áreas de Amenaza Sísmica (BCS).



Fuente: SIG UPME

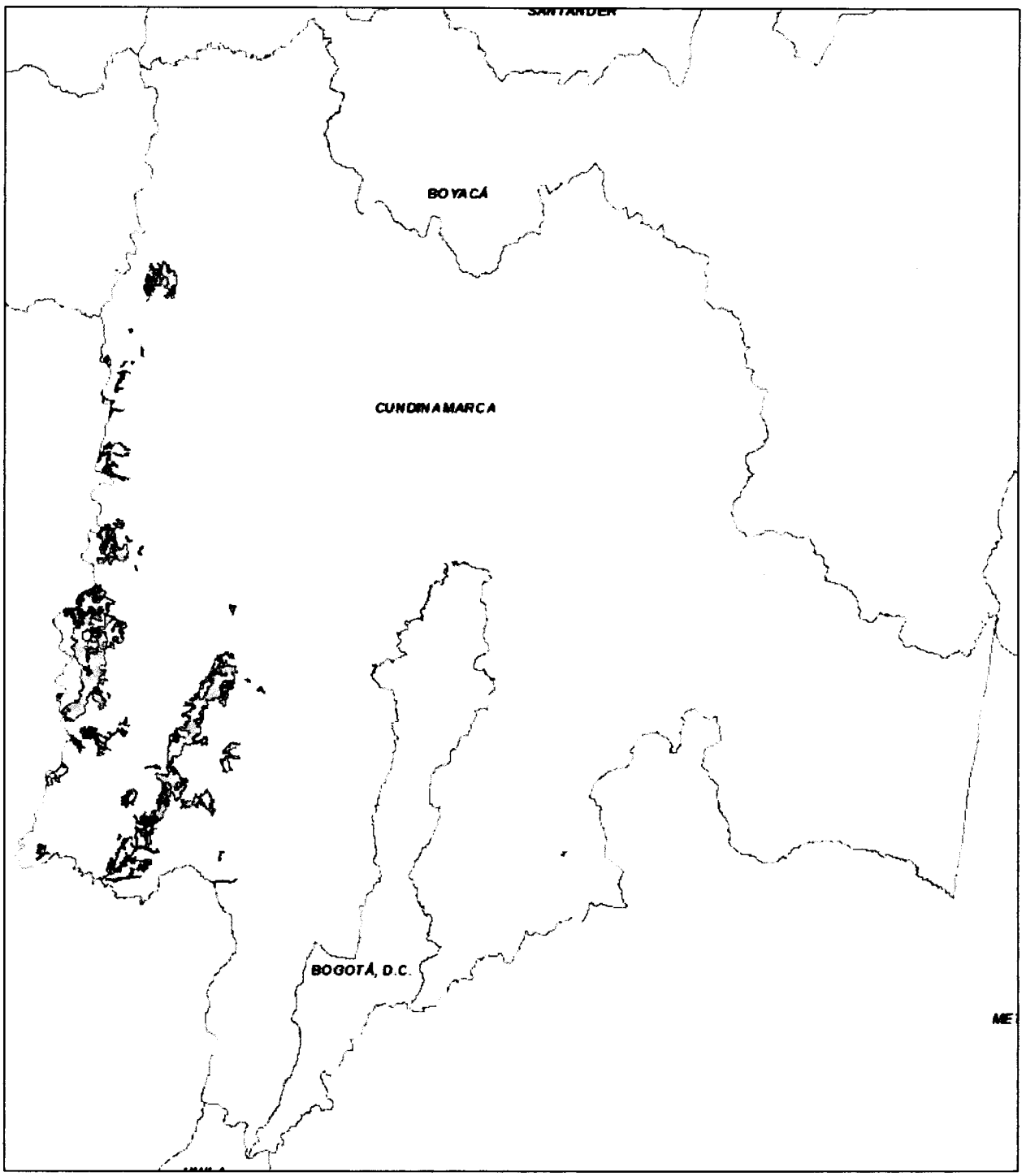
4.4. Área Eléctrica BOG

Gráfica VII-16: Áreas de Resguardo Indígena (BOG).



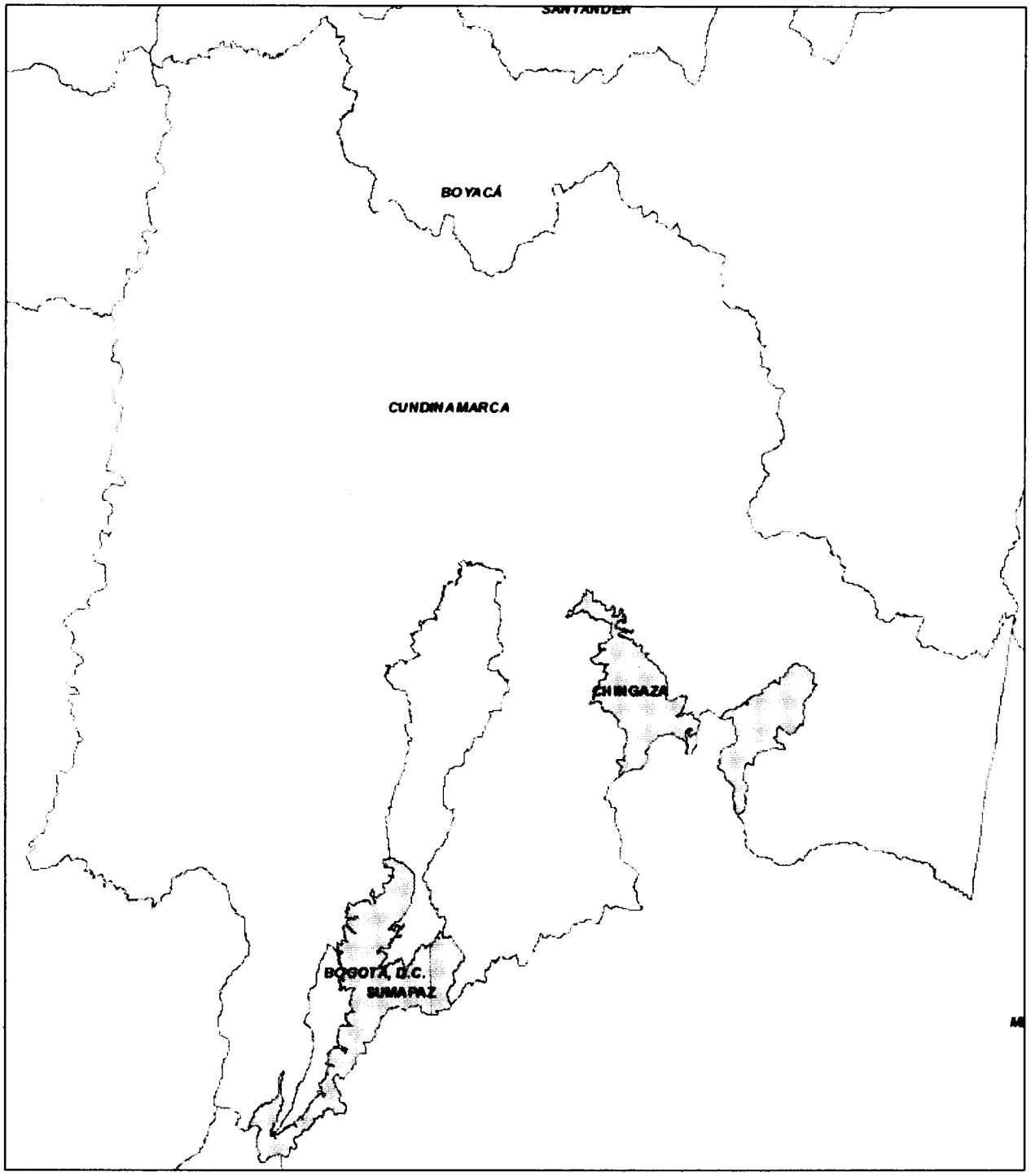
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-17: Áreas de Bosque Seco Tropical (BOG).



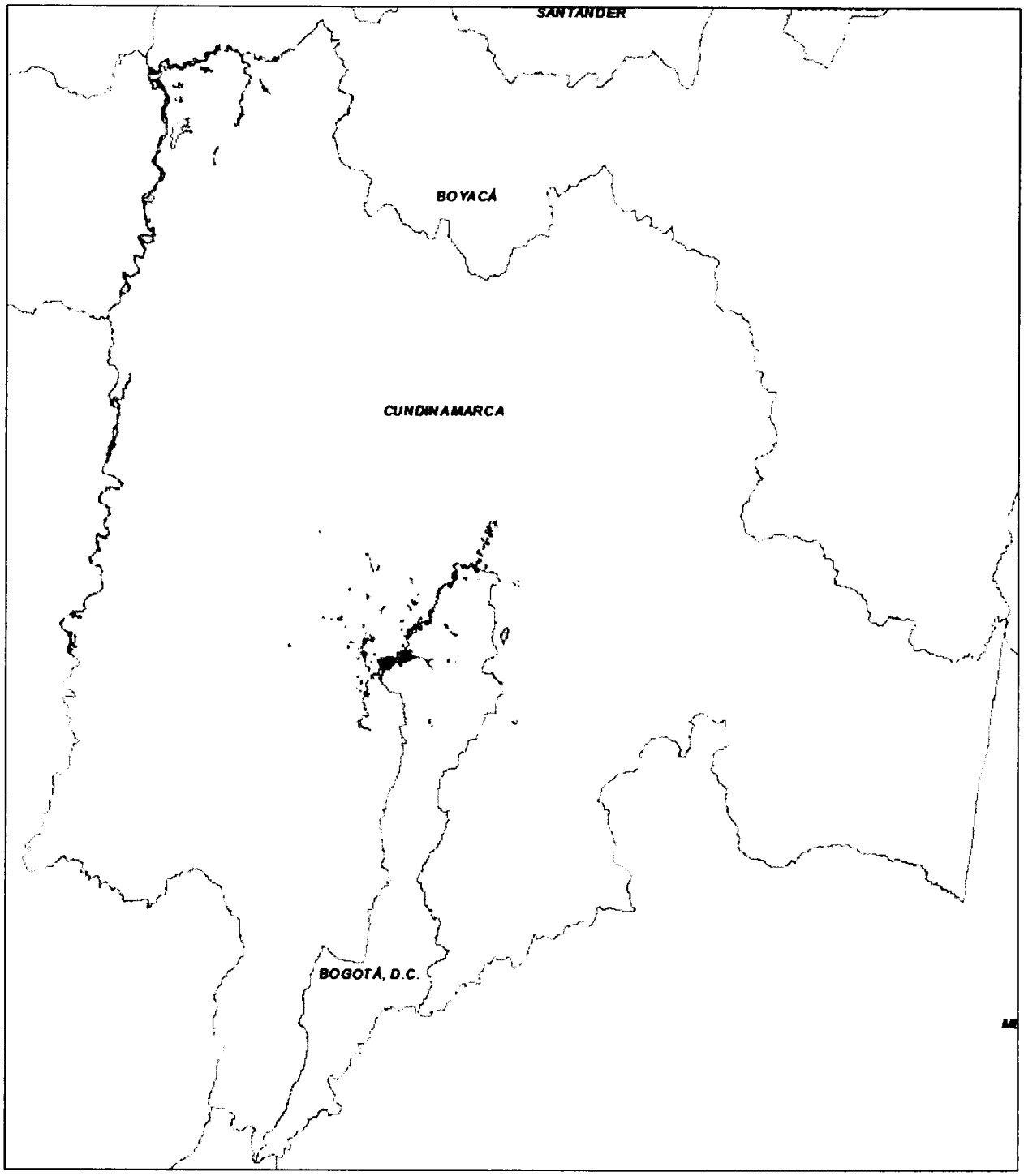
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-18: Áreas de PNN (BOG).



Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-19: Áreas de Amenaza de Inundación (BOG).



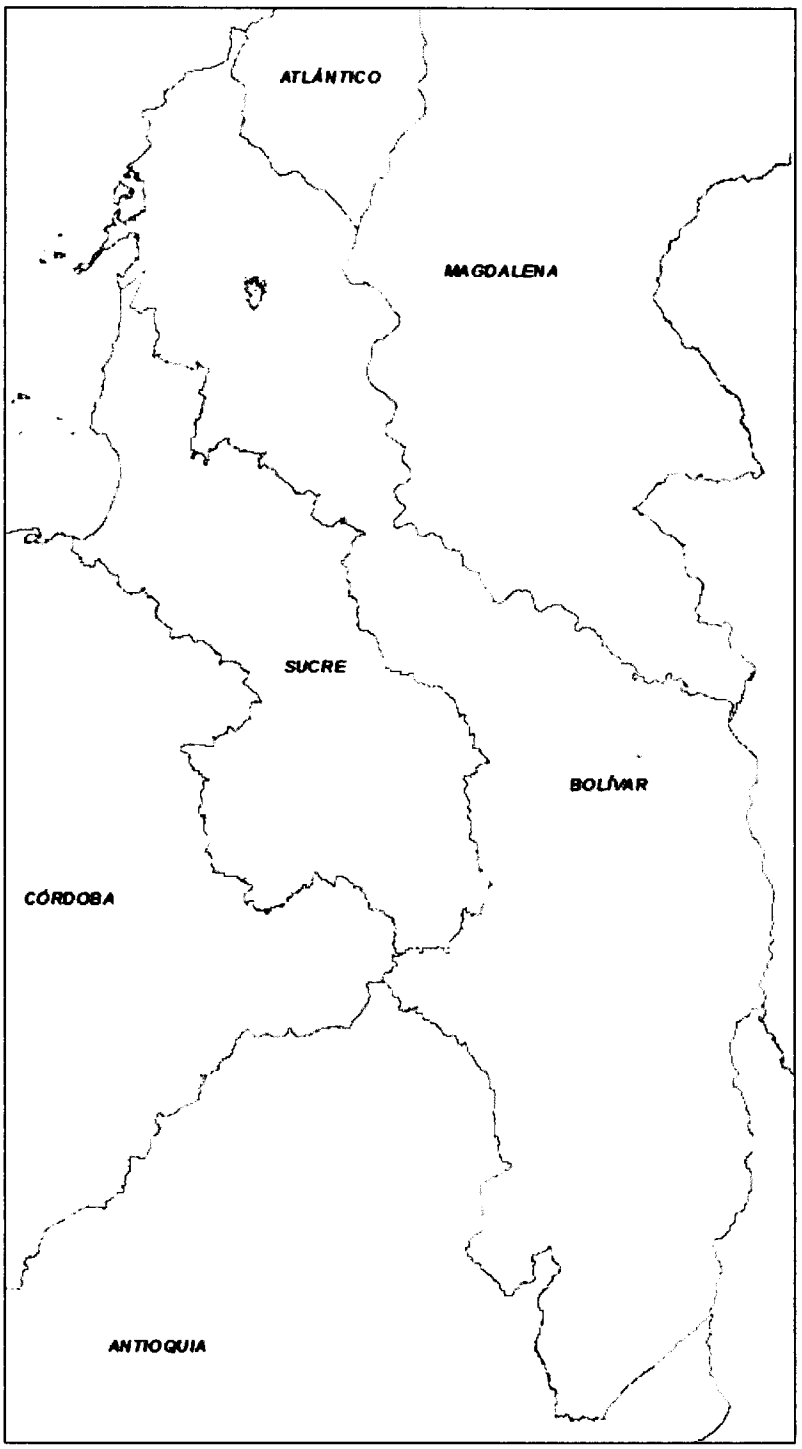
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-20: Áreas de Amenaza Sísmica (BOG).

Fuente: SIG UPME

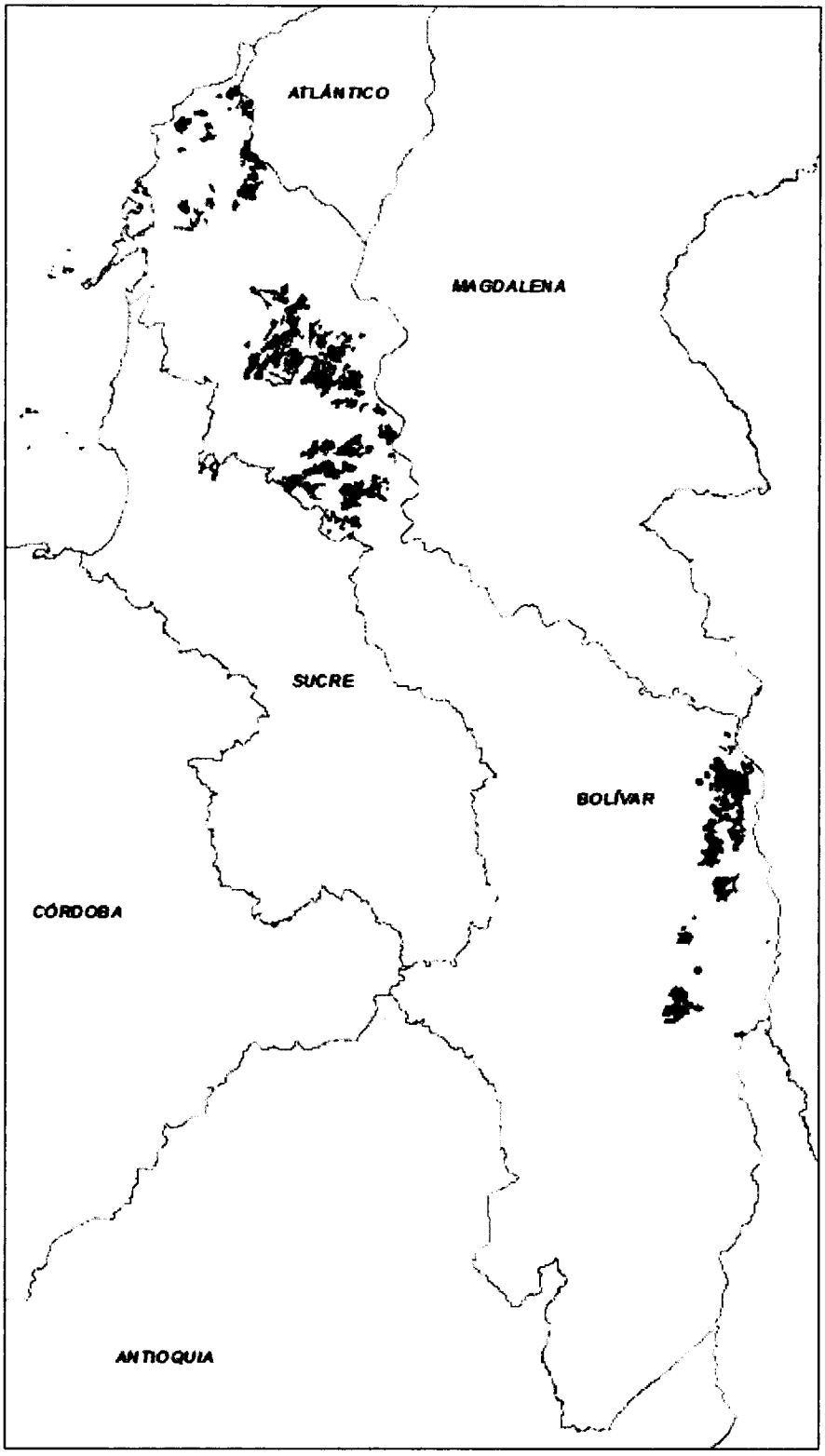
4.5. Área Eléctrica BOL

Gráfica VII-21: Áreas de Comunidades Afrodescendientes (BOL).



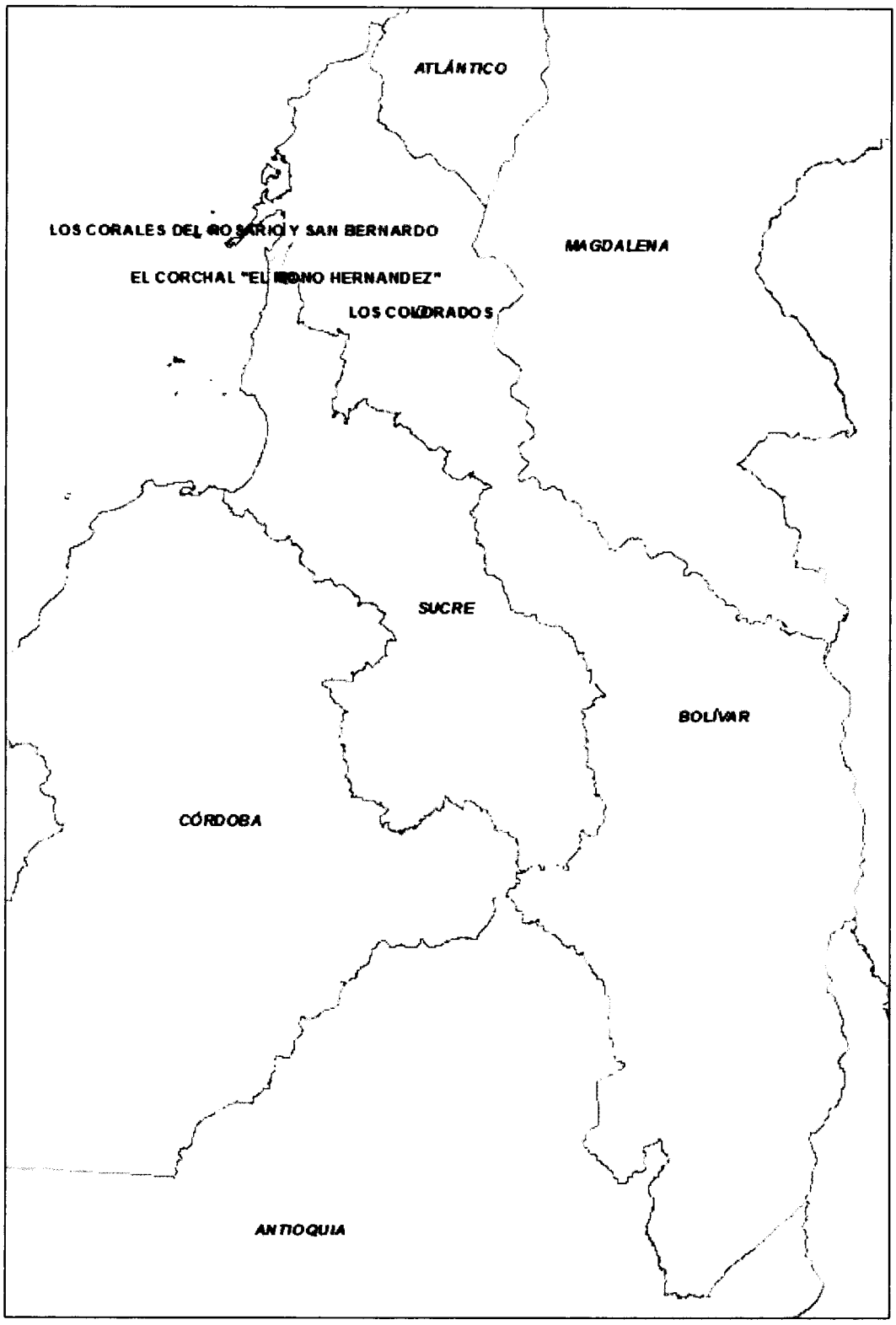
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-22: Áreas de Bosque Seco Tropical (BOL).



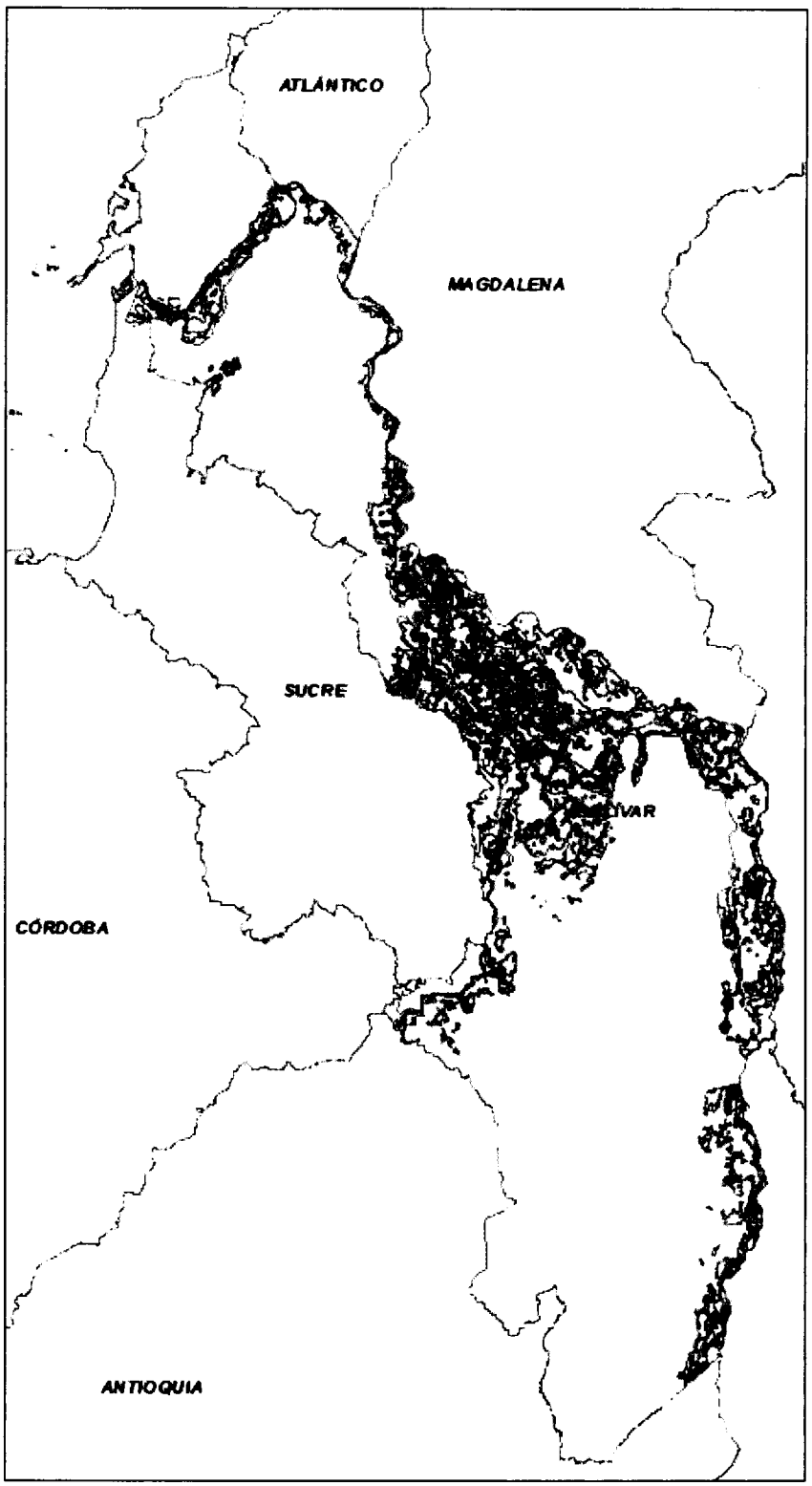
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-23: Áreas de PNN (BOL).



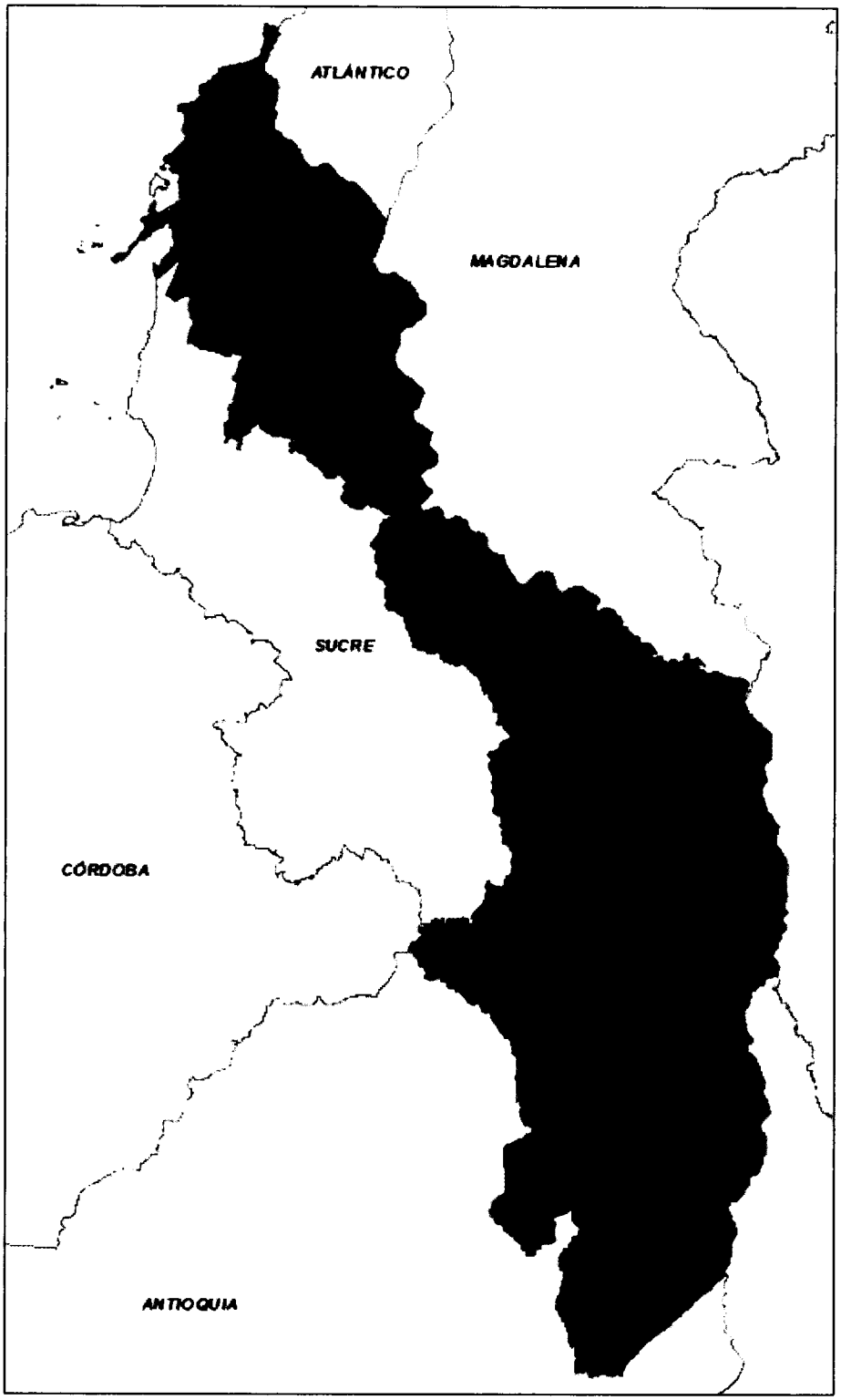
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-24: Áreas de Amenaza de Inundación (BOL).



Fuente: SIG UPME

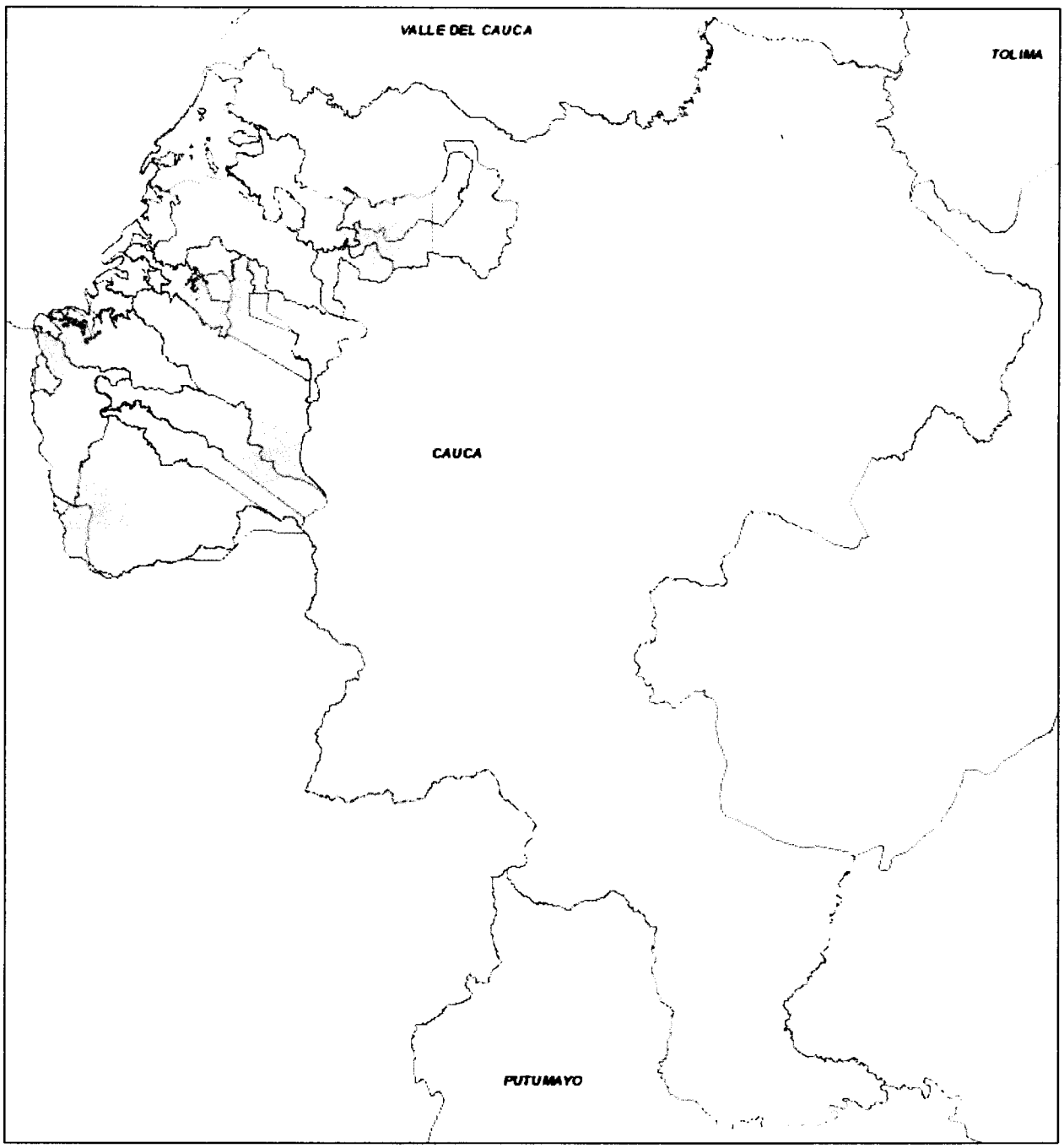
Gráfica VII-25: Áreas de Amenaza Sísmica (BOL).



Fuente: SIG UPME

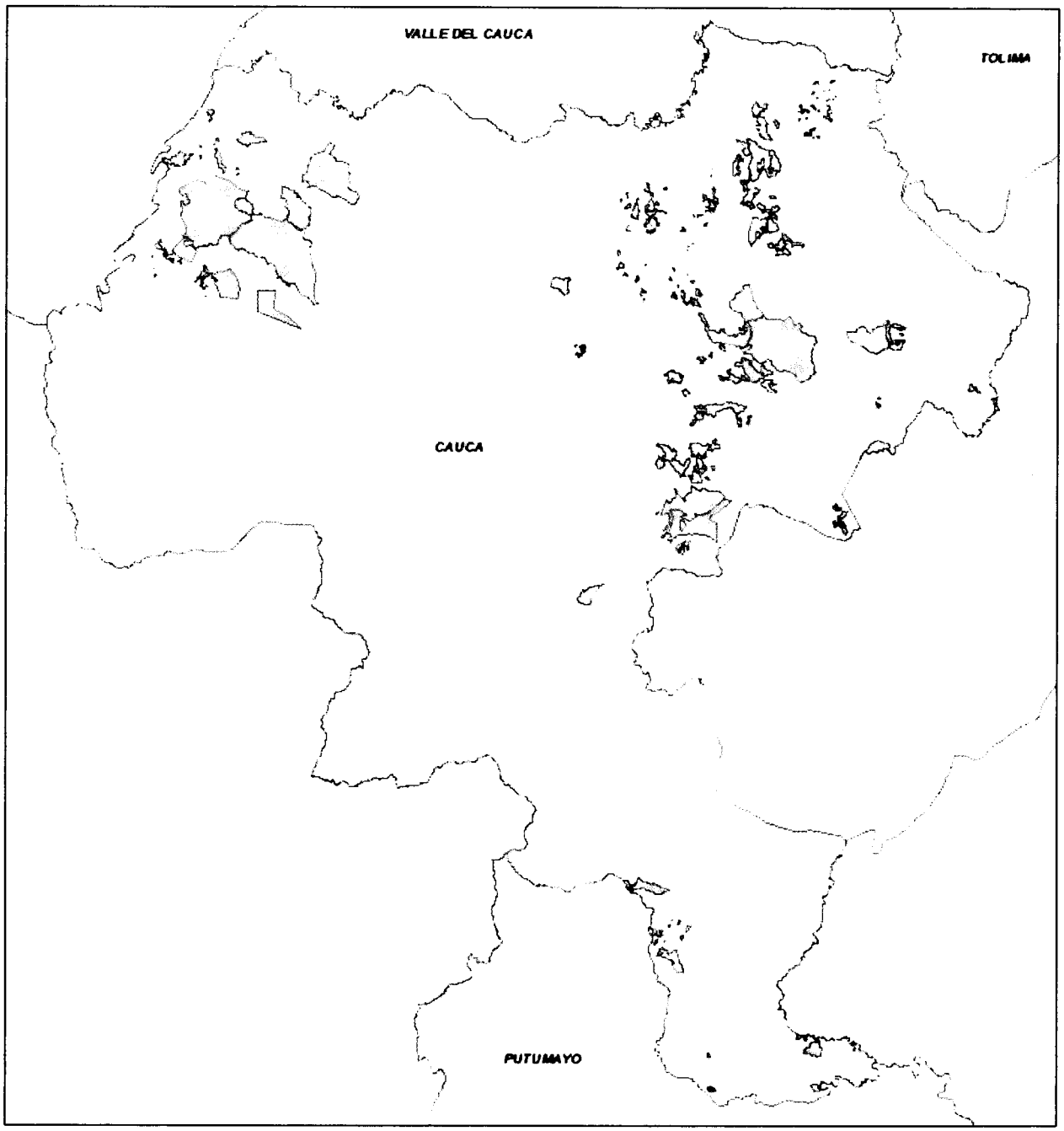
4.6. Área Eléctrica CAU

Gráfica VII-26: Áreas de Comunidades Afrodescendientes (CAU).



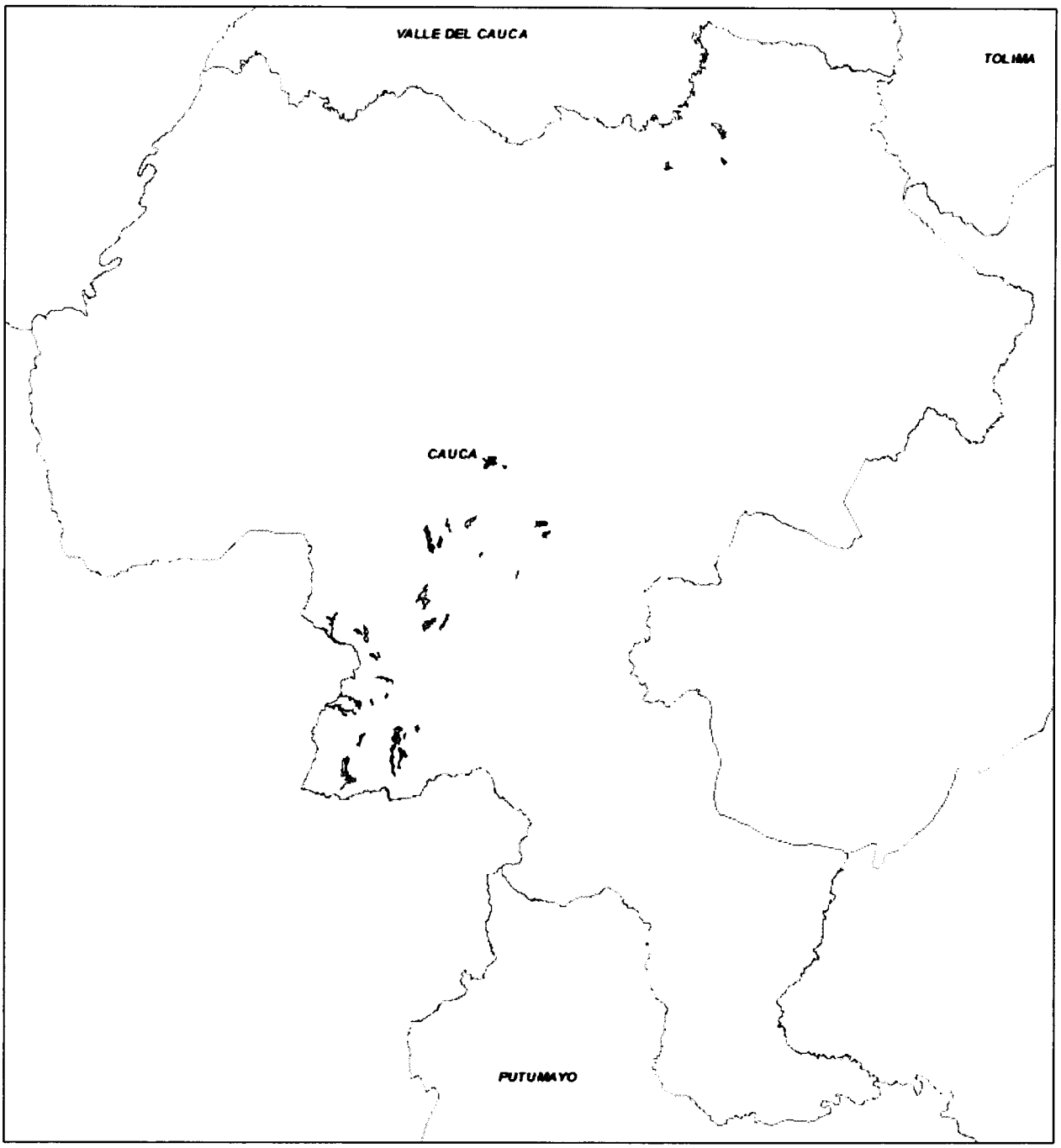
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-27: Áreas de Resguardo Indígena (CAU).



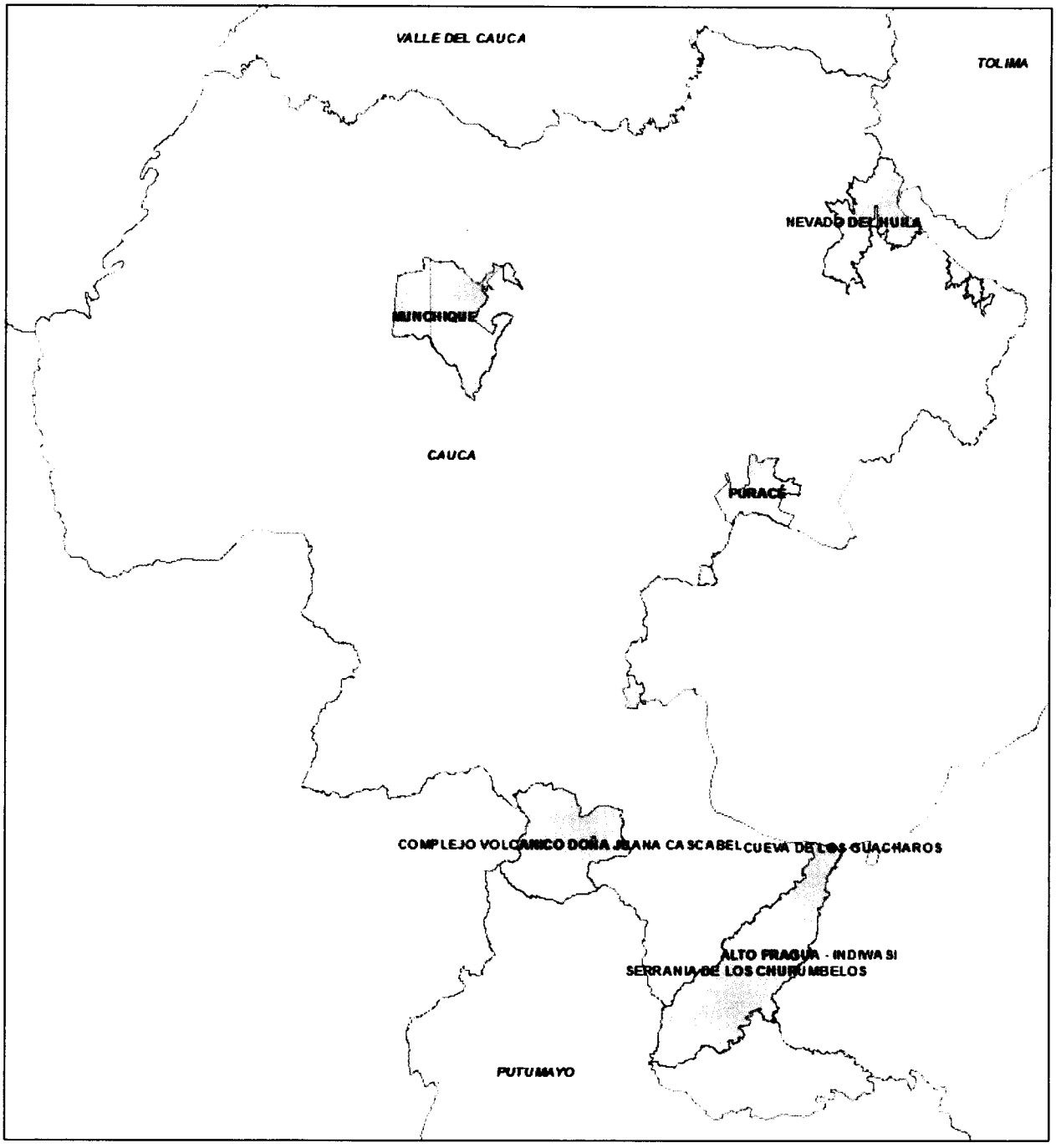
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-28: Áreas de Bosque Seco Tropical (CAU).



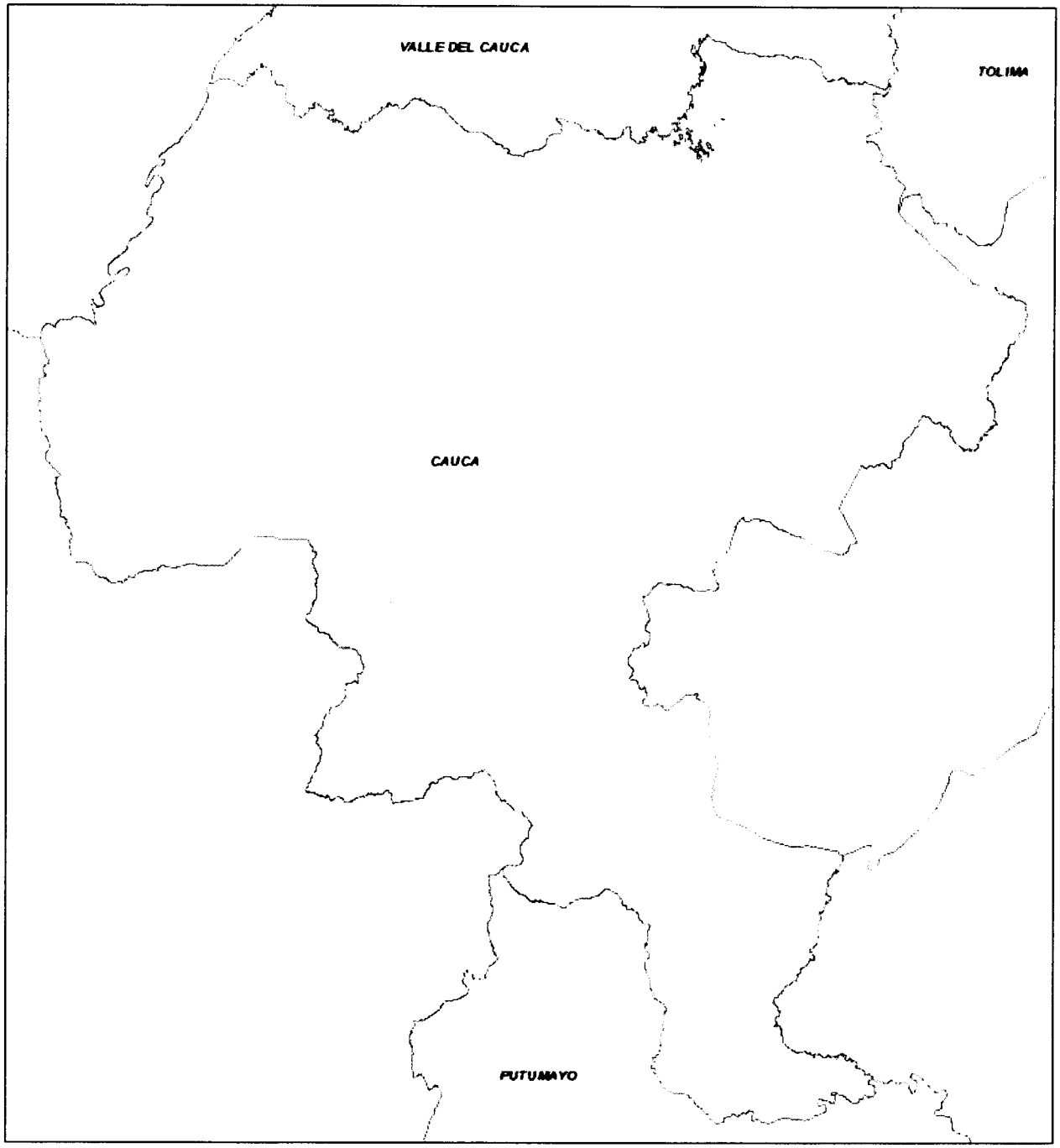
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-29: Áreas de PNN (CAU).



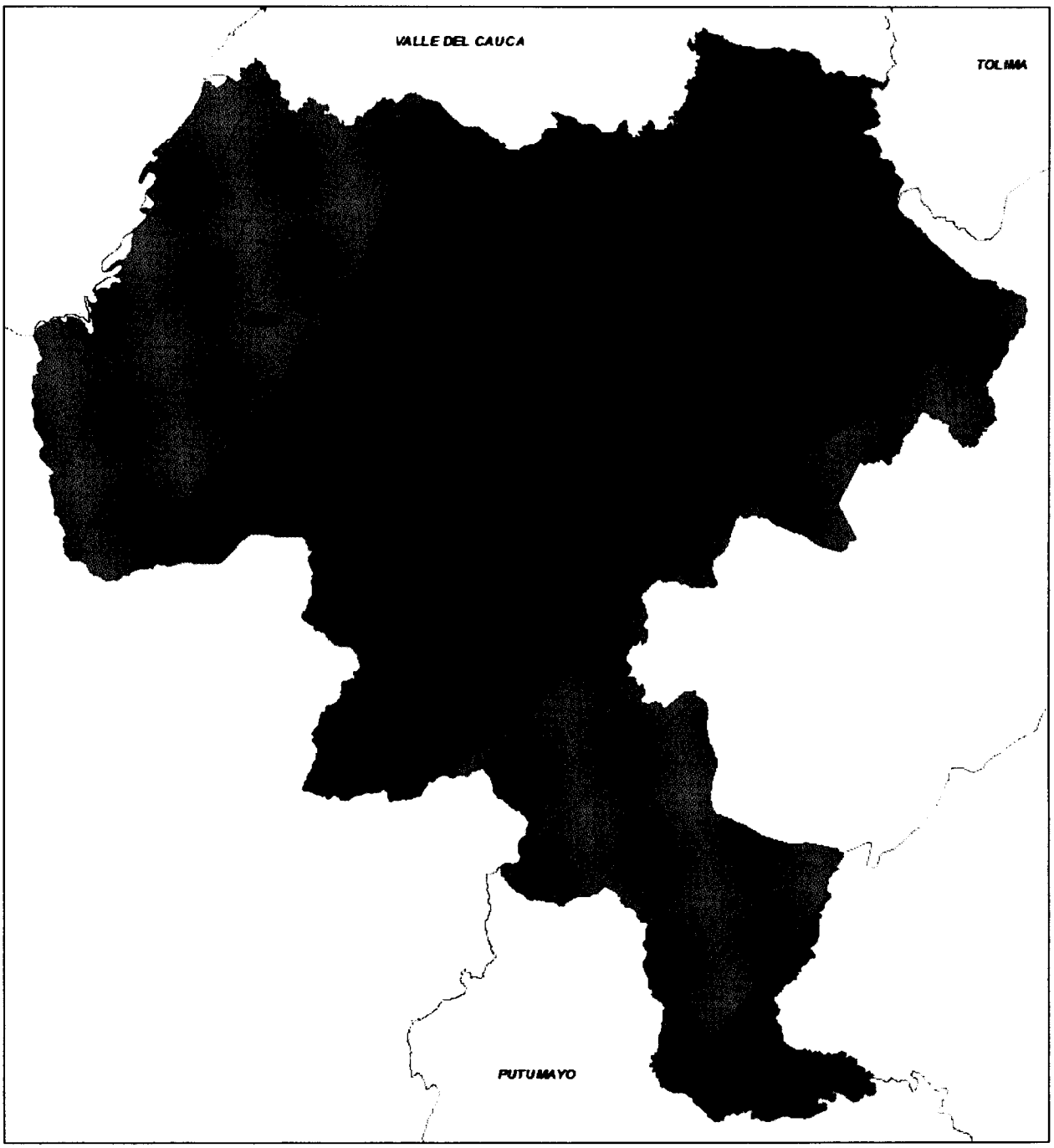
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-30: Áreas de Amenaza de Inundación (CAU).



Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-31: Áreas de Amenaza Sísmica (CAU).



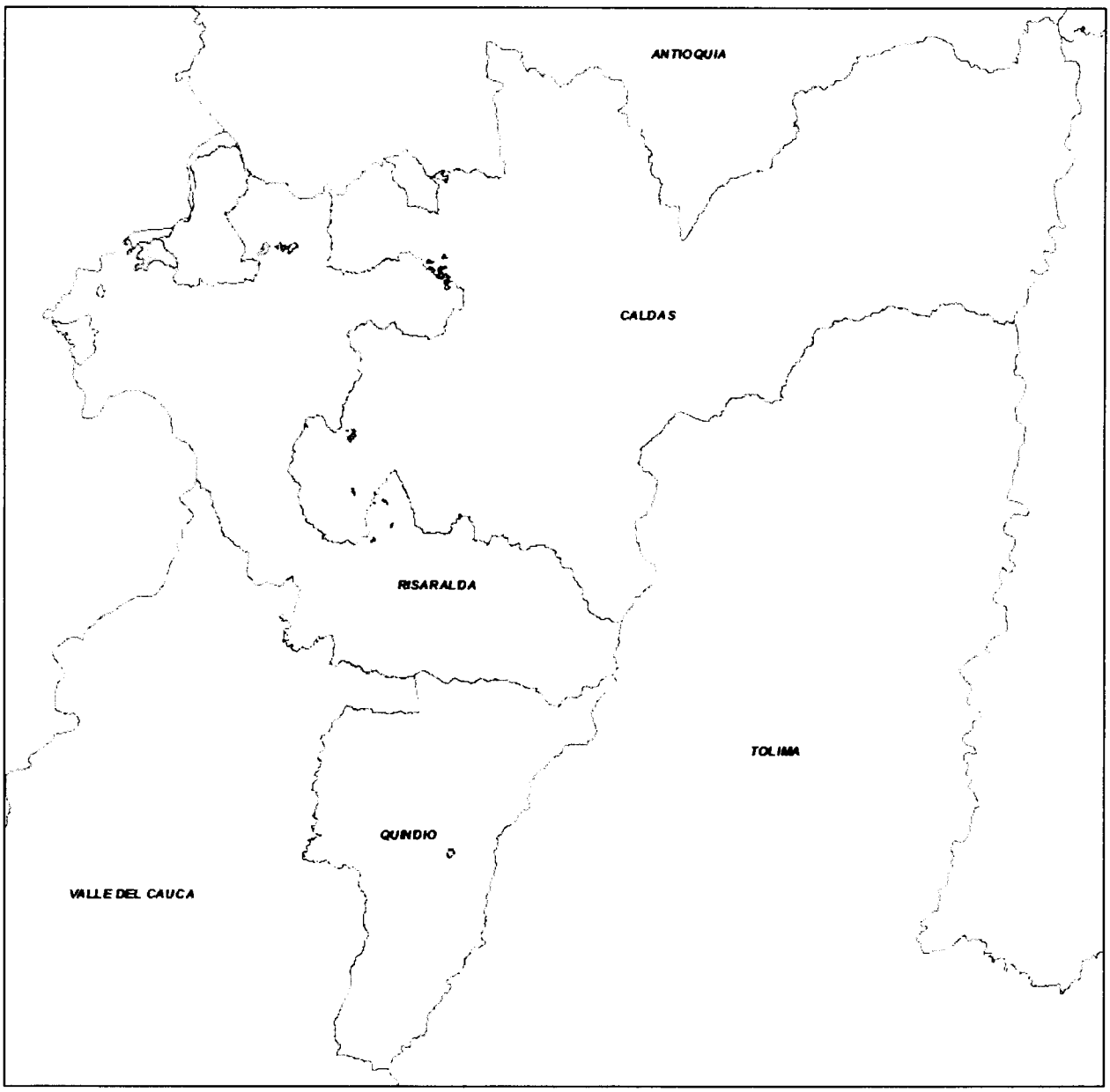
Fuente: SIG UPME

4.7. Área Eléctrica CRQ

Gráfica VII-32: Áreas de Comunidades Afrodescendientes (CRQ).

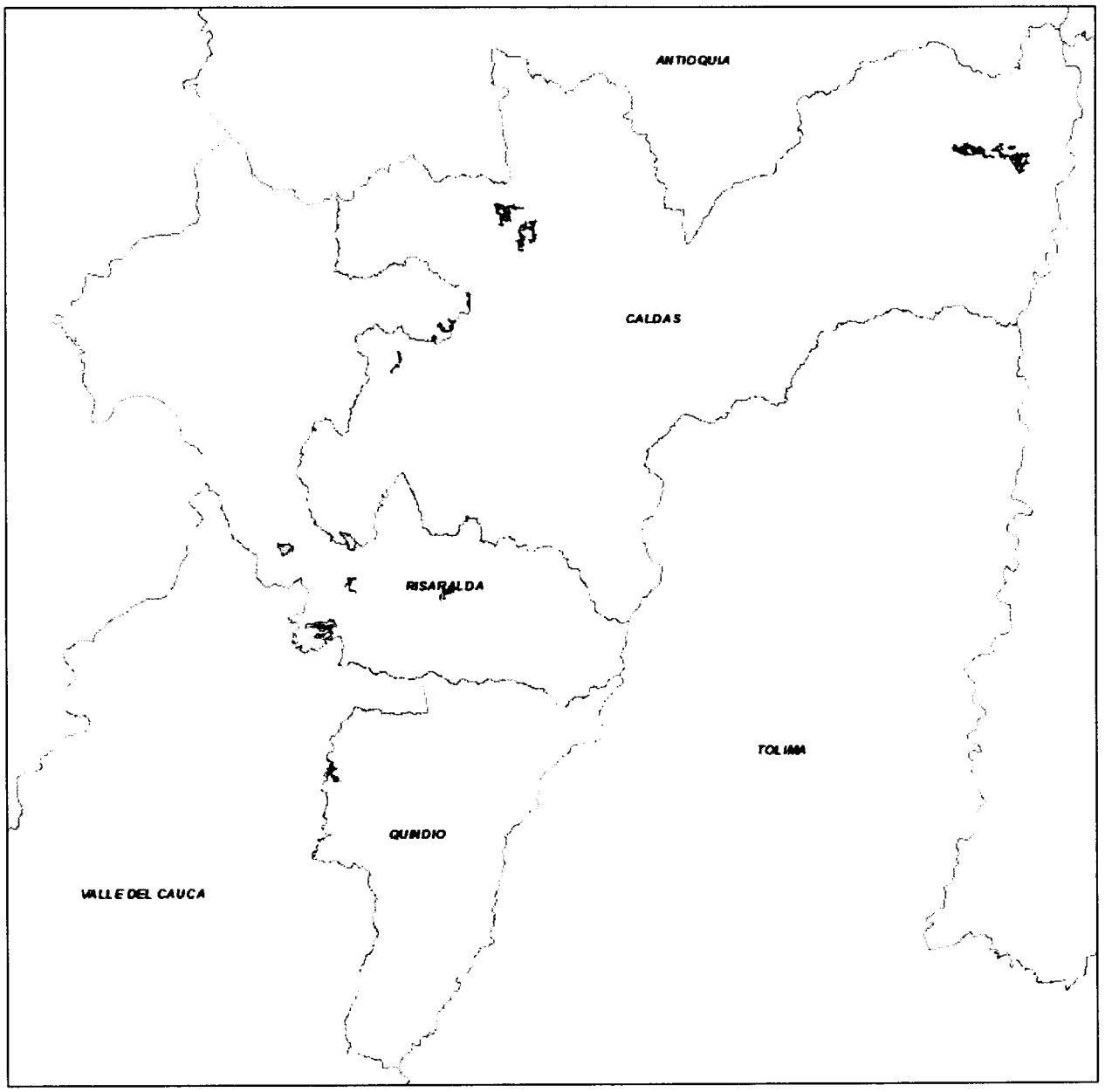
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-33: Áreas de Resguardo Indígena (CRQ).



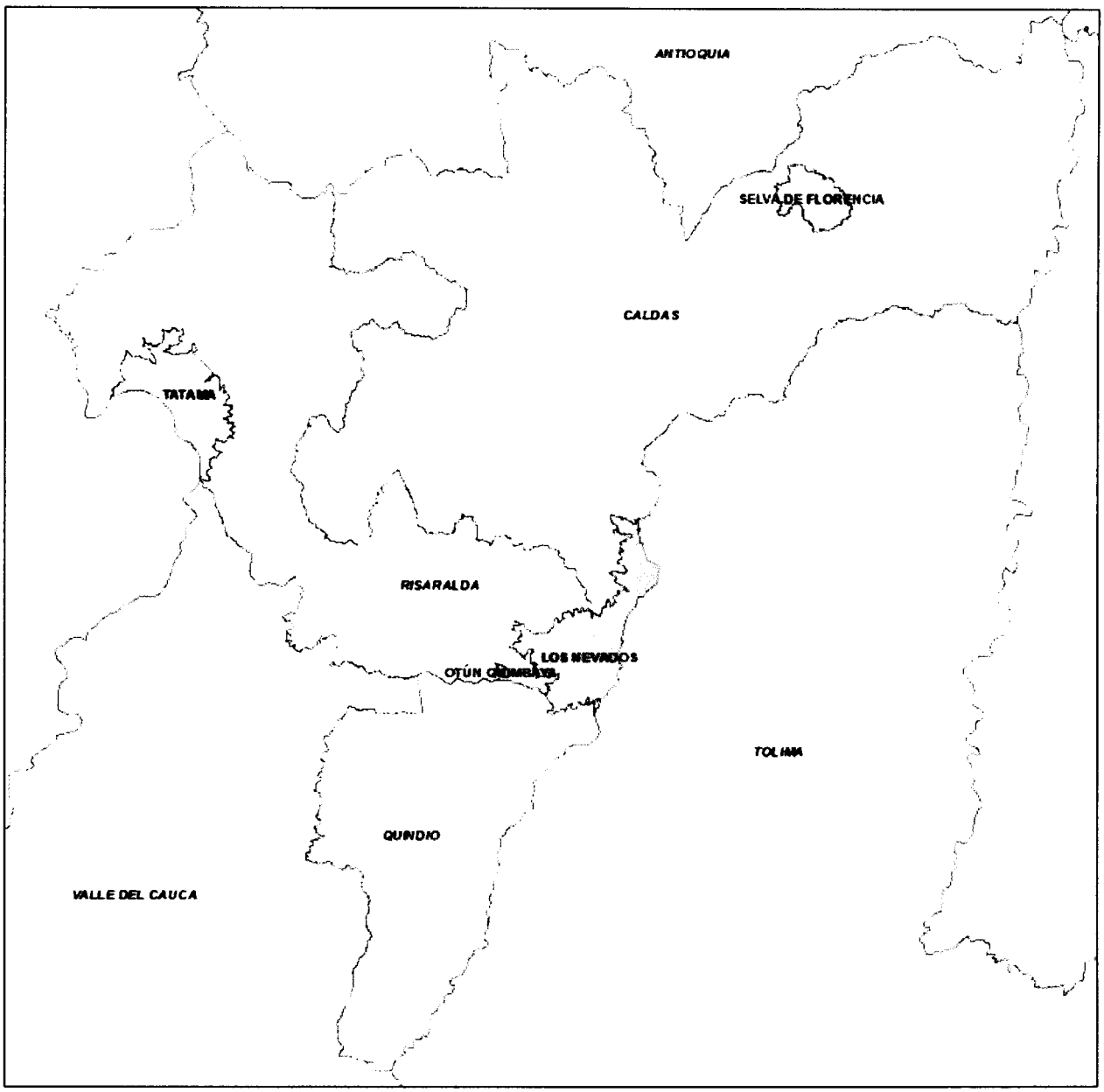
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-34: Áreas de Bosque Seco Tropical (CRQ).



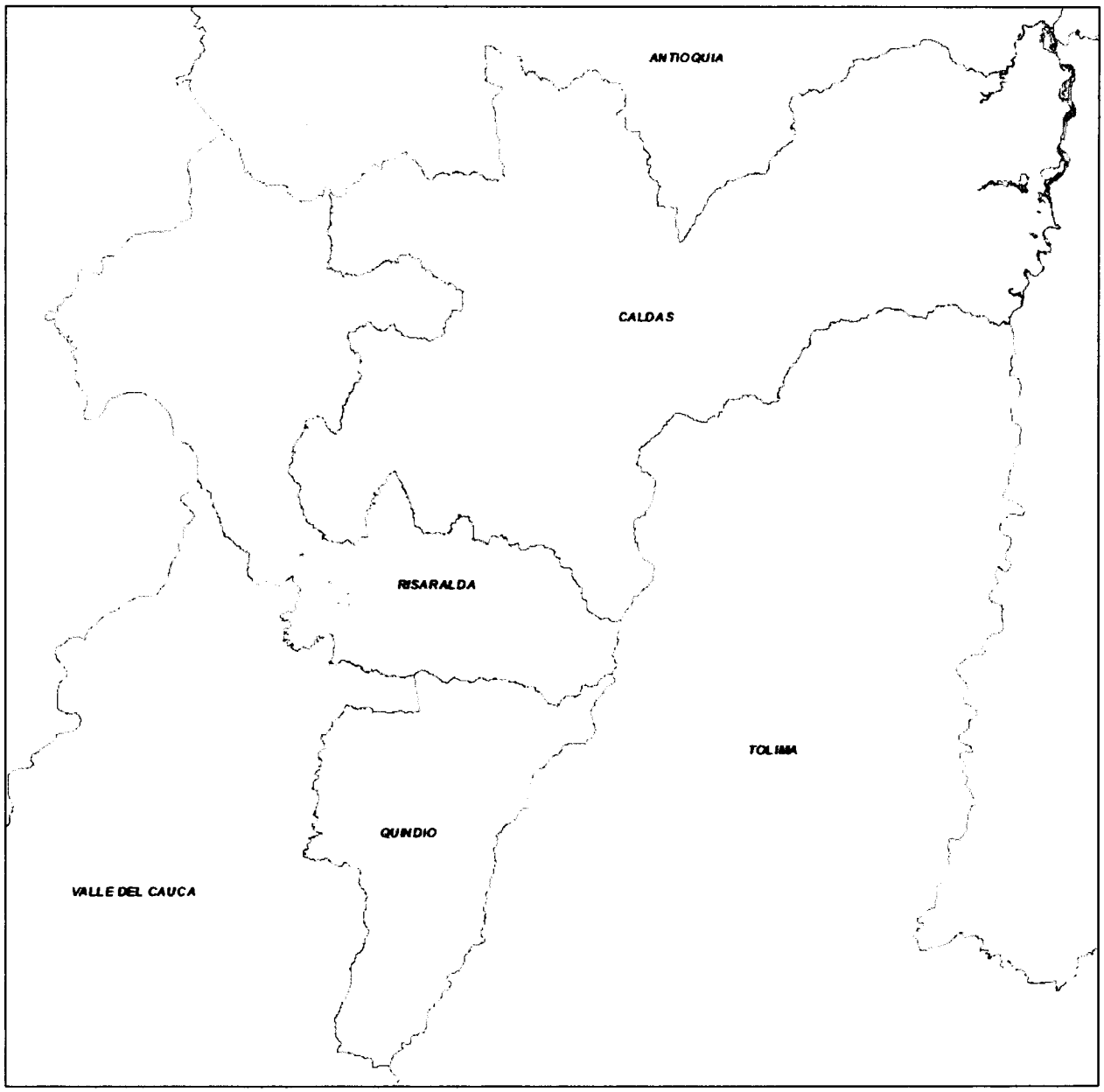
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-35: Áreas de PNN (CRQ).



Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-36: Áreas de Amenaza de Inundación (CRQ).



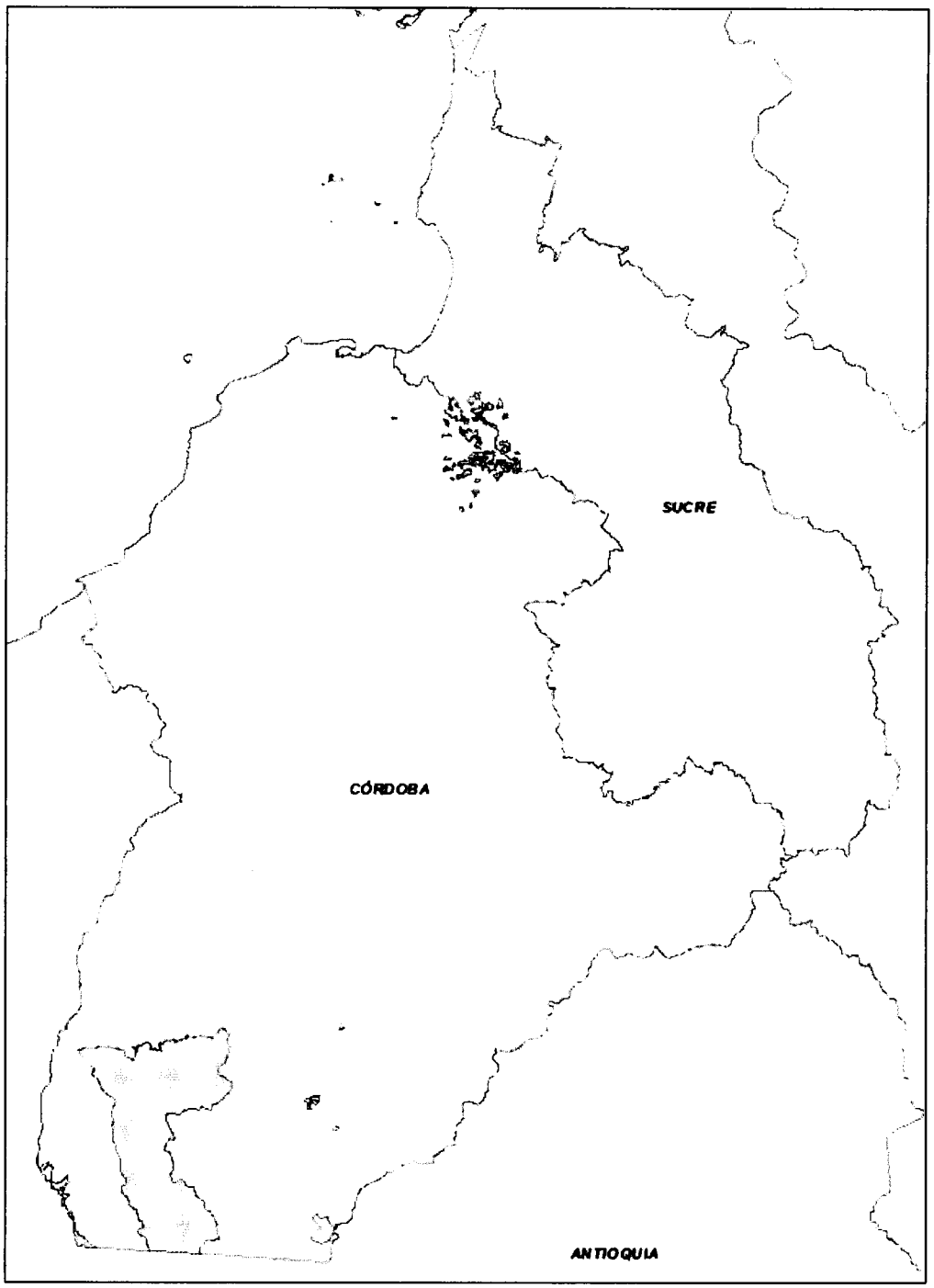
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-37: Áreas de Amenaza Sísmica (CRQ).

Fuente: SIG UPME

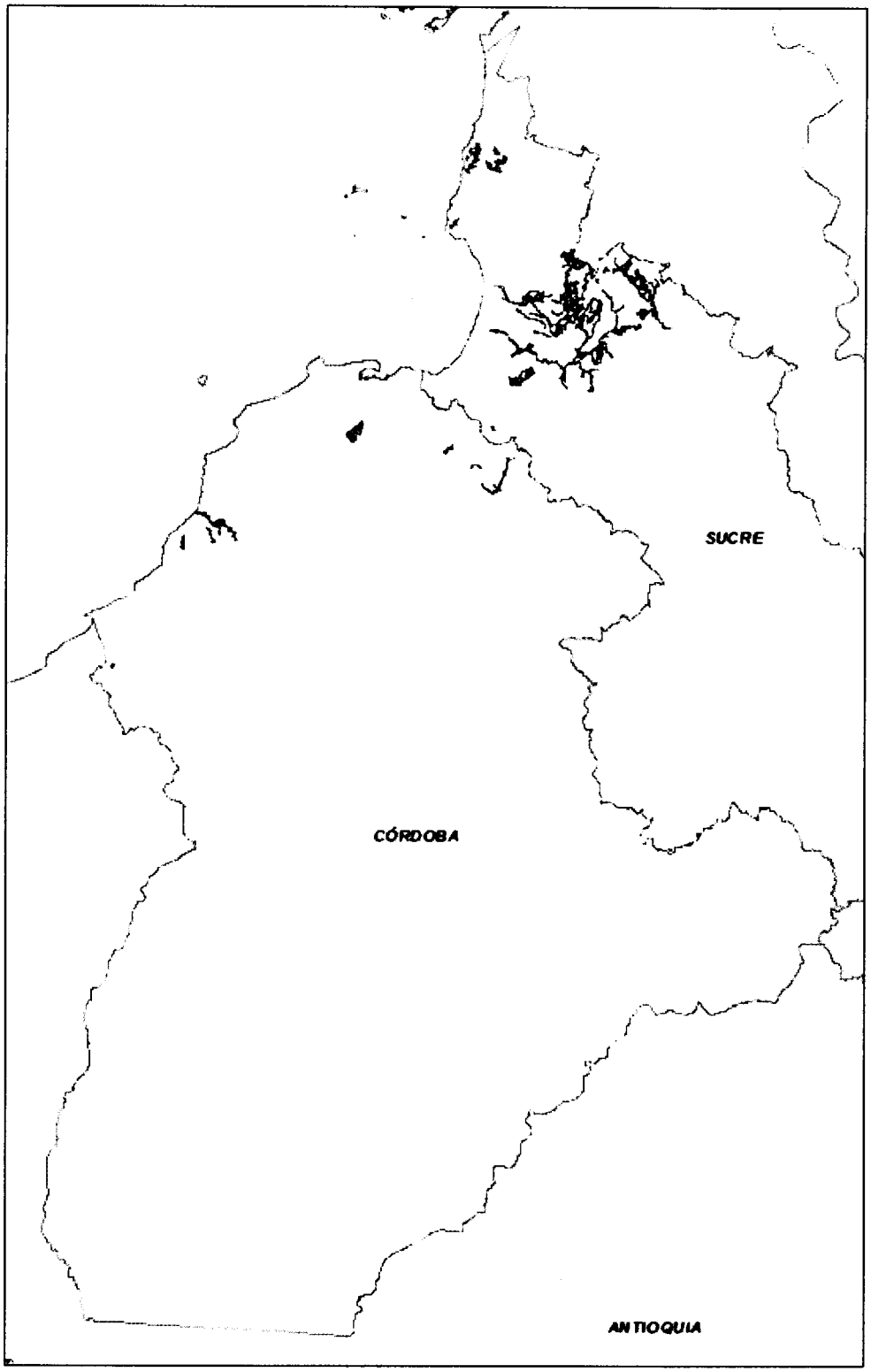
4.8. Área Eléctrica CSU

Gráfica VII-38: Áreas de Resguardo Indígena (CSU).



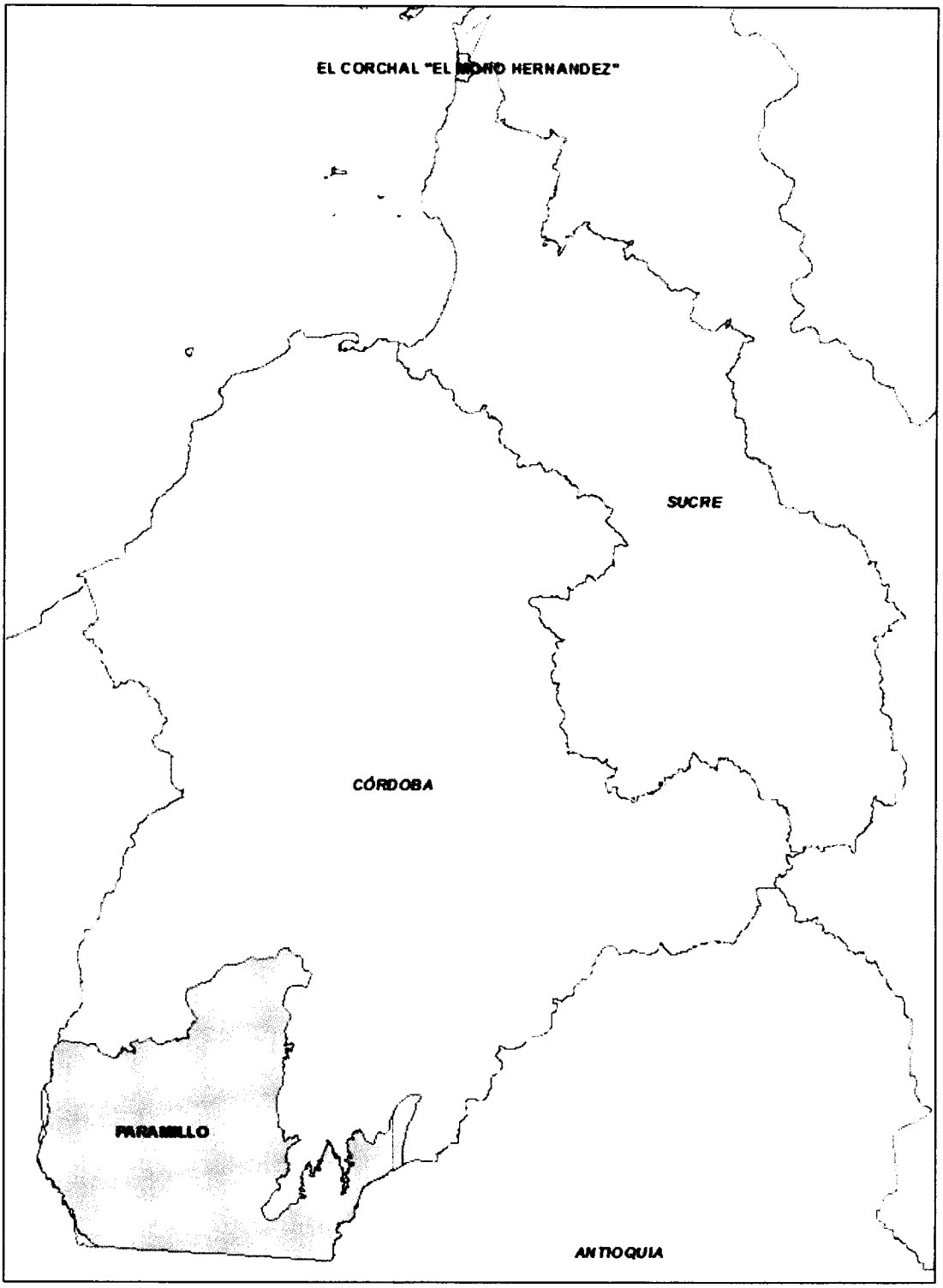
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-39: Áreas de Bosque Seco Tropical (CSU).



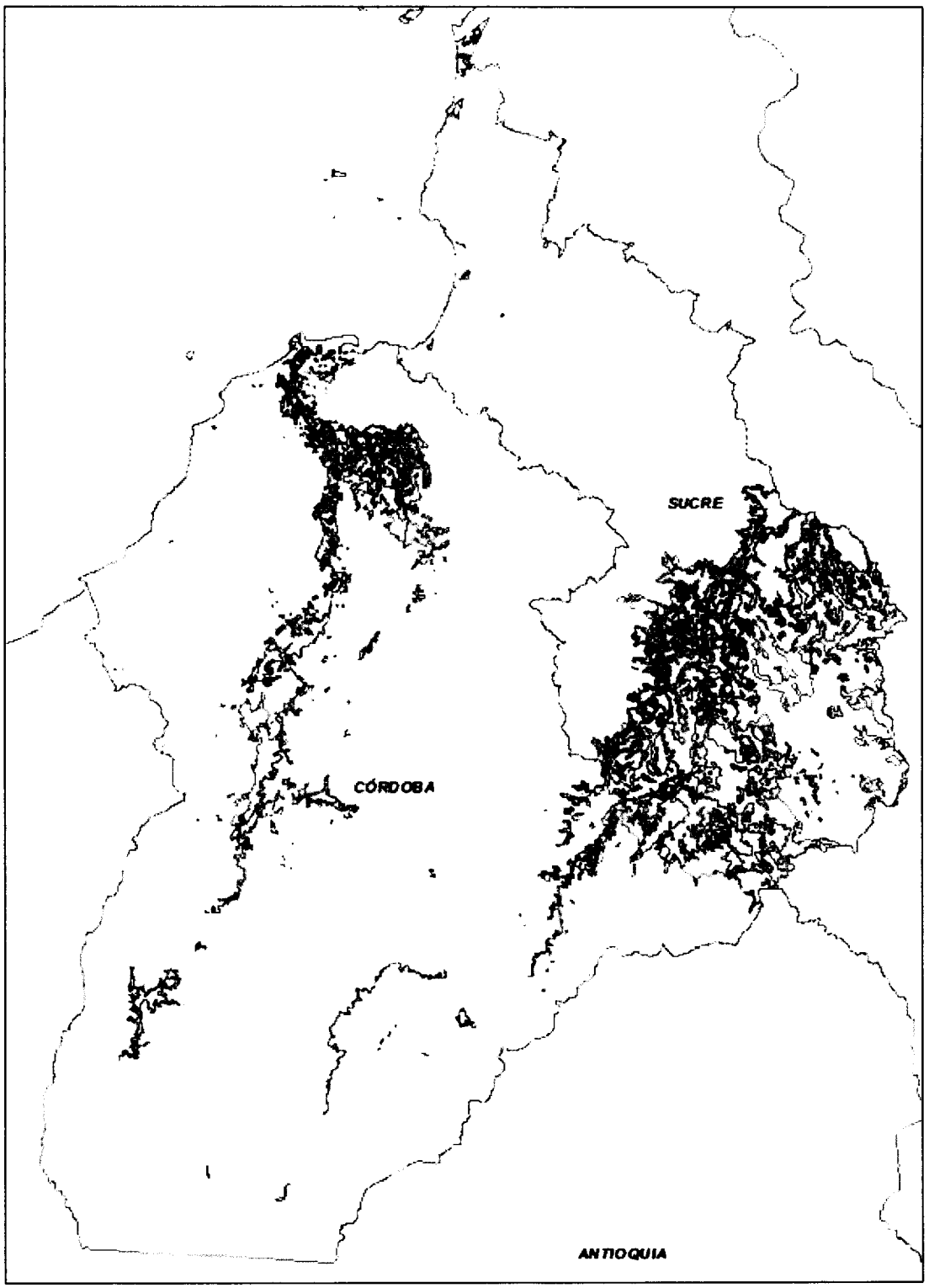
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-40: Áreas de PNN (CSU).



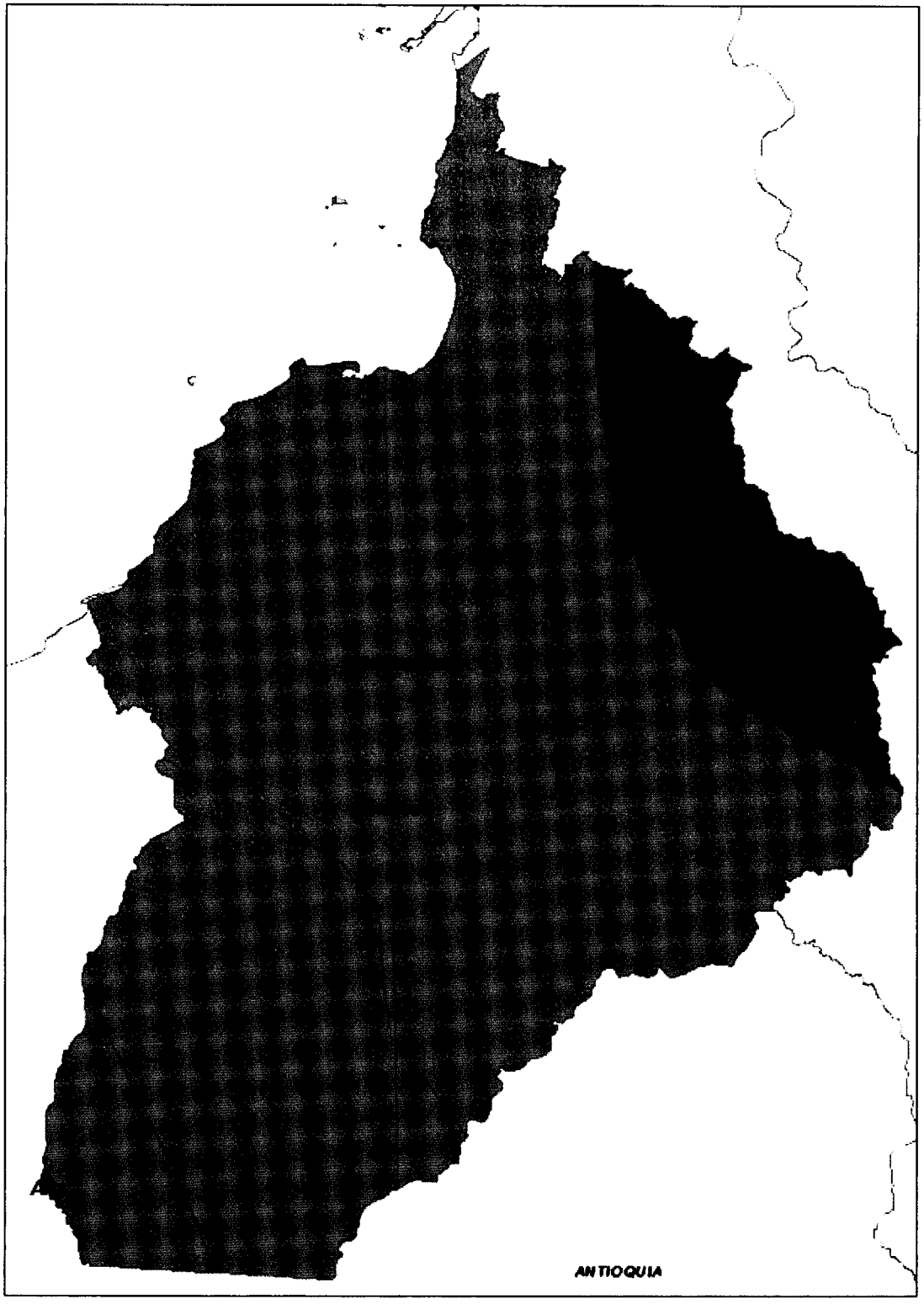
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-41: Áreas de Amenaza de Inundación (CSU).



Fuente: SIG UPME

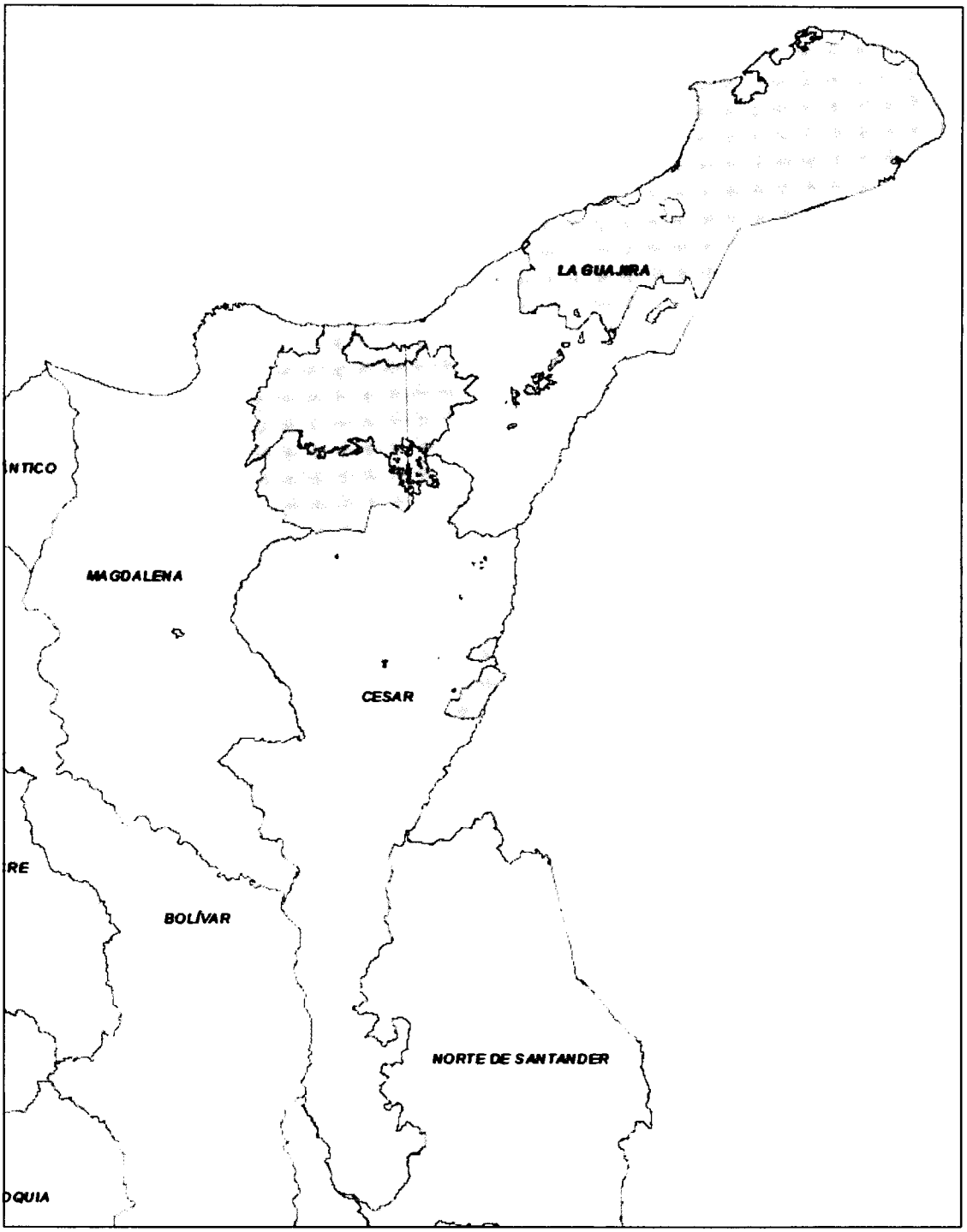
Gráfica VII-42: Áreas de Amenaza Sísmica (CSU).



Fuente: SIG UPME

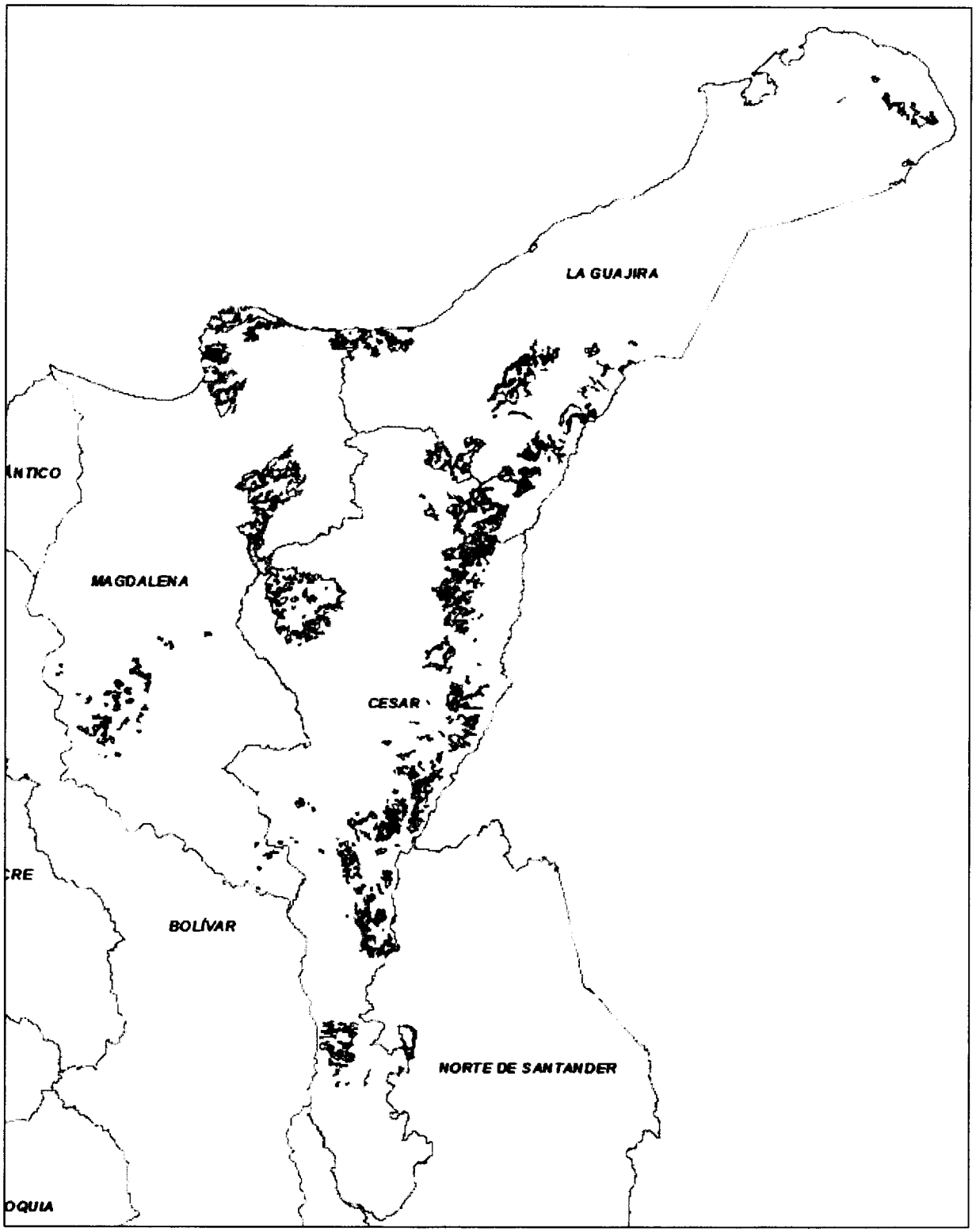
4.9. Área Eléctrica GCM

Gráfica VII-43: Áreas de Resguardo Indígena (GCM).



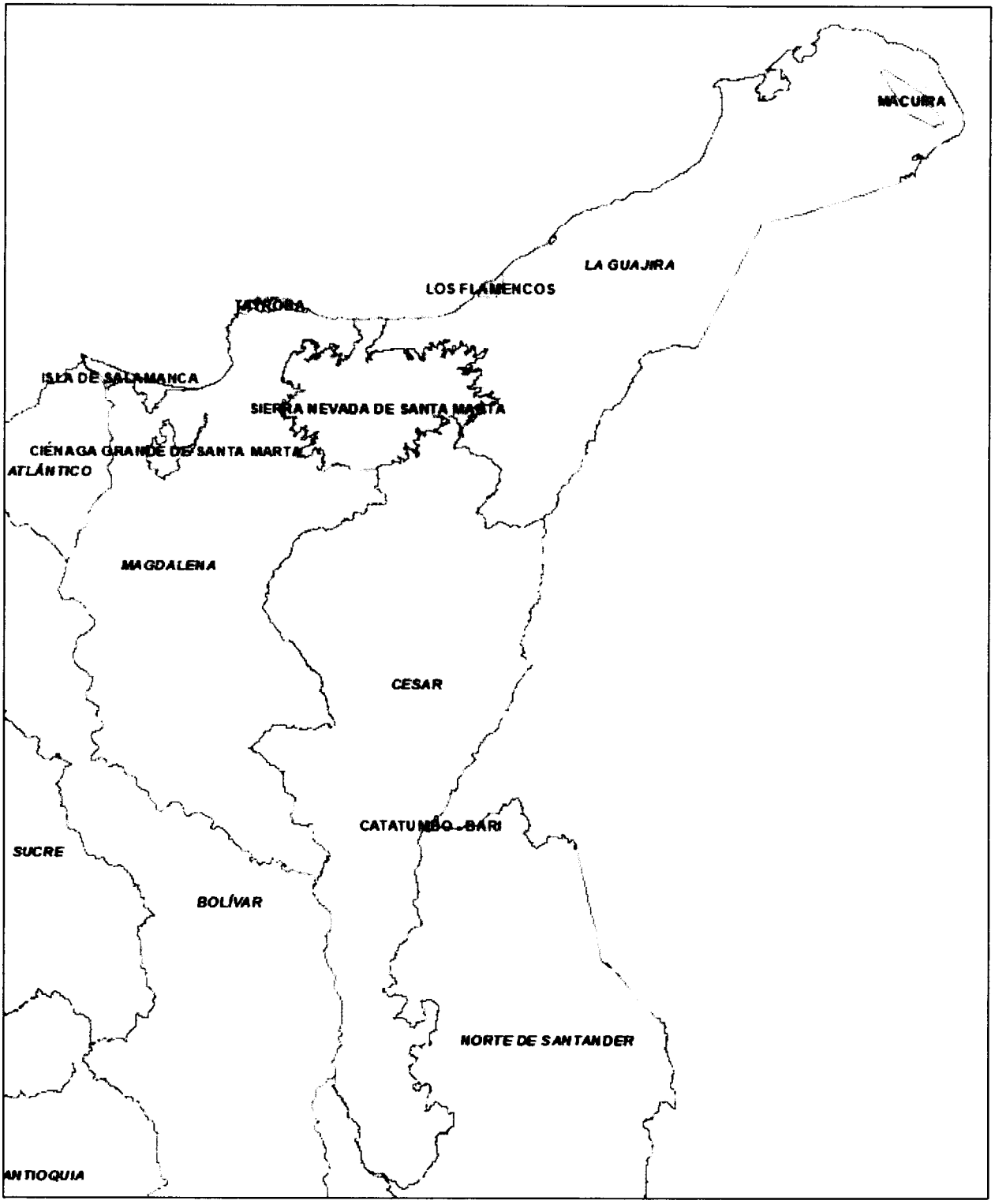
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-44: Áreas de Bosque Seco Tropical (GCM).



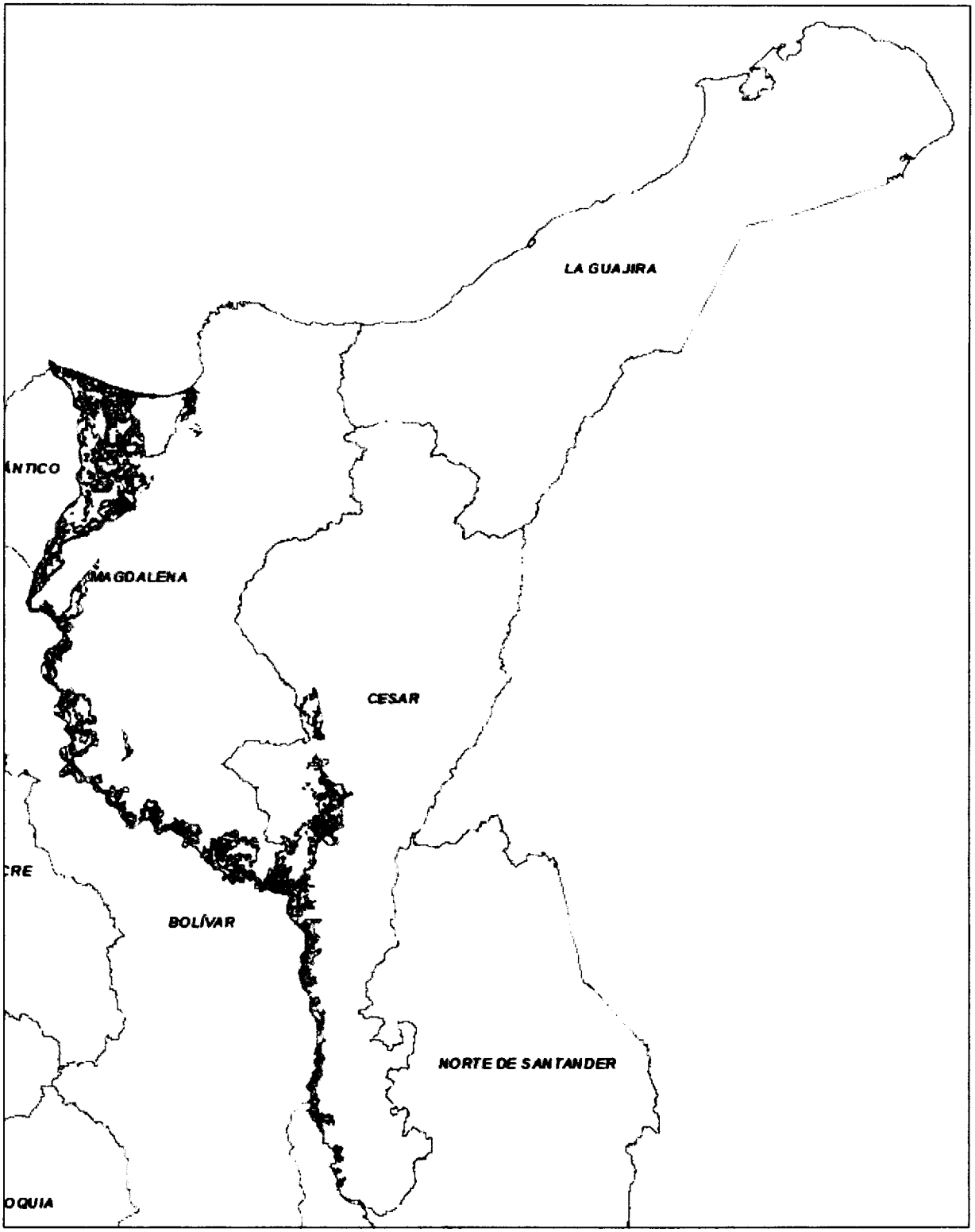
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-45: Áreas de PNN (GCM).



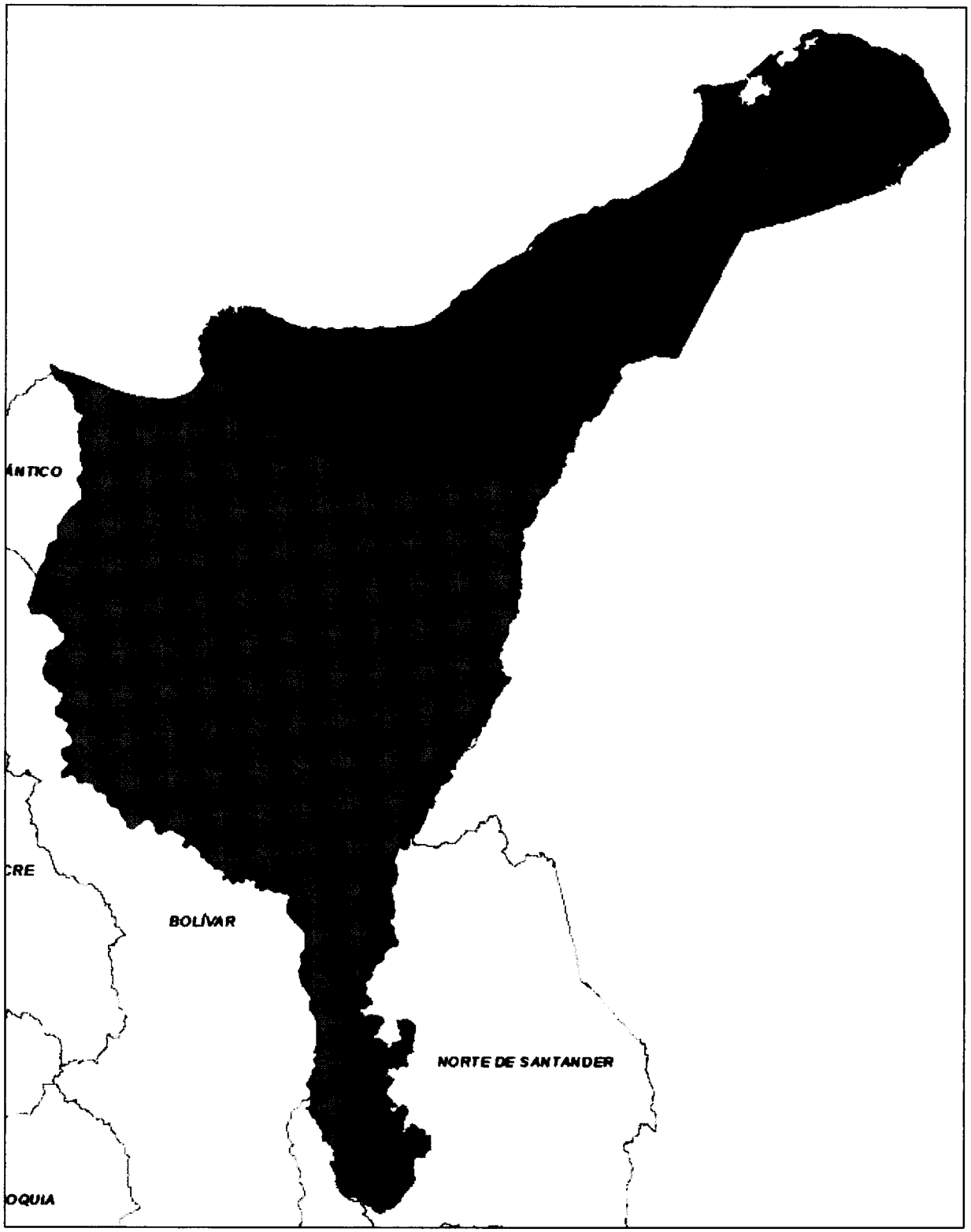
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-46: Áreas de Amenaza de Inundación (GCM).



Fuente: SIG UPME

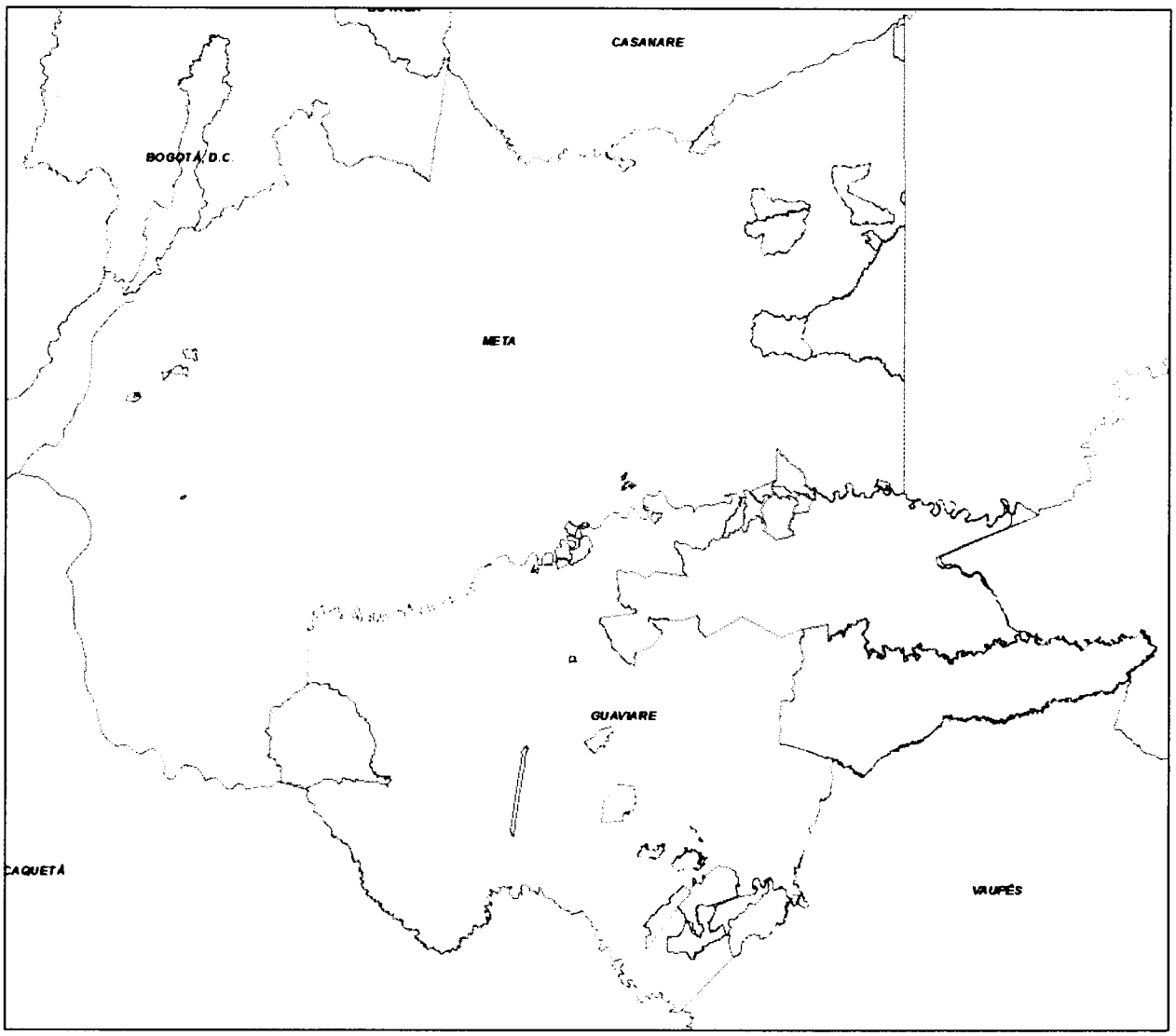
Gráfica VII-47: Áreas de Amenaza Sísmica (GCM).



Fuente: SIG UPME

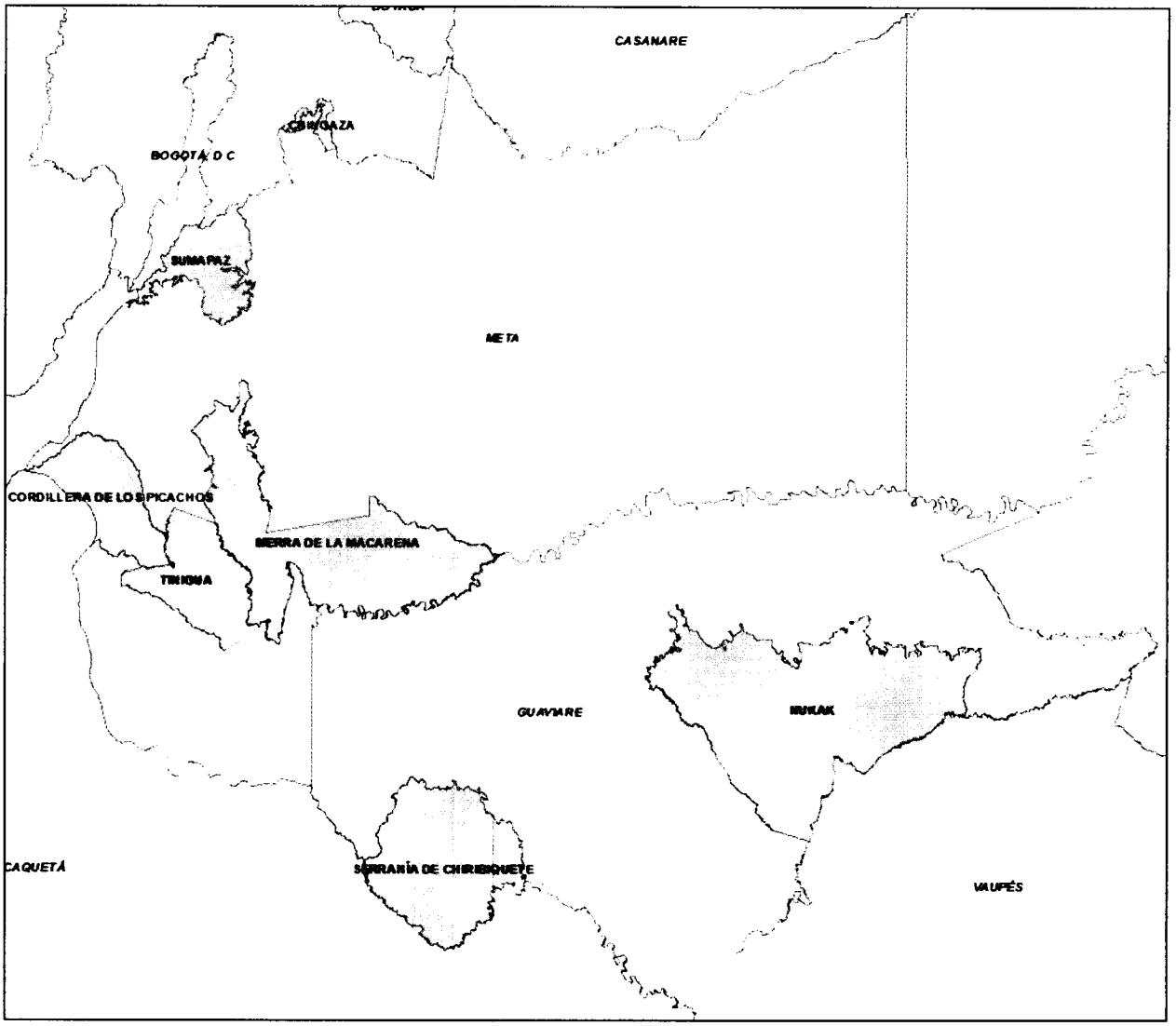
4.10. Área Eléctrica MGU

Gráfica VII-48: Áreas de Resguardo Indígena (MGU).



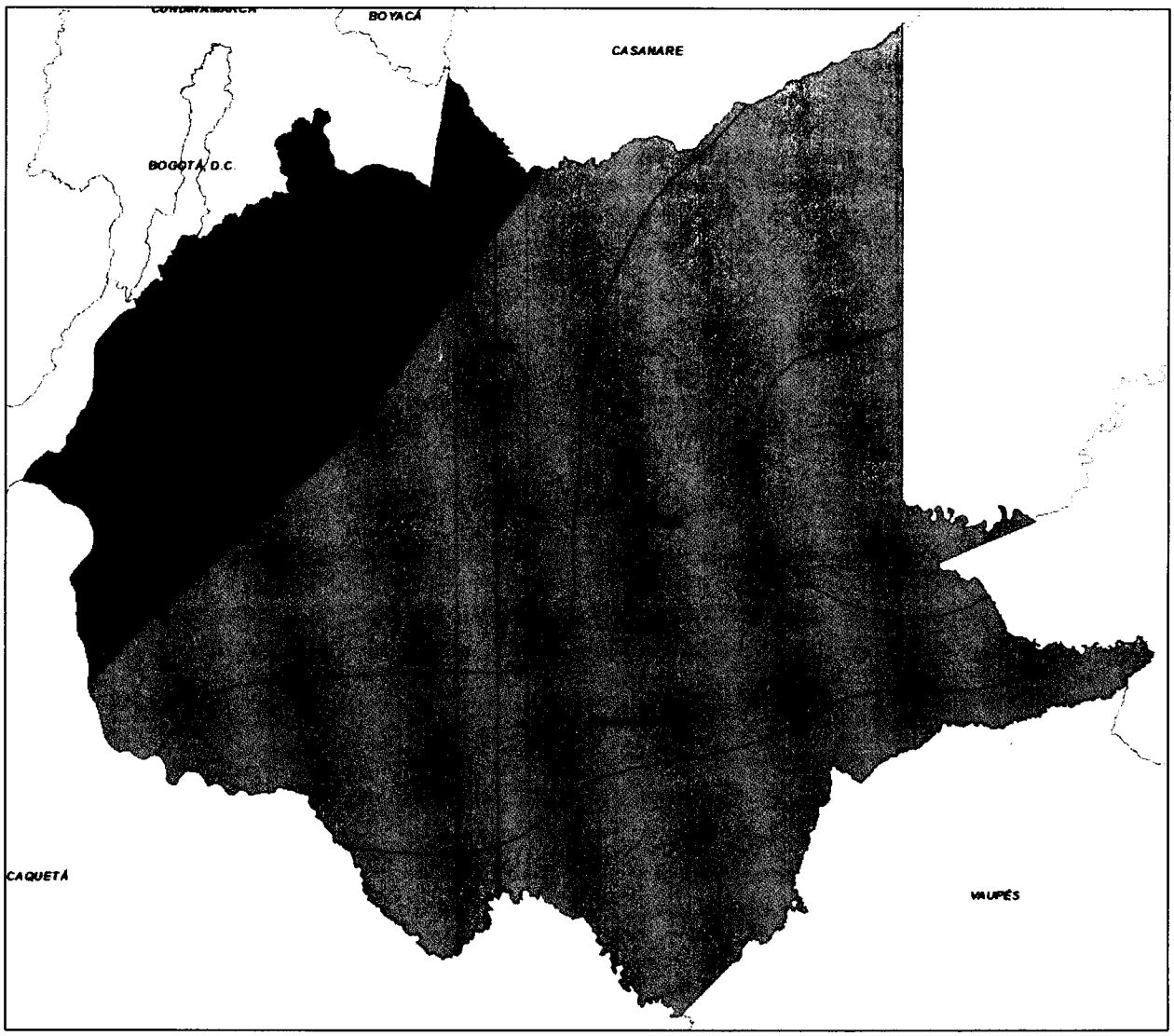
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-49: Áreas de PNN (MGU).



Fuente: SIG UPME

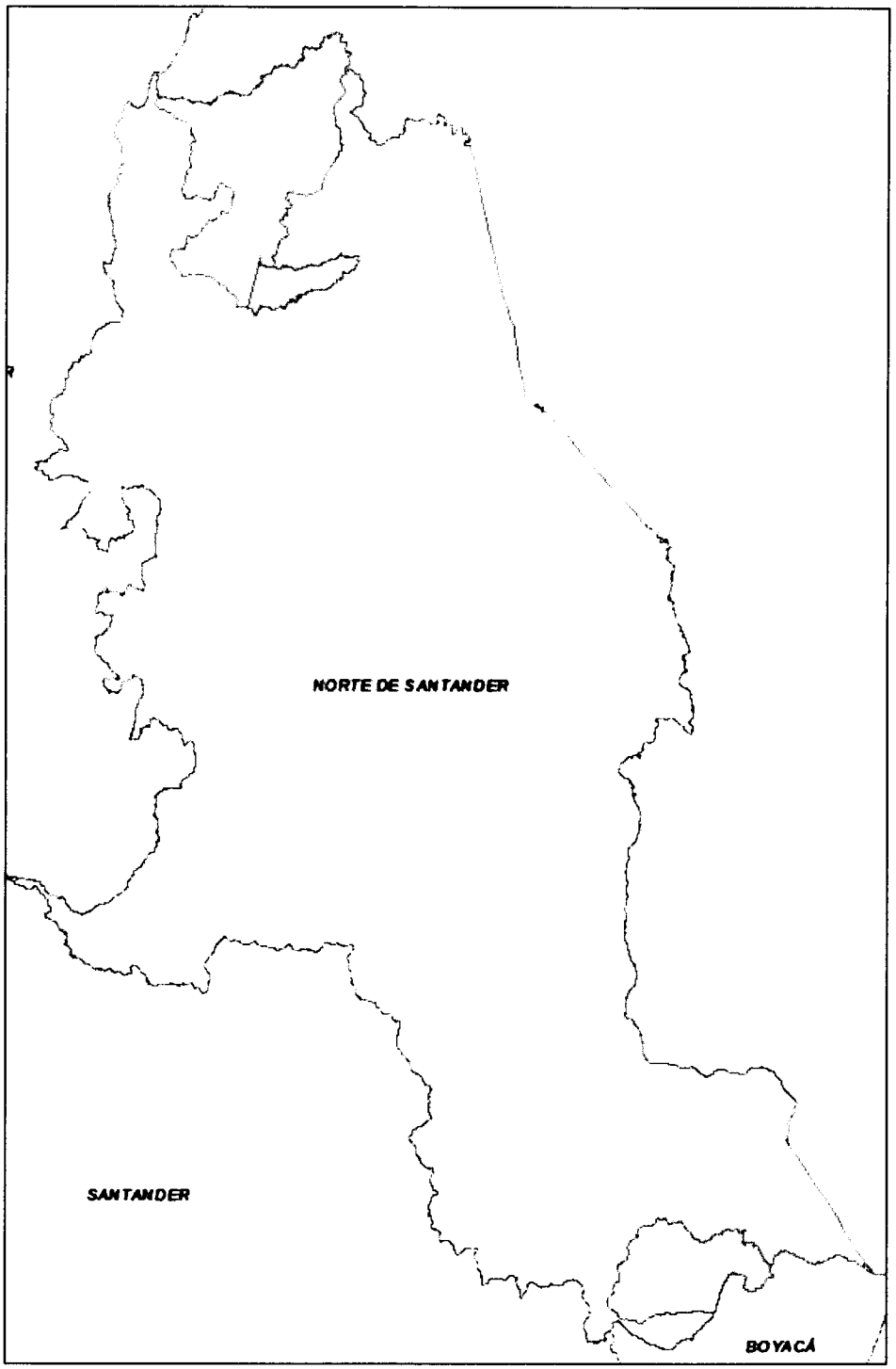
Gráfica VII-50: Áreas de Amenaza Sísmica (MGU).



Fuente: SIG UPME

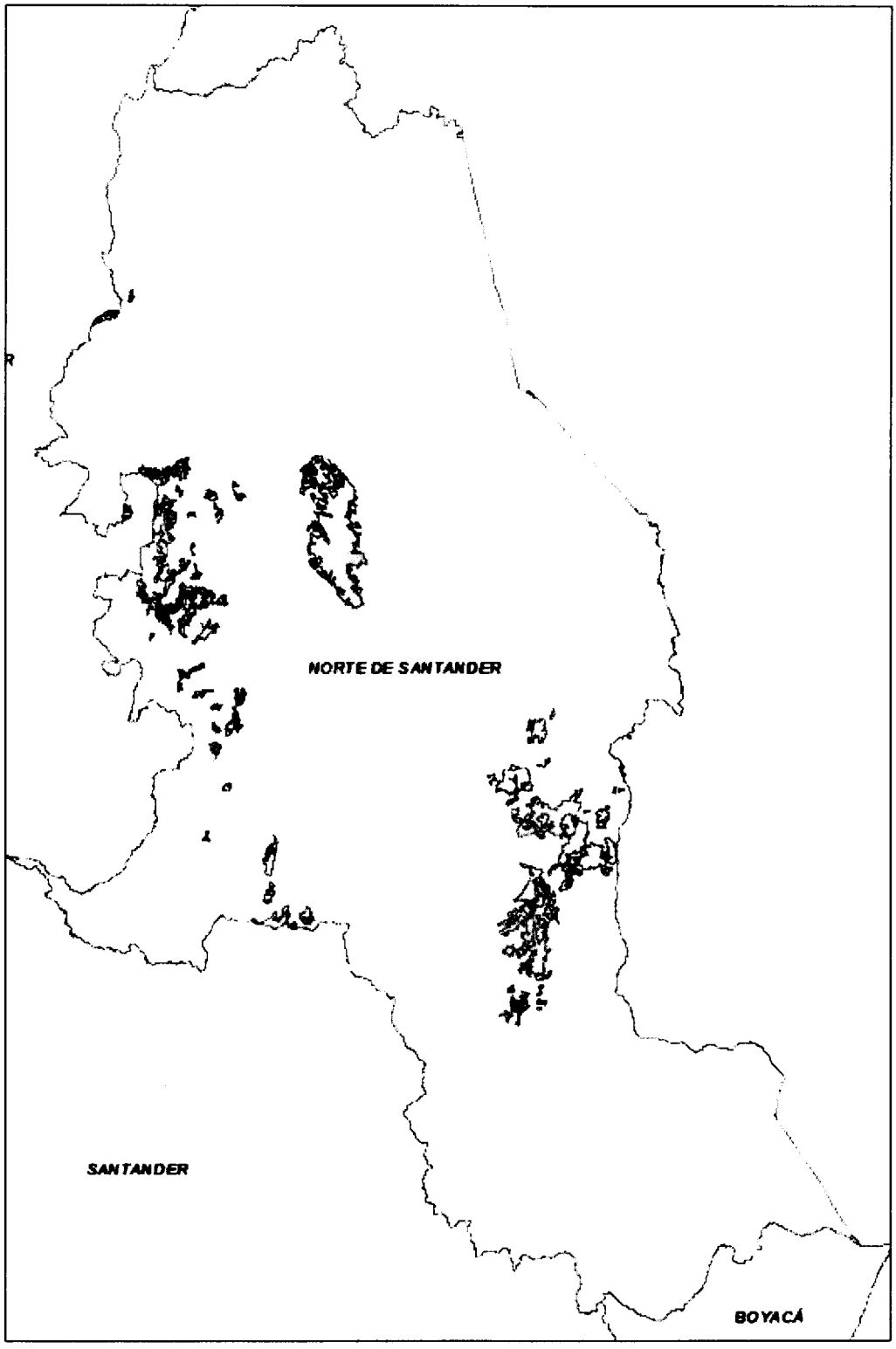
4.11. Área Eléctrica NDS

Gráfica VII-51: Áreas de Resguardo Indígena (NDS).



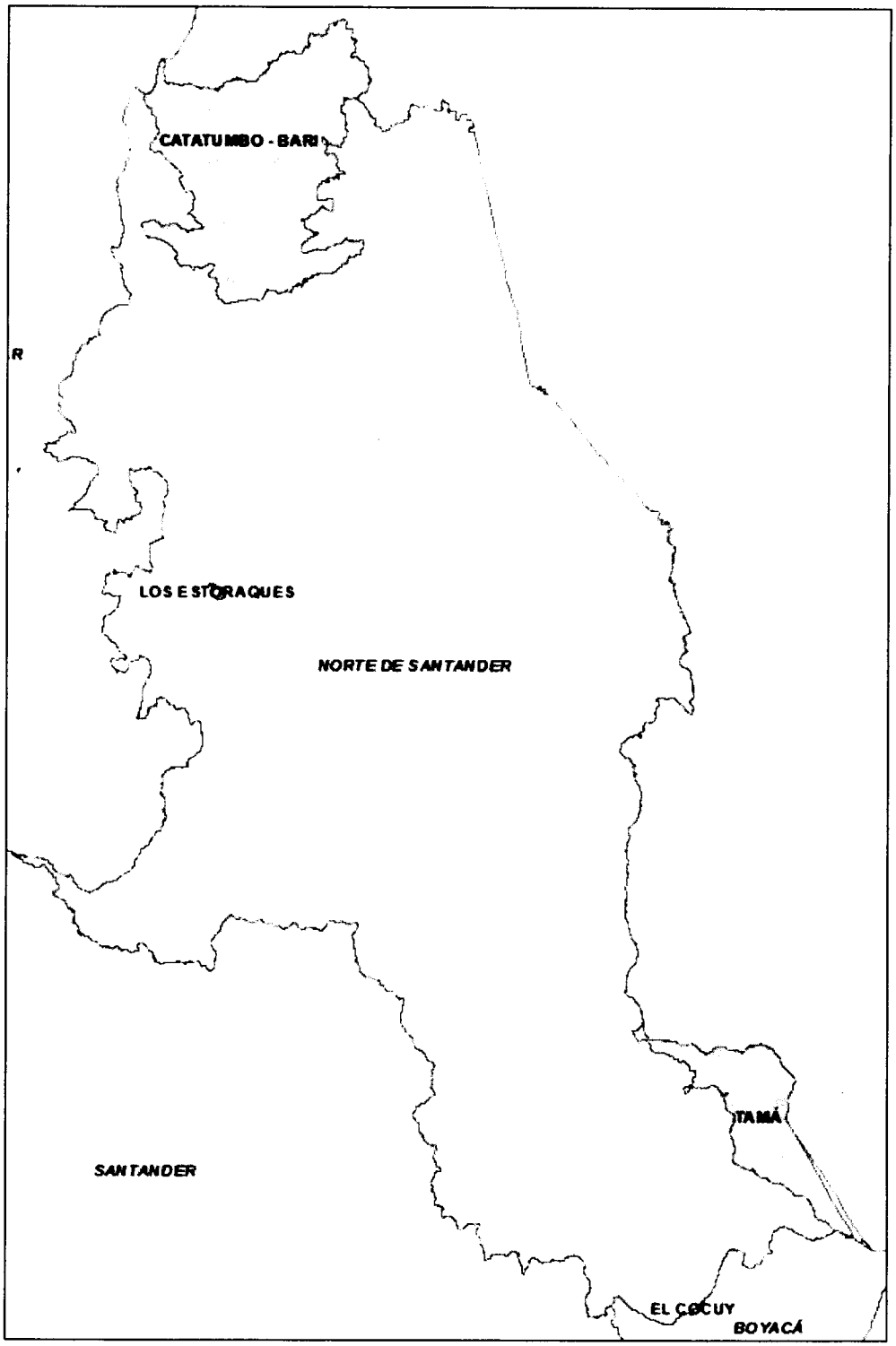
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-52: Áreas de Bosque Seco Tropical (NDS).



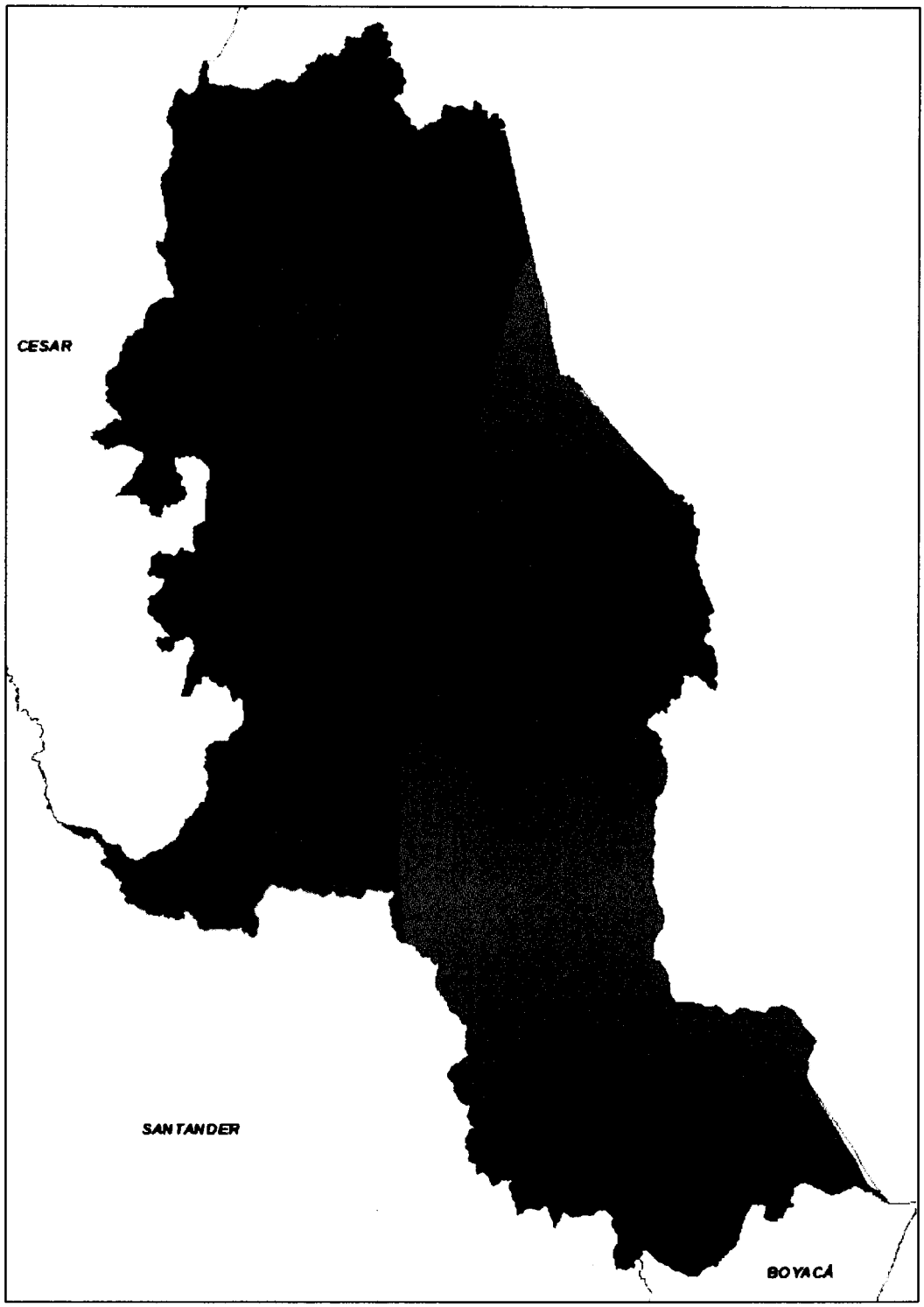
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-53: Áreas de PNN (NDS).



Fuente: SIG UPME

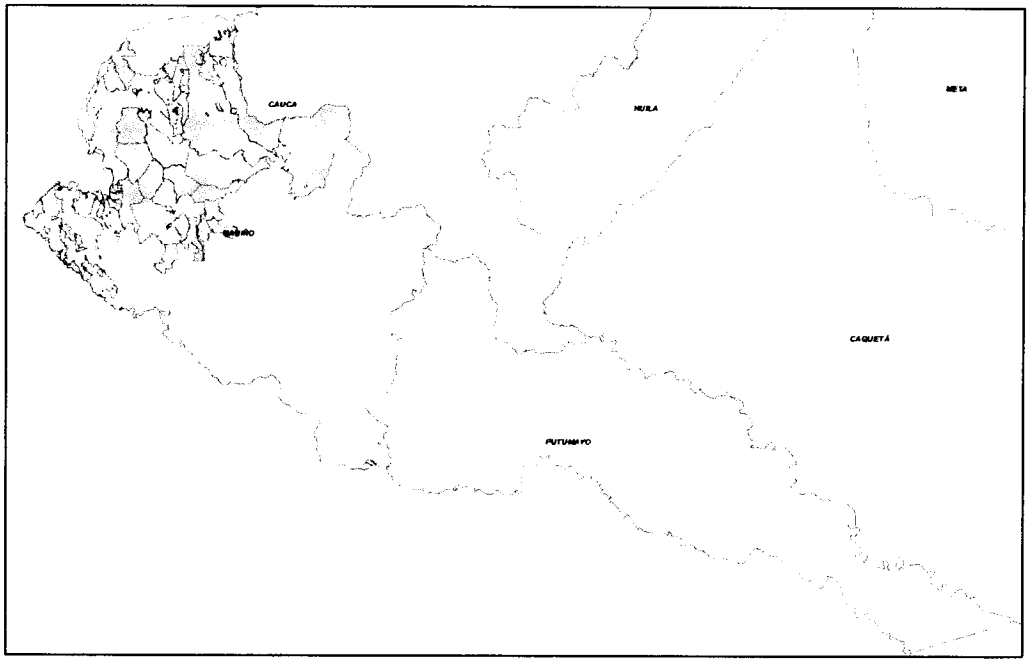
Gráfica VII-54: Áreas de Amenaza Sísmica (NDS).



Fuente: SIG UPME

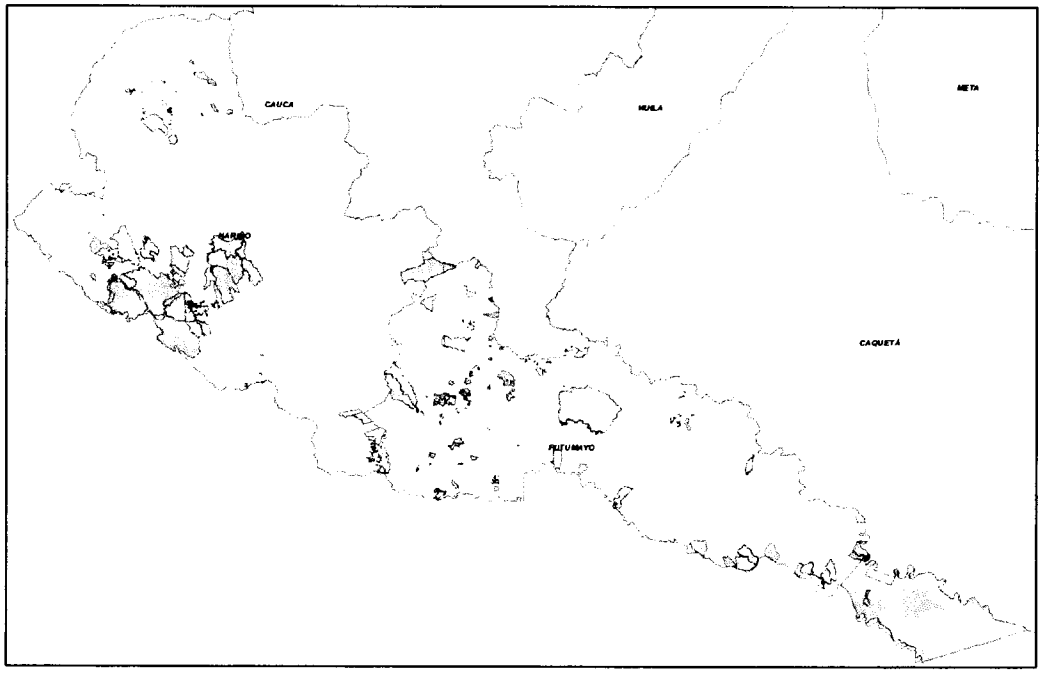
4.12. Área Eléctrica NPU

Gráfica VII-55: Áreas de Comunidades Afrodescendientes (NPU).



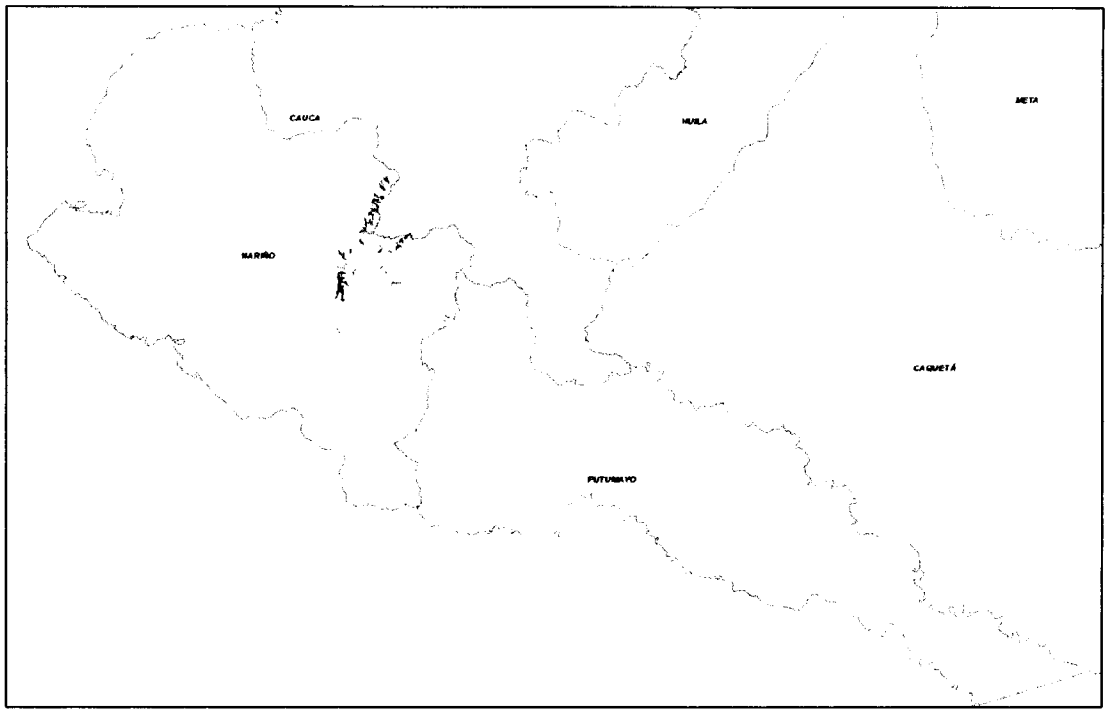
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-56: Áreas de Resguardo Indígena (NPU).



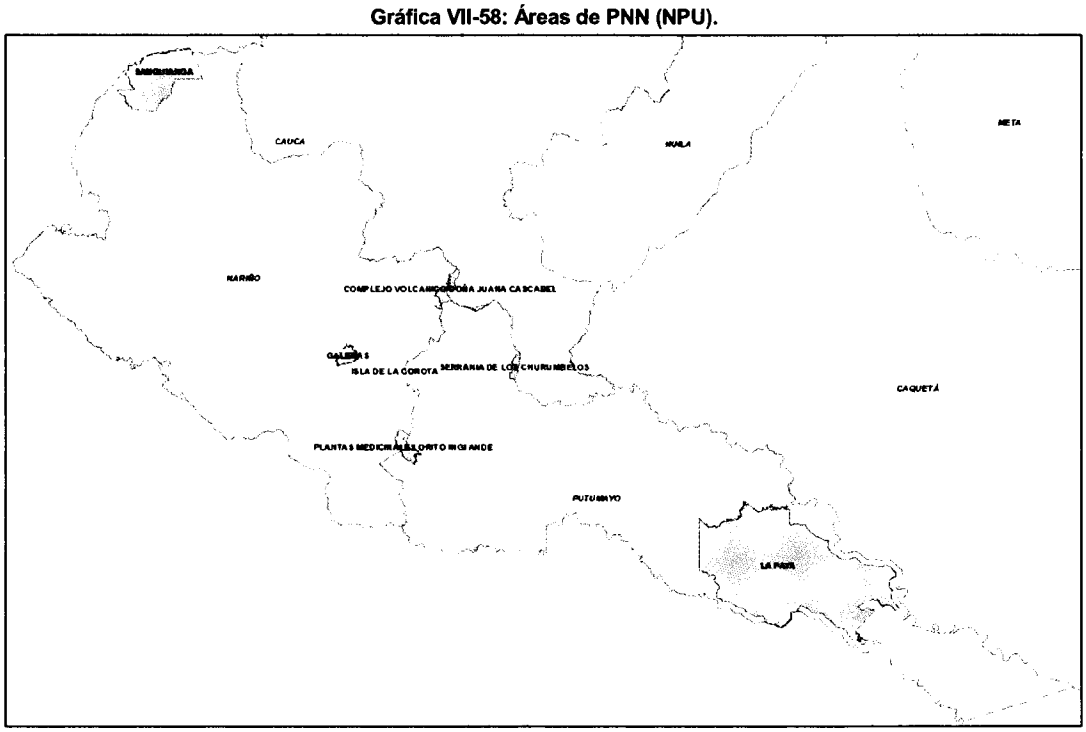
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-57: Áreas de Bosque Seco Tropical (NPU).



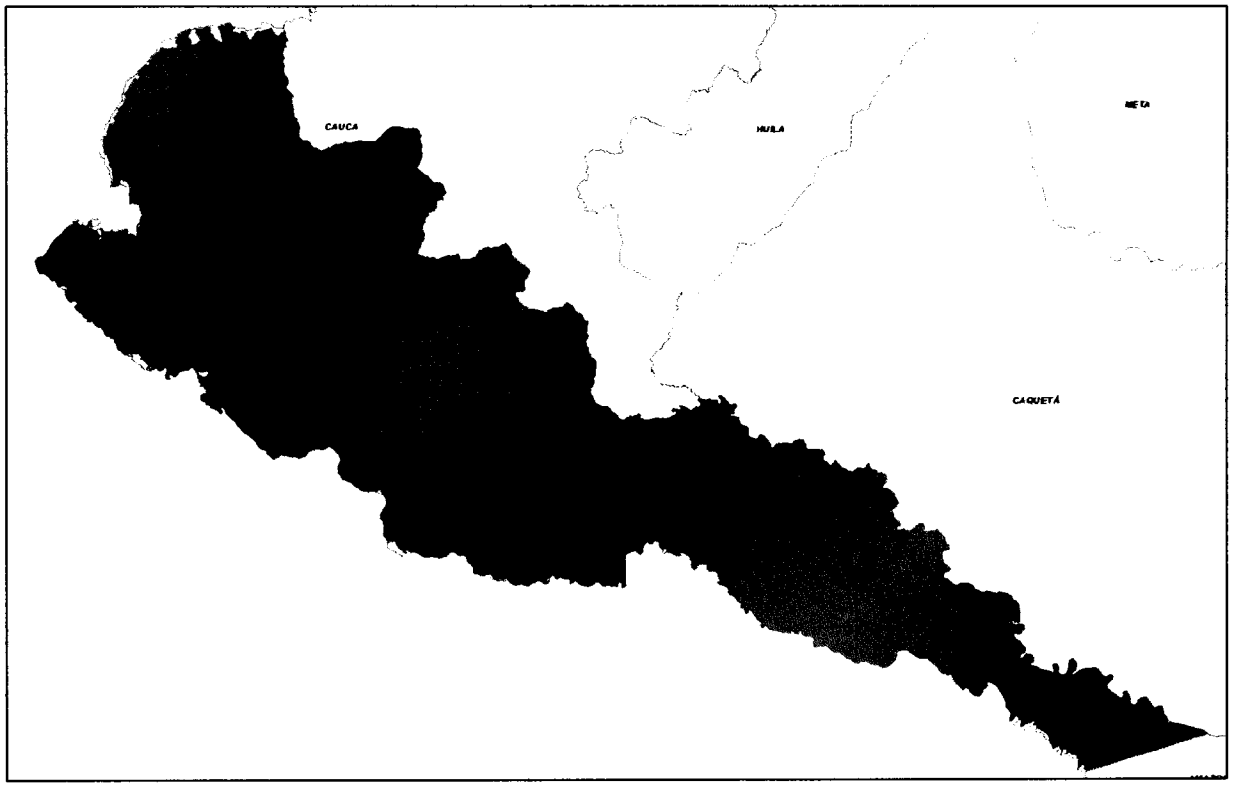
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-58: Áreas de PNN (NPU).



Fuente: SIG UPME

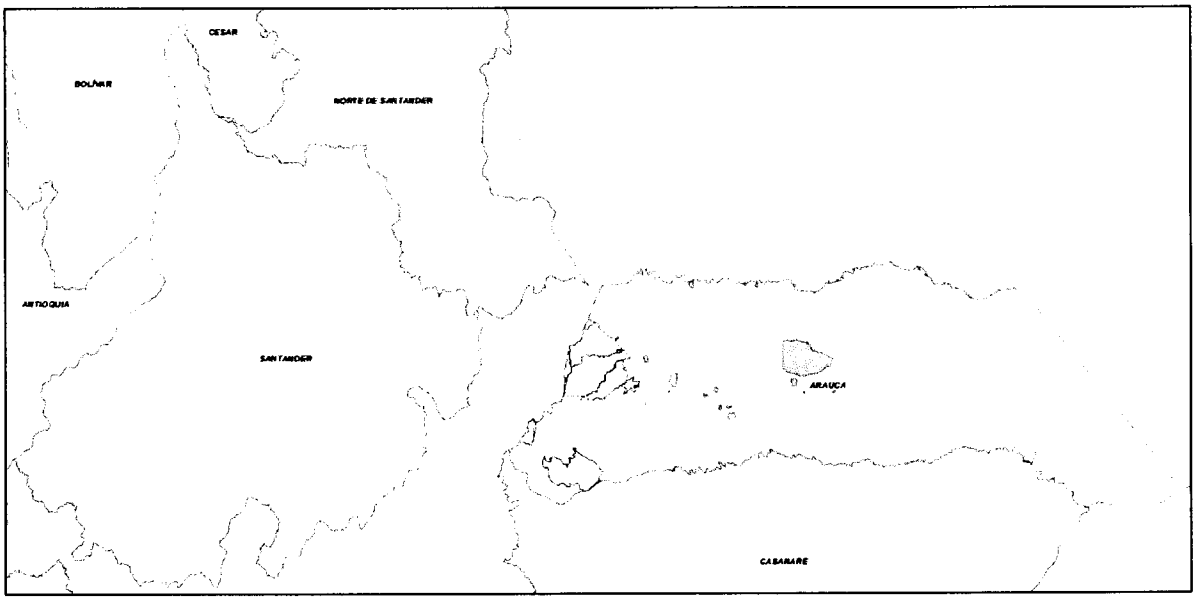
Gráfica VII-59: Áreas de Amenaza Sísmica (NPU).



Fuente: SIG UPME

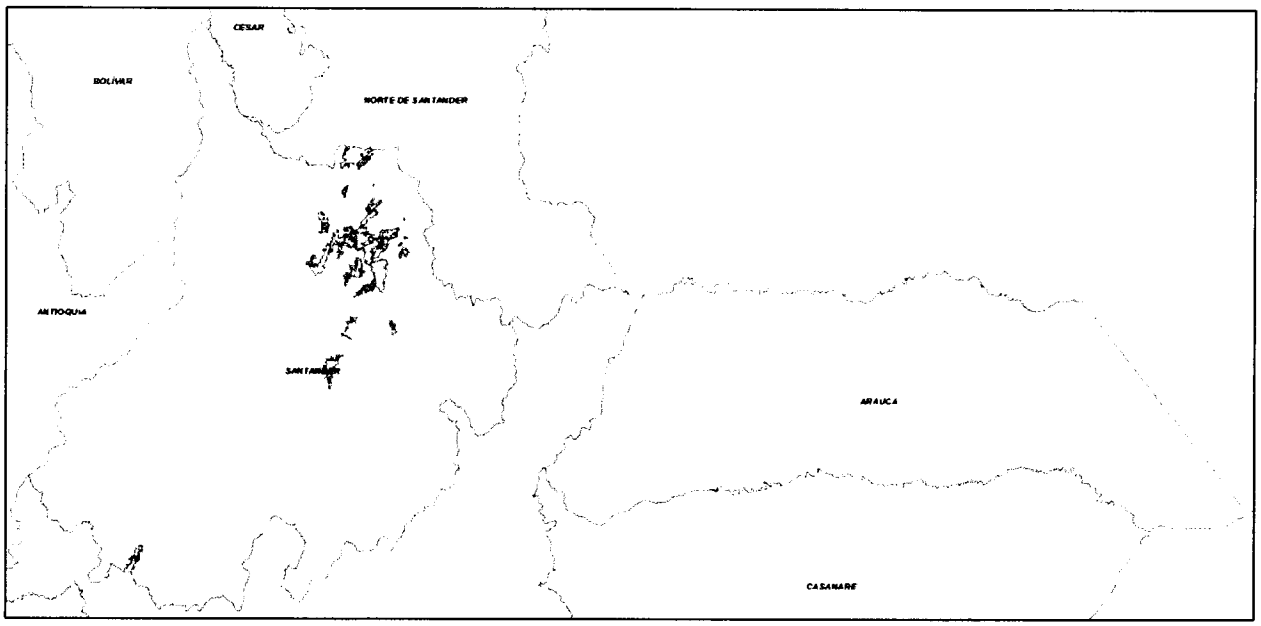
4.13. Área Eléctrica SAR

Gráfica VII-60: Áreas de Resguardo Indígena (SAR).



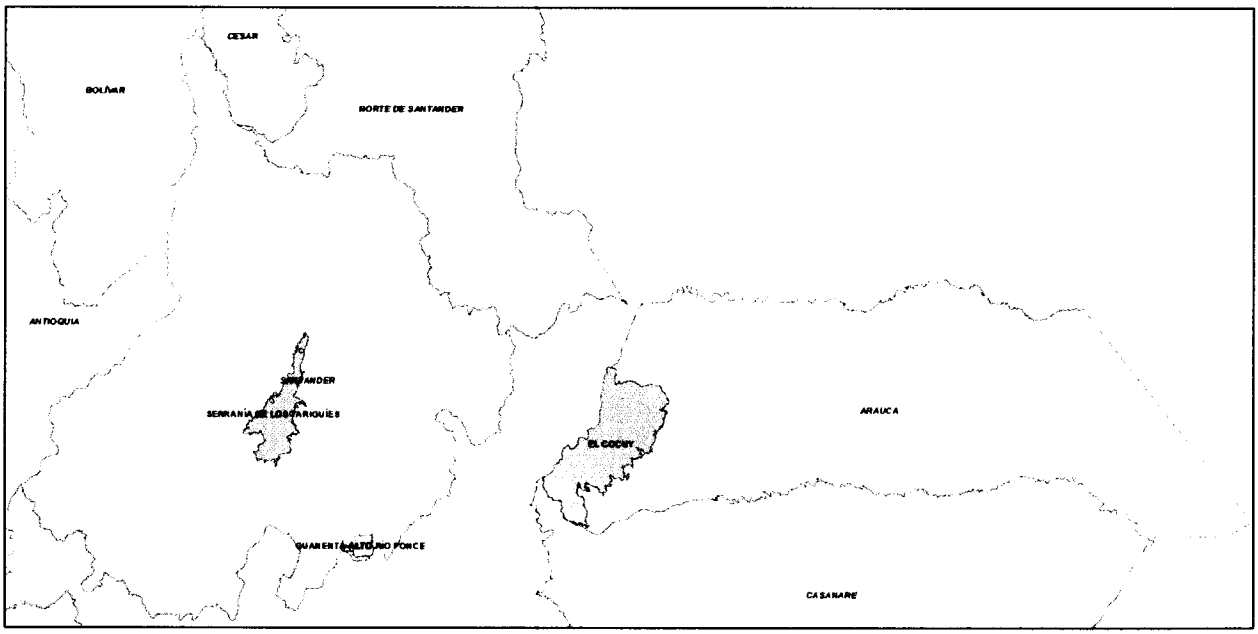
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-61: Áreas de Bosque Seco Tropical (SAR).



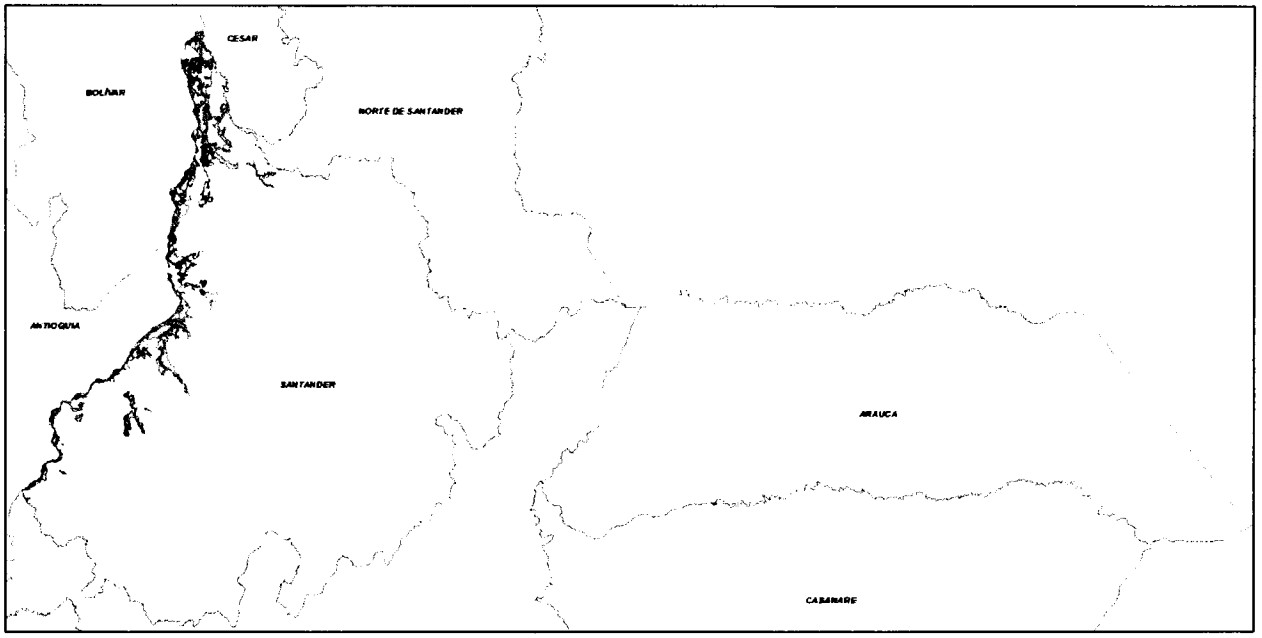
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-62: Áreas de PNN (SAR).



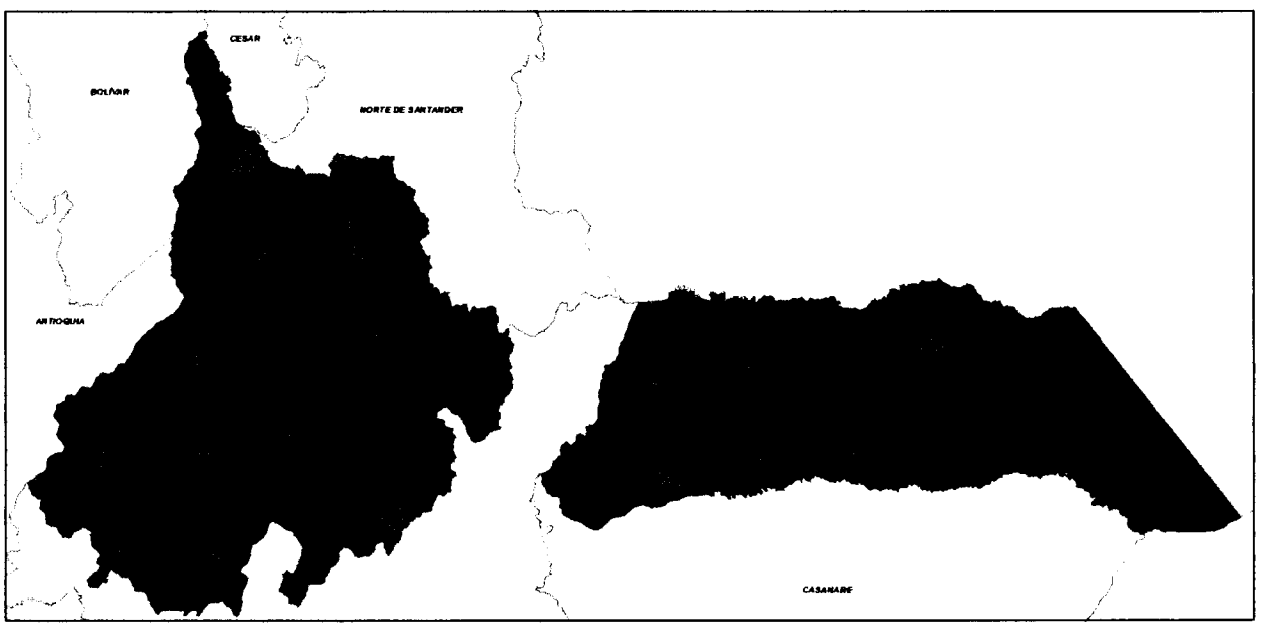
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-63: Áreas de Amenaza de Inundación (SAR).



Fuente: SIG UPME

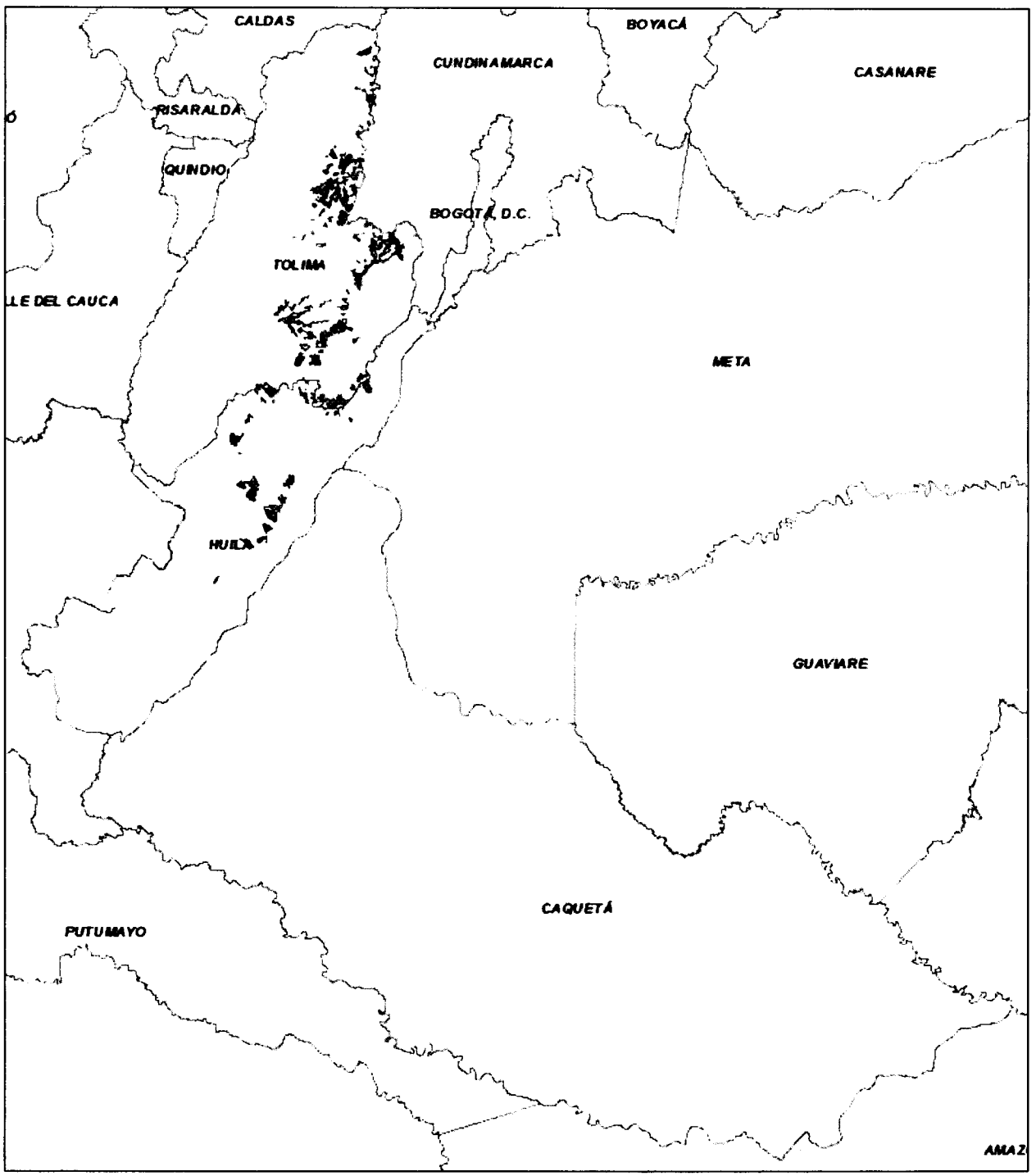
Gráfica VII-64: Áreas de Amenaza Sísmica (SAR).



Fuente: SIG UPME

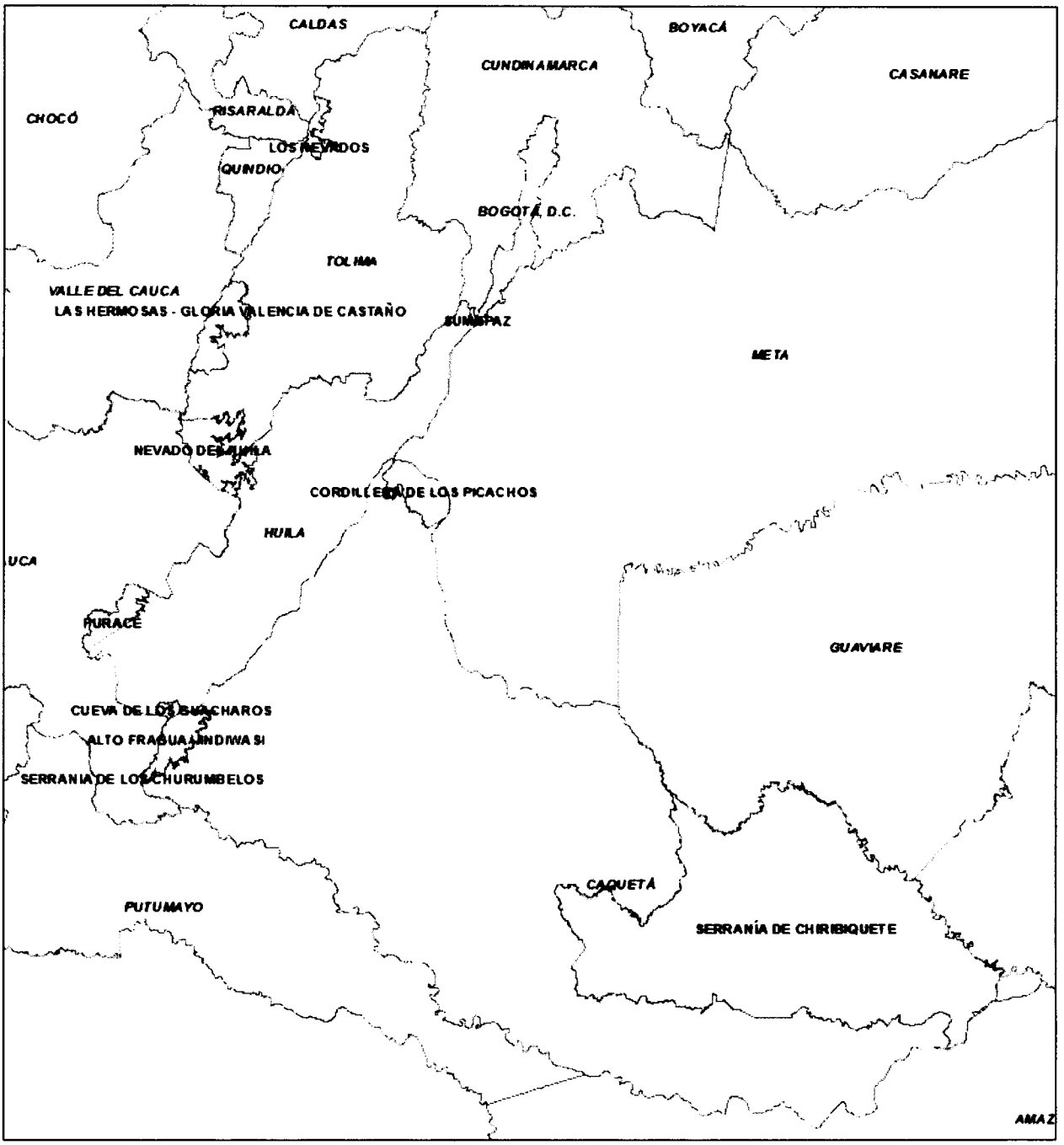
4.14. Área Eléctrica THC

Gráfica VII-65: Áreas de Bosque Seco Tropical (THC).



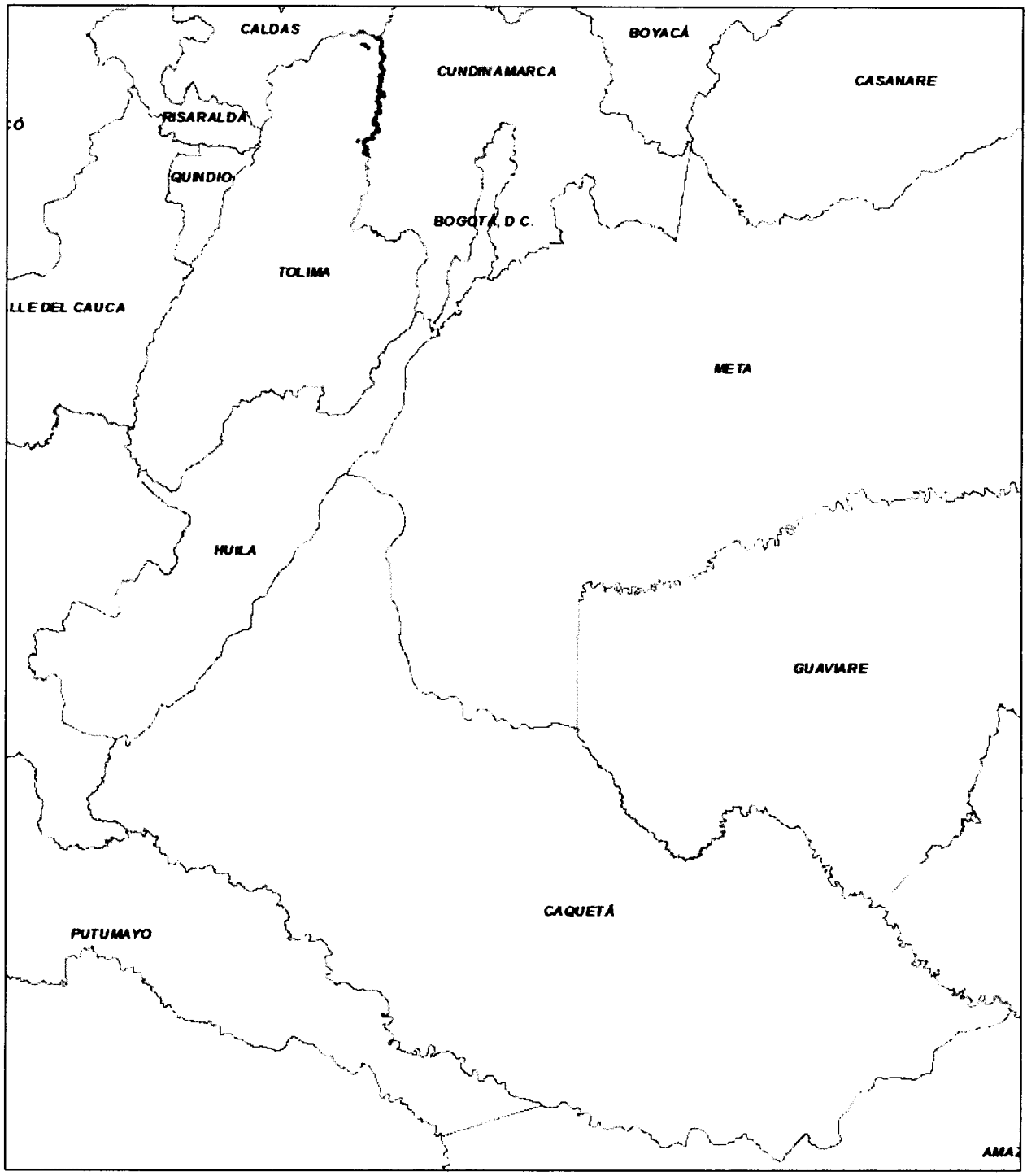
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-66: Áreas de PNN (THC).



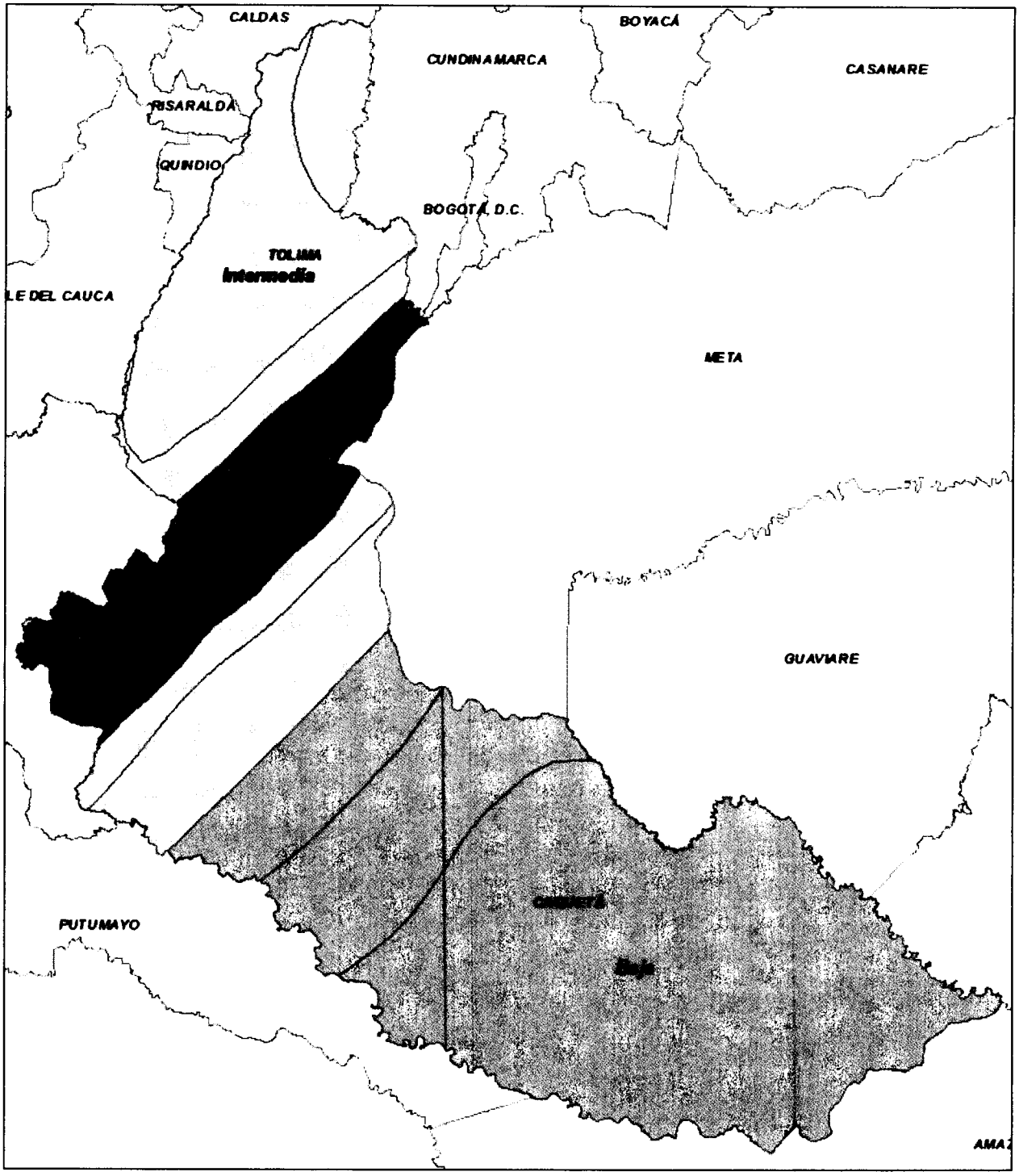
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-67: Áreas de Amenaza de Inundación (THC).



Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-68: Áreas de Amenaza Sísmica (THC).



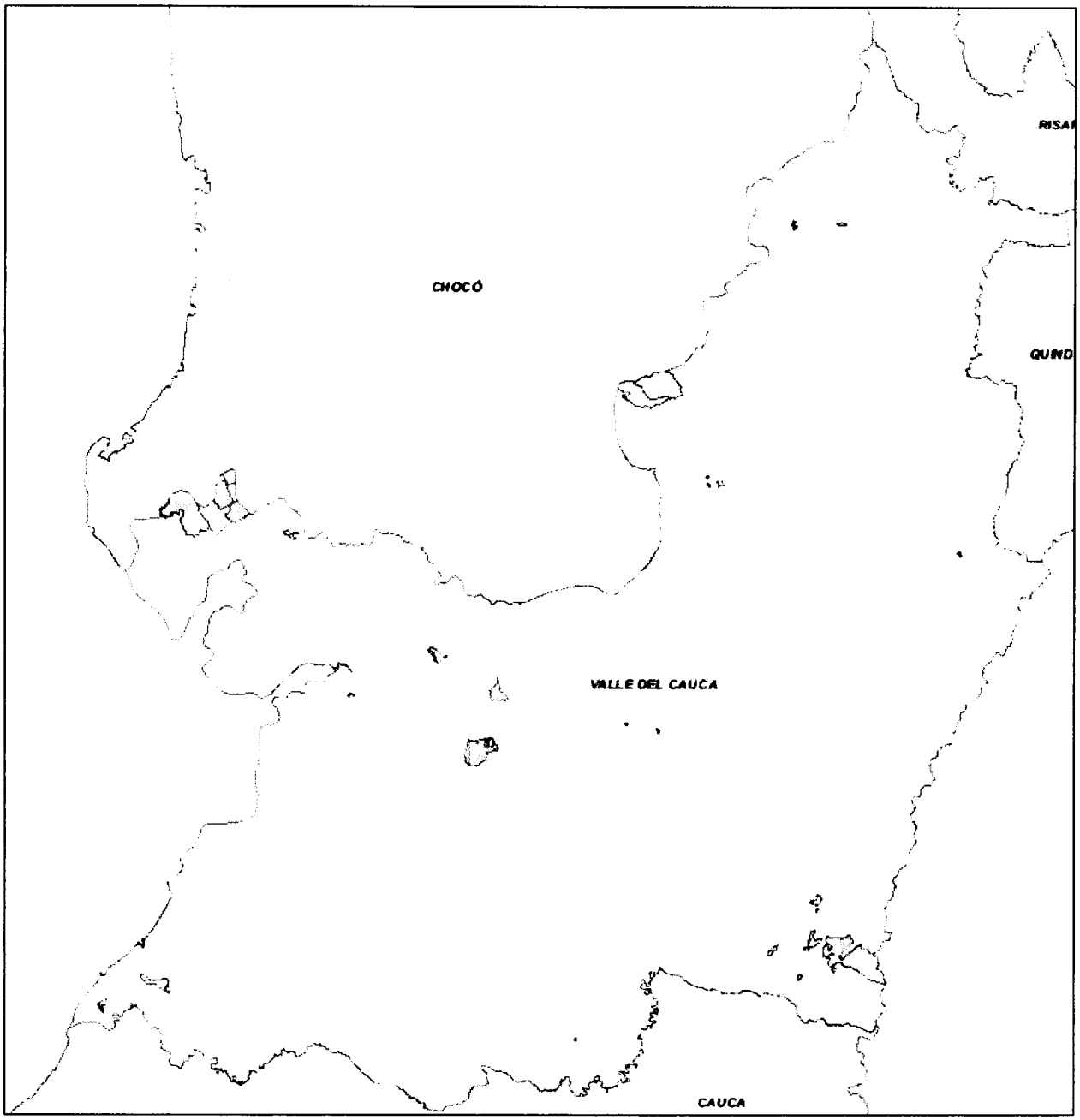
Fuente: SIG UPME

4.15. Área Eléctrica VAL

Gráfica VII-69: Áreas de Comunidades Afrodescendientes (VAL).

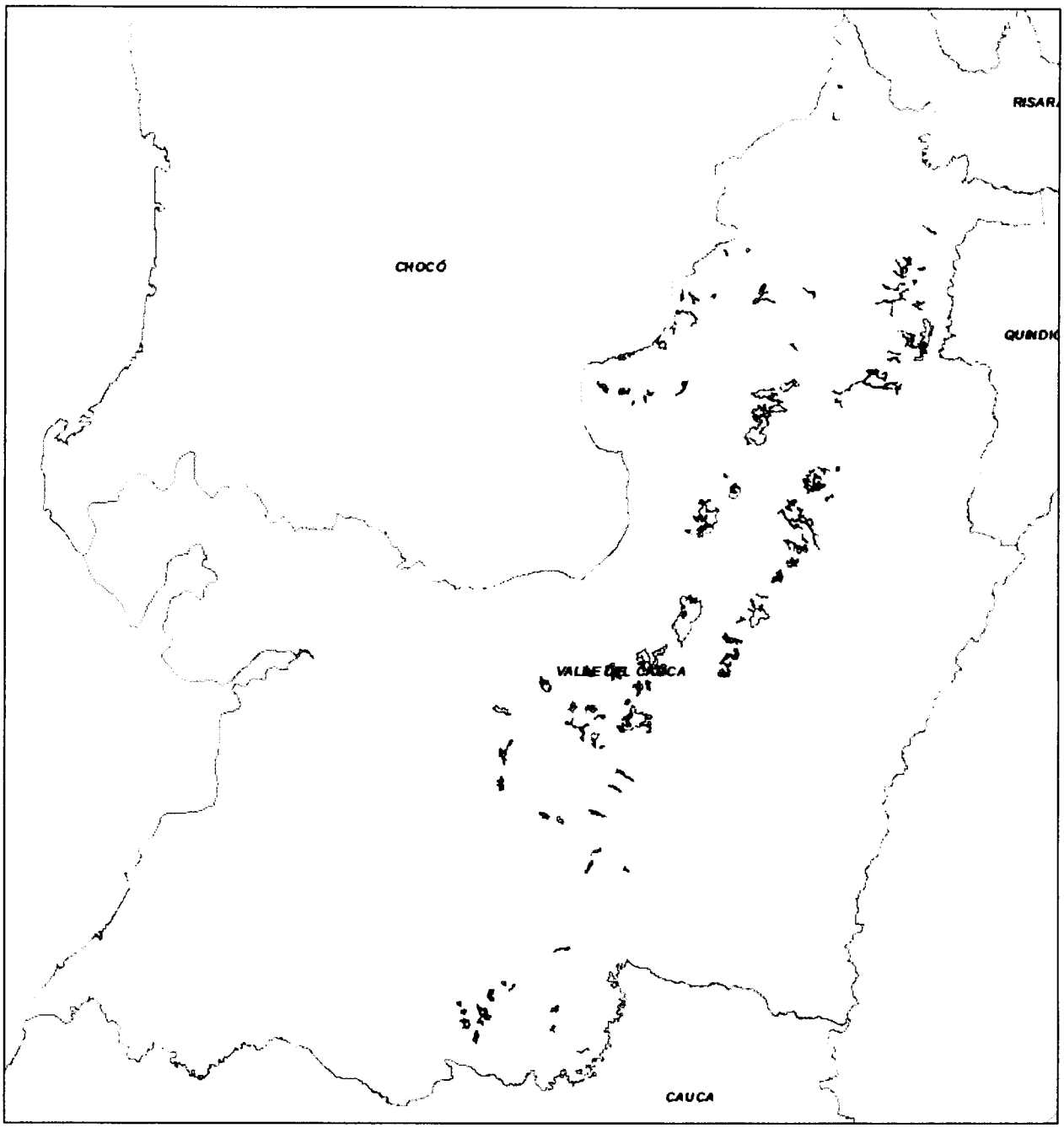
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-70: Áreas de Resguardo Indígena (VAL).



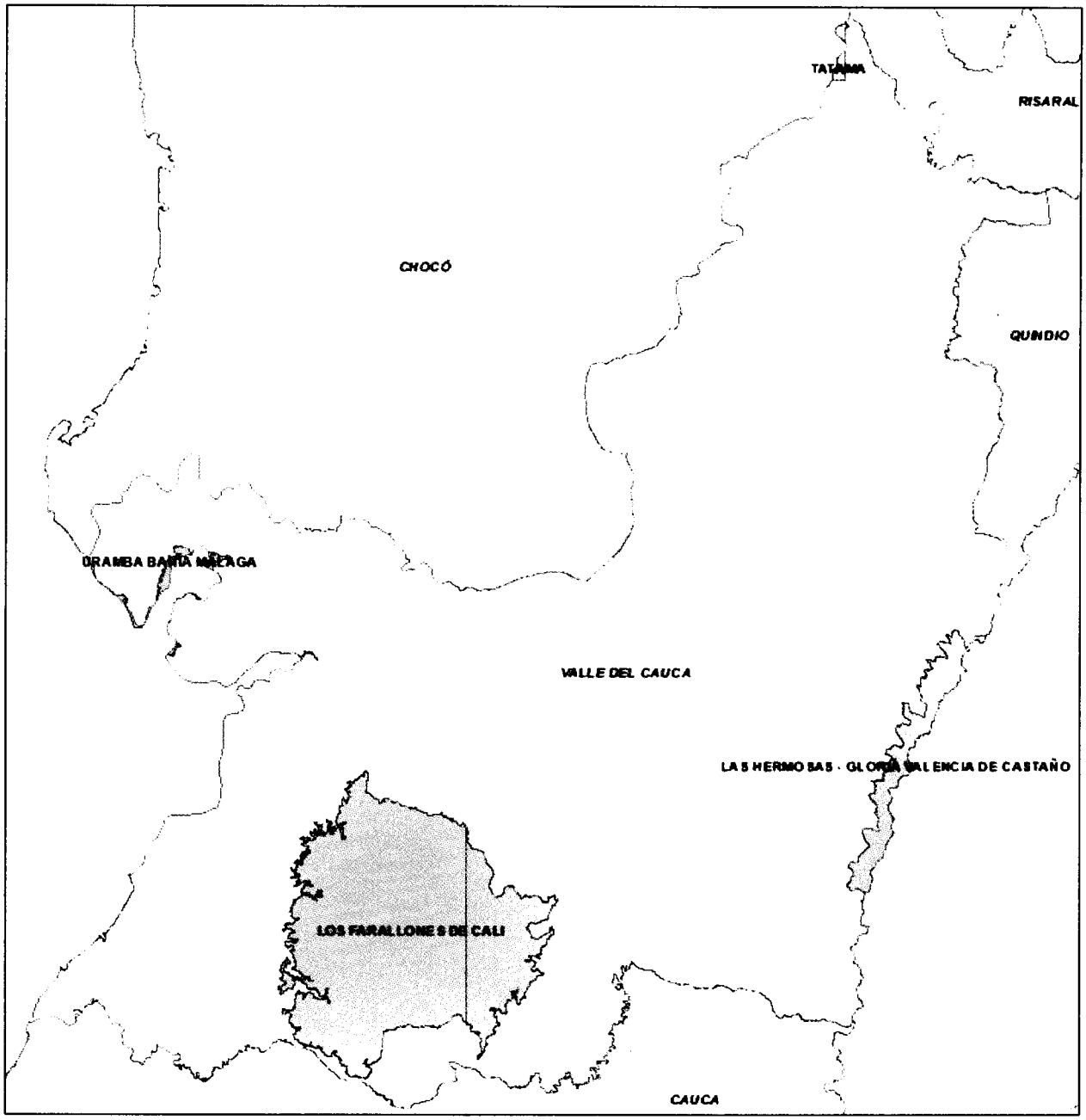
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-71: Áreas de Bosque Seco Tropical (VAL).



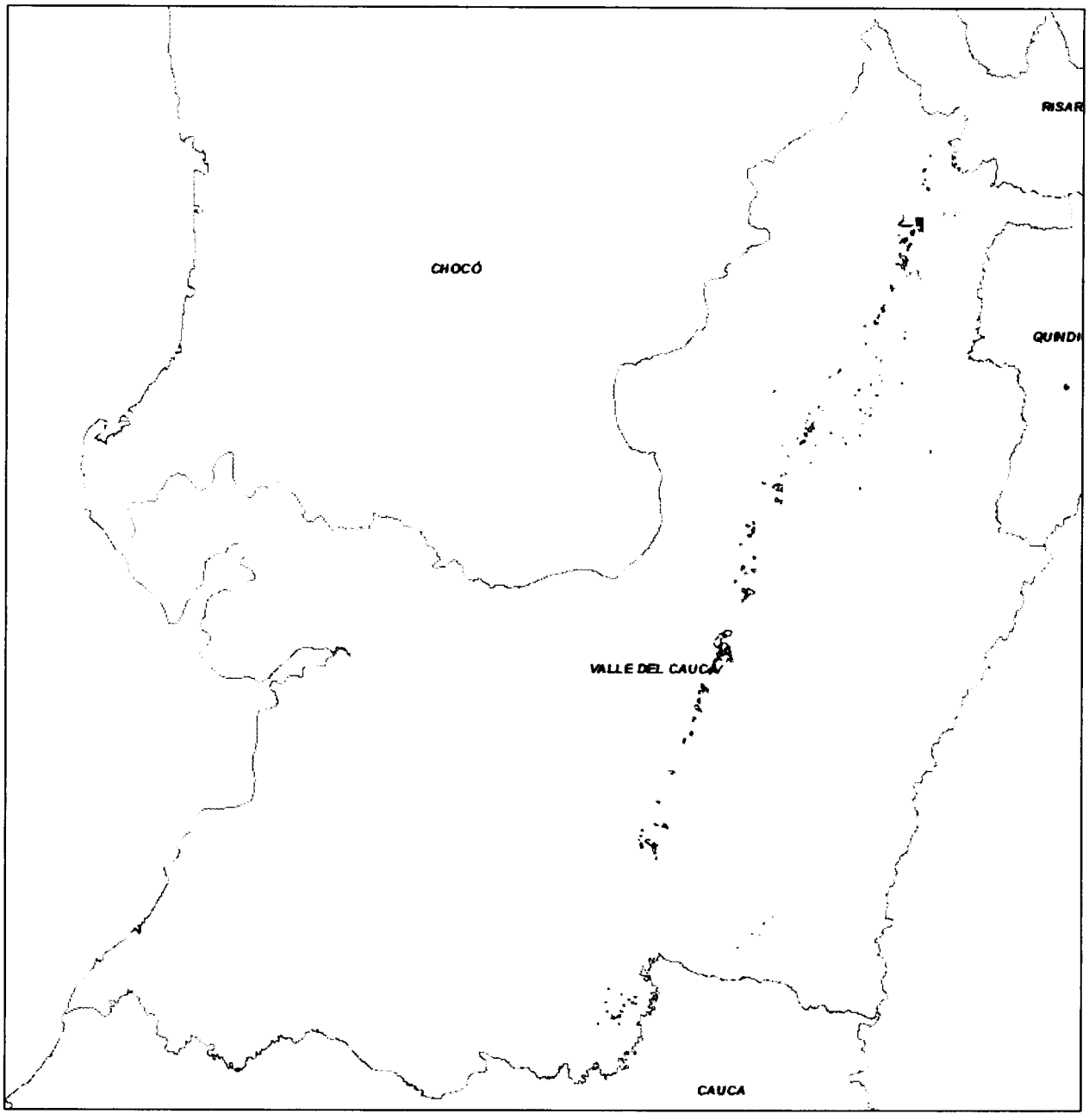
Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-72: Áreas de PNN (VAL).



Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-73: Áreas de Amenaza de Inundación (VAL).

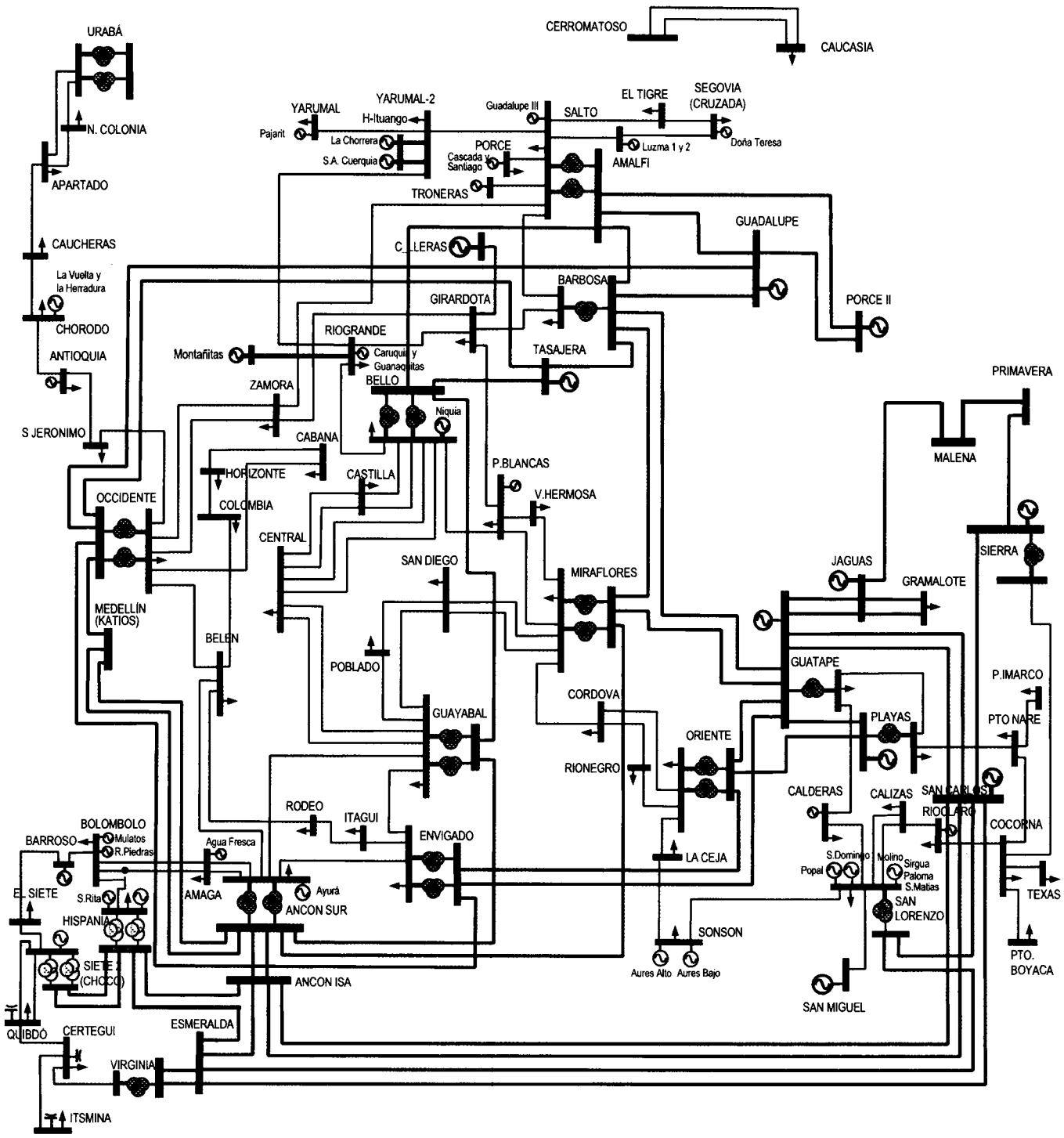


Fuente: SIG UPME

Gráfica VII-74: Áreas de Amenaza Sísmica (VAL).

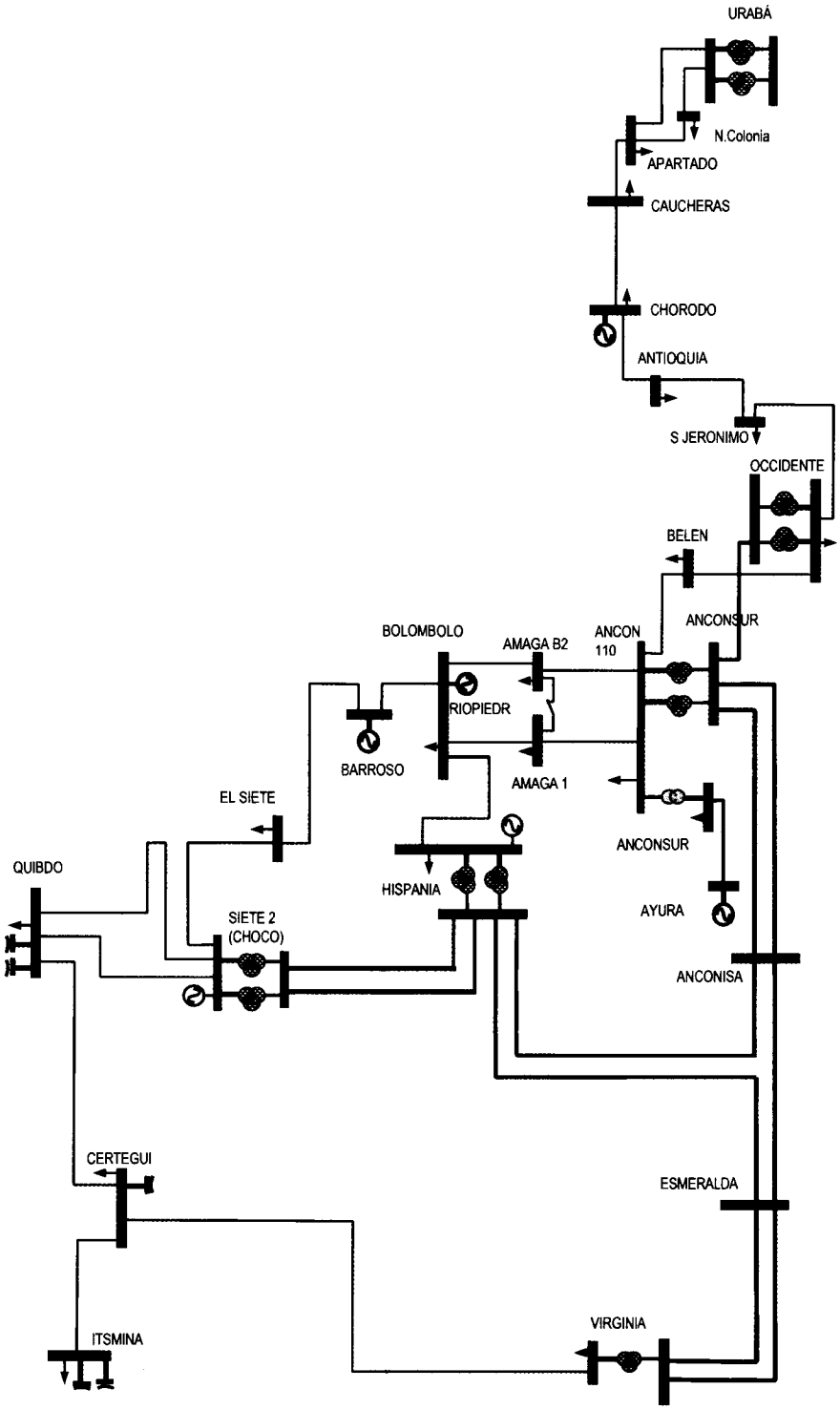
Fuente: SIG UPME

ANEXO VIII. DIAGRAMAS UNIFILARES



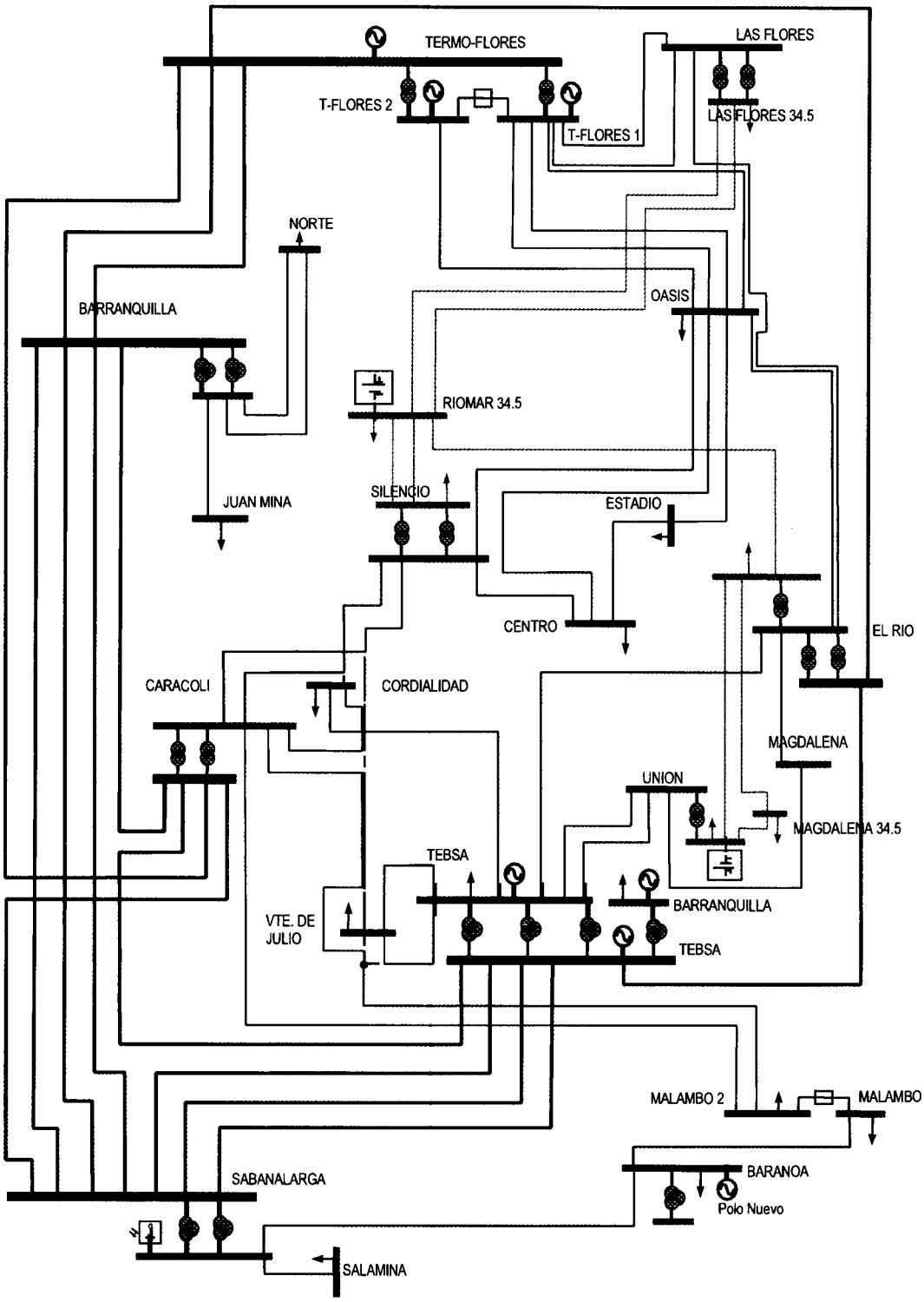
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



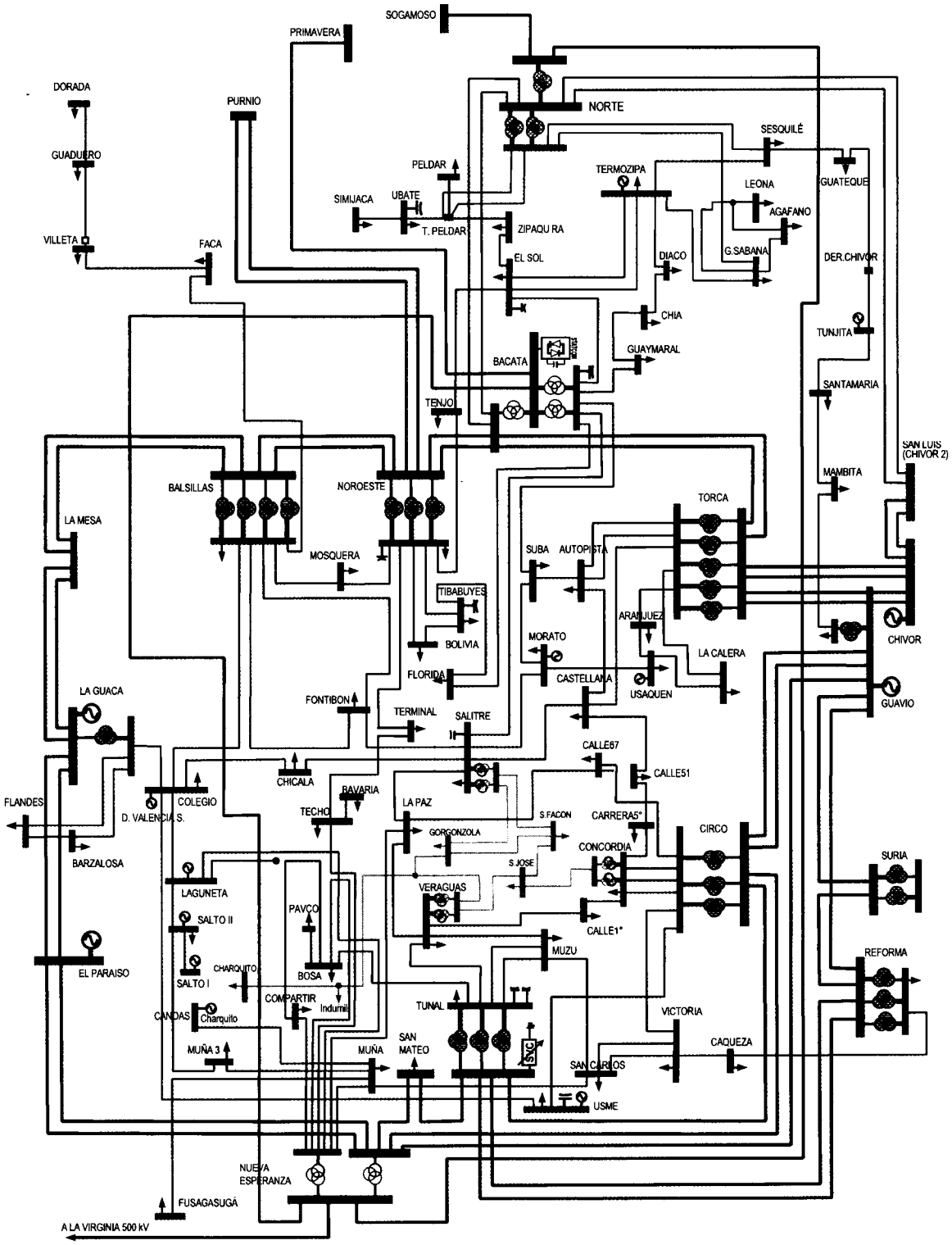
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ▒ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



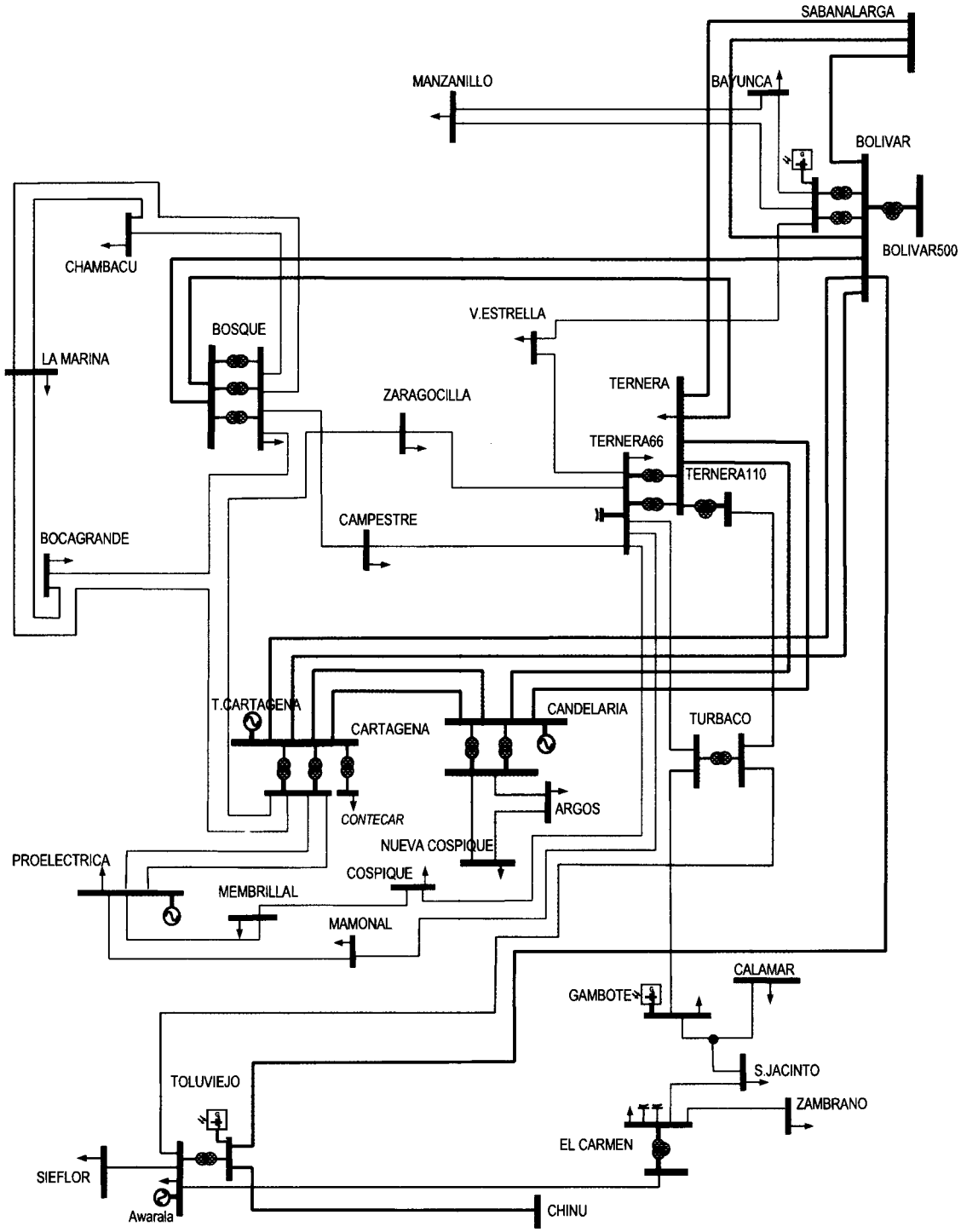
ÁREA ATLÁNTICO

220 kV 110 kV 34.5 kV Proyectos de Expansión



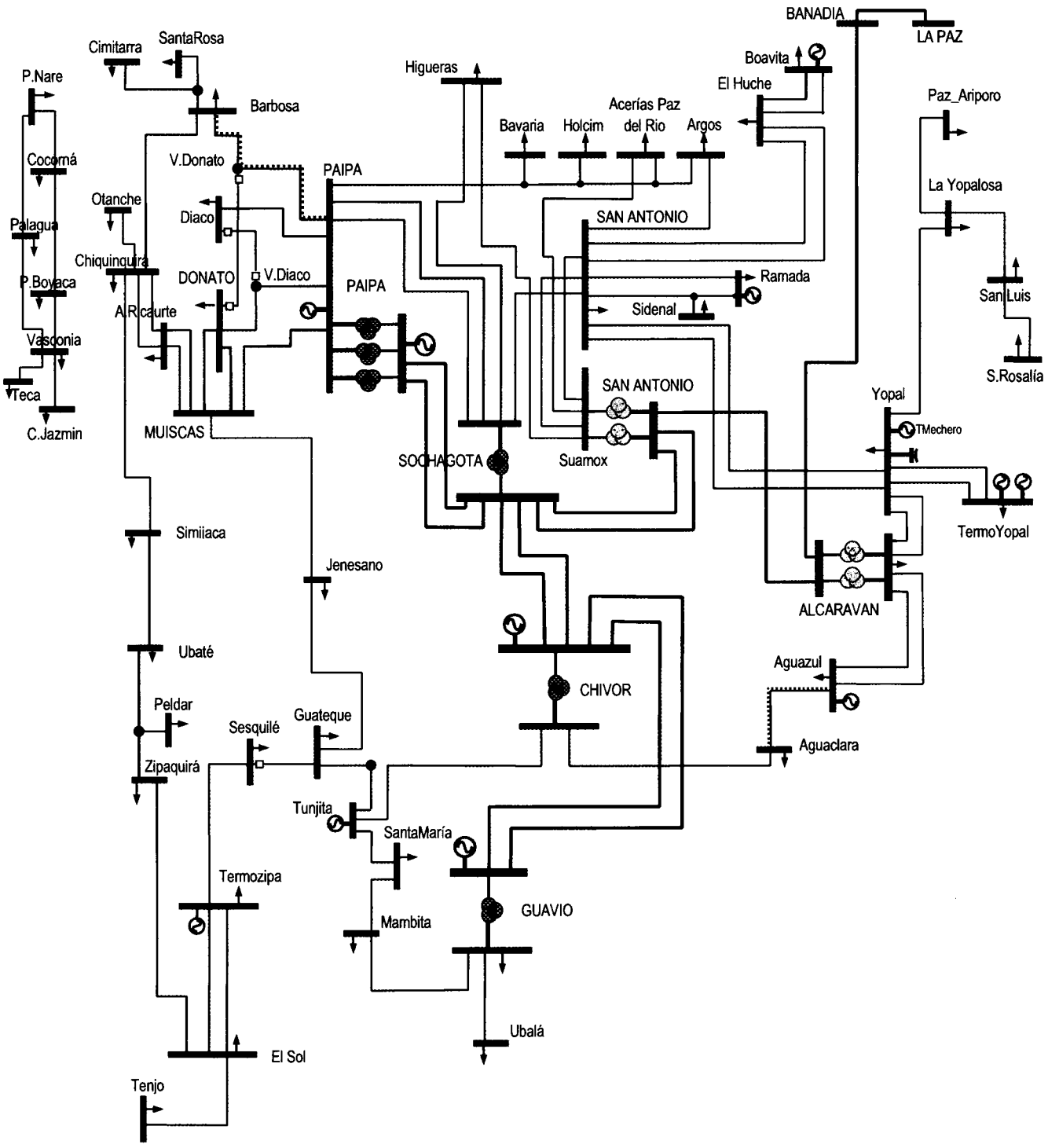
ÁREA BOGOTÁ

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ 57.5 kV ■ Proyectos de Expansión



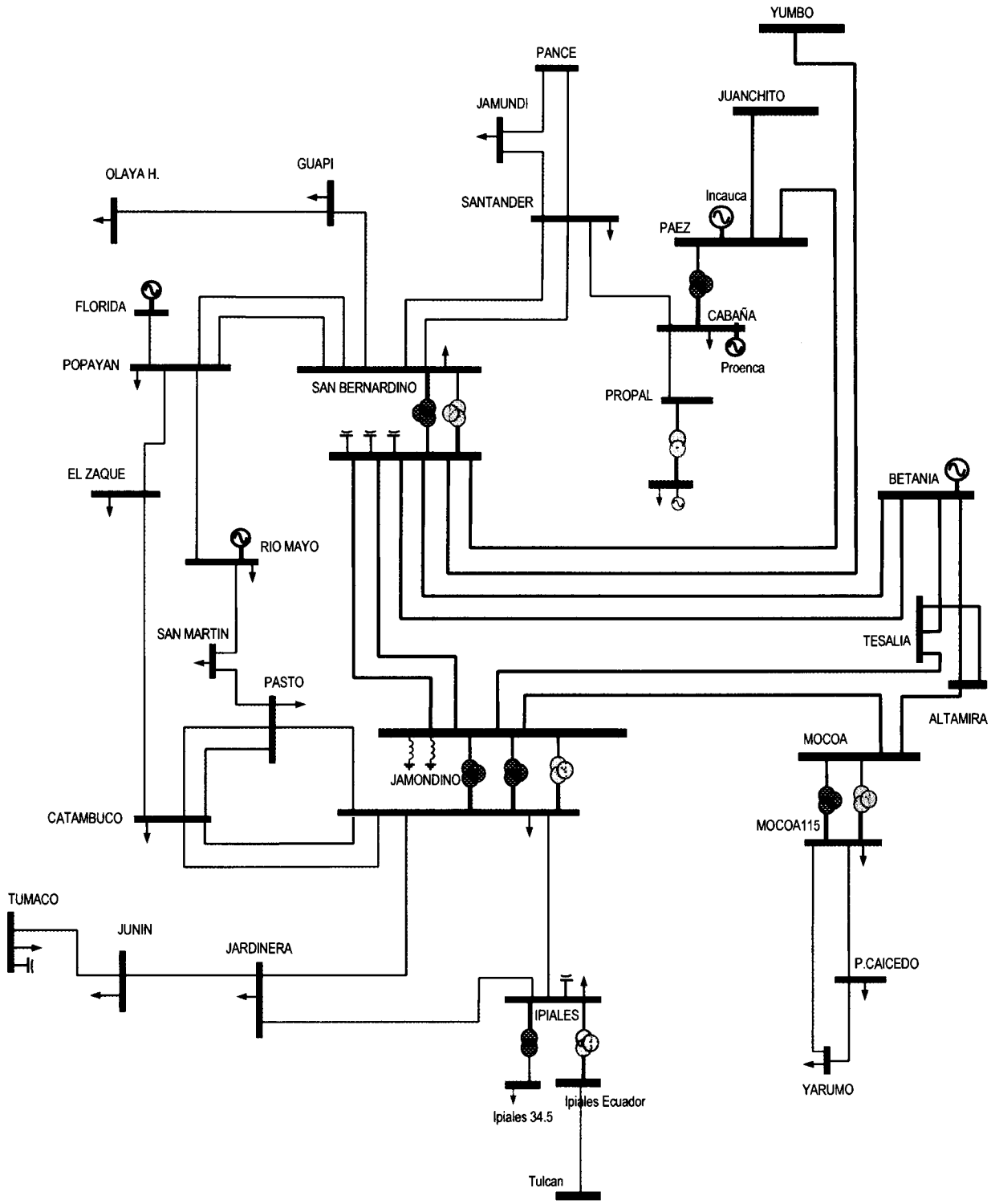
ÁREA BOLIVAR

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Proyectos de Expansión



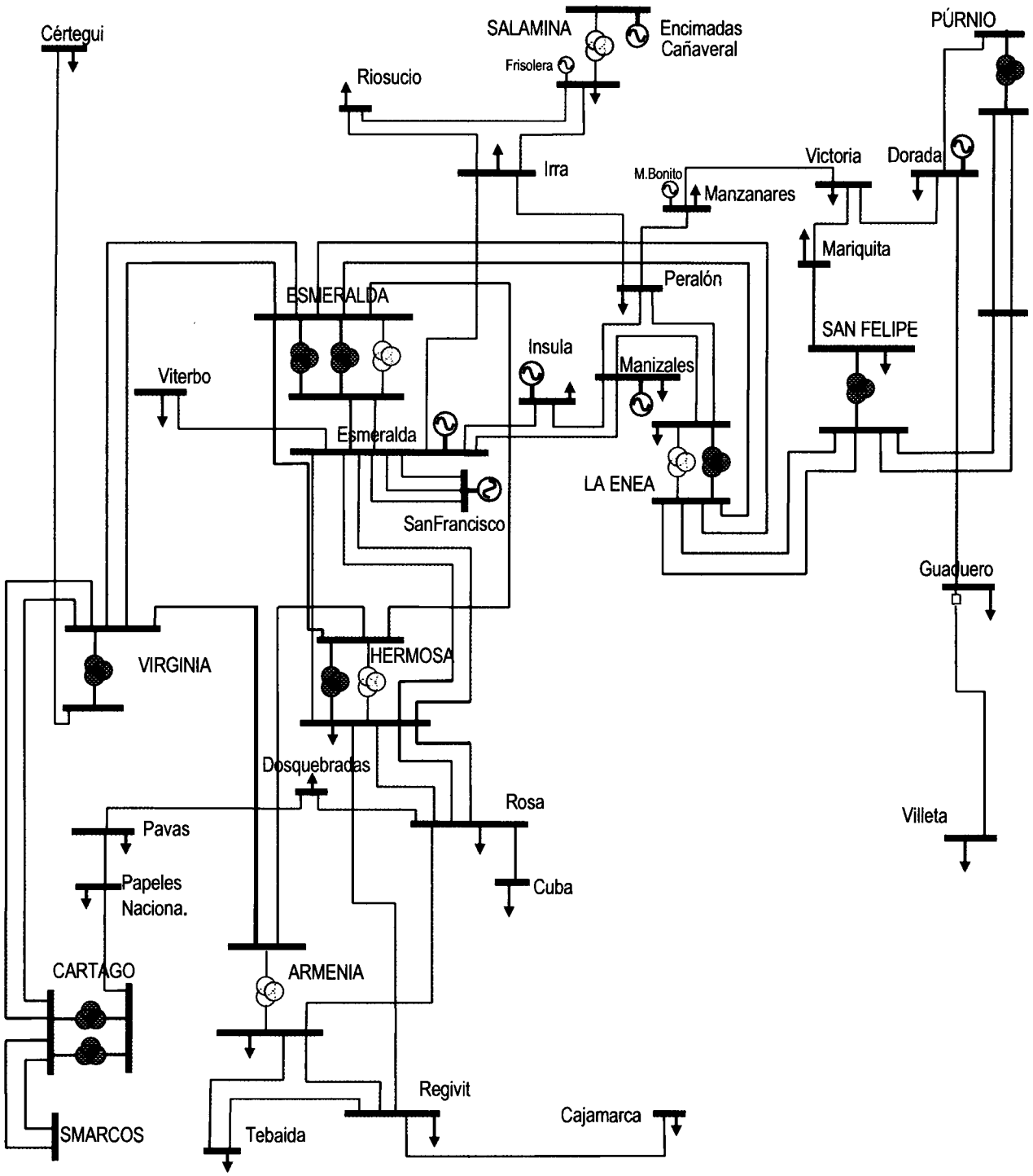
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

220 kV 115 kV Proyectos de Expansión



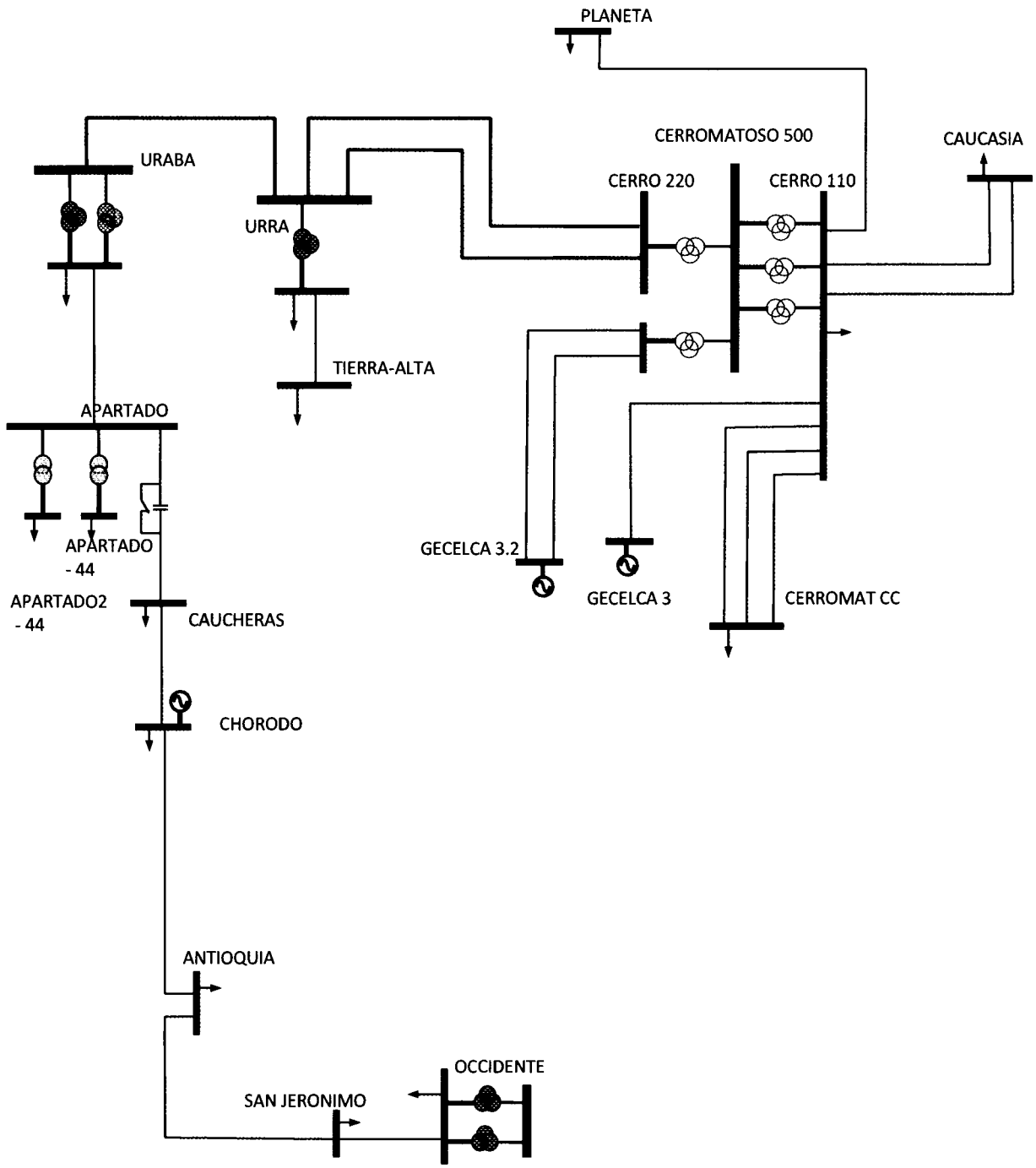
ÁREA CAUCA - NARIÑO

220 kV 115 kV 34.5 kV 138 kV Recomendación UPME Proyectos de Expansión



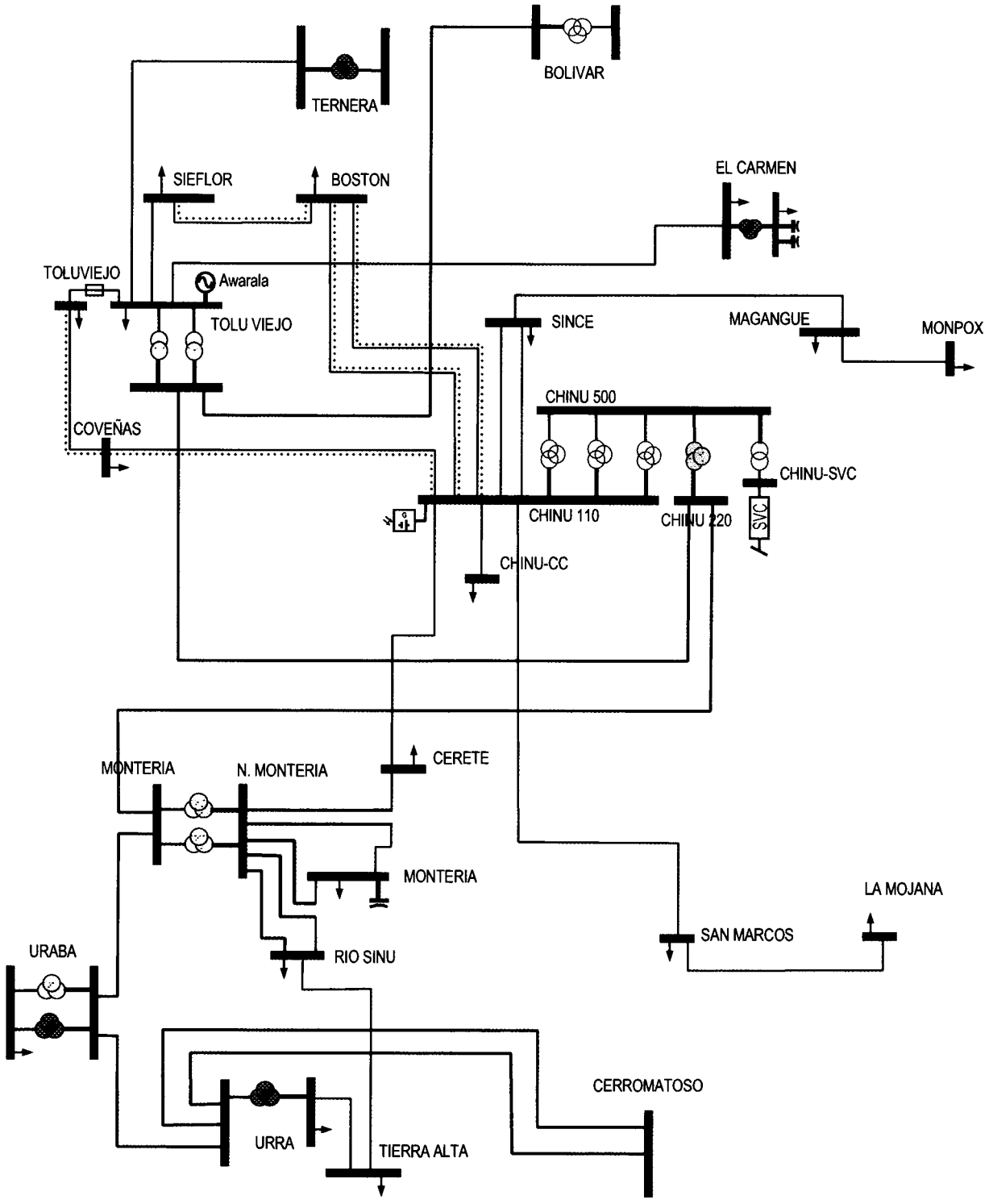
ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión en análisis 230 kV



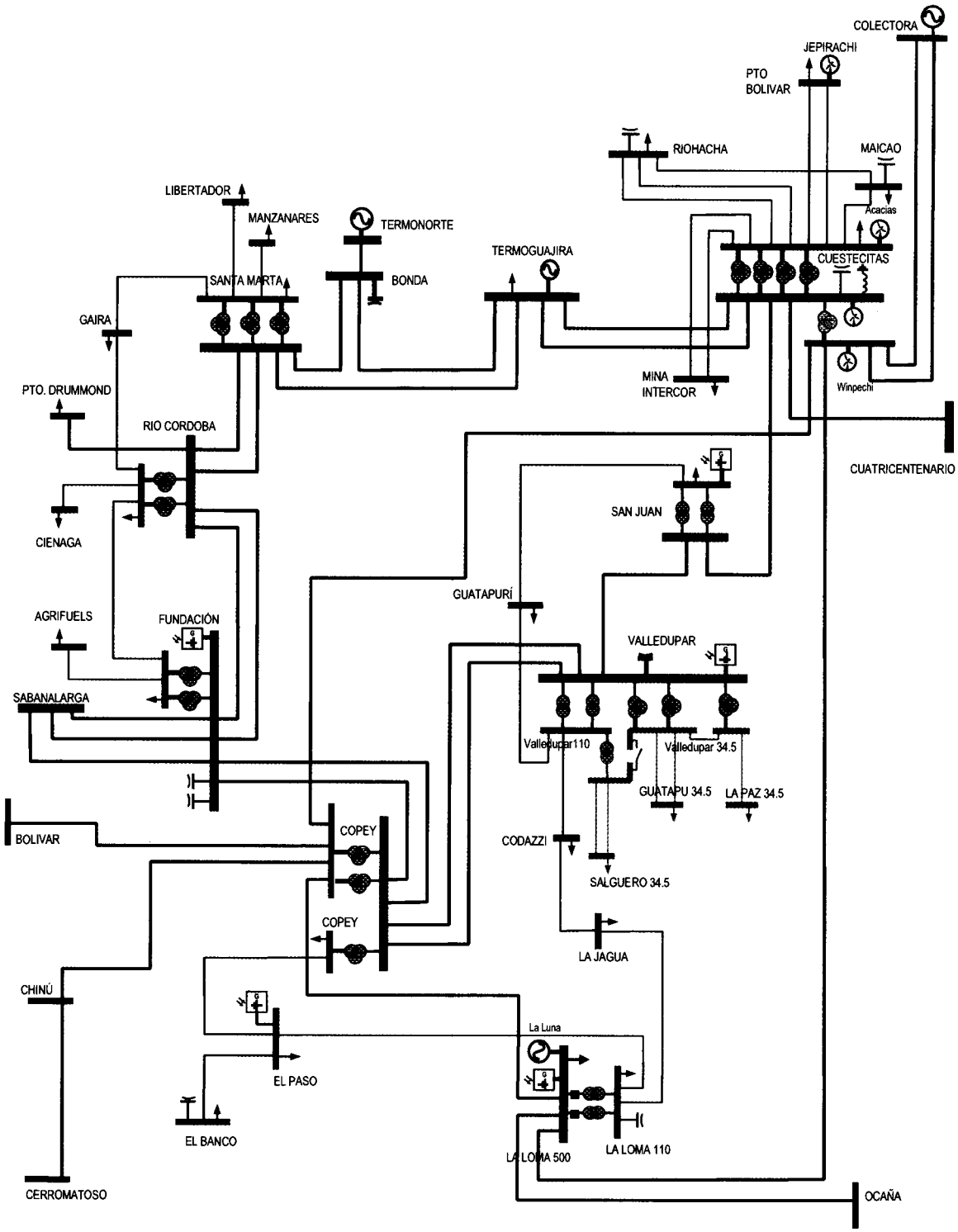
ÁREA CERROMATOSO

500 kV 220 kV 110 kV Propuesta UPME Proyectos de Expansión



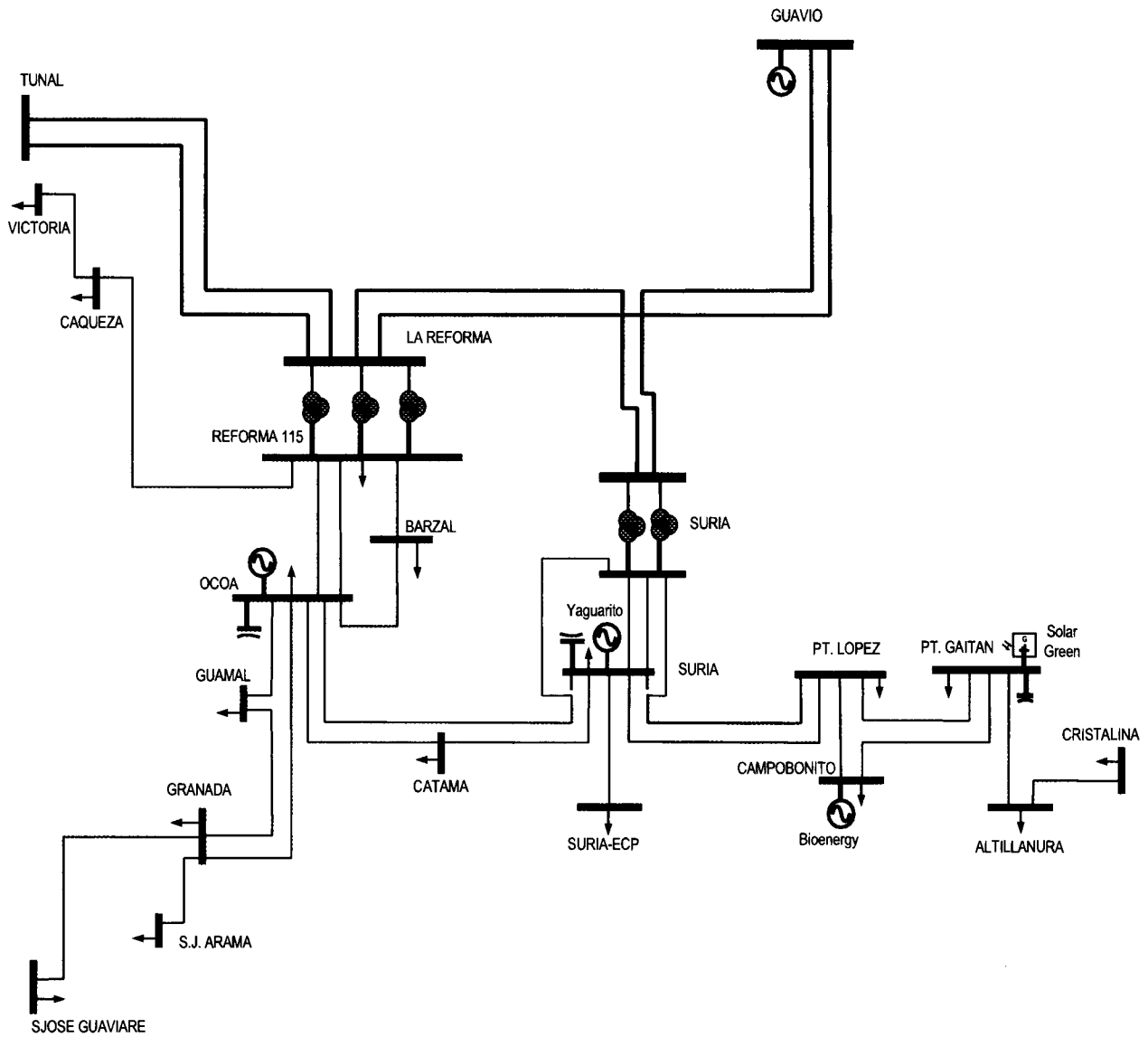
ÁREA CORDOBA - SUCRE

500 kV 220 kV 110 kV Propuesta UPME Proyectos de Expansión



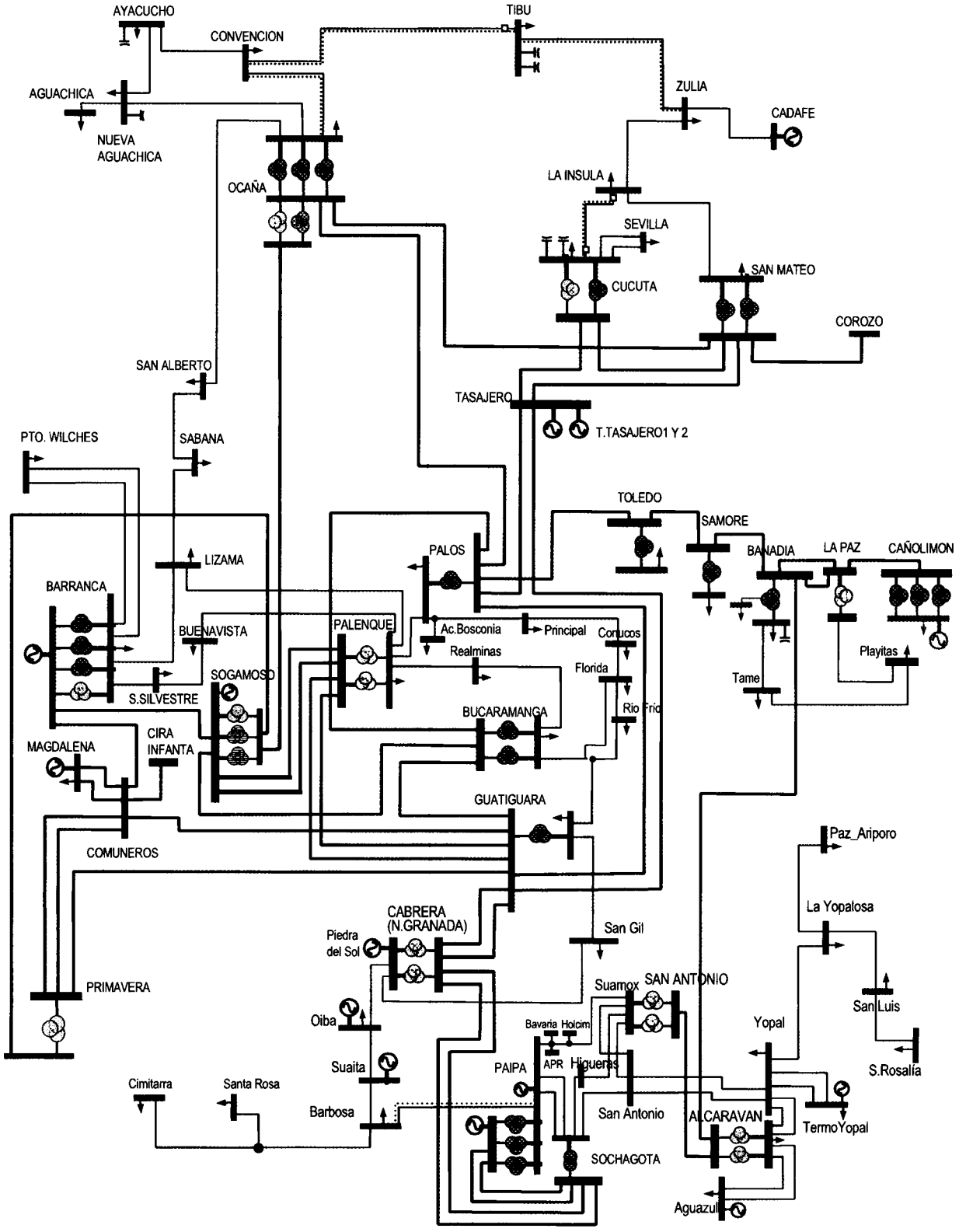
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

500 kV 220 kV 110 kV 34.5 kV Proyectos de Expansión



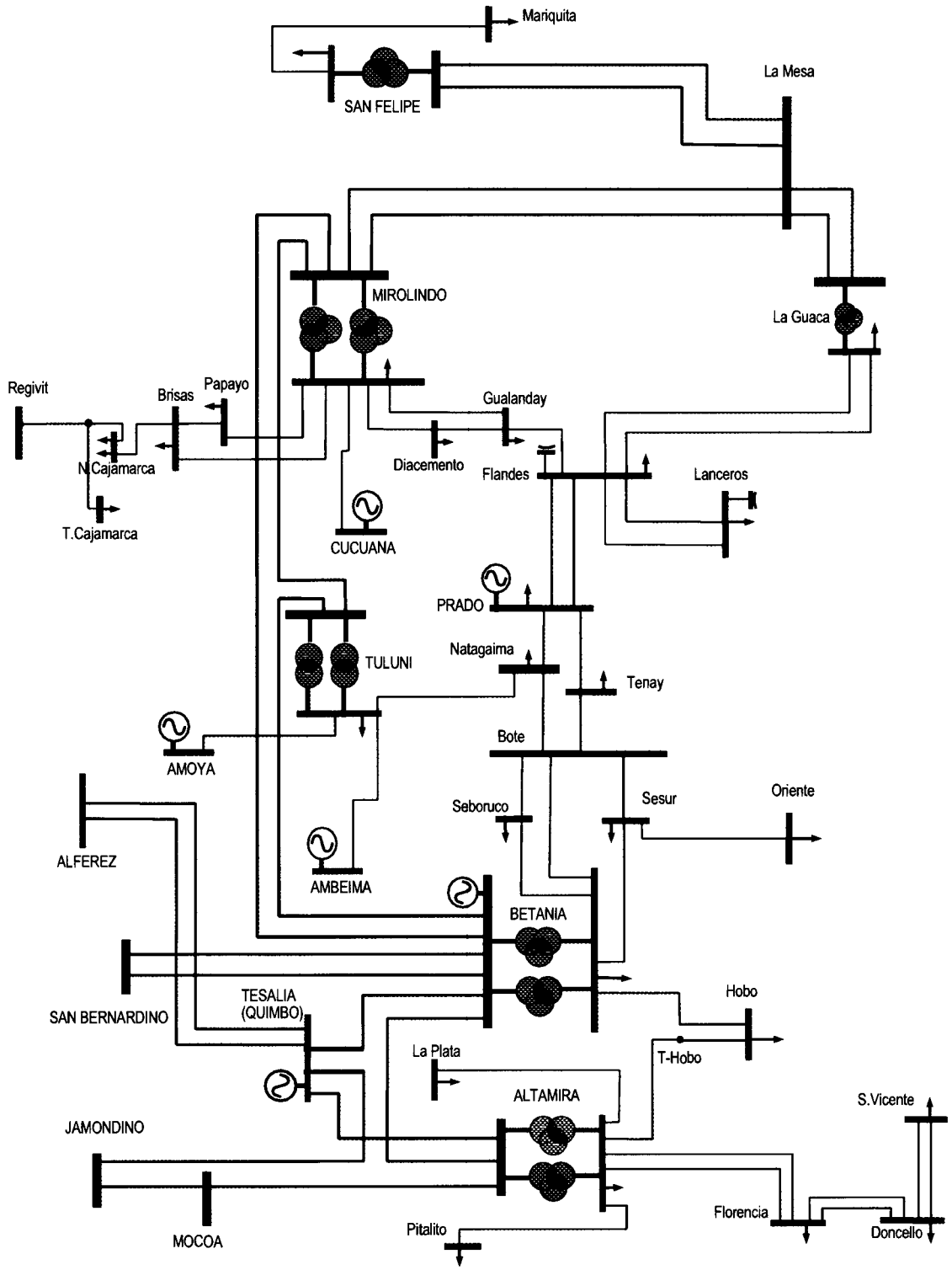
ÁREA META - GUAVIARE

220 kV 115 kV Proyectos de Expansión



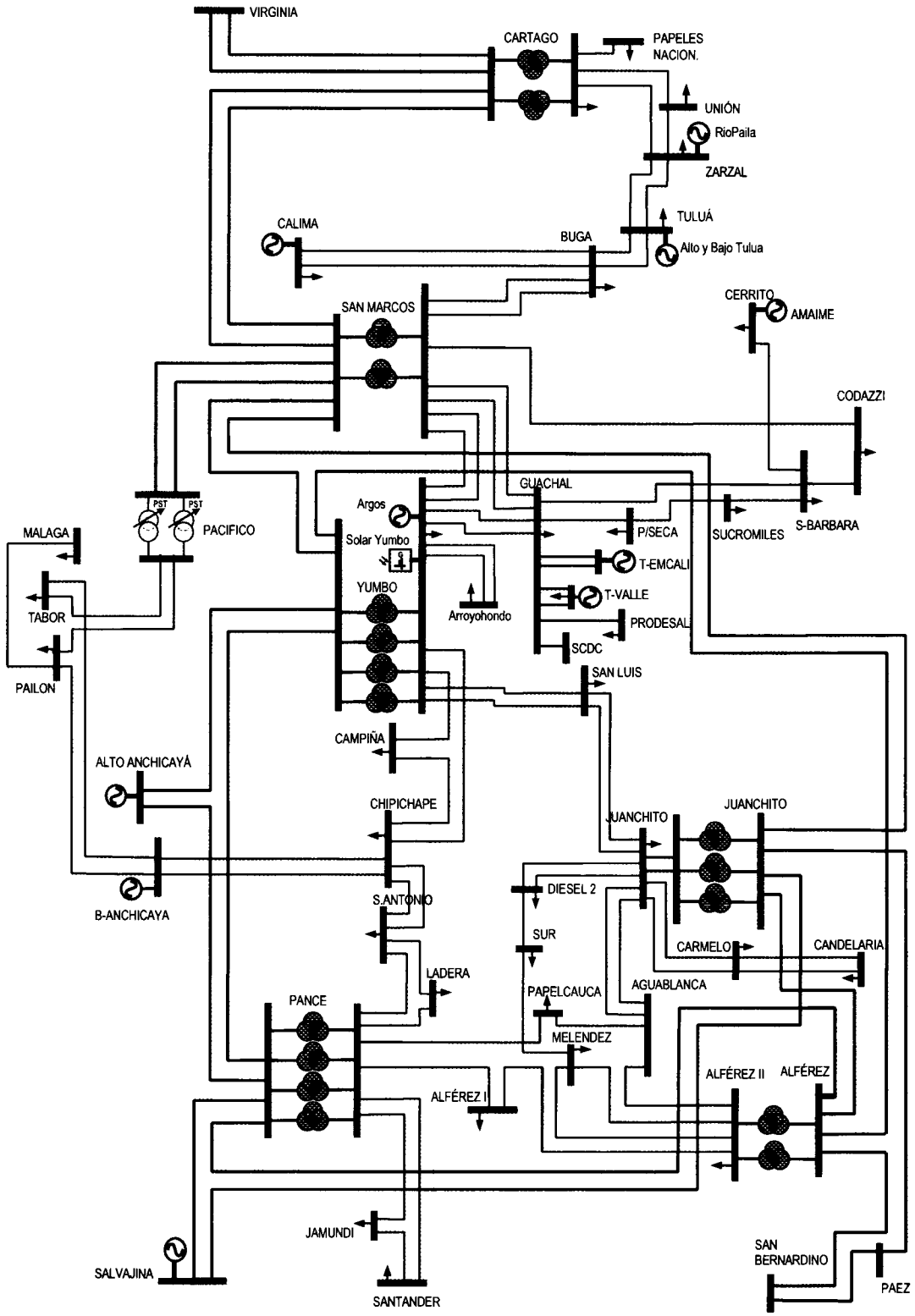
ÁREA NORDESTE

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

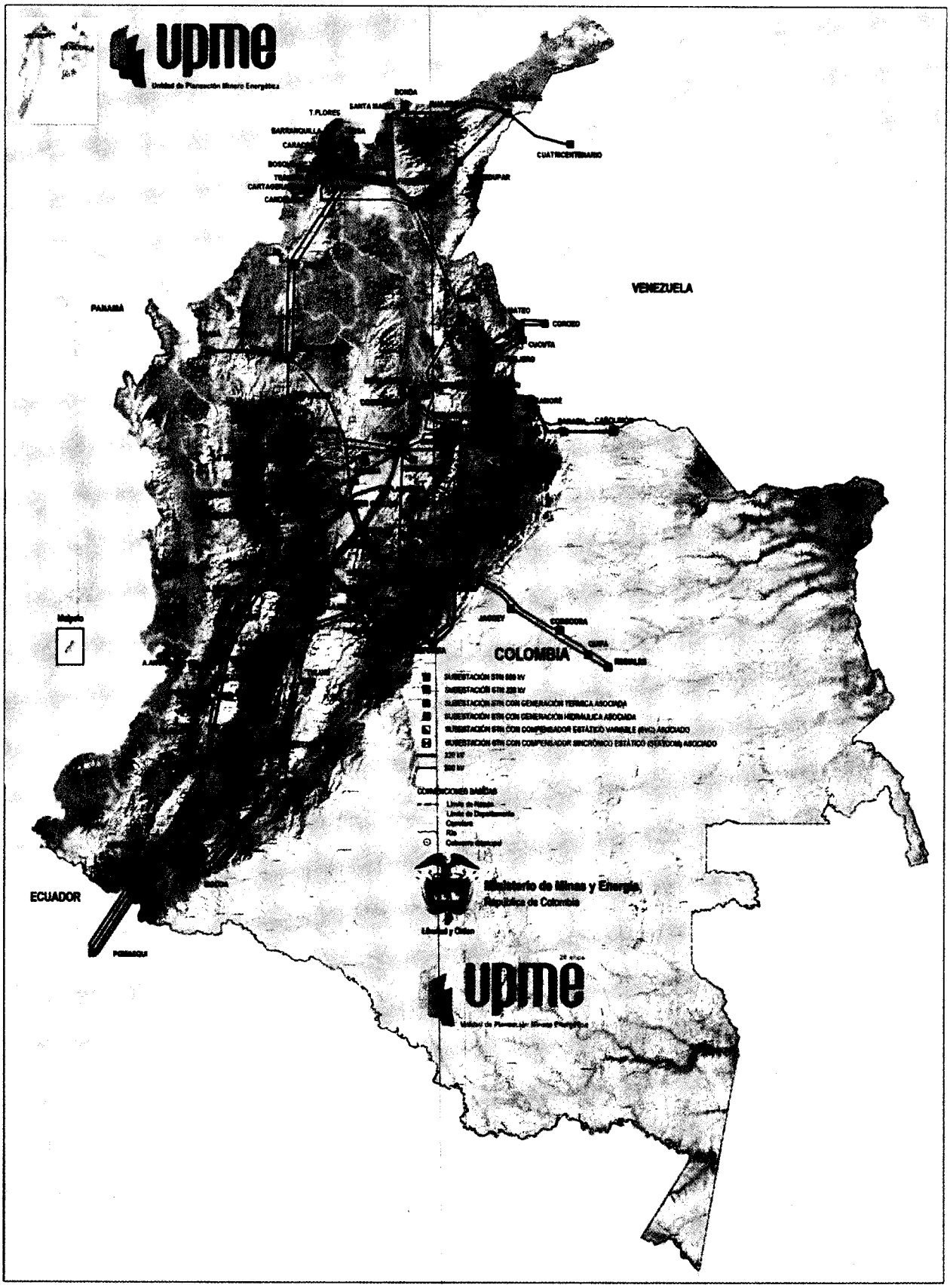
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



ÁREA VALLE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

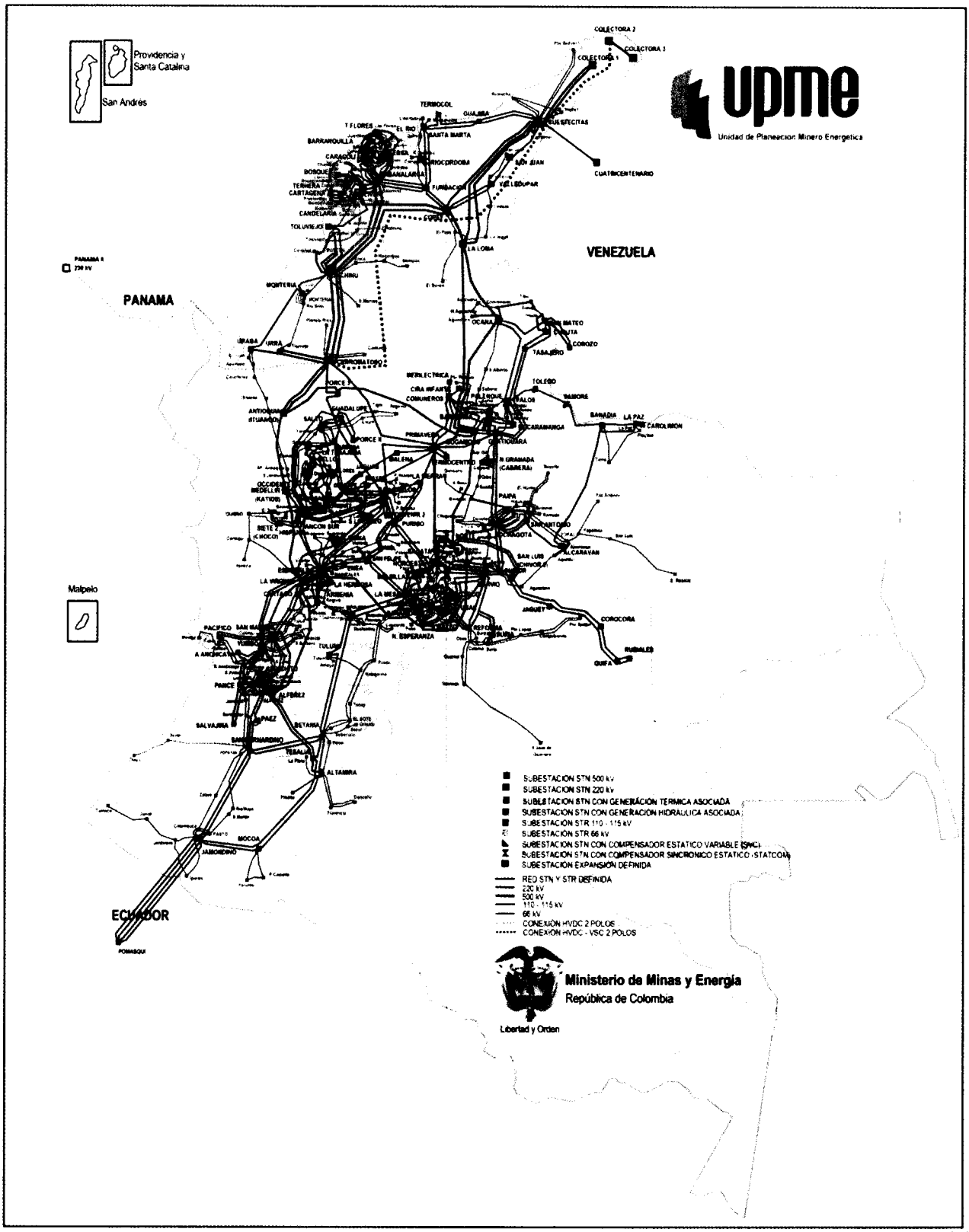
ANEXO IX. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2017



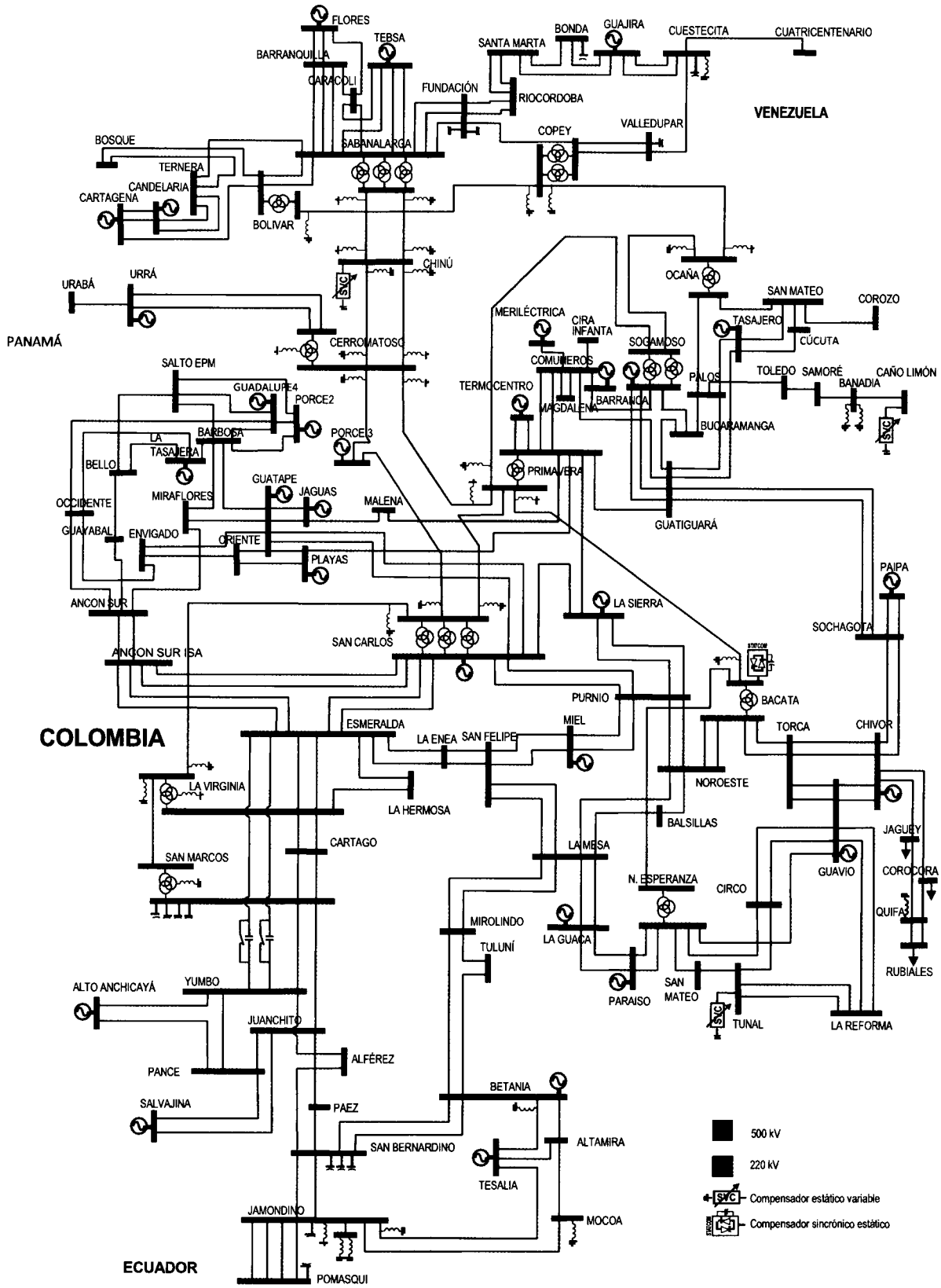
ANEXO X. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2031

ANEXO XI. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL A LARGO PLAZO

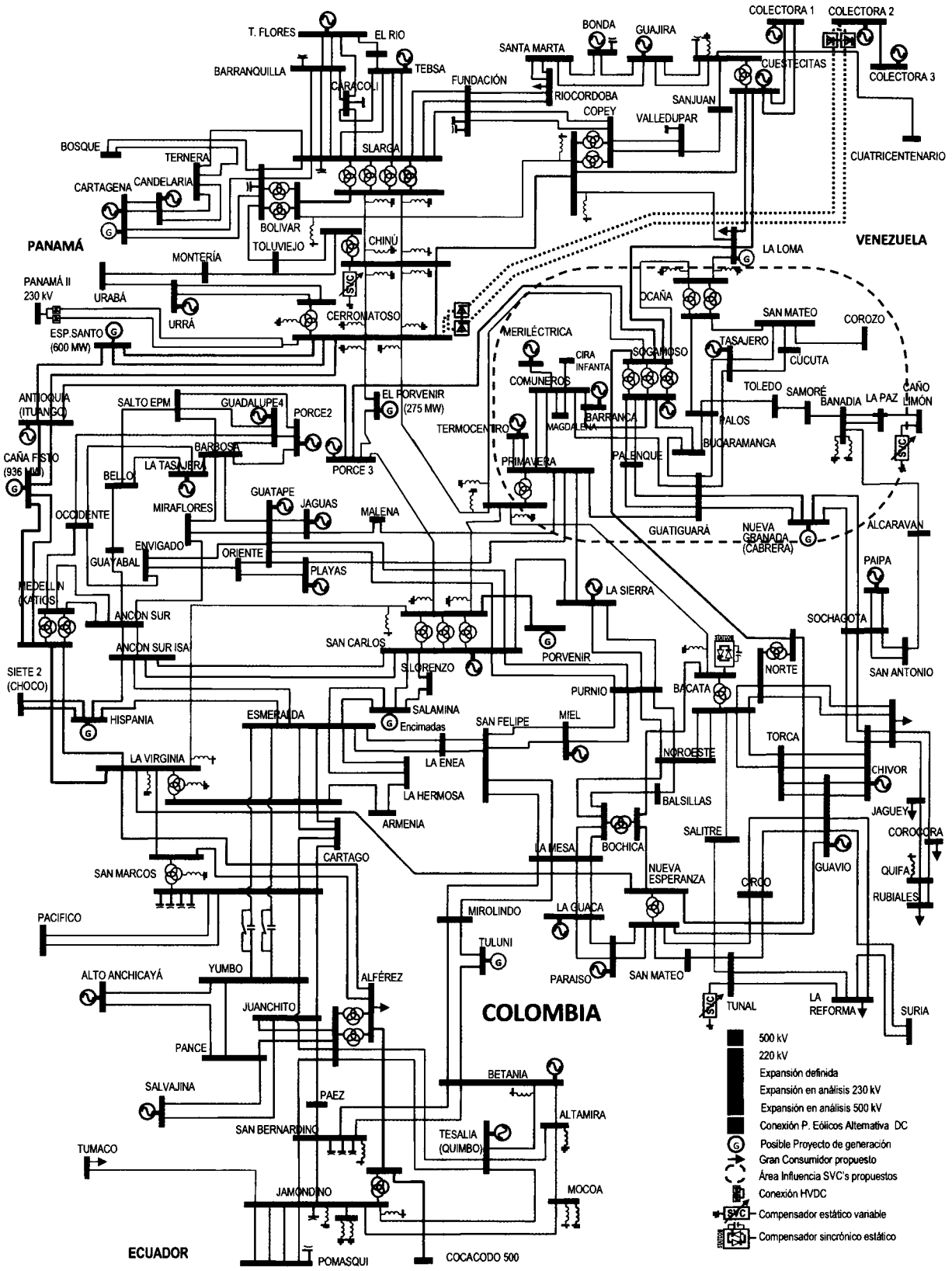
ANEXO XII. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN



ANEXO XIII. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



ANEXO XIV. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2031



ANEXO XV. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2016 – 2017

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CODENSA	NORMALIZACIÓN T MOSQUERA	RECONFIGURACIÓN DE LA T MOSQUERA 115 KV, EN BALSILLAS - FONTIBON 2 115 KV Y MOSQUERA - NOROESTE 115	2017
	CONVERSIÓN S/E SAN JOSÉ 57.5 KV A 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN TIPO GIS 115/11.4 KV – 2X40 MVA CON DOS BAHÍAS DE LÍNEA A 115 KV Y UNA BAHÍA DE SECCIONAMIENTO A 115 KV.	2019
		CONVERSIÓN DE LAS LÍNEAS EXISTENTES CONCORDIA – SAN JOSÉ 57.5 KV Y VERAGUAS – SAN JOSÉ 57.5 KV A 115 KV.	2019
		REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO GORGONZOLA – TVERAGUAS 57.5 KV MEDIANTE EL CAMBIO DE LOS RESPECTIVOS CT'S.	2019
EPM	CONFIABILIDAD URABÁ	SEGUNDO TRANSFORMADOR 230/110/44 KV DE 150/150/60 MVA EN LA S/E URABÁ	2020
		SUBESTACIÓN NUEVA COLONIA A 110 KV	2020
		CIRCUITOS SENCILLO URABÁ – NUEVA COLONIA 110 KV - 17.3 KM	2020
		CIRCUITO SENCILLO NUEVA COLONIA – APARTADÓ 110 KV - 15.46 KM	2020
		COMPENSACIÓN CAPACITIVA 1,8 MVAR SUBESTACIÓN ZUNGO 13,2 KV	2020
		COMPENSACIÓN CAPACITIVA 1,8 MVAR SUBESTACIÓN CHIGORODÓ. 13,2 KV	2020
	OBRAS STR HISPANIA	CONEXIÓN STN/STR - DOS TRANSFORMADORES 230/115/13.8 DE 180MVA	2023
		OBRAS ASOCIADAS A LA EXPANSIÓN HISPANIA 230/115 KV	2023
EMSA	SURIA 2	NUEVA SUBESTACIÓN SURIA 2 115 KV	2018
		TRASLADO DE CIRCUITO SURÍA - OCOA 115 KV, DE SUBESTACIÓN SURIA A SUBESTACIÓN SURIA 2	2018
		TRASLADO DE CIRCUITO SURÍA - PUERTO LOPEZ 115 KV, DE SUBESTACIÓN SURIA A SUBESTACIÓN SURIA 2	2018
		CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRDUITO DE SUBESTACIÓN SURIA 2 A SUBESTACIÓN SURIA 115KV	2018
EBSA	SUAMOX	NUEVA SUBESTACIÓN SUAMOX 115 KV	2018
		RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS SAN ANTONIO - HIGUERAS, EN SAN ANTONIO - SUAMOX - HIGUERAS 115 KV.	2018
		RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS PAIPA - INDUSTRIAL - SAN ANTONIO, EN PAIPA - INDUSTRIAL - SUAMOX - SAN ANTONIO 115 KV.	2018
	MUISCAS	NUEVA SUBESTACIÓN MUISCAS 115/34.5 KV	2019
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA PAIPA – DONATO 115 KV	2019
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA DONATO – CHIQUINQUIRÁ 115 KV	2019
		RECONFIGURACIÓN DEL NUEVO ENLACE DONATO – ALTO RICAURTE – CHIQUINQUIRÁ 115 KV	2019
		RECONFIGURACIÓN DEL NUEVO ENLACE DONATO – JENESANO - GUATEQUE 115 KV	2019
ELECTRICARIBE	CAMPESTRE	SUBESTACIÓN 66/13.8KV, RECONFIGURACIÓN TERNERA-BOSQUE 66KV	2020
ELECTRICARIBE	TURBACO	SUBESTACIÓN 110/66KV, RECONFIGURACIÓN TERNERA-GAMBOTE 66KV, RECONFIGURACIÓN TERNERA-TOLUVIEJO 110KV	2020
EPSA	PACÍFICO	CONEXIÓN STN/STR - DOS TRANSFORMADORES 230/115 – 150MVA	2023
		OBRAS ASOCIADAS A LA EXPANSIÓN PACIFICO 230/115 KV	2023

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CENS	BUTURAMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA 5MVAR EN LA SUBESTACIÓN BUTURAMA CON SU BAHÍA DE CONEXIÓN	2018
CHEC	SALAMINA	CONEXIÓN STN/STR - UN TRANSFORMADOR 230/115/13.8 DE 150MVA	2023
		CAMBIO DE CT'S DE LAS LÍNEAS IRRA - SALAMINA 115 KV Y ESMERALDA - IRRA 115 KV, POR UNOS CON CAPACIDAD PRIMARIA DE 500 A.	2023
EEBP	MOCOA-YARUMO	NUEVO CIRCUITO MOCOA – YARUMO 115KV	2021
ENELAR	CAÑO LIMÓN	NUEVA SUBESTACIÓN LA PAZ	2021
		NUEVA SUBESTACIÓN PLAYITAS	2021
		NUEVA LÍNEA TAME – PLAYITAS 162KM	2021
		NUEVA LÍNEA LA PAZ – PLAYITAS 43,05KM	2021
		COMPENSACIÓN BANADÍA	2021
ENERCA	ALCARAVÁN	YOPAL – ALCARAVÁN 1 7,72KM	2021
		ALCARAVÁN – AGUAZUL 1 25,92KM	2021
		NUEVA SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 115 KV. RECONFIGURA YOPAL – AGUAZUL 115 KV EN YOPAL – ALCARAVÁN – AGUAZUL 115 KV.	2021
		REPOTENCIACIÓN AGUAZUL - ALCARAVÁN 1 25,92KM	2021
		SEGUNDO CIRCUITO AGUAZUL – ALCARAVÁN 2 25,92KM	2021
		REPOTENCIACIÓN YOPAL – ALCARAVÁN 1 7,73KM	2021
		SEGUNDO CIRCUITO YOPAL – ALCARAVÁN 2 7,72KM	2021
		REPOTENCIACIÓN AGUACLARA –AGUAZUL 81KM	2021

Este listado se actualizará periódicamente, de acuerdo a lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual indica *"(...) El listado de proyectos identificados para los STR incluido en el Plan de Expansión del SIN podrá ser actualizado por la UPME, antes de la adopción del siguiente plan, cuando esta entidad considere necesario incluir nuevos proyectos en el STR, o modificar los incluidos previamente (...)"*

A continuación se presenta el cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2013:

OR	PROYECTO	TENSIÓN (KV)	INTERÉS	INTER-VENTOR	CRONO-GRAMA	GARAN-TÍA	REQUIERE GARANTÍA?	FPO
CODENSA	RECONFIGURACIÓN LÍNEA NORDESTE - TECHO EN NORDESTE - TERMINAL Y TERMINAL - TECHO	115	SI	SI	SI	NA	NO	2018
CODENSA	NUEVA SUBESTACIÓN TERMINAL	115	SI	SI	SI	NA	NO	2018
EBSA	NUEVA SUBESTACIÓN JENESANO Y DOS CIRCUITOS	115					NO	2019
EBSA	AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE CONEXIÓN 300 MVA 230/115 kV EN LA S/E SAN ANTONIO	230/115					NO	2018
ENERTOLIMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN FLANDES CON SU BAHÍA DE CONEXIÓN	115					NO	2020
ENERTOLIMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN LANCEROS CON SU BAHPIA DE CONEXIÓN	115					NO	2020
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD SUBESTACIÓN LANCEROS	115					NO	2020
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD STR ÁREAS CENTRO - ORIENTE	115					SI	2020

OR	PROYECTO	TENSIÓN (KV)	INTERÉS	INTER-VENTOR	CRONO-GRAMA	GARAN-TÍA	REQUIERE GARANTÍA?	FPO
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD SUBESTACIÓN NUEVA CAJAMARCA	115					NO	2020
EPM	NUEVA SUBESTACIÓN CALIZAS Y RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA SAN LORENZO - RÍO CLARO EN SAN LORENZO - CALIZAS Y CALIZAS - RIO CLARO	110	SI	SI	SI	SI	SI	2018
EPM	CONEXIÓN STN/STR SAN LORENZO Y OBRAS ASOCIADAS	230/115					SI	2020
ESSA	NUEVO CIRCUITO OCAÑA - SAN ALBERTO	115	SI	SI	SI	SI	SI	2018
ESSA	RECONFIGURACIÓN BARRANCA 115 KV (BARRA PRINCIPAL + BARRA DE TRANSFERENCIA), TERCER TRANSFORMADOR 115/34.5 KV - 40 MVA	115	SI	SI	SI	SI	SI	2019
ESSA	TERCER Y CUARTO TRANSFORMADOR 230/115 KV - 90 MVA CADA UNO EN LA SUBESTACIÓN BARRANCA	230/115	SI	SI	SI	SI	SI	2019
ESSA	SUBESTACIÓN OIBA	115					NO	2020
ESSA	SUBESTACIÓN SUAITA	115					NO	2020
ESSA	NUEVO CIRCUITO, OIBA –SANGIL 115 KV - PRIMERA FASE	115					NO	2020
ESSA	LÍNEA NUEVA OIBA-BARBOSA. ESTA LÍNEA SE RECONFIGURARÁ EN EL MISMO AÑO DE ENTRADA.	115					NO	2020
ESSA	RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA OIBA-BARBOSA, EN OIBA-SUAITA Y SUAITA-BARBOSA.	115					NO	2020
ELECTRI-CARIBE	REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR TEBSA 230/110 KV DE 180 MVA POR UN TRANSFORMADOR DE 100 MVA.	230/110	SI	SI	SI	SI	SI	2018
ELECTRI-CARIBE	TRASLADO DE LA GENERACIÓN DE TERMOBARRANQUILLA A LA BARRA A 230 KV DE LA S/E TEBSA (CONECTADA ACTUALMENTE A 110 KV), UTILIZANDO EL TRANSFORMADOR DE 180 MVA DE LA S/E TEBSA	230	SI	SI	SI	N/A	NO	2018
ELECTRI-CARIBE	NUEVA SUBESTACIÓN GUATAPURÍ 110 kV, RECONFIGURACIÓN VALLEDUPAR – SAN JUAN 110 kV	110					SI	2020
EMSA	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 kV	115	SI	SI	SI	N/A	NO	2019
EMSA	NUEVO CIRCUITO OCOA – CATAMA 115 kV	115	SI	SI	SI	N/A	NO	2019
EMSA	NUEVO CIRCUITO CATAMA – SURIA 115 kV	115	SI	SI	SI	SI	SI	2019
EPSA	SUBESTACIÓN EL CARMELO, RECONFIGURACIÓN LÍNEA JUANCHITO CANDELARIA EN JUANCHITO-CARMELO Y CARMELO-CANDELARIA	115					NO	2020
DISPAC	SUBESTACIÓN NUEVO SIETE, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL SIETE - MANIOBRA EN EL SIETE - NUEVO SIETE Y NUEVO SIETE – MANIOBRA	115					SI	2020
DISPAC	NUEVA LÍNEA EL SIETE - QUIBDÓ 110 kV	110					SI	2020
EMCALI	NUEVA SUBESTACIÓN ARROYOHONDO Y DOS CIRCUITOS	115					SI	2020
ENERPUTUMAYO	SEGUNDO TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN MOCOA 220/115 kV - 50 MVA	220/115	SUSPENDIDO POR CATÁSTROFE NATURAL				SI	2016
EMSA	SUBESTACIÓN GUAMAL 115 kV CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 kV, NUEVO CIRCUITO OCOA – GUAMAL 115 kV, NUEVO CIRCUITO GUAMAL – GRANADA 115 kV	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS				NO	2019
ELECTRI-CARIBE	CHINÚ - TOLUVIEJO	110					NO	2020
ELECTRI-CARIBE	EL RIO	230/110					NO	2020

ANEXO XVI. NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN

Subestación	Voltaje kV	Capacidad de corto reportada	Niveles de Cortocircuito 2018	
			3F [kA]	1F [kA]
Alferez	230	40	10,9	9,3
Altamira	230	40	7,7	6,2
Alto Anchya	230	31,5	10,6	10,2
Ancon EPM	230	31,5	21,1	19,5
Ancon ISA	230	40	21,0	19,3
Bacata	230	40	23,8	24,2
Balsillas	230	40	17,2	16,1
Banadia	230	12,5	1,4	1,5
Barbosa	230	31,5	20,3	18,0
Barranca	230	40	10,3	9,8
Bello	230	31,5	17,0	15,6
Betania	230	25	14,2	16,2
Bmanga	230	31,5	13,4	12,1
Bolivar	230	40	15,9	17,1
Bosque	230	40	12,2	13,7
C Limon	230	12,5	0,9	1,1
Candelaria	230	40	16,5	19,7
Caracoli	230	40	23,0	21,2
Cartagena	230	40	16,4	19,2
Cartago	230	40	13,6	12,8
Cerromatoso	230	20	8,5	3,9
Chivor	230	40	27,0	28,6
Circo	230	40	14,7	13,4
Comuneros	230	20	11,4	11,2
Copey	230	40	10,0	11,4
Cucuta	230	ND	7,5	7,8
Cuestecita	230	31	4,7	5,9
El Salto	230	31,5	17,4	18,2
Enea	230	20	14,0	11,5
Envigado	230	31,5	15,6	13,8
Esmeralda	230	31,5	20,8	19,0

Subestación	Voltaje kV	Capacidad de corto reportada	Niveles de Cortocircuito 2018	
			3F [kA]	1F [kA]
Nva Esperanza	230	40	17,3	15,1
Ocaña	230	20	7,6	8,5
Occidente	230	40	17,4	14,9
Oriente	230	40	14,4	12,3
Paez	230	31,5	7,6	6,2
Paipa	230	ND	12,0	12,5
Palos	230	40	11,2	9,9
Pance	230	31,5	14,8	13,6
Paraiso	230	40	21,9	22,7
Playas	230	31,5	16,0	14,5
Porce	230	31,5	17,8	20,2
Primavera	230	31,5	22,8	23,0
Purnio	230	31,5	20,1	16,0
R Cordoba	230	40	7,1	7,6
Reforma	230	20	11,6	11,1
S Bernardino	230	20	9,2	7,2
Sabanalarga	230		28,7	31,3
Salvajina	230	31,5	8,6	8,5
Samore	230	31,5	1,9	1,9
San Carlos	230	63	42,1	48,4
San Felipe	230	31,5	15,2	12,1
San Marcos	230	31,5	19,7	20,3
San Mateo	230	20	7,5	7,9
San Mateo GEB	230	40	11,6	9,6
Santa Marta	230	31,5	6,7	7,1
Sochagota	230	40	12,4	12,4
Sogamoso	230	40	22,5	25,4
Tasajero	230	40	9,0	10,2
Tebsa	230		28,6	30,8
Termo Centro	230	ND	19,2	19,6
Termocol	230	40	5,9	5,6

Subestación	Voltaje kV	Capacidad de corto reportada	Niveles de Cortocircuito 2018	
			3F [kA]	1F [kA]
Flores	230	40	21,5	22,6
Fundacion	230	40	11,1	10,2
Guaca	230	40	24,1	25,6
Guadalupe	230	31,5	17,9	20,7
Guajira	230	31,5	8,0	9,2
Guatape	230		31,4	31,3
Guatiguara	230	25	16,6	14,8
Guavio	230	40	29,2	33,0
Guayabal	230	40	17,1	15,7
Hermosa	230	31,5	12,2	10,6
Jaguas	230	31,5	20,4	18,6
Jamondino	230	20	8,0	7,5
Juanchito	230	40	15,0	13,9
La Miel	230	40	17,3	17,0
La Sierra	230	31,5	20,7	20,0
La Tasajera	230	40	19,0	18,9
Magdalena M	230	ND	9,3	8,7
Malena	230	31,5	15,2	12,6
Merilectrica	230	ND	10,9	10,9
Mesa	230		24,2	23,9
Miraflores	230	25	16,4	14,3
Mirolindo	230	20	8,7	7,8
Mocoa	230	40	4,1	3,1
Noroeste	230	40	24,0	23,8
Nv Barranquilla	230	31,5	22,1	21,6

Subestación	Voltaje kV	Capacidad de corto reportada	Niveles de Cortocircuito 2018	
			3F [kA]	1F [kA]
Ternera	230	31,5	16,0	18,7
Tesalia	230	40	11,3	11,7
Toledo	230	31,5	2,8	2,5
Torca	230	26,2	21,7	21,2
Tuluni	230	40	4,5	4,7
Tunal	230	40	14,1	14,6
Uraba	230	20	2,9	3,4
Urra	230	25	6,7	7,5
Valledupar	230	31,5	4,8	4,8
Virginia	230	31,5	17,5	17,5
Yumbo	230	31,5	20,3	20,1
Bacata	500	40	8,5	8,5
Bolivar	500	40	4,7	4,5
Cerromatoso	500	40	11,2	12,8
Chinu	500	40	9,1	9,6
Copey	500	40	5,1	5,2
Nva Esperanza	500	40	0,0	0,0
Ocaña	500	20	6,0	5,2
Porce III	500	40	11,4	11,2
Primavera	500	31,5	15,6	13,3
Sabanalarga	500	40	9,4	9,6
San Carlos	500	40	17,1	16,6
San Marcos	500	31,5	5,7	5,1
Sogamoso	500	40	10,0	9,4
Virginia	500	31,5	7,7	6,5

Se observa que las subestaciones: i) Guatape 230 kV, ii) Mesa 230 kV, iii) Sabanalarga 230 kV y iv) Tebsa 230 kV estan llegando al nivel máximo de corto circuito, por lo cual se hace necesario que los transportadores dueños de los activos correpondientes, realicen las acciones pertinentes para presentar un Plan para reducir estos niveles de corto.

ANEXO XVII. SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED – RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2013

Este aparte presenta información general del estado de los proyectos para los cuales se recibió la manifestación de interés de ejecución, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual indica:

> *"(...) Para los proyectos de expansión en el STR con fecha prevista de puesta en operación comercial dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del Plan de Expansión del SIN, los OR tendrán un plazo máximo de cuatro meses, contados a partir de la adopción del plan, para manifestar por escrito a la UPME el interés en ejecutar la expansión identificada en el sistema que opera.*
>
> *En la misma comunicación, el OR deberá adjuntar el cronograma de ejecución del proyecto e informar el nombre del interventor seleccionado de acuerdo con el artículo 26. Cuando haya lugar, deberá entregar copia de la aprobación de la garantía de que trata el artículo 31 (...)".*

Análisis informes de interventoría de proyectos del STR

Actualmente, la UPME recibe información de la interventoría de las obras en función de la Resolución CREG 024 de 2013, lo que permite realizar seguimiento a los proyectos en ejecución del Sistema de Transmisión Regional (STR) con manifestación de interés de los Operadores de Red, a partir de la verificación y evaluación del cumplimiento de los requisitos establecidos en esta misma Resolución (cumplimiento de normas y requisitos técnicos, cronograma, y fecha de puesta en operación), y aquellos solicitados por la Unidad, con relación a la información que debe ser suministrada por parte de los interventores de estos proyectos. Desde la Unidad, se estableció como requisito fundamental, el envío de la curva S del proyecto con el porcentaje de avance real y programado para calcular el índice de cumplimiento (% ejecutado/% programado) y así determinar el estado de ejecución del proyecto dependiendo del valor de este índice, a partir de los rangos establecidos en la Tabla XVII-1.

Tabla XVII-1: Estado de ejecución de un proyecto según índice de cumplimiento.

Rangos de Ic	Estado de ejecución del proyecto
70%≤ Ic <85%	Atraso significativo
85%≤ Ic <95%	Atraso leve

Fuente de tabla: UPME

En la Tabla XVII-2 se presenta, de manera resumida, la información requerida en los informes de interventoría, para realizar un seguimiento adecuado de los proyectos:

Tabla XVII-2: Información requerida en los informes de interventoría.

Información básica	Requisitos UPME	Requisitos CREG
• Nombre del proyecto. • Nombre del interventor. • Nombre del ejecutor. • Fecha de corte del informe • Fecha de puesta en operación programada. • Fecha de inicio de ejecución	• Descripción y justificación del proyecto • Curva S del proyecto con porcentajes de avance real ejecutado y avance programado. • Plan de acción para recuperar atraso, en caso de que el índice de cumplimiento sea menor al 85%.	• Verificación del cumplimiento de normas y requisitos técnicos • Verificación del cumplimiento del cronograma • Verificación del cumplimiento de la FPO • FPO estimada • Informe de recibo de obra a los 20 días de la FPO, con una comunicación que certifique el cumplimiento de las obligaciones b) y c) del numeral 3.1 del Anexo de la resolución

Fuente de tabla: UPME

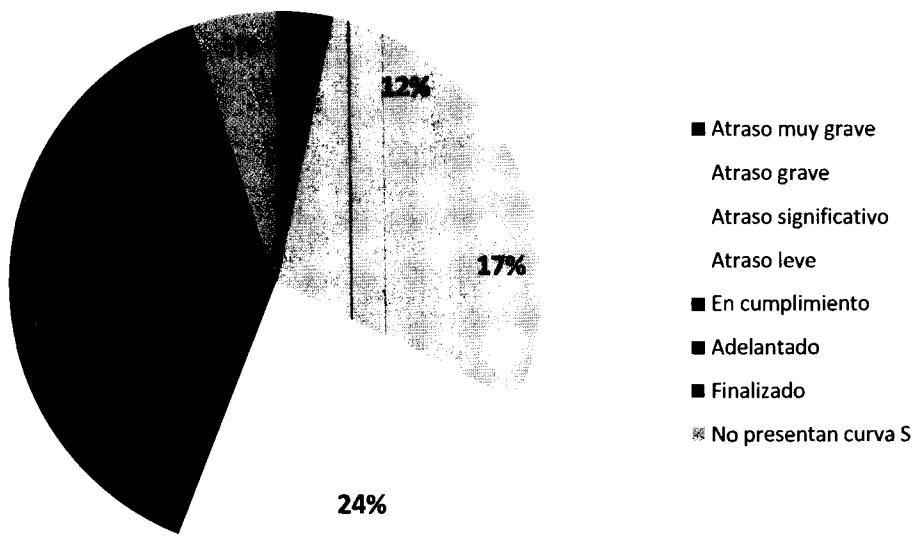
En la Tabla XVII-3 se presenta el número de proyectos por estado de ejecución al 19 de octubre de 2017:

Tabla XVII-3: Número de proyectos por estado de ejecución.

Estado de ejecución del proyecto	Número de proyectos
Atraso muy grave	7
Atraso significativo	10
Atraso leve	14
No presentan curva S	3
TOTAL PROYECTOS	**59**

Fuente de tabla: UPME

Gráfica XVII-1: Número de proyectos por estado de ejecución a 19 de octubre de 2017 (curva S).



Fuente de gráfica: UPME

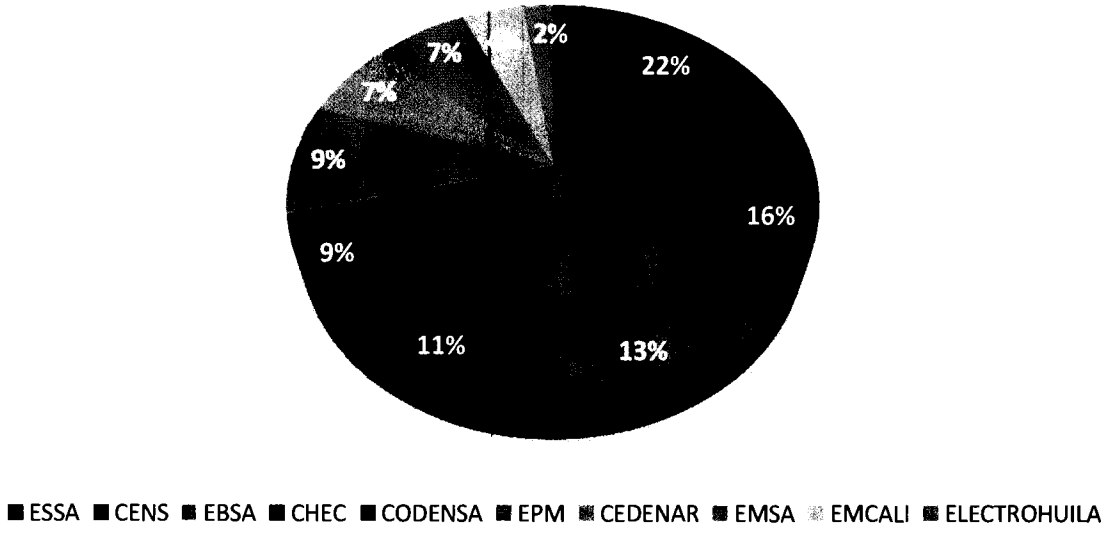
De los 59 proyectos del STR con informe de interventoría, 14 están finalizados y los otros 45 están en ejecución. Estos 45 proyectos se distribuyen de la siguiente forma por Operador de Red (ver Tabla XVII-4 y Gráfica XVII-2).

Tabla XVII-4: Número de proyectos en ejecución por Operador de red.

Operador de Red	Número proyectos en ejecución
ESSA	10
CENS	7
EBSA	6
CHEC	5
CODENSA	4
EPM	4
CEDENAR	3
EMSA	3
EMCALI	2
ELECTROHUILA	1
TOTAL PROYECTOS	**45**

Fuente de tabla: UPME

Gráfica XVII-2: Número de proyectos en ejecución por OR.



Fuente de gráfica: UPME

Dentro de estos 45 proyectos en ejecución, de acuerdo con estimación del interventor, 32 proyectos cumplirán con la FPO programada (71%), 11 no la cumplirán (24.5%), y los 2 restantes (4.5%), Segundo circuito Suria-Puerto López y Subestación Suria 230/115kV, no presentan estimación de FPO por parte del interventor porque EMSA solicitó la modificación de los proyectos a la UPME.

Resolución MME 4 0790 del 31 de Julio de 2018

ANEXO. INTEGRACIÓN BATERÍAS SUB-ÁREA BOLÍVAR

upme

Unidad de Planeación Minero Energética

1. INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN LA SUB-ÁREA DE BOLÍVAR.

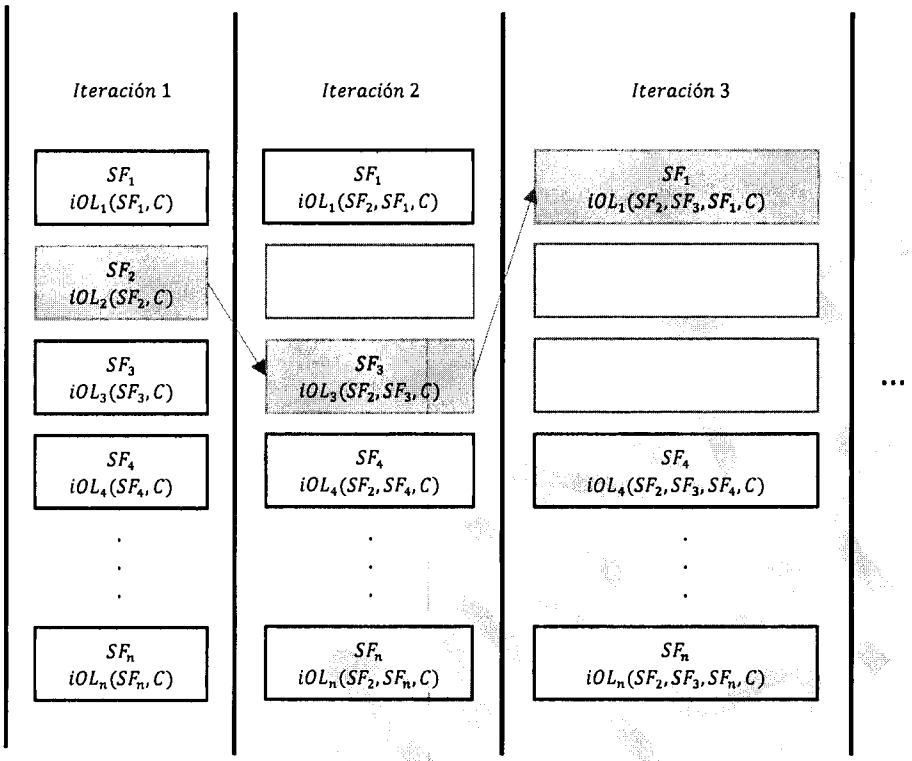
Considerando las problemáticas que ha identificado la Unidad con respecto al desarrollo de los proyectos de expansión definidos en la sub-área de Bolívar, la UPME ha venido analizando la incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS por sus siglas en ingles) que permitan mitigar temporalmente dichas problemáticas, atendiendo la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, y que impliquen una menor intervención del espacio.

El caso práctico de Bolívar, analisis presentado en este documeto y de manera preliminar obedece a que las obras de expansión en esta sub-área estarán disponibles en su totalidad hasta 2020 o años posteriores, lo anterior se debe a la renuncia del Operador de Red incumbente a la ejecución de las mismas.

1.1. METODOLOGÍA DE LA INCORPORACIÓN

La metodología propuesta es de tipo heurística dada la necesidad de modelar los requerimientos de potencia reactiva en el sistema, es por este motivo que no se utilizaron modelos de programación lineal entera mixta (MILP). El modelo calcula la mejor ubicación y capacidad de las baterías en un sistema de potencia considerando un conjunto de subestaciones factibles, un número máximo de baterías a instalar, una máxima capacidad de inyección de potencia por batería y un indicador de sobrecarga desarrollado para evaluar el desempeño del sistema. El modelo minimiza dicho indicador de acuerdo a la siguiente metodología:

Gráfica 1. Metodología Incorporación Baterías.



Fuente de gráfica: UPME

En donde

$SF_1, SF_2, SF_3, \ldots, SF_n$		: Conjunto de Subestaciones Factibles
n		: Número de baterías
C		: Capacidad batería [MW]
iOL		: Indicador de sobrecarga
k	$k \leq K$	: Iteración
K		: Max número iteraciones/baterías instaladas

El modelo parte de un caso base donde no se tienen baterías, evaluando el desempeño del sistema mediante el cálculo de iOL_{Base}. Luego, para la primera iteración, realiza n evaluaciones del iOL considerando individualmente cada batería con inyección de potencia C en la subestación factible SF, escogiendo la que minimice en mayor medida el valor de iOL_{Base} y estableciéndola como fija en el sistema; así mismo actualiza el valor del indicador de sobrecarga. Para las siguientes K iteraciones evalúa las restantes $n - k$ posibilidades, siguiendo los mismos lineamientos. El modelo no necesariamente instala la máxima capacidad disponible C siempre que pueda minimizar el valor de iOL a 0. Finalmente, se aplica la misma metodología para diferentes valores de C con el fin de minimizar dicho valor.

El indicador de sobrecarga sigue el siguiente cálculo:

$$iOL = \underbrace{\left(\sum_{t=1}^{T} OLTra_{i,1} + \sum_{l=1}^{L} OLLine_{i,1}\right)}_{Cont.\ 1} + \underbrace{\left(\sum_{t=1}^{T} OLTra_{i,2} + \sum_{l=1}^{L} OLLine_{i,2}\right)}_{Cont.\ 2} + \cdots + \underbrace{\left(\sum_{t=1}^{T} OLTra_{i,m} + \sum_{l=1}^{L} OLLine_{i,m}\right)}_{Cont.\ m}$$

En donde

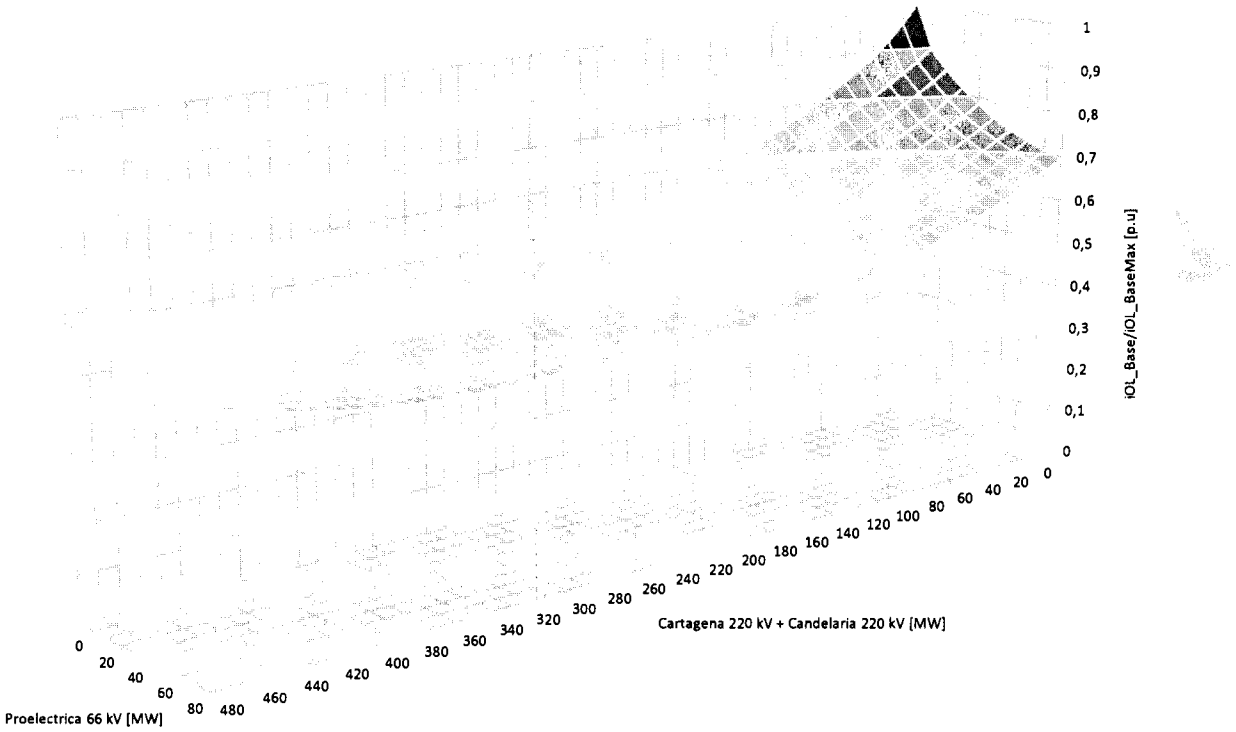
iOL	: Indicador de sobrecarga
T	: Conjunto de transformadores en el área
L	: Conjunto de líneas en el área
m	: Contingencia
M	: Conjunto de contingencias analizadas
$OLLine_{i,m}$	: Cargabilidad por encima del límite de sobrecarga de la línea i para la contingencia m [%]
$OLTra_{i,m}$	: Cargabilidad por encima del límite de sobrecarga del trafo i para la contingencia m [%]

Para un área dada, un escenario operativo definido (demanda y generación) y un conjunto de contingencias M, iOL calcula para cada contingencia $m \in M$ la sumatoria de los porcentajes de cargabilidad por encima del límite de sobrecarga de cada línea $l \in L$ y trafo $t \in T$ en el área establecida, dando como resultado un indicador del desempeño en términos de sobrecarga, del escenario operativo. Cabe resaltar lo siguiente: ***i)*** el conjunto de contingencias M debe ser lo suficientemente grande con el fin de obtener un indicador confiable que refleje la condición del sistema y ***ii)*** $OLLine_{i,m}$ y $OLTra_{i,m}$ dependen del conjunto de baterías en subestaciones factibles ($SF_1, SF_2, SF_3, \ldots, SF_n$) y de la capacidad por batería C.

1.2. CASO DE ESTUDIO – ÁREA BOLÍVAR

Para el área de Bolívar se procedió a evaluar el índice de sobrecargas iOL en el sistema sin baterías (caso base) con el fin de determinar el punto crítico de operación del área y en el que debe aplicarse la metodología. La Gráfica 2 muestra el indicador normalizado para cada escenario de generación de los bloques en 220 kV (Cartagena + Candelaria) y 66 kV (Proelectrica) en un periodo de demanda máxima y considerando el 2do transformador Bosque 220/66 kV. Se observa que la operación del área se hace más crítica cuando no se tiene generación en el sistema.

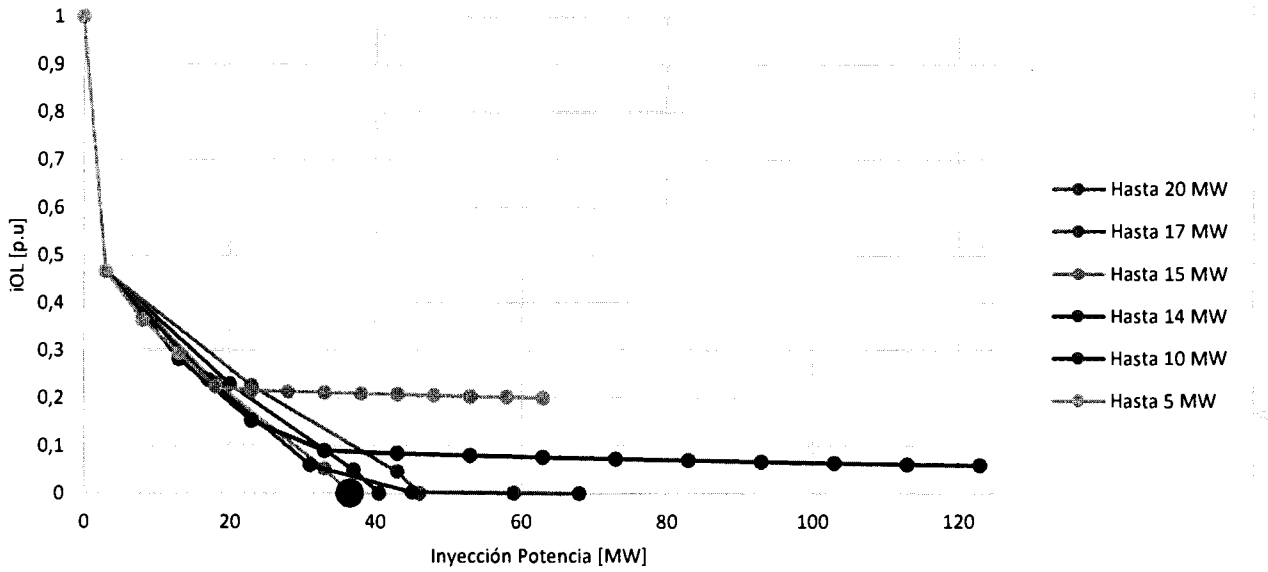
Gráfica 2. Indicador de Sobrecarga Base (Sin Baterías) - Área Bolívar – Dmax.



Fuente de gráfica: UPME

La metodología considera como conjunto de subestaciones factibles $SF_1, SF_2, SF_3, \ldots, SF_n$ todas aquellas a 66 kV sin tomar en consideración la disponibilidad de espacios físicos para este ejercicio preliminar. Así mismo, considera la topología actual del área Bolívar, junto con el proyecto 2do transformador Bosque 220/66 kV. La Gráfica 3 muestra la aplicación de la metodología en Bolívar haciendo varias sensibilidades respecto a la capacidad máxima instalada por batería C.

Gráfica 3. Impacto de la Capacidad de las Baterías en el Indicador de Sobrecarga - Área Bolívar – Dmax.



Fuente de gráfica: UPME

De la Gráfica 3 se observa que para valores de C de 5 y 10 MW el modelo no puede minimizar a 0 el indicador de sobrecarga del sistema, esto debido a que el mismo refleja problemáticas muy puntuales en la red que no pueden ser mitigadas con capacidades relativamente bajas. Es por esto que a pesar de que el modelo puede seguir colocando baterías en el resto del sistema, la mejora en el índice de sobrecarga es marginal.

Sin embargo, para valores de C de 14, 15, 17 y 20 MW el modelo logra minimizar el indicador, inyectando más o menos potencia en el sistema de acuerdo a la capacidad permitida por batería. Si bien los casos logran la minimización a 0 el indicador, específicamente el caso de 15 MW es el que menor potencia total tiene que inyectar en el área (punto rojo).

Por otro lado, el modelo considera como críticas aquellas condiciones que se presentan desde CNO (Condición Normal de Operación) y que por lo tanto se evidencian en todas las contingencias analizadas. Muestra de esto es la alta pendiente negativa que se presenta en la Gráfica 3, hasta una inyección de 3 MW, la sobrecarga del enlace Ternera - Villa Estrella 66 kV que aparece desde CNO, hace que el modelo vea esta condición como crítica,por lo que decide inyectar 3 MW en Bayunca 66 kV con el fin de mitigarla.

La Tabla 1 muestra la mejor ubicación y capacidad de baterías encontrada por el modelo para el área de Bolívar.

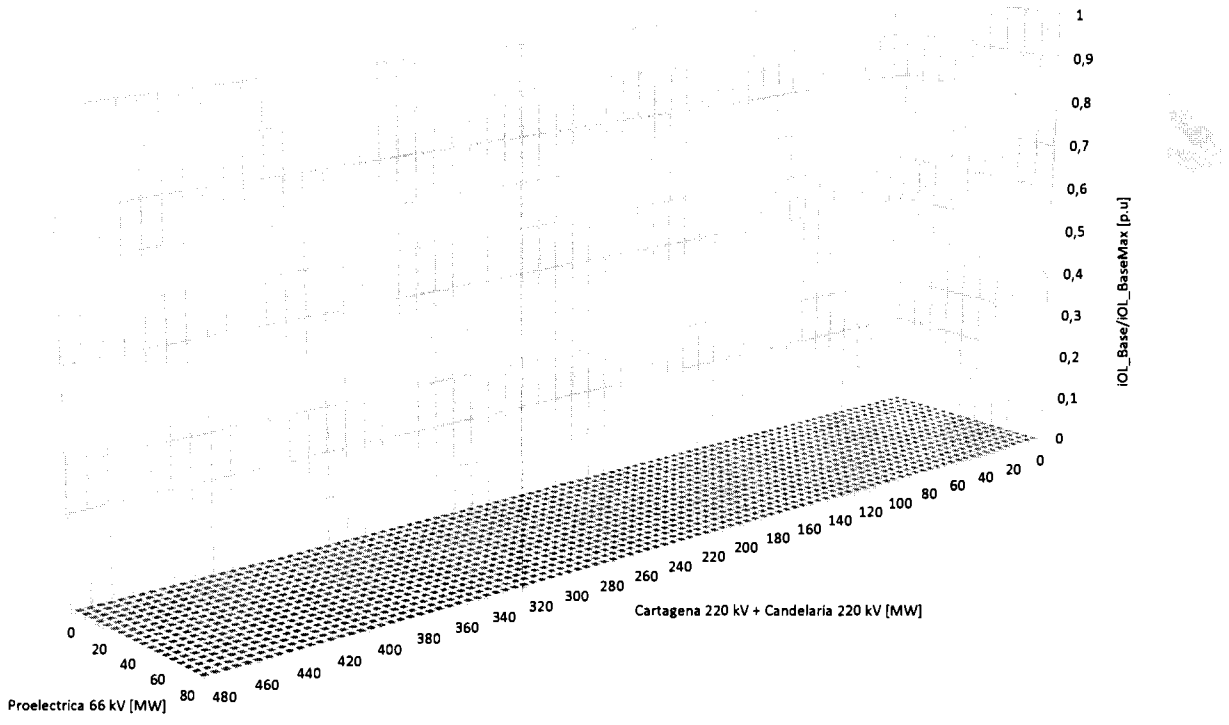
Tabla 1. Ubicación y capacidad en potencia para las baterías – Área Bolívar.

UBICACIÓN	CAPACIDAD [MW]
Zaragocilla 66 kV	15
Chambacú 66 kV	15
Bocagrande 66 kV	3.5
Bayunca 66 kV	3
Total	36.5

Fuente de tabla: UPME

La Gráfica 4 muestra el desempeño del sistema mediante el cálculo del indicador de sobrecarga normalizado una vez que son implementadas las baterías con la capacidad y ubicación determinada por el modelo. Se observa que el indicador es 0 para cualquier escenario de generación, por lo que la operación segura del área siempre es posible.

Gráfica 4. Índice de Sobrecarga - Área Atlántico - DMax - Baterías 36.5 MW.



Fuente de gráfica: UPME

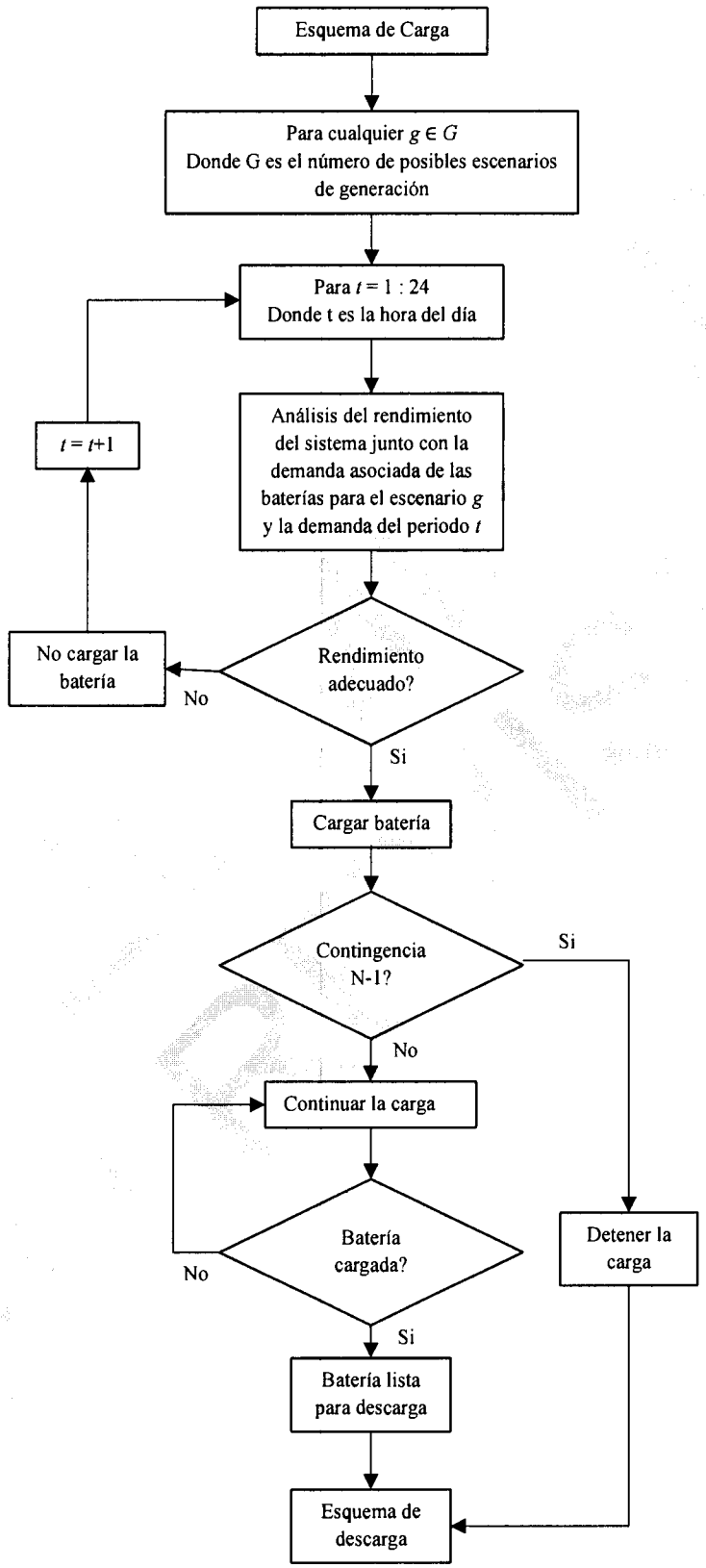
1.3. ESQUEMA OPERATIVO PROPUESTO

Con el fin de evitar el incremento del índice de sobrecarga del área cuando las baterías son cargadas, se requiere implementar un esquema operativo para dicho proceso. El esquema es el planteado por la Unidad área de Atlántico de carga se basa en 3 etapas generales: ***i)*** definir un escenario de generación y demanda para el cual las baterías, con su demanda asociada, no generan restricciones en condición normal de operación del área, ***ii)*** comenzar el proceso de carga para dicho escenario y ***iii)*** detener el proceso de carga cuando las baterías están completamente cargadas o cuando se presenta una contingencia N-1 en el sistema.

Así mismo, el esquema de descarga también se basa en 3 etapas generales: ***i)*** definir un escenario de generación y demanda del área y establecer su rendimiento cuando las baterías son implementadas, ***ii)*** la ocurrencia de una contingencia sencilla N-1 en el escenario definido y ***iii)*** descargas las baterías.

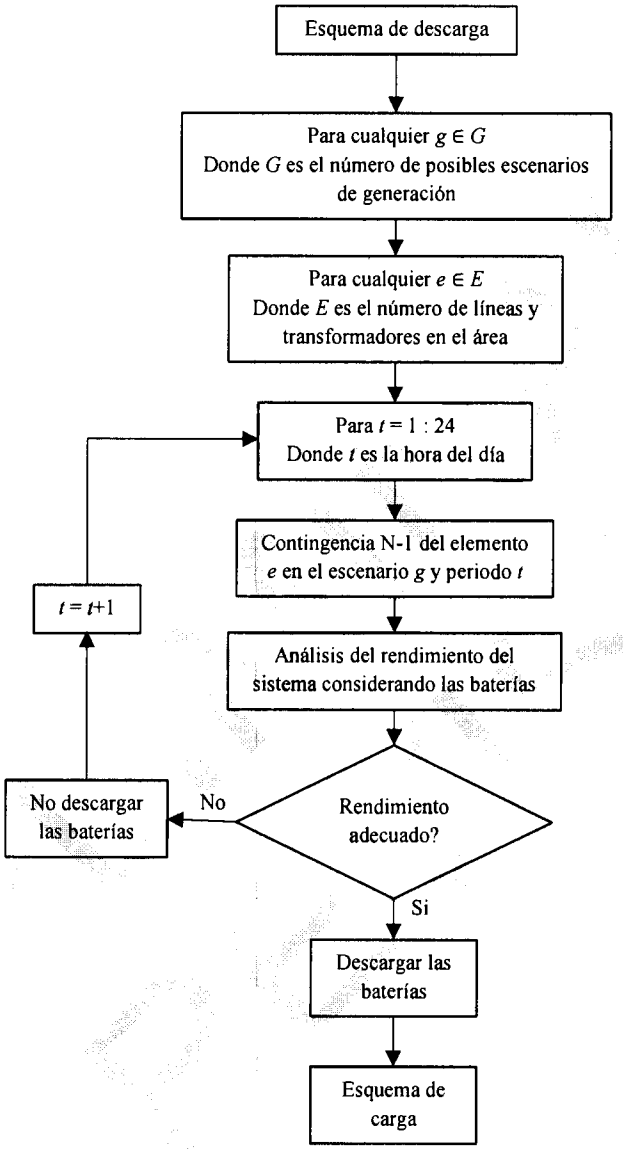
La Gráfica 5 y Gráfica 6 muestran los esquemas operativos de carga y descarga respectivamente.

Gráfica 5. Esquema Operativo de Carga.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6. Esquema Operativo de Descarga.



Fuente de gráfica: UPME

ANEXO XIX. ANÁLISIS CAUDAL AMBIENTAL

000392

Olivia Elvira Diaz Salcedo <olivia.diaz@upme.gov.co>

RV: RADICADO COMUNICACIÓN MINMINAS - MADS

4 mensajes

Siomara Beltran <sbeltran@cno.org.co> 10 de mayo de 2018, 10:18
Para: Olivia Elvira Diaz Salcedo <olivia.diaz@upme.gov.co>

Olivia de acuerdo con tú solicitud te comparto el e-mail enviado al doctor Ramirez el pasado 3 de mayo con el recibido de la carta del MADS.

Saludos,

upme
Rad: 20181110027872
Destino: 100 DIRECCION GENERAL - Rem: CONSEJO NACIONAL D
Folios: 0 Anexos:3 FOLIO Copias: 0
2018-05-17 08:22 Cód veri: 430af

Siomara Beltrán

De: Siomara Beltran <sbeltran@cno.org.co>
Enviado el: jueves, 3 de mayo de 2018 3:16 p. m.
Para: Jaime Alejandro Zapata (jazapata@xm.com.co) <jazapata@xm.com.co>; 'ricardo.ramirez@upme.gov.co' <ricardo.ramirez@upme.gov.co>
Asunto: RADICADO COMUNICACIÓN MINMINAS - MADS

Buenas tardes doctores Zapata y Ramirez, me permito enviarles para su información el radicado de la carta entregada el pasado 30 de abril del año del curso en MINMINAS, el MADS, la CREG y la Alta Consejería Presidencial respectivamente.

Cordial saludo,

Ingrid Siomara Beltrán M.

Asistente Administrativa y Financiera

Av. Calle 26 No. 69-63 Of. 408

(57-1) 7023029 – 7023026 – 7021892

E-mail: sbeltran@cno.org.co

Bogotá, Colombia

cno
Consejo Nacional de Operacion

Libre de virus. www.avast.com

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG)
No.RADICACION: E-2018-004240 30/Abr/2018-16 07 43
MEDIO CORREO No FOLIOS 3 ANEXOS 1 CD
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO
DESTINO Christian Jaramillo

MADS E1-2018-012452 30/04/2018 14
CONSEJO NACIONAL DE O UNIDAD COBRO Int
Folios 3 Anexos 1

000398

cno

Bogotá D. C., 27 de abril de 2018

Ministerio de Minas y Energía
Origen: CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
Rad: 2018031986 30-04-2018 12:13:03 PM
Anexos: 1 CD
Destino: DESPACHO DEL MINISTRO
Serie:

EXT18-00039800
PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA
Fecha y Hora: 30/04/2018 1:15:00 p. m.
Folios: 3
Pase A: ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL PARA EL SECTOR PRIVADO Y COMPETITIVIDAD
Ingreso:
Link: https://pqrd.presidencia.gov.co/PublicacionVer/Documento
Respetado Ciudadano, para verificar el estado de su solicitud y dependencia competente asignada para su trámite puede consultar el Link, con su número de radicado/anexado con la Incidea EXT y la Clave. Para cualquier información cite el No. de Radicación y la oficina. Teléfono (57) 1 562-9300 - Bogotá, D.C.

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía-MME
Colombia

Doctor
LUIS GILBERTO MURILLO URRUTIA
Ministro del Medio Ambiente y Desarrollo Soste
Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sos
Colombia

Asunto: Impactos energéticos de la aplicación de la Guía metodológica para la estimación del caudal ambiental en Colombia - MADS

Respetado señor Ministro:

Atendiendo su solicitud, la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME y el Operador del Sistema Interconectado Nacional-XM, entidades sectoriales responsables de la planificación y operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN respectivamente, y el Consejo Nacional de Operación-CNO, encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación sea segura, confiable y económica, presentan a continuación las conclusiones del impacto de la aplicación de la guía del asunto. Cabe anotar que para la realización del documento que adjuntamos a este comunicado, hemos contado con el acompañamiento de funcionarios del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS, para asegurar el adecuado entendimiento de todo el detalle de los análisis realizados[1].

[1] Supuestos de aplicación de la guía, caudales aprovechables, selección de escenarios de expansión de la matriz de generación, escenarios de aplicación de la guía, supuestos para las simulaciones energéticas, resultados y conclusiones.

filial de isa

Riesgos sobre la atención de la demanda:

- Si la guía se aplica a proyectos futuros, o proyectos futuros y aquellos con renovación de concesiones durante los próximos quince (15) años, o a todo el parque hidroeléctrico (existente y futuro), vemos probabilidad de incumplimiento de los indicadores de confiabilidad definidos en la Resolución CREG 025 de 1995 para la atención de la demanda de energía eléctrica en el país. Para todos los casos señalados se observan déficits (racionamientos), siendo más frecuentes, intensos y prolongados en la medida que se hace extensiva la aplicación de dicha guía.

  Es importante mencionar que en la operación en tiempo real el valor del déficit puede ser mayor al mostrado en el documento anexo, dado que se considerarían otras variables que no son tenidas en cuenta en el análisis de largo plazo, tales como la red de transporte e indisponibilidades en esta red, inflexibilidades de plantas térmicas (rampas, tiempos de aviso), entre otros.

- La limitación al aprovechamiento máximo de caudales restringe la energía eléctrica que pueden aportar las plantas hidráulicas. Dicha limitación afecta los ciclos de las reservas hídricas, poniendo en riesgo el abastecimiento a la demanda en periodos de baja hidrología. En relación con la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC, se observa una disminución del 43 % para el escenario de aplicación de la guía a proyectos con renovación de concesiones durante los próximos 15 años, y del 93 % si la misma cobija a todas las plantas hidroeléctricas, lo anterior respecto a la vigencia 2017-2018[2]. Es importante mencionar que la ENFICC hidroeléctrica para dicho periodo es de 93.7 GWh-día, y la demanda actual para un día de operación ordinario es cercana a los 190 GWh-día. En conclusión, se pasaría a un valor de ENFICC de 53.4 GWh-día y 6.5 GWh-día para los escenarios referenciados.

- La aplicación de la guía implicaría la pérdida o disminución de la capacidad de regulación de los embalses, debido a que actualmente la única manera que tendrían las plantas para cumplirla sería a través del vertedero, lo cual reduciría la flexibilidad operativa del SIN[3]. Lo anterior hace más vulnerable el sistema frente a las variaciones del balance generación/demanda, a los eventos sobre la red de transmisión, subtransmisión y ante la intermitencia de las Fuentes No

[2] No se considera la planta hidroeléctrica Ituango.

[3] Se entiende por flexibilidad, la habilidad que tiene el sistema para responder ante un cambio en el balance generación/demanda

Convencionales de Energía Renovable-FNCER, en la medida que su porcentaje de participación en la matriz eléctrica se incremente.

Incremento sostenido de la generación térmica, las emisiones de gases de efecto invernadero y material particulado:

- Los análisis llevados a cabo evidencian una tendencia creciente de la generación térmica y las emisiones de CO_2 ante la disminución de las reservas hídricas. Esta condición es contraria al cumplimiento de las metas del país ante el COP21 y el compromiso adquirido por el sector eléctrico sobre la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (13,53 Millones de Ton CO_2 es la meta para el año 2030). Los resultados obtenidos muestran incrementos que oscilan entre el 42 y el 445 % para la generación térmica, y entre el 37 y el 270 % para las emisiones de CO_2, ambos casos si se comparan con el escenario de no aplicación de la guía.

  Cabe resaltar que también se incrementarían otro tipo de emisiones, como son las asociadas al material particulado, monóxido de carbono y óxidos de azufre y nitrógeno, que bajo un contexto regional, es decir, dependiendo de la ubicación de las plantas termoeléctricas, tienen una mayor repercusión sobre la salud de la población.

Aumento del costo de la prestación del servicio de energía eléctrica:

- Se observa un incremento del costo total de operación del sistema y del costo marginal de la demanda, lo cual impactaría la formación futura del precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista-MEM. Vale la pena mencionar que, para algunas de las sensibilidades realizadas, el costo marginal del SIN es superior al primer escalón del costo incremental de racionamiento. Los resultados obtenidos muestran incrementos que oscilan entre el 42 y el 4000 %, si se compara con el escenario de no aplicación de la guía.

- Para evitar los déficits encontrados y la reducción de la energía en firme de los recursos hidroeléctricos, se necesitaría de una mayor capacidad instalada de generación hidroeléctrica y requerimientos de la red de transporte de la energía, en comparación con las alternativas de expansión analizadas en este ejercicio de impacto. Por ejemplo, para atender la demanda en el año 2030 no sería suficiente la expansión definida para las tecnologías eólica, solar – fotovoltaica, hidroeléctrica, térmica a carbón, térmica a gas, plantas menores y biomasa (6053 MW de capacidad).

- Teniendo en cuenta la pérdida o disminución de la capacidad de regulación de los embalses, se necesitarían mayores inversiones en otras tecnologías que puedan suplir algunos de los servicios sistémicos prestados actualmente por las plantas hidroeléctricas (regulación secundaria de frecuencia, por ejemplo). Adicionalmente, la reducción de costos esperada por la entrada de las FNCER, no sería percibida por los usuarios finales de energía.

- Se presentaría un incremento en los costos de inversión de las futuras plantas hidroeléctricas por la necesidad de contemplar la infraestructura necesaria para el cumplimiento de la guía del MADS. Este efecto también se podría ver para las plantas existentes, dado que habría que adecuarlas (pérdida de vida útil), dado que los embalses existentes no fueron diseñados para permitir el paso de caudales que no sean de rebose.

Otros riesgos identificados:

- Las restricciones que se generan para el recurso hídrico por la aplicación de la guía, desincentivan el uso de este recurso, que en nuestro país es considerado competitivo, limpio y renovable.

- La disminución de la flexibilidad operativa del SIN por la pérdida de regulación de los embalses, como se explicó previamente, limita en el corto plazo la inserción de las FNCER de origen intermitente, e incrementa en el largo plazo los costos de incorporación de estas tecnologías.

- La autonomía de la autoridad ambiental ya sea la ANLA o las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR's para aplicar la guía, podría implicar diferentes riesgos en las diferentes zonas del país por la existencia de criterios

- La expectativa de electrificación de transporte con una mayor participación de recursos térmicos como el carbón reduciría los beneficios ambientales esperados.

Finalmente, confiando que los argumentos presentados en esta comunicación sean contemplados por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, consideramos importante que cualquier modificación a la normatividad vigente, tenga en cuenta los impactos establecidos para el sector eléctrico, no solo desde la variable energética, sino también desde las componentes ambiental y económica.

CNO
Consejo Nacional de Operación

filial de Isa

UPME
Unidad de Planeación Minero Energética

Agradecemos su delegación para realizar los análisis a esta guía y quedamos atentos a enviar cualquier información adicional que se requiera y a presentar en mayor detalle los resultados obtenidos y anexados a esta comunicación.

Cordialmente,

ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

JAIME ALEJANDRO ZAPATA URIBE
Gerente Centro Nacional de Despacho-CND

RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director General UPME

Copia:
Dra. **Carolina Soto Losada**-Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad
PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA

Dr. **German Castro Ferreira**-Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas

Anexo: Lo anunciado

Aplicación de la metodología de estimación de caudal ambiental propuesta por el MADS, en el Sector Eléctrico Colombiano.

Abril de 2018

Objetivo

- Presentar el impacto de la aplicación de la guía metodológica para la estimación del caudal ambiental en la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Contenido

Cifras Sistema Interconec-tado Nacional → Resultados cálculo caudal aprovechable → Escenarios considerados → Resultados simulaciones → Conclusiones

Sistema Interconectado Nacional

Capacidad Efectiva Neta (MW)

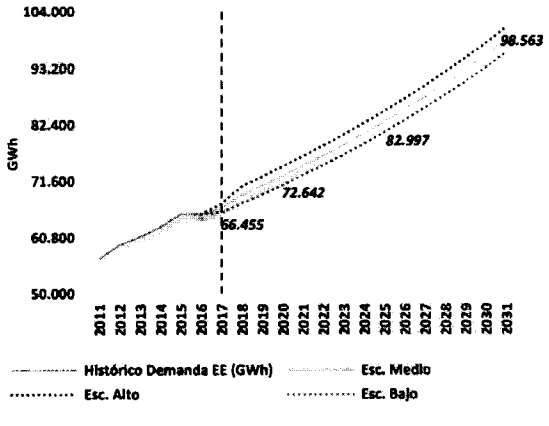
Recursos	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulicos	9,185	9,315	10,315	10,892	10,963	10,943
Térmicos	4,426	4,515	4,402	4,743	4,728	4,729
Menores	674	644	677	680	753	920.13
Cogeneradores	57	66	77	86	99	122
Autogeneradores					32	36
Eólica	18	18	18	18	18	18
Solar						10
Total	**14,361**	**14,558**	**15,489**	**16,420**	**16,594**	**16,778**

Generación de energía (GWh)

Recursos	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulicos	44,923	41,835	42,157	42,463	44,246	53,568
Térmicos	11,506	16,839	18,406	20,631	17,790	7,941
Menores	3,158	3,112	3,222	2,859	3,142	4,421
Cogeneradores	346	351	472	526	600	649
Autogeneradores					111	109
Eólica	55	58	70	68	51	3
Solar						5
Total	**59,989**	**62,197**	**64,328**	**66,548**	**65,940**	**66,681**

Fuente: XM

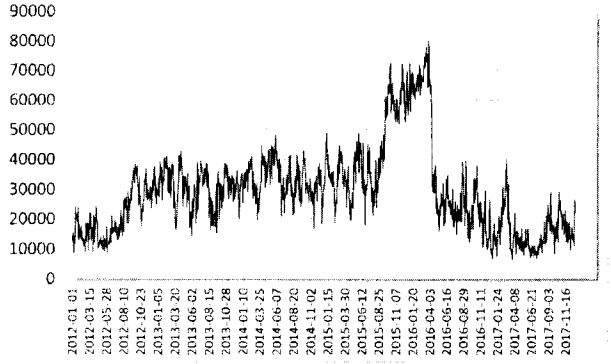
Proyecciones crecimiento demanda de energía eléctrica



Fuente: UPME

Sistema Interconectado Nacional

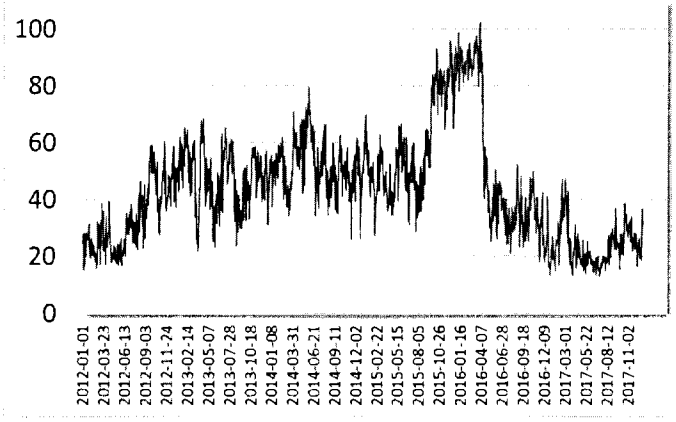
Emisiones de toneladas de CO_2



Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Millones de Toneladas de CO2	7,498	11,121	12,103	15,301	13,103	5,725

Meta de emisiones de gases de efecto invernadero par la generación de energía eléctrica al año 2030 es de 13,53 Millones de Ton de CO_2

Generación térmica [GWh/día]



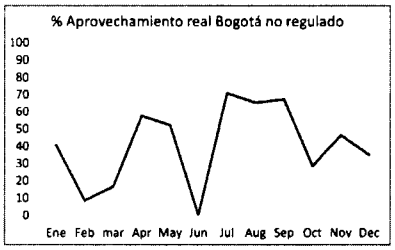
Supuestos - Aplicación de la Guía

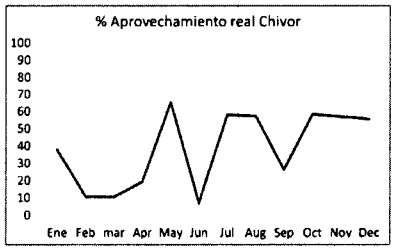
Consideraciones para el cálculo de Aprovechamientos

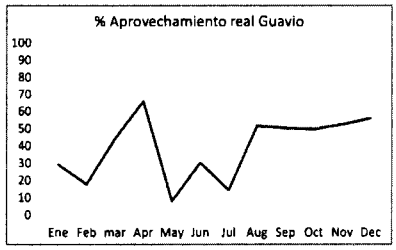
- Se utilizan series de caudales disponibles en resolución diaria.
- Se supuso que todas las series de caudales analizadas presentan una buena correlación con el ONI, separando de esta manera los caudales para condiciones seca, normal y húmeda.
- Para la métrica de interés ecológico que garantiza conectividad lateral (QB) se consideran como sensibilidad caudales máximos de periodo de retorno de 2.33 y 5 años.
- Para la métrica de interés ecológico que garantiza conectividad longitudinal (Qt-q) se consideran como sensibilidad caudales mínimos de períodos de retorno de 2 y 5 años.
- Se utiliza la prueba F (Fisher) para determinar si las muestras de los eventos poseen varianzas iguales o diferentes.
- Se utiliza la prueba t (t student) tanto para varianzas iguales como para varianzas distintas según sea el caso.
- Se aplican las pruebas estadísticas (F, t student) a nivel mensual así se tengan pocos datos y los resultados presenten gran incertidumbre.
- El nivel de significancia usado para aplicar las pruebas estadísticas (F, t student) es del 0.05.
- Los porcentajes de aprovechamientos se definen mes a mes.
- Cuando no se puedan aplicar las pruebas estadísticas se garantiza la ocurrencia de un evento con una duración igual a la media más 25% de la desviación estándar.

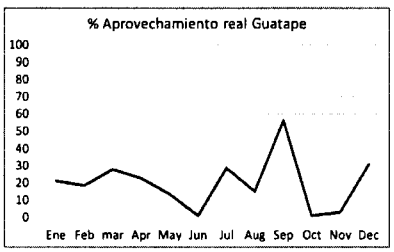
Caudal aprovechable

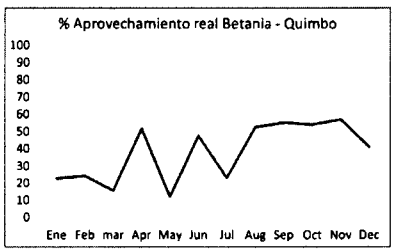
Porcentajes obtenidos en algunas plantas relevantes del SIN:











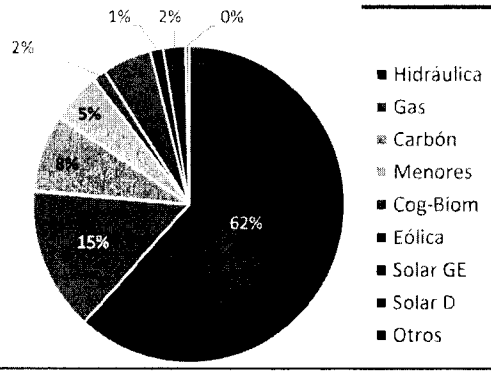
Caudal aprovechable

Se calcularon aprovechamientos máximos para 24 series del sistema con los siguientes resultados

	[%] Con Respecto a la media mensual multianual de la información operativa																								
	Bog.No regulado	Alto An	Bajo An	Calima	Salvajina	Chivor	Prado	Guavio	Betania	Jaguas	Playas	Neusa	Chuza	Porce3	Porce2	Sisga	Tominé	Tasajera	San Carlos	Guadalupe	Urrá	Guatape	Miel	Ituango	Genérico
Enero	41	36	30	74	11	38	14	29	23	26	16	60	61	20	25	36	42	50	14	26	41	21	9	26	32
Febrero	9	19	23	36	67	11	10	18	24	22	34	56	53	16	22	33	44	30	11	42	18	19	48	7	28
Marzo	17	57	8	56	73	11	12	44	15	19	38	55	59	7	21	40	51	4	11	20	6	28	54	28	31
Abril	57	56	59	44	0	19	18	66	52	13	62	53	67	49	23	47	30	18	35	29	66	23	60	19	40
Mayo	52	62	59	78	1	65	68	8	12	14	54	14	15	8	7	62	64	18	48	60	31	14	59	35	38
Junio	0	66	55	78	52	7	72	30	47	1	58	66	64	42	31	2	7	50	1	63	0	1	53	13	36
Julio	71	52	46	79	60	58	32	14	23	20	64	25	4	11	10	72	73	14	47	17	54	29	19	15	38
Agosto	65	58	38	73	66	57	17	52	53	22	29	40	19	17	6	0	74	31	11	64	49	15	26	16	37
Septiembre	67	59	22	49	38	26	20	50	55	20	24	72	62	32	51	69	71	0	61	16	50	56	50	29	44
Octubre	28	57	56	29	67	58	61	50	54	11	15	65	65	12	13	69	23	31	59	7	28	1	10	24	37
Noviembre	46	56	57	26	3	57	66	52	57	13	2	4	63	31	1	67	62	22	43	4	34	3	0	55	34
Diciembre	35	15	20	14	32	56	66	56	41	39	10	65	64	42	41	48	55	16	53	62	51	31	0	14	39

Consejo Nacional de Operación

Escenario Considerado



Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total [MW]
Hidráulica	10,963	1,200	2,843	15,005
Gas	3,509	0	57	3,566
Carbón	1,339	250	350	1,939
Menores	787	0	475	1,262
Cog-Biom	126	0	211	337
Eólica	18	0	1,231	1,249
Solar GE	0	0	327	327
Solar D	0	0	560	560
Otros	0	89	0	89
Total	**16,742**	**1,539**	**6,053**	**24,334**

Costo alternativa = USD$ 90,110 Millones

Cronograma de Expansión Escenario Base

Cargo por confiabilidad

Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
nov-17			250.0						
ago-18									88.6
nov-18	300.0								
feb-19	300.0								
may-19	300.0								
ago-19	300.0								
Total	1200	0	250	0	0	0	0	0	88.6

Expansión Adicional

Año	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
2017				20	36		10	29	
2018		57			38				
2019							72		
2020				165	40	182		97	
2021	600								
2022	600				35				
2023				48		669		132	
2024						380	70		
2025					7				
2026				81	5			150	
2027	1,041								
2028									
2029	55			97				112	
2030	502						49		
2031	45		350	64	50		126	40	
Total	2,843	57	350	475	211	1,231	327	560	0

Simulaciones realizadas

Escenario

- Sin aplicar la guía
- Aplicando la guía a proyectos futuros + los que renuevan concesiones a 15 años
- Aplicando la guía solo a proyectos futuros
- Aplicando la guía a todo el parque hidráulico

Supuestos – Simulación Energética

Consideraciones para la simulación energética

- Las plantas hidroeléctricas existentes operarán como filo de agua ante la aplicación de la metodología.
- Como consecuencia del punto anterior se elimina la Curva de aversión al riesgo (CAR) para el escenario en que la metodología aplica a todo el parque hidroeléctrico.
- Se considera la topología real del sistema
- Se modelan el aprovechamiento real más restrictivo obtenido de las sensibilidades al (Q_B) y (Q_{t-q}) como restricciones operativas para cada una de las plantas hidroeléctricas.
- Para las plantas menores y proyectos de los cuales no se cuenta con información suficiente para aplicar la metodología, se aplica el porcentaje medio de los aprovechamientos.
- En caso de trasvases, se debe cumplir que el caudal natural más el caudal turbinado (caudal trasvasado) no puede ser mayor que el caudal máximo de la cuenca receptora para cada mes en el punto de descarga.
- En caso de turbinamiento sobre la misma cuenca de captación, se debe cumplir que el caudal ambiental más el caudal turbinado no puede ser mayor que el caudal máximo para cada mes en el punto de descarga.

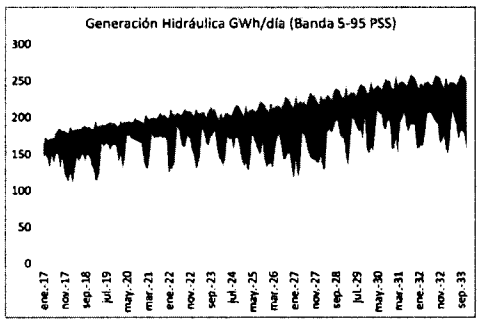
Consejo Nacional de Operación

Resultados Escenario

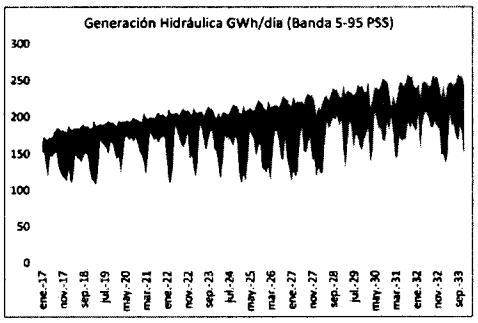
Consejo Nacional de Operación

Resultados - Generación hidráulica

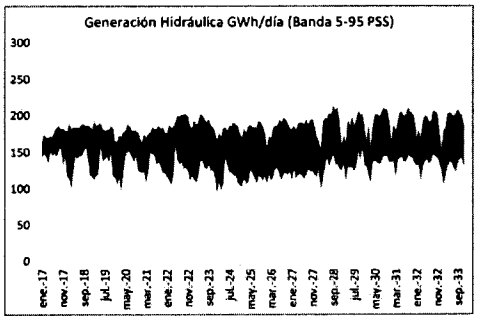
Sin guía



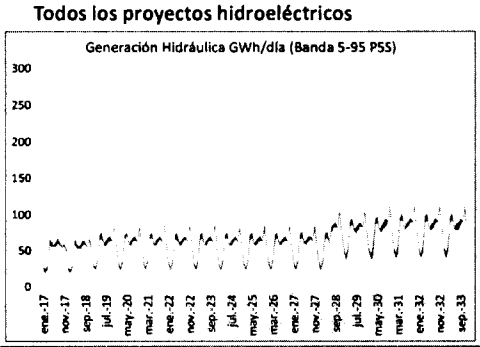
Proyectos futuros



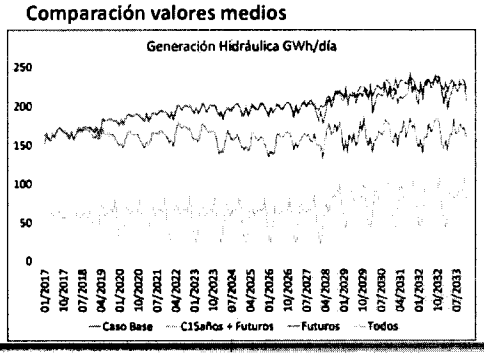
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Proyectos Futuros:

- Reducción de la gen hidroeléctrica prom respecto al escenario de no aplicación de la guía en 4%.

Proyectos Futuros + 15 años:

- Reducción de la gen hidroeléctrica prom respecto al escenario de no aplicación de la guía en 26%.

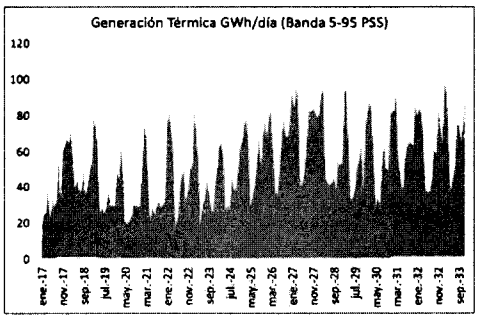
Proyectos Futuros + todos:

- Reducción de la gen hidroeléctrica prom respecto al escenario de no aplicación de la guía en 65%.

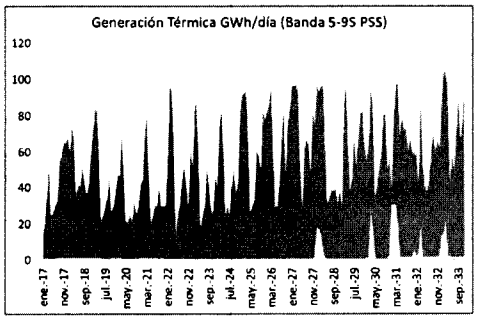
cno
Consejo Nacional de Operación

Resultados -Generación Térmica

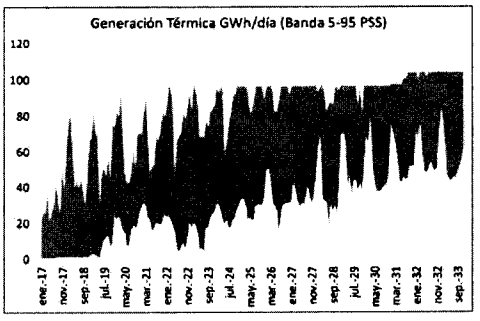
Sin guía



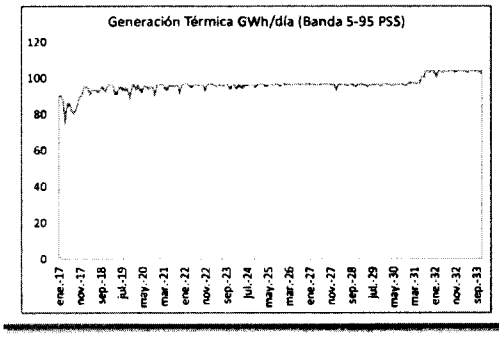
Proyectos futuros



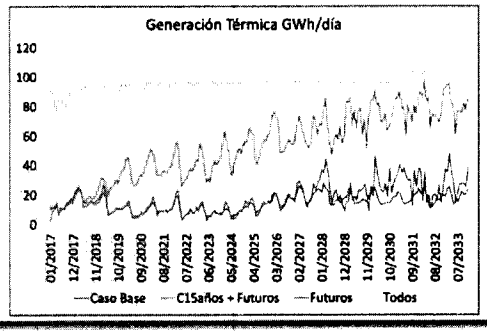
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Proyectos Futuros:

- Aumento de la gen térmica promedio respecto al escenario de no aplicación de la guía en 42%.

Proyectos Futuros + 15 años:

- Aumento de la gen térmica promedio respecto al escenario de no aplicación de la guía en 310%.

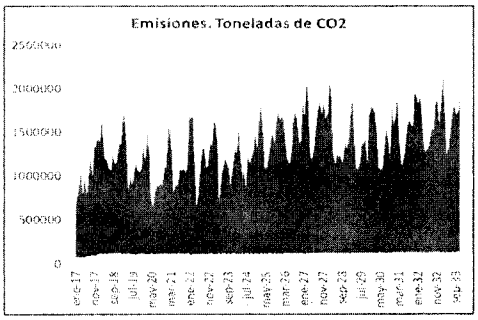
Proyectos Futuros + todos:

- Aumento de la gen térmica promedio respecto al escenario de no aplicación de la guía en 446%.

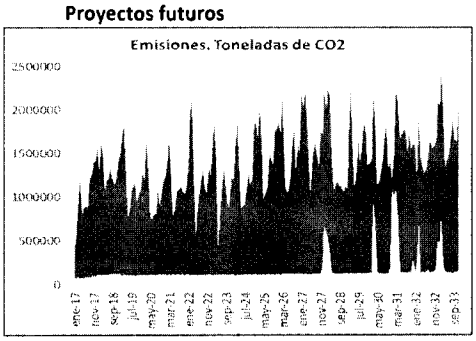
cno
Consejo Nacional de Operación

Resultados - Emisiones

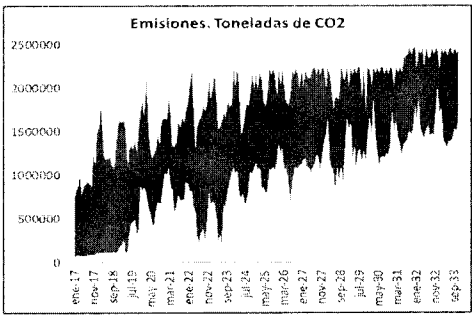
Sin guía



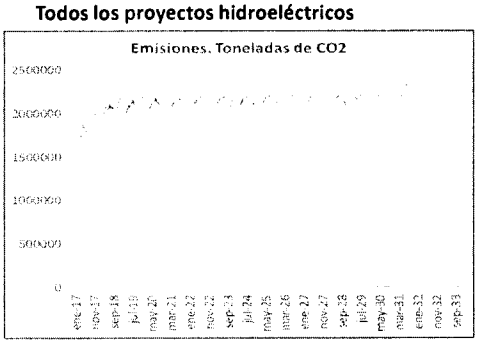
Proyectos futuros



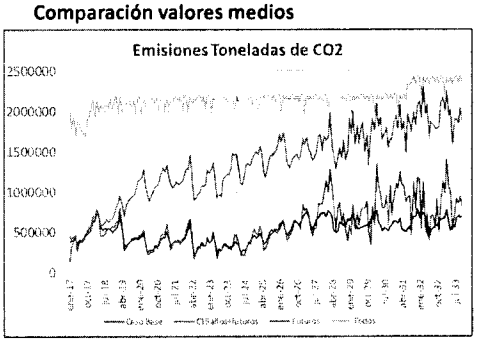
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Año 2030 Millones de Toneladas de CO2*	base	Futuros	Futuros + 15	Todos
	20,4	21,7	26,2	26,0

Proyectos Futuros:

- Aumento de las emisiones promedio respecto al escenario de no aplicación de la guía en 37%.

Proyectos Futuros + 15 años:

- Aumento de la gen térmica promedio respecto al escenario de no aplicación de la guía en 195%.

Proyectos Futuros + todos:

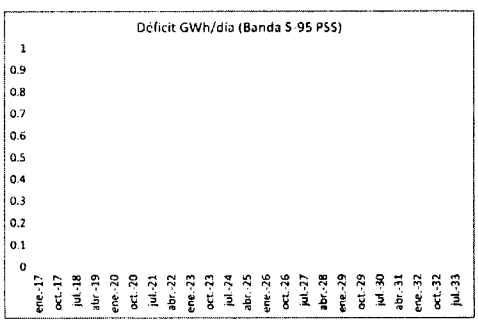
- Aumento de la gen térmica promedio respecto al escenario de no aplicación de la guía en 269%.

*Para las series hidrológicas más secas

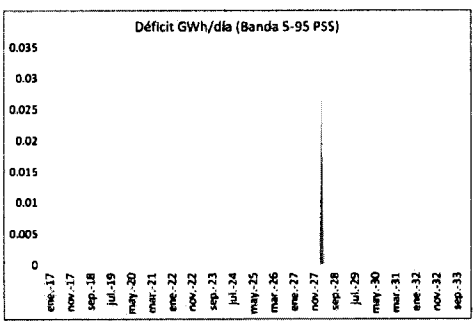
Consejo Nacional de Operación

Resultados: Déficit

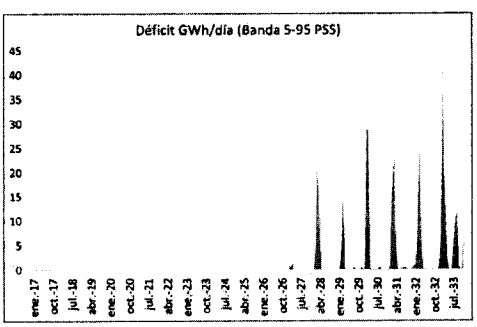
Sin guía



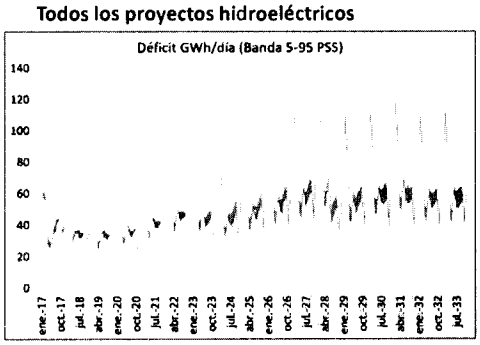
Proyectos futuros



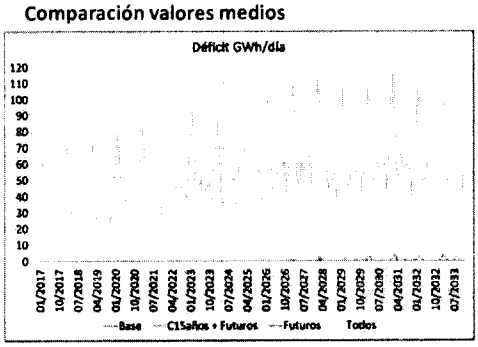
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Proyectos Futuros:

- Alto riesgo de la atención de la demanda. Se evidencian periodos con déficit.

Proyectos Futuros + 15 años:

- Imposibilidad de la atención de la demanda. Se presentan casos con déficit recurrente

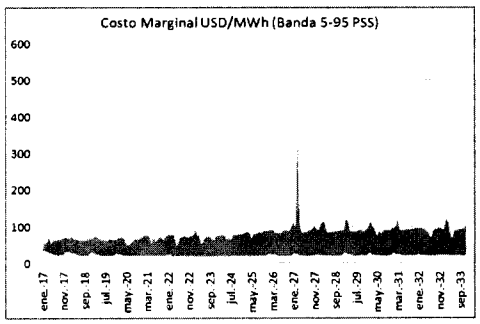
Proyectos Futuros + todos:

- Imposibilidad de la atención de la demanda. Se presentan casos con racionamiento bajo todos los escenarios.

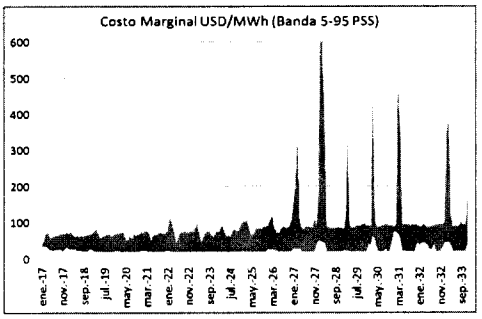
Consejo Nacional de Operación

Resultados - Costo Marginal

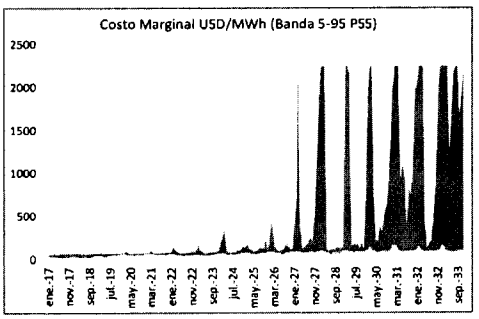
Sin guía



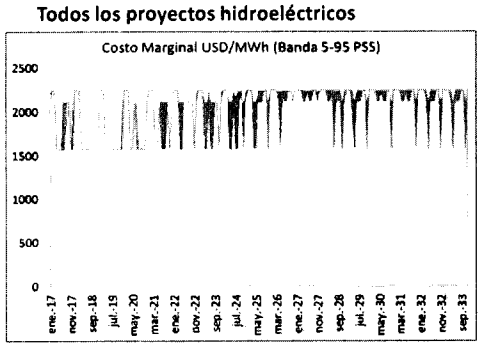
Proyectos futuros



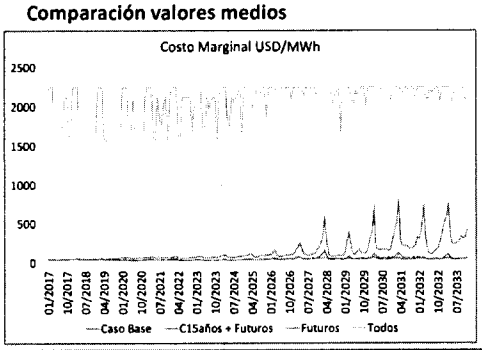
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Proyectos Futuros:

- Aumento de costos marginales prom. respecto al escenario de no aplicación de la guía en 26 %.

Proyectos Futuros + 15 años:

- Aumento de costos marginales prom. respecto al escenario de no aplicación de la guía en 410%.

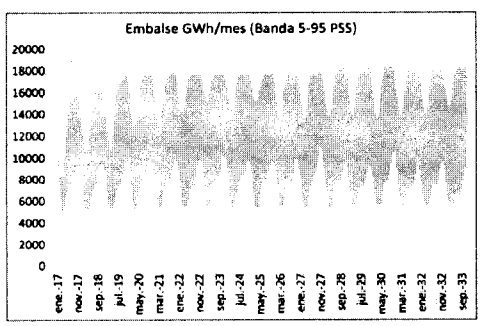
Proyectos Futuros + todos:

- Aumento de costos marginales prom. respecto al escenario de no aplicación de la guía en 4000%.

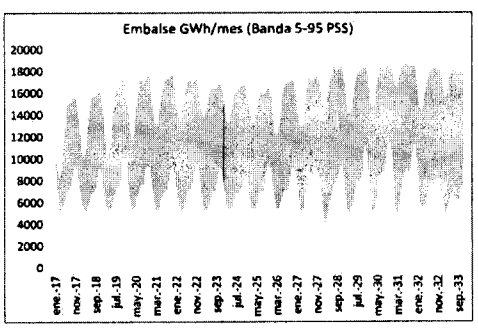
Consejo Nacional de Operación

Resultados: Reserva del SIN

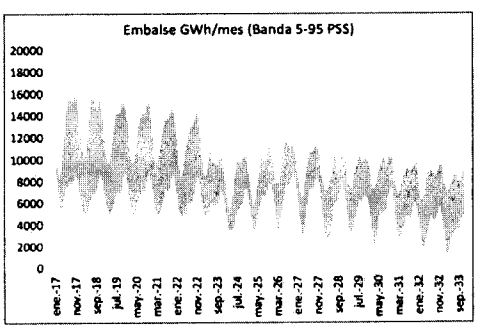
Sin guía



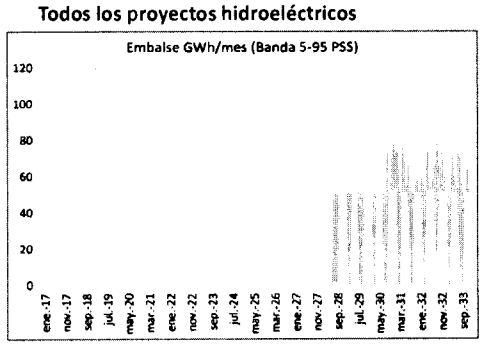
Proyectos futuros



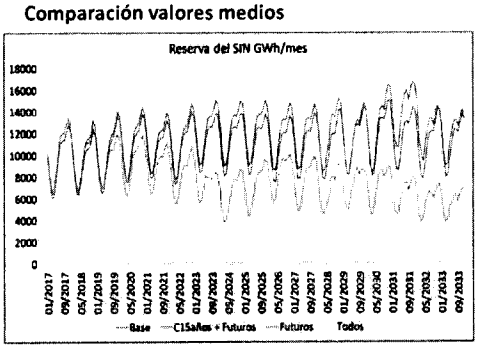
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Consejo Nacional de Operación

Situaciones de alto impacto que no son tenidas en cuenta en la simulación energética.

- No se considera la declinación de los campos de gas.
- No se consideran limitaciones de disponibilidad de combustibles líquidos.
- Las restricciones de red, los análisis de potencia y análisis de resolución inferior a mensual incrementan los racionamientos de energía por potencia.
- No se considera la salida en operación, en el horizonte de análisis, de recursos hidráulicos existentes ante problemas en sedimentos de sus embalses.
- No se considera los efectos económicos de la energía racionada en otros aspectos.

Conclusiones

Bajo los supuestos considerados y escenarios simulados se identifica que las restricciones planteadas por la metodología para estimación del caudal ambiental a través del aprovechamiento máximo y limitaciones en los turbinamientos en las centrales hidroeléctricas presentan los siguientes efectos:

Aplicación solo a proyectos futuros

- Alto riesgo de la atención de la demanda. Se evidencian periodos con racionamiento (déficit).
- Aumento de emisiones de gases de efecto invernadero. (Aumento del 42% en gen térmica promedio y 37% de emisiones de CO_2)*
- Incremento en los costos operativos. (Aumento del 26% de los costos marginales promedio del sistema)*

Situación más critica cuando es considerado el escenario de expansión de generación térmica

Aplicación a proyectos futuros + renovación de concesiones a 15 años

- Imposibilidad de la atención de la demanda. Se presentan casos con racionamiento (déficit) recurrente, especialmente en periodos de baja hidrología.
- Aumento de emisiones de gases de invernadero. (Aumento del 310% en gen térmica promedio y 195% de emisiones de CO_2)
- Incremento en los costos operativos. (Aumento del 410% de los costos marginales promedio del sistema)

Aplicación a proyectos futuros + proyectos existentes

- Imposibilidad de la atención de la demanda. Se presentan casos con racionamiento (déficit) bajo todos los escenarios.
- Aumento de emisiones de gases de efecto invernadero. (Aumento del 445% en gen térmica promedio y 270% de emisiones de CO_2)
- Incremento en los costos operativos. (Aumento del 4000% de los costos marginales promedio del sistema)

Conclusiones

Riesgos de atención de la demanda

- El aprovechamiento máximo de caudales limita la energía eléctrica que pueden generar las plantas hidráulicas.
- La limitación en los turbinamientos afectan los ciclos de las reservas hidráulicas, los cuales permiten garantizar la confiabilidad de abastecimiento de la demanda en periodos de baja hidrología.
- Se presentan incumplimientos en los indicadores de confiabilidad para la atención de la demanda definidos en la reglamentación vigente.
- La flexibilidad del SIN actualmente está soportada en la capacidad de regulación de los recursos hídricos. Reducir dicha capacidad conlleva a la disminución de la flexibilidad del sistema, haciéndolo más vulnerable ante variaciones de la demanda, eventos en la red de transmisión y de recursos de generación, y ante la intermitencia de la generación propia de las Fuentes de Energía Renovable no Convencionales.
- La aplicación de la guía ante condiciones operativas diarias pueden generar a déficits de potencia del sistema adicionales a los mencionados anteriormente, las cuales no son evidentes en el ejercicio dada la resolución mensual considerada y la no inclusión de la red de transmisión.

Incremento de la generación térmica y las emisiones de gases de efecto invernadero

- La generación térmica presenta una tendencia creciente ante la disminución de las reservas hídricas con su consecuente incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta condición es contraria al cumplimiento de las metas del país ante el COP21 y el compromiso adquirido como sector de reducción del 20% de emisiones a 2030.

Conclusiones

Costo de la prestación del servicio de la Energía Eléctrica

Lo siguientes aspectos tienes un impacto directo en la tarifa de energía eléctrica de los usuarios finales:

- Incremento en el costo total de operación del sistema, costos marginales y precios de bolsa.
- Necesidad de una mayor expansión de capacidad instalada y los requerimientos en red asociados a esta expansión. Esta necesidad ante la presencia déficits y la reducción de Energía Firme de los recursos hidráulicos.
- Necesidad de inversiones en otras tecnologías que pueda de alguna forma suplir algunos servicios prestados actualmente gracias a la capacidad de regulación de los recursos hidráulicos.
- La reducción de costos esperada con la entada de Fuentes de Energía Renovable no Convencional no sería percibida por el usuario final dada la necesidad de otros elementos que aporten la flexibilidad requerida por el sistema.
- Incrementos en los costos de instalación de nuevos recursos hidráulicos al considerar la infraestructura necesaria para el cumplimiento de la guía.

Conclusiones

Otros riesgos identificados:

- Impactos de gran magnitud en el país asociado a racionamiento en el sector eléctrico.
- La restricciones planteadas al recurso primario hidráulico desincentiva el uso de esta tecnología como alternativa en la expansión de capacidad del sistema, limitando el gran potencial con el que actualmente se cuenta de este recurso que es considerado competitivo, limpio y renovable.
- La reducción de la flexibilidad del sistema, en el corto plazo limita y en el largo plazo incrementa los costos asociados a la integración de las Fuentes de Energía Renovable no Convencionales, dado que las mismas por su característica de generación intermitente requieren de esta flexibilidad para que soporten dicha intermitencia.
- Ante la señal de uso restringido del agua y la posible limitación a la integración de las Fuentes de Energía Renovable no Convencionales por la pérdida de flexibilidad del sistema, se da una señal a que la expansión sea realizada con recursos térmicos, lo que impacta directamente las emisiones de gases de efecto invernadero y el cumplimiento de metas asociada a estas emisiones.
- Para reducir los riesgos evidenciados, la atención de la demanda de energía eléctrica podría depender altamente de intercambios internacionales de los cuales no se cuenta con firmeza. A su vez, la aplicación de la guía convierte al sistema Colombiano como un país importador, limitando las posibles intercambios con mercados como el centro americano.
- Restricciones operativas de los embalses existentes los cuales no fueron diseñados para permitir el paso de caudales que no sean de rebose. A su vez existe la incapacidad de operar continuamente con caudales de rebose ya que se atenta contra la vida útil de los embalses.

Muchas Gracias

ANEXO XX

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2017 – 2031

IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

(Alertas Tempranas)

20 años

upme

Unidad de Planeación Minero Energética

ÍNDICE

1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS: ALERTAS TEMPRANAS 14

1.1 OBJETIVO 14
1.2 METODOLOGÍA 14
1.3 PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 kV Y OBRAS ASOCIADAS. 16
1.3.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes 20
1.3.2 Conclusiones 64
1.4 PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 kV Y OBRAS ASOCIADAS" 67
1.4.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes 71
1.4.2 Conclusiones 117
1.5 PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 kV Y OBRAS ASOCIADAS." 120
1.5.1 Identificación de variables ambientales y sociales relevantes 124
1.5.2 Conclusiones 172
1.6 PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.A." 176
1.6.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes 180
1.6.2 Conclusiones 257
1.7 PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B." 260
1.7.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes 266
1.7.2 Conclusiones 355

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES Y ENTES TERRITORIALES DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....20
TABLA 2. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 22
TABLA 3. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO 24
TABLA 4. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 26
TABLA 5. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 28
TABLA 6. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 30
TABLA 7. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 32
TABLA 8. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 34
TABLA 9. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 36
TABLA 10. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 38
TABLA 11. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 40
TABLA 12. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 42
TABLA 13. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....44
TABLA 14. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 46
TABLA 15. LICENCIAS ANLA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS..48
TABLA 16. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 50
TABLA 17. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 54
TABLA 18. BIENES DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 54
TABLA 19. SITIOS DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 54
TABLA 20. PAISAJE CULTURAL CAFETERO (PCC) Y SU ZONA DE AMORTIGUACIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 54
TABLA 21. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....56
TABLA 22. SOLICITUDES PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 60
TABLA 23. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 62
TABLA 24. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 64
TABLA 25. INFRAESTRUCTURA RELACIONADA AL PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 67

TABLA 26. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES Y ENTES TERRITORIALES DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....71
TABLA 27. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....73
TABLA 28. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO.....75
TABLA 29. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....77
TABLA 30. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....79
TABLA 31. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....81
TABLA 32. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS".....83
TABLA 33. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....85
TABLA 34. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....86
TABLA 35. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS".....88
TABLA 36. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....90
TABLA 37. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....92
TABLA 38. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....94
TABLA 39. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....96
TABLA 40. LICENCIAS ANLA –DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....98
TABLA 41. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS (TÍTULOS VIGENTES – EN EJECUCIÓN).....102
TABLA 42. COMUNIDADES ÉTNICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....105
TABLA 43. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....107
TABLA 44. BIENES DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....107
TABLA 45. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....109
TABLA 46. SOLICITUDES PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....113
TABLA 47. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....115
TABLA 48. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....117
TABLA 49. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES Y ENTES TERRITORIALES DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS.....124
TABLA 50. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS."....126

TABLA 51. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO....128
TABLA 52. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 130
TABLA 53. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 132
TABLA 54. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 134
TABLA 55. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 136
TABLA 56. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS." 138
TABLA 57. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 140
TABLA 58. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 142
TABLA 59. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 144
TABLA 60. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 146
TABLA 61. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 148
TABLA 62. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS." 150
TABLA 63. LICENCIAS ANLA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 152
TABLA 64. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 154
TABLA 65. COMUNIDADES ÉTNICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 160
TABLA 66. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 162
TABLA 67. BIENES DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 162
TABLA 68. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 164
TABLA 69. SOLICITUDES PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 168
TABLA 70. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 170
TABLA 71. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 172
TABLA 72. INFRAESTRUCTURA RELACIONADA AL PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 176
TABLA 73. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES Y ENTES TERRITORIALES DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 180
TABLA 74. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 183
TABLA 75. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO 185
TABLA 76. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 187
TABLA 77. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 189
TABLA 78. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 191
TABLA 79. SUBZONAS HIDROGRÁFICAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 193

TABLA 80. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 195
TABLA 81. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 198
TABLA 82. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 200
TABLA 83. ZONAS DE RESERVA DE LEY 2DA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 202
TABLA 84. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 204
TABLA 85. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 207
TABLA 86. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 209
TABLA 87. PROYECTOS ANLA – SECTOR ENERGÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 211
TABLA 88. PROYECTOS ANLA – SECTOR HIDROCARBUROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 213
TABLA 89. PROYECTOS ANLA – SECTOR MINERÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 219
TABLA 90. PROYECTOS ANLA – PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA VIAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 221
TABLA 91. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A (TÍTULOS VIGENTES – EN EJECUCIÓN). 229
TABLA 92. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 242
TABLA 93. BIENES DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 242
TABLA 94. SITIOS DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 242
TABLA 95. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 244
TABLA 96. SOLICITUDES PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.A." 248
TABLA 97. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 251
TABLA 98. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 255
TABLA 99. ZONAS DE RESERVA CAMPESINA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 257
TABLA 100. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES Y ENTES TERRITORIALES DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 265
TABLA 101. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 268
TABLA 102. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO 270
TABLA 103. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 272
TABLA 104. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 275
TABLA 105. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 277
TABLA 106. SUBZONAS HIDROGRÁFICAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 279
TABLA 107. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 283
TABLA 108. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 287
TABLA 109. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 289
TABLA 110. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B." 293
TABLA 111. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 295

TABLA 112. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 301
TABLA 113. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 303
TABLA 114. PROYECTOS ANLA – SECTOR ENERGÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 306
TABLA 115. PROYECTOS ANLA – SECTOR HIDROCARBUROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 309
TABLA 116. PROYECTOS ANLA – SECTOR MINERÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 318
TABLA 117. PROYECTOS ANLA – PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA VIAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B." 319
TABLA 118. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. (TÍTULOS VIGENTES – EN EJECUCIÓN) 324
TABLA 119. COMUNIDADES ÉTNICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 334
TABLA 120. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 339
TABLA 121. BIENES DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 339
TABLA 122. SITIOS DE INTERÉS CULTURAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 340
TABLA 123. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 342
TABLA 124. SOLICITUDES PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 346
TABLA 125. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 350
TABLA 126. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 354

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. LOCALIZACIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 17
FIGURA 2. DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 18
FIGURA 3. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES EN JURISDICCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 19
FIGURA 4. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 21
FIGURA 5. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 23
FIGURA 6. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 25
FIGURA 7. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 27
FIGURA 8. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 29
FIGURA 9. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 31
FIGURA 10. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 33
FIGURA 11. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 35
FIGURA 12. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 37
FIGURA 13. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 39
FIGURA 14. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 41
FIGURA 15. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 43
FIGURA 16. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 45
FIGURA 17. LICENCIAS ANLA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 47
FIGURA 18. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 49
FIGURA 19. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS Y CULTURALES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 53
FIGURA 20. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 55
FIGURA 21. ZONAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 57
FIGURA 22. SOLICITUDES EN ÁREAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 58
FIGURA 23. SOLICITUDES EN ÁREAS NO MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 59

FIGURA 24. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 61
FIGURA 25. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 63
FIGURA 26. LOCALIZACIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 68
FIGURA 27. DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 69
FIGURA 28. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES EN JURISDICCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 70
FIGURA 29 ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 72
FIGURA 30. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 74
FIGURA 31. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 76
FIGURA 32. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 78
FIGURA 33. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 80
FIGURA 34. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 82
FIGURA 35. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 84
FIGURA 36. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 86
FIGURA 37. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 87
FIGURA 38. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 89
FIGURA 39. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 91
FIGURA 40. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 93
FIGURA 41. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 95
FIGURA 42. LICENCIAS ANLA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 97
FIGURA 43. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS (TÍTULOS VIGENTES – EN EJECUCIÓN). 101
FIGURA 44. COMUNIDADES ÉTNICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 104
FIGURA 45. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS Y CULTURALES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 106
FIGURA 46. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 108
FIGURA 47. ZONAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 110

FIGURA 48. SOLICITUDES EN ÁREAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 111
FIGURA 49. SOLICITUDES EN ÁREAS NO MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 112
FIGURA 50. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 114
FIGURA 51. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 116
FIGURA 52. LOCALIZACIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 121
FIGURA 53. DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 122
FIGURA 54. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES EN JURISDICCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 123
FIGURA 55. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 125
FIGURA 56. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 127
FIGURA 57. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 129
FIGURA 58. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 131
FIGURA 59. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 133
FIGURA 60. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 135
FIGURA 61. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 137
FIGURA 62. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 139
FIGURA 63. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 141
FIGURA 64. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 143
FIGURA 65. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 145
FIGURA 66. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 147
FIGURA 67. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 149
FIGURA 68. LICENCIAS ANLA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 151
FIGURA 69. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 153
FIGURA 70. COMUNIDADES ÉTNICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 159
FIGURA 71. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS Y CULTURALES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 161

FIGURA 72. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 163
FIGURA 73. ZONAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 165
FIGURA 74. SOLICITUDES EN ÁREAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 166
FIGURA 75. SOLICITUDES EN ÁREAS NO MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 167
FIGURA 76. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 169
FIGURA 77. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 KV Y OBRAS ASOCIADAS. 171
FIGURA 78. LOCALIZACIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 177
FIGURA 79. DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 178
FIGURA 80. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES EN JURISDICCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 179
FIGURA 81. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 182
FIGURA 82. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 184
FIGURA 83. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 186
FIGURA 84. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 188
FIGURA 85. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 190
FIGURA 86. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 192
FIGURA 87. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 194
FIGURA 88. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 197
FIGURA 89. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 199
FIGURA 90. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 201
FIGURA 91. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 203
FIGURA 92. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 206
FIGURA 93. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 208
FIGURA 94. PROYECTOS ANLA – SECTOR ENERGÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 210
FIGURA 95. PROYECTOS ANLA – SECTOR HIDROCARBUROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 212
FIGURA 96. PROYECTOS ANLA – SECTOR MINERÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 218
FIGURA 97. PROYECTOS ANLA – PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA VIAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 220
FIGURA 98. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 228
FIGURA 99. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS Y CULTURALES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 241
FIGURA 100. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 243
FIGURA 101. ZONAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 245

FIGURA 102. SOLICITUDES EN ÁREAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 246
FIGURA 103. SOLICITUDES EN ÁREAS NO MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 247
FIGURA 104. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 249
FIGURA 105. EVENTOS ADICIONALES (NO MAP/MUSE) DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 250
FIGURA 106. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 254
FIGURA 107. ZONAS DE RESERVA CAMPESINA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.A. 256
FIGURA 108. LOCALIZACIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 261
FIGURA 109. DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 1" 262
FIGURA 110. DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 2" 263
FIGURA 111. AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES EN JURISDICCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 264
FIGURA 112. ZONIFICACIÓN SÍSMICA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 267
FIGURA 113. GRADOS DE EROSIÓN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 269
FIGURA 114. AMENAZA DE REMOCIÓN EN MASA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 271
FIGURA 115. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 1" 273
FIGURA 116. CONFLICTO USO DEL SUELO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 2" 274
FIGURA 117. CUENCAS HIDROGRÁFICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 276
FIGURA 118. AMENAZA DE INUNDACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 278
FIGURA 119. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 1" 281
FIGURA 120. COBERTURAS DE LA TIERRA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 2" 282
FIGURA 121. LISTA ROJA DE ECOSISTEMAS DE COLOMBIA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 286
FIGURA 122. ÁREAS PROTEGIDAS Y/O EN CATEGORÍA DE MANEJO DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 288
FIGURA 123. ZONAS DE RESERVA FORESTAL DE LEY 2 DE 1959 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 292
FIGURA 124. ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN NACIONAL CONPES 3680 DE 2010 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 294
FIGURA 125. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL BOSQUE SECO TROPICAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 300
FIGURA 126. ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS Y/O ÁREAS SENSIBLES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 302
FIGURA 127. PROYECTOS ANLA – SECTOR ENERGÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 305
FIGURA 128. PROYECTOS ANLA – SECTOR HIDROCARBUROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 308
FIGURA 129. PROYECTOS ANLA – SECTOR INFRAESTRUCTURA Y MINERÍA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 317

FIGURA 130. TÍTULOS MINEROS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 323
FIGURA 131. COMUNIDADES ÉTNICAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 333
FIGURA 132. HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS Y CULTURALES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 338
FIGURA 133. ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL CONFLICTO (ZOMAC) DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 341
FIGURA 134. ZONAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 343
FIGURA 135. SOLICITUDES EN ÁREAS MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 344
FIGURA 136. SOLICITUDES EN ÁREAS NO MICROFOCALIZADAS PARA LA RESTITUCIÓN DE TIERRAS DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 345
FIGURA 137. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 1" 348
FIGURA 138. EVENTOS POR MAP/MUSE DESDE 1990 AL 31 DE OCTUBRE DE 2017 DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. PARTE 2" 349
FIGURA 139. DESMINADO HUMANITARIO, ESTADO DE INTERVENCIÓN DEPARTAMENTAL DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR, PROYECTO CONEXIÓN RENOVABLES 2.B. 353

1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS: ALERTAS TEMPRANAS

1.1 OBJETIVO

Identificar variables ambientales y sociales que permiten considerar, tempranamente, en la fase de planeación, las principales implicaciones, posibilidades y condicionantes, dentro de un área preliminar de estudio, para la ejecución de los proyectos de transmisión que hacen parte del Plan de Expansión y ayudar a precisar los plazos y las fechas de puesta en servicio.

1.2 METODOLOGÍA

La identificación e incorporación de variables socio ambientales en la planeación de los proyectos definidos en el Plan de Expansión, como parte de las alertas tempranas de éstos, se desarrolló con base en la recopilación de información de los sitios web oficiales y la suministrada por las diferentes entidades:

- Agencia Nacional de Infraestructura – ANI.
- Agencia Nacional de Tierras – ANT.
- Corporaciones Autónomas Regionales – CAR´s.
- Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal – DAICMA.
- Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH.
- Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM.
- Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH.
- Instituto Nacional de Vías – INVIAS.
- Ministerio de Defensa.
- Ministerio de Cultura.
- Ministerio del Interior.
- Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS y los Institutos de Investigación Ambiental del país.
- Sistema de Información Geográfica para la Planeación y el Ordenamiento Territorial – SIG-OT.
- Unidad de Parques Nacionales Naturales – PNN.
- Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas – UAEGRTD.

Inicialmente, se definió para cada proyecto un área de estudio general, que por sus características generales, físicas, bióticas y sociales permitan analizar el desarrollo de las actividades de transmisión, teniendo como base la determinación de elementos sensibles a considerar en la planeación.

A continuación, se listan las variables cartográficas correspondientes a las Alertas Tempranas estudiadas para cada uno de los proyectos:

- División político administrativa y jurisdicción de las Corporaciones autónomas regionales - CAR'S.
- Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa).
- Fallas Geológicas.
- Grados de erosión.
- Categorías de amenaza de remoción en masa.
- Conflictos usos de suelo.
- Cuencas hidrográficas (Subzonas hidrográficas).
- Zonas susceptibles a la inundación.
- Cobertura vegetal (Ecosistemas 1:500000).
- Lista roja de ecosistemas de Colombia.
- Áreas protegidas y/o en categoría de manejo.
  - Áreas del sistema de parques nacionales naturales.
  - Áreas de recreación.
  - Distrito nacional manejo integrado.
  - Distritos de conservación de suelos.
  - Distritos regionales de manejo integrado.
  - Parque natural regional.
  - Reserva forestal protectora nacional.
  - Reserva forestal protectora regional.
  - Reserva Natural de la Sociedad Civil.
  - Reservas locales.
  - Áreas SIRAP Caribe.
- Zonas de reserva forestal de la Ley 2 de 1959.
- Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010.
- Áreas de bosques secos tropicales.
- Ecosistemas estratégicos y/o áreas sensibles.
  - Sitios RAMSAR.
  - Complejos de Páramos.
  - Áreas de Humedales.
  - Áreas importantes para la conservación de las aves AICAS.
- Proyectos ANLA (sector energía, minería, infraestructura e hidrocarburos).
- Títulos mineros ANM.
- Comunidades étnicas.
  - Resguardos indígenas.
  - Parcialidades indígenas.
  - Línea negra (Sei Shizha).
  - Consejos Comunitarios.
- Hallazgos arqueológicos.
- Sitios de interés histórico.
- Bienes de interés Cultural.
- Paisaje Cultural Cafetero (PCC).
- Zona de amortiguación del PCC.
- Municipios identificados como ZOMAC.
- Restitución de tierras (Áreas Microfocalizadas, solicitud de restitución en áreas micro y no microfocalizadas).

- Eventos reportados por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal.
- Zonas de reservas campesinas.

Una vez identificadas las variables socioambientales en el área de estudio preliminar para cada proyecto, se procedió a desarrollar los mapas temáticos que se presentan a continuación con ayuda del Sistema de Información Geográfico ArcGIS.

1.3 PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN SALAMINA 230 kV Y OBRAS ASOCIADAS.

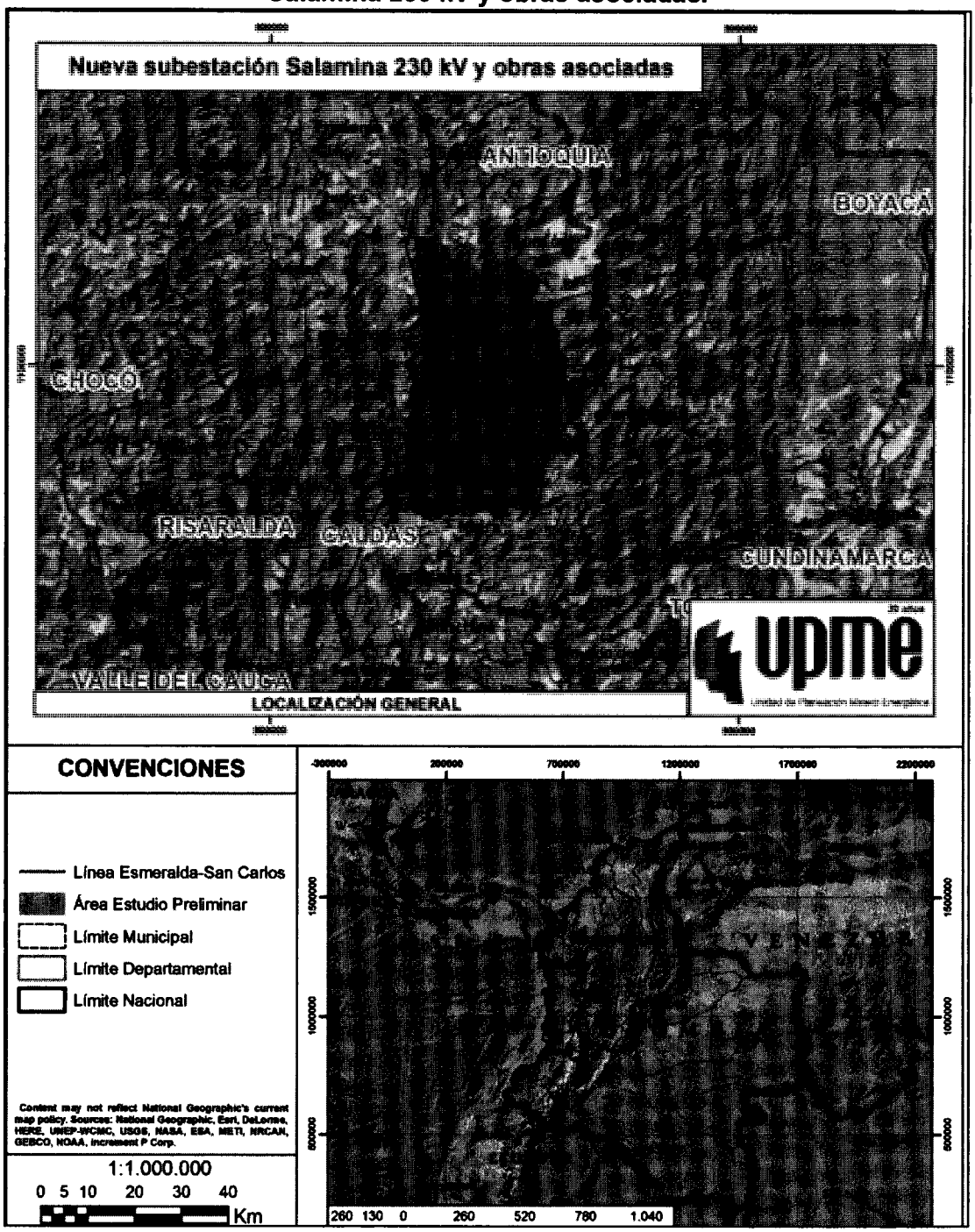
A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN:

- Construcción de la nueva subestación Salamina 230 kV, en el municipio de Salamina en el departamento de Caldas.
- Construcción de dos líneas de transmisión doble circuito desde la nueva subestación Salamina a interceptar los circuitos San Carlos-Esmeralda 230 kV 1 y San Carlos – Esmeralda 230 kV 2, respectivamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, el área de estudio preliminar para el Proyecto "Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas", se ubica en el centro del país (Ver **Figura 1**), en los departamentos de Antioquia y Caldas (ver **Figura 2**), en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Corporación Autónoma Regional de Caldas (CORPOCALDAS), y La Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia (CORANTIOQUIA) (Ver **Figura 3**).

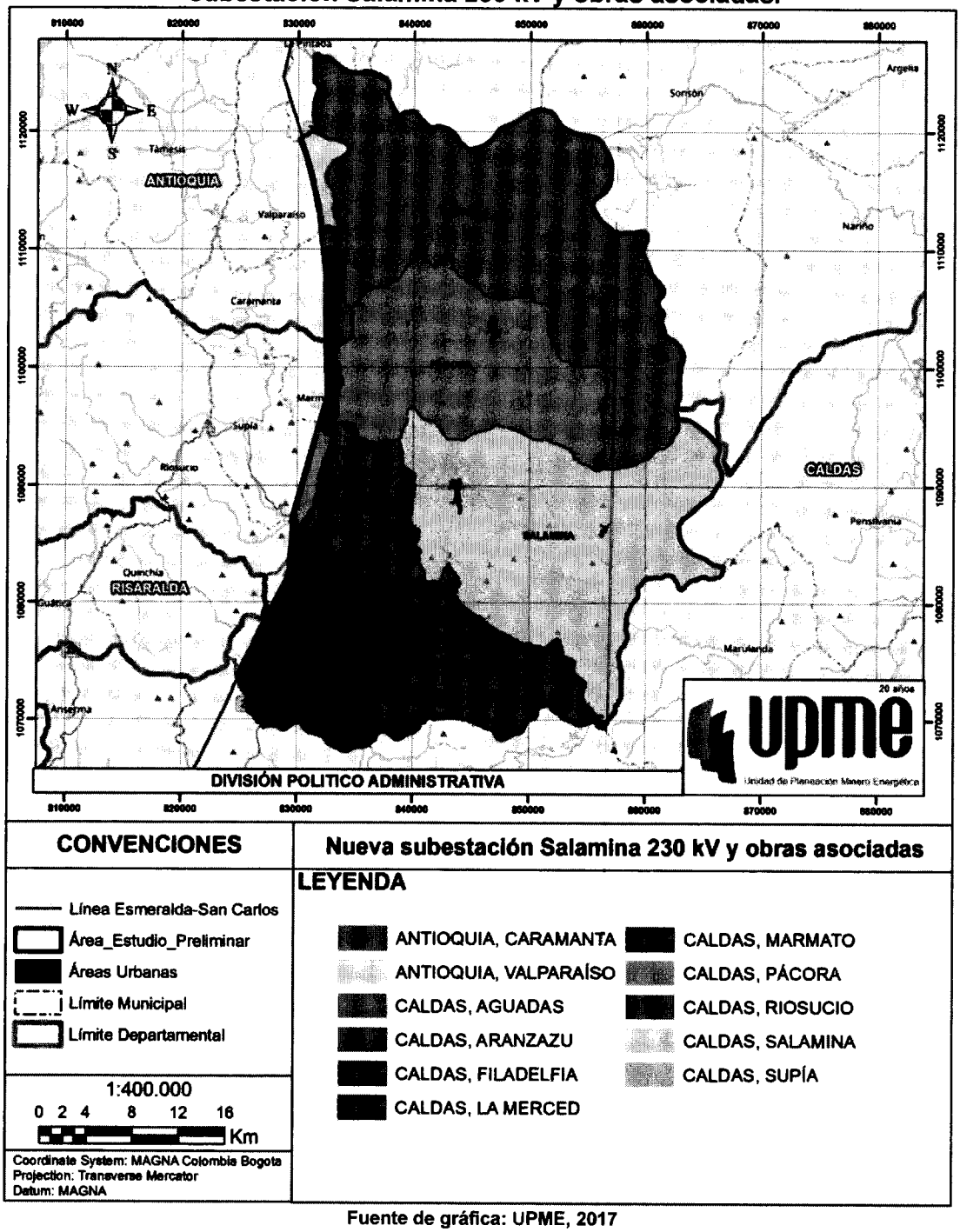
En la **Tabla 1**, se presentan los municipios que hacen parte del área de estudio preliminar.

Figura 1. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



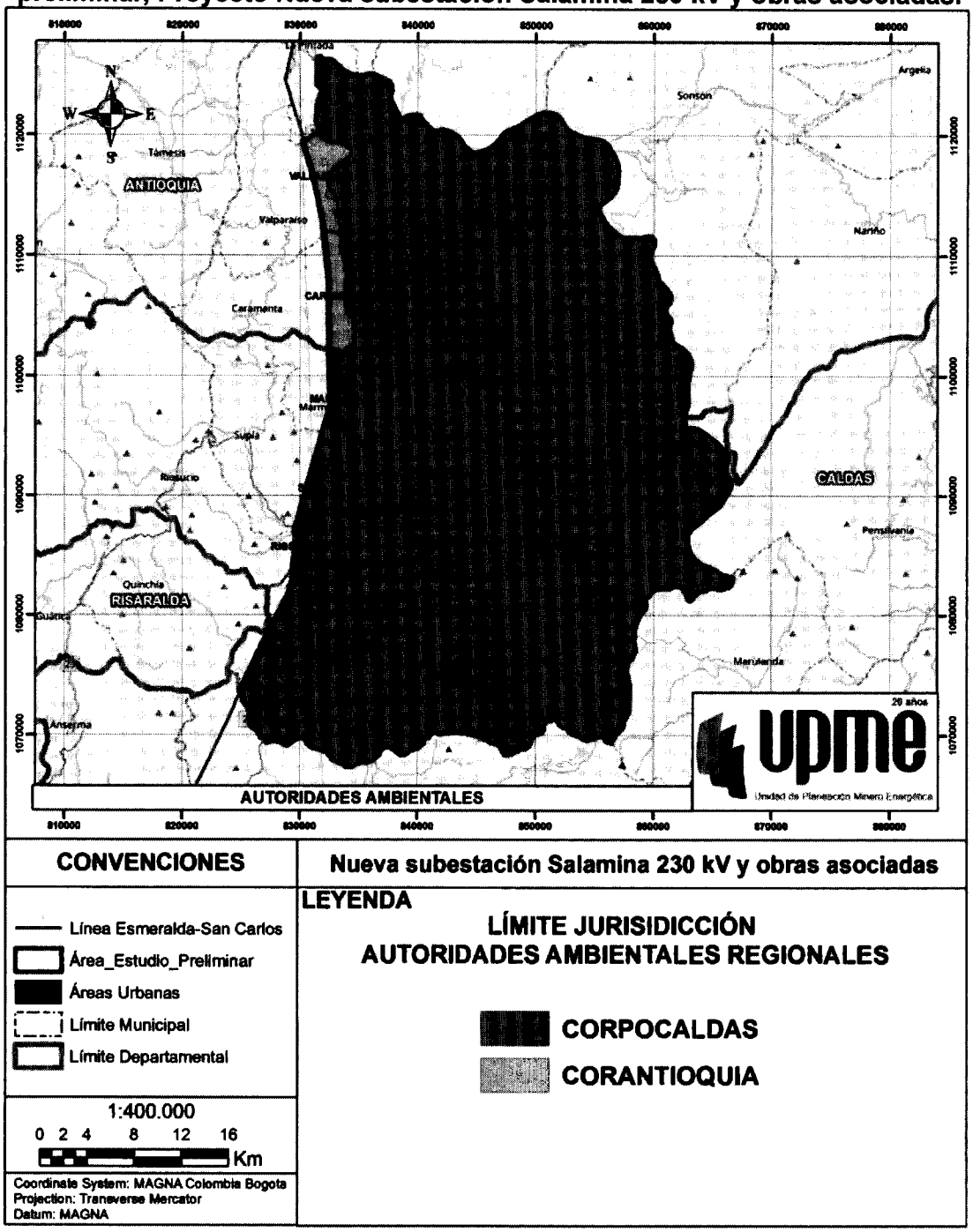
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Figura 2. División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente de gráfica: UPME, 2017

Figura 3. Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: UPME, 2017.

Tabla 1. Autoridades Ambientales Regionales y entes territoriales del área de estudio preliminar Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

CAR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CORANTIOQUIA	ANTIOQUIA	CARAMANTA
		VALPARAÍSO
CORPOCALDAS	CALDAS	SALAMINA
		PÁCORA
		AGUADAS
		ARANZAZU
		FILADELFIA
		SUPÍA
		LA MERCED
		MARMATO
		RIOSUCIO

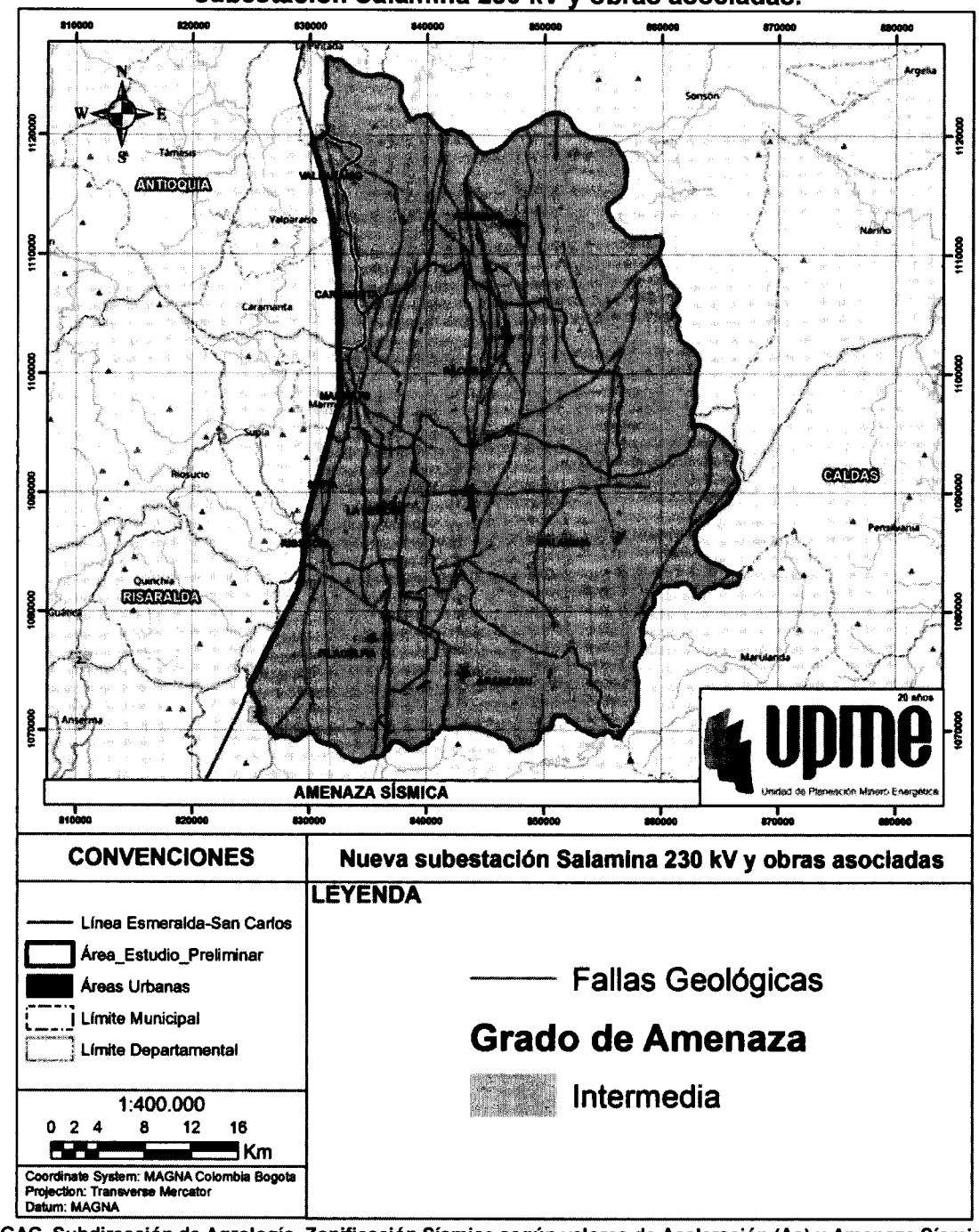
Fuente: UPME, 2017.

1.3.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes

En la estructuración del Proyecto "Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas **(Figura 4** a **Figura 25).**

1.3.1.1 Zonificación Sísmica

Figura 4. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf, INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007. Fuente: UPME, 2017.

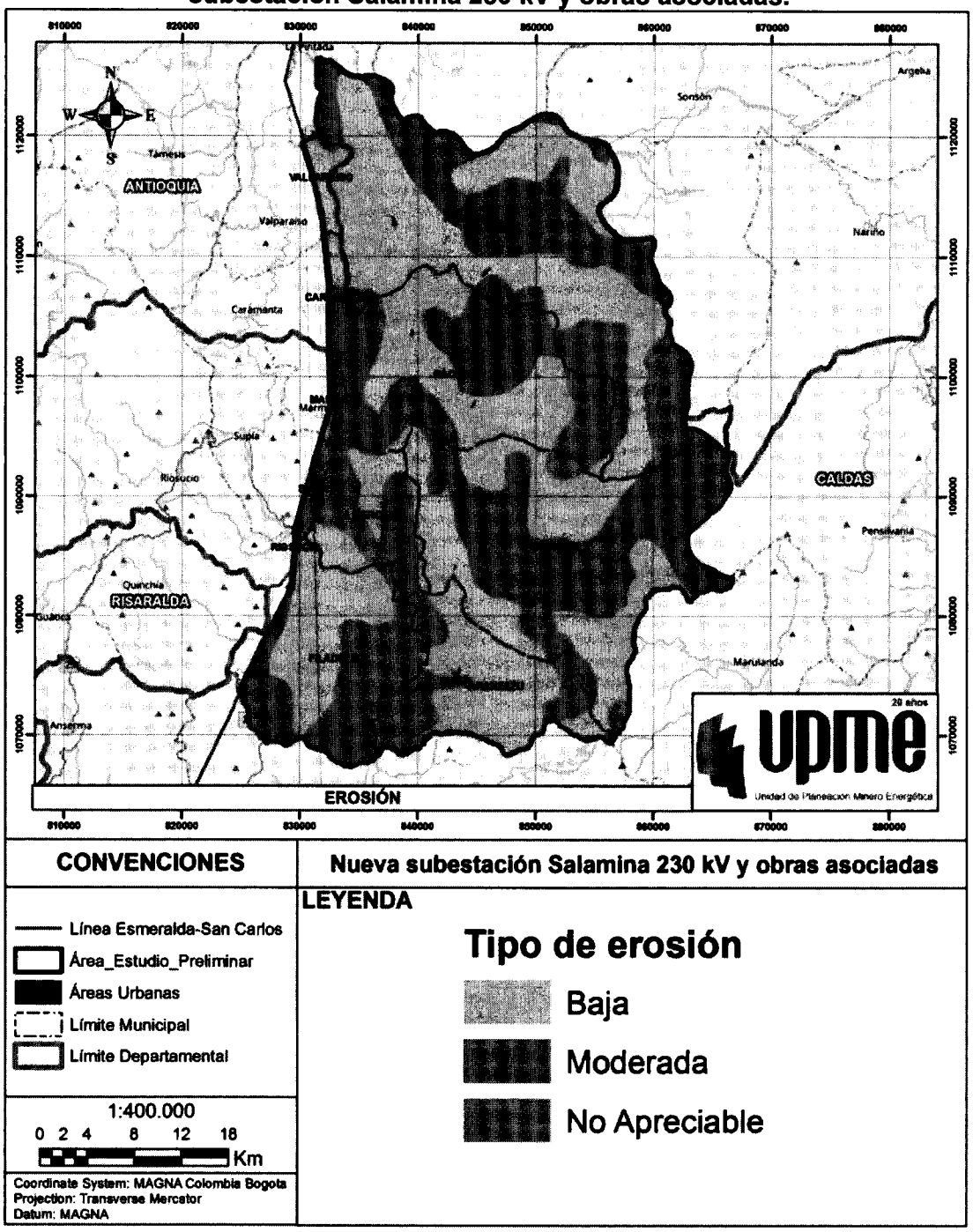
Tabla 2. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

GRADO AMENAZA	DESCRIPCIÓN
Intermedia	Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g. y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf,
INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

1.3.1.2 Grados de Erosión

Figura 5. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

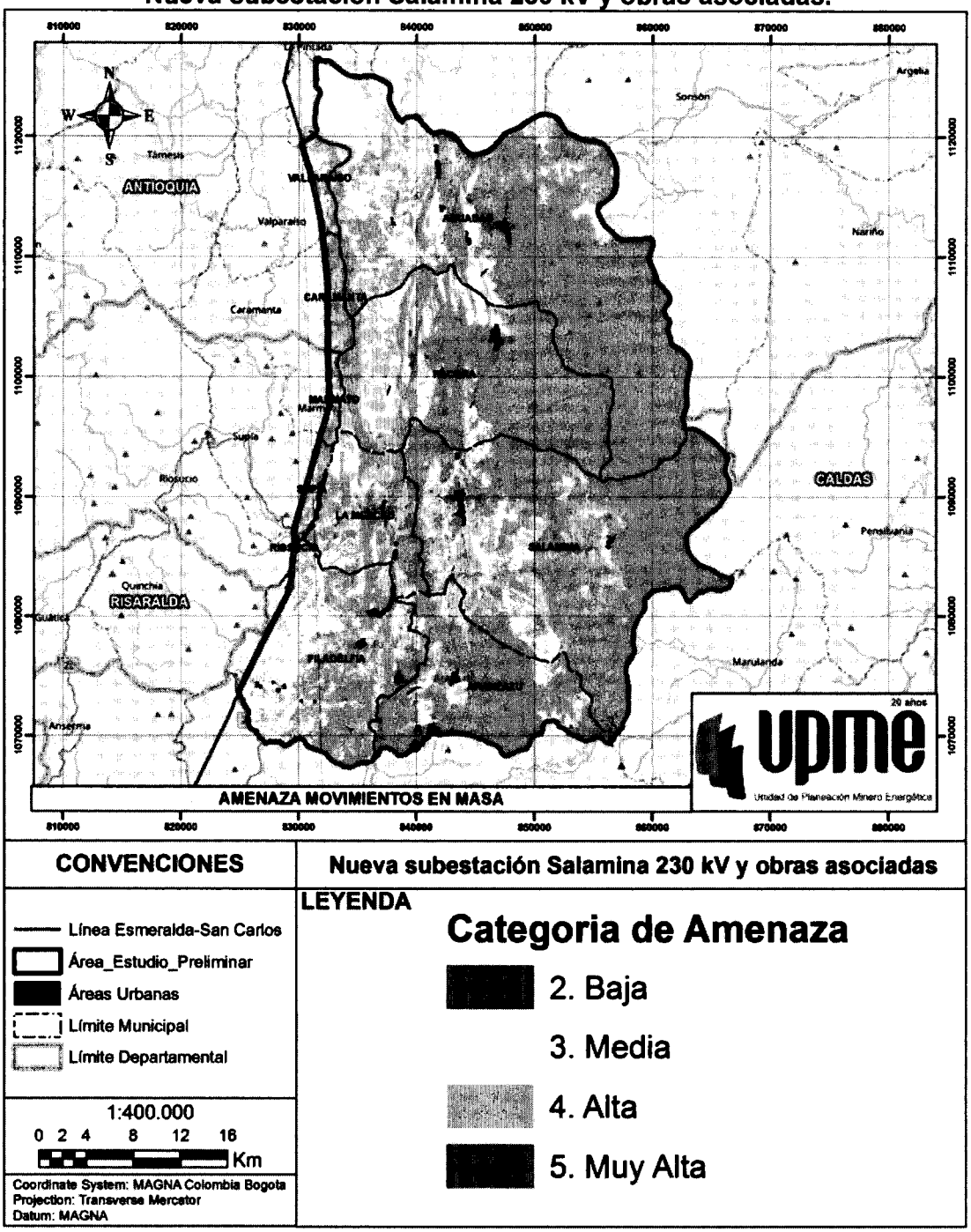
Tabla 3. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

TIPO	CLASIFICACION	DESCRIPCIÓN
Moderada	EROSION MODERADA	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A.
Baja	EROSION LIGERA	Perdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Orinoquia.
No apreciable	EROSION NO APRECIABLE CON LA METODOLOGÍA UTILIZADA.	

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.3.1.3 Amenaza de Remoción en Masa

Figura 6. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

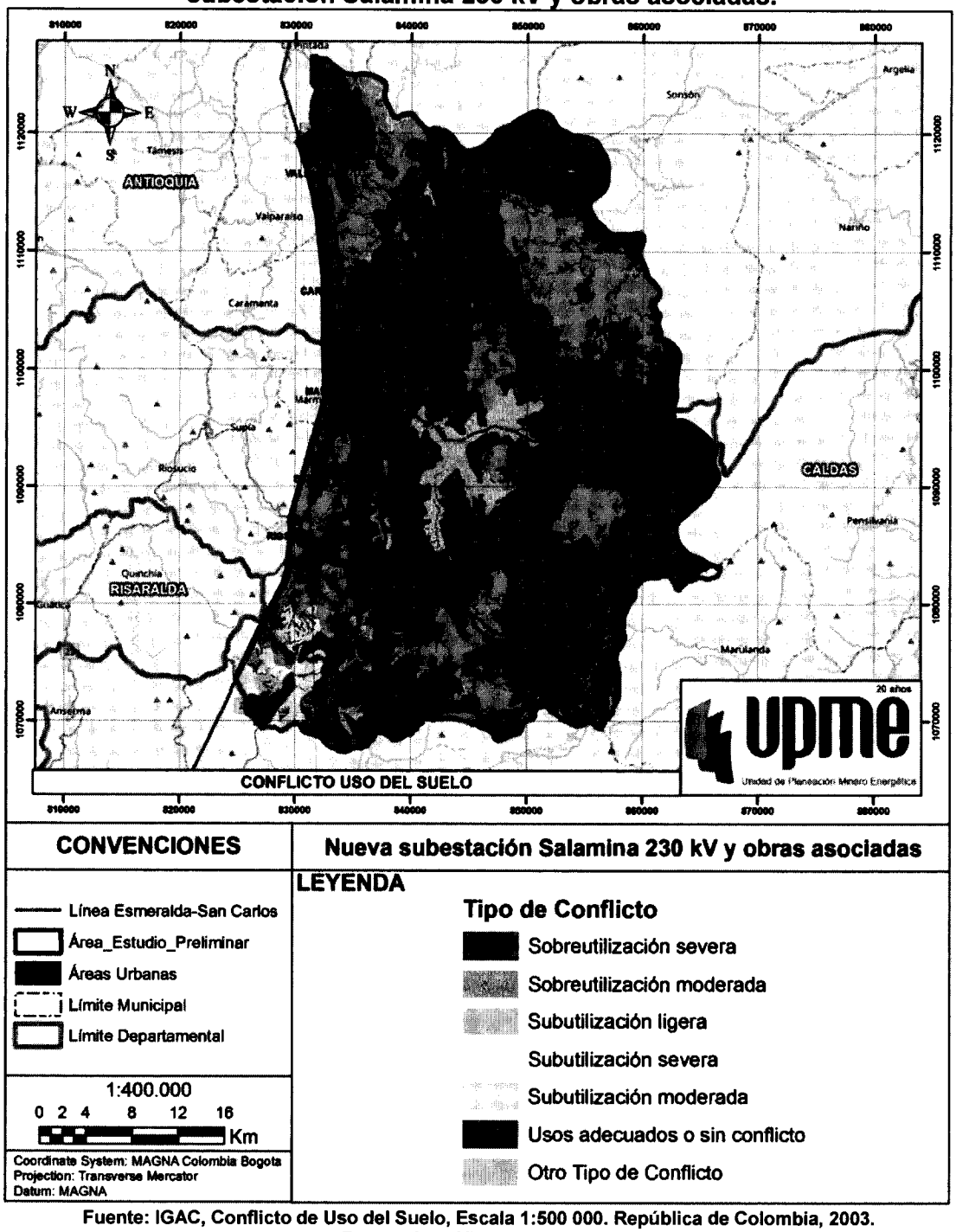
Tabla 4. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos.
4. Alta	Alta recurrencia de movimientos en masa. En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales.
3. Media	Deslizamientos y flujos de detritos. Intenso carcava miento asociado.
2. Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial. Presencia de deslizamientos.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.3.1.4 Conflicto uso del suelo

Figura 7. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

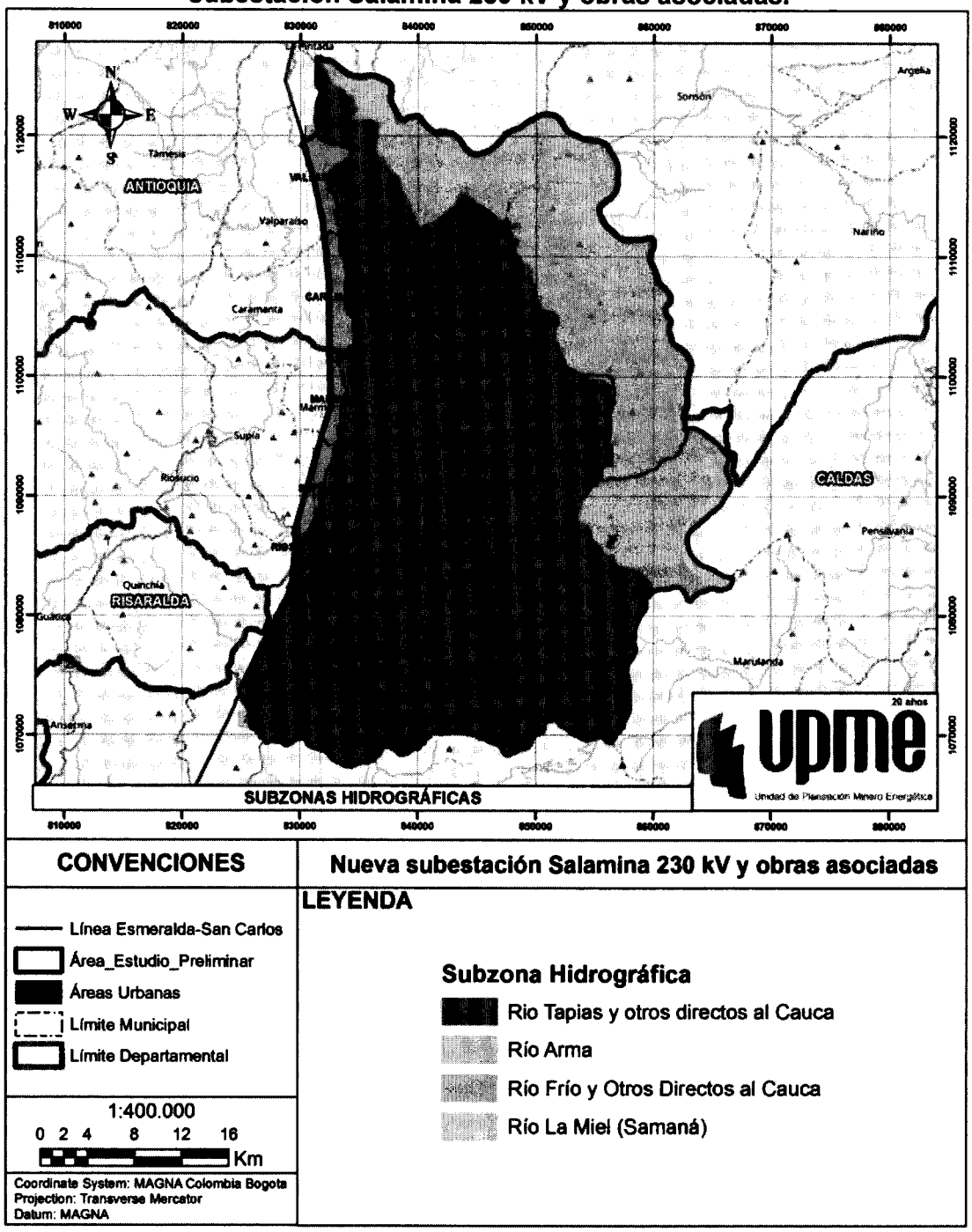
Tabla 5. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

CONFLICTO DE USO	DESCRIPCION
Sobreutilización severa	Tierras en las cuales el uso actual supera en tres o más niveles la clase de vocación de uso principal recomendado, presentándose evidencias de degradación avanzada de los recursos, tales como procesos erosivos severos, disminución marcada de la productividad de las tierras, procesos de salinización, entre otros.
Sobreutilización moderada	Tierras en las cuales el uso actual se encuentra por encima, en dos niveles, de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras. Es frecuente encontrar en estas zonas, rasgos visibles de deterioro de los recursos, en especial la presencia de procesos erosivos activos y el subsecuente deterioro de la base material para la actividad agropecuaria.
Sobreutilización ligera	Tierras cuyo uso actual está cercano al uso principal, pero que se ha evaluado con un nivel de intensidad mayor al recomendado y por ende al de los usos compatibles.
Subutilización severa	Tierras cuyo uso actual está muy por debajo, en tres o más niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada.
Subutilización moderada	Tierras cuyo uso actual está por debajo, en dos niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras.
Subutilización ligera	Tierras cuyo uso actual es muy cercano al uso principal, por ende a los usos compatibles, pero que se ha evaluado como de menor intensidad al recomendado
Usos adecuados o sin conflicto	Tierras cuyo uso actual es acorde al uso principal.
Otro tipo de conflictos	Otros tipos de conflictos identificados son: Conflictos en areas de cuerpos de agua; Conflictos en areas pantanosas con cultivos permanentes; Conflictos en areas pantanosas con cultivos transitorios; Conflictos en areas pantanosas con pastos; Conflictos mineros; Conflictos por obras civiles; Conflictos urbanos; Demanda no disponible en areas para produccion_nubes; Demanda no disponible en áreas a proteger (nubes); Otras coberturas artificializadas (urbanas y suburbanas); Usos inadecuados en zonas quemadas

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.3.1.5 Cuencas Hidrográficas

Figura 8. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

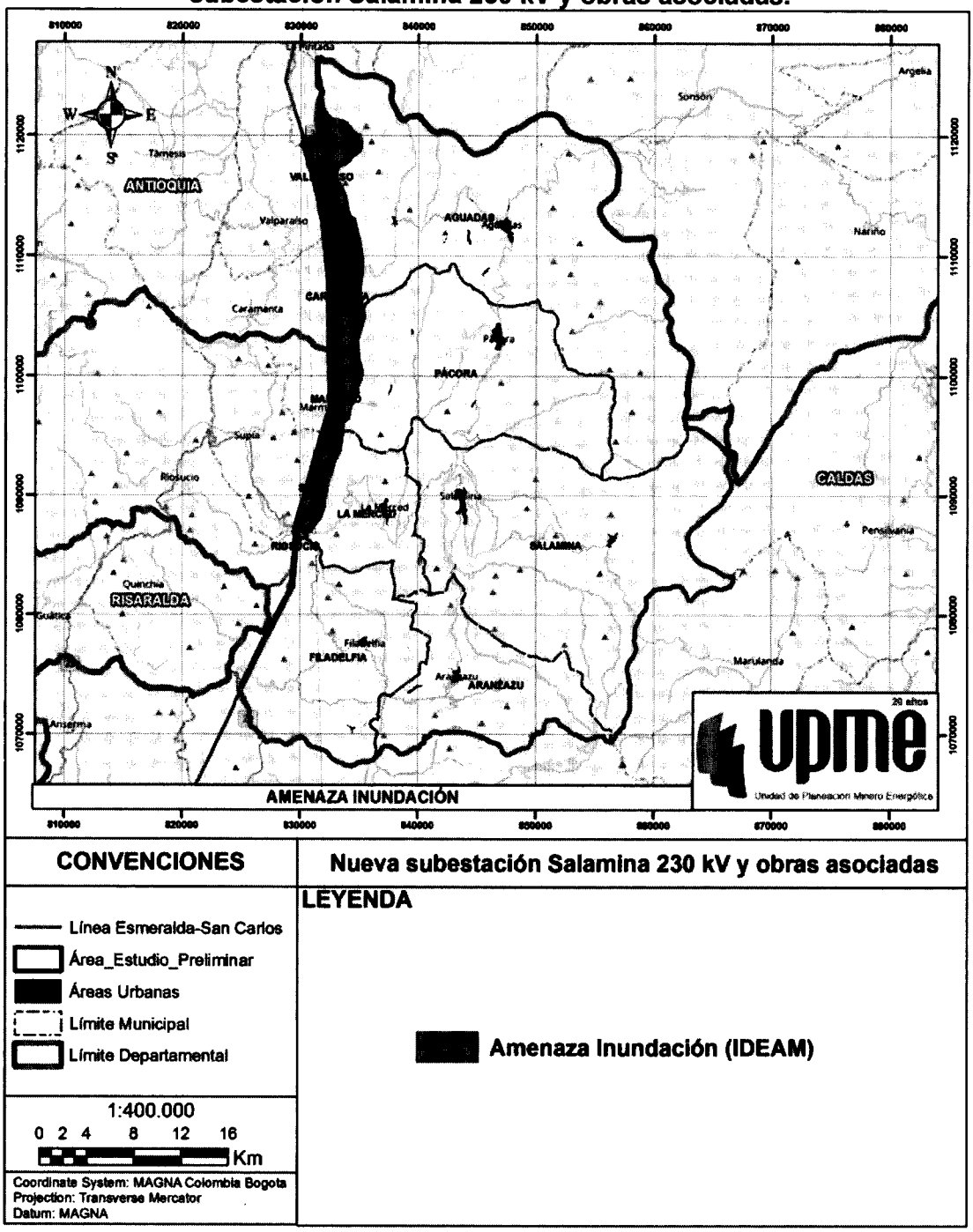
Tabla 6. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

AREA HIDROGRAFICA	ZONA HIDROGRAFICA	SUBZONA HIDROGAFICA
Magdalena Cauca	Medio Magdalena	Río La Miel (Samaná)
	Cauca	Río Arma
		Río Frío y Otros Directos al Cauca
		Rio Tapias y otros directos al Cauca

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.3.1.6 Amenaza de inundación

Figura 9. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IDEAM, 2010; SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

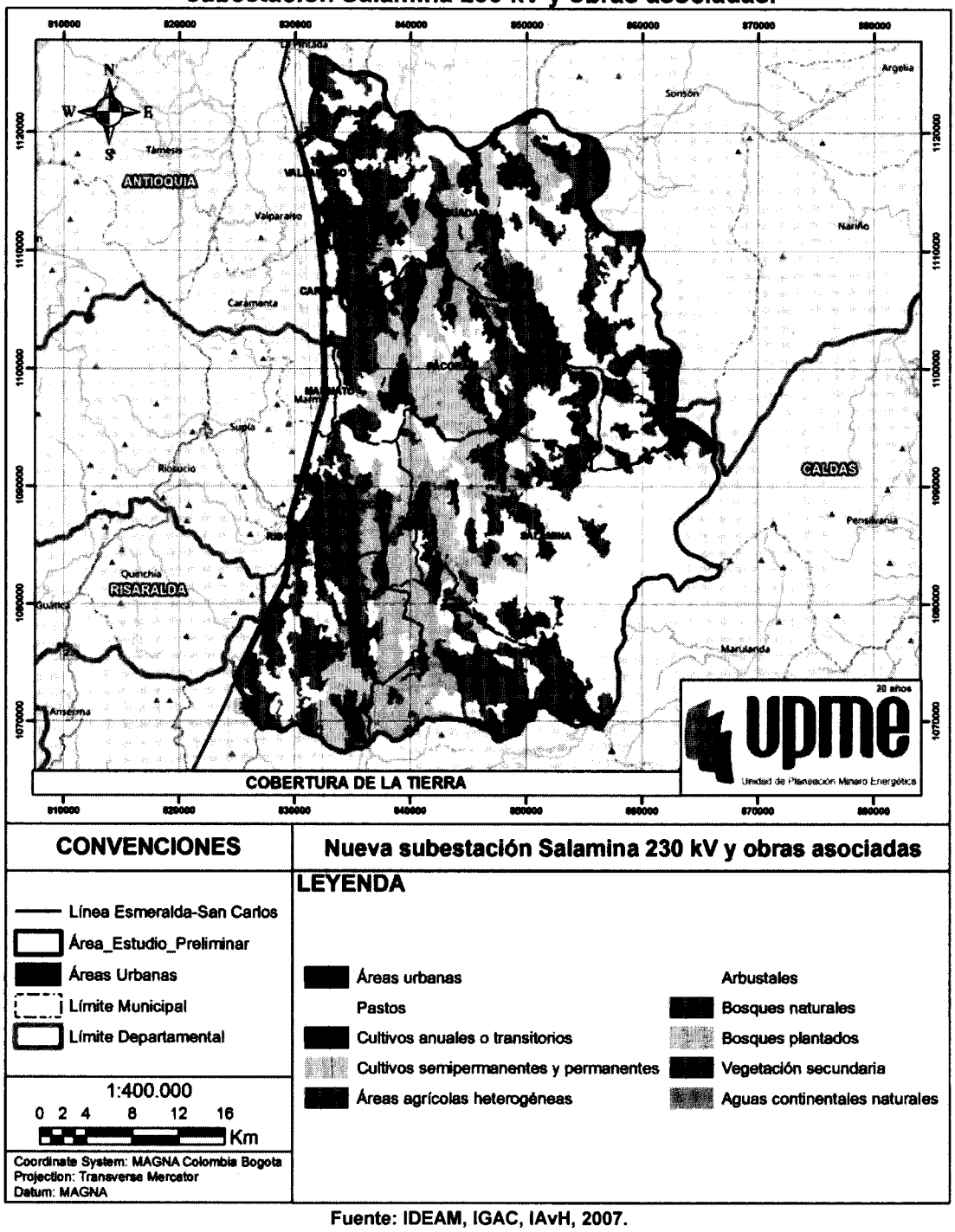
Tabla 7. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

AMENAZA DE INUNDACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Áreas con amenaza de inundación	ANTIOQUIA	CARAMANTA
		VALPARAÍSO
	CALDAS	PÁCORA
		AGUADAS
		SUPÍA
		LA MERCED
		MARMATO

Fuente: IDEAM, 2010, SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.3.1.7 Coberturas de la tierra

Figura 10. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2007.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 8. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

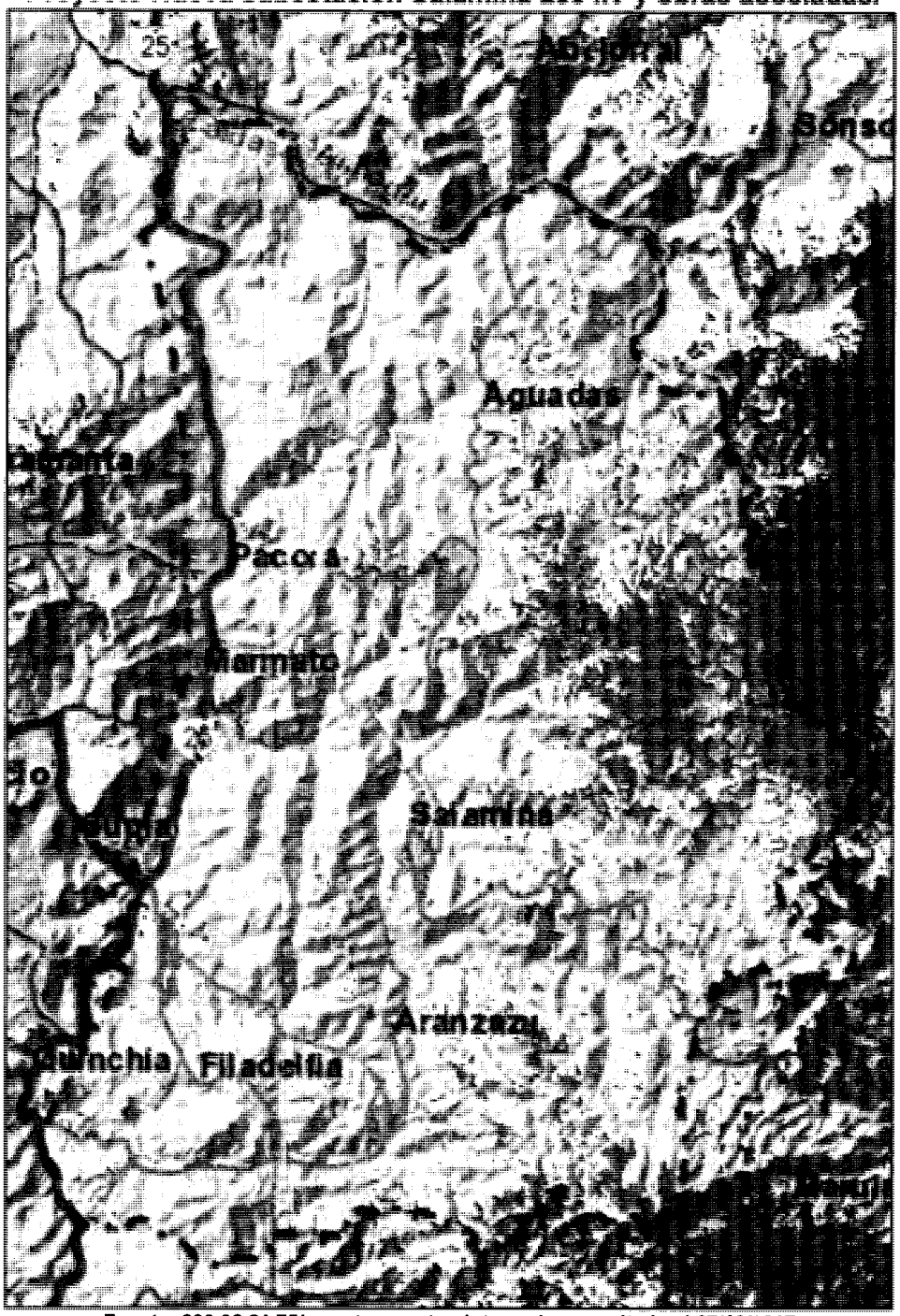
COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
Orobiomas altos de los Andes	Arbustales	Arbustales del orobioma alto de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma alto de los Andes
Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
	Aguas continentales naturales	Aguas cont. naturales del orobioma bajo de los Andes
Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes

COBERTURAS DE ORIGEN ANTROPICA	
Orobiomas altos de los Andes	Pastos
	Cultivos anuales o transitorios
	Áreas agrícolas heterogéneas
	Bosques plantados
Orobiomas bajos de los Andes	Pastos
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Áreas agrícolas heterogéneas
Orobiomas medios de los Andes	Áreas urbanas
	Pastos
	Áreas agrícolas heterogéneas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Bosques plantados

Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2010. UPME, 2017.

1.3.1.8 Lista Roja de Ecosistemas de Colombia

Figura 11. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

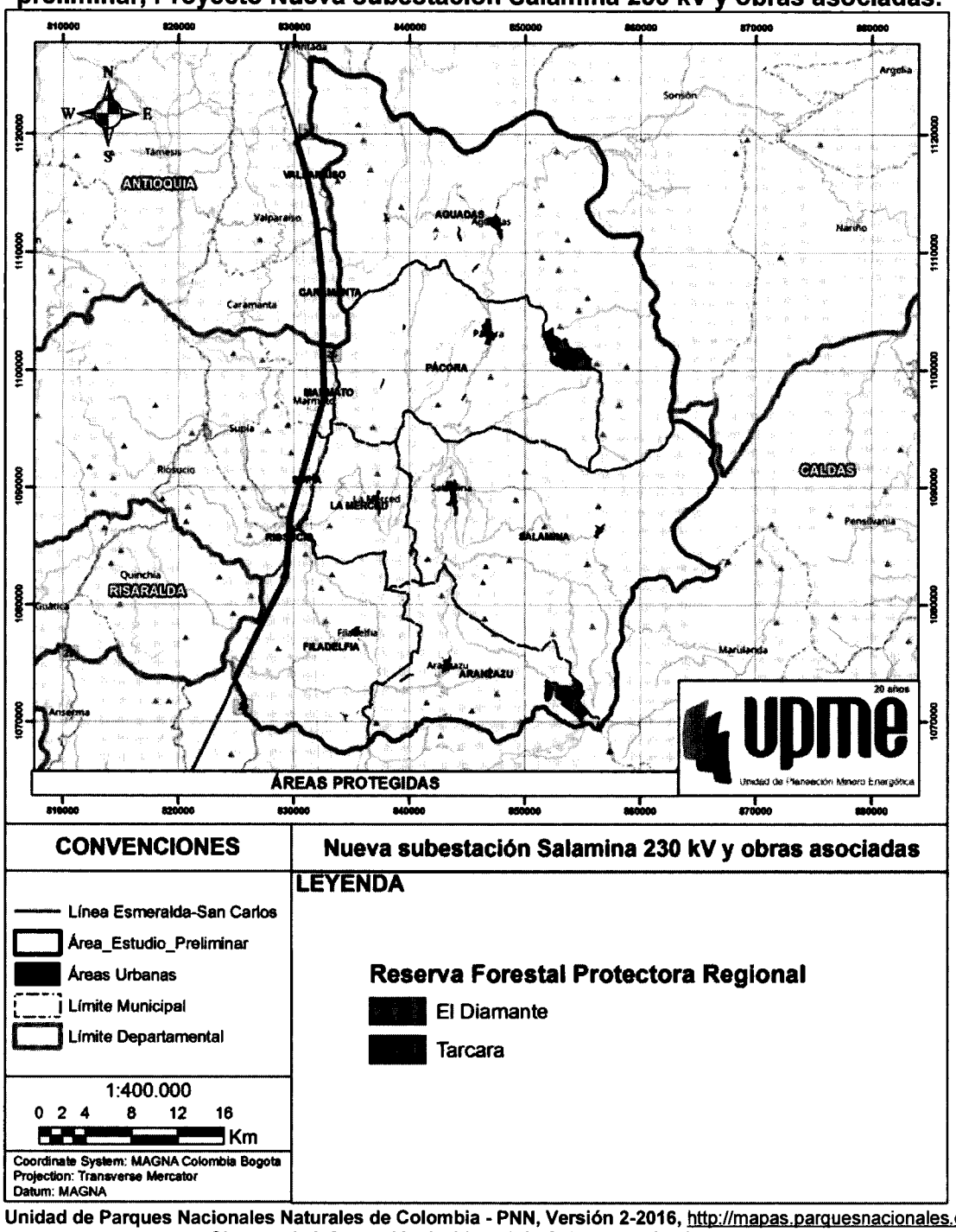
Tabla 9. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

		Un ecosistema está En Peligro Crítico cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios, para la condición En Peligro Crítico	Extremadamente alto de colapso
En Peligro	**EN**	Un ecosistema está En Peligro cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios,para la condición En Peligro.	Muy alto riesgo de colapso
Vulnerable	**VU**	Un ecosistema es Vulnerable cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios para la condición Vulnerable.	Alto riesgo de colapso.
Preocupación Menor	**LC**	Un ecosistema es considerado Preocupación Menor cuando ha sido evaluado contra los criterios y no califica para las categorías En Peligro Crítico, En Peligro, Vulnerable o Casi Amenazado. Ecosistemas ampliamente distribuidos y relativamente no degradados	
Criterios de la Lista Roja de Ecosistemas de UICN: Disminución en la distribución geográfica, Distribución geográfica restringida, Degradación ambiental, Interrupción de los procesos e interacciones bióticas y Análisis cuantitativo de riesgo.			

Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

1.3.1.9 Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo

Figura 12. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

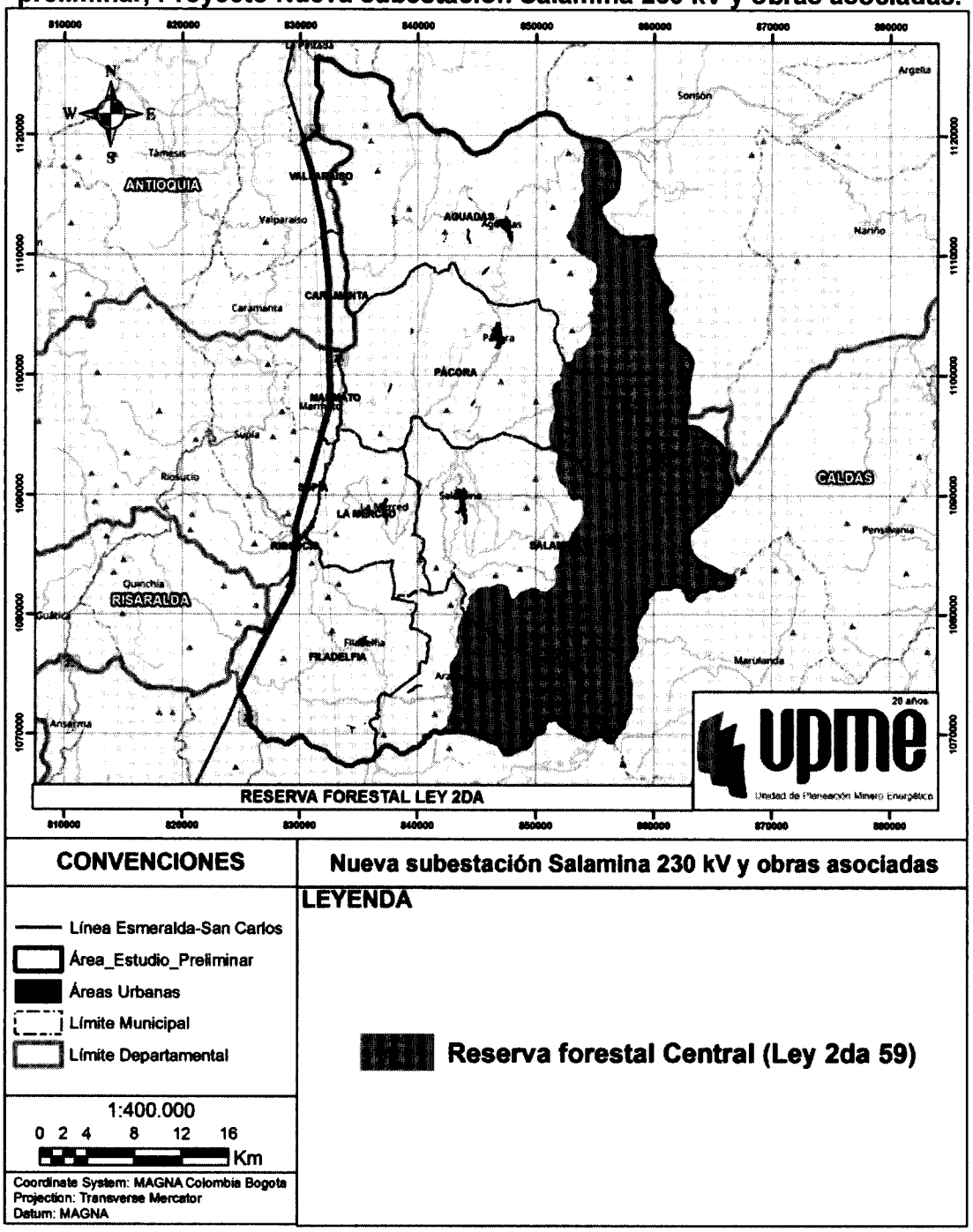
Tabla 10. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

NOMBRE	CATEGORIA	AUTORIDAD AMBIENTAL
El Diamante	Reservas Forestales Protectoras Regionales	Corpocaldas
Tarcara	Reservas Forestales Protectoras Regionales	Corpocaldas

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.3.1.10 Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959

Figura 13. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

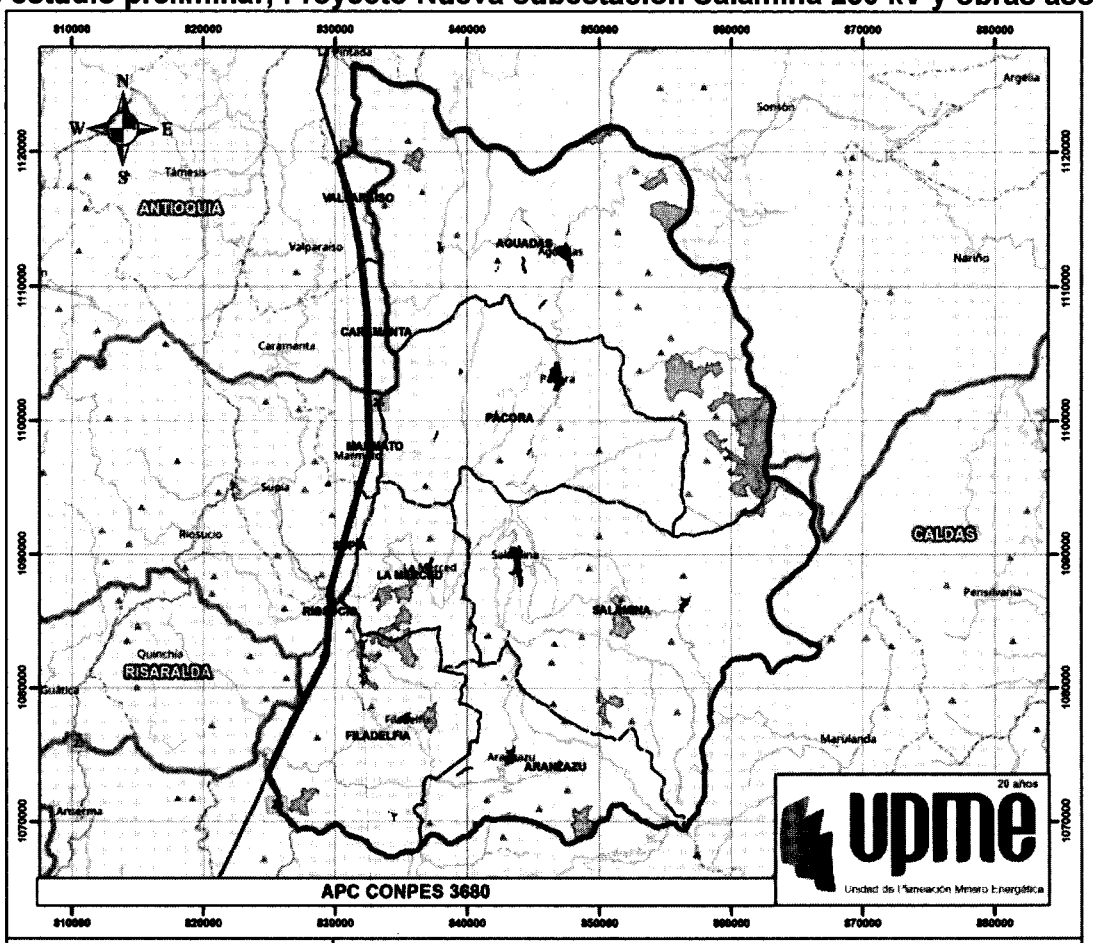
Tabla 11. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

ZONA DE RESERVA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CENTRAL	CALDAS	SALAMINA
		PÁCORA
		AGUADAS
		ARANZAZU

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.3.1.11 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional

Figura 14. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas
Línea Esmeralda-San Carlos Área_Estudio_Preliminar Áreas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA **Prioridad** Baja insuficiencia y urgente
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

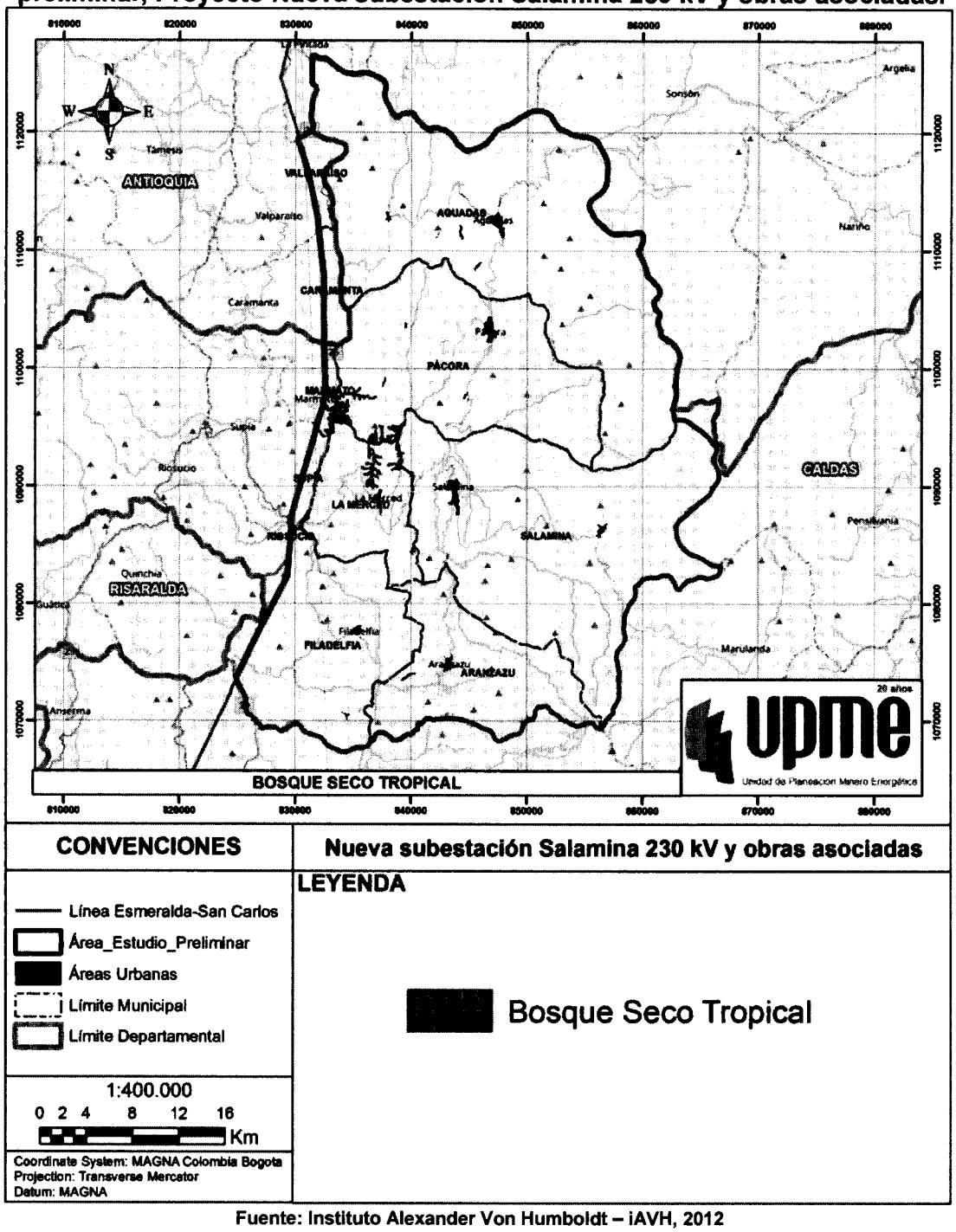
Tabla 12. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
Baja insuficiencia y urgente	NorAndina	Montano_Valle_Ca	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes.
			Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes.

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple. **UPME, 2017.**

1.3.1.12 Distribución espacial del bosque seco tropical

Figura 15. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012
Fuente figura: UPME, 2017.

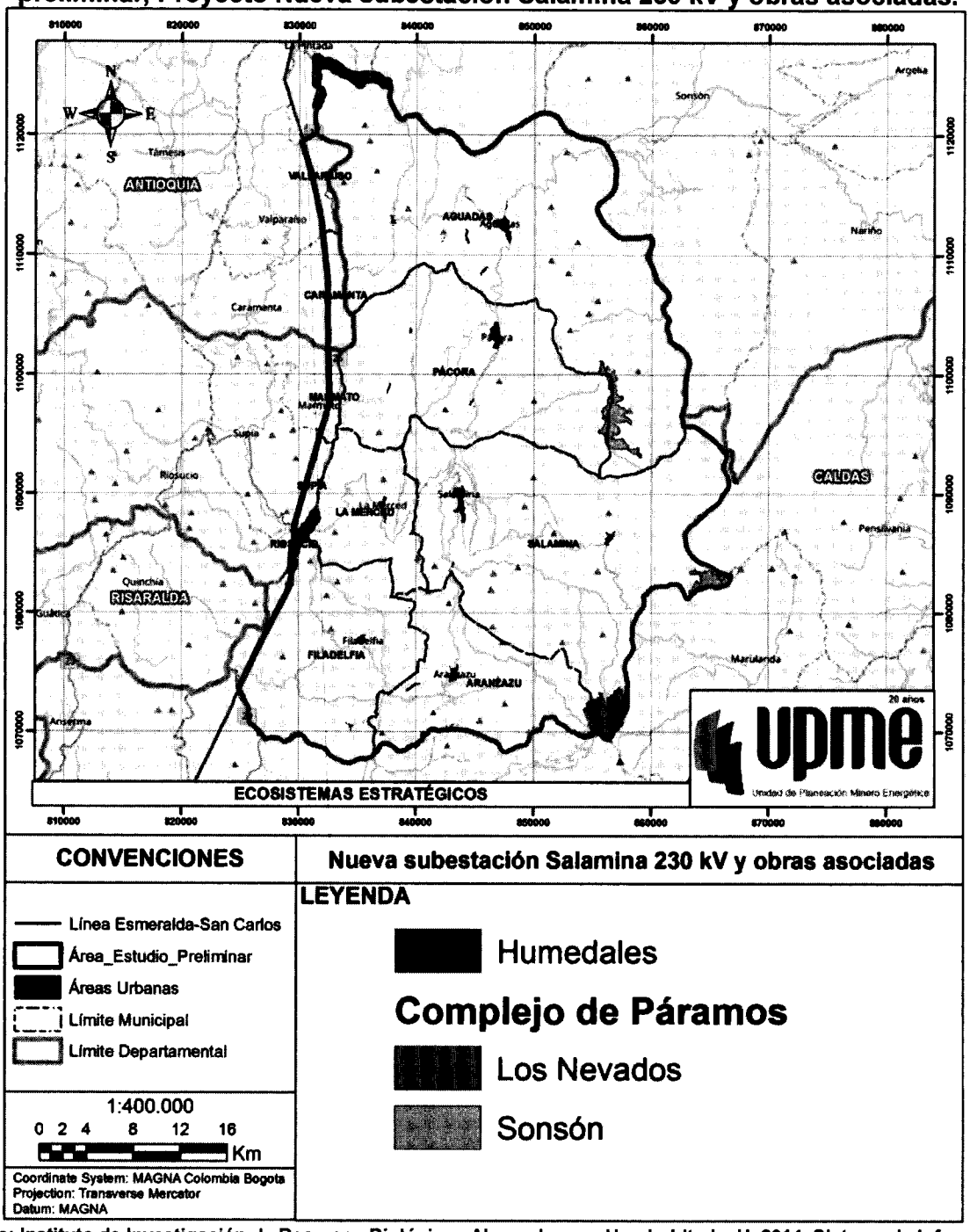
Tabla 13. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CALDAS	PÁCORA
	LA MERCED
	SALAMINA
	MARMATO

Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012

1.3.1.13 Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles

Figura 16. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017. UPME, 2017.

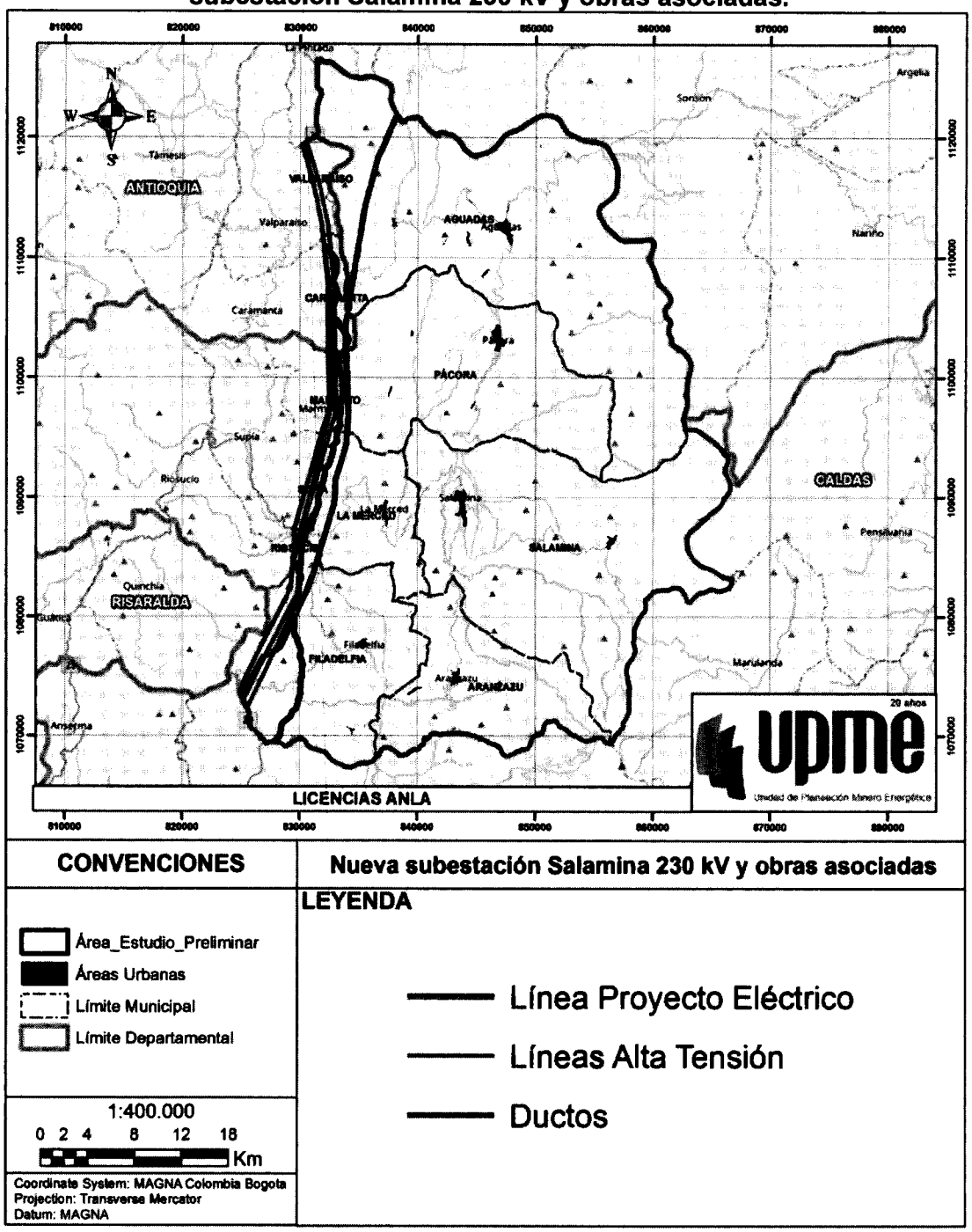
Tabla 14. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

ECOSISTEMA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE
PARAMOS	CALDAS	SALAMINA	Los Nevados
		ARANZAZU	
		PÁCORA	Sonsón
		AGUADAS	
		SALAMINA	
HUMEDALES	CALDAS	FILADELFIA	Aguas continentales naturales
		SUPÍA	
		LA MERCED	
		RIOSUCIO	
		AGUADAS	

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017

1.3.1.14 Licencias ANLA

Figura 17. Licencias ANLA dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

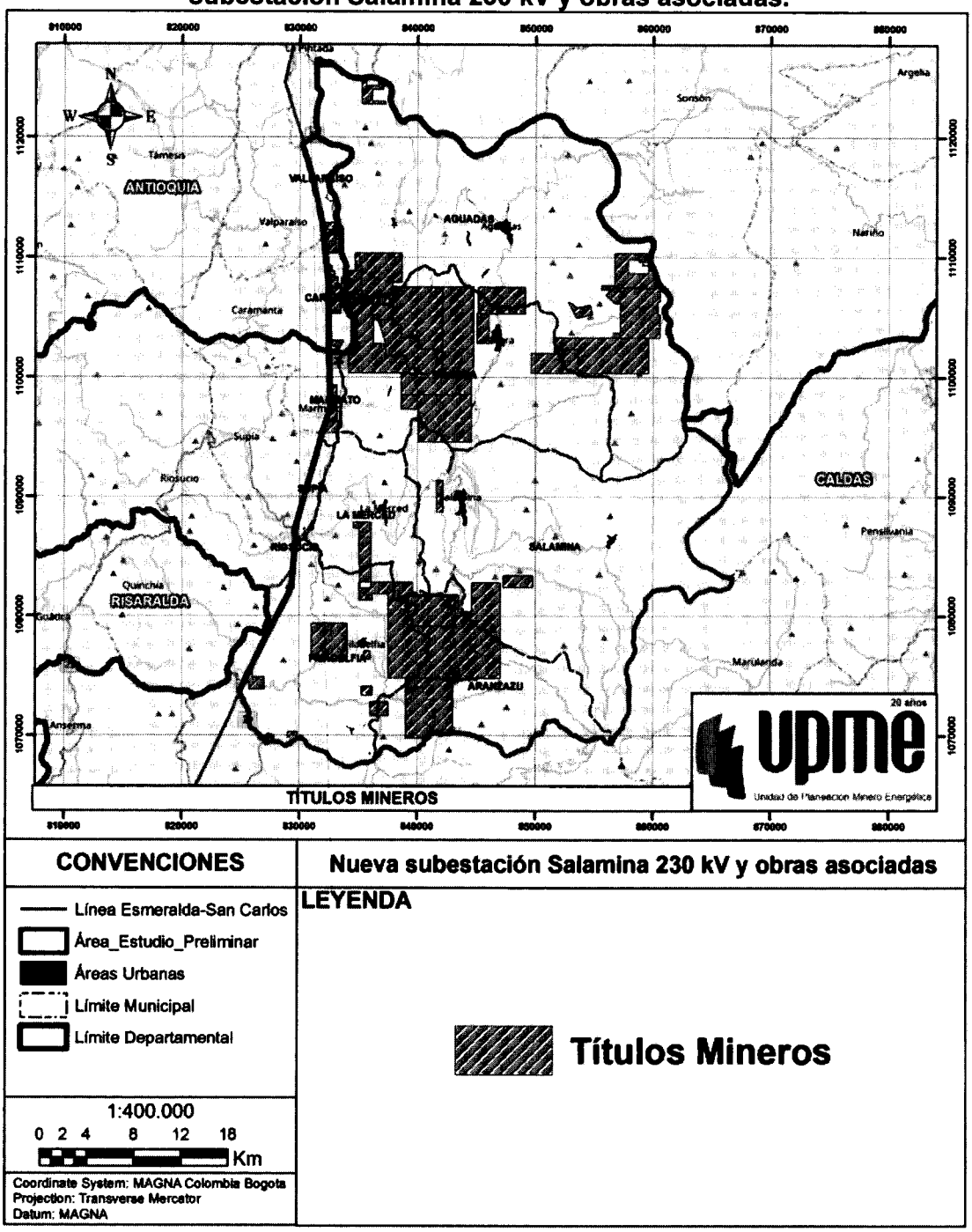
Tabla 15. Licencias ANLA dentro del área de estudio preliminar, Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

SECTOR ENERGÍA - LÍNEAS PROYECTO ELECTRICO				
CALDAS	PÁCORA	LAM0421	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. ISA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV. SAN CARLOS-SAN MARCOS INCLUYENDO LA SUBESTACIÓN LA VIRGINIA
	AGUADAS			
	FILADELFIA			
	LA MERCED			
ANTIOQUIA	CARAMANTA			
SECTOR ENERGÍA - LÍNEAS ALTA TENSION				
ANTIOQUIA	CARAMANTA	SIN INFORMACION	ISA	Ancón Sur - Esmeralda
				San Carlos - Esmeralda
				San Carlos - La Virginia
	VALPARAÍSO			Ancón Sur - Esmeralda
				San Carlos - Esmeralda
CALDAS	AGUADAS			San Carlos - La Virginia
	FILADELFIA			Ancón Sur - Esmeralda
				San Carlos - Esmeralda
				San Carlos - La Virginia
	LA MERCED			San Carlos - La Virginia
	MARMATO			Ancón Sur - Esmeralda
				San Carlos - Esmeralda
	PÁCORA			San Carlos - La Virginia
	RIOSUCIO			San Carlos - Esmeralda
	SUPÍA			Ancón Sur - Esmeralda
				San Carlos - Esmeralda
SECTOR HIDROCARBUROS-DUCTOS				
ANTIOQUIA	CARAMANTA	LAM0520	ECOPETROL S.A.	SEBASTOPOL-MEDELLIN-CARTAGO
CALDAS	FILADELFIA			
	SUPÍA			
	MARMATO			
	RIOSUCIO			

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.3.1.15 Títulos Mineros

Figura 18. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 16. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
EXPLOTACION	GGEO-01	97-00002-00247-02-00000-00	SERPENTINA\ TALCO (SILICATO DE MAGNESIO)
EXPLOTACION	FIUB-03	90-01427-13755-02-00000-00	ARCILLA
EXPLORACION	HJFC-02	0125-17	TALCO\ SERPENTINA
EXPLOTACION	DJLF-01	90-01097-03450-03-00000-00	ARCILLA PIZARROSA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	IHL-10351	IHL-10351	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATINO\ PLATA\ MATERIAL DE ARRASTRE
EXPLOTACION	IG4-08001X	IG4-08001X	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HGRM-03	655-17	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HEPC-02	601-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HGIH-01	AT 0007-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHOB-03	LH-0065-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHOB-05	818-17	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HHME-01	AT 0009-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHLJ-10	802-17	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHLK-04	617-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	FBOC-01	90-00586-04604-03-00000-00	SERPENTINA
EXPLORACION	LH0063-17	LH0063-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	MDQ-09491	MDQ-09491	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	HDJK-01	600-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	LH0120-17	LH0120-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	LH0247-17	LH0247-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	OC7-15301	OC7-15301	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	LH0203-17	LH0203-17	MATERIALES DE CONSTRUCCION
SI INFORMACION	HIBJ-12	6454	METALES PRECIOSOS\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE
SI INFORMACION	IFQ-09351	IFQ-09351	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HHMM-03	6418B	METALES PRECIOSOS\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE
SI INFORMACION	JDF-08031	JDF-08031	MINERAL DE COBRE\ MINERAL DE PLATA\ MINERAL DE ZINC\ ORO
SI INFORMACION	HJBF-05	7772	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	FD5-093	FD5-093	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HHFK-01	715-17	MINERAL DE ZINC\ ORO\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE\ PLATA
SI INFORMACION	HHFK-02	697-17	MINERAL DE ZINC\ ORO\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE\ PLATA
SI INFORMACION	HHFK-08	623-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HHWC-02	698-17	DEMAS_CONCESIBLES\ MERCURIO\ ORO\ PLATA
SI INFORMACION	HGRM-04	733-17	TALCO (SILICATO DE MAGNESIO)

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SI INFORMACION	FD5-10Z	FD5-10Z	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	GAFL-11	91-00665-00041-05-01017-04	ORO\ PLATA
SI INFORMACION	HFHN-02	597-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HEQN-04	604-17	DEMAS_CONCESIBLES\ CUARZO
SI INFORMACION	IIS-10401	IIS-10401	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HFQL-04	6329	METALES PRECIOSOS\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ COBRE
SI INFORMACION	HGIO-13	641-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HGBE-01	666-17	ESTEATITA (SILICATO MAG.HIDRATADO)
SI INFORMACION	FIFI-01	92-00223-14889-01-00000-00	ORO
SI INFORMACION	HGSF-04	669-17	METALES PRECIOSOS\ DEMAS_CONCESIBLES
SI INFORMACION	HHOH-06	739-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	GIUK-01	00-00068-00506-01-00000-00	ORO VETA
SI INFORMACION	HHOI-04	719-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HHOI-07	718-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SI INFORMACION	HGAE-07	653-17	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ ASOCIADOS\ ORO
SI INFORMACION	HETJ-35	159-98M	ASOCIADOS\ ORO
SI INFORMACION	DLK-143	DLK-143	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	JIM-14382	JIM-14382	OTROS MINERALES PARA LA EXTRACCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	HIR-15391	HIR-15391	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MI
SI INFORMACION	B6582005	B6582005	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	B6821005	B6821005	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	KK6-08031	KK6-08031	ORO
SI INFORMACION	H5956005	H5956005	MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	LCO-09031	LCO-09031	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SI INFORMACION	HIT-11394X	HIT-11394X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MI
SI INFORMACION	LGC-15011	LGC-15011	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	HIS-08432	HIS-08432	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ COBRE\ PLATA\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	HIT-13101	HIT-13101	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MI
SI INFORMACION	B6418C005	B6418C005	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS
SI INFORMACION	HHOI-02	705-17	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO

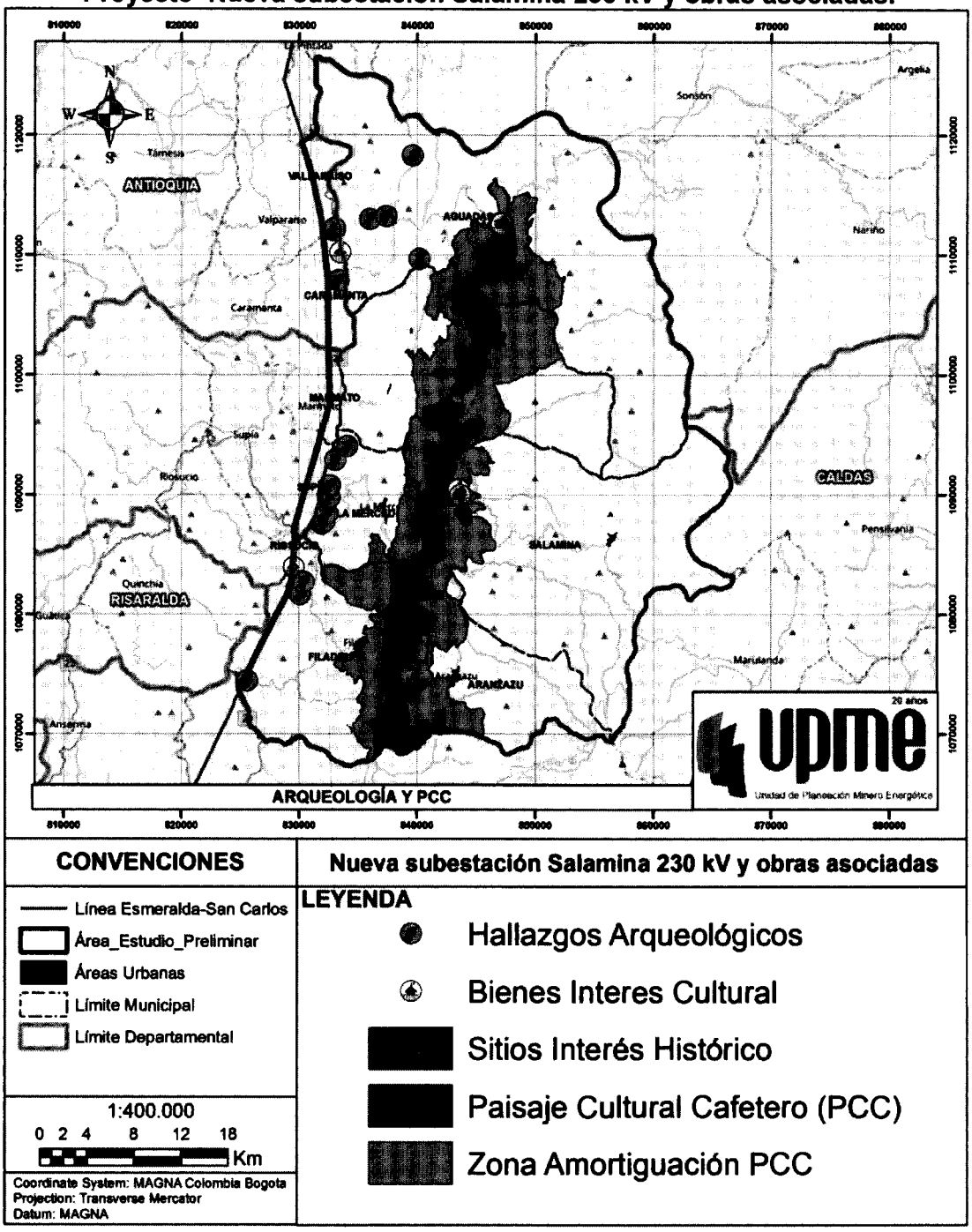
Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017

1.3.1.16 Comunidades Étnicas

De acuerdo con información georreferenciada suministrada por el Ministerio del Interior del año 2016, No se identificó presencia de Resguardos Coloniales, Resguardos Indígenas, Consejos Comunitarios ni Parcialidades Indígenas que se traslapen con el área de estudio. Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

1.3.1.17 Arqueologia y cultura

Figura 19. Hallazgos Arqueológicos y culturales dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 17. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ANTIOQUIA	VALPARAÍSO
CALDAS	FILADELFIA
	LA MERCED
	AGUADAS

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.

Tabla 18. Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ANTIOQUIA	CARAMANTA
CALDAS	AGUADAS
	SALAMINA

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

Tabla 19. Sitios de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CALDAS	AGUADAS
	SALAMINA

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

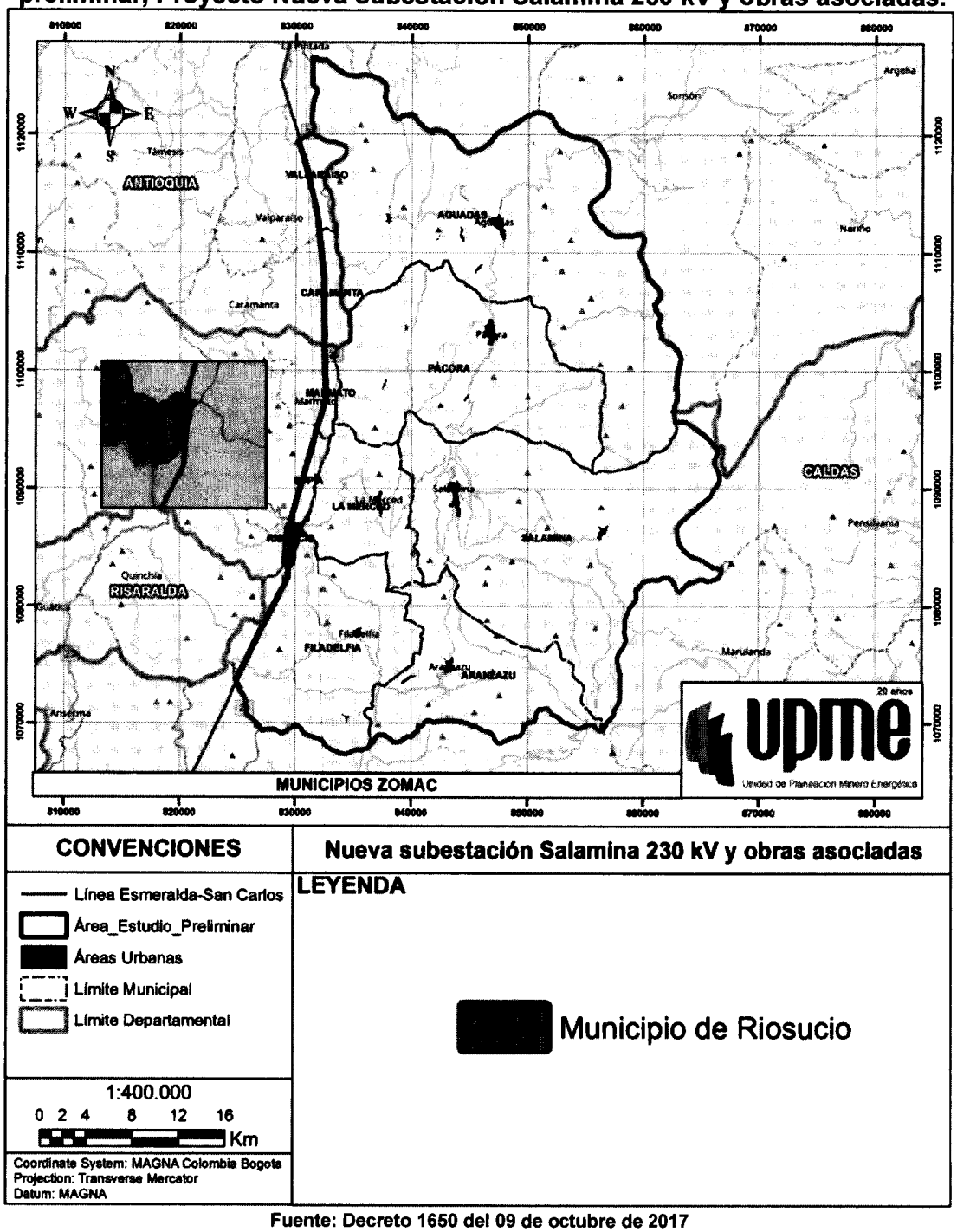
Tabla 20. Paisaje Cultural Cafetero (PCC) y su zona de amortiguación dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CALDAS	SALAMINA
	PÁCORA
	AGUADAS
	ARANZAZU
	FILADELFIA
	LA MERCED

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

1.3.1.18 Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC)

Figura 20. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017
Fuente figura: UPME, 2017.

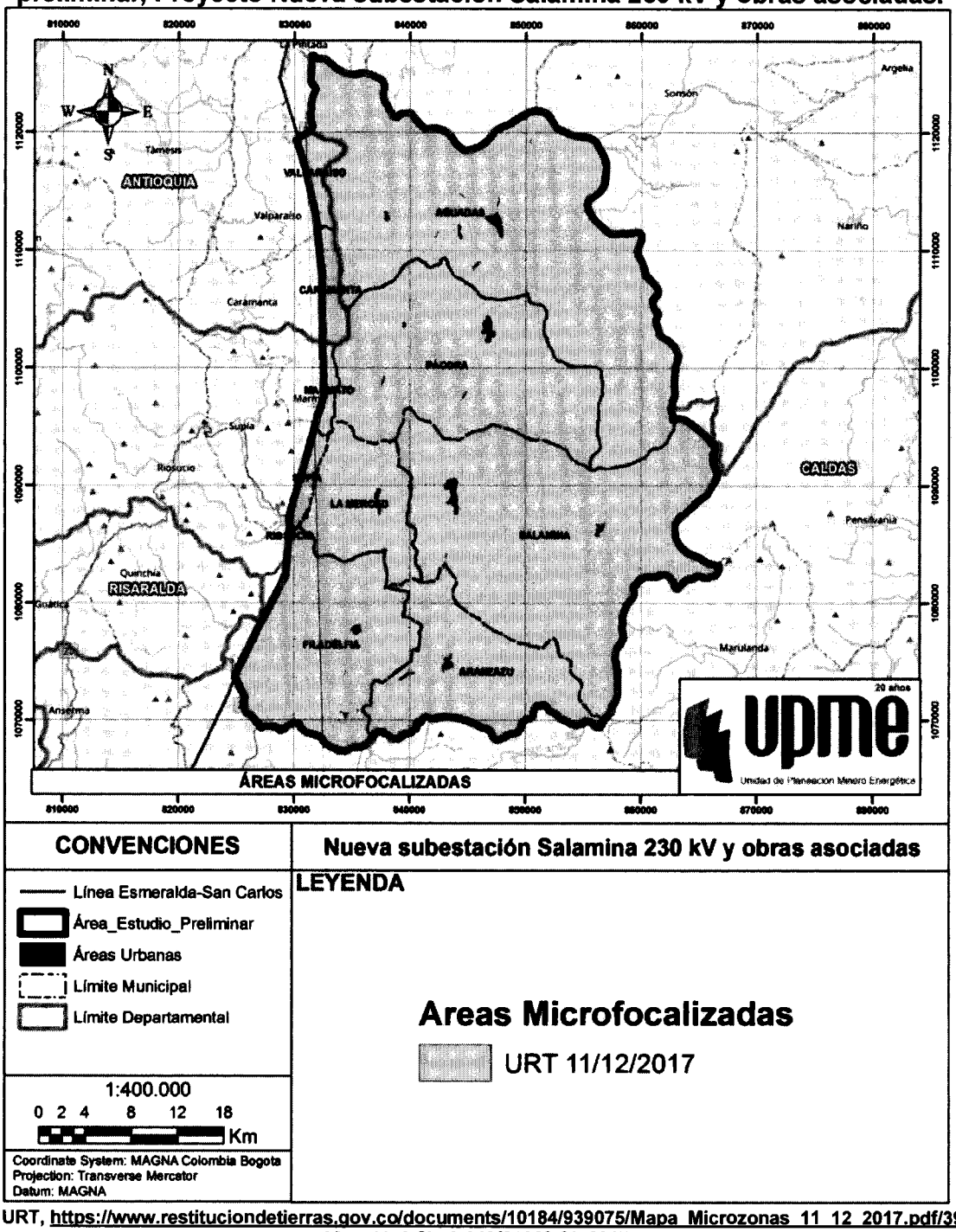
Tabla 21. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CALDAS	RIOSUCIO

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017.

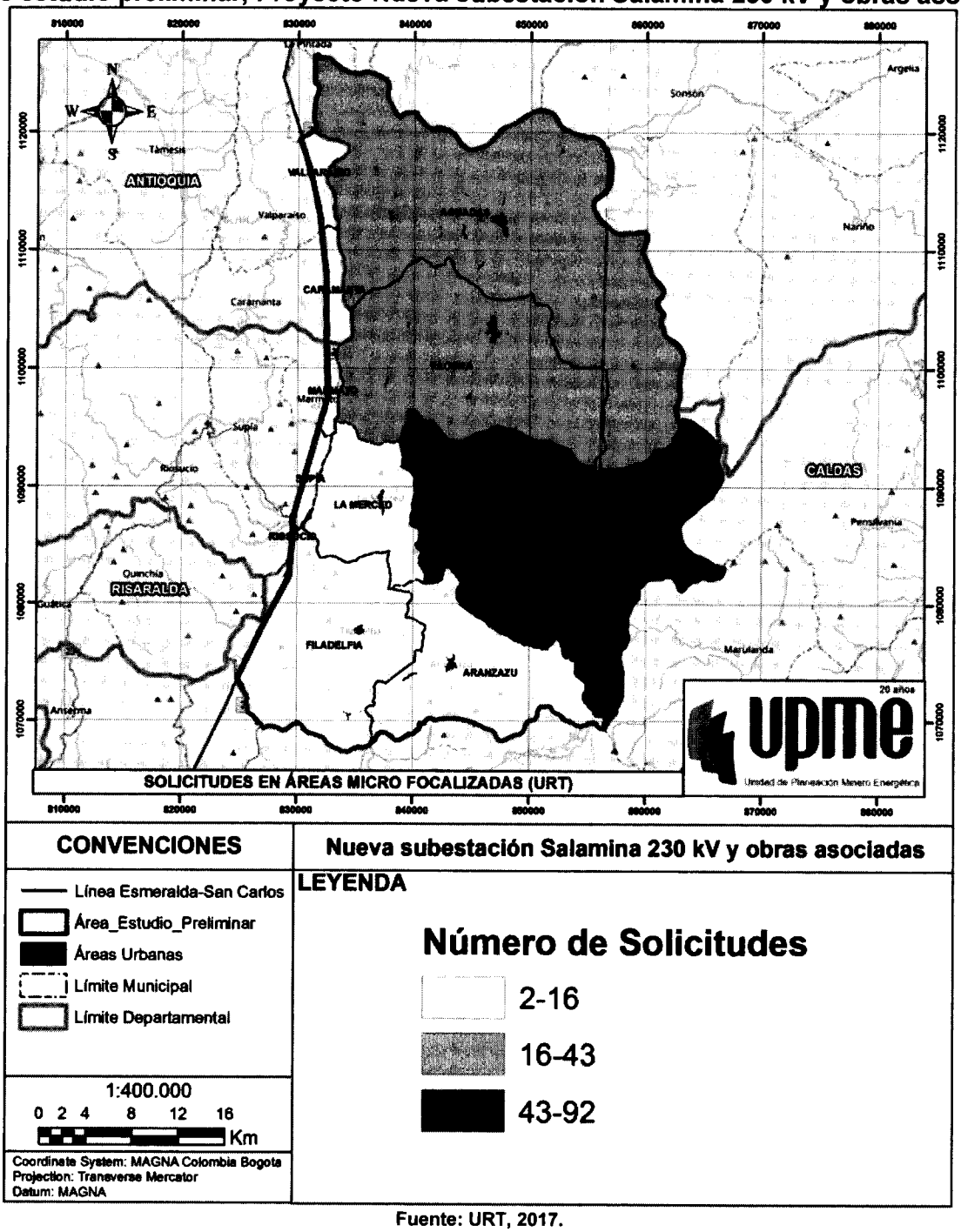
1.3.1.19 Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras

Figura 21. Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



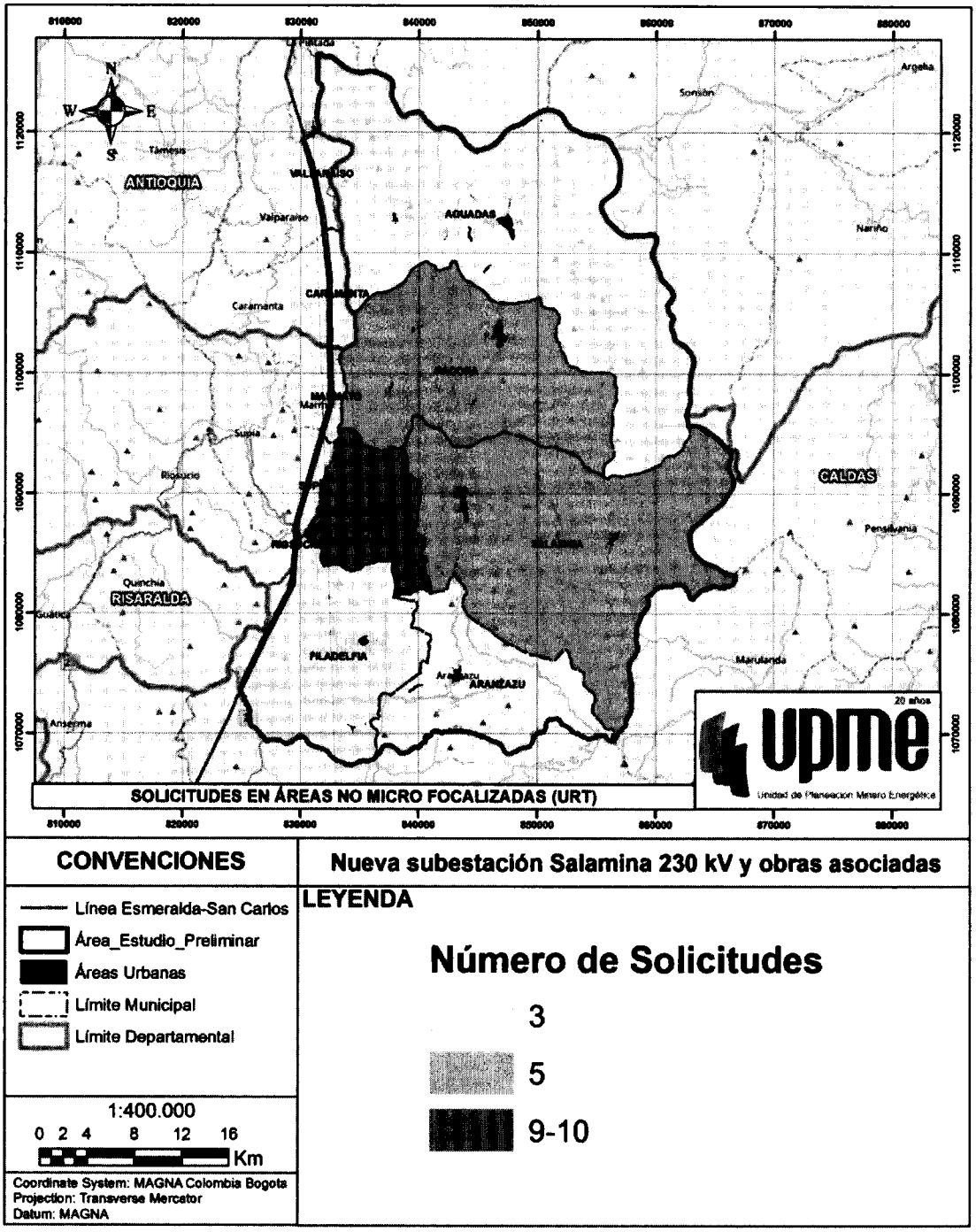
Fuente: URT, https://www.restituciondetierras.gov.co/documents/10184/939075/Mapa_Microzonas_11_12_2017.pdf/3975f042-00ea-41a3-8bc9-048f8102fcfd, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 22. Solicitudes en áreas microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 23. Solicitudes en áreas no microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

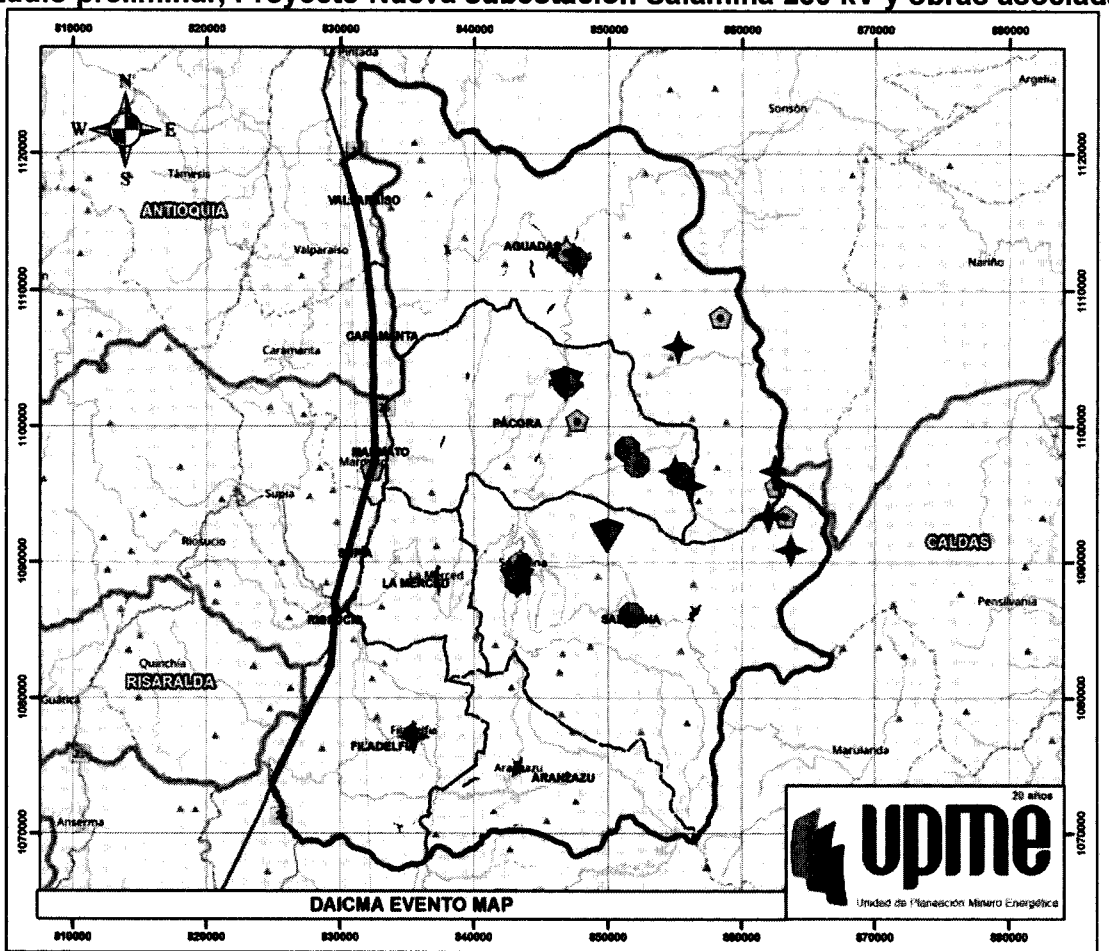
Tabla 22. Solicitudes para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NÚMERO DE SOLICITUDES	
ANTIOQUIA	CARAMANTA	16	
	VALPARAÍSO	2	
CALDAS	AGUADAS	43	3
	ARANZAZU	5	
	FILADELFIA	10	3
	LA MERCED	11	9
	MARMATO		3
	PÁCORA	32	5
	RIOSUCIO	36	10
	SALAMINA	92	5
	SUPÍA	10	3

Fuente: URT, 2017.

1.3.1.20 Acción Integral contra Minas Antipersonal

Figura 24. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas
Línea Esmeralda-San Carlos Área_Estudio_Preliminar Áreas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA **Tipo de Evento** ✦ Accidente por MAP ⬠ Desminado militar en operaciones ● Incautaciones ▼ Sospecha de campo minado
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

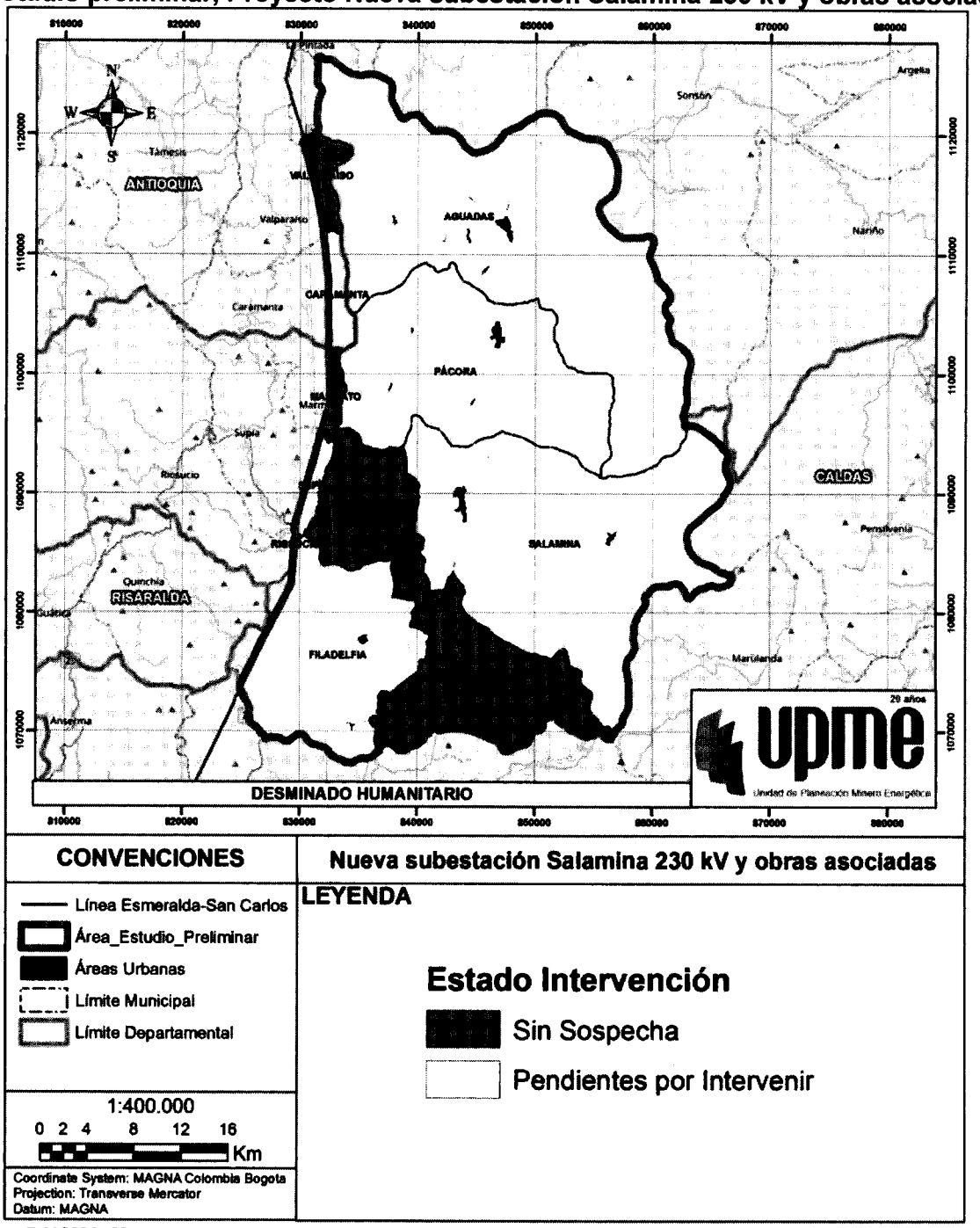
Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 23. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
CALDAS	AGUADAS	Desminado militar en operaciones
		Accidente por MAP
		Incautaciones
	FILADELFIA	Accidente por MAP
	MARMATO	Desminado militar en operaciones
	PÁCORA	Incautaciones
		Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
	SALAMINA	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Accidente por MAP
		Sospecha de campo minado

Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017**, 2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 25. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.



Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 24. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE INTERVENCIÓN
ANTIOQUIA	CARAMANTA	Pendientes por Intervenir
	VALPARAÍSO	Sin Sospecha
CALDAS	SALAMINA	Pendientes por Intervenir
	PÁCORA	Pendientes por Intervenir
	AGUADAS	Pendientes por Intervenir
	ARANZAZU	Sin Sospecha
	FILADELFIA	Pendientes por Intervenir
	SUPÍA	Pendientes por Intervenir
	LA MERCED	Sin Sospecha
	MARMATO	Sin Sospecha
	RIOSUCIO	Pendientes por Intervenir

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

1.3.2 Conclusiones

1.3.2.1 Variables socioambientales presentes dentro del área de estudio

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Nueva subestación Salamina 230 kV y obras asociadas", se puede concluir que:

- ✓ El área de estudio preliminar se ubica en los departamentos de Caldas y Antioquia en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Corporación Autónoma Regional de Caldas (CORPOCALDAS), y La Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia (CORANTIOQUIA).

- ✓ En el área de estudio preliminar se identificaron alertas físicas asociadas a amenaza sísmica intermedia en toda el área, acompañada de la presencia de fallas que recorren toda la zona; a lo anterior se suma la amenaza por movimientos en masa; destacándose la amenaza alta como la más preponderante en el área de estudio preliminar.

  A lo largo del área de estudio preliminar se presentan conflictos de uso del suelo por Sobreutilización y Subutilización en diferentes grados, siendo la sobreutilización severa el conflicto de uso del suelo dominante en el área de estudio preliminar.

- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, el área de estudio se encuentra entre las cuencas hidrográficas de Río La Miel (Samaná), Río Arma, Río Frío y Otros Directos al Cauca, Rio Tapias y otros directos al Cauca.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar los siguientes municipios presentan riesgo de inundación, Caramanta, Valparaíso, Pácora, Aguadas, Supía, La Merced y Marmato.

- ✓ Con respecto a las coberturas de la tierra, se trata de un paisaje agrícola, dominado por la presencia de pastos y cultivos, con baja presencia de coberturas vegetales naturales, siendo

los municipios de Pácora, Aranzazu y Aguadas donde se pueden identificar los parches de vegetación secundaria y bosque natural más extensos.

- ✓ Dentro del área de estudio se reconoce la presencia de ecosistemas que hacen parte de la Lista Roja de Ecosistemas de Colombia clasificados en alguna categoría de riesgo, principalmente la categoría Preocupacion menor (LC) y Vulnerable (VU).

- ✓ De acuerdo con la información del Sistema de información Geográfica de Colombia – SIAC solo se identifican como áreas protegidas las Reservas Forestales Protectoras Regionales El Diamante y Tarcara y la zona de reserva forestal de ley 2da Reserva Central.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar es viable encontrar Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010; así mismo bosque seco tropical, este último en los municipios de Salamina, Pácora, Aguadas, La Merced y Marmato.

- ✓ En cuanto a Ecosistemas Estratégicos se reconocen los complejos de Los Nevados y Sonson, así como ecosistemas de Humedales en los municipios de Filadelfia, Supía, La Merced, Riosucio y Aguadas.

- ✓ Es importante tener en cuenta, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capitulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Trámite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2.2.2.3.6.4, la presencia de proyectos que fueron licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA:

  - ➢ Sector de Energía: 3 licencias para líneas de alta tensión y 1 licencia para líneas de proyectos eléctricos.
  - ➢ Sector de Minería: NO se registraron Licencias ambientales.
  - ➢ Sector de Hidrocarburos: 1 licencia para ductos.
  - ➢ Infraestructura: NO se registraron Licencias ambientales.

- ✓ Con respecto a los títulos mineros presentes en el área de estudio preliminar, se pueden identificar gracias a información de la Agencia Nacional Minera – ANM un total de 63 títulos.

- ✓ De acuerdo con la información reportada por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH y la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, en el área de estudio preliminar se presentan Hallazgos Arqueológicos en los municipios de Valparaíso, Filadelfia, La Merced y Aguadas, de igual manera se reportan Bienes de Interés Cultural y Sitios de Interés Cultural en los municipios de Aguadas y Salamina. Por último el área de estudio preliminar se sobrepone con el Paisaje Cultural Cafetero (PCC) y su zona de amortiguación, específicamente en los municipios de Salamina, Pácora, Aguadas, Aranzazu, Filadelfia y La Merced.

- ✓ Teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017 emitido por la Presidencia de la Republica de Colombia, en el área de estudio preliminar se reconocen como Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) el municipio de Riosucio.

- ✓ En el área de estudio preliminar se han elevado solicitudes de restitución de tierras en los 11 municipios que la conforman.

- ✓ De acuerdo a lo reportado por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal, en el área de estudio se han presentado eventos por MAP-MUSE, así como labores de desminado militar, incautaciones, entre otras, en los municipios de Aguadas, Filadelfia, Marmato, Pácora, Salamina y Samaná; de igual manera DAICMA a travéz de su mapa interactivo registra que los municipios de Valparaiso, Marmaro, La Merced y Aranzazu se encuentran libres de sospecha de contaminación por minas antipersonal, munición sin explotar y artefactos explosivos; el restante del área de estudio preliminar está pendiente de intervención.

- ✓ Como recomendación final, es necesario recordar que la información presentada debe ser validada y actualizada; lo anterior teniendo en cuenta, que la información social y ambiental de un territorio es dinámica, por tanto se sugiere planear y desarrollar los proyectos siempre con la información más actualizada y al mejor nivel de detalle posible.

1.3.2.2 Variables socioambientales "NO" detectadas en el área de estudio

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, del Ministerio del Interior y de la Agencia Nacional de Tierras – ANT; dentro del área de estudio preliminar "NO" se detecta la presencia de las siguientes variables:

  - ➢ Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales.
  - ➢ Áreas Recreación.
  - ➢ Distrito Nacional Manejo Integrado.
  - ➢ Distritos Conservación Suelos.
  - ➢ Distritos Regionales Manejo Integrado.
  - ➢ Parque Natural Regional.
  - ➢ Reserva Forestal Protectora Nacional.
  - ➢ Reserva Natural de la Sociedad Civil.
  - ➢ Reservar locales.
  - ➢ Sitios RAMSAR.
  - ➢ AICAS.
  - ➢ Licencias de generación de Energía.
  - ➢ Licencias para áreas del sector de Hidrocarburos.
  - ➢ Presencia de pozos otorgados.
  - ➢ Licencias de proyectos mineros.
  - ➢ Licencias para Infraestructura vial.
  - ➢ Resguardos Indígenas, Resguardos Coloniales, Consejos Comunitarios ni Parcialidades Indígenas que se traslapen con el área de estudio. Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.
  - ➢ Zonas de reserva campesina.

1.4 PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 230 kV Y OBRAS ASOCIADAS"

A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN:

- Construcción de la nueva Subestación Pacífico 230 kV, en el municipio de Buenaventura en el departamento del Valle del Cauca.
- Construcción de dos circuitos entre la nueva subestación Pacífico 230 kV (Buenaventura, Valle del Cauca) y la subestación existente San Marcos 230 kV que se ubica en el municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

Para el presente análisis, se toma de referente la infraestructura relacionada dentro de la **Tabla 25**.

Tabla 25. Infraestructura relacionada al Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

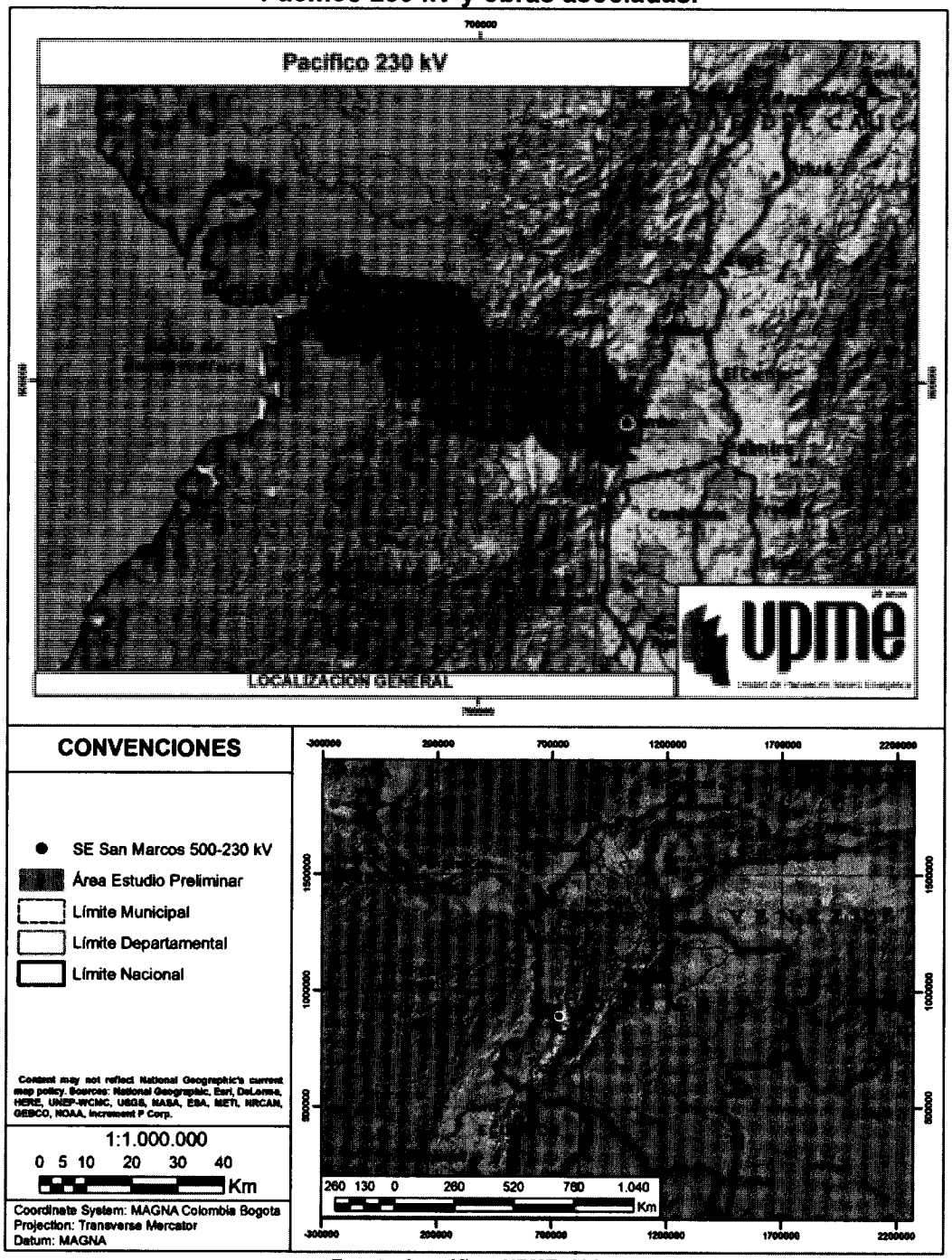
INFRAESTRUCTURA	OBSERVACIONES
Subestación Pacífico 230 kV	Subestación a construir
Subestacion San Marcos 230 kV	Subestación existente
Circuitos entre las subestaciones Pacífico 230 kV (por construir) y San Marcos 230 kV (Existente)	Circuitos a construir

Fuente: UPME, 2017.

Teniendo en cuenta lo anterior, el área de estudio preliminar para el Proyecto "Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas", se ubica al occidente del país (Ver **Figura 26**), en el departamento del Valle del Cauca, (ver **Figura 27**), en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC) (Ver **Figura 28**).

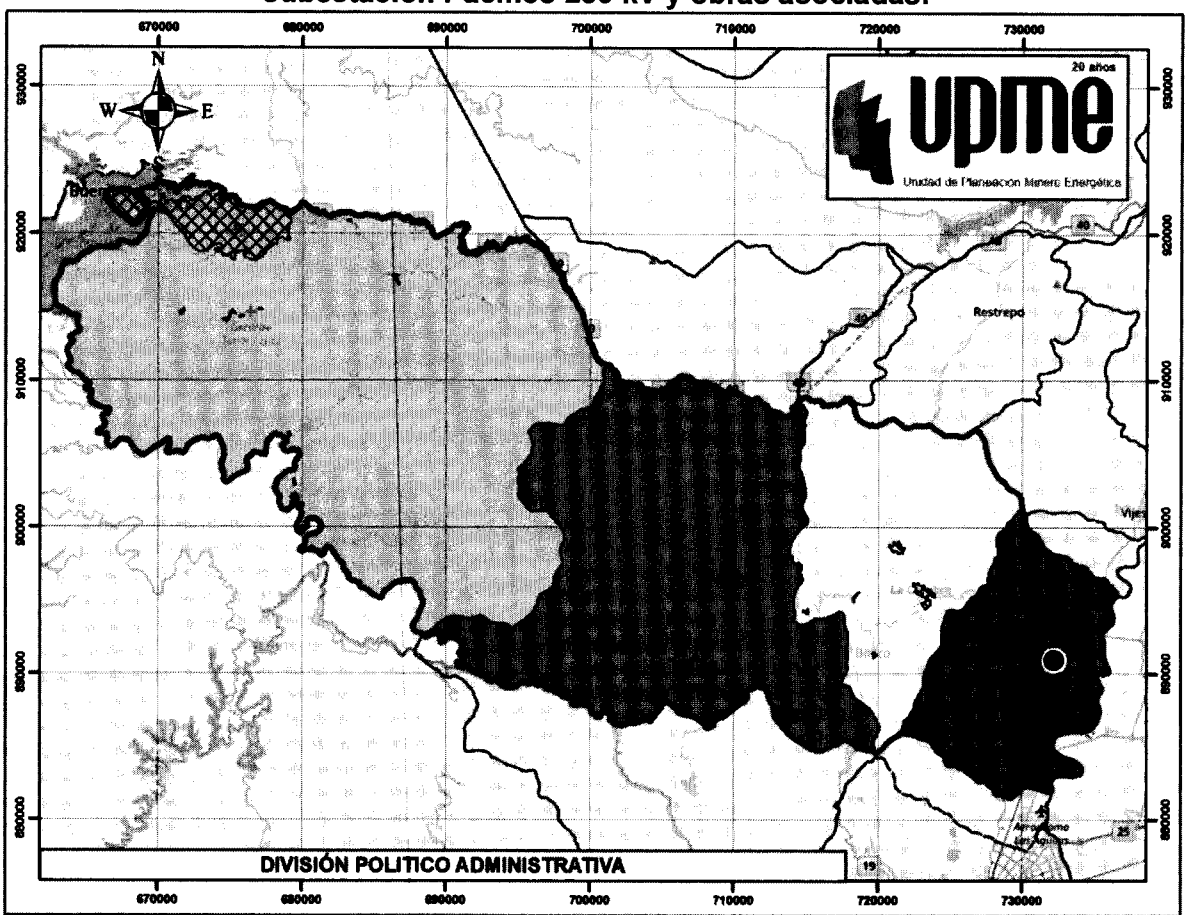
En la **Tabla 26**, se presentan los municipios que hacen parte del área de estudio preliminar.

Figura 26. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



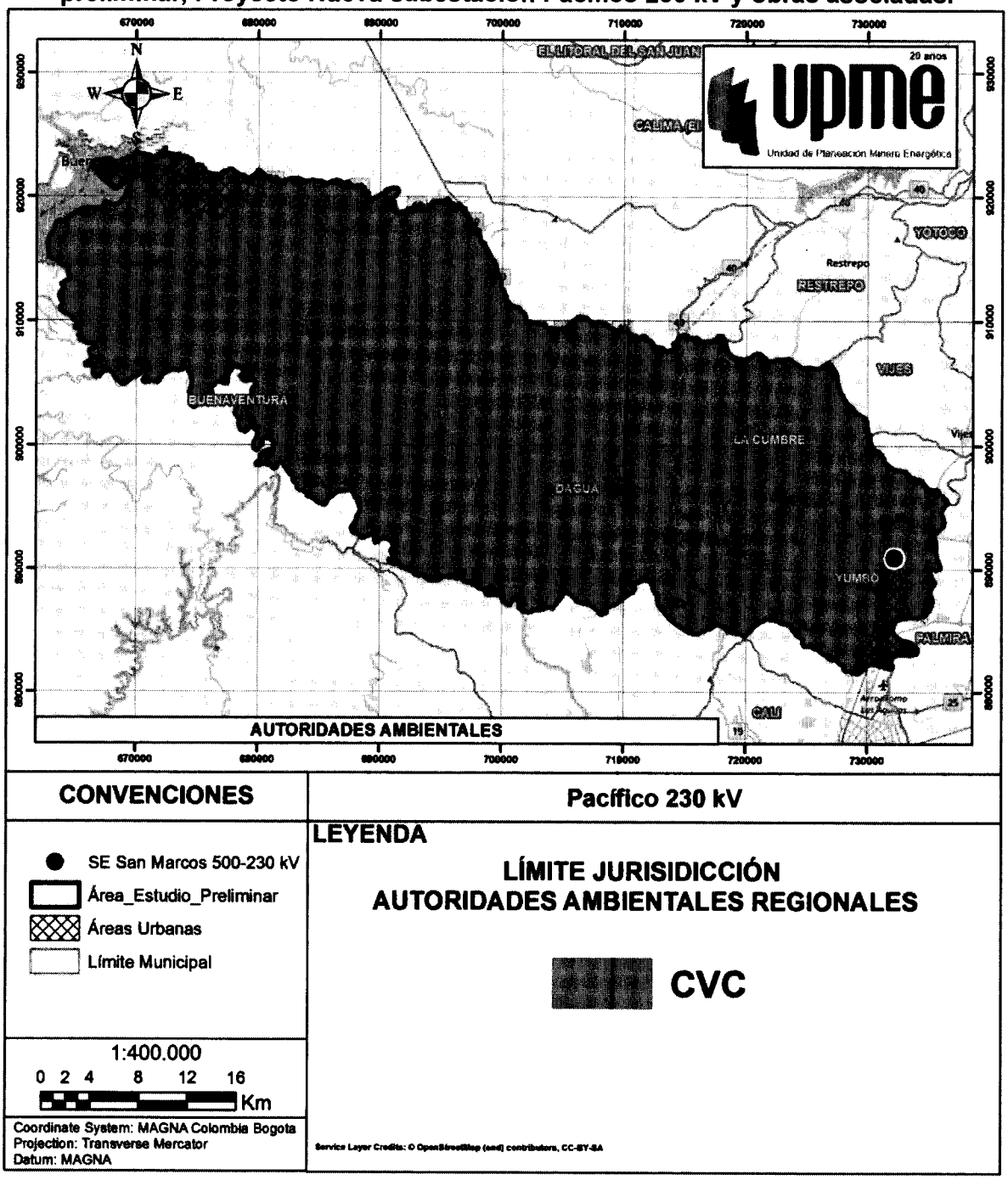
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Figura 27. División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente de gráfica: UPME, 2017

Figura 28. Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: UPME, 2017.

Tabla 26. Autoridades Ambientales Regionales y entes territoriales del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

CAR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CVC	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA
		DAGUA
		LA CUMBRE
		YUMBO

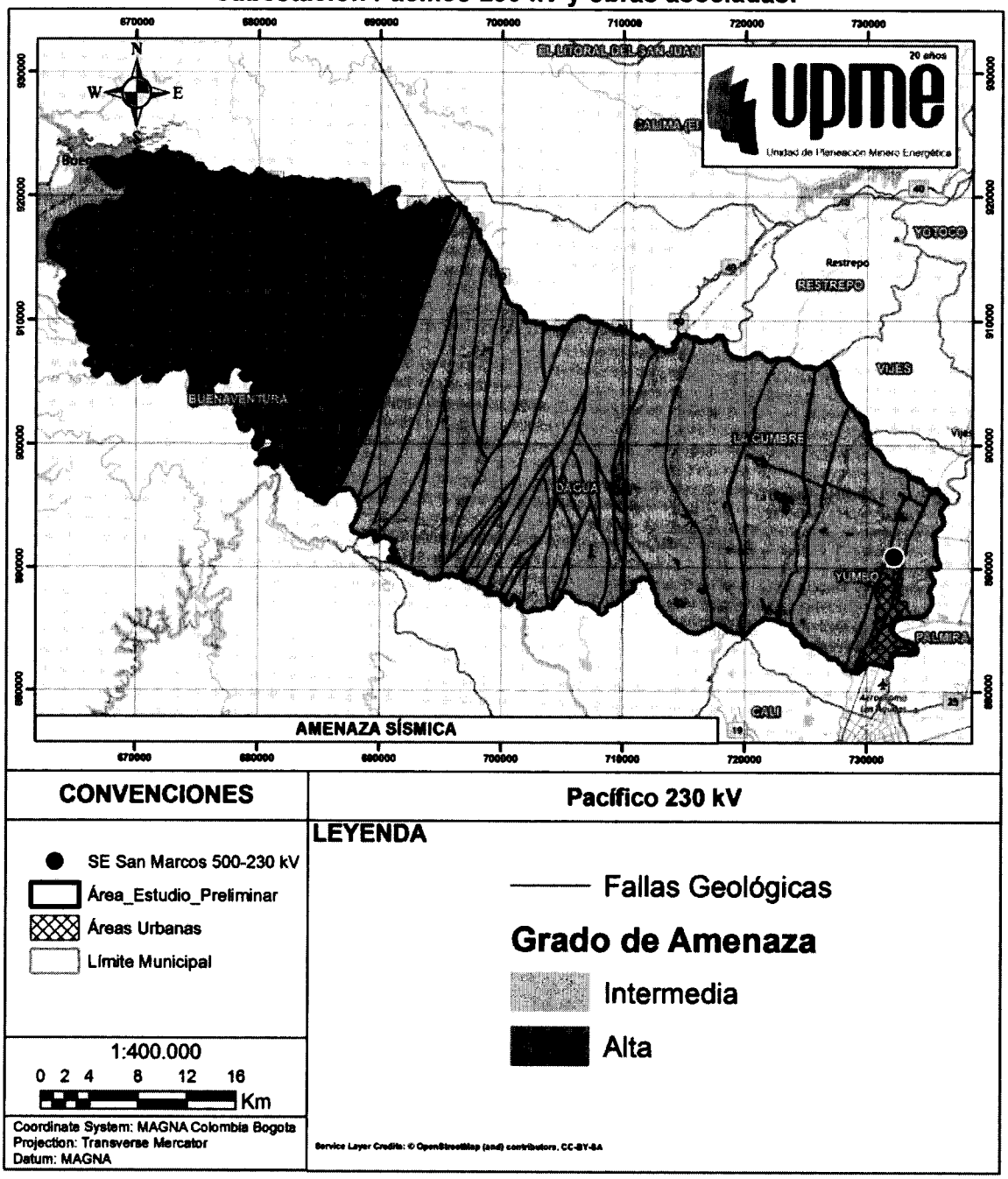
Fuente: UPME, 2017.

1.4.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes

En la estructuración del Proyecto "Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas **(Figura 29** a **Figura 51).**

1.4.1.1 Zonificación Sísmica

Figura 29 Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf, INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007. Fuente: UPME, 2017.

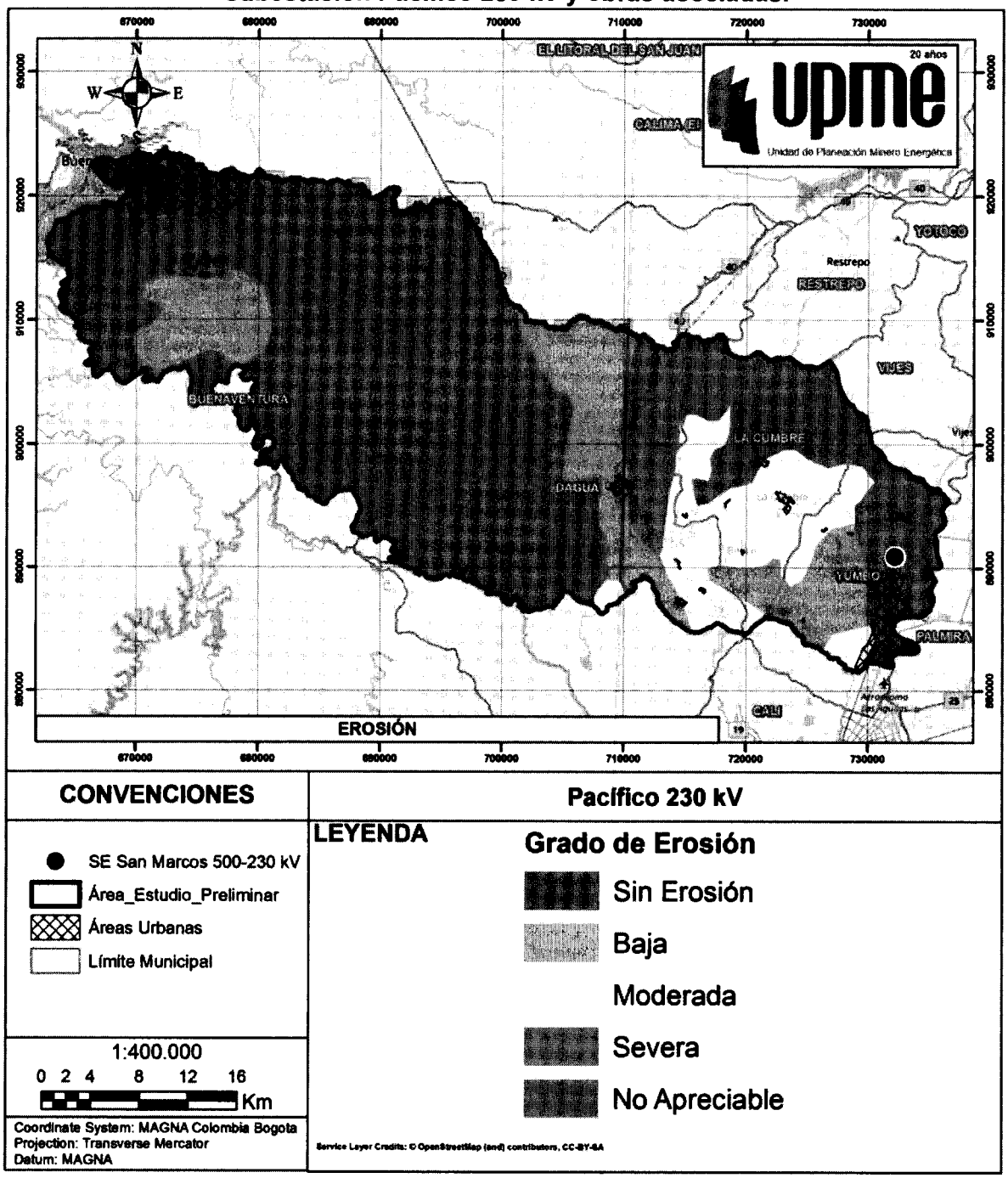
Tabla 27. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

GRADO AMENAZA	DESCRIPCIÓN
Intermedia	Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g. y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.
Alta	Aquellas regiones donde se esperan temblores muy fuertes con valores de aceleración pico efectiva, mayores de 0.20g. Aproximadamente el 23% del territorio Colombiano queda incluido en la zona de amenaza símica Alta.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf,
INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

1.4.1.2 Grados de Erosión

Figura 30. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

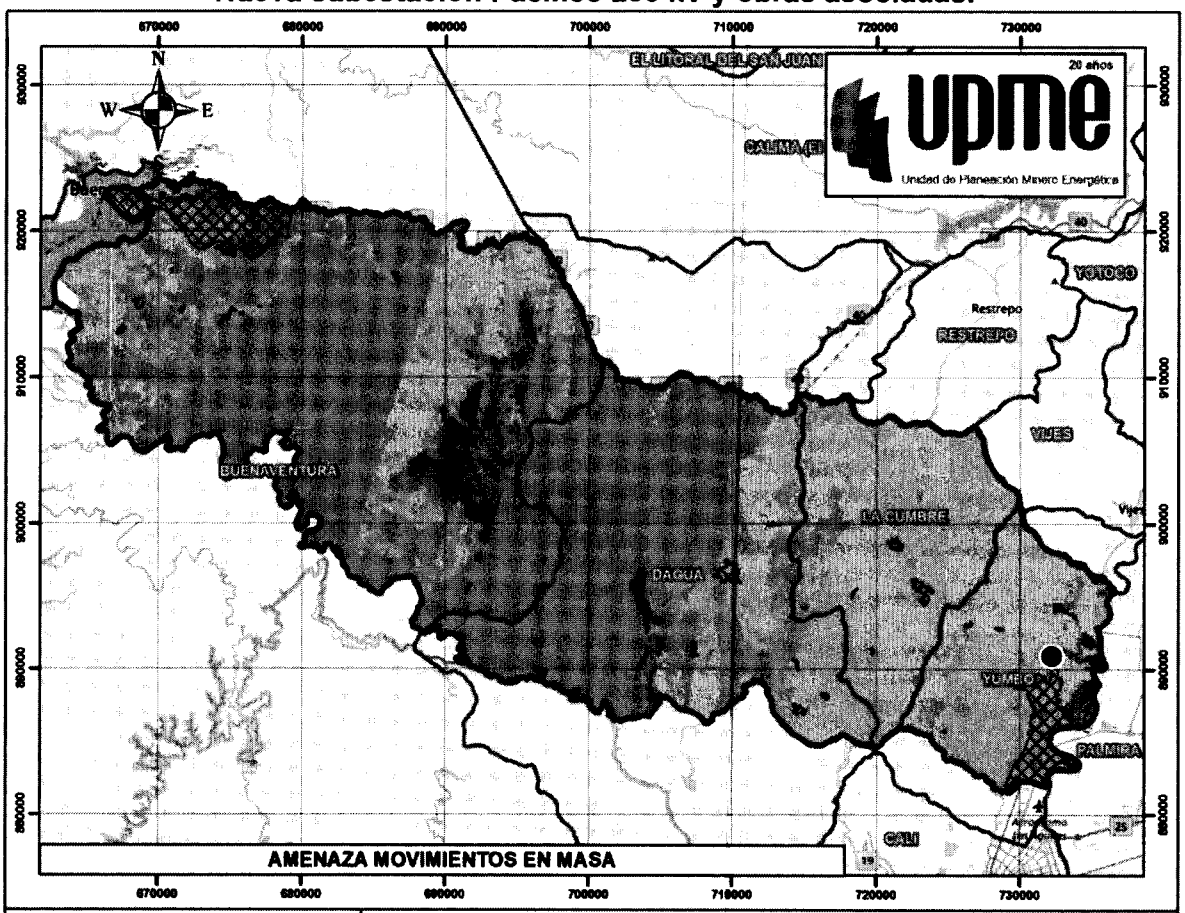
Tabla 28. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas".

TIPO	CLASIFICACION	DESCRIPCIÓN
Severa	EROSION SEVERA	Ausencia avanzada de cobertura vegetal y deterioro extremo de suelos por erosión natural clima seco y/o actividades antrópicas. Perdida > 75 % del horizonte A.
Moderada	EROSION MODERADA	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A.
Baja	EROSION LIGERA	Perdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Orinoquia.
Sin Erosion	SIN EROSION	
No apreciable	EROSION NO APRECIABLE CON LA METODOLOGÍA UTILIZADA	

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.4.1.3 Amenaza de Remoción en Masa

Figura 31. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

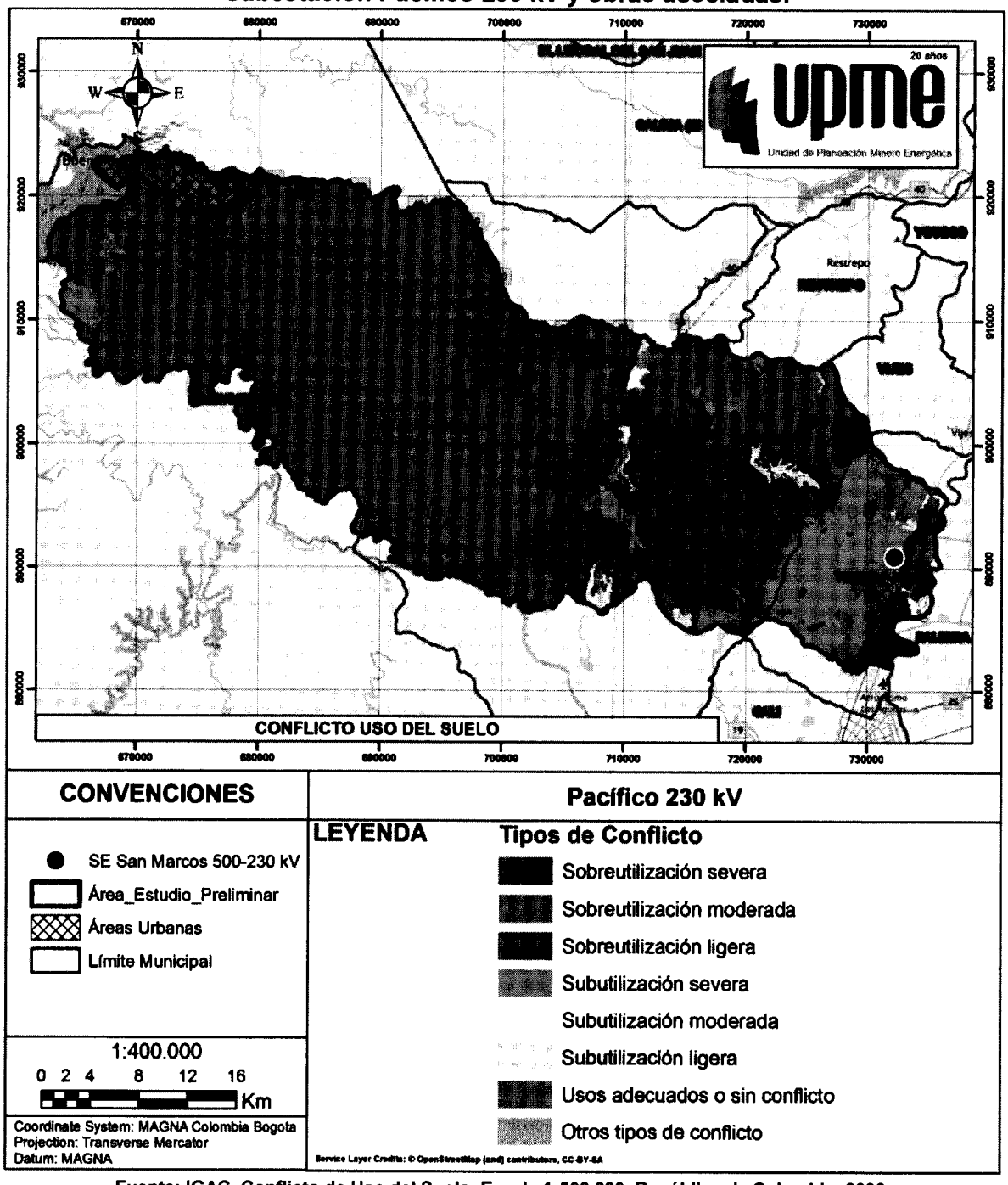
Tabla 29. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos.
4. Alta	Alta recurrencia de movimientos en masa. En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales.
3. Media	Deslizamientos y flujos de detritos. Intenso carcava miento asociado.
2. Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial. Presencia de deslizamientos.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.4.1.4 Conflicto uso del suelo

Figura 32. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

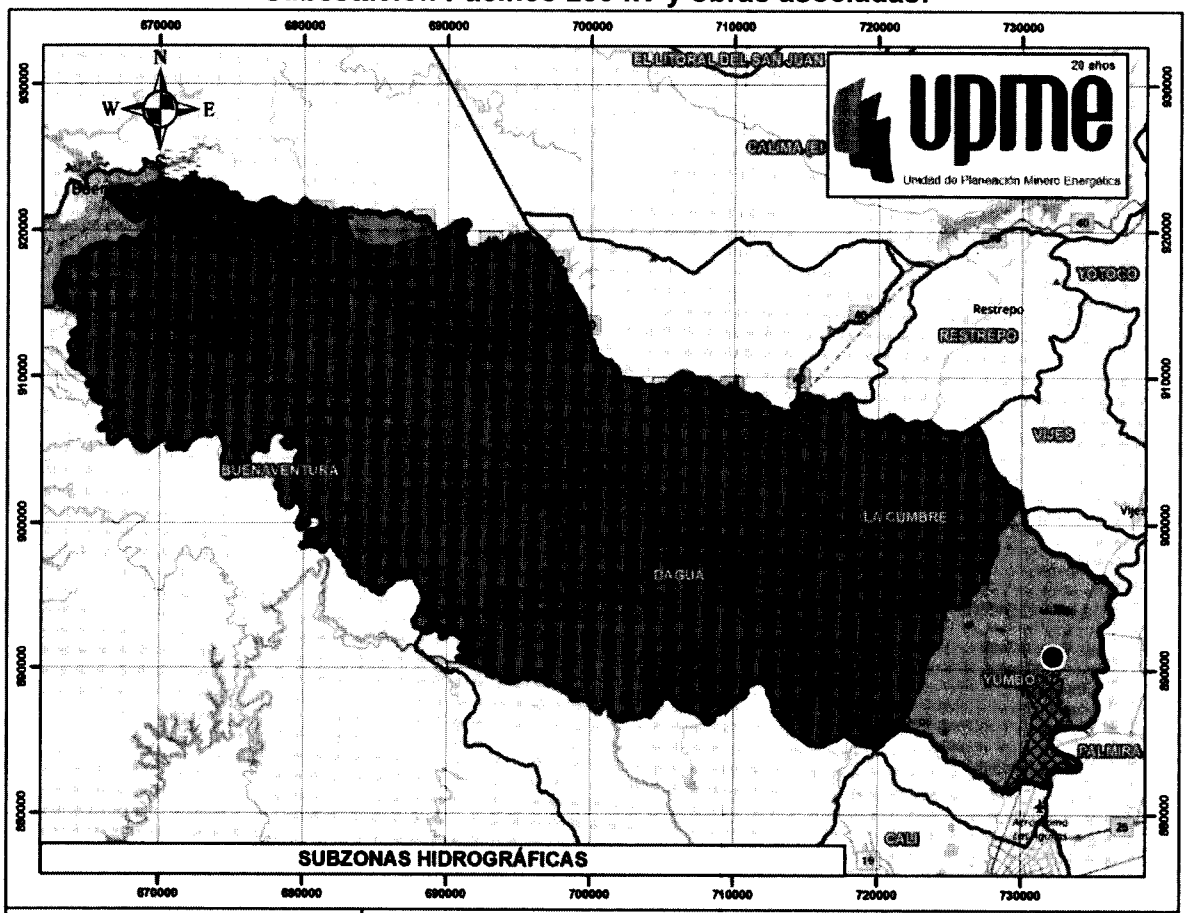
Tabla 30. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

CONFLICTO DE USO	DESCRIPCION
Sobreutilización severa	Tierras en las cuales el uso actual supera en tres o más niveles la clase de vocación de uso principal recomendado, presentándose evidencias de degradación avanzada de los recursos, tales como procesos erosivos severos, disminución marcada de la productividad de las tierras, procesos de salinización, entre otros.
Sobreutilización moderada	Tierras en las cuales el uso actual se encuentra por encima, en dos niveles, de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras. Es frecuente encontrar en estas zonas, rasgos visibles de deterioro de los recursos, en especial la presencia de procesos erosivos activos y el subsecuente deterioro de la base material para la actividad agropecuaria.
Sobreutilización ligera	Tierras cuyo uso actual está cercano al uso principal, pero que se ha evaluado con un nivel de intensidad mayor al recomendado y por ende al de los usos compatibles.
Subutilización severa	Tierras cuyo uso actual está muy por debajo, en tres o más niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada.
Subutilización moderada	Tierras cuyo uso actual está por debajo, en dos niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras.
Subutilización ligera	Tierras cuyo uso actual es muy cercano al uso principal, por ende a los usos compatibles, pero que se ha evaluado como de menor intensidad al recomendado.
Usos adecuados o sin conflicto	Tierras cuyo uso actual es acorde al uso principal.
Otro tipo de conflictos	Otros tipos de conflictos identificados son: Conflictos en areas de cuerpos de agua; Conflictos en areas pantanosas con cultivos permanentes; Conflictos en areas pantanosas con cultivos transitorios; Conflictos en areas pantanosas con pastos; Conflictos mineros; Conflictos por obras civiles; Conflictos urbanos; Demanda no disponible en areas para produccion_nubes; Demanda no disponible en áreas a proteger (nubes); Otras coberturas artificializadas (urbanas y suburbanas); Usos inadecuados en zonas quemadas.

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.4.1.5 Cuencas Hidrográficas

Figura 33. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Pacífico 230 kV
● SE San Marcos 500-230 kV Área_Estudio_Preliminar Áreas Urbanas Límite Municipal	**LEYENDA** **Sub Zona Hidrográfica** Directos al Río Cauca Río Anchicayá Río Calima Río Dagua y otros directos al Pacífico
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

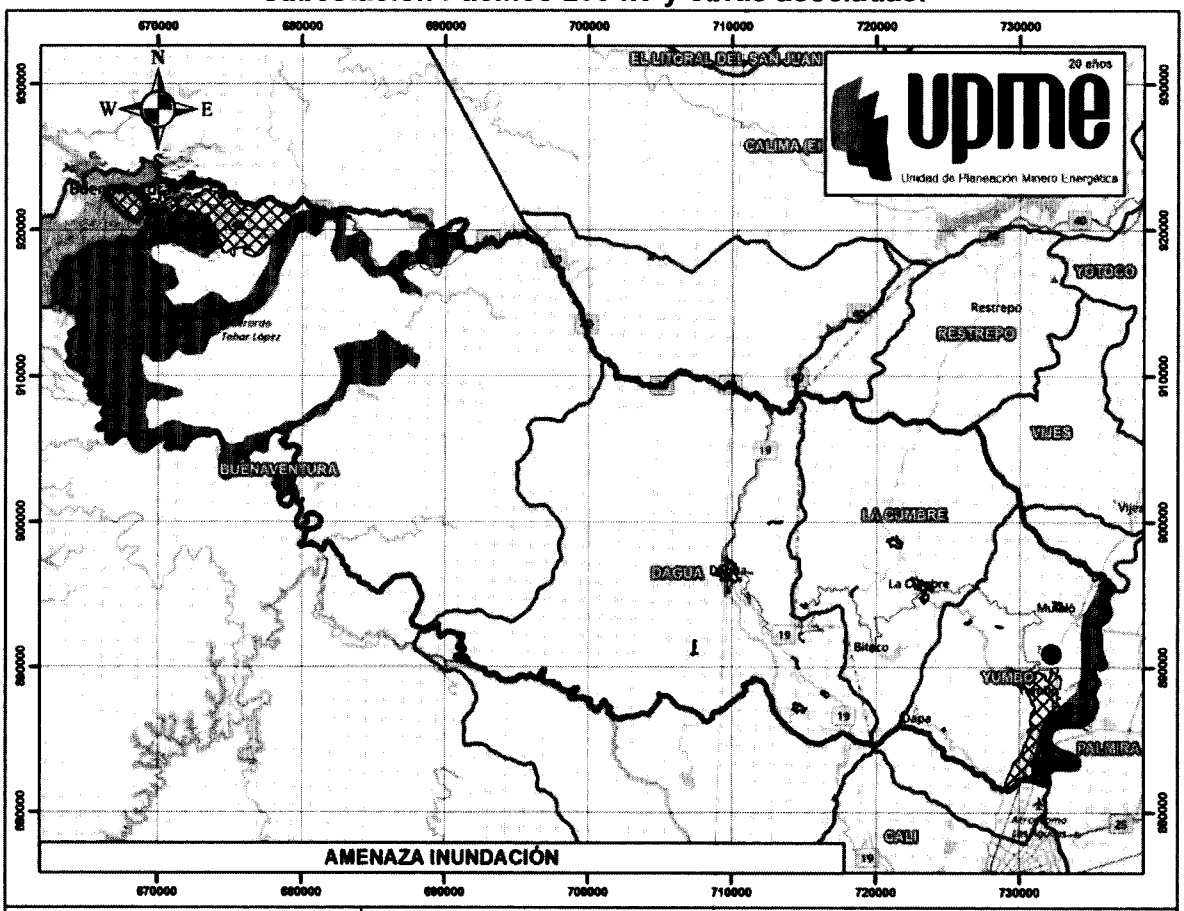
Tabla 31. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

AREA HIDROGRAFICA	ZONA HIDROGRAFICA	SUBZONA HIDROGAFICA
Magdalena Cauca	Cauca	Directos al Río Cauca
Pacifico	San Juán	Río Calima
	Tapaje - Dagua - Directos	Río Dagua y otros directos al Pacífico
		Río Anchicayá

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.4.1.6 Amenaza de inundación

Figura 34. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IDEAM, 2010; SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

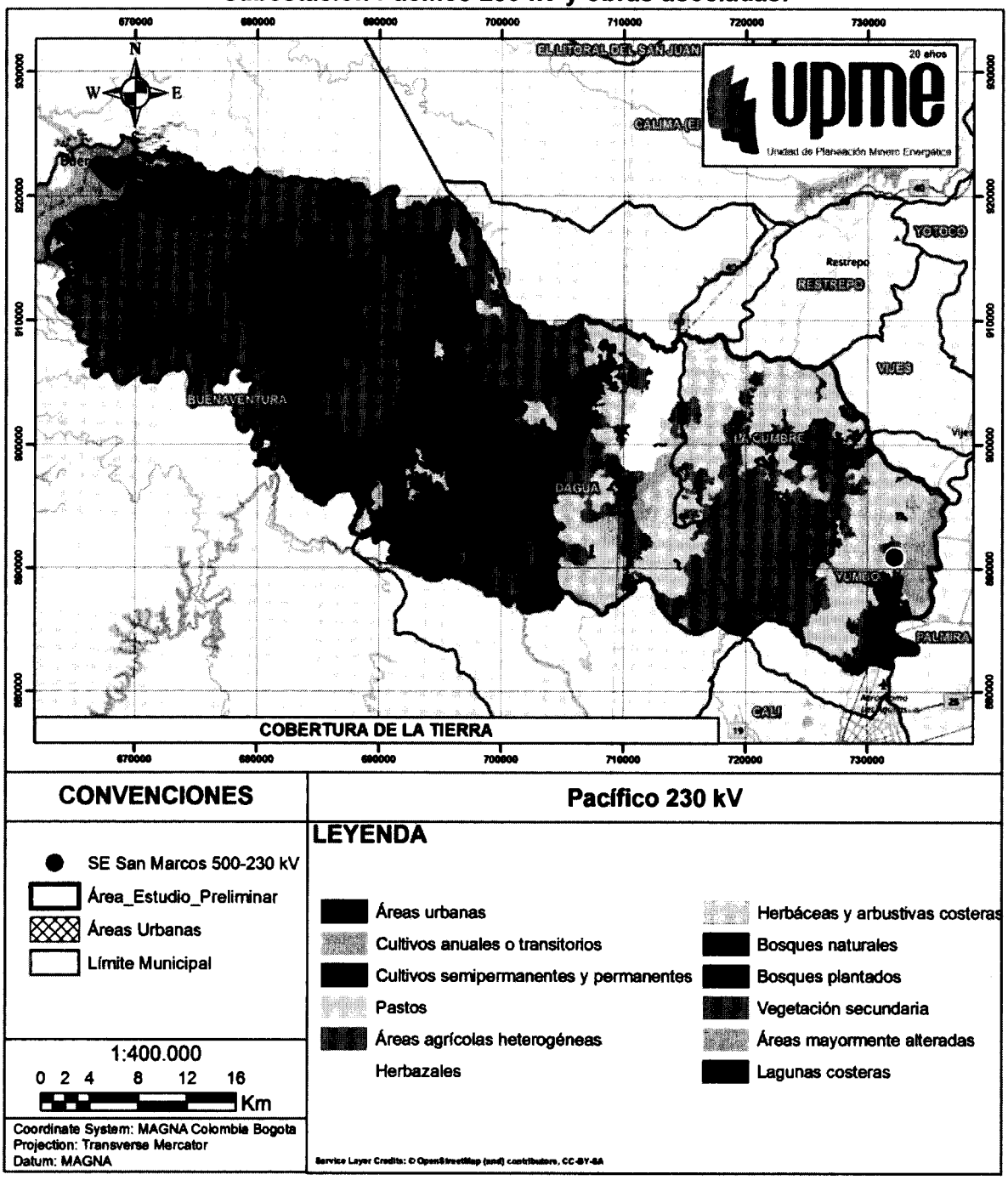
Tabla 32. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas"

AMENAZA DE INUNDACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Áreas con amenaza de inundación	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA
		YUMBO

Fuente: IDEAM, 2010, SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.4.1.7 Coberturas de la tierra

Figura 35. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2007.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 33. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

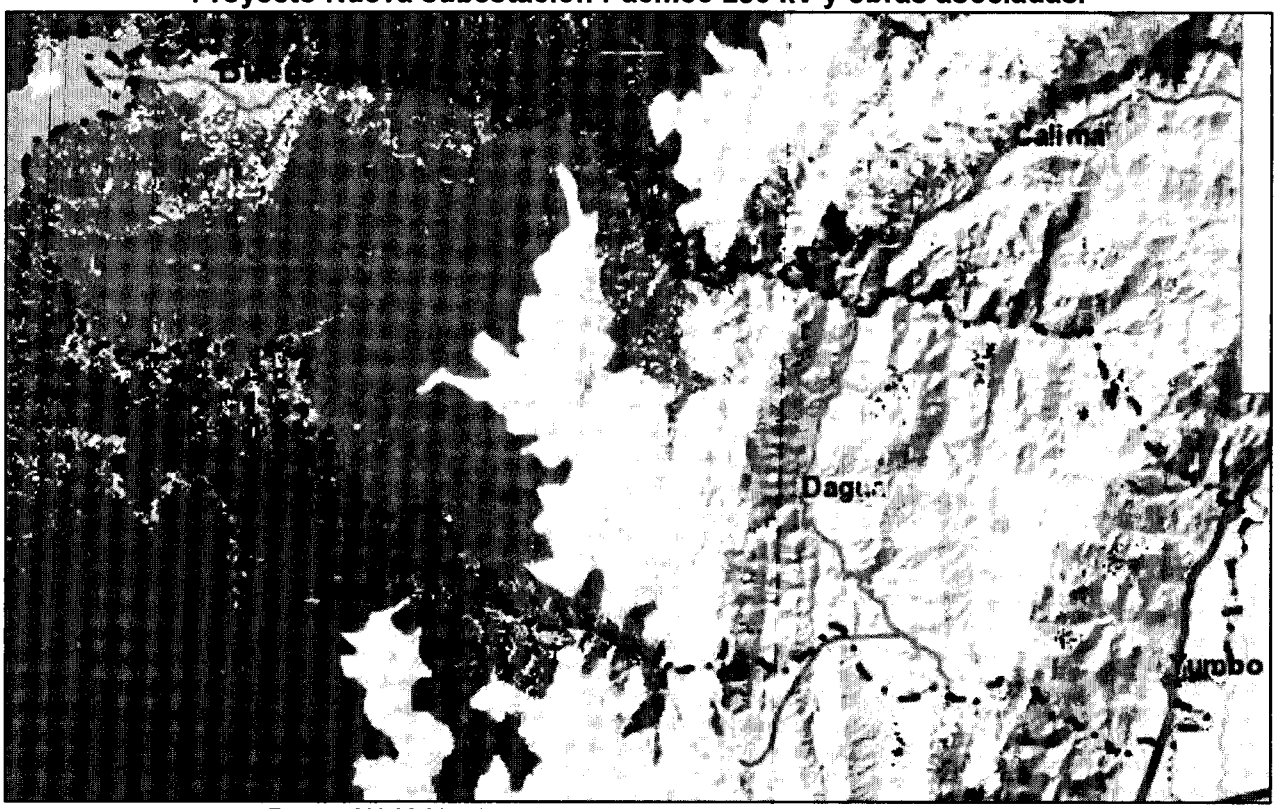
COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
Halobiomas del Pacífico	Bosques naturales	Bosques naturales del halobioma del Pacífico
	Bosques naturales	Manglar del Pacífico
	Herbáceas y arbustivas costeras	Herbáceas y arbustivas costeras del halobioma del Pacífico
	Lagunas costeras	Lagunas costeras del halobioma del Pacífico
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del halobioma del Pacífico
Helobiomas del Pacífico y Atrato	Bosques naturales	Bosques naturales del helobioma Pacífico y Atrato
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del helobioma Pacífico y Atrato
Orobiomas azonales Río Dagua	Herbazales	Herbazales del orobioma azonal del río Dagua
Orobiomas bajos de los Andes	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes
Zonobioma alternohígrico y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma alterno hígrico y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca
Zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato

COBERTURAS DE ORIGEN ANTROPICO	
Helobiomas del Valle del Cauca	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Orobiomas bajos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas mayormente alteradas
	Bosques plantados
	Cultivos anuales o transitorios
	Pastos
Orobiomas medios de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
Zonobioma alternohígrico y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca	Áreas urbanas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas urbanas

Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2010. UPME, 2017.

1.4.1.8 Lista Roja de Ecosistemas de Colombia

Figura 36. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

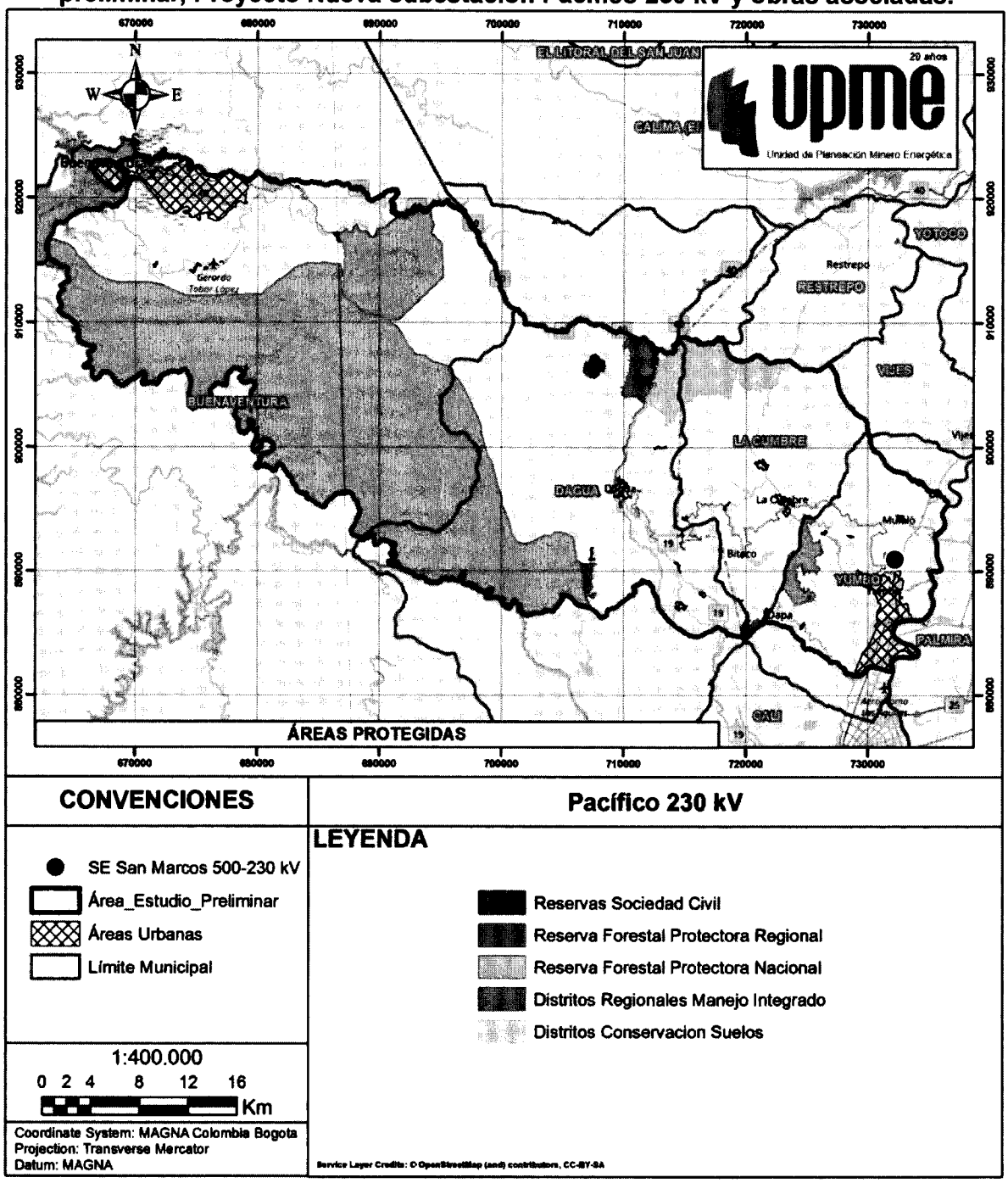
Tabla 34. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

		Un ecosistema está En Peligro Crítico cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios, para la condición En Peligro Crítico	Extremadamente alto de colapso
En Peligro	EN	Un ecosistema está En Peligro cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios,para la condición En Peligro.	Muy alto riesgo de colapso
Vulnerable	VU	Un ecosistema es Vulnerable cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios para la condición Vulnerable.	Alto riesgo de colapso.
Preocupación Menor	LC	Un ecosistema es considerado Preocupación Menor cuando ha sido evaluado contra los criterios y no califica para las categorías En Peligro Crítico, En Peligro, Vulnerable o Casi Amenazado. Ecosistemas ampliamente distribuidos y relativamente no degradados	
Criterios de la Lista Roja de Ecosistemas de UICN: Disminución en la distribución geográfica, Distribución geográfica restringida, Degradación ambiental, Interrupción de los procesos e interacciones bióticas y Análisis cuantitativo de riesgo.			

Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

1.4.1.9 Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo

Figura 37. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

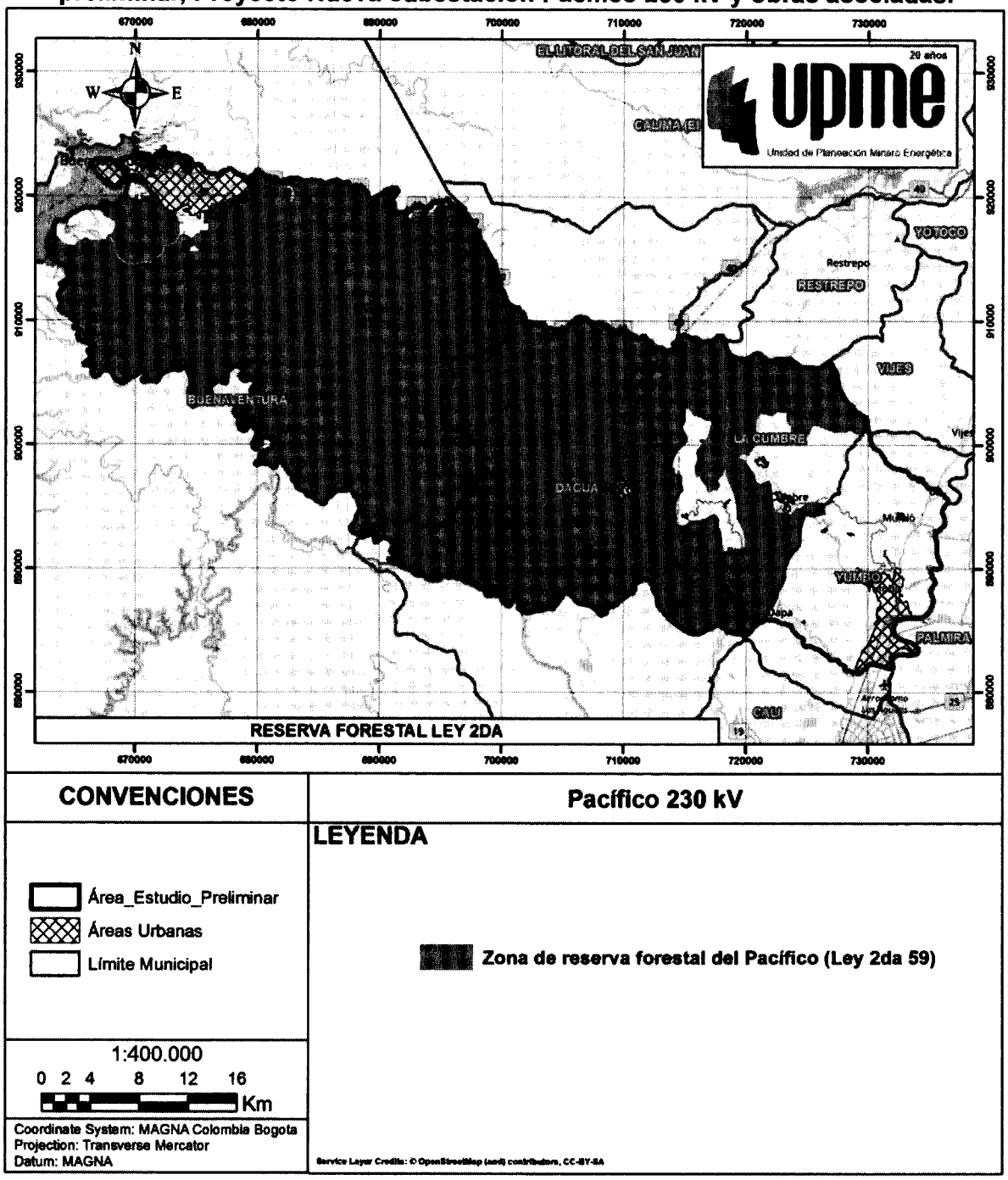
Tabla 35. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas"

NOMBRE	CATEGORIA	AUTORIDAD AMBIENTAL
Cañón de Río Grande	Distritos de Conservacion de Suelos	CVC
El Chilcal	Distritos Regionales De Manejo Integrado	CVC
Enclave Subxerofitico De Atuncela		CVC
Río Escalarete Y San Cipriano	Reserva Forestal Protectora Nacional	MADS
Río Dagua		MADS
Cerro Dapa - Carisucio		MADS
Río Anchicaya		MADS
Bitaco	Reservas Forestales Protectoras Regionales	CVC
Tierrablanca No 4	Reserva Natural de la Sociedad Civil	RESNATUR
Dinaboy		RESNATUR
Tierra Blanca No 2		RESNATUR
El Tesoro		RESNATUR
Parque Ecológico Samuel Álvarez Velez		RESNATUR
Refugio Corazones Verdes		RESNATUR
El Progreso		RESNATUR

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.4.1.10 Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959

Figura 38. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

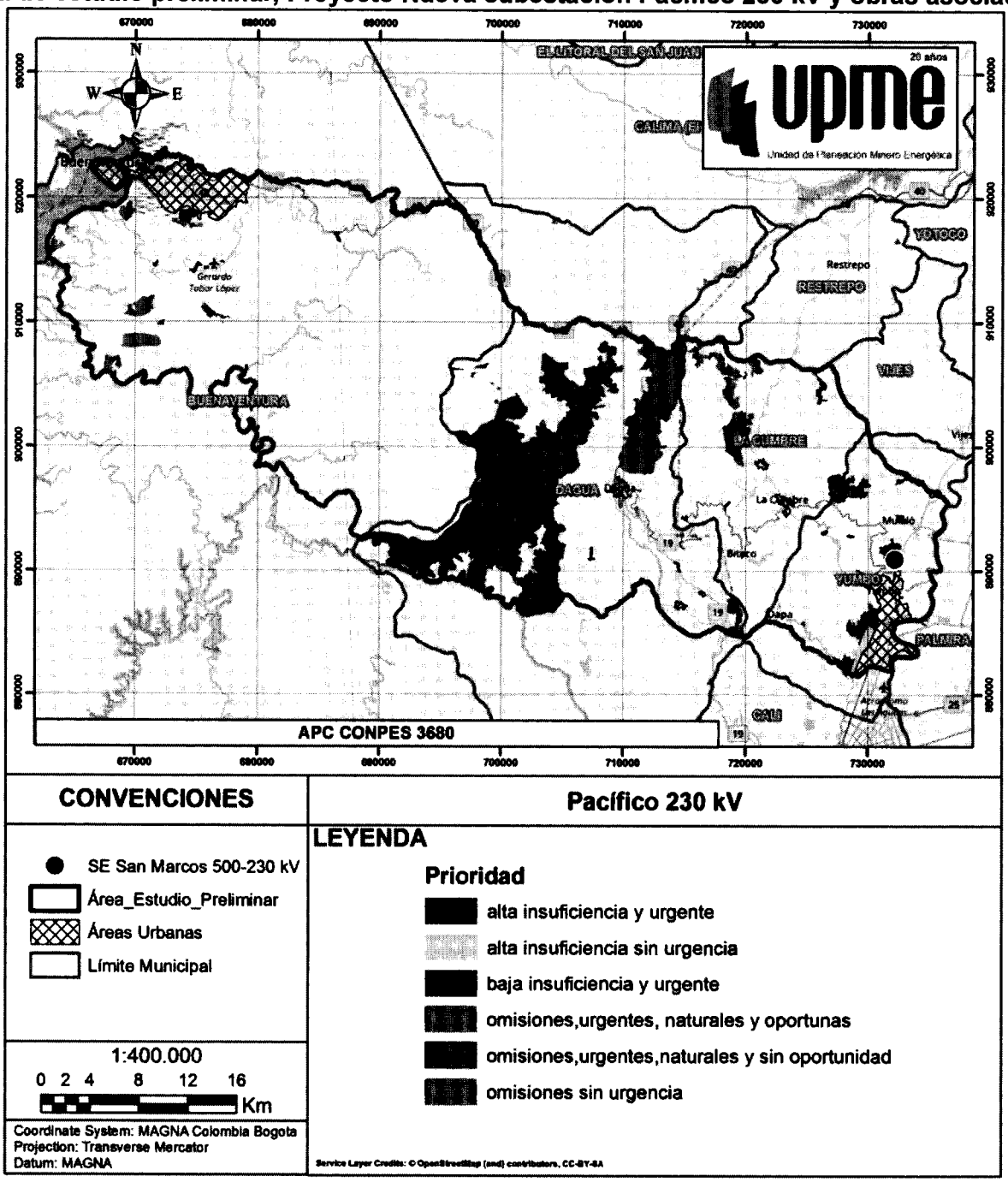
Tabla 36. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

ZONA DE RESERVA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Pacífico	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA
		DAGUA
		LA CUMBRE
		YUMBO

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.4.1.11 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional

Figura 39. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

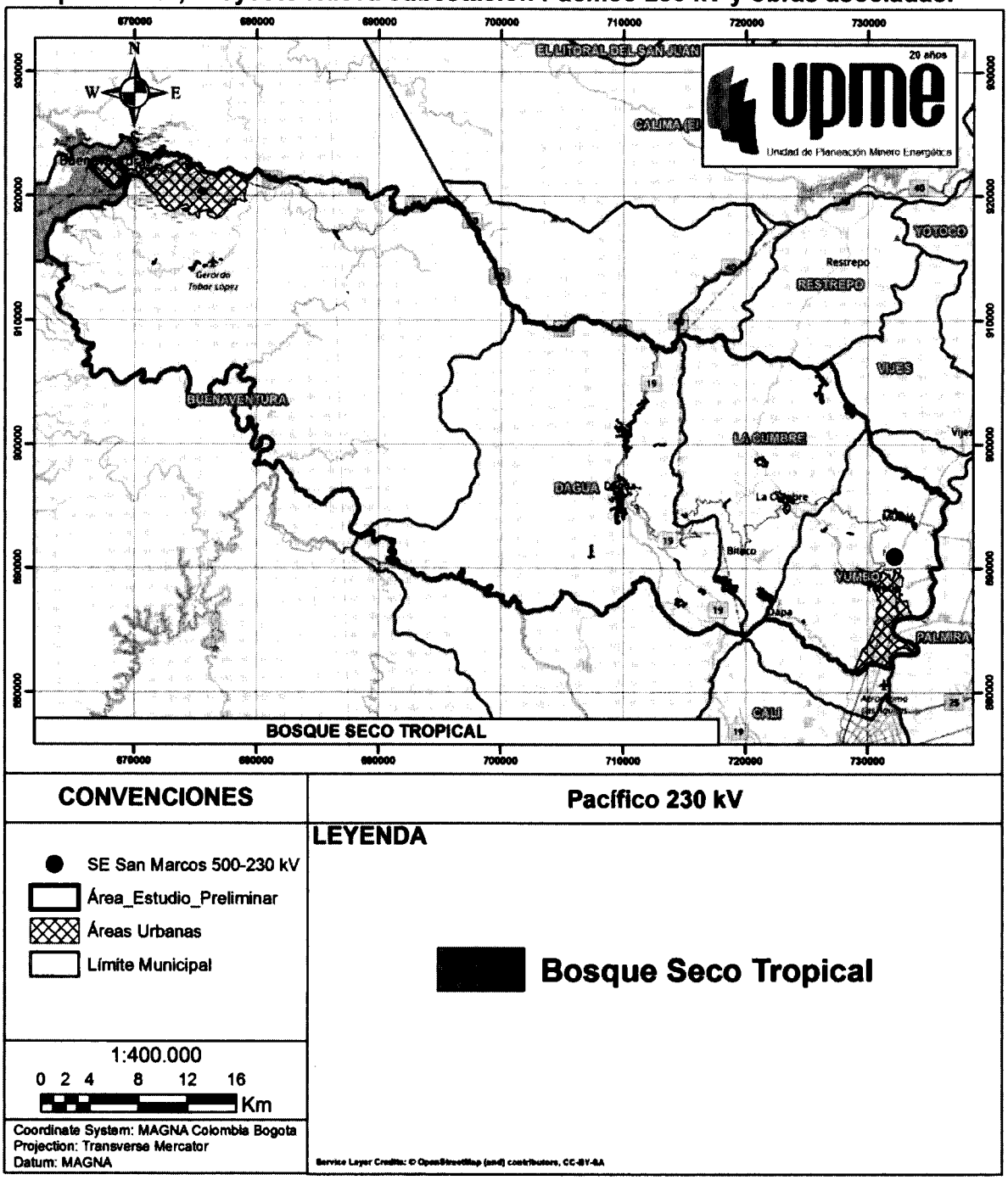
Tabla 37. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
alta insuficiencia sin urgencia	NorAndina	Valle_Cauca	Zonobioma alternohígrico y/o subxerofítico tropical del	Vegetación secundaria del zonobioma alterno hígrico y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca.
alta insuficiencia y urgente	Choco_Magdalena	A_Atrato_S_Juan	Zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atra	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato.
	Choco_Magdalena	Micay	Zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Pacífico y Atrato.
baja insuficiencia y urgente	NorAndina	Montano_Valle_Ca	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes.
	NorAndina	Montano_Valle_Ca	Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes.
	NorAndina	SW_Cordillera_W	Orobiomas bajos de los Andes	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes.
	NorAndina	SW_Cordillera_W	Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes.
omisiones sin urgencia	Choco_Magdalena	A_Atrato_S_Juan	Halobiomas del Pacífico	Lagunas costeras del halobioma del Pacífico.
	NorAndina	SW_Cordillera_W	Orobiomas azonales Río Dagua	Herbazales del orobioma azonal del río Dagua.
omisiones,urgentes, naturales y oportunas	Choco_Magdalena	Micay	Halobiomas del Pacífico	Bosques naturales del halobioma del Pacífico.
	Choco_Magdalena	Micay	Halobiomas del Pacífico	Herbáceas y arbustivas costeras del halobioma del Pacífico.
	Choco_Magdalena	Micay	Helobiomas del Pacífico y Atrato	Bosques naturales del helobioma Pacífico y Atrato.
	Choco_Magdalena	Micay	Halobiomas del Pacífico	Bosques naturales del halobioma del Pacífico.

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple. **UPME, 2017.**

1.4.1.12 Distribución espacial del bosque seco tropical

Figura 40. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012
Fuente figura: UPME, 2017.

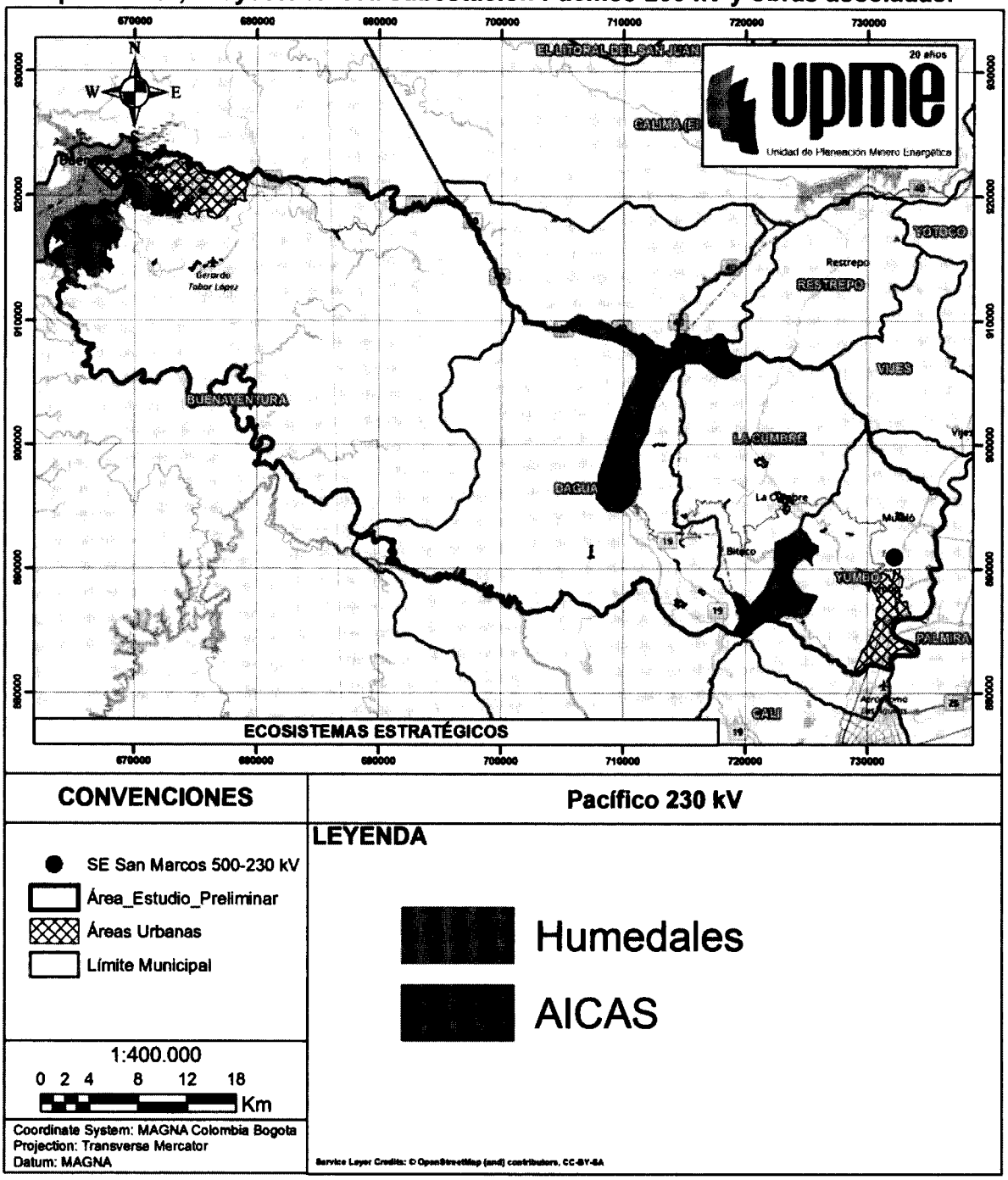
Tabla 38. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
VALLE DEL CAUCA	YUMBO
	LA CUMBRE
	DAGUA

Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012

1.4.1.13 Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles

Figura 41. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017. UPME, 2017.

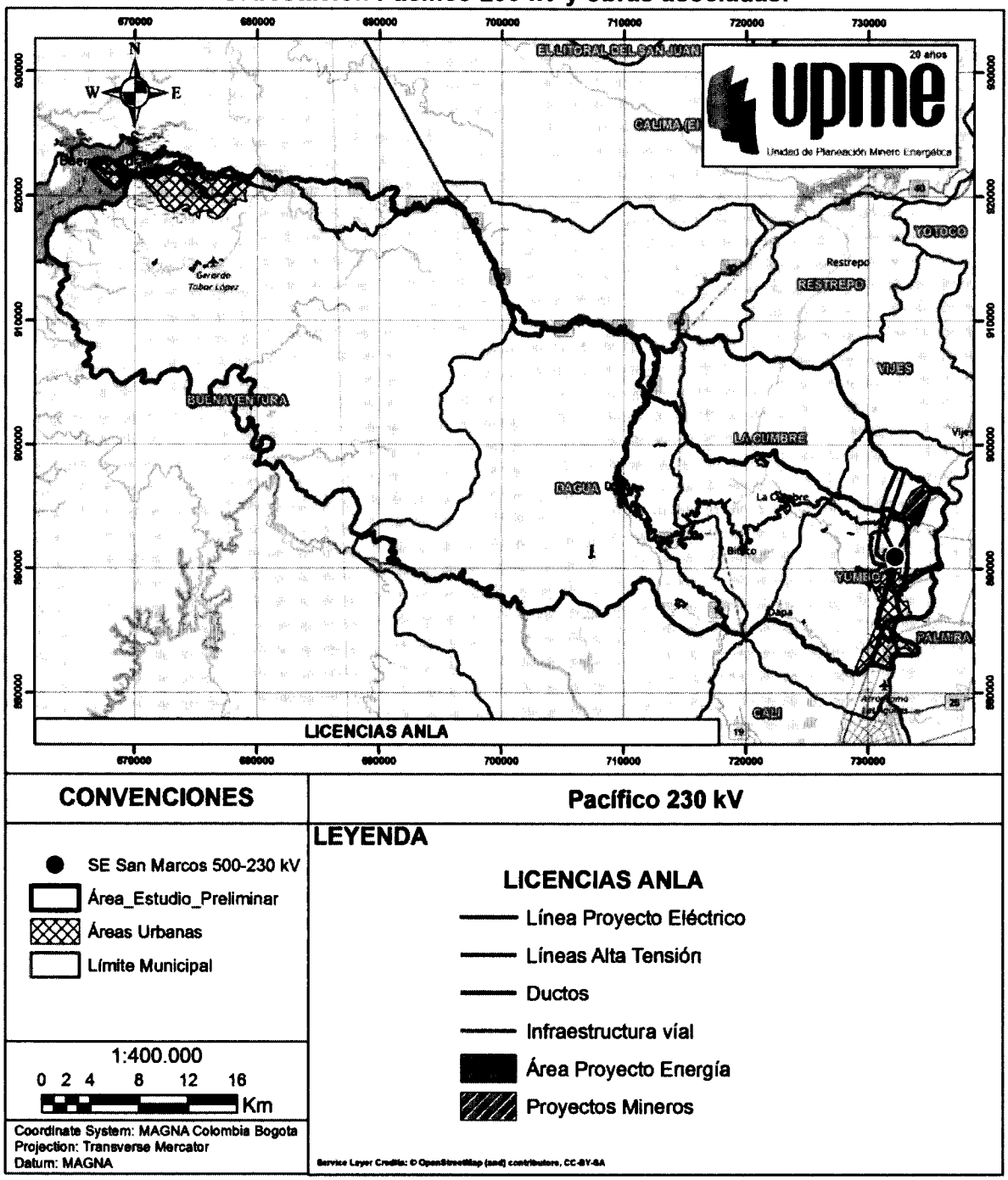
Tabla 39. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

ECOSISTEMA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE
AICA	VALLE DEL CAUCA	DAGUA	Enclave seco del río Dagua
		LA CUMBRE	
		DAGUA	PNN Los Farallones de Cali
		YUMBO	Bosque de San Antonio/Km 18
		DAGUA	
		LA CUMBRE	
HUMEDALES		BUENAVENTURA	Lagunas costeras del halobioma del Pacífico
			Manglar del Pacífico

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017

1.4.1.14 Licencias ANLA

Figura 42. Licencias ANLA dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 40. Licencias ANLA –dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	LAM4214	UNIÓN TEMPORAL DESARROLLO VIAL DEL VALLE DEL CAUCA Y CAUCA	PR 96 + 000 LOBOGUERRERO MEDIA CANOA SECTOR 3
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM3972	UNIÓN TEMPORAL DESARROLLO VIAL DEL VALLE DEL CAUCA Y CAUCA	PR81+000 LOBOGUERRERO MEDIA CANOA SECTOR 2
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	LAM1912	INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS - INVIAS	VÍA ALTERNA INTERNA BUENAVENTURA.
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	LAM4752	CONSORCIO METROVIAS BUENAVENTURA	CONSTRUCCIÓN DE LA DOBLE CALZADA CARRETERA BUENAVENTURA-LOBOGUERRERO, TRAMO CITRONELA (PR15+000) A ALTOS DE ZARAGOZA (PR29+000)
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM4752	CONSORCIO METROVIAS BUENAVENTURA	CONSTRUCCIÓN DE LA DOBLE CALZADA CARRETERA BUENAVENTURA-LOBOGUERRERO, TRAMO CITRONELA (PR15+000) A ALTOS DE ZARAGOZA (PR29+000)
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM2904	UNIÓN TEMPORAL DESARROLLO VIAL DEL VALLE DEL CAUCA Y CAUCA	CORREDOR VIAL DE LA DOBLE CALZADA ZONA FRANCA - LA TORRE- LA ACEQUIA
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	LAM6396	CONSORCIO METROVIAS BUENAVENTURA	CONSTRUCCIÓN DEL SECTOR 1: K15+000 AL K16+280 DE LA DOBLE CALZADA CITRONELA (PR15+000) – ALTOS DE ZARAGOZA (PR29+000), DE LA CARRETERA BUENAVENTURA – CRUCE RUTA 25 (BUGA), RUTA 40 TRAMO 01
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM4214	UNIÓN TEMPORAL DESARROLLO VIAL DEL VALLE DEL CAUCA Y CAUCA	PR 96 + 000 LOBOGUERRERO MEDIA CANOA SECTOR 3
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM6577-00	UNION TEMPORAL DESARROLLO VIAL DEL VALLE DEL CAUCA Y CAUCA	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA LOBOGUERRERO – MEDIACANOA, TRAMO 7, SECTOR 1 – SUBSECTOR - LOBOGUERRERO COMPRENDIDO ENTRE LOS KM 63+700 AL 71+790
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM5348	FERROCARRILES DEL OESTE S.A	REHABILITACIÓN, RECONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED FERROVIARIA DEL PACÍFICO,

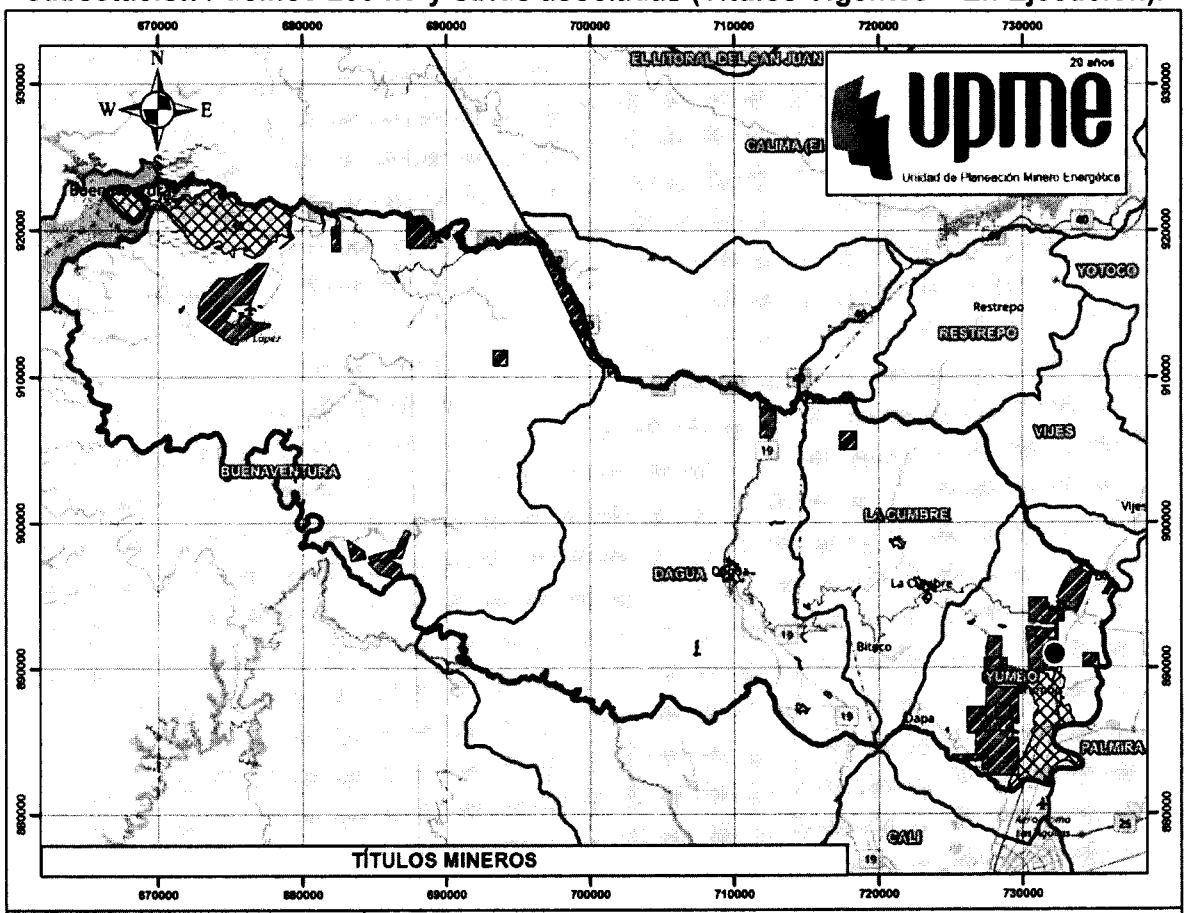
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
				LOCALIZADO EN JURISDICCIÓN DE LOS MUNICIPIOS DE BUENAVENTURA.
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM5348	FERROCARRILES DEL OESTE S.A	REHABILITACIÓN, RECONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED FERROVIARIA DEL PACÍFICO, LOCALIZADO EN JURISDICCIÓN DE LOS MUNICIPIOS DE BUENAVENTURA.
VALLE DEL CAUCA	LA CUMBRE	LAM5348	FERROCARRILES DEL OESTE S.A	REHABILITACIÓN, RECONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED FERROVIARIA DEL PACÍFICO, LOCALIZADO EN JURISDICCIÓN DE LOS MUNICIPIOS DE BUENAVENTURA.
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	LAM5348	FERROCARRILES DEL OESTE S.A	REHABILITACIÓN, RECONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED FERROVIARIA DEL PACÍFICO, LOCALIZADO EN JURISDICCIÓN DE LOS MUNICIPIOS DE BUENAVENTURA.
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM4519	CONSORCIO ECC	PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA DOBLE CALZADA ENTRE LOBOGUERRERO (PR 61+500) – CISNEROS (PR 51+000)
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM3829	CONSORCIO DOBLE CALZADA BUENAVENTURA	CONSTRUCCIÓN DE LA DOBLE CALZADA LOBOGUERRERO-BUENAVENTURA, SECTOR ALTOS DE ZARAGOZA-TRIANA-CISNEROS (QUEBRADA LIMONES)
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM0272	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. ISA	CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN MARCOS
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM0421	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. ISA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV. SAN CARLOS-SAN MARCOS INCLUYENDO LA SUBESTACIÓN LA VIRGINIA
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM3563	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A E.S.P. EPSA.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALTO ANCHICA
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM2224	EPSA	Cartago - San Marcos
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	SIN INFORMACÓN	ISA	Esmeralda - Yumbo

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM1566	ISA	Juanchito - San Marcos
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM1311	ISA	La Virginia - San Marcos
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	SIN INFORMACÓN	ISA	San Marcos - La Virginia
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	SIN INFORMACÓN	ISA	Yumbo - San Marcos
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	SIN INFORMACÓN	EPSA	Yumbo - Termo Yumbo
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	SIN INFORMACÓN	ISA	Yumbo - San Bernardino
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM0299	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.	GASODUCTO DE OCCIDENTE Y 47 RAMALES DE DISTRIBUCION MARIQUITA Y CALI
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM0464	ECOPETROL S.A.	REPOSICION DEL POLIDUCTO DEL PACIFICO A LO LARGO DE LA CUENCA DEL RIO DAGUA
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	LAM0464	ECOPETROL S.A.	REPOSICION DEL POLIDUCTO DEL PACIFICO A LO LARGO DE LA CUENCA DEL RIO DAGUA
VALLE DEL CAUCA	LA CUMBRE	LAM0464	ECOPETROL S.A.	REPOSICION DEL POLIDUCTO DEL PACIFICO A LO LARGO DE LA CUENCA DEL RIO DAGUA
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	LAM0464	ECOPETROL S.A.	REPOSICION DEL POLIDUCTO DEL PACIFICO A LO LARGO DE LA CUENCA DEL RIO DAGUA
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM3012	TRANSOCCIDENTE	TRAMO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL ENTRE YUMBO Y CALI EN EL DEPARTAMENTO DEL VALLE.
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	LAM1403	CEMENTOS ARGOS S.A.	EXPLOTACIÓN DE CALIZAS Y MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRITURACIÓN Y AGREGADOS, LLEVADAS A CABO POR LA EMPRESA CEMENTOS DEL VALLE

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.4.1.15 Títulos Mineros

Figura 43. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas (Títulos Vigentes – En Ejecución).



CONVENCIONES	Pacífico 230 kV
SE San Marcos 500-230 kV Área_Estudio_Preliminar Áreas Urbanas Límite Municipal	LEYENDA Títulos Mineros
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 41. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas (Títulos Vigentes – En Ejecución).

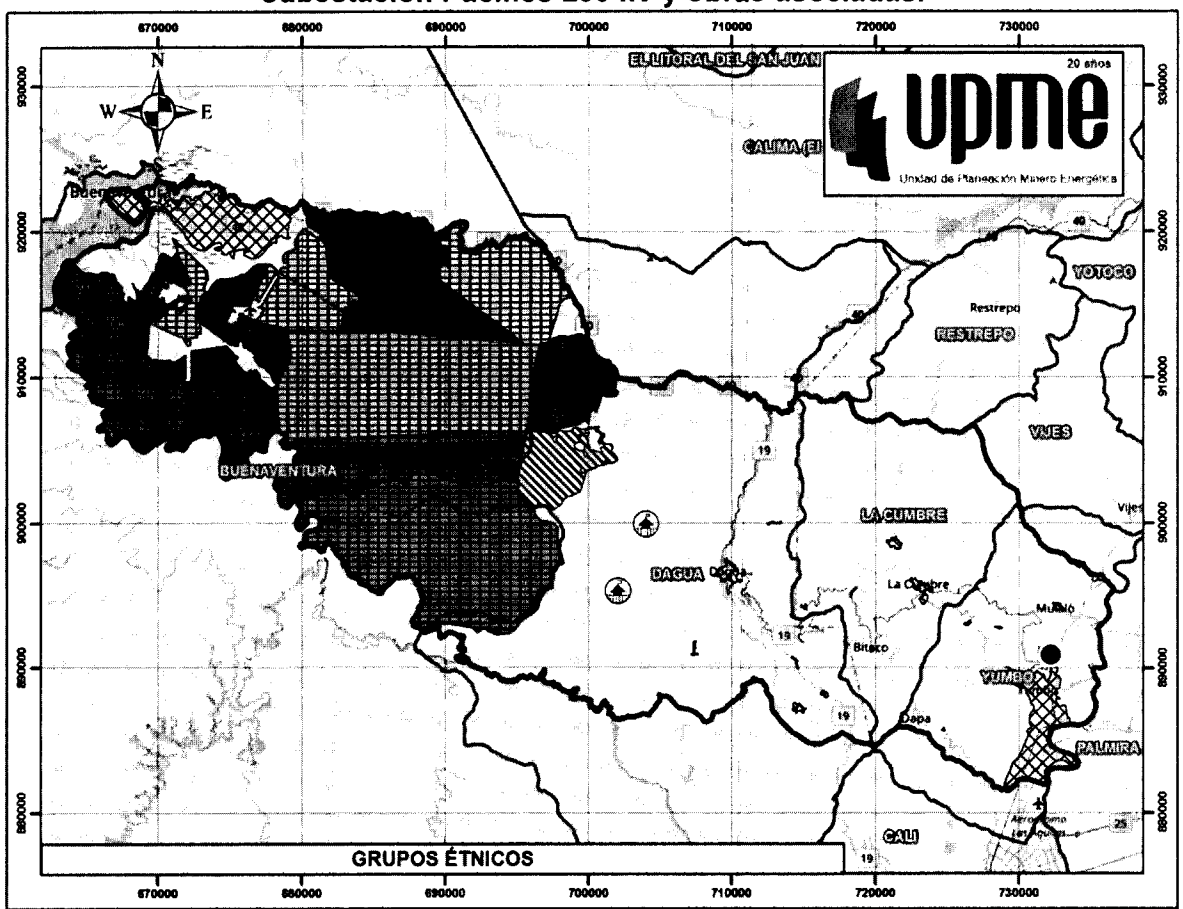
ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE EN EJECUCION			
ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	GRUPO_TRAB
EXPLOTACION	HLM-09511	HLM-09511	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GHOF-02	98-00472-21588-03-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HCRO-03	21656	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	GEPC-02	98-00172-18524-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GENG-01	94-00820-18449-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HHP-15391X	HHP-15391X	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HLM-09541	HLM-09541	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	IJ5-09021	IJ5-09021	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	JB4-16181	JB4-16181	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GBTJ-07	01-00225-15773-01-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HI1-08061	HI1-08061	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HG7-102	HG7-102	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION\ ARCILLA
EXPLORACION	IGO-10571	IGO-10571	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION\ ASOCIADOS
CONSTRUCCION Y MONTAJE	GIS-081	GIS-081	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GCGG-02	92-00749-16116-01-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	EJSK-01	90-00464-08420-03-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ CALIZA
EXPLOTACION	GL9-091	GL9-091	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	JCS-15001	JCS-15001	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HJV-15391X	HJV-15391X	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GHQK-01	98-00523-21666-01-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HFHD-04	22157	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GANA-05	92-00890-14646-01-00000-00	ARCILLA
EXPLOTACION	GIK-111	GIK-111	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	JJN-11221	JJN-11221	ARENAS Y GRAVAS SILICEAS
EXPLOTACION	GCVI-02	93-00818-16947-02-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	BA6-162	BA6-162	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HJC-09331	HJC-09331	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GBSC-05	94-00389-15727-01-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ DIABASA
EXPLOTACION	KEK-09201	KEK-09201	MATERIALES DE CONSTRUCCION

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE EN EJECUCION			
EXPLOTACION	GGVG-01	97-00531-21056-03-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HBM-121	HBM-121	MATERIALES DE CONSTRUCCION
SIN INFORMACION	FHID-07	91-00477-13782-02-00000-00	MANGANESO
EXPLOTACION	MEC-08431	MEC-08431	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MEC-09461	MEC-09461	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OJG-16462X	OJG-16462X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OJG-16461	OJG-16461	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
SIN INFORMACION	ZMN_ZACARIAS	ZMN_ZACARIAS	TODOS LOS MINERALES
SIN INFORMACION	EEC-131	EEC-131	ASOCIADOS\ MANGANESO
SIN INFORMACION	IGP-08181	IGP-08181	METALES PRECIOSOS\ DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS
SIN INFORMACION	ABQ-101	ABQ-101	ROCA MUERTA\ DIABASA
SIN INFORMACION	JAP-11001	JAP-11001	DEMAS_CONCESIBLES\ PIZARRA
SIN INFORMACION	FGPF-01	90-00074-11647-02-00000-00	MANGANESO
SIN INFORMACION	IJO-11521X	IJO-11521X	CUARZO O SILICE\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	FKT-10C	FKT-10C	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	IDD-09401	IDD-09401	CUARZO O SILICE\ DEMAS_CONCESIBLES

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017

1.4.1.16 Comunidades Étnicas

Figura 44. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES

- SE San Marcos 500-230 kV
- Área_Estudio_Preliminar
- Áreas Urbanas
- Límite Municipal

1:400.000
0 2 4 8 12 16
Km

Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota
Projection: Transverse Mercator
Datum: MAGNA

Pacífico 230 kV

LEYENDA

Parcialidades Indígenas

Resguardos Indígenas
- Resguardos Indígenas
- RÍO DAGUA
- YU YIC KWE

Consejos Comunitarios
- Consejos Comunitarios
- AGUA CLARA
- ALTO POTEDÓ
- BAJO POTEDÓ
- BRAZITOS Y AMAZONAS
- CALLE LARGA RÍO DAGUA
- CAMPO HERMOSO
- CITRONELA RÍO DAGUA
- CÓRDOBA Y SAN CIPRIANO
- DE ALTO RIO DAGUA
- GUADUALITO
- GUAIMÍA
- LIMONES
- LLANO BAJO
- MAYOR DE LA CUENCA MEDIA Y ALTA DEL RÍO DAGUA
- MAYOR DEL RÍO ANCHICAYA
- RÍO CALIMA
- SABALETAS
- SAN MARCOS
- TAPARAL
- ZACARIAS RÍO DAGUA

Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Ministerio del Interior, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 42. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

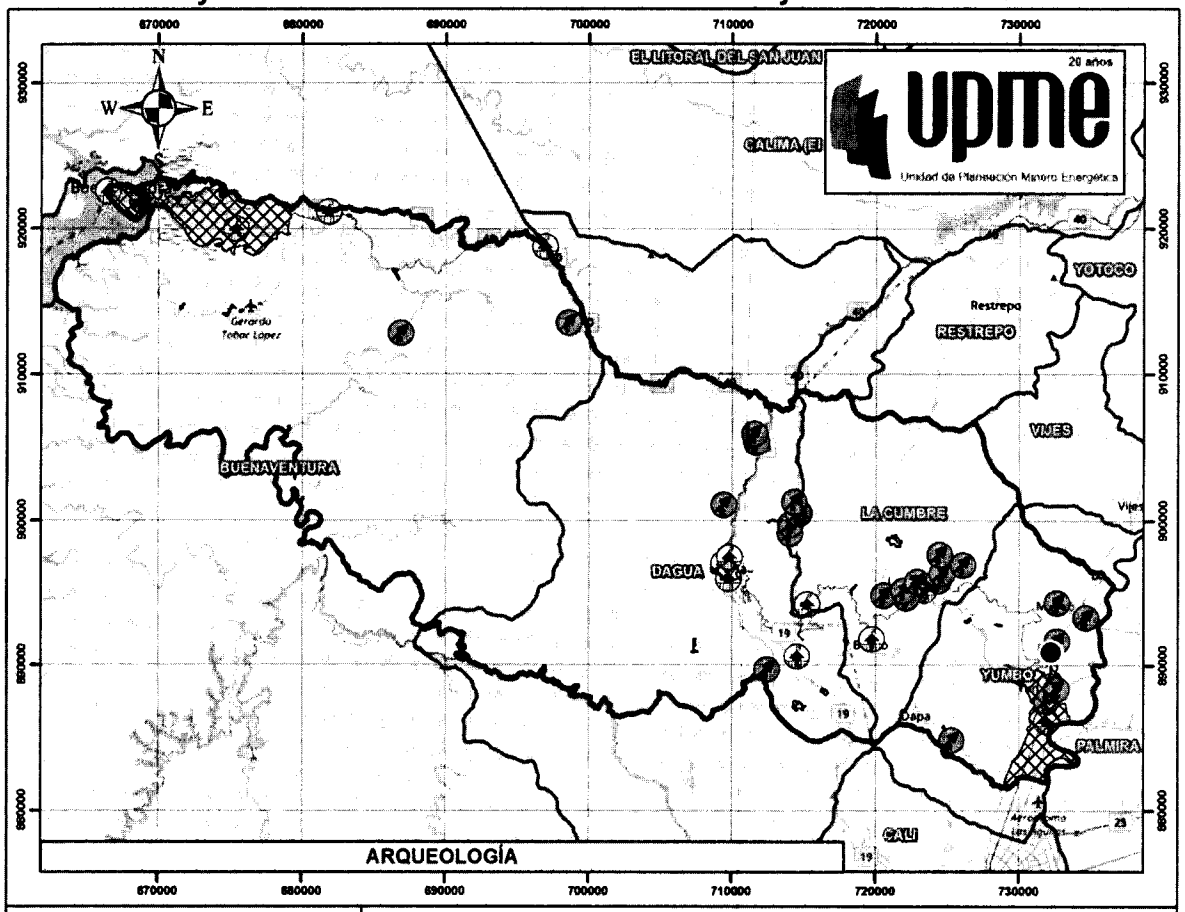
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
		RESGUARDOS INDÍGENAS	
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	RÍO DAGUA	WAUNANA
	DAGUA	YU YIC KWE	NASA PAEZ
		PARCIALIDADES INDÍGENAS	
VALLE DEL CAUCA	DAGUA	RIO CANON PEPITAS	PAEZ (NASA)
	DAGUA	NUEVO DESPERTAR	PAEZ (NASA)
		CONSEJOS COMUNITARIOS	
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	ALTO POTEDÓ	
		BAJO POTEDÓ	
		BRAZITOS Y AMAZONAS	
		CALLE LARGA RÍO DAGUA	
		CAMPO HERMOSO	
		CITRONELA RÍO DAGUA	
		CÓRDOBA Y SAN CIPRIANO	
		GUADUALITO	
		GUAIMÍA	
		LIMONES	
		MAYOR DE LA CUENCA MEDIA Y ALTA DEL RÍO DAGUA	
		MAYOR DEL RÍO ANCHICAYA	
		RÍO CALIMA	
		SABALETAS	
		TAPARAL	
		ZACARIAS RÍO DAGUA	
	DAGUA	DE ALTO RIO DAGUA	
	BUENAVENTURA		
	DAGUA	LLANO BAJO	
	BUENAVENTURA		
	DAGUA	AGUA CLARA	
	BUENAVENTURA		
	DAGUA	SAN MARCOS	
	BUENAVENTURA		

Fuente: Ministerio del Interior, 2016. UPME 2017.

Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

1.4.1.17 Arqueologia y cultura

Figura 45. Hallazgos Arqueológicos y culturales dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Pacífico 230 kV
SE San Marcos 500-230 kV Área_Estudio_Preliminar Áreas Urbanas Límite Municipal	**LEYENDA** Hallazgos Arqueológicos Bienes Interés Cultural
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 43. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA
	DAGUA
	LA CUMBRE
	YUMBO

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.

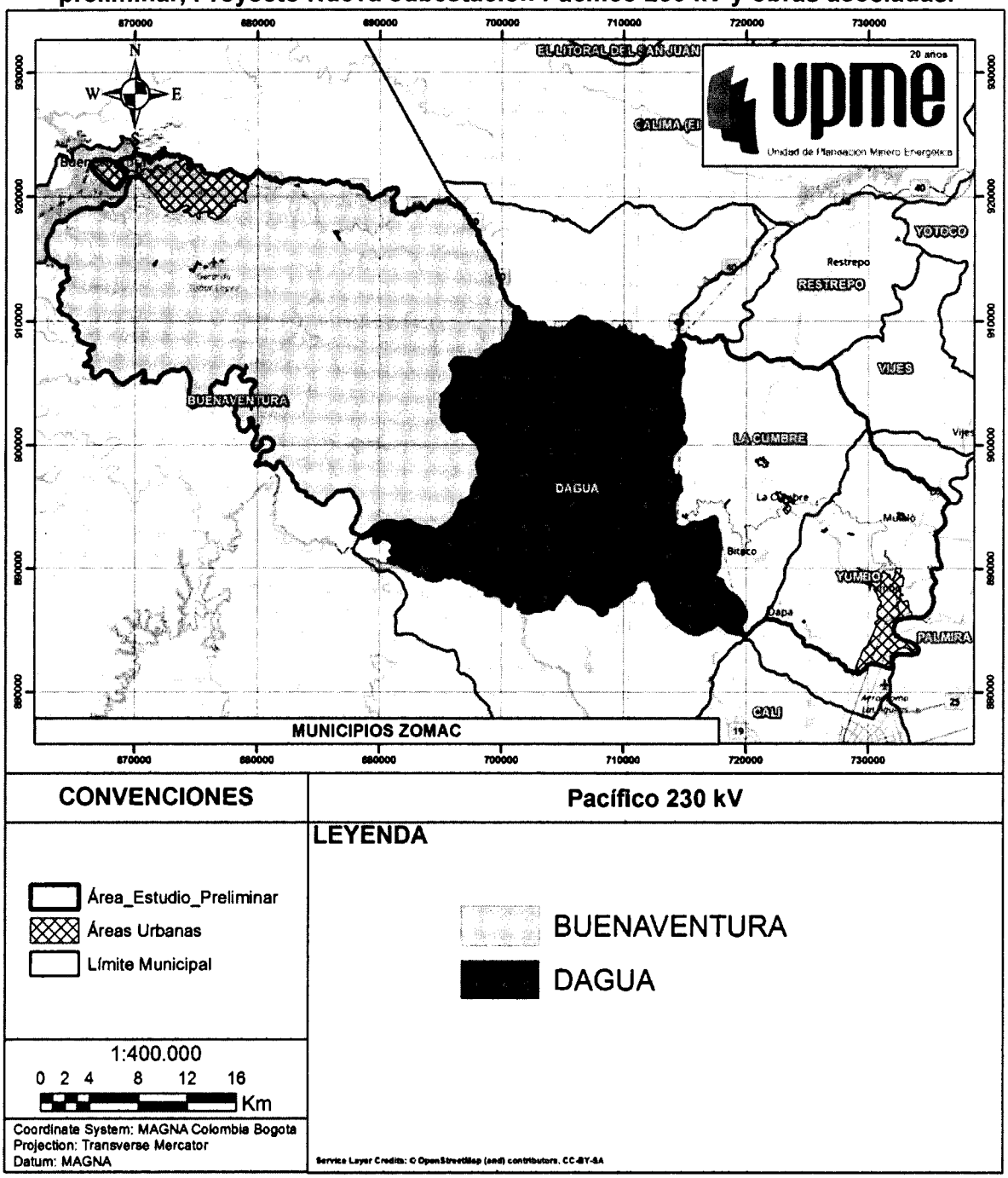
Tabla 44. Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA
	DAGUA
	LA CUMBRE
	YUMBO

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

1.4.1.18 Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC)

Figura 46. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017
Fuente figura: UPME, 2017.

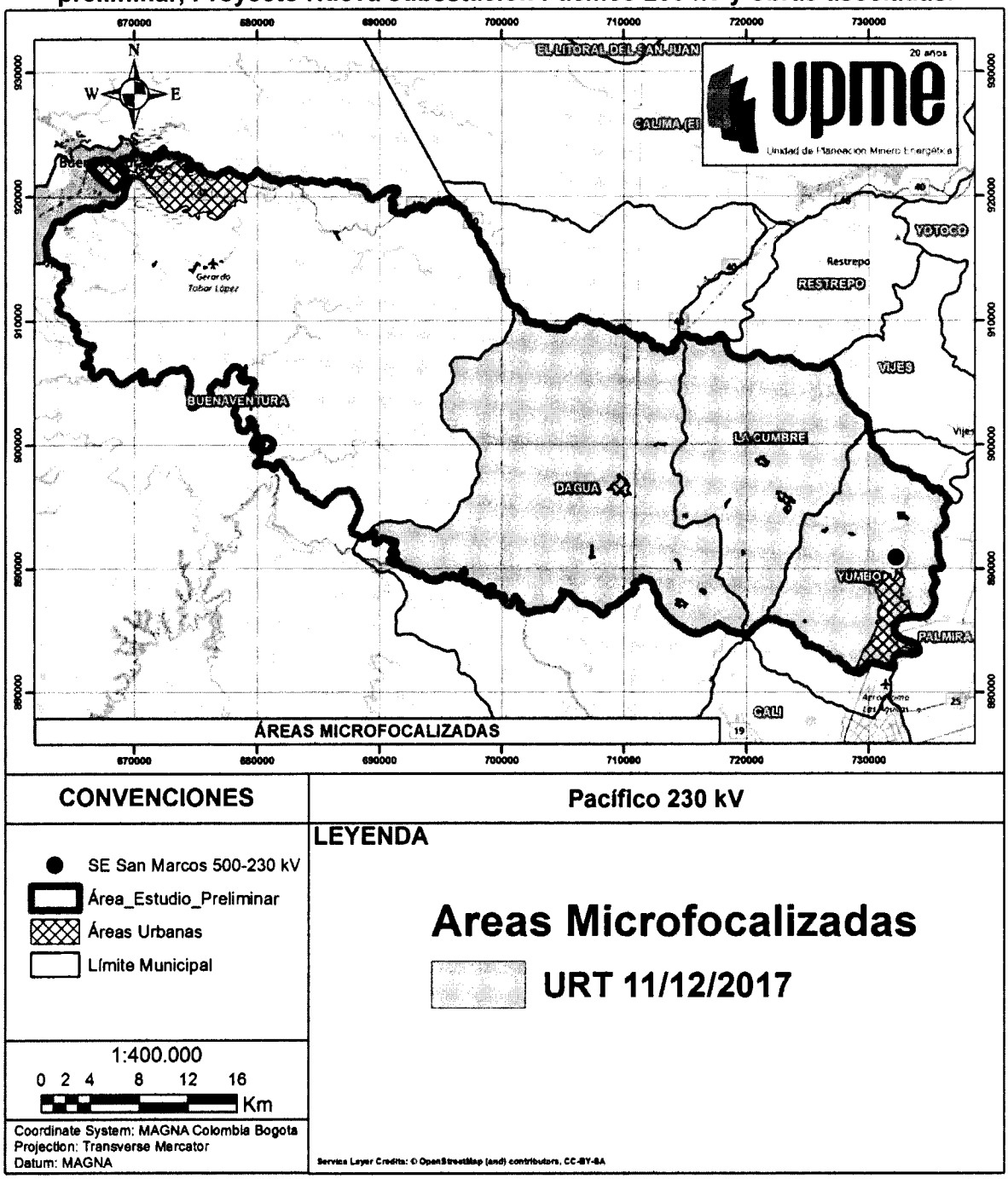
Tabla 45. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA
	DAGUA

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017

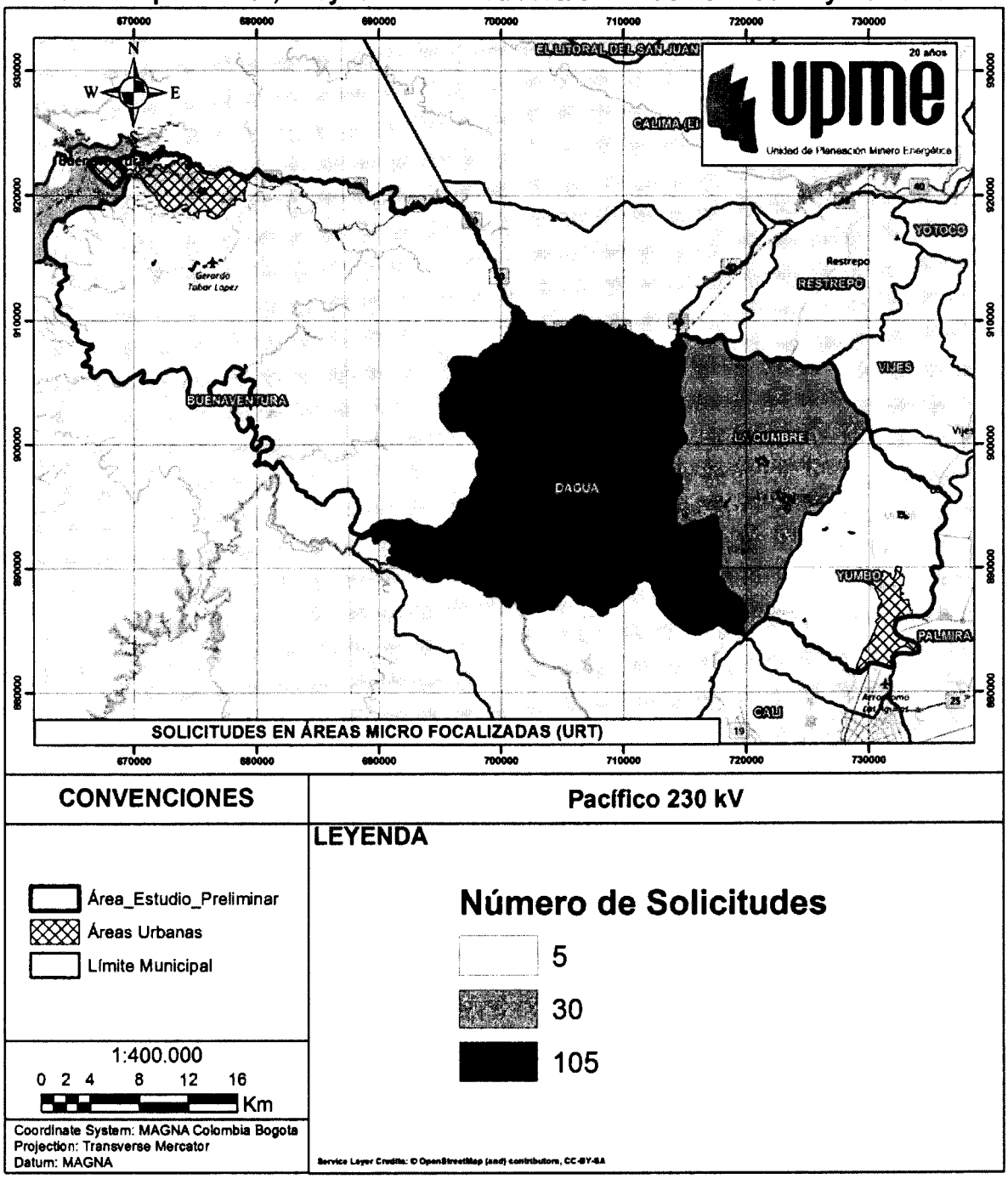
1.4.1.19 Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras

Figura 47. Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



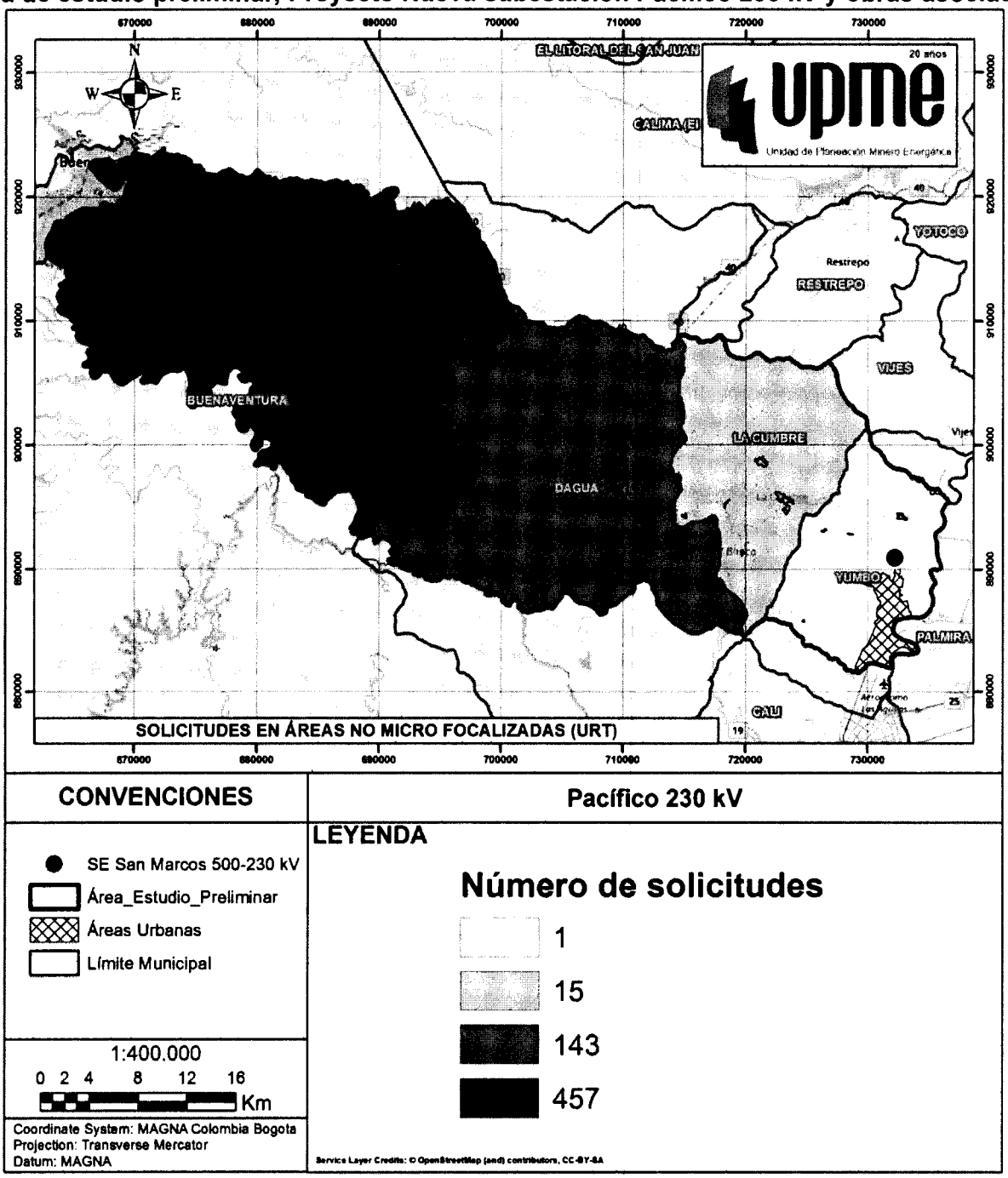
Fuente: URT, https://www.restituciondetierras.gov.co/documents/10184/939075/Mapa_Microzonas_11_12_2017.pdf/3975f042-00ea-41a3-8bc9-048f8102fcfd, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 48. Solicitudes en áreas microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 49. Solicitudes en áreas no microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

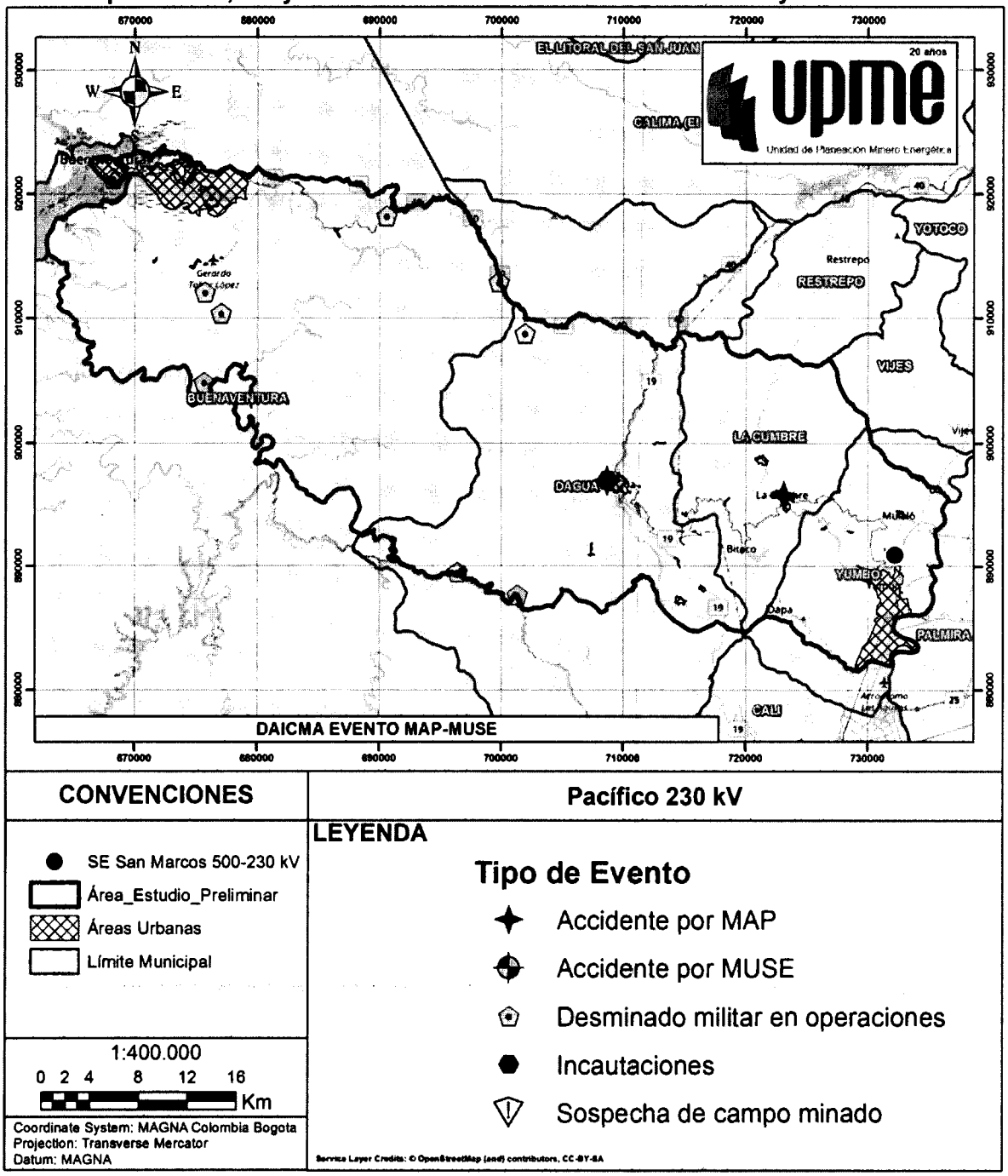
Tabla 46. Solicitudes para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NÚMERO DE SOLICITUDES	
		MICROFOCALIZADAS	NOMICROFOCALIZADAS
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA		1
	DAGUA	105	143
	LA CUMBRE	30	15
	YUMBO	5	1

Fuente: URT, 2017.

1.4.1.20 Acción Integral contra Minas Antipersonal

Figura 50. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.



Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, **2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 47. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
		Accidente por MAP
		Accidente por MUSE
	DAGUA	Desminado militar en operaciones
		Accidente por MAP
		Incautaciones
	LA CUMBRE	Accidente por MAP

Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, **2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 51. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 48. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE INTERVENCIÓN
VALLE DEL CAUCA	YUMBO	Sin Sospecha
	DAGUA	Pendientes por Intervenir
	LA CUMBRE	
	BUENAVENTURA	

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

1.4.2 Conclusiones

1.4.2.1 Variables socioambientales presentes dentro del área de estudio

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Nueva subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas", se puede concluir que:

- ✓ El área de estudio se ubica al occidente del país, en el departamento del Valle del Cauca, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC), Municipios de Buenaventura, Dagua, La Cumbre, y Yumbo.

- ✓ En el área de estudio preliminar predominan los grados de amenaza sísmica intermedia en los municipios de Dagua, La Cumbre, y Yumbo, e intermedia y alta en Buenaventura; En el costado oriental del área de estudio preliminar especialmente en los municipios de Dagua, La Cumbre y Yumbo, se tiene presencia de riesgo por fallamiento, a lo cual se suman las categorías de amenaza media y alta por movimientos en masa a lo largo del área de estudio.

- ✓ En los municipios de Dagua y La Cumbre se presentan conflictos de uso del suelo por sobreutilización severa, se identifican usos adecuados o sin conflicto en el 70% del área de estudio preliminar, especialmente en el municipio de Buenaventura.

- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, el área de estudio se encuentra entre las cuencas hidrográficas de Directos al Río Cauca, Río Calima, Río Dagua y otros directos al Pacífico y Río Anchicayá.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar los municipios que presentan riesgo de inundación son Buenaventura influenciado en parte por el Océano Pacifico y las cuencas de los Ríos Anchicayá y Dagua, y el municipio de Yumbo por el Río Cauca.

- ✓ Con respecto a las coberturas de la tierra, se pueden identificar dos grandes matrices, la primera desde la zona media del municipio de Dagua en dirección Este hasta el río Cauca, donde predominan las áreas de pastos y cultivos; por otro lado se observa una gran zona boscosa, donde se conjugan bosques naturales y vegetación secundaria en los municipios de Dagua y Yumbo.

- ✓ Dentro del área de estudio se reconoce la presencia de ecosistemas que hacen parte de la Lista Roja de Ecosistemas de Colombia clasificados en alguna categoría de riesgo,

principalmente la categoría Preocupacion menor (LC) en el municipio de Buenaventura, y Vulnerable (VU), en los municpios del Dagua, El Carmen y Yumbo.

- ✓ De acuerdo con la información del Sistema de información Geográfica de Colombia – SIAC se identifican como áreas protegidas: Distritos de Conservación de Suelos (Cañón de Río Grande); Distritos Regionales de Manejo Integrado (El Chilcal, Enclave Subxerofitico De Atuncela), Reserva Forestal Protectora Nacional (Río Escalarete y San Cipriano, Río Dagua, Cerro Dapa – Carisucio y Río Anchicaya), Reservas Forestales Protectoras Regionales (Bitaco), Reservas Naturales de la Sociedad Civil (Tierrablanca No 4, Dinaboy, Tierra Blanca No 2, El Tesoro, Parque Ecológico Samuel Álvarez Velez, Refugio Corazones Verdes y El Progreso). Así mismo, es de tener en cuenta que el área de estudio preliminar se sobrepone sobre la zona de reserva forestal de ley 2da del Pacífico.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar es viable encontrar Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010; así mismo bosque seco tropical, este último en los municipios de Yumbo, El Carmen y Dagua.

- ✓ En cuanto a Ecosistemas Estratégicos se identifican: el AICA de Enclave seco del río Dagua, AICA PNN Los Farallones de Cali y AICA Bosque de San Antonio/Km 18; adicionalmente, se reconocen los ecosistemas de Humedales asociados a lagunas costeras y zonas de manglar.

- ✓ Es importante tener en cuenta, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capitulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Trámite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2.2.2.3.6.4, la presencia de proyectos que fueron licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA:

  - ➢ Sector de Energía: 1 licencia ambiental para construir una subestación, 2 licencias para líneas de proyectos eléctricos y 8 licencias para líneas de alta tensión.
  - ➢ Sector de Minería: 1 Licencia ambiental.
  - ➢ Sector de Hidrocarburos: 3 licencias ambientales para ductos.
  - ➢ Infraestructura: 5 licencias entre vías y ferrocarriles.

- ✓ Con respecto a los títulos mineros presentes en el área de estudio preliminar, se pueden identificar gracias a información de la Agencia Nacional Minera – ANM un total de 45 títulos.

- ✓ En el área de estudio preliminar se identificaron resguardos indígenas, parcialidades indígenas y consejos comunitarios en los municipios de Dagua y Buenaventura.

- ✓ De acuerdo a la información reportada por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH y la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, en el área de estudio preliminar se presentan Hallazgos Arqueológicos y bienes de Interés Cultural en los municipios de Buenaventura, Dagua, Yumbo y La Cumbre.

- ✓ Teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017 emitido por la Presidencia de la Republica de Colombia, en el área de estudio preliminar se reconocen como Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) los municipios de Buenaventura y Dagua.

- ✓ En el área de estudio preliminar se han elevado solicitudes de restitución de tierras en los municipios de: Buenaventura, Yumbo, Dagua y La Cumbre.

- ✓ De acuerdo a lo reportado por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal, en el área de estudio se han presentado eventos con MAP-MUSE, así como labores de desminado militar, incautaciones, entre otras en los municipios de Buenaventra, Dagua y La Cumbre, de igual manera DAICMA a travéz de su mapa interactivo registra que el Municipio de Yumbo se encuentra libre de sospecha de contaminación por minas antipersonal, munición sin explotar y artefactos explosivos.

- ✓ Como recomendación final, es necesario recordar que la información presentada debe ser validada y actualizada; lo anterior teniendo en cuenta, que la información social y ambiental de un territorio es dinámica, por tanto se sugiere planear y desarrollar los proyectos siempre con la información más actualizada y al mejor nivel de detalle posible.

1.4.2.2 Variables socioambientales "NO" detectadas en el área de estudio

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, del Ministerio de Cultura y de la Agencia Nacional de Tierras – ANT; dentro del área de estudio preliminar "NO" se detecta la presencia de las siguientes variables:

  - ➢ Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales.
  - ➢ Áreas Recreación.
  - ➢ Distrito Nacional Manejo Integrado.
  - ➢ Parque Natural Regional.
  - ➢ Reservas locales.
  - ➢ Sitios RAMSAR.
  - ➢ Complejos de Páramos.
  - ➢ Licencias para áreas del sector de Hidrocarburos.
  - ➢ Presencia de pozos otorgados.
  - ➢ Sitios Interés Histórico.
  - ➢ Zonas de Reserva Campesina.

1.5 PROYECTO "NUEVA SUBESTACIÓN HISPANIA 230 kV Y OBRAS ASOCIADAS."

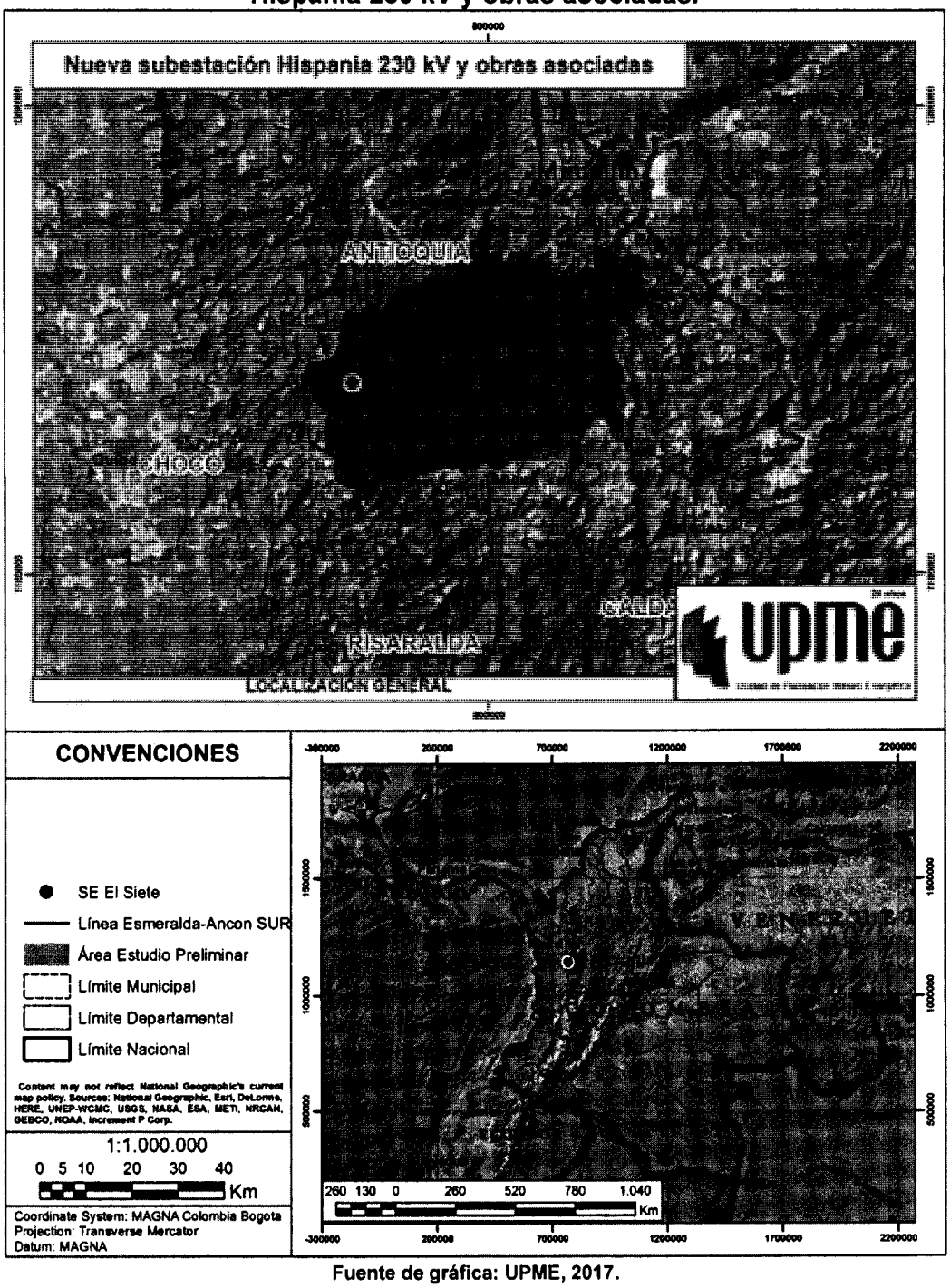
A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN:

- Construcción de la nueva subestación Hispania 230 kV, en el municipio de Hispania en el departamento de Antioquia.
- Construcción de dos líneas de transmisión doble circuito desde la nueva subestación Hispania a interceptar los circuitos Ancón Sur–El Siete 230 kV y el Siete- Esmeralda 230 kV.

Teniendo en cuenta lo anterior, el área de estudio preliminar para el Proyecto "Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas", se ubica al noroccidente del país (Ver **Figura 52**), en los departamentos de Choco y Antioquia (ver **Figura 53**), en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Área Metropolitana del Valle de Aburrá (AMVA), Corporación Autónoma Regional para el Desarrollo Sostenible del Chocó (CODECHOCÓ) y La Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia (CORANTIOQUIA) (Ver **Figura 54**).

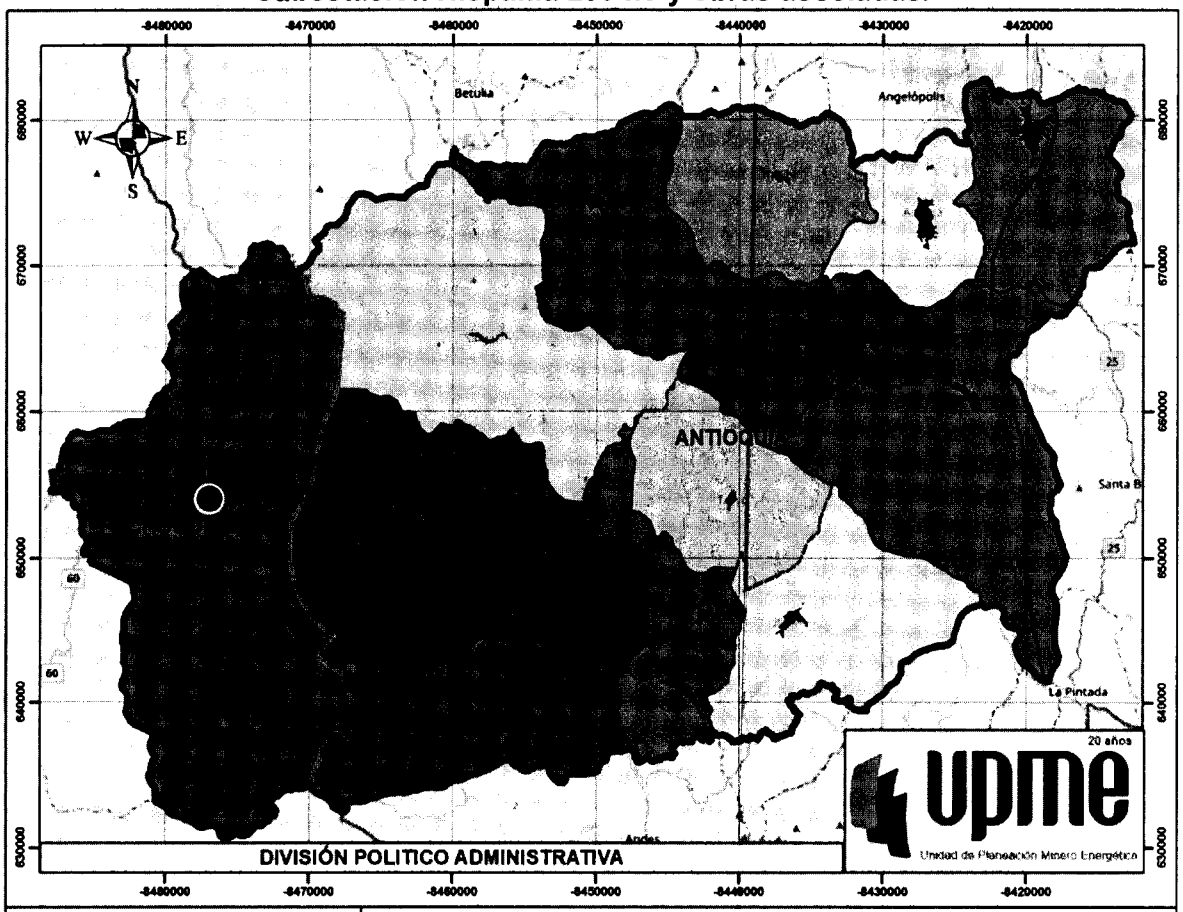
En la **Tabla 49**, se presentan los municipios que hacen parte del área de estudio preliminar.

Figura 52. Localización general del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente de gráfica: UPME, 2017.

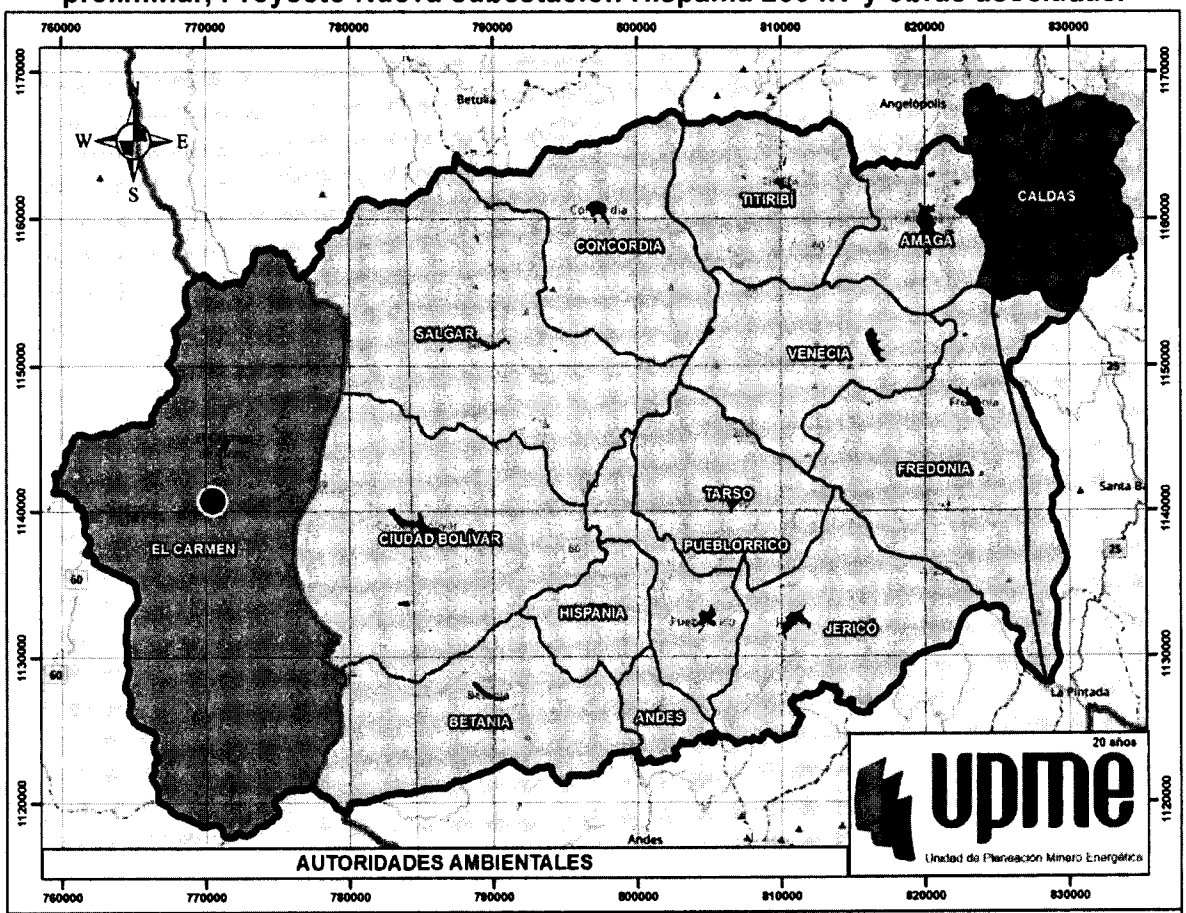
Figura 53. División político administrativa del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete	LEYENDA
Línea Esmeralda-Ancon SUR	ANTIOQUIA, AMAGÁ
Área Estudio Preliminar	ANTIOQUIA, ANDES
Zonas Urbanas	ANTIOQUIA, BETANIA
Límite Municipal	ANTIOQUIA, CALDAS
Límite Departamental	ANTIOQUIA, CIUDAD BOLÍVAR
1:400.000	ANTIOQUIA, CONCORDIA
0 2 4 8 12 16 Km	ANTIOQUIA, FREDONIA
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	ANTIOQUIA, HISPANIA
	ANTIOQUIA, JERICÓ
	ANTIOQUIA, PUEBLORRICO
	ANTIOQUIA, SALGAR
	ANTIOQUIA, TARSO
	ANTIOQUIA, TITIRIBÍ
	ANTIOQUIA, VENECIA
	CHOCÓ, EL CARMEN

Fuente de gráfica: UPME, 2017

Figura 54. Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	**LEYENDA** **LIMITE JURISIDICCION AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES** AMVA CODECHOCÓ CORANTIOQUIA
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: UPME, 2017.

Tabla 49. Autoridades Ambientales Regionales y entes territoriales del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

AUTORIDAD AMBIENTAL REGIONAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
AMVA	ANTIOQUIA	CALDAS
CODECHOCÓ	CHOCÓ	EL CARMEN
CORANTIOQUIA	ANTIOQUIA	ANDES
		JERICÓ
		PUEBLORRICO
		HISPANIA
		FREDONIA
		VENECIA
		SALGAR
		CONCORDIA
		TITIRIBÍ
		AMAGÁ
		TARSO
		CIUDAD BOLÍVAR
		BETANIA

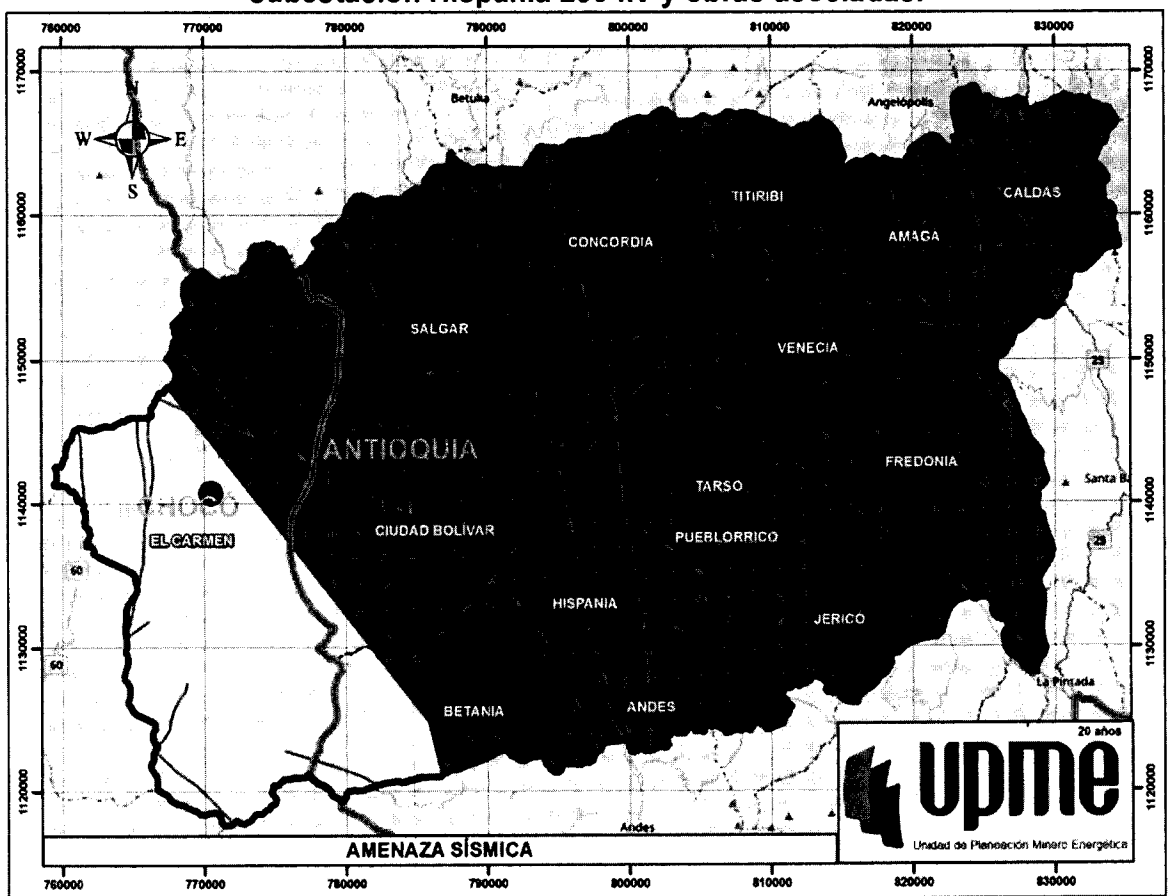
Fuente: UPME, 2017.

1.5.1 Identificación de variables ambientales y sociales relevantes

En la estructuración del Proyecto "Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas **(Figura 55 a Figura 77).**

1.5.1.1 Zonificación Sísmica

Figura 55. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA Fallas Geológicas **Grado de Amenaza** Alta Intermedia
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf,
INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

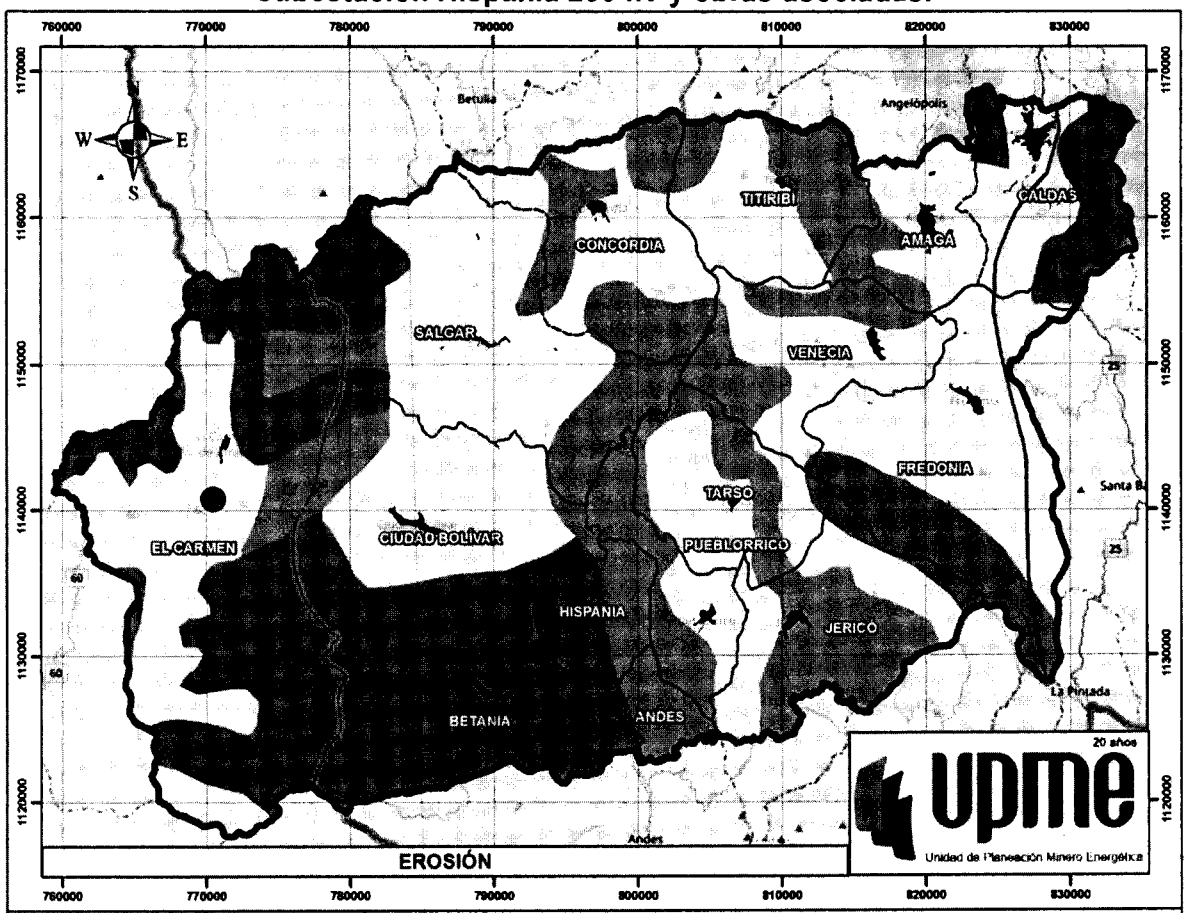
Tabla 50. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas."

GRADO AMENAZA	DESCRIPCIÓN
Intermedia	Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g. y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.
Alta	Aquellas regiones donde se esperan temblores muy fuertes con valores de aceleración pico efectiva, mayores de 0.20g. Aproximadamente el 23% del territorio Colombiano queda incluido en la zona de amenaza símica Alta.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf,
INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

1.5.1.2 Grados de Erosión

Figura 56. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA DESCRIPCION GENERAL Erosión Ligera Erosión Moderada Sedimentación Activa No apreciable
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

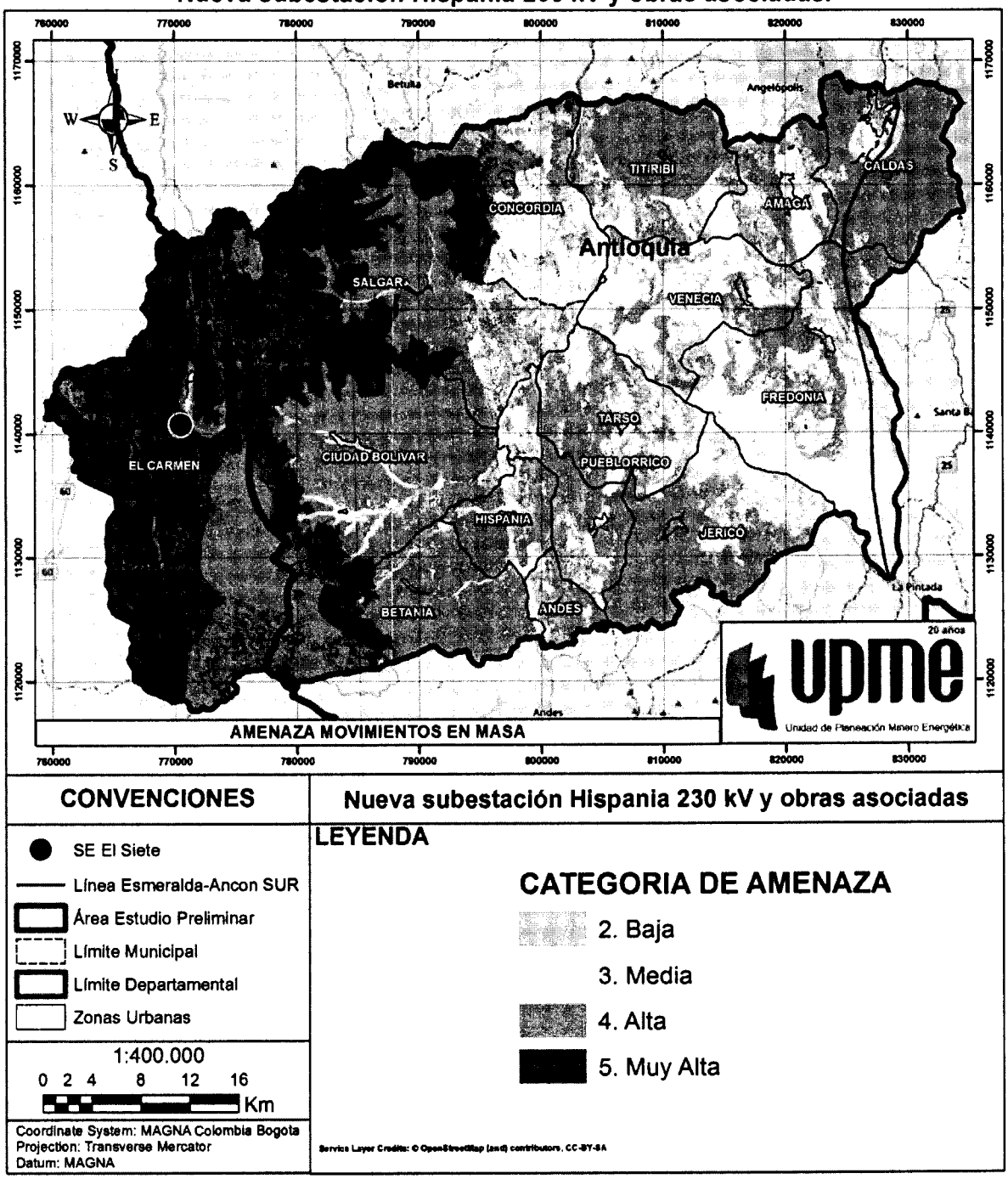
Tabla 51. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

TIPO	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Moderada	EROSIÓN MODERADA	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A.
Baja	EROSIÓN LIGERA	Perdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Orinoquia.
Sedimentación activa	SEDIMENTACIÓN ACTIVA	Actuación de meteorización con transporte eólico y sedimentación; cubre especialmente algunas franjas de la Orinoquia, extremo oriental de Vichada y sur occidente de Bolívar.
No apreciable	EROSIÓN NO APRECIABLE CON LA METODOLOGÍA UTILIZADA	

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.5.1.3 Amenaza de Remoción en Masa

Figura 57. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

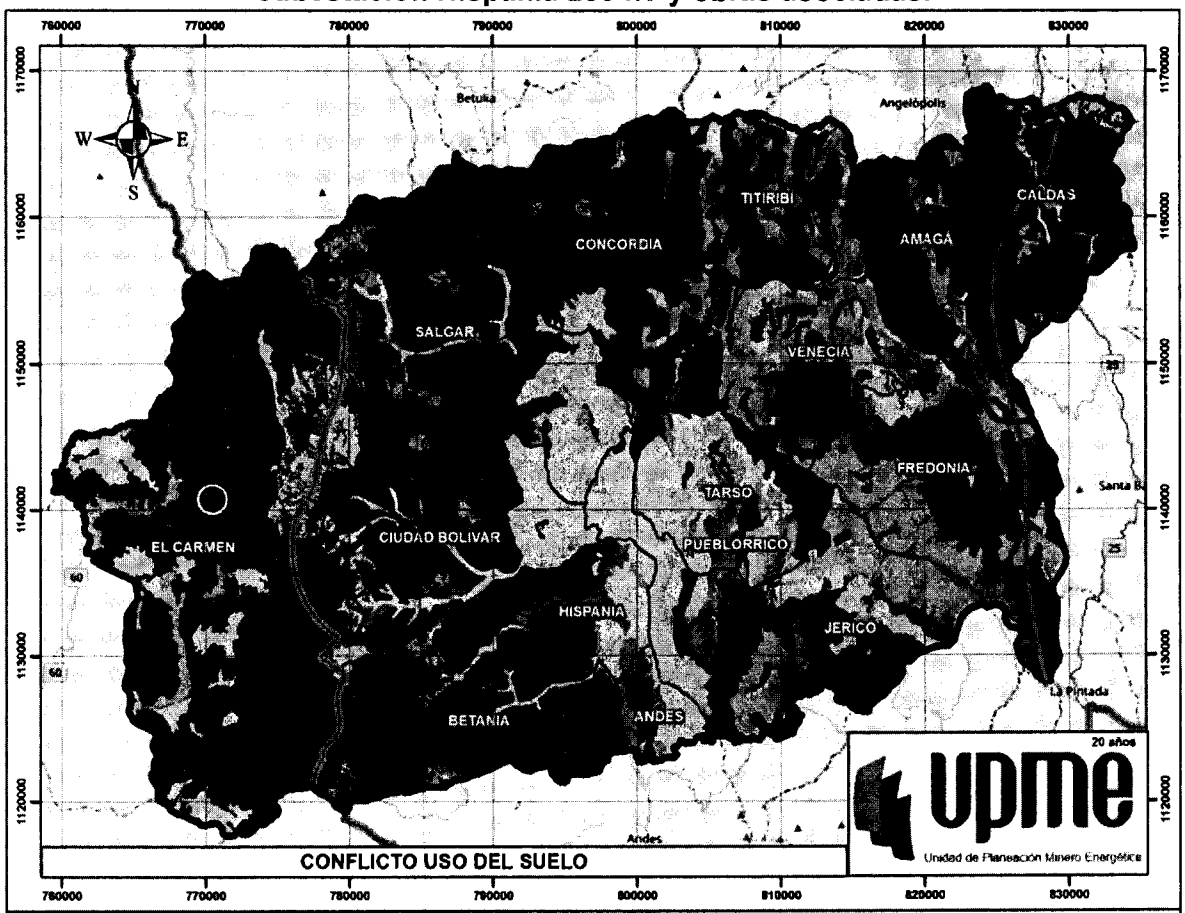
Tabla 52. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos.
4. Alta	Alta recurrencia de movimientos en masa. En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales.
3. Media	Deslizamientos y flujos de detritos. Intenso cárcava miento asociado.
2. Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial. Presencia de deslizamientos.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.5.1.4 Conflicto uso del suelo

Figura 58. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA Sobreutilización severa Sobreutilización moderada Sobreutilización ligera Subutilización severa Subutilización moderada Subutilización ligera Usos adecuados o sin conflicto Otros tipos de conflicto
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

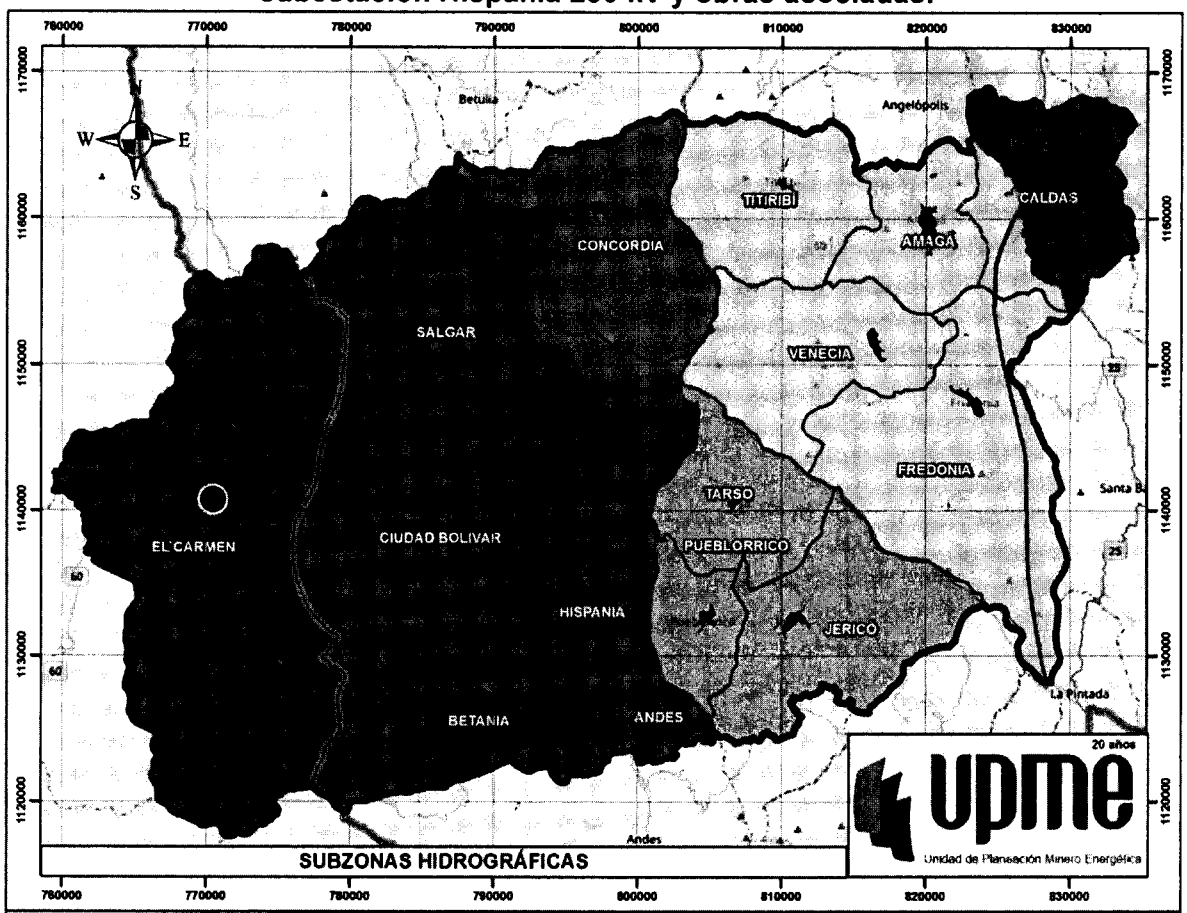
Tabla 53. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

CONFLICTO DE USO	DESCRIPCIÓN
Sobreutilización severa	Tierras en las cuales el uso actual supera en tres o más niveles la clase de vocación de uso principal recomendado, presentándose evidencias de degradación avanzada de los recursos, tales como procesos erosivos severos, disminución marcada de la productividad de las tierras, procesos de salinización, entre otros.
Sobreutilización moderada	Tierras en las cuales el uso actual se encuentra por encima, en dos niveles, de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras. Es frecuente encontrar en estas zonas, rasgos visibles de deterioro de los recursos, en especial la presencia de procesos erosivos activos y el subsecuente deterioro de la base material para la actividad agropecuaria.
Sobreutilización ligera	Tierras cuyo uso actual está cercano al uso principal, pero que se ha evaluado con un nivel de intensidad mayor al recomendado y por ende al de los usos compatibles.
Subutilización severa	Tierras cuyo uso actual está muy por debajo, en tres o más niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada.
Subutilización moderada	Tierras cuyo uso actual está por debajo, en dos niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras.
Subutilización ligera	Tierras cuyo uso actual es muy cercano al uso principal, por ende a los usos compatibles, pero que se ha evaluado como de menor intensidad al recomendado
Usos adecuados o sin conflicto	Tierras cuyo uso actual es acorde al uso principal.
Otro tipo de conflictos	Otros tipos de conflictos identificados son: Conflictos en áreas de cuerpos de agua; Conflictos en áreas pantanosas con cultivos permanentes; Conflictos en áreas pantanosas con cultivos transitorios; Conflictos en áreas pantanosas con pastos; Conflictos mineros; Conflictos por obras civiles; Conflictos urbanos; Demanda no disponible en áreas para produccion_nubes; Demanda no disponible en áreas a proteger (nubes); Otras coberturas artificializadas (urbanas y suburbanas); Usos inadecuados en zonas quemadas.

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.5.1.5 Cuencas Hidrográficas

Figura 59. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	**LEYENDA** **Subzona Hidrográfica** Alto Atrato Río San Juan Directos Río Cauca (mi) Río Frío y Otros Directos al Cauca Directos Río Cauca (md) Río Porce
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

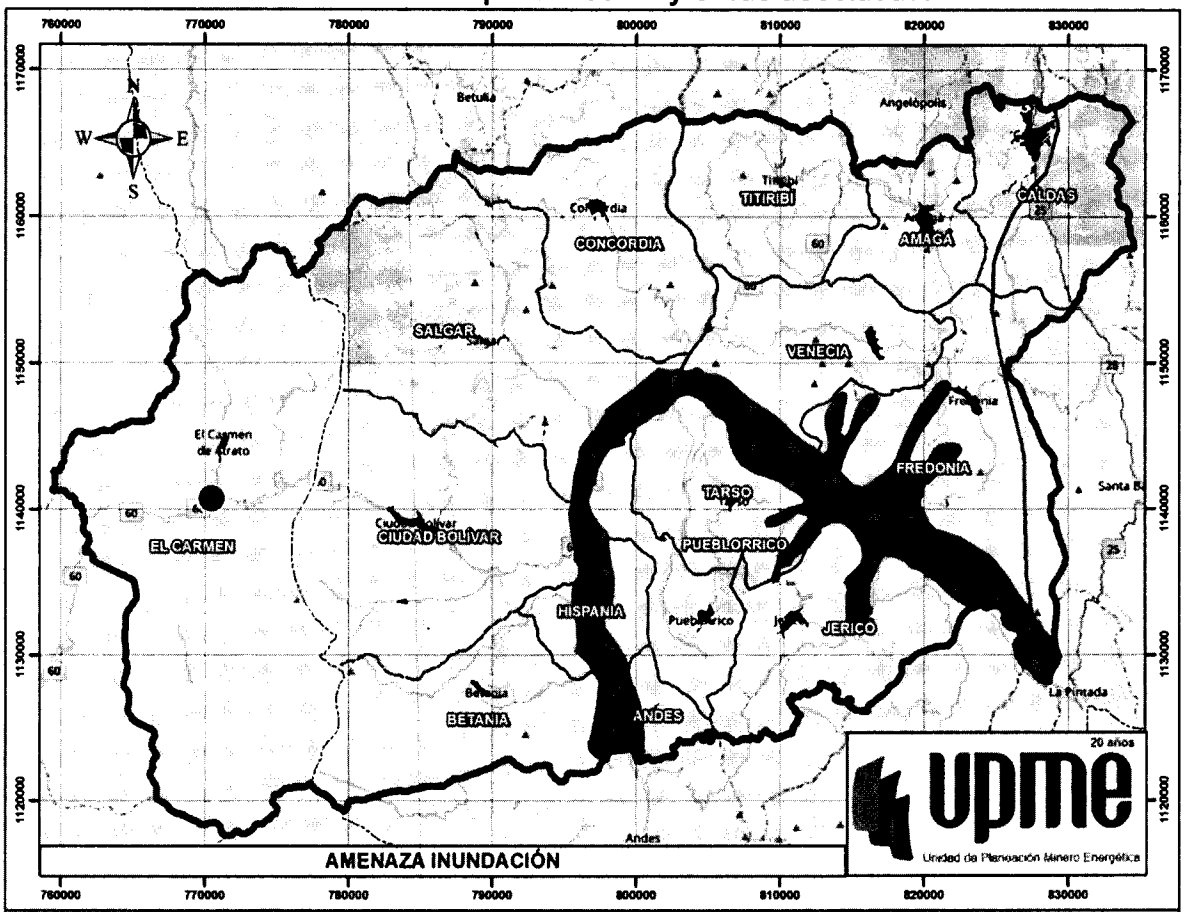
Tabla 54. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

ÁREA HIDROGRÁFICA	ZONA HIDROGRÁFICA	SUBZONA HIDROGRÁFICA
Caribe	Atrato - Darién	Alto Atrato
Magdalena Cauca	Cauca	Directos Río Cauca (md)
		Directos Río Cauca (mi)
		Río Frío y Otros Directos al Cauca
		Río San Juan
	Nechí	Río Porce

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.5.1.6 Amenaza de inundación

Figura 60. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas 1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	LEYENDA Amenaza Inundación (IDEAM) Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IDEAM, 2010; SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

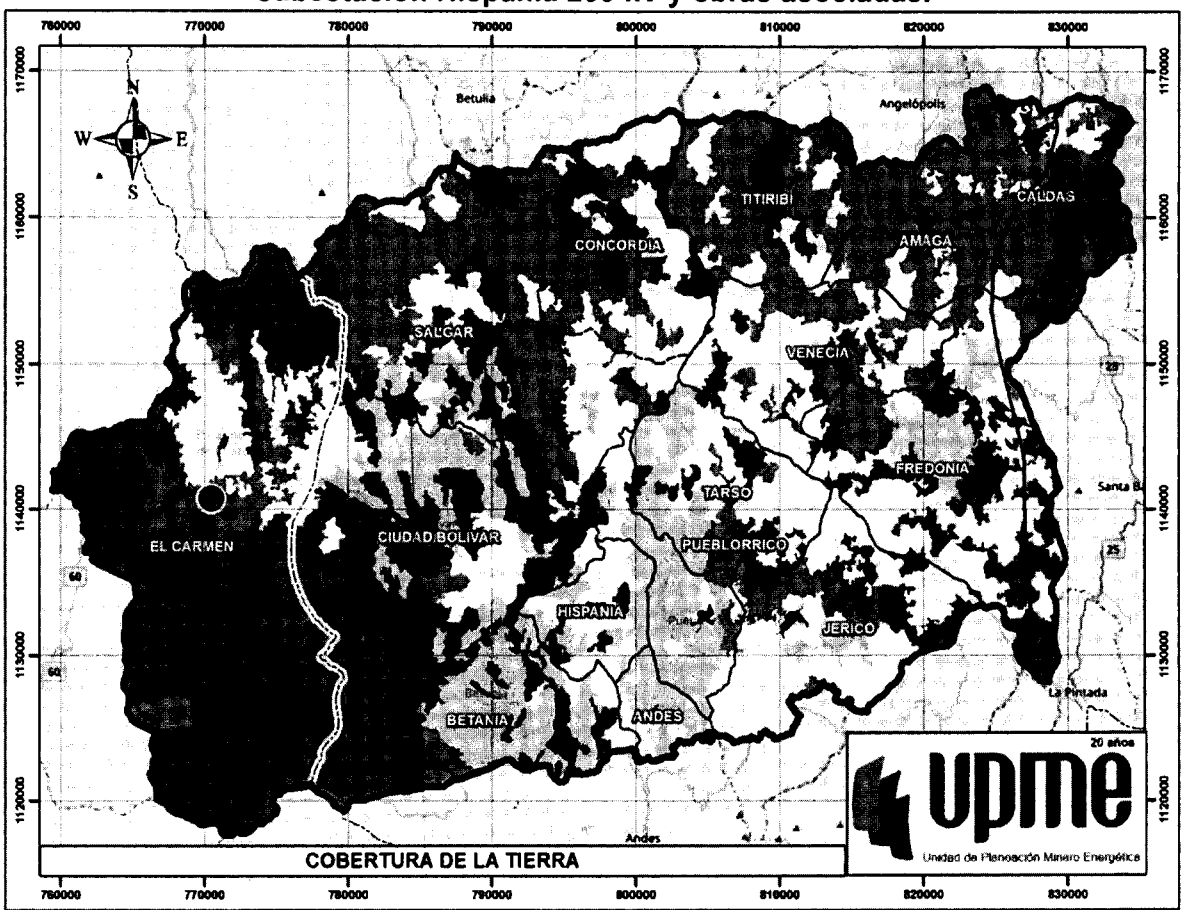
Tabla 55. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

AMENAZA DE INUNDACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Áreas con amenaza de inundación	ANTIOQUIA	FREDONIA
		JERICÓ
		VENECIA
		TARSO
		SALGAR
		PUEBLORICO
		CIUDAD BOLÍVAR
		HISPANIA
		BETANIA
		ANDES

Fuente: IDEAM, 2010, SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.5.1.7 Coberturas de la tierra

Figura 61. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	**LEYENDA** Pastos Cultivos semipermanentes y permanentes Cultivos anuales o transitorios Áreas agrícolas heterogéneas Herbazales Arbustales Bosques naturales Vegetación secundaria Aguas continentales naturales
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2007.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 56. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas."

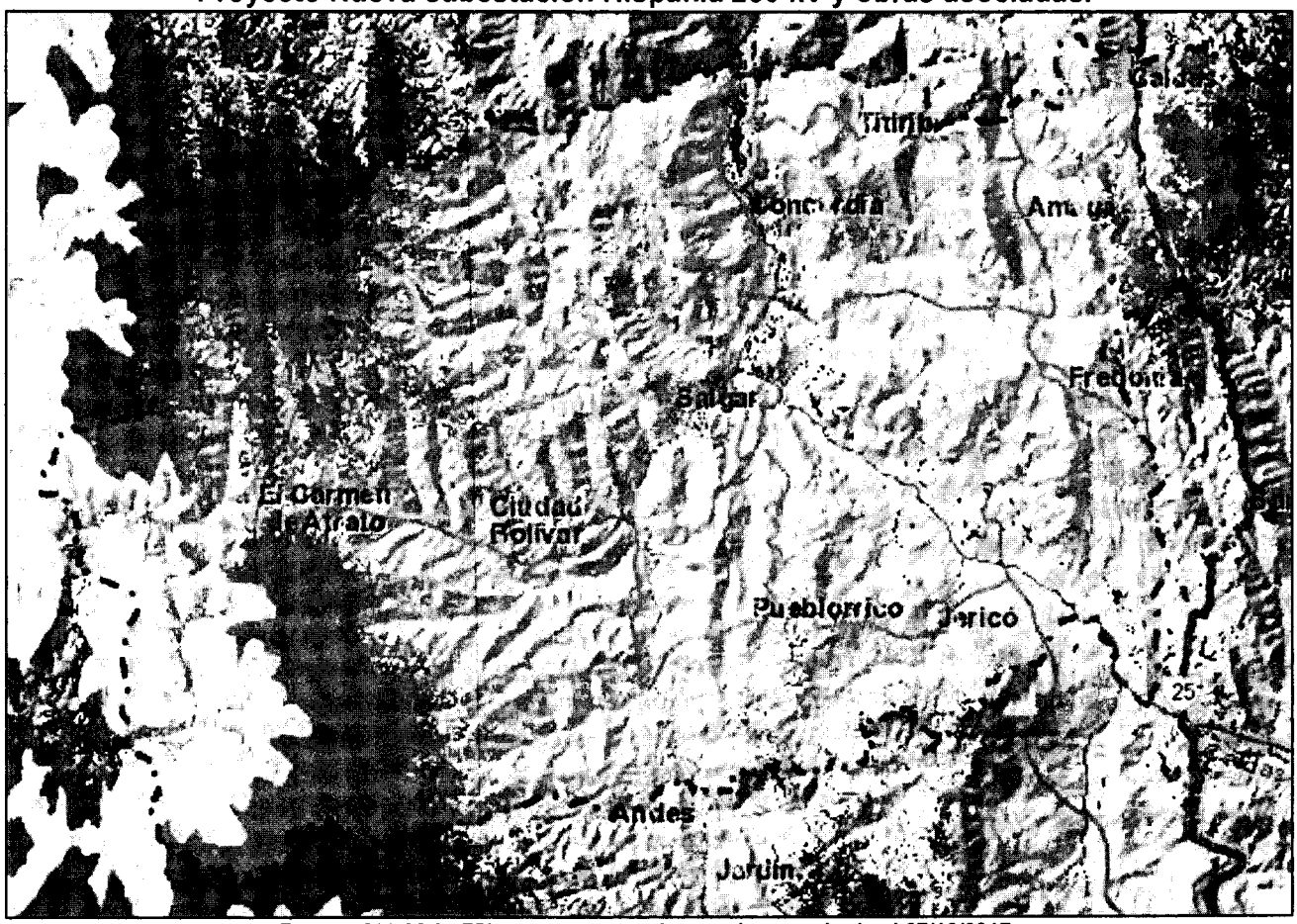
COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
BIOMA	COBERTURA	ECOSISTEMA
Orobiomas altos de los Andes	Arbustales	Arbustales del orobioma alto de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
	Herbazales	Herbazales del orobioma alto de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma alto de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
	Cultivos semipermanentes y permanentes	Cultivos semipermanentes y permanentes del orobioma bajo de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
Orobiomas medios de los Andes	Arbustales	Arbustales del orobioma medio de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes
Orobiomas bajos de los Andes	Aguas continentales naturales	

COBERTURAS DE ORIGEN ANTRÓPICA	
BIOMA	COBERTURA
Orobiomas bajos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas urbanas
	Cultivos anuales o transitorios
	Pastos
Orobiomas medios de los Andes	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos

Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2010. UPME, 2017.

1.5.1.8 Lista Roja de Ecosistemas de Colombia

Figura 62. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

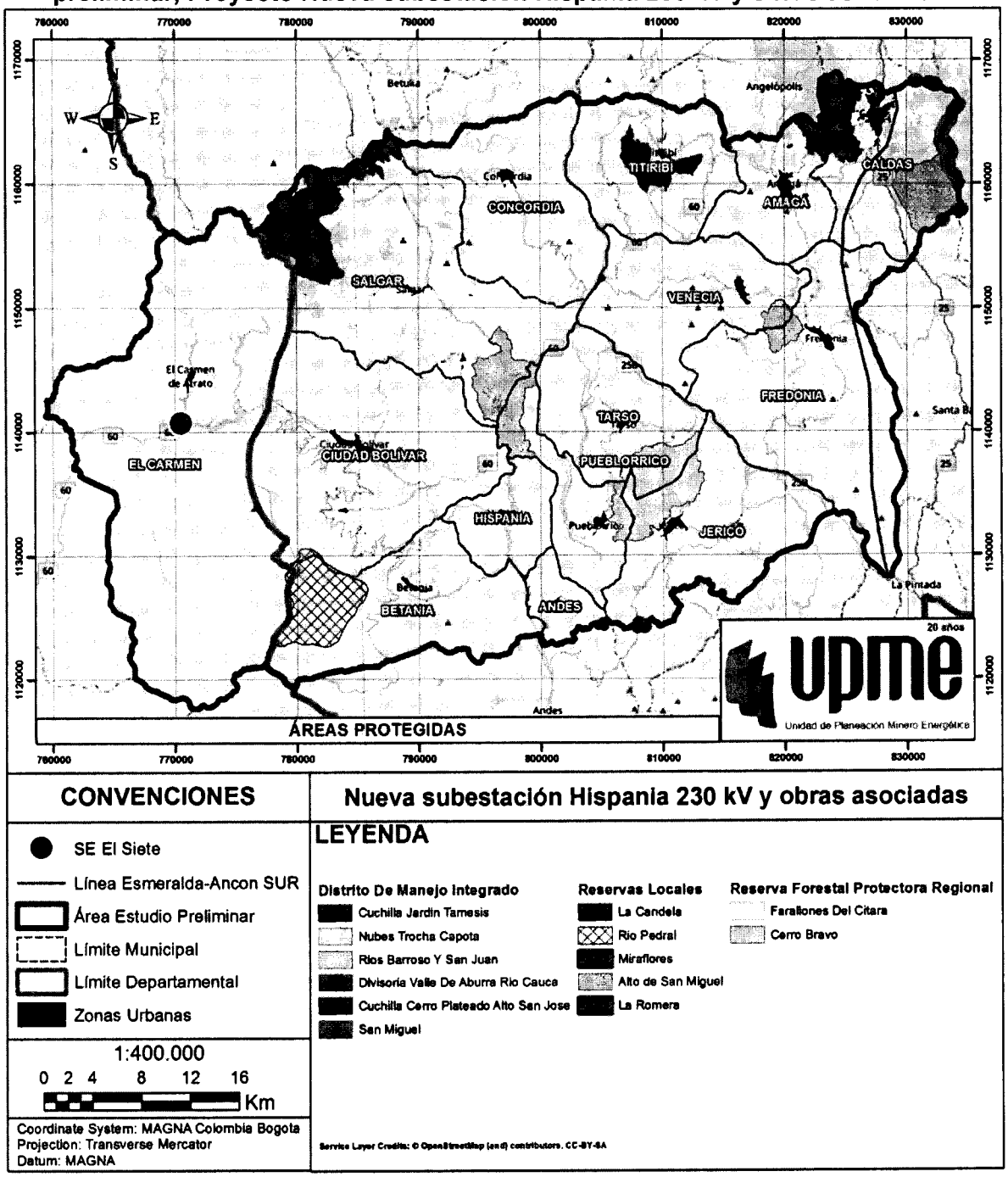
Tabla 57. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

		Un ecosistema está En Peligro Crítico cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios, para la condición En Peligro Crítico	Extremadamente alto de colapso
En Peligro	EN	Un ecosistema está En Peligro cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios,para la condición En Peligro.	Muy alto riesgo de colapso
Vulnerable	VU	Un ecosistema es Vulnerable cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios para la condición Vulnerable.	Alto riesgo de colapso.
Preocupación Menor	LC	Un ecosistema es considerado Preocupación Menor cuando ha sido evaluado contra los criterios y no califica para las categorías En Peligro Crítico, En Peligro, Vulnerable o Casi Amenazado. Ecosistemas ampliamente distribuidos y relativamente no degradados	
Criterios de la Lista Roja de Ecosistemas de UICN: Disminución en la distribución geográfica, Distribución geográfica restringida, Degradación ambiental, Interrupción de los procesos e interacciones bióticas y Análisis cuantitativo de riesgo.			

Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

1.5.1.9 Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo

Figura 63. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

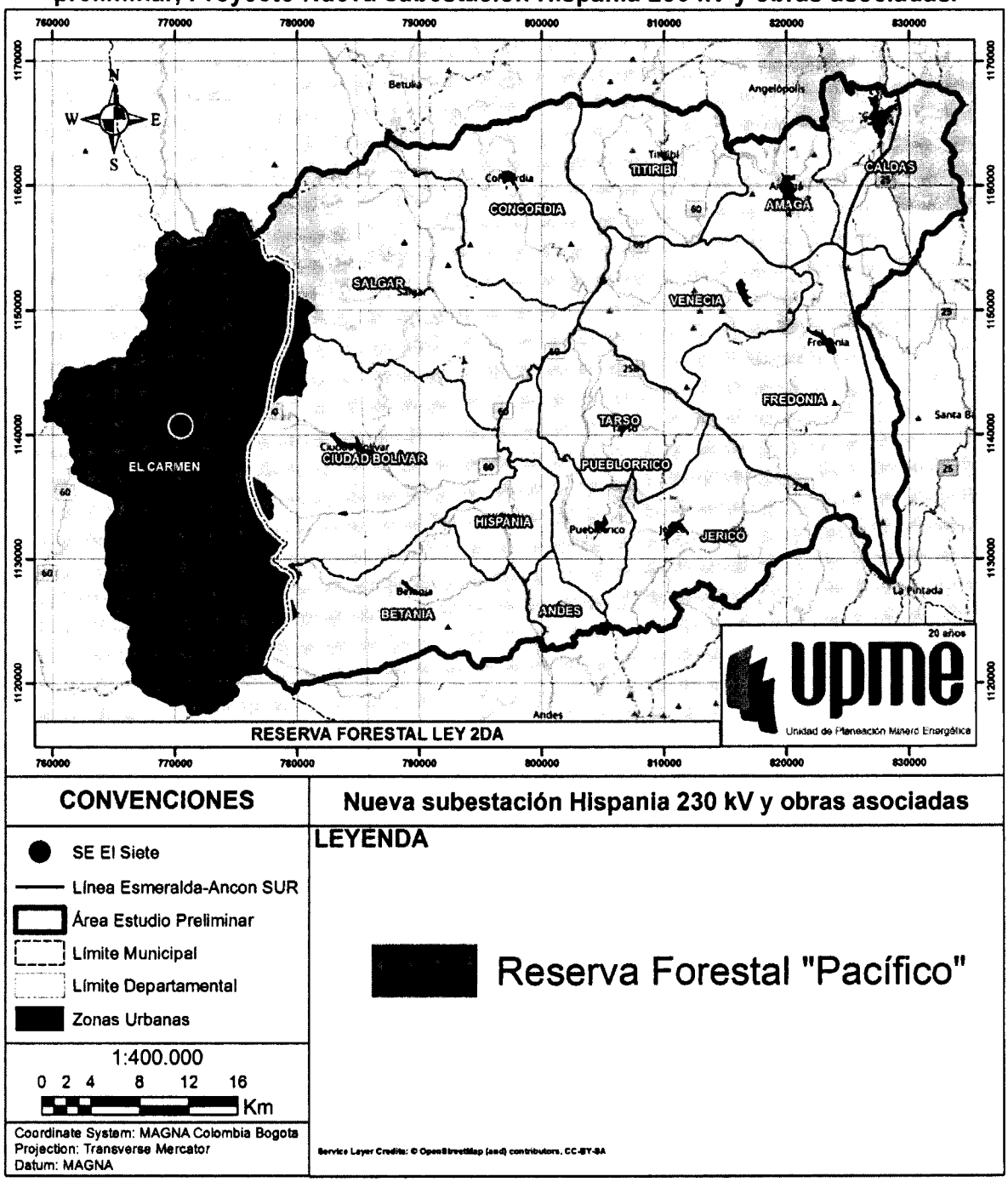
Tabla 58. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

NOMBRE	CATEGORÍA	AUTORIDAD AMBIENTAL
San Miguel	Distritos Regionales De Manejo Integrado	CORNARE
Jardín Támesis		CORANTIOQUIA
Divisoria Valle De Aburra Rio Cauca		CORANTIOQUIA
Nubes Trocha Capota		CORANTIOQUIA
Ríos Barroso Y San Juan		CORANTIOQUIA
Cuchilla Cerro Plateado Alto San José		CORANTIOQUIA
Farallones Del Citara	Reservas Forestales Protectoras Regionales	CORANTIOQUIA
Cerro Bravo		CORANTIOQUIA
La Candela	Reserva Local	-
Río Pedral		-
Miraflores		-
Área de amortiguamiento reserva Miraflores		-
Alto de San Miguel		-
La Romera		-

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.5.1.10 Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959

Figura 64. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

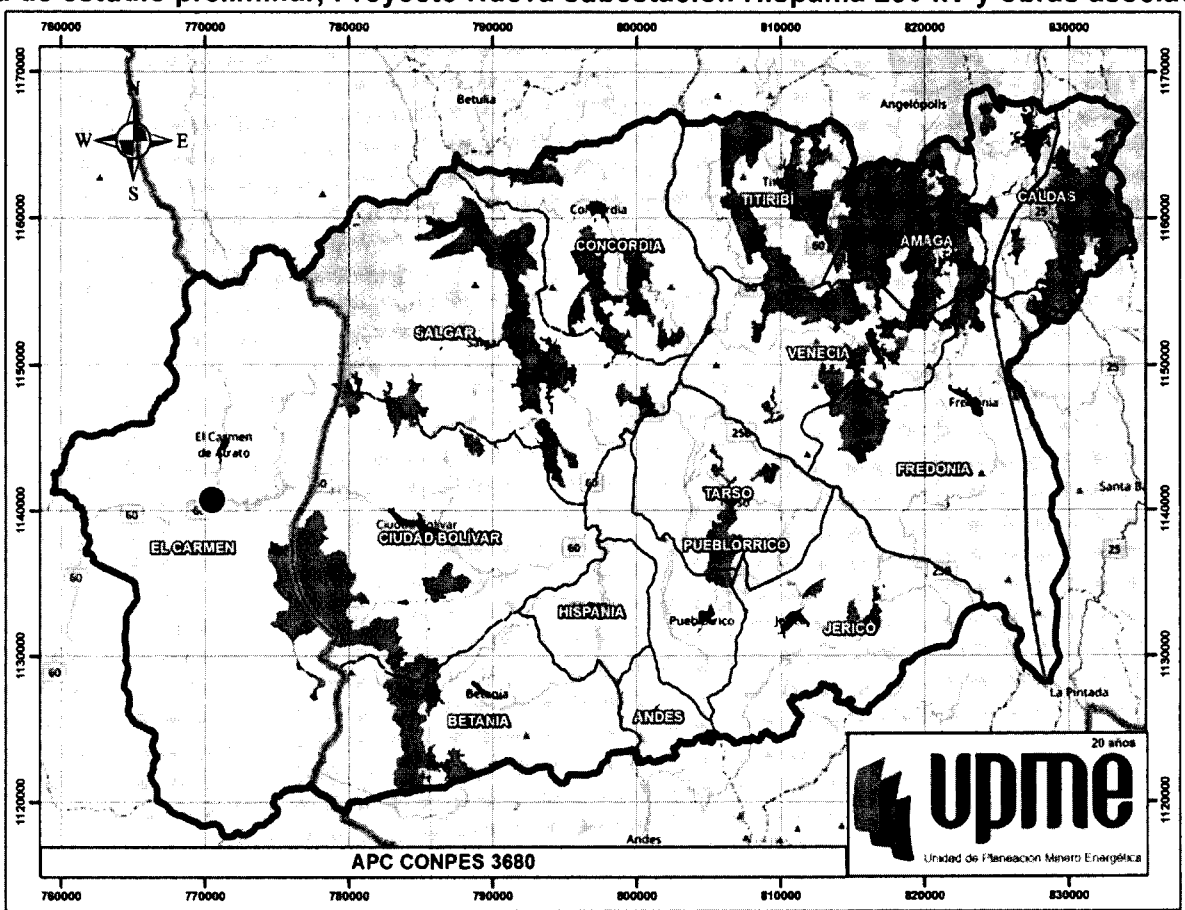
Tabla 59. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

ZONA DE RESERVA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
PACÍFICO	CHOCÓ	EL CARMEN
	ANTIOQUIA	SALGAR
		CIUDAD BOLÍVAR
		BETANIA

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.5.1.11 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional

Figura 65. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas 1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	LEYENDA **Prioridad Conpes 3680** Baja insuficiencia y urgente Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

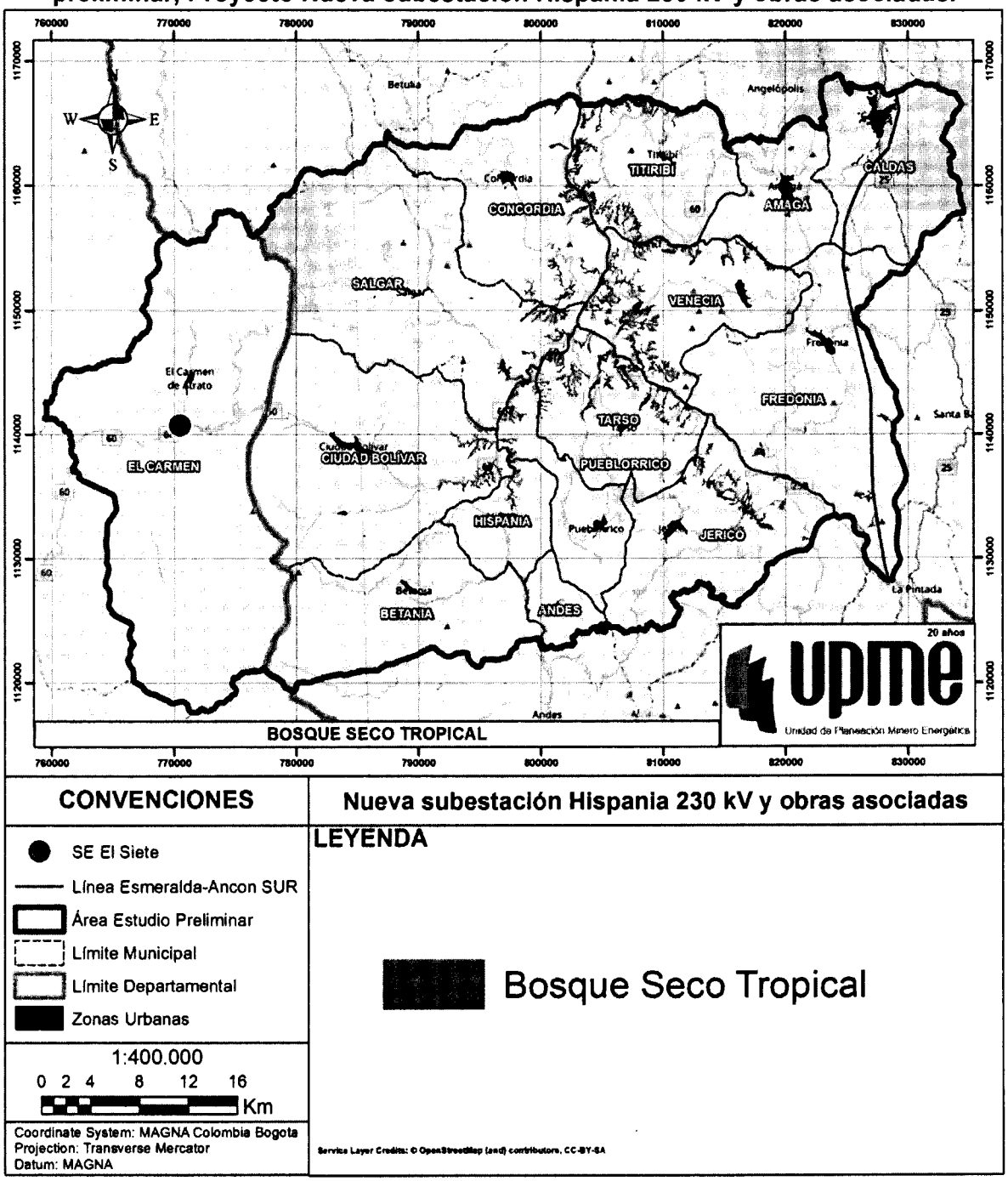
Tabla 60. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
Baja insuficiencia y urgente	NorAndina	Montano_Valle_Ca	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes.
			Orobiomas medios de los Andes	Arbustales del orobioma medio de los Andes.
				Bosques naturales del orobioma medio de los Andes.
				Bosques naturales del orobioma medio de los Andes.

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple. **UPME, 2017.**

1.5.1.12 Distribución espacial del bosque seco tropical

Figura 66. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012
Fuente figura: UPME, 2017.

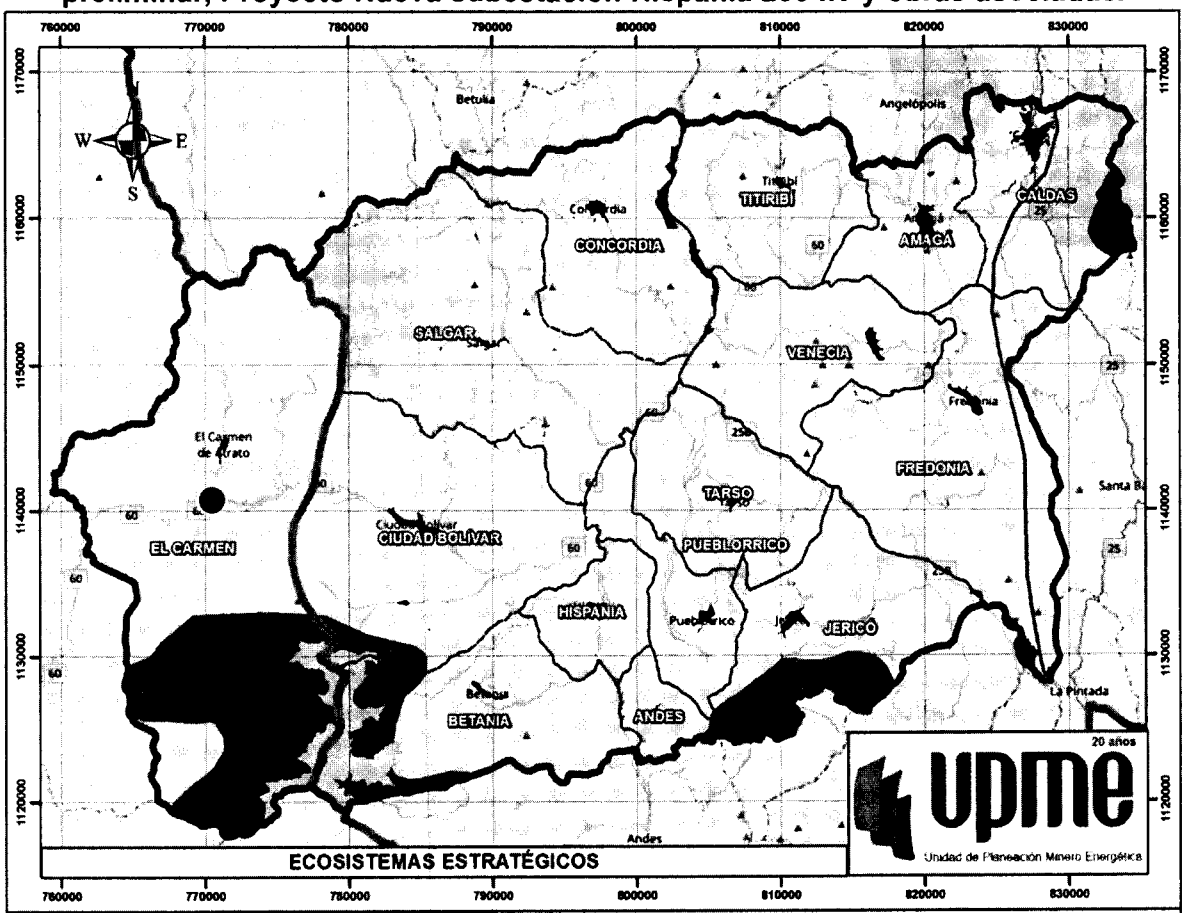
Tabla 61. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ANTIOQUIA	JERICÓ
	PUEBLORRICO
	HISPANIA
	FREDONIA
	VENECIA
	SALGAR
	CONCORDIA
	TITIRIBÍ
	AMAGÁ
	TARSO
	CIUDAD BOLÍVAR

Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012

1.5.1.13 Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles

Figura 67. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete	LEYENDA
Línea Esmeralda-Ancon SUR	
Área Estudio Preliminar	
Límite Municipal	
Límite Departamental	
Zonas Urbanas	Humedales — Complejo de Páramo Citará
1:400.000	AICAS — Complejo de Páramo Frontino - Urrao
0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017. UPME, 2017.

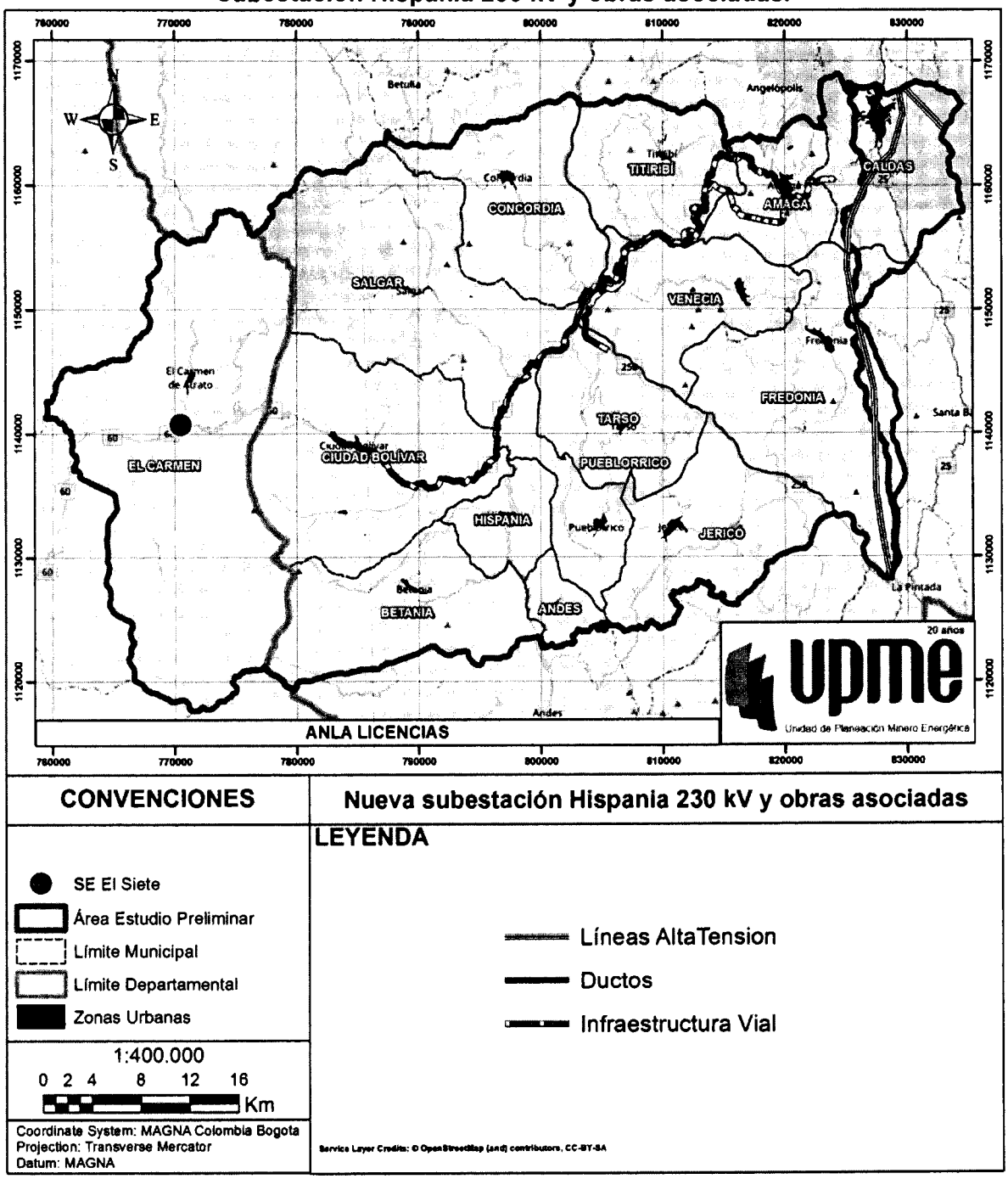
Tabla 62. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas."

ECOSISTEMA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE
PÁRAMOS	ANTIOQUIA	CIUDAD BOLÍVAR	Citará
		BETANIA	
		SALGAR	Frontino - Urrao
	CHOCÓ	EL CARMEN	Citará
		EL CARMEN	Frontino - Urrao
AICAS	ANTIOQUIA	CALDAS	San Sebastián
		ANDES	Bosques montanos del sur de Antioquia
		JERICÓ	
		CIUDAD BOLÍVAR	
		BETANIA	
	CHOCÓ	EL CARMEN	
HUMEDALES	ANTIOQUIA	JERICÓ	Aguas continentales naturales
		FREDONIA	
		VENECIA	
		CONCORDIA	
		TITIRIBÍ	

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017

1.5.1.14 Licencias ANLA

Figura 68. Licencias ANLA dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

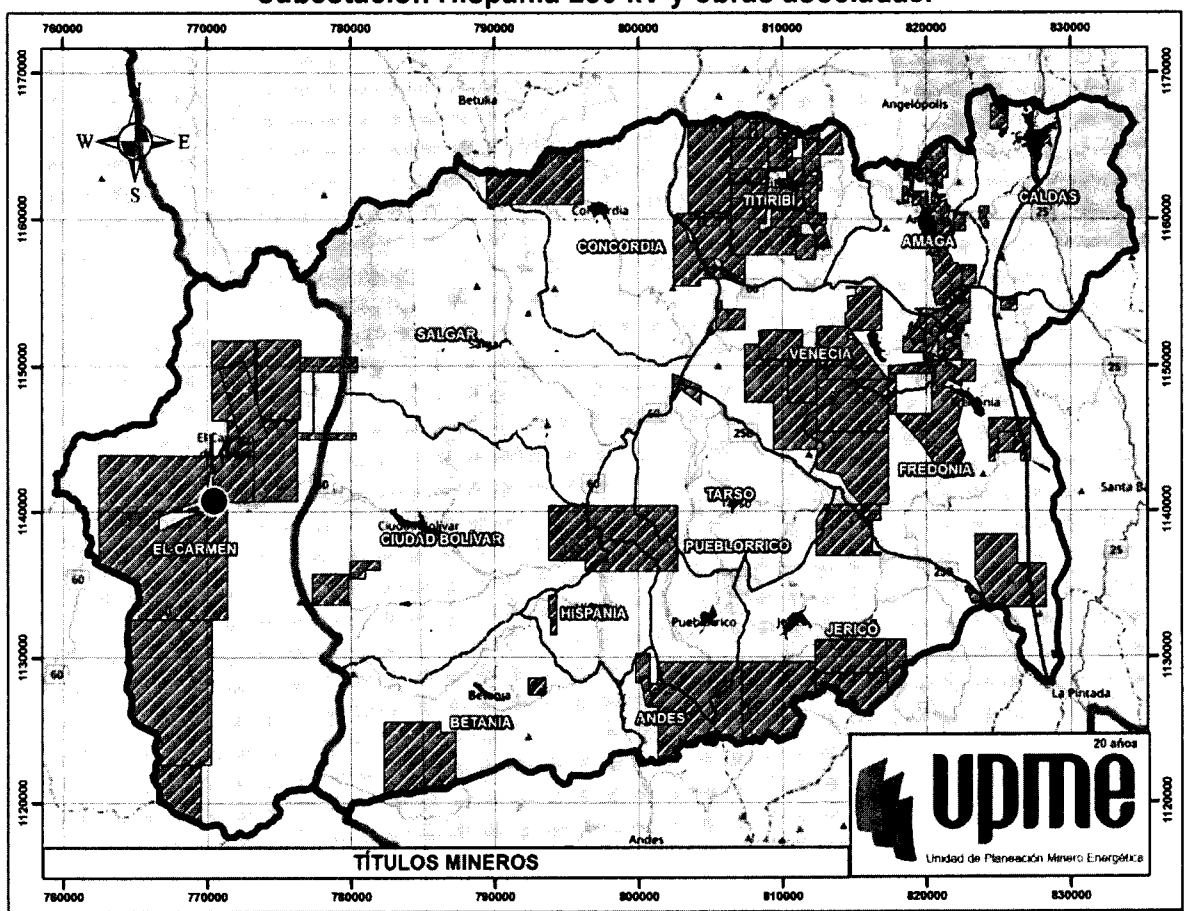
Tabla 63. Licencias ANLA dentro del área de estudio preliminar, Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
SECTOR INFRAESTRUCTURA				
ANTIOQUIA	CALDAS	LAM3944	CONSORCIO VIAL DE OCCIDENTE 2007	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA DE LA VARIANTE DE CALDAS.
	PUEBLORRICO	LAM4667	CONSORCIO VIAL DE OCCIDENTE 2007	CONSTRUCCIÓN DEL TRAMO 2 DE LA SEGUNDA CALZADA DE LA VÍA ANCÓN SUR - PRIMAVERA - CAMILO C - BOLOMBOLO QUE CORRESPONDE AL SECTOR PRIMAVERA (PR 95+000) - CAMILO C (PR 81+090).
	VENECIA			
	SALGAR			
	CONCORDIA			
	TITIRIBÍ			
	AMAGÁ			
	TARSO			
	CIUDAD BOLÍVAR			
	CALDAS			
	VENECIA	LAV0071-00-2015	CONCESIONARIA VIAL DEL PACIFICO S.A.S.	AUTOPISTA CONEXIÓN PACÍFICO 1
	TITIRIBÍ			
	AMAGÁ			
	CALDAS			
	VENECIA	LAV0082-00-2015	CONCESIÓN LA PINTADA S.A.S.	CONSTRUCCIÓN UNIDAD FUNCIONAL 4 - AUTOPISTA CONEXIÓN PACÍFICO 2
	TARSO			CONSTRUCCIÓN UNIDAD FUNCIONAL 3 - AUTOPISTA CONEXIÓN PACÍFICO 2 (TÚNEL MULATOS)
SECTOR HIDROCARBUROS DUCTOS				
ANTIOQUIA	FREDONIA	LAM0520	ECOPETROL S.A.	SEBASTOPOL-MEDELLÍN-CARTAGO
	CALDAS			
SECTOR ENERGÍA LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN				
NOM_DEPART	NOM_MUNICI	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
ANTIOQUIA	FREDONIA	SIN INFORMACIÓN	ISA	Ancón Sur - Esmeralda
	CALDAS			Ancón Sur - San Carlos

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.5.1.15 Títulos Mineros

Figura 69. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA Títulos Mineros
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 64. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE EN EJECUCION			
SIN INFORMACIÓN	HGGD-13	5874	METALES PRECIOSOS\ ASOCIADOS
SIN INFORMACIÓN	FGR-111	FGR-111	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FDHK-01	90-00336-05521-03-00000-00	METALES PRECIOSOS
SIN INFORMACIÓN	GCI-161	GCI-161	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HEMI-02	5263	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SIN INFORMACIÓN	DB8-142	DB8-142	TERMICO
SIN INFORMACIÓN	GCI-082	GCI-082	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HIMN-01	7350B	ASOCIADOS\ ORO
SIN INFORMACIÓN	HINB-05	7579	MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ ORO\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE\ PLATA
SIN INFORMACIÓN	HINC-03	5843	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
SIN INFORMACIÓN	IDO-08011	IDO-08011	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	CJQ-151	CJQ-151	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FJT-15A	FJT-15A	MINERAL DE COBRE\ MINERAL DE ZINC\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ PLATA\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	FJT-15R	FJT-15R	MINERAL DE COBRE\ MINERAL DE ZINC\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ PLATA\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	HJID-06	7425	TERMICO
SIN INFORMACIÓN	HEOM-12	4985	ORO
SIN INFORMACIÓN	HHII-03	7691	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HHII-08	7149	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HHII-13	5881	METALES PRECIOSOS\ ASOCIADOS
SIN INFORMACIÓN	HHTI-11	5869	ASOCIADOS\ ORO
SIN INFORMACIÓN	GEQ-09K	GEQ-09K	MINERAL DE PLATA\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	GEQ-09O	GEQ-09O	MINERAL DE PLATA\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	HJBF-27	6974	CARBÓN\ DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ MINERAL DE ZINC\ ORO\ MINERAL DE MOLIBDENO

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE EN EJECUCION			
SIN INFORMACIÓN	BHT-152	BHT-152	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HIDK-03	7742	ASOCIADOS\ ORO\ COBRE
SIN INFORMACIÓN	GDPE-02	94-00454-01105-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SIN INFORMACIÓN	HIDK-07	7542	MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ ORO\ PLATA
SIN INFORMACIÓN	HGIE-07	5911	METALES PRECIOSOS
SIN INFORMACIÓN	HCUH-01	00173-27	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ COBRE\ PLATA
SIN INFORMACIÓN	HILE-01	7539	MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ ORO\ MINERAL DE PLOMO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE\ MANGANESO\ MAGNESIO\ PLATA EN ALUVION\ PLATA EN VETA (FILON)
SIN INFORMACIÓN	GEQ-101	GEQ-101	MINERAL DE PLATA\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	CFJ-083	CFJ-083	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FEQ-141	FEQ-141	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FFVL-01	90-00905-00434-08-00000-00	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	GBON-32	93-00343-17112-05-01189-04	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FAVD-01	90-00048-09319-03-00000-00	SULFUROS POLIMETALICOS
SIN INFORMACIÓN	GHQE-02	01-00255-22723-05-01189-04	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HCUH-02	00175-27	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ COBRE\ PLATA
SIN INFORMACIÓN	HHNK-09	7129	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	GFCF-01	95-00202-19536-05-01189-04	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	EISF-01	90-00160-08069-03-00000-00	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HHNK-08	7427	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HJBM-06	7064	CARBÓN\ ASOCIADOS\ ORO
SIN INFORMACIÓN	HJBN-04	7569	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	GGHG-10	96-00093-20444-05-01189-04	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HHJP-04	6359	METALES PRECIOSOS\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE
SIN INFORMACIÓN	GHUK-03	01-00254-22722-05-01189-04	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HGMK-02	6984	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HHMM-04	6355B	METALES PRECIOSOS\ MINERAL DE ZINC\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE EN EJECUCION			
SIN INFORMACIÓN	DCK-081	DCK-081	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HJCE-03	7344	ASOCIADOS\ ORO
SIN INFORMACIÓN	HDWA-02	5747	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SIN INFORMACIÓN	HCTP-02	00172.-27	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ COBRE\ PLATA
SIN INFORMACIÓN	HDBL-02	5810	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SIN INFORMACIÓN	CJN-081	CJN-081	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HIDK-04	7350	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SIN INFORMACIÓN	HHCE-04	7158	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HHCE-07	7084	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FFKG-01	92-00295-11338-03-00000-00	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	JG4-15291	JG4-15291	MINERALES DE MANGANESO (Y SUS CONCENTRADOS)
SIN INFORMACIÓN	B7430B005	B7430B005	CARBÓN TERMICO
SIN INFORMACIÓN	HFSG-01	5954	METALES PRECIOSOS\ ASOCIADOS
SIN INFORMACIÓN	HCPO-03	5085	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	JBT-10081	JBT-10081	ORO\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	JJR-08051	JJR-08051	MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	JLM-11441	JLM-11441	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	IH6-10331	IH6-10331	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	GK3-091	GK3-091	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	AFP-152	AFP-152	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	FKH-091	FKH-091	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	H7340005	H7340005	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	B7430C005	B7430C005	CARBÓN TERMICO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS

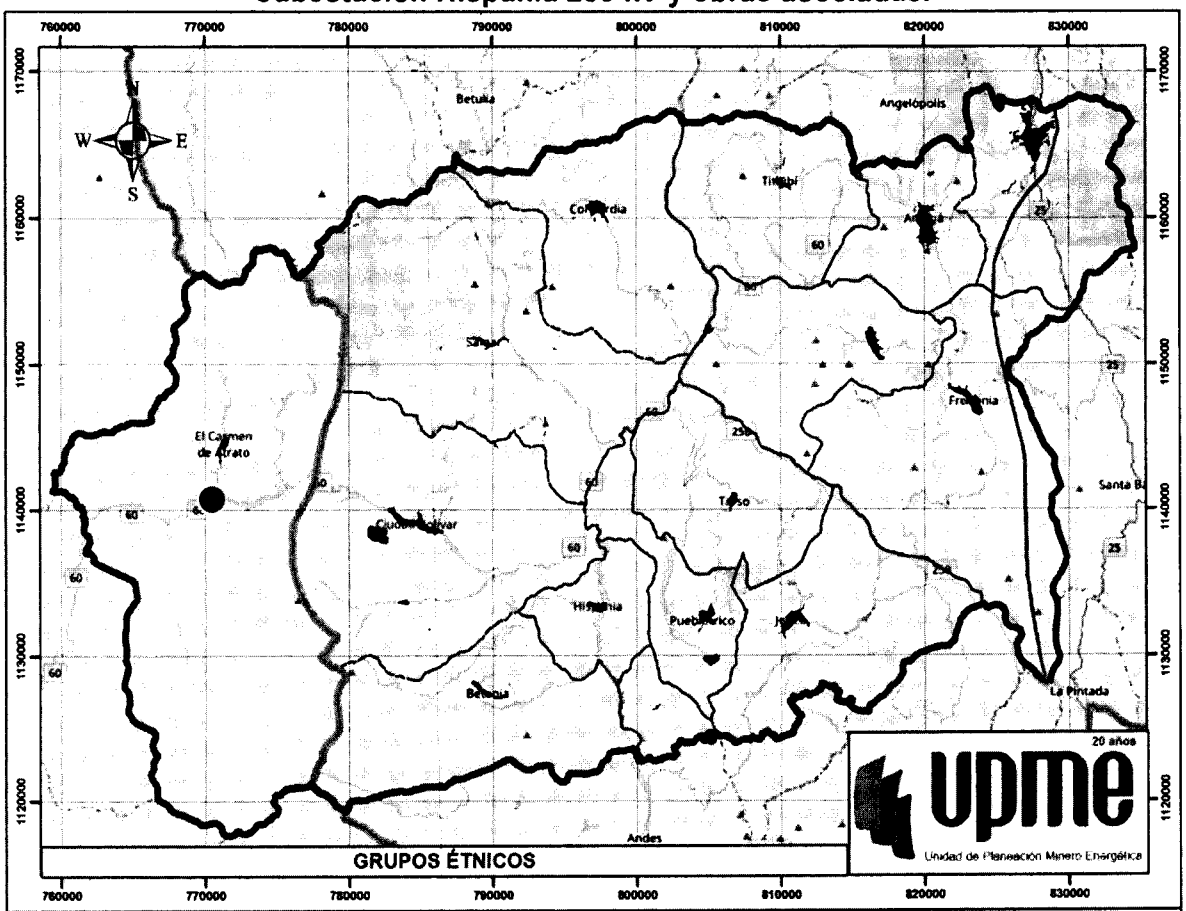
ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE EN EJECUCION			
SIN INFORMACIÓN	B7430D005	B7430D005	CARBÓN TERMICO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	JAS-08051	JAS-08051	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	KEQ-08471	KEQ-08471	CARBÓN TERMICO
SIN INFORMACIÓN	KFB-08061	KFB-08061	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	B7620005	B7620005	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	B5849005	B5849005	CARBÓN TERMICO\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	HI4-08001X	HI4-08001X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	B7646005	B7646005	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACIÓN	HFSG-04	6583BIS	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	GIWG-02	00-00090-22626-05-01189-04	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HCWB-02	05-016-2001	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HCWB-03	05-001-97	CARBÓN
SIN INFORMACIÓN	HCWB-01	05-017-2001	CARBÓN
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HGGD-16	6338	GRAVA\ ARENA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHCE-12	7207	GRAVA\ ARENA
EXPLORACION	HJBM-04	5811	GRAVAS NATURALES\ ARENA
EXPLORACION	HJBN-05	6990	ARCILLA
EXPLORACION	GBIH-01	92-00756-00241-01-00000-00	ARCILLAS MICELANEAS
EXPLORACION	HJMO-03	6008	GRAVAS NATURALES\ ARENA
EXPLORACION	ICQ-081913	ICQ-081913	ARENAS Y GRAVAS SILICEAS
EXPLORACION	HDKI-08	4786	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	LFM-08051	LFM-08051	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS
EXPLORACION	IHO-10391	IHO-10391	ARCILLA
EXPLORACION	JGL-14281	JGL-14281	ARCILLA COMUN (CERAMICAS, FERRUGINOSAS, MISCELANEAS)
EXPLORACION	G6007005	G6007005	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS
EXPLORACION	B7429005	B7429005	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ ORO\ PLATA EN ALUVION\ MATERIAL DE ARRASTRE\ CARBÓN TERMICO

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE-EN EJECUCION			
EXPLORACION	JB4-08081	JB4-08081	ARCILLA COMUN (CERAMICAS, FERRUGINOSAS, MISCELANEAS)\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE METALES NO FERROSOS Y SUS CONCENTRADOS, NCP
EXPLORACION	LA7-16071	LA7-16071	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLOTACION	GACF-01	91-00531-14072-01-00000-00	ARENA SILICEA
EXPLOTACION	GASJ-01	91-00588-00062-02-00000-00	ARCILLA
EXPLOTACION	FEWN-01	91-00291-11120-02-00000-00	ARCILLA\ ARENA
EXPLOTACION	HEQJ-05	6169	DEMAS_CONCESIBLES\ ARENA SILICEA
EXPLOTACION	GFIC-04	98-00942-02385-01-00000-00	ARCILLA
EXPLOTACION	GGDM-02	98-00651-01491-01-00000-00	ARCILLA
EXPLOTACION	GGCI-02	98-00678-01078-01-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HBWM-01	5145	ASOCIADOS\ ARCILLA
EXPLOTACION	GBFE-02	94-00168-00193-01-00000-00	ARCILLA
EXPLOTACION	HEPO-01	5761	ARCILLAS MICELANEAS
EXPLOTACION	HEPO-05	5835	ORO\ PLATA\ GRAVA\ ARENA
EXPLOTACION	GABA-01	91-00772-13977-03-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	FJXF-02	92-00927-00016-14-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HFMM-01	4813	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HDCF-01	1559	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HCPN-02	5765	ORO\ PLATA\ GRAVA\ ARENA
EXPLOTACION	HCIN-35	5218	GRAVAS NATURALES\ ARENA
EXPLOTACION	HFQL-11	6768	GRAVA\ ARENA
EXPLOTACION	HCGO-01	194	ARCILLA\ TERMICO
EXPLOTACION	NFS-14551	NFS-14551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NFS-15301	NFS-15301	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NKE-10421	NKE-10421	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	G5896005	G5896005	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017

1.5.1.16 Comunidades Étnicas

Figura 70. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA **Nombre Resguardo** Bernardino Pachi Hermeregildo Chakiama
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Ministerio del Interior, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 65. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

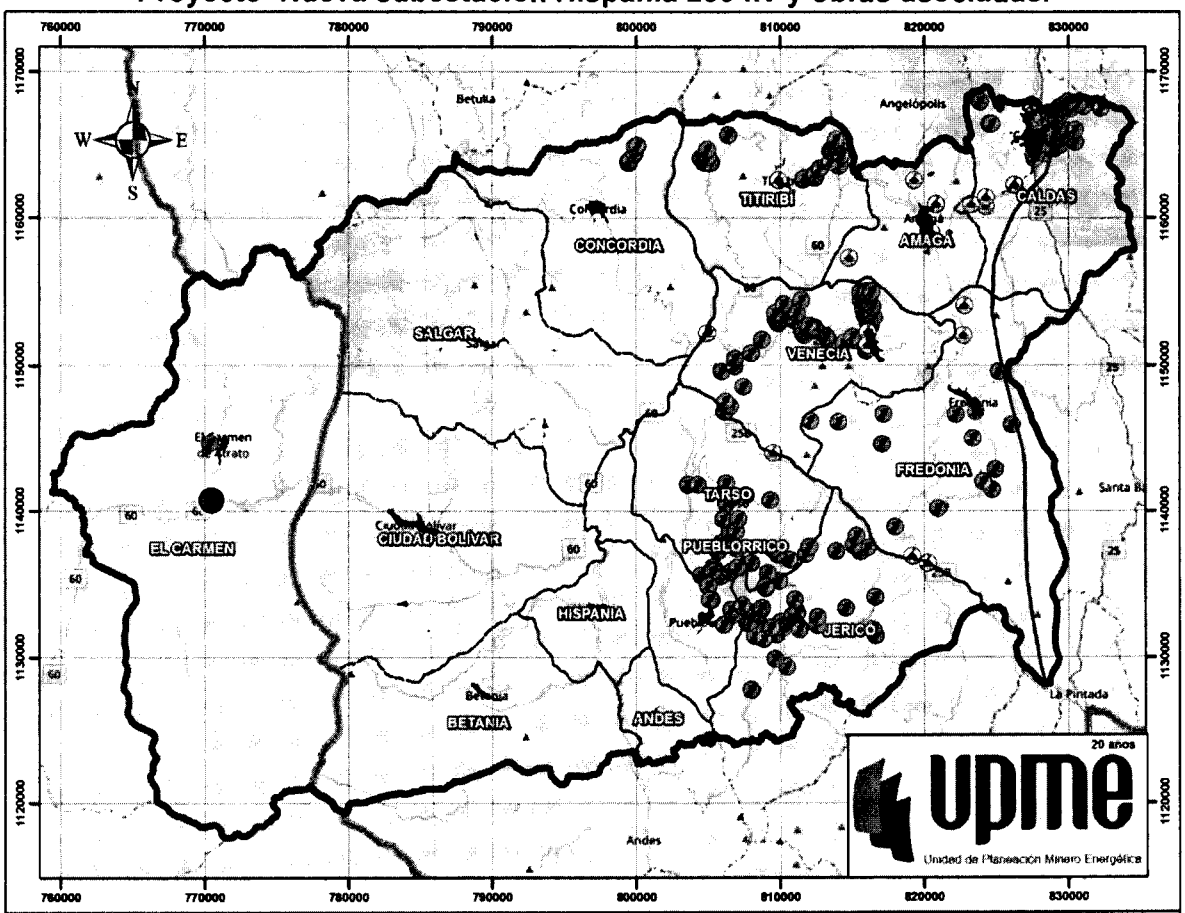
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
RESGUARDOS INDIGENAS			
ANTIOQUIA	CIUDAD BOLÍVAR	HERMEREGILDO CHAKIAMA	EMBERÁ CHAMÍ
ANTIOQUIA	PUEBLO RICO	BERNARDINO PANCHI	EMBERÁ CHAMÍ

Fuente: Ministerio del Interior, 2016. UPME 2017.

Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

1.5.1.17 Arqueología y cultura

Figura 71. Hallazgos Arqueológicos y culturales dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	ARQUEOLOGÍA
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas 1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	LEYENDA Bienes Interés Cultural Hallazgos Arqueológicos Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 66. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ANTIOQUIA	JERICÓ
	PUEBLORRICO
	TARSO
	FREDONIA
	VENECIA
	CONCORDIA
	CALDAS
	TITIRIBÍ
CHOCÓ	EL CARMEN

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.

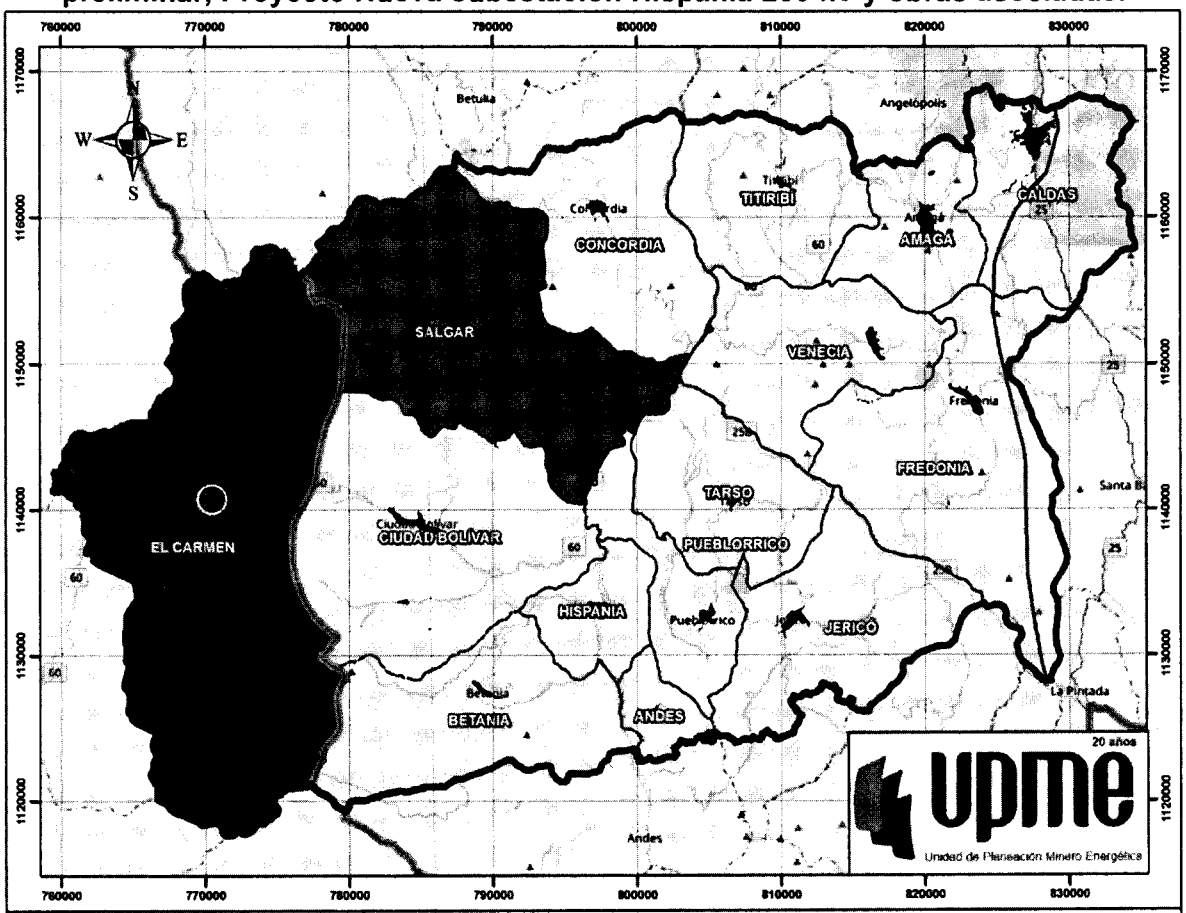
Tabla 67. Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ANTIOQUIA	JERICÓ
	CONCORDIA
	AMAGÁ
	CALDAS
	TITIRIBÍ
	FREDONIA
	TARSO
	VENECIA

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

1.5.1.18 Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC)

Figura 72. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	MUNICIPIOS ZOMAC
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA Municipio El Carmen Salgar
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017
Fuente figura: UPME, 2017.

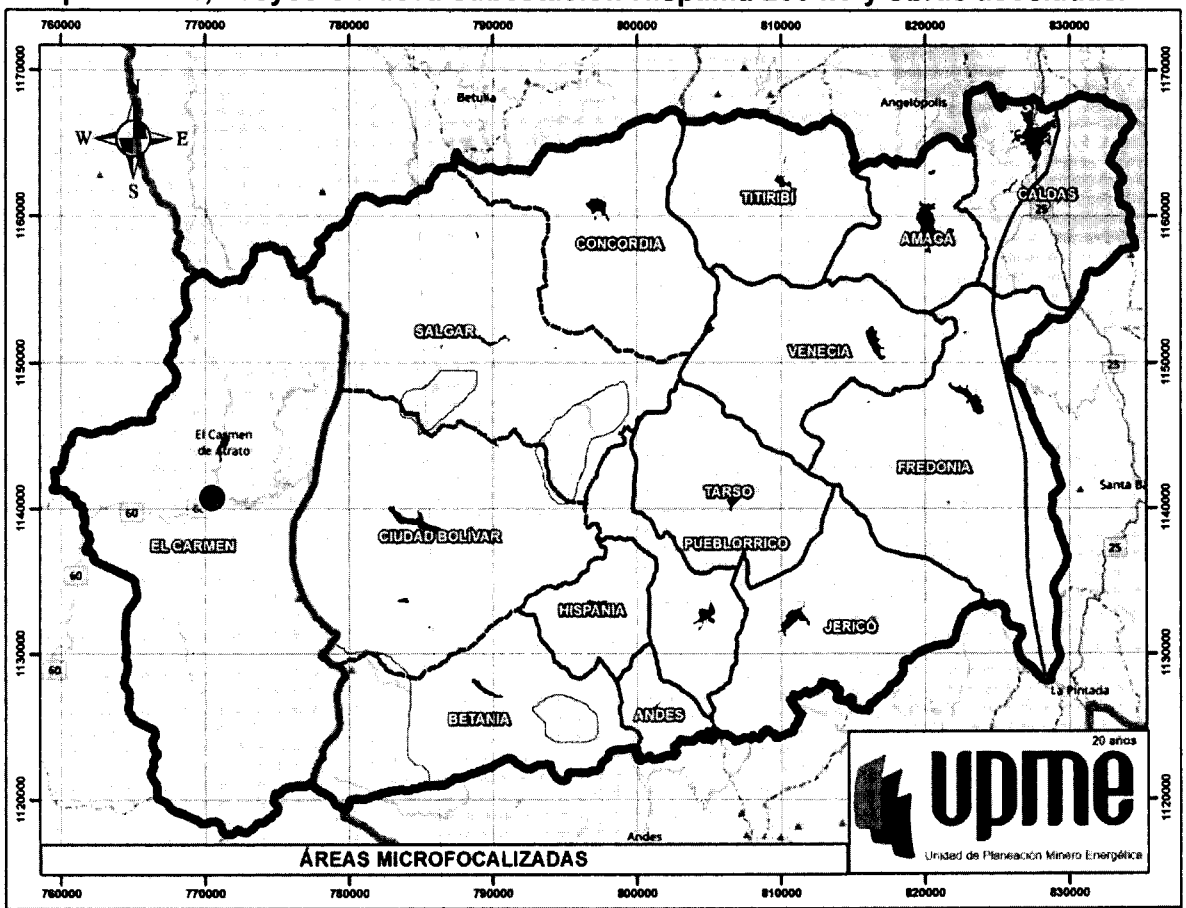
Tabla 68. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CHOCO	EL CARMEN
ANTIOQUIA	SALGAR

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017

1.5.1.19 Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras

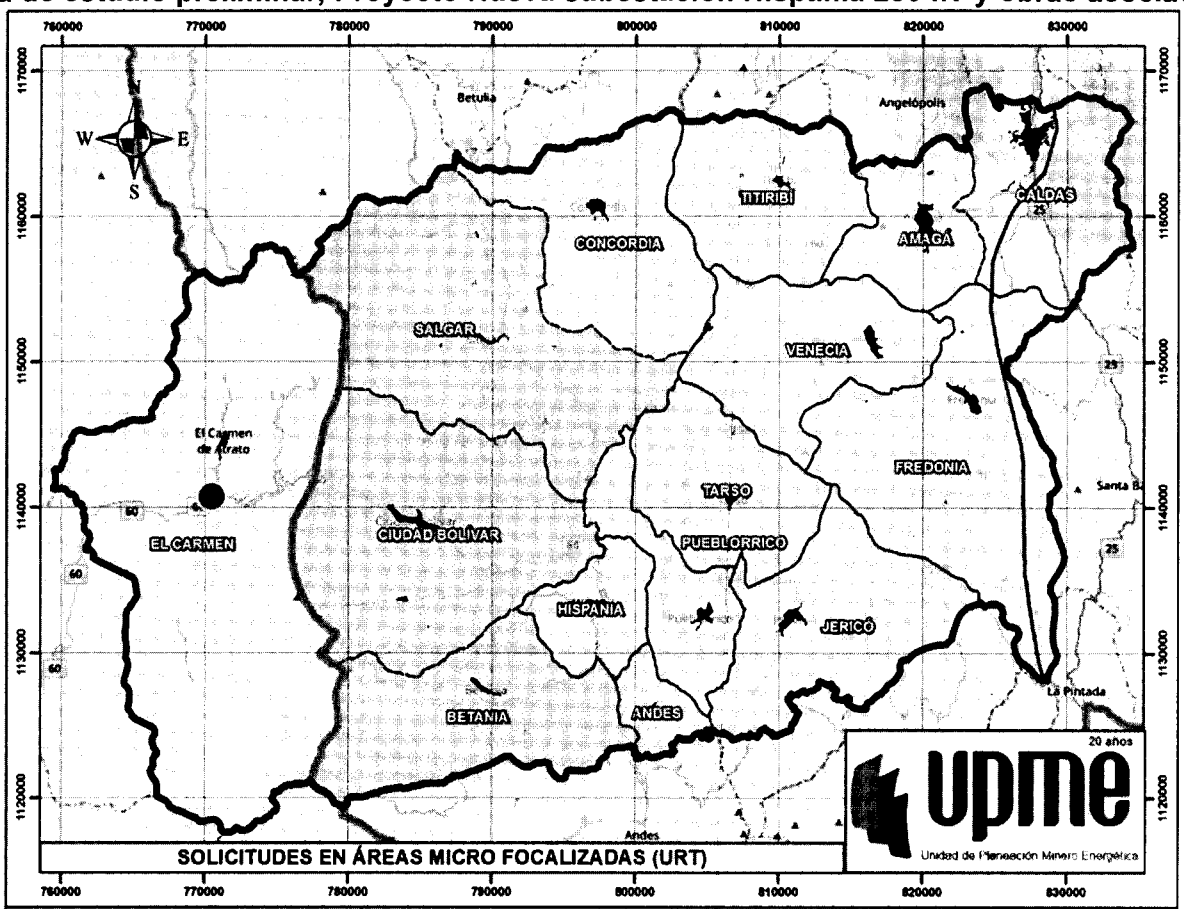
Figura 73. Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Zonas Urbanas 1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	**LEYENDA** **Areas Microfocalizadas** URT 11/12/2017 Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: URT, https://www.restituciondetierras.gov.co/documents/10184/939075/Mapa_Microzonas_11_12_2017.pdf/3975f042-00ea-41a3-8bc9-048f8102fcfd, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

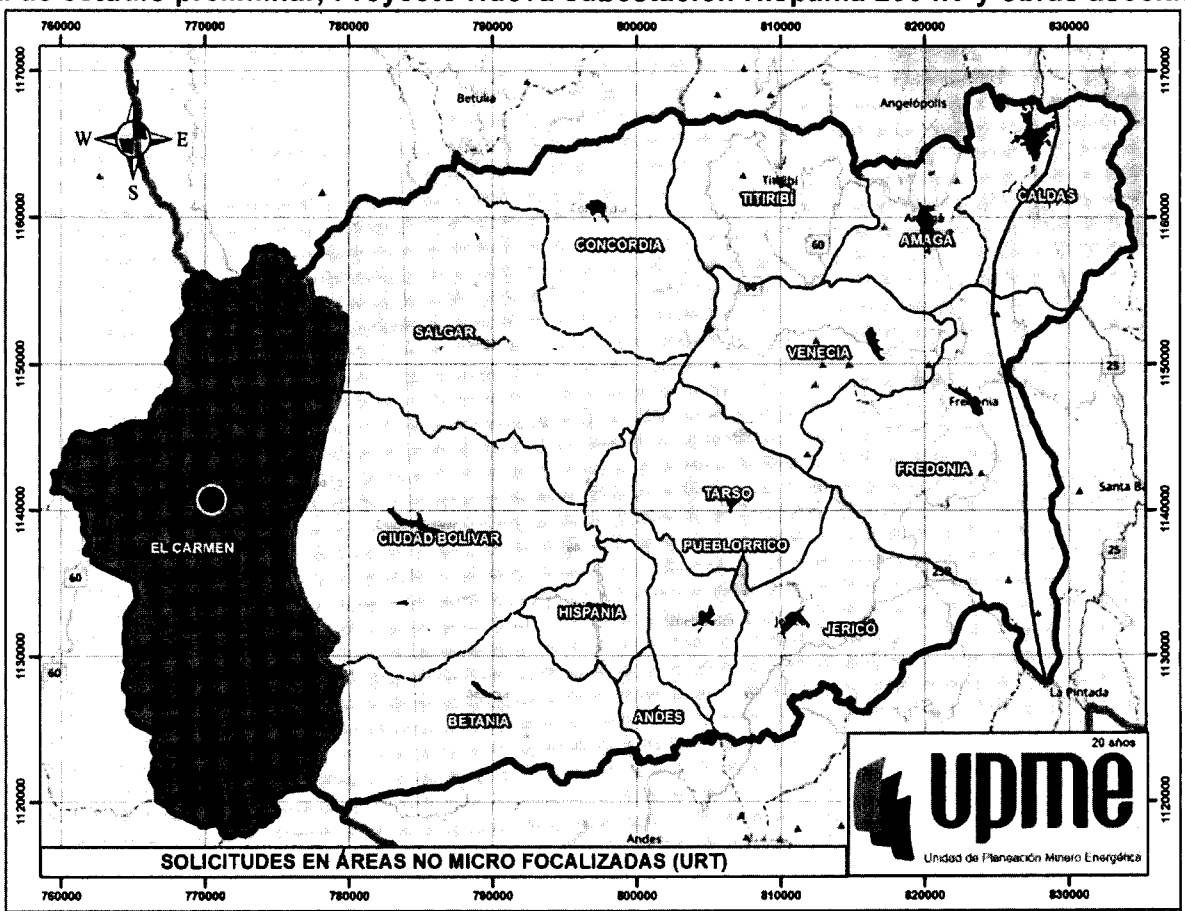
Figura 74. Solicitudes en áreas microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	LEYENDA **Número de Solicitudes** 2-5 25-81
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 75. Solicitudes en áreas no microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Límite Departamental Zonas Urbanas	**LEYENDA** **Número de Solicitudes** 1-15 136
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

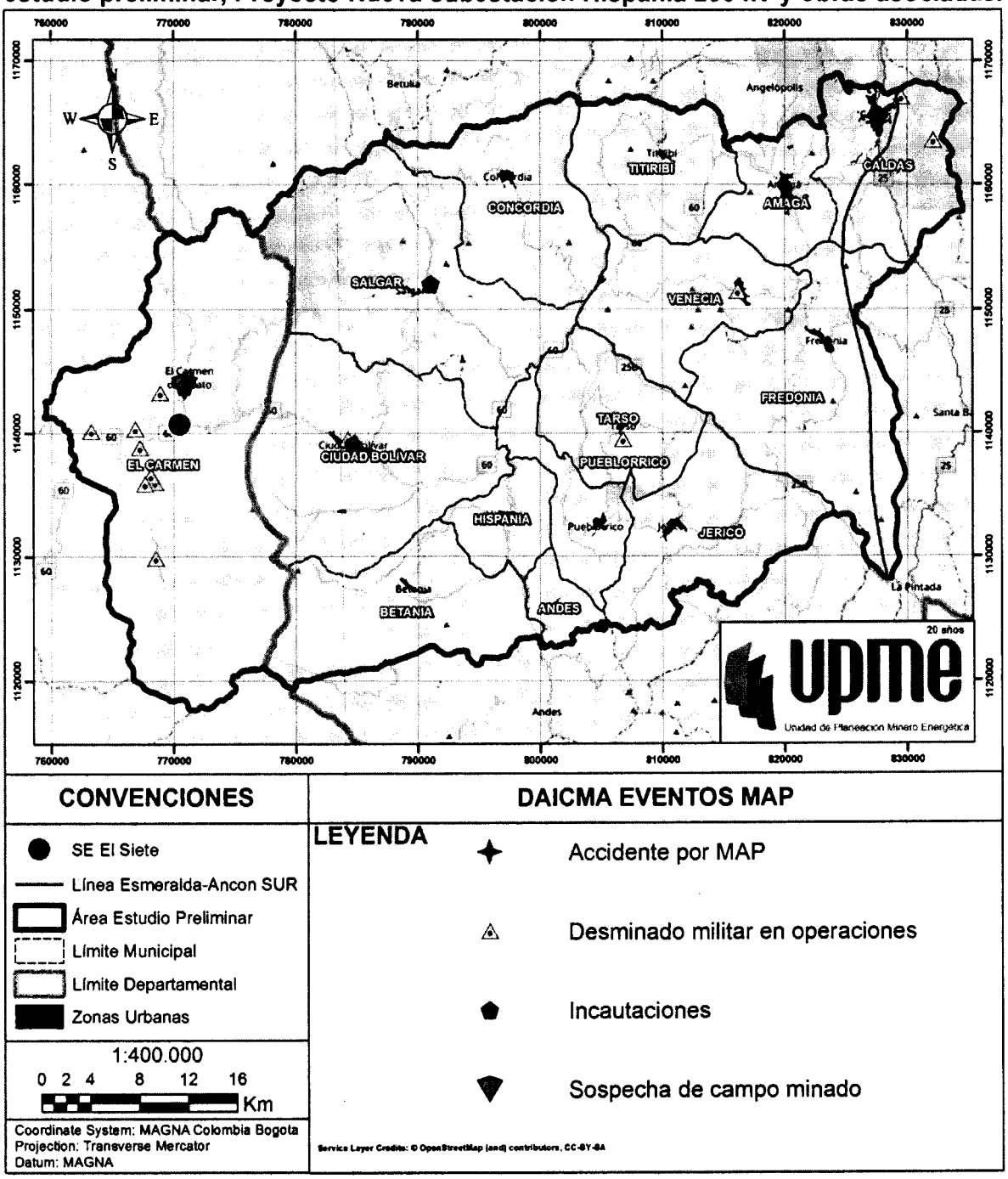
Tabla 69. Solicitudes para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NÚMERO DE SOLICITUDES	
		MICROFOCALIZADAS	NOMICROFOCALIZADAS
CHOCÓ	EL CARMEN		136
ANTIOQUIA	ANDES	25	1
	PUEBLORRICO	14	1
	SALGAR	81	12
	CONCORDIA	22	1
	CALDAS		15
	TARSO	10	1
	CIUDAD BOLÍVAR	41	7
	BETANIA	51	5
	JERICÓ	5	
	FREDONIA	8	
	VENECIA	7	
	TITIRIBÍ	2	
	AMAGÁ	11	

Fuente: URT, 2017.

1.5.1.20 Acción Integral contra Minas Antipersonal

Figura 76. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



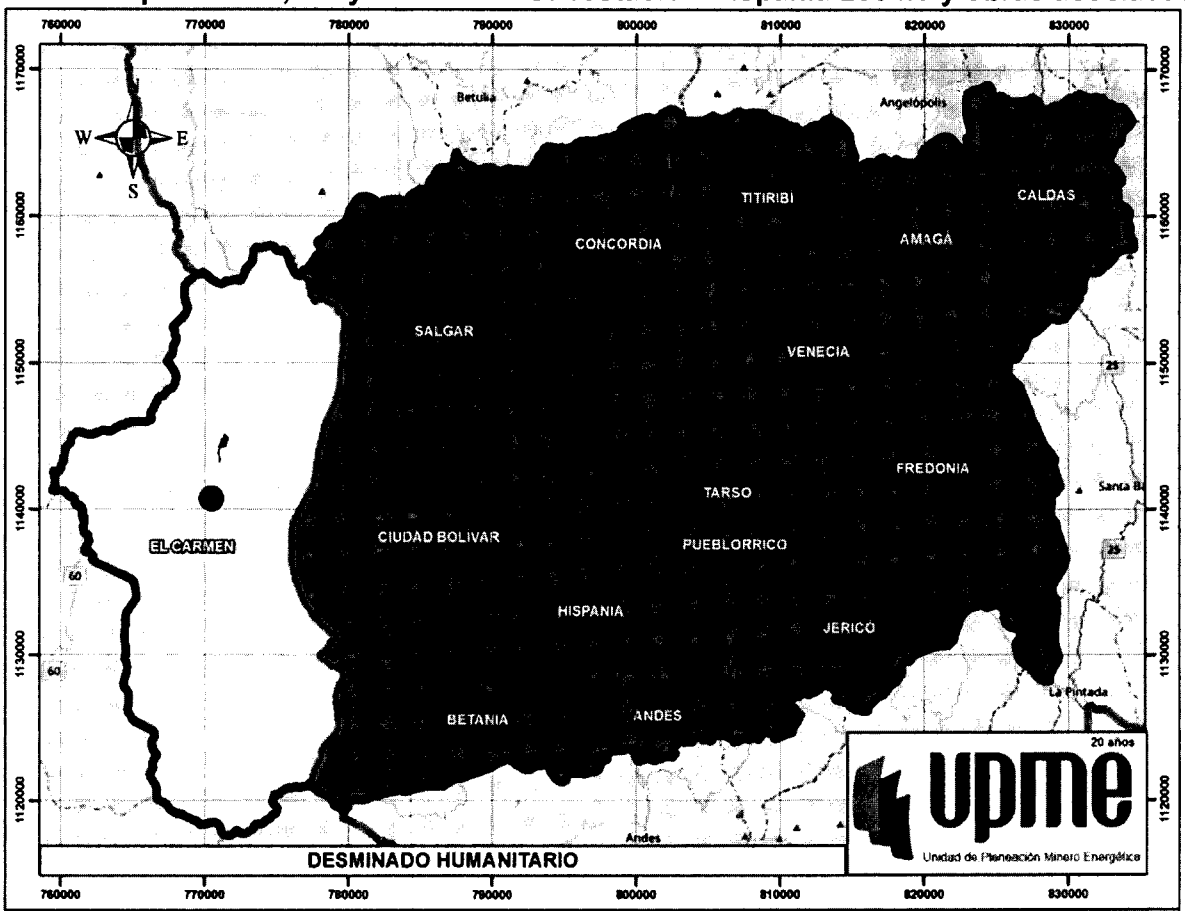
Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, **2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 70. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
ANTIOQUIA	CALDAS	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	CIUDAD BOLÍVAR	Incautaciones
		Desminado militar en operaciones
	SALGAR	Incautaciones
	TARSO	Desminado militar en operaciones
	VENECIA	Desminado militar en operaciones
CHOCO	EL CARMEN DEL ATRATO	Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
		Incautaciones
		Accidente por MAP

Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, **2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 77. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.



CONVENCIONES	Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas
SE El Siete Línea Esmeralda-Ancon SUR Área Estudio Preliminar Límite Municipal Zonas Urbanas	**LEYENDA** **Estado Intervención** Sin Sospecha Pendientes por Intervenir
1:400.000 0 2 4 8 12 16 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 71. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE INTERVENCIÓN
CHOCÓ	EL CARMEN	Pendientes por Intervenir
ANTIOQUIA	ANDES	Sin Sospecha
	JERICÓ	Sin Sospecha
	PUEBLORRICO	Sin Sospecha
	HISPANIA	Sin Sospecha
	FREDONIA	Sin Sospecha
	VENECIA	Sin Sospecha
	SALGAR	Sin Sospecha
	CONCORDIA	Sin Sospecha
	TITIRIBÍ	Sin Sospecha
	AMAGÁ	Sin Sospecha
	CALDAS	Sin Sospecha
	TARSO	Sin Sospecha
	CIUDAD BOLÍVAR	Sin Sospecha
	BETANIA	Sin Sospecha

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

1.5.2 Conclusiones

1.5.2.1 Variables socioambientales presentes dentro del área de estudio

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Nueva subestación Hispania 230 kV y obras asociadas", se puede concluir que:

- ✓ El área de estudio preliminar se ubica en los departamentos de choco y Antioquia en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Área Metropolitana del Valle de Aburrá (AMVA), Corporación Autónoma Regional para el Desarrollo Sostenible del Chocó (CODECHOCÓ) y La Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia (CORANTIOQUIA).

- ✓ En el área de estudio preliminar se presentan los grados de amenaza sísmica alta e intermedia, acompañadas de la presencia de riesgo por fallamiento, adicionalmente en la zona se presenta amenaza por movimientos con categoría de amenaza media, alta y muy alta.

- ✓ A lo largo del área de estudio preliminar se presentan conflictos de uso del suelo asociados a Sobreutilización severa, moderada, ligera y por Subutilización severa, moderada y ligera, destacándose la sobreutilización severa, principalmente en el departamento de Antioquia.

- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, el área de estudio se encuentra entre las cuencas hidrográficas de Alto Atrato, Directos Río

Cauca (md), Directos Río Cauca (mi), Río Frío y Otros Directos al Cauca, Río San Juan y Río Porce.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar los siguientes municipios presentan riesgo de inundación, Fredonia, Venecia, Tarso, Salgar, Jericó, Andes, Pueblorrico, Hispania, Ciudad Bolívar y Betania.

- ✓ Con respecto a las coberturas de la tierra, se puede identificar en el departamento de Antioquia una matriz de pastos y cultivos, donde la cobertura vegetal natural más preponderante es la vegetación secundaria. Por el contrario en el departamento del choco, la cobertura dominante corresponde a los bosques naturales, con espacios de pastos como cobertura antrópica.

- ✓ Dentro del área de estudio se reconoce la presencia de ecosistemas que hacen parte de la Lista Roja de Ecosistemas de Colombia clasificados en alguna categoría de riesgo, principalmente la categoría Preocupacion menor (LC) y Vulnerable (VU), especialmente en el departamento del Choco.

- ✓ De acuerdo con la información del Sistema de información Geográfica de Colombia – SIAC se identifican como áreas protegidas: Distritos Regionales De Manejo Integrado (San Miguel, Jardín Támesis, Divisoria Valle De Aburra Rio Cauca, Nubes Trocha Capota, Ríos Barroso y San Juan, y Cuchilla Cerro Plateado Alto San José), Reservas Forestales Protectoras Regionales (Farallones Del Citara y Cerro Bravo) y Reservas Locales (La Candela, Río Pedral, Miraflores, Área de amortiguamiento reserva Miraflores, Alto de San Miguel y La Romera). Así mismo, se identificó la zona de reserva forestal Pacífico.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar es viable encontrar Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010; así mismo bosque seco tropical, este último en los municipios de Jericó, Pueblorrico, Hispania, Fredonia, Venecia, Salgar, Concordia, Titiribí, Amagá, Tarso y Ciudad Bolívar.

- ✓ En cuanto a Ecosistemas Estratégicos se identifican: el AICA de San Sebastián y AICA Bosques montanos del sur de Antioquia; dentro del área de estudio preliminar también se presentan los complejos de páramo Citará y Frontino – Urrao, así como ecosistemas de Humedales.

- ✓ Es importante tener en cuenta, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capitulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Trámite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2.2.2.3.6.4, la presencia de proyectos que fueron licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA:

  - ➢ Sector de Energía: 2 licencias para líneas de alta tensión.
  - ➢ Sector de Minería: NO se registraron Licencias ambientales.
  - ➢ Sector de Hidrocarburos: 1 licencia para ductos.
  - ➢ Infraestructura: 4 Licencias de proyectos viales.

- ✓ Con respecto a los títulos mineros presentes en el área de estudio preliminar, se pueden identificar gracias a información de la Agencia Nacional Minera – ANM un total de 123 títulos.

- ✓ En el área de estudio preliminar se identificaron solo 2 resguardos indígenas, el resguardo Hermeregildo Chakiama en el municipio de Ciudad Bolívar, y el resguardo Bernardino Panchi en el municipio de Pueblo Rico. NO se identificaron parcialidades indígenas ni consejos comunitarios. Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

- ✓ De acuerdo a la información reportada por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH y la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, en el área de estudio preliminar se presentan Hallazgos Arqueológicos en los municipios de Jericó, Pueblorrico, Tarso, Fredonia, Venecia, Concordia, Caldas, Titiribí y El Carmen, de igual manera se reportan bienes de Interés Cultural en los municipios de Jericó, Amaga, Caldas, Titiribí, Tarso, Fredonia y Venecia.

- ✓ Teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017 emitido por la Presidencia de la Republica de Colombia, en el área de estudio preliminar se reconocen como Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) los siguientes municipios: El Carmen y Salgar.

- ✓ En el área de estudio preliminar se han elevado solicitudes de restitución de tierras en los municipios de: Andes, Pueblorrico, Salgar, Concordia, Caldas, Tarso, Ciudad Bolívar, Betania, Jericó, Fredonia, Venecia, Titiribí y Amagá

- ✓ De acuerdo a lo reportado por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal, en el área de estudio se han presentado eventos por MAP-MUSE, así como labores de desminado militar, incautaciones, entre otras en los municipios de Caldas, Ciudad Bolívar, Salgar, Tarso, Venecia y El Carmen; de igual manera DAICMA a travéz de su mapa interactivo registra que el municipio de El Carmen esta pendiente de intervención, mientras que el resto de municipios del área de estudio preliminar se encuentran libres de sospecha de contaminación por minas antipersonal, munición sin explotar y artefactos explosivos.

- ✓ Como recomendación final, es necesario recordar que la información presentada debe ser validada y actualizada; lo anterior teniendo en cuenta, que la información social y ambiental de un territorio es dinámica, por tanto se sugiere planear y desarrollar los proyectos siempre con la información más actualizada y al mejor nivel de detalle posible.

1.5.2.2 Variables socioambientales "NO" detectadas en el área de estudio

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, del Ministerio del Interior, del Ministerio de Cultura y de la Agencia Nacional de Tierras – ANT; dentro del área de estudio preliminar "NO" se detecta la presencia de las siguientes variables:

  - ➢ Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales.
  - ➢ Áreas Recreación.

- Distrito Nacional Manejo Integrado.
- Distritos Conservación Suelos.
- Parque Natural Regional.
- Reserva Forestal Protectora Nacional.
- Reservas Naturales de la Sociedad Civil.
- Sitios RAMSAR.
- Licencias de generación de Energía.
- Licencias para áreas del sector de Hidrocarburos.
- Presencia de pozos otorgados.
- Licencias de proyectos mineros.
- Parcialidades Indígenas.
- Consejos Comunitarios.
- Sitios Interés Histórico.
- Zonas de Reserva Campesina.

1.6 PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.A."

A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN:

- Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV (en infraestructura proyectada en el marco de la Convocatoria UPME 06-2017).
- Construcción del nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV.

Para el presente análisis, se toma como referente la infraestructura relacionada en la **Tabla 72**.

Tabla 72. Infraestructura relacionada al Proyecto Conexión renovables 2.a.

INFRAESTRUCTURA	OBSERVACIONES
Subestación Cuestecitas 500 kV	Subestación a construir en el marco de la convocatoria UPME 09-2016, a cargo de ISA-INTERCOLOMBIA.
Subestacion La Loma 500 kV	Subestación a construir en el marco de la convocatoria UPME 01-2014, de responsabilidad del Grupo de Energía de Bogotá - GEB.
Subestacion Sogamoso 500/230 kV	Subestación Existente.
Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV	Circuito a construir, relacionado al nuevo circuito a construir en el marco de la Convocatoria UPME 06-2017 "Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas".
Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV.	Circuito a construir.

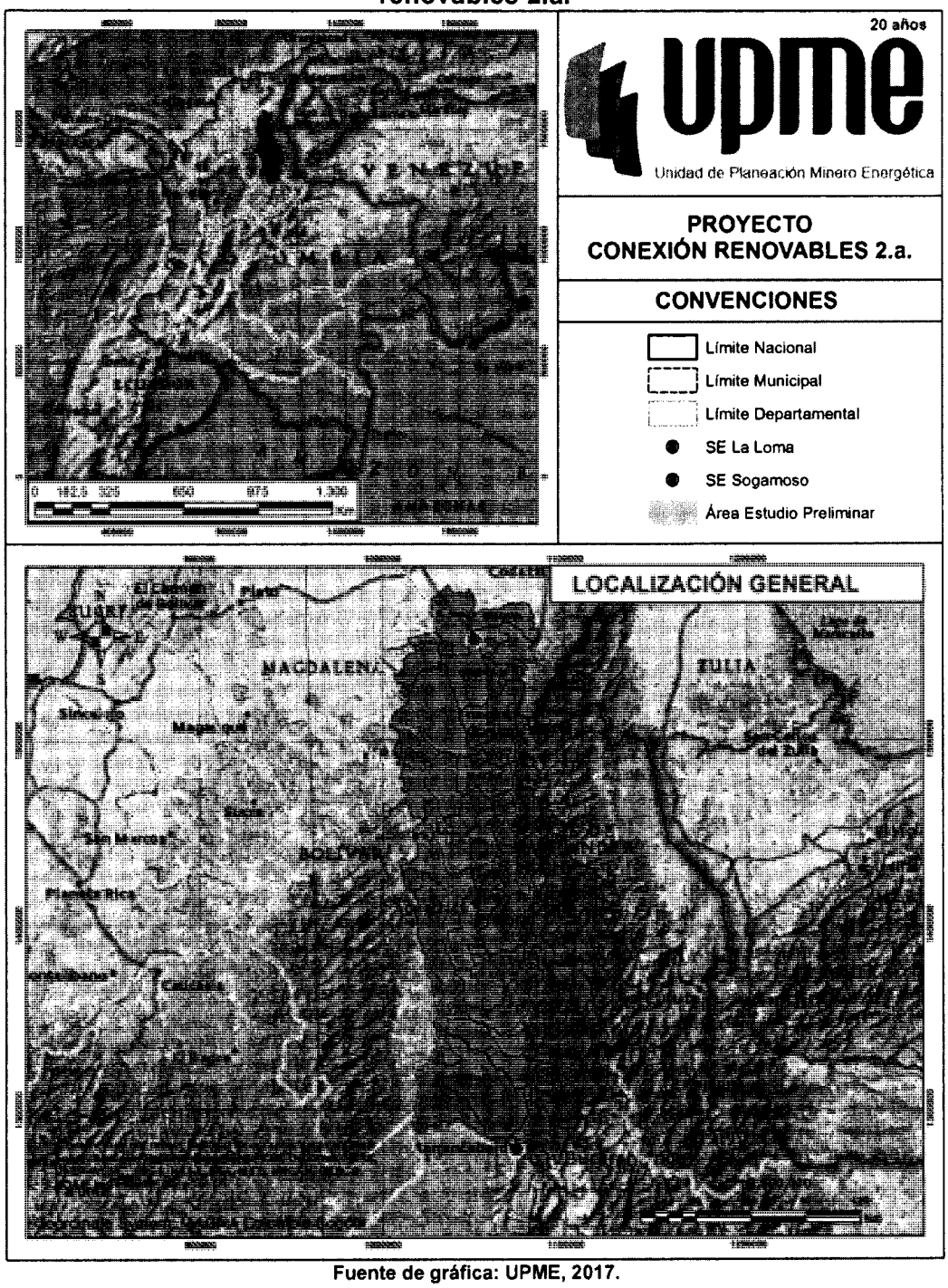
Fuente: UPME, 2017.

Es de resaltar que **el área de estudio a analizar comprende la zona desde la subestación La Loma hasta la subestación Sogamoso**, debido a que el área entre las subestaciones Cuestecitas – La Loma fue previamente estudiada en el Plan de Expansión 2015-2029, en el marco del proyecto Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas, Convocatoria UPME 06-2017, que adicionalmente cuenta con un documento de Referencia denominado "Análisis área de estudio preliminar y alertas tempranas", en el cual se detalla las características de dicha zona (Este documento puede ser consultado en el siguiente link: http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-06-2017-Subestacion-Colectora-500-kV.aspx).

Teniendo en cuenta lo anterior, el área de estudio preliminar para el Proyecto "Conexión Renovables 2.a.", se ubica al norte del país (Ver **Figura 78**), en los departamentos de Bolívar, Cesar, Magdalena, Santander y Norte de Santander (ver **Figura 79**), en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS), Corporación Autonoma Regional Para La Defensa De La Meseta de Bucaramanga (CMBD), Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR), Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental (CORPONOR) y Corporación Autónoma Regional de Sur de Bolívar (CSB) (Ver **Figura 80**).

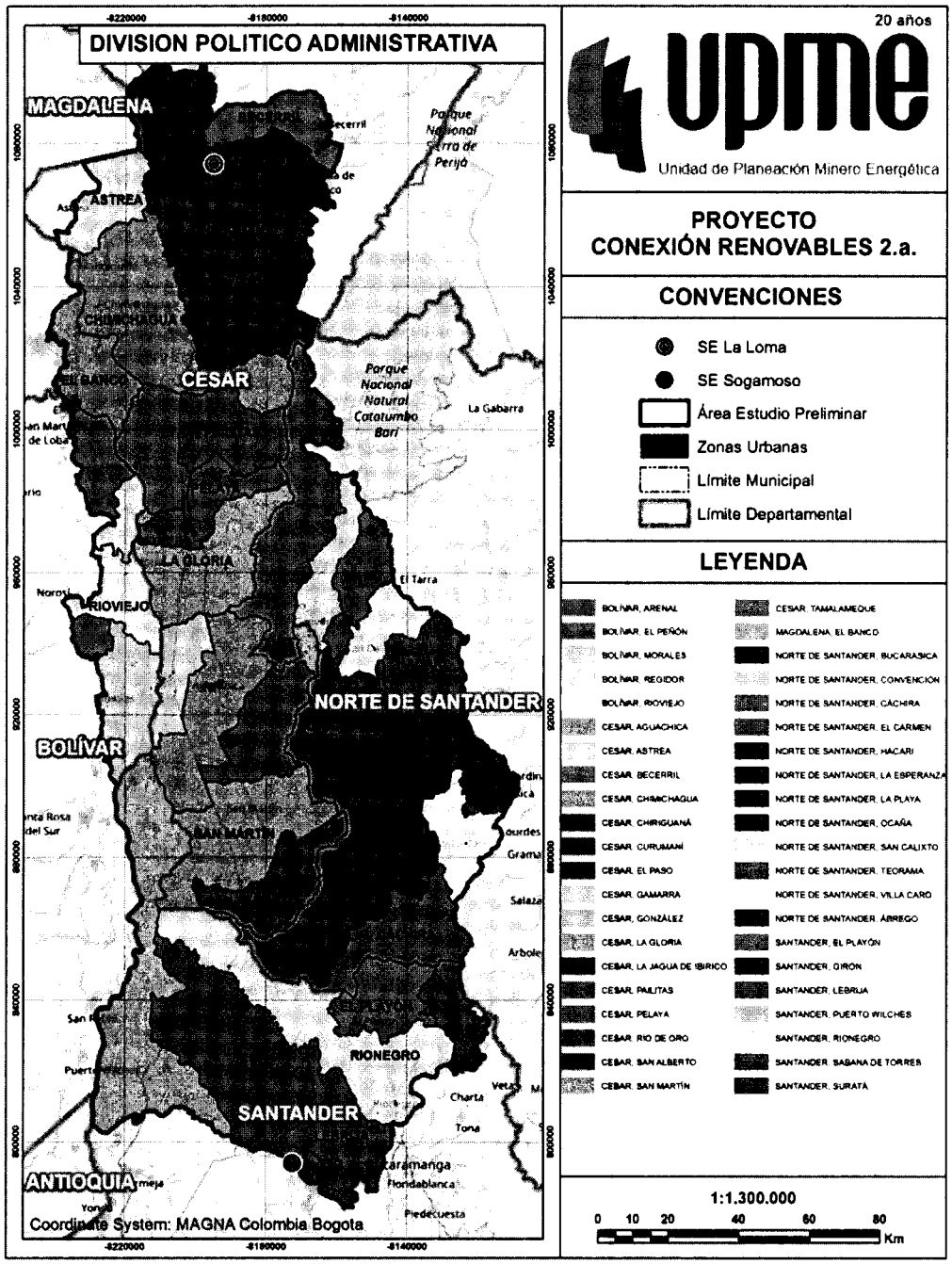
En la **Tabla 73**, se presentan los municipios que hacen parte del área de estudio preliminar.

Figura 78. Localización general del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



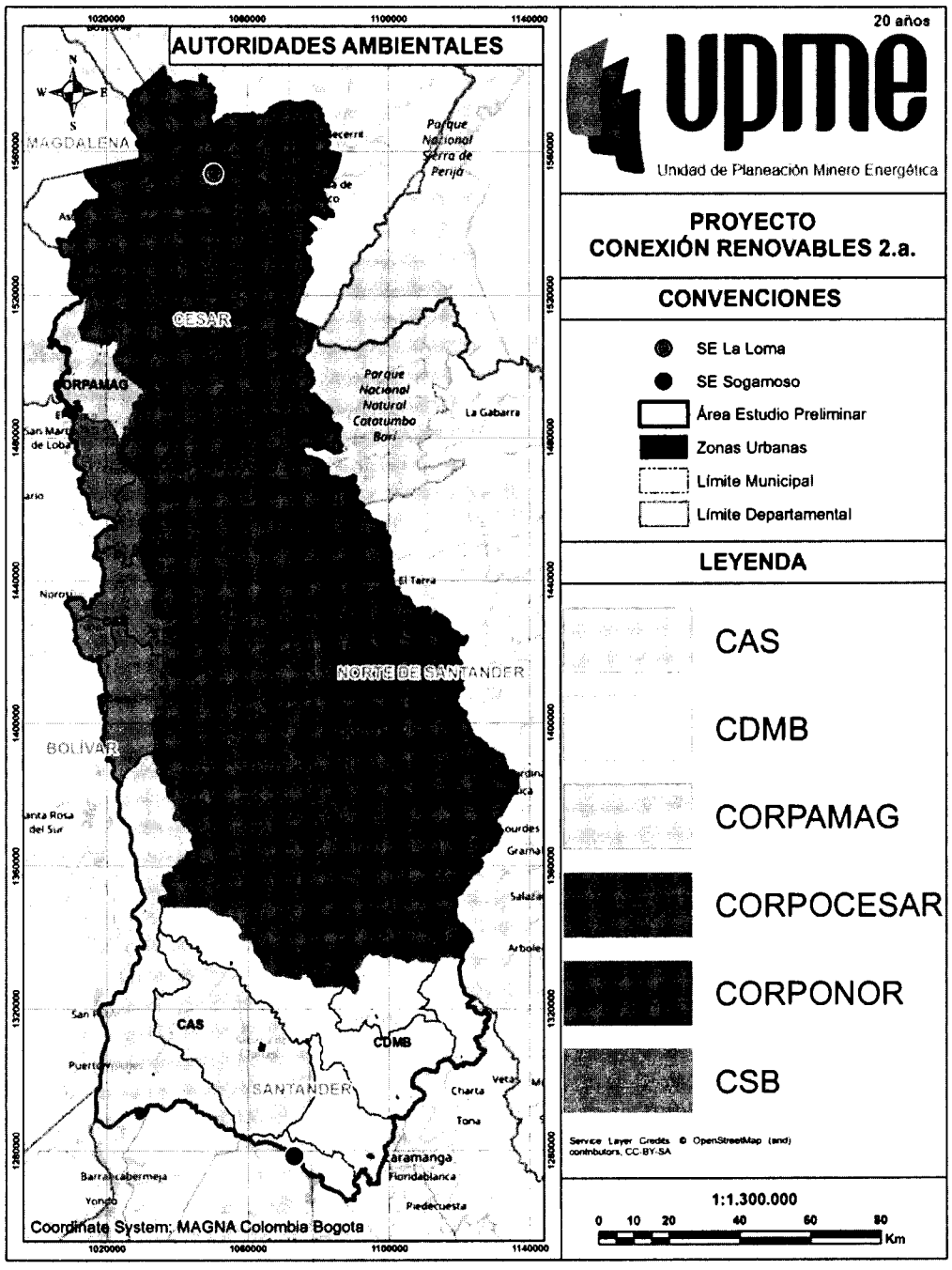
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Figura 79. División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente de gráfica: UPME, 2017

Figura 80. Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: UPME, 2017.

Tabla 73. Autoridades Ambientales Regionales y entes territoriales del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

CAR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CAS	SANTANDER	PUERTO WILCHES
		SABANA DE TORRES
CDMB		EL PLAYÓN
		GIRÓN
		LEBRIJA
		RIONEGRO
		SURATÁ
CORPAMAG	CESAR	ASTREA
CORPAMAG	MAGDALENA	EL BANCO
CORPOCESAR	CESAR	AGUACHICA
		ASTREA
		BECERRIL
		CHIMICHAGUA
		CHIRIGUANÁ
		CURUMANÍ
		EL PASO
		GAMARRA
		GONZÁLEZ
		LA GLORIA
		LA JAGUA DE IBIRICO
		PAILITAS
		PELAYA
		RÍO DE ORO
		SAN ALBERTO
		SAN MARTÍN
		TAMALAMEQUE
CORPONOR	NORTE DE SANTANDER	ÁBREGO
		BUCARASICA
		CÁCHIRA
		CONVENCIÓN
		EL CARMEN
		HACARÍ
		LA ESPERANZA
		LA PLAYA
		OCAÑA
		SAN CALIXTO
		TEORAMA
		VILLA CARO
CSB	BOLÍVAR	ARENAL
		EL PEÑÓN
		MORALES
		REGIDOR
		RIOVIEJO

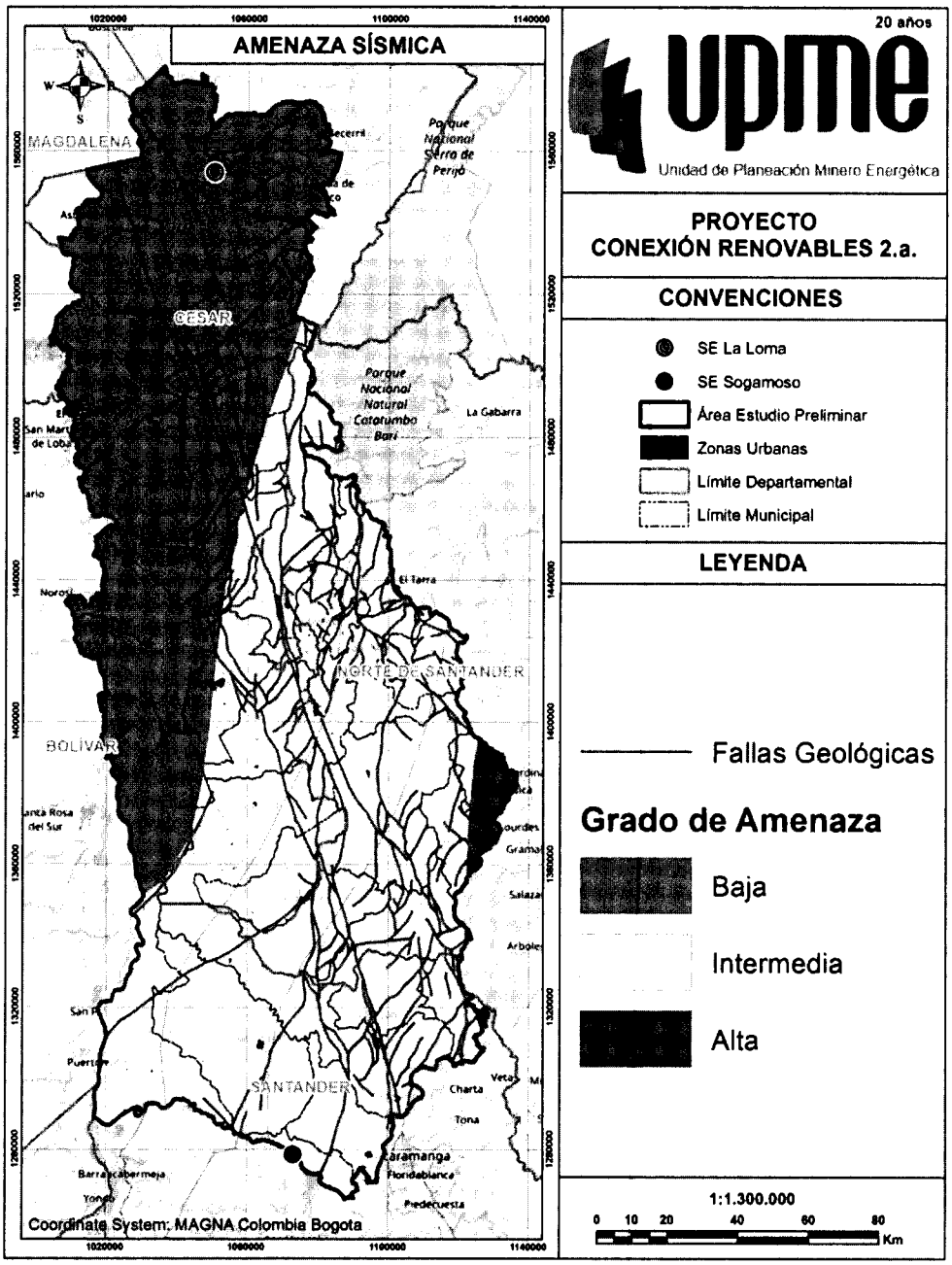
Fuente: UPME, 2017.

1.6.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes

En la estructuración del Proyecto "Conexión renovables 2.a.", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas **(Figura 81 a Figura 107).**

1.6.1.1 Zonificación Sísmica

Figura 81. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf, INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007. Fuente: UPME, 2017.

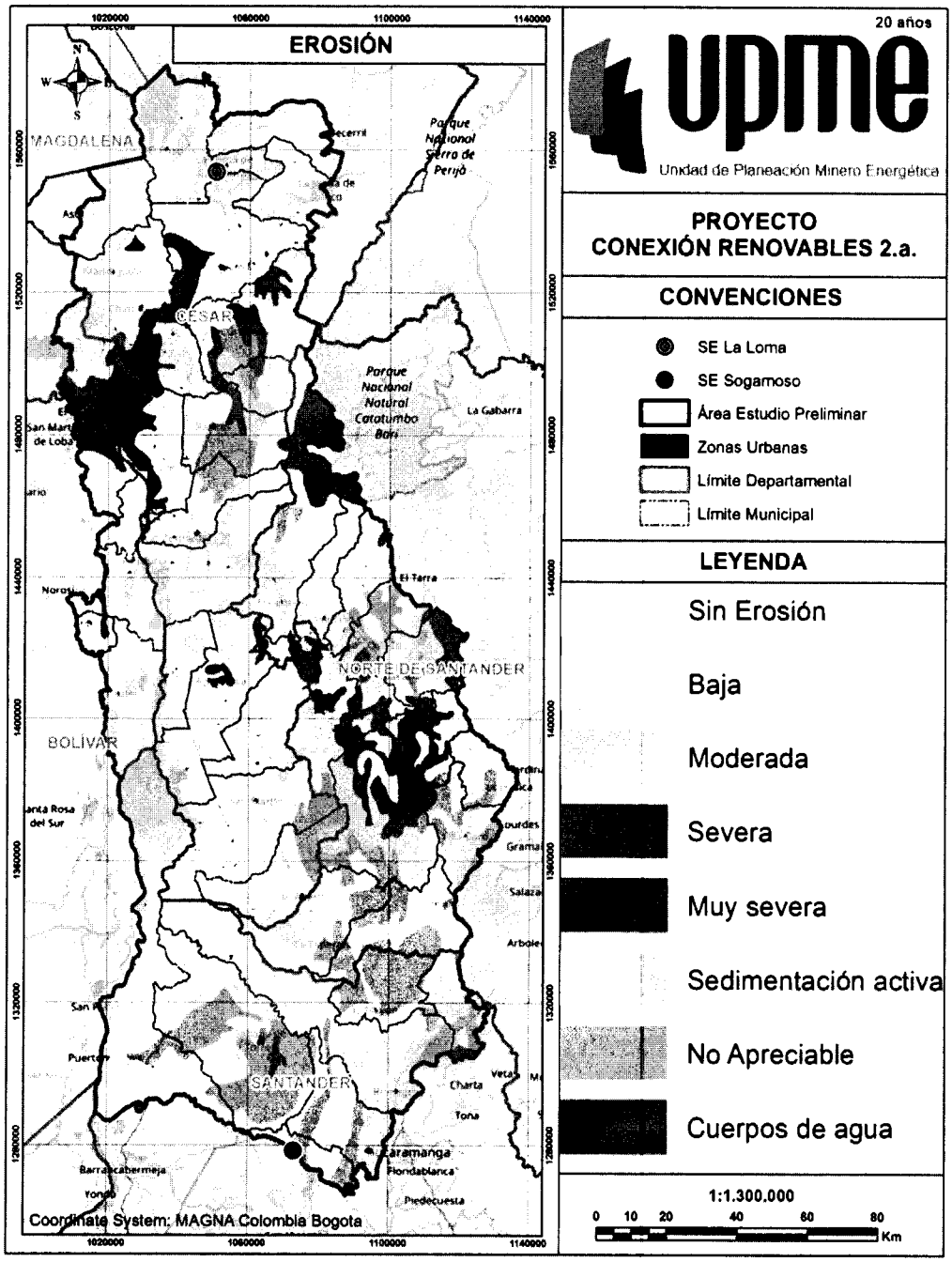
Tabla 74. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

GRADO AMENAZA	DESCRIPCIÓN
Baja	Aquellas regiones cuyo sismo de diseño no excede una aceleración pico efectiva (Aa) de 0.10g. Aproximadamente el 55% del territorio Colombiano se encuentra incluido en esta zona de amenaza.
Intermedia	Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g. y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.
Alta	Aquellas regiones donde se esperan temblores muy fuertes con valores de aceleración pico efectiva, mayores de 0.20g. Aproximadamente el 23% del territorio Colombiano queda incluido en la zona de amenaza símica Alta.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf,
INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

1.6.1.2 Grados de Erosión

Figura 82. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

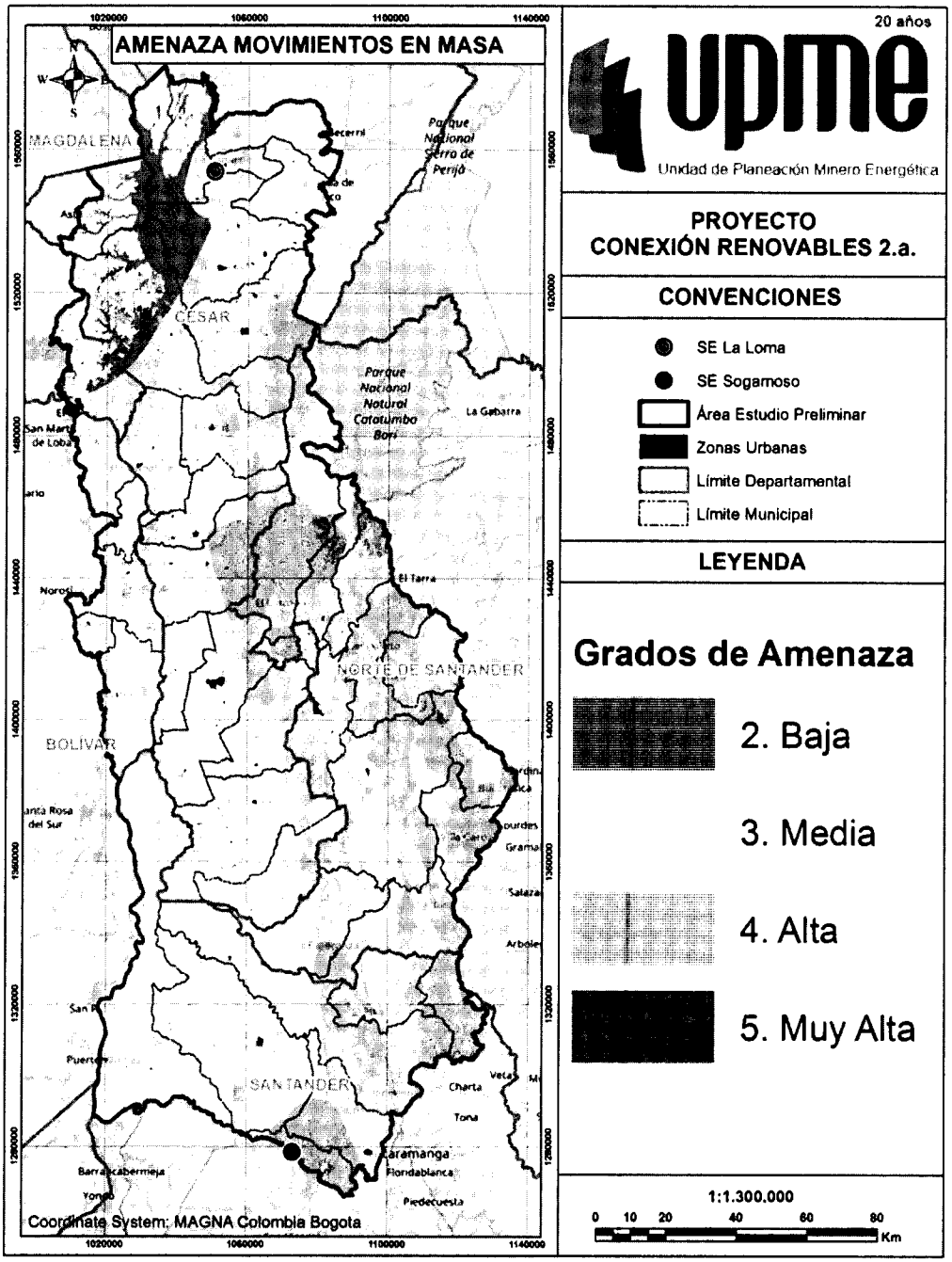
Tabla 75. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

TIPO	DESCRIPCIÓN
Muy severa	Perdida critica completa del horizonte A por efectos climatológicos y afectación antrópica.
Severa	Ausencia avanzada de cobertura vegetal y deterioro extremo de suelos por erosión natural clima seco y/o actividades antrópicas. Perdida > 75 % del horizonte A.
Moderada	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A.
Baja	Perdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Orinoquia.
Sedimentación activa	Actuación de meteorización con transporte eólico y sedimentación; cubre especialmente algunas franjas del sur occidente de Bolívar.
Sin erosión	SIN EROSION
Cuerpos de Agua	CUERPOS DE AGUA
No Apreciable	EROSION NO APRECIABLE CON LA METODOLOGÍA UTILIZADA

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.6.1.3 Amenaza de Remoción en Masa

Figura 83. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

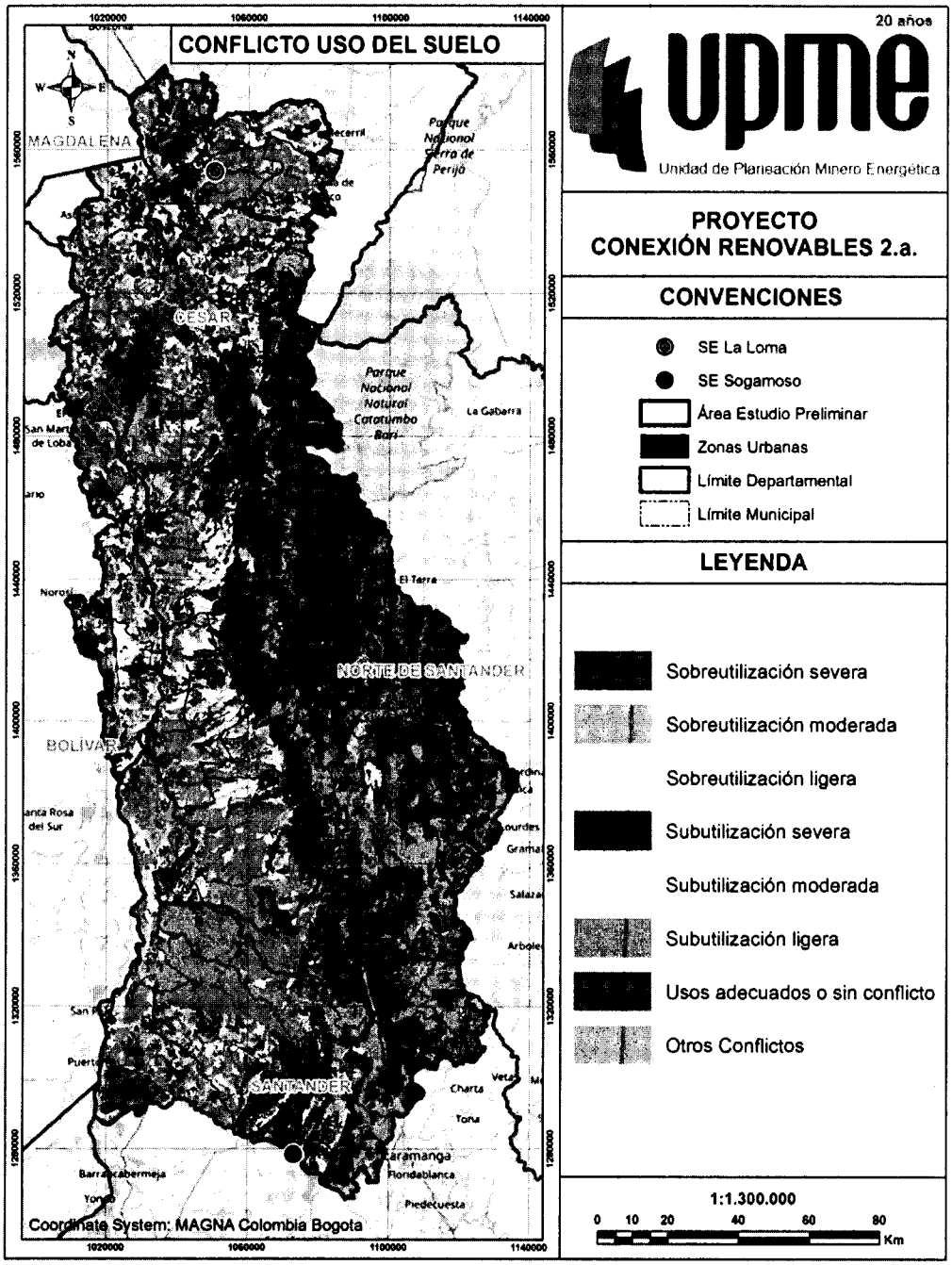
Tabla 76. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
[illegible]	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos.
4. Alta	Alta recurrencia de movimientos en masa. En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales.
3. Media	Deslizamientos y flujos de detritos. Intenso carcava miento asociado.
2. Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial. Presencia de deslizamientos.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.6.1.4 Conflicto uso del suelo

Figura 84. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

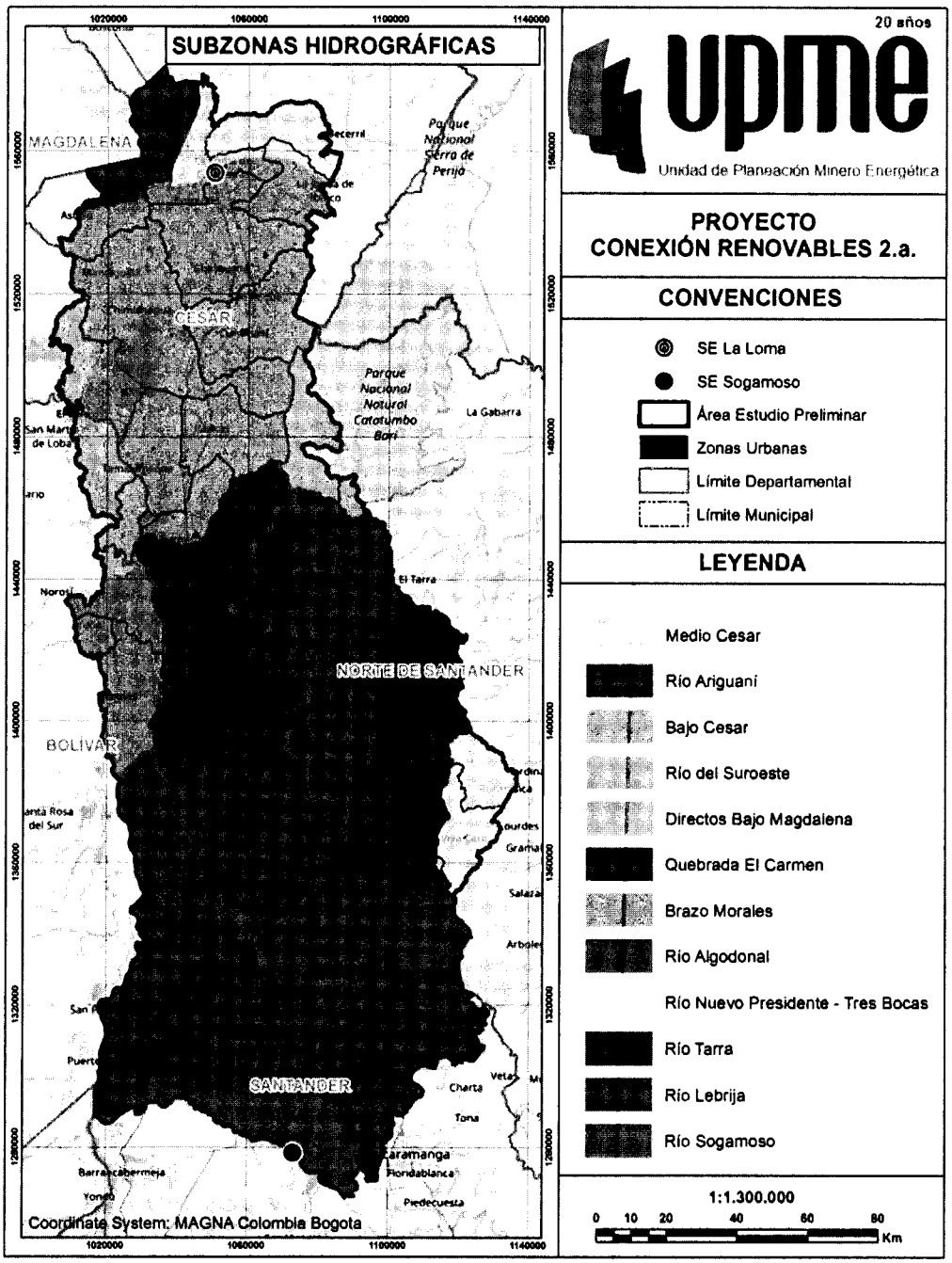
Tabla 77. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

CONFLICTO DE USO	DESCRIPCION
Sobreutilización severa	Tierras en las cuales el uso actual supera en tres o más niveles la clase de vocación de uso principal recomendado, presentándose evidencias de degradación avanzada de los recursos, tales como procesos erosivos severos, disminución marcada de la productividad de las tierras, procesos de salinización, entre otros.
Sobreutilización moderada	Tierras en las cuales el uso actual se encuentra por encima, en dos niveles, de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras. Es frecuente encontrar en estas zonas, rasgos visibles de deterioro de los recursos, en especial la presencia de procesos erosivos activos y el subsecuente deterioro de la base material para la actividad agropecuaria.
Sobreutilización ligera	Tierras cuyo uso actual está cercano al uso principal, pero que se ha evaluado con un nivel de intensidad mayor al recomendado y por ende al de los usos compatibles.
Subutilización severa	Tierras cuyo uso actual está muy por debajo, en tres o más niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada.
Subutilización moderada	Tierras cuyo uso actual está por debajo, en dos niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras.
Subutilización ligera	Tierras cuyo uso actual es muy cercano al uso principal, por ende a los usos compatibles, pero que se ha evaluado como de menor intensidad al recomendado
Usos adecuados o sin conflicto	Tierras cuyo uso actual es acorde al uso principal.
Otro tipo de conflictos	Otros tipos de conflictos identificados son: Conflictos en areas de cuerpos de agua, Conflictos en areas pantanosas con cultivos permanentes, Conflictos en areas pantanosas con cultivos transitorios, Conflictos en areas pantanosas con pastos, Conflictos mineros, Conflictos por obras civiles, Conflictos urbanos, Demanda no disponible en areas para produccion_nubes, Demanda no disponible en áreas a proteger (nubes), Otras coberturas artificializadas (urbanas y suburbanas), Usos inadecuados en zonas quemadas.

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.6.1.5 Cuencas Hidrográficas

Figura 85. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

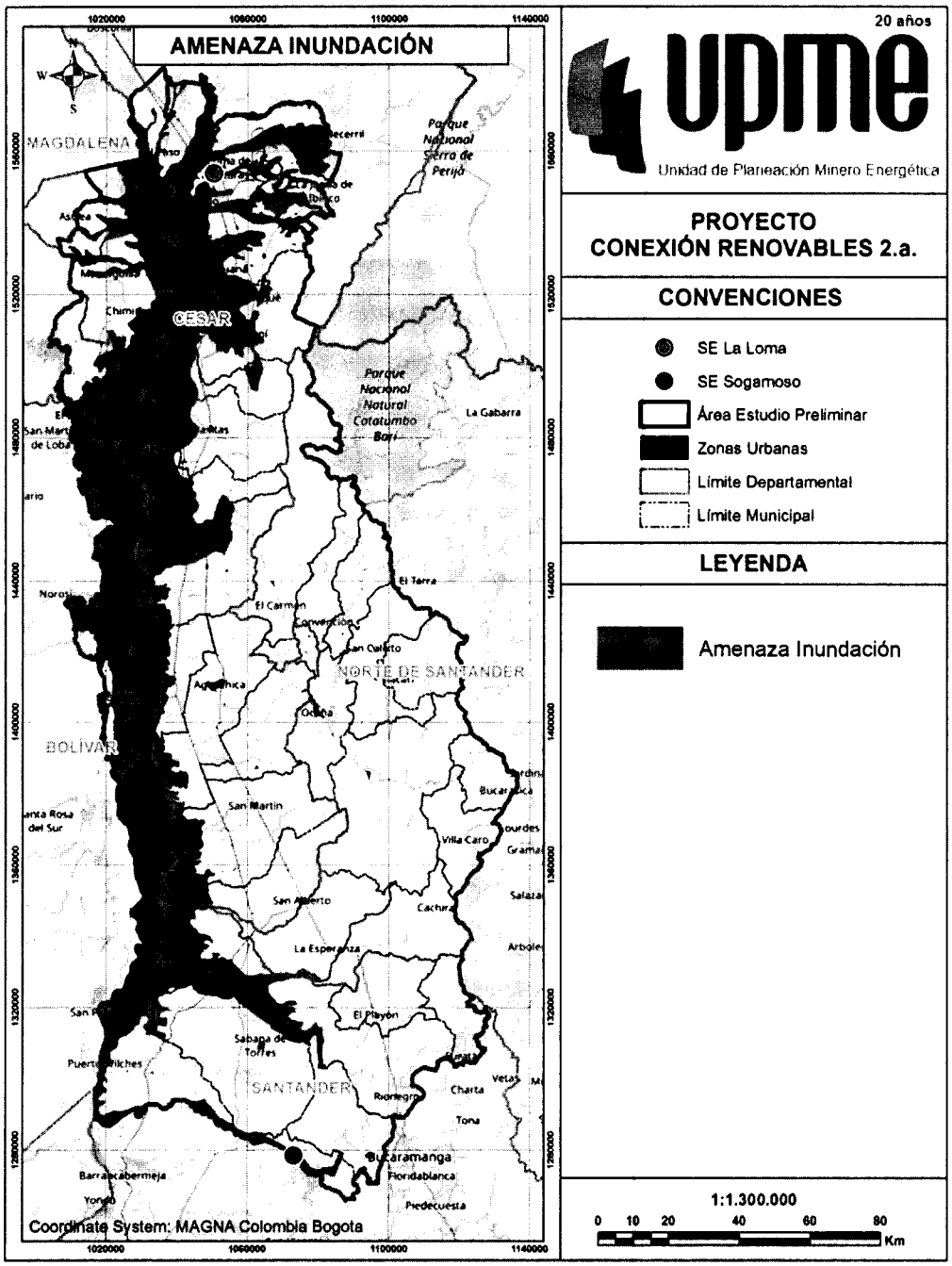
Tabla 78. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

AREA HIDROGRAFICA	ZONA HIDROGRAFICA	SUBZONA HIDROGAFICA
Caribe	Catatumbo	Río Algodonal (Alto Catatumbo)
		Río del Suroeste y directos Río de Oro
		Río Nuevo Presidente - Tres Bocas (Sardinata, Tibú)
		Río Tarra
Magdalena Cauca	Bajo Magdalena	Directos Bajo Magdalena
	Cesar	Bajo Cesar
		Medio Cesar
		Río Ariguaní
	Medio Magdalena	Directos al Magdalena (Brazo Morales)
		Quebrada El Carmen y Otros Directos al Magdalena Medio
		Río Lebrija y otros directos al Magdalena
	Sogamoso	Río Sogamoso

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.6.1.6 Amenaza de inundación

Figura 86. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IDEAM, 2010; SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

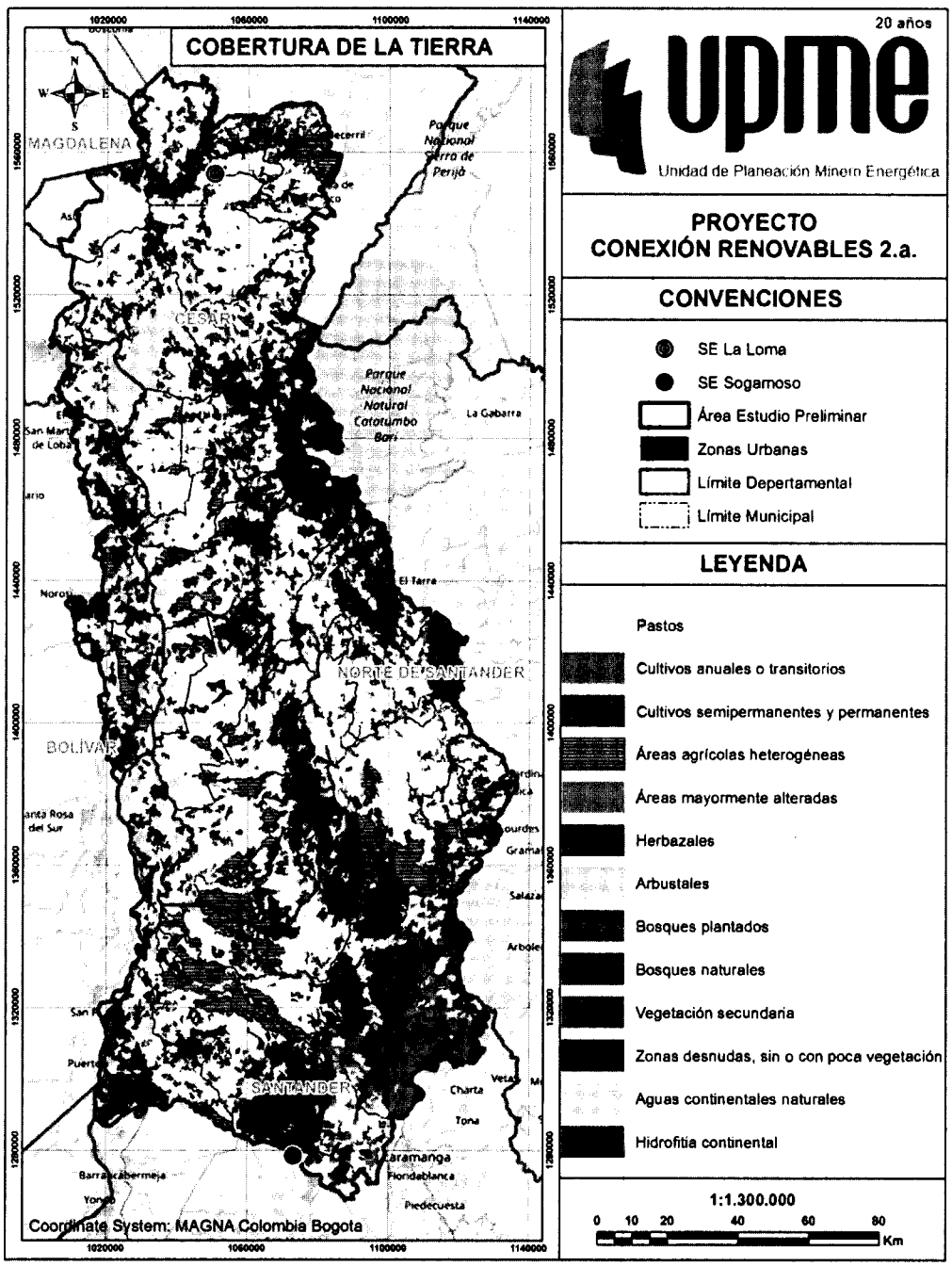
Tabla 79. Subzonas hidrográficas en el área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

Subzona Hidrográfica	Departamento	Municipio
Bajo Cesar	BOLÍVAR	EL PEÑÓN
		REGIDOR
	CESAR	ASTREA
		CHIMICHAGUA
		CHIRIGUANÁ
		CURUMANÍ
		EL PASO
		LA GLORIA
		LA JAGUA DE IBIRICO
		PAILITAS
		PELAYA
		TAMALAMEQUE
	MAGDALENA	EL BANCO
Directos al Magdalena (Brazo Morales)	BOLÍVAR	ARENAL
		MORALES
		REGIDOR
		RIOVIEJO
	CESAR	GAMARRA
		LA GLORIA
	SANTANDER	PUERTO WILCHES
Directos Bajo Magdalena	BOLÍVAR	EL PEÑÓN
		REGIDOR
		RIOVIEJO
	CESAR	LA GLORIA
		TAMALAMEQUE
	MAGDALENA	EL BANCO
Medio Cesar	CESAR	BECERRIL
		EL PASO
		LA JAGUA DE IBIRICO
Quebrada El Carmen y Otros Directos al Magdalena Medio	BOLÍVAR	MORALES
		REGIDOR
		RIOVIEJO
	CESAR	AGUACHICA
		GAMARRA
		LA GLORIA
		PELAYA
Río Ariguaní	CESAR	ASTREA
		EL PASO
Río Lebrija y otros directos al Magdalena	BOLÍVAR	MORALES
	CESAR	AGUACHICA
		SAN ALBERTO
		SAN MARTÍN
	NORTE DE SANTANDER	CÁCHIRA
		LA ESPERANZA
	SANTANDER	LEBRIJA
		PUERTO WILCHES
		RIONEGRO
		SABANA DE TORRES
Río Sogamoso		GIRÓN
		LEBRIJA
		PUERTO WILCHES
		SABANA DE TORRES

Fuente: IDEAM, 2010, SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.6.1.7 Coberturas de la tierra

Figura 87. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2007.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 80. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
BIOMA	COBERTURA	ECOSISTEMA
Helobiomas del Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
	Arbustales	Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
	Bosques naturales	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
	Bosques plantados	Bosques plantados del helobioma Magdalena y Caribe
	Hidrofitia continental	Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe
Orobioma de San Lucas	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma de la serranía de San Lucas
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma de la serranía de San Lucas
Orobiomas altos de los Andes	Arbustales	Arbustales del orobioma alto de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
	Herbazales	Herbazales del orobioma alto de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma alto de los Andes
Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Arbustales	Arbustales del orobioma azonal del río Sogamoso
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma azonal del río Sogamoso
Orobiomas bajos de los Andes	Arbustales	Arbustales del orobioma bajo de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes
Zonobioma húmedo tropical del Catatumbo	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Catatumbo
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Catatumbo
Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Arbustales	Arbustales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Bosques plantados	Bosques plantados del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Herbazales	Herbazales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
Zonobioma seco tropical del Caribe	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
	Bosques plantados	Bosques plantados del zonobioma seco tropical del Caribe
	Hidrofitia continental	Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe

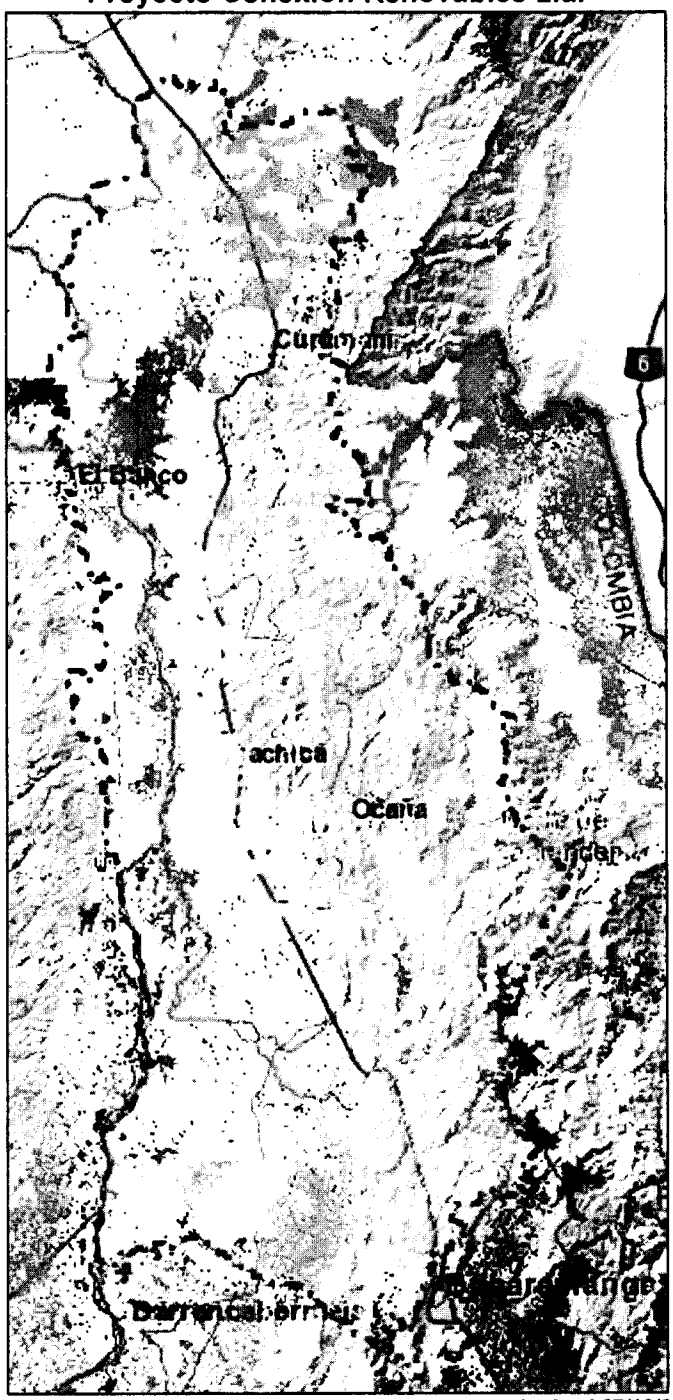
COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
BIOMA	COBERTURA	ECOSISTEMA
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe

COBERTURAS DE ORIGEN ANTROPICA	
BIOMA	COBERTURA
Helobiomas del Magdalena y Caribe	Áreas urbanas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
	Áreas agrícolas heterogéneas
Orobioma de San Lucas	Pastos
Orobiomas altos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
	Cultivos anuales o transitorios
	Pastos
Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Pastos
Orobiomas bajos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas urbanas
	Áreas mayormente alteradas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Orobiomas medios de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Zonobioma húmedo tropical del Catatumbo	Pastos
Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas urbanas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Zonobioma seco tropical del Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas urbanas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos

Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2010. UPME, 2017.

1.6.1.8 Lista Roja de Ecosistemas de Colombia

Figura 88. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión Renovables 2.a.



Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

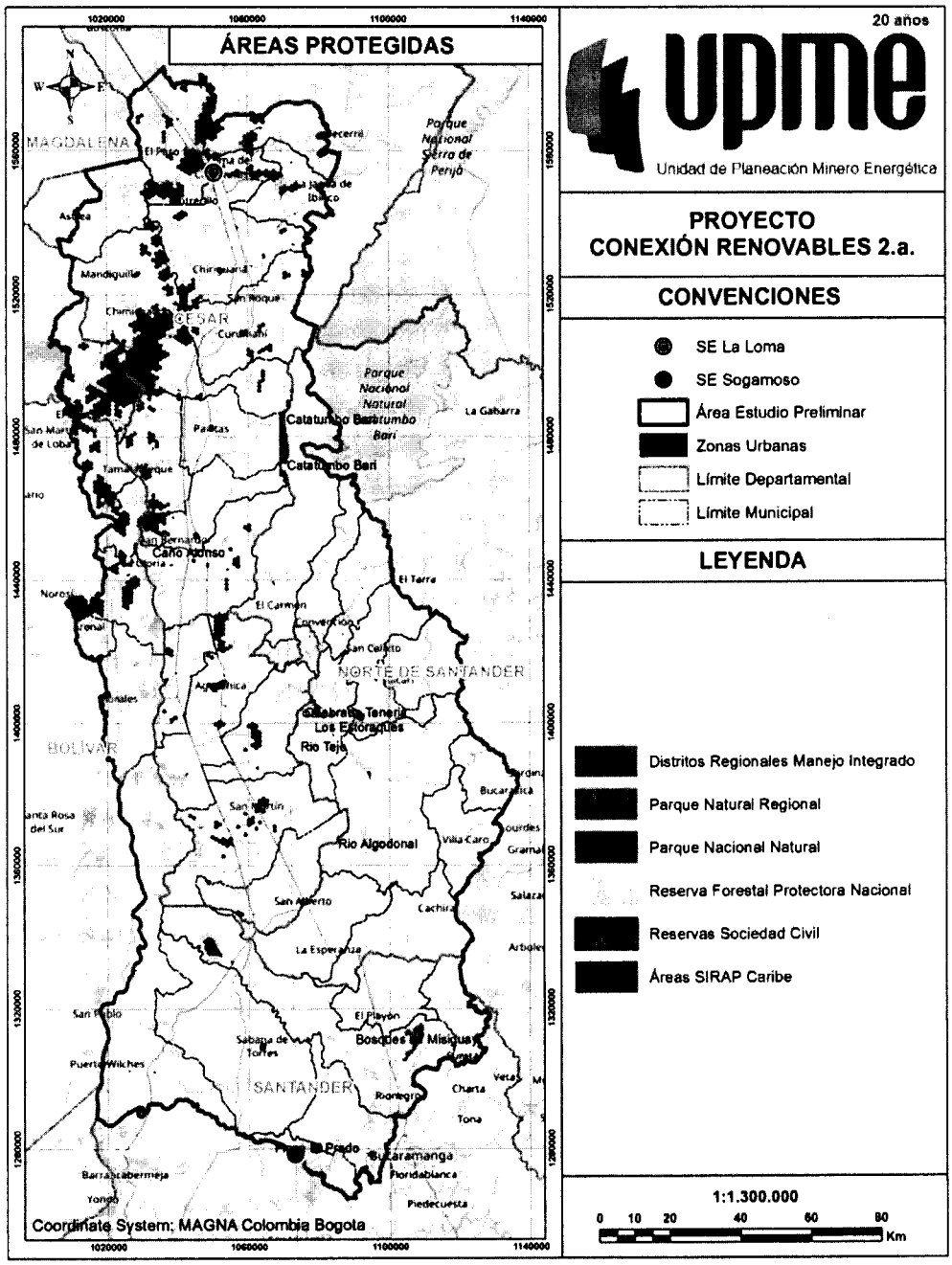
Tabla 81. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión Renovables 2.a.

Categoría		Criterio	Nivel
		Un ecosistema está En Peligro Crítico cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios, para la condición En Peligro Crítico	Extremadamente alto de colapso
En Peligro	**EN**	Un ecosistema está En Peligro cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios,para la condición En Peligro.	Muy alto riesgo de colapso
Vulnerable	**VU**	Un ecosistema es Vulnerable cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios para la condición Vulnerable.	Alto riesgo de colapso.
Preocupación Menor	**LC**	Un ecosistema es considerado Preocupación Menor cuando ha sido evaluado contra los criterios y no califica para las categorías En Peligro Crítico, En Peligro, Vulnerable o Casi Amenazado. Ecosistemas ampliamente distribuidos y relativamente no degradados	
Criterios de la Lista Roja de Ecosistemas de UICN: Disminución en la distribución geográfica, Distribución geográfica restringida, Degradación ambiental, Interrupción de los procesos e interacciones bióticas y Análisis cuantitativo de riesgo.			

Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

1.6.1.9 Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo

Figura 89. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

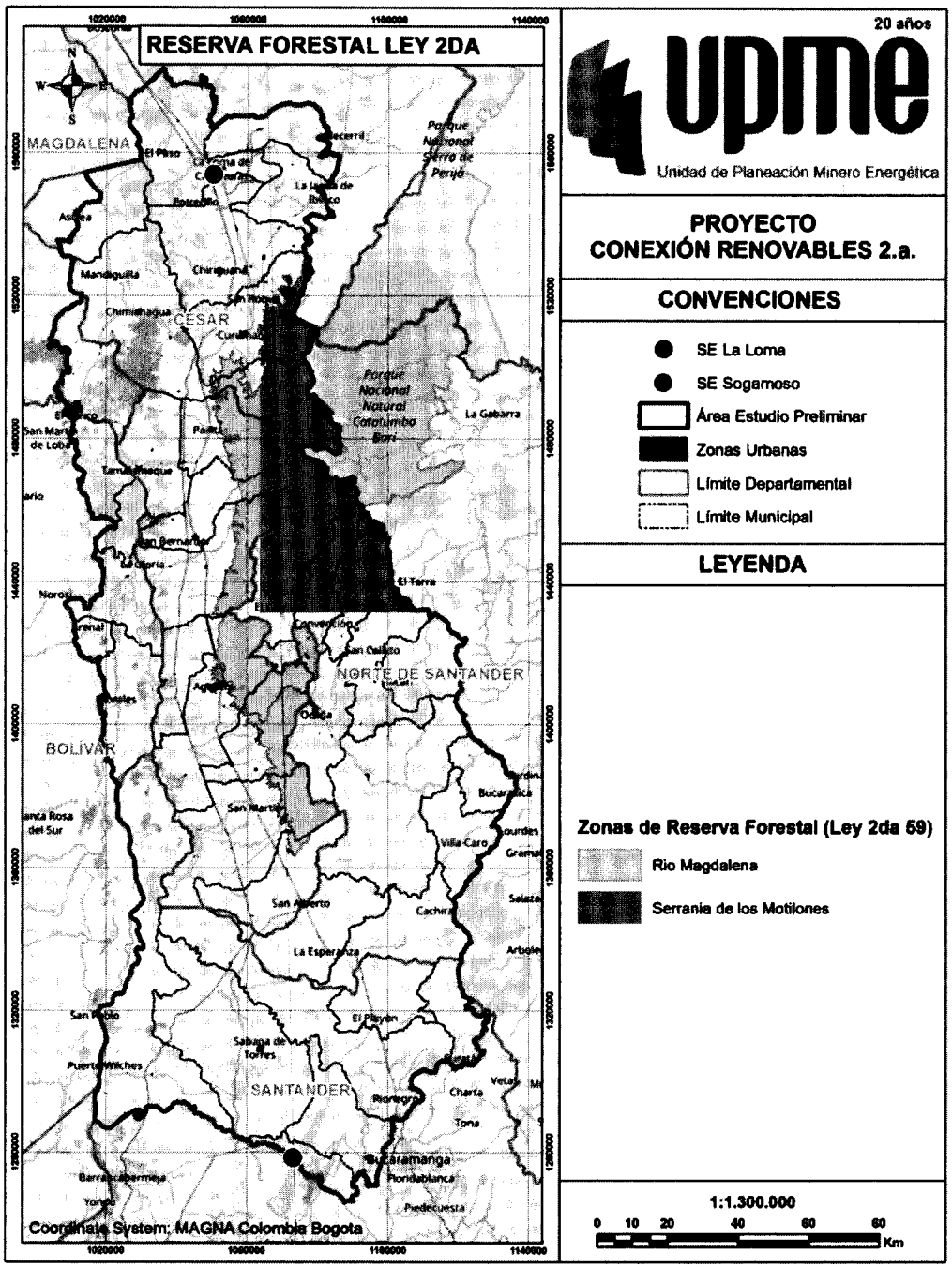
Tabla 82. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

NOMBRE	CATEGORIA	AUTORIDAD AMBIENTAL/ DEPARTAMENTO
Los Estoraques	Area Natural Única (ANU)	MADS
Catatumbo Bari	Parque Nacional Natural (PNN)	MADS
Complejo Cienagas de Papayal	Distritos Regionales De Manejo Integrado	CDMB
Bosques de Misiguay	Parque Natural Regional	CDMB
Quebrada Teneria	Reserva Forestal Protectora Nacional	MADS
Caño Alonso	Reserva Forestal Protectora Nacional	MADS
Río Algodonal	Reserva Forestal Protectora Nacional	MADS
Río Tejo	Reserva Forestal Protectora Nacional	MADS
Finca El Prado	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
Arbustales secos del sur del Cesar	SIRAP Caribe	CESAR
Bosques andinos aledaños al PNN Catatumbo Bari	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo cenagoso de Zapatoza	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo cenagoso de Zapatoza	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Magdalena	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Magdalena	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Magdalena	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo de Sabanas, bosques y arbustales secos del medio Cesar	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo de Sabanas, bosques y arbustales secos del medio Cesar	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo de bosques del valle del Río Magadalena	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Complejo de bosques del valle del Río Magadalena	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo ribereño de los ríos Cesar y Ariguani	SIRAP Caribe	CESAR

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.6.1.10 Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959

Figura 90. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

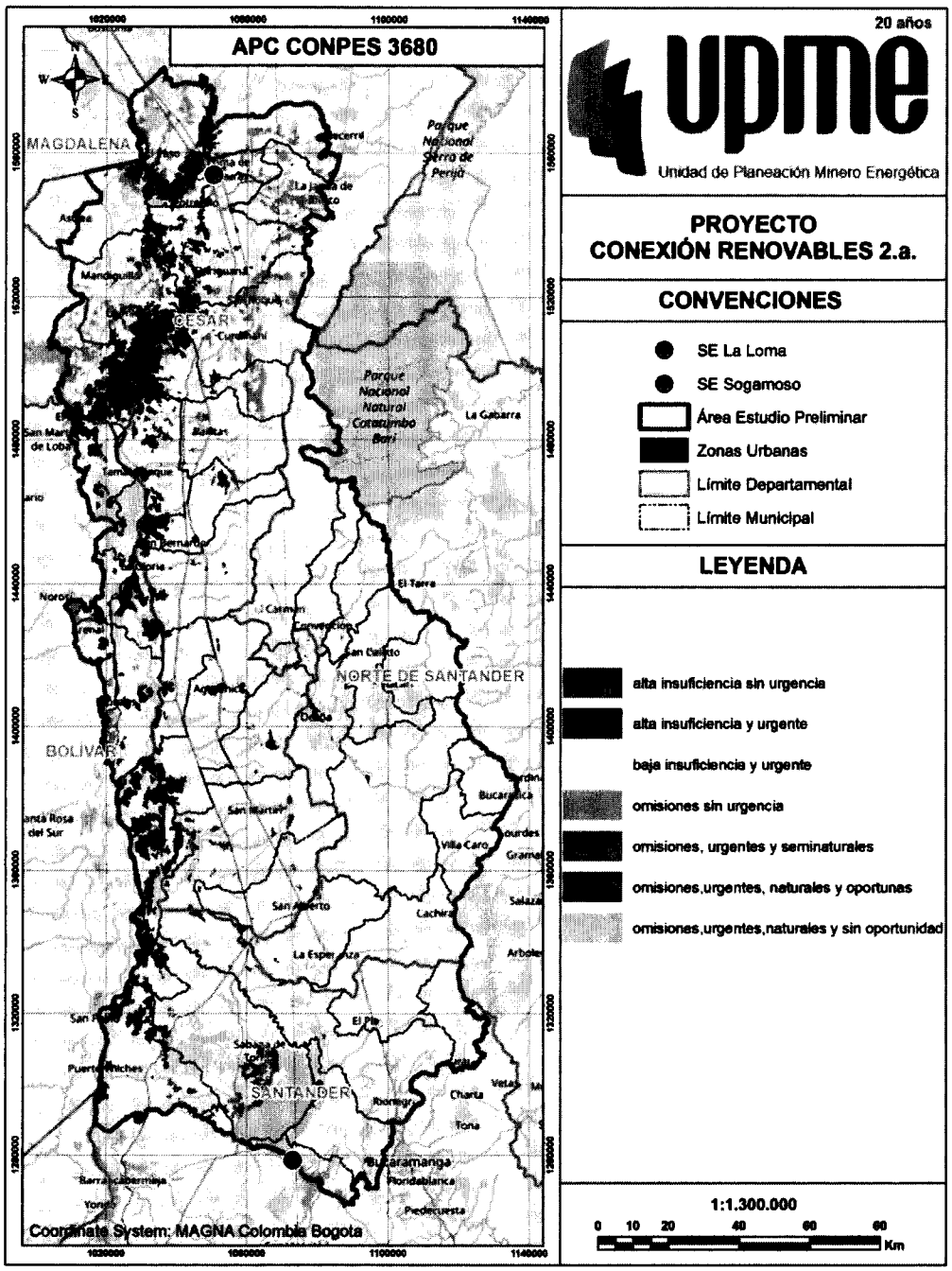
Tabla 83. Zonas de Reserva de Ley 2da dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

ZONA DE RESERVA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Río Magdalena	Cesar	Aguachica
		Chimichagua
		Curumaní
		González
		La gloria
		Pailitas
		Pelaya
		Río de oro
		San alberto
		San martín
	Norte de santander	Ábrego
		Convención
		El carmen
		Ocaña
	Santander	Puerto wilches
Serrania de los motilones	Cesar	Chimichagua
		Curumaní
		La gloria
		Pailitas
		Pelaya
	Norte de santander	Convención
		El carmen
		San calixto
		Teorama

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.6.1.11 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional

Figura 91. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 84. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

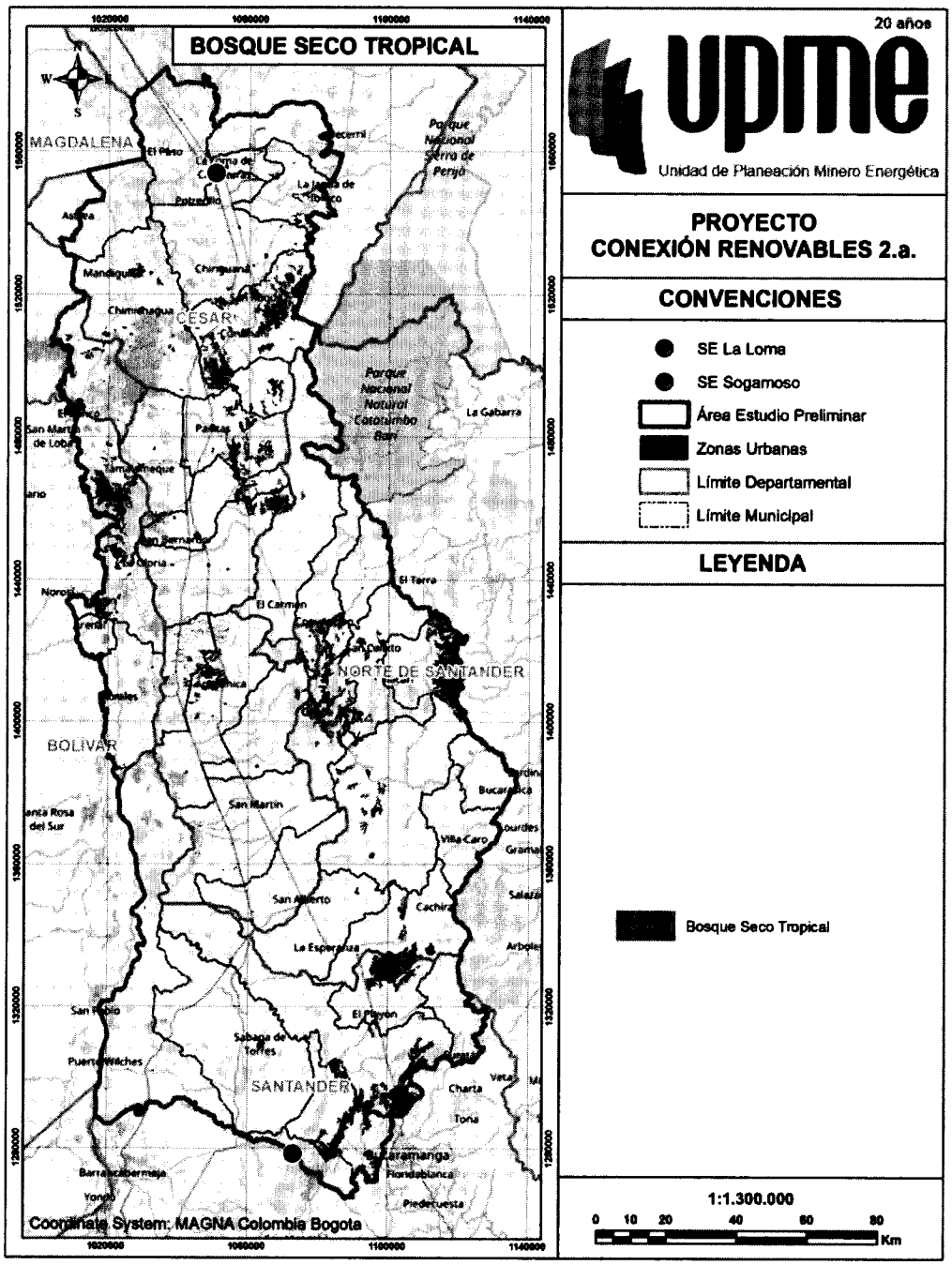
PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
Alta insuficiencia sin urgencia	Choco_Magdalena	Lebrija_Gloria	Zonobioma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe
				Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
	PeriCaribeño	Ariguani_Cesar	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe
Alta insuficiencia y urgente	Choco_Magdalena	Lebrija_Gloria	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
				Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
		Nechi	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
Baja insuficiencia y urgente	NorAndina	E_Cord_Oriental_	Orobiomas bajos de los Andes	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
			Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
		Montano_Valle_Ma	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
				Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
				Arbustales del orobioma bajo de los Andes
			Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
Omisiones sin urgencia	Choco_Magdalena	Nechi	Zonobioma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
	NorAndina	Montano_Valle_Ma	Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Arbustales del orobioma azonal del río Sogamoso
		Perija	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
	PeriCaribeño	Ariguani_Cesar	Zonobioma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe
Omisiones, urgentes y seminaturales	Choco_Magdalena	Lebrija_Gloria	Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
Omisiones, urgentes, naturales y oportunas	Choco_Magdalena	Lebrija_Gloria	Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
				Arbustales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
Omisiones, urgentes, naturales y sin oportunidad	Choco_Magdalena	Lebrija_Gloria	Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
				Herbazales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
				Arbustales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple. **UPME, 2017.**

1.6.1.12 Distribución espacial del bosque seco tropical

Figura 92. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012
Fuente figura: UPME, 2017.

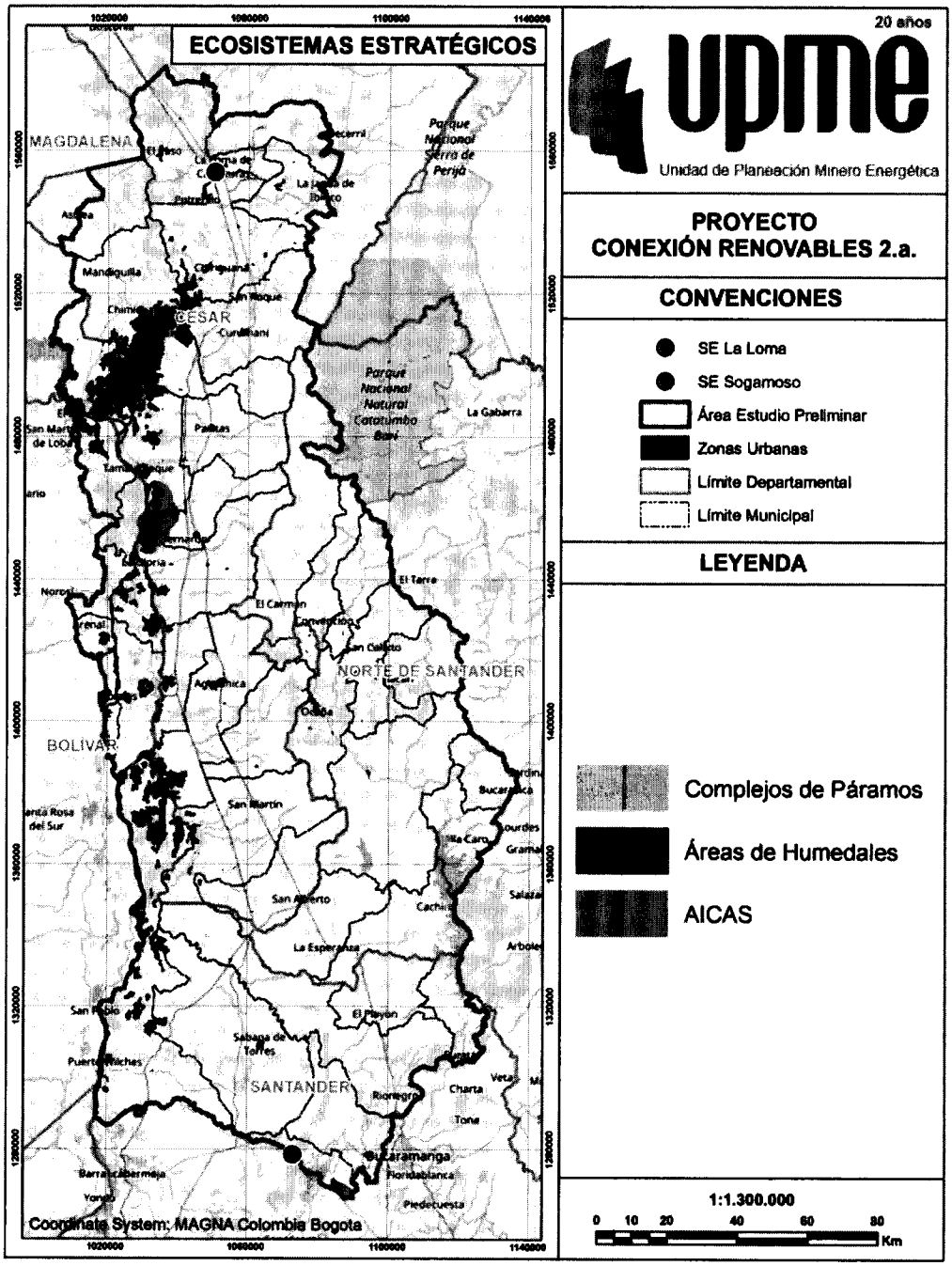
Tabla 85. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	MORALES
	RIOVIEJO
	ARENAL
	REGIDOR
	EL PEÑÓN
CESAR	AGUACHICA
	RÍO DE ORO
	GAMARRA
	GONZÁLEZ
	LA GLORIA
	PELAYA
	PAILITAS
	CHIMICHAGUA
	CURUMANÍ
	CHIRIGUANÁ
	LA JAGUA DE IBIRICO
	EL PASO
	BECERRIL
MAGDALENA	EL BANCO
NORTE DE SANTANDER	CÁCHIRA
	LA ESPERANZA
	ÁBREGO
	OCAÑA
	LA PLAYA
	SAN CALIXTO
	TEORAMA
	CONVENCIÓN
	HACARÍ
	EL CARMEN
SANTANDER	LEBRIJA
	RIONEGRO
	GIRÓN
	EL PLAYÓN

Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012

1.6.1.13 Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles

Figura 93. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017. UPME, 2017.

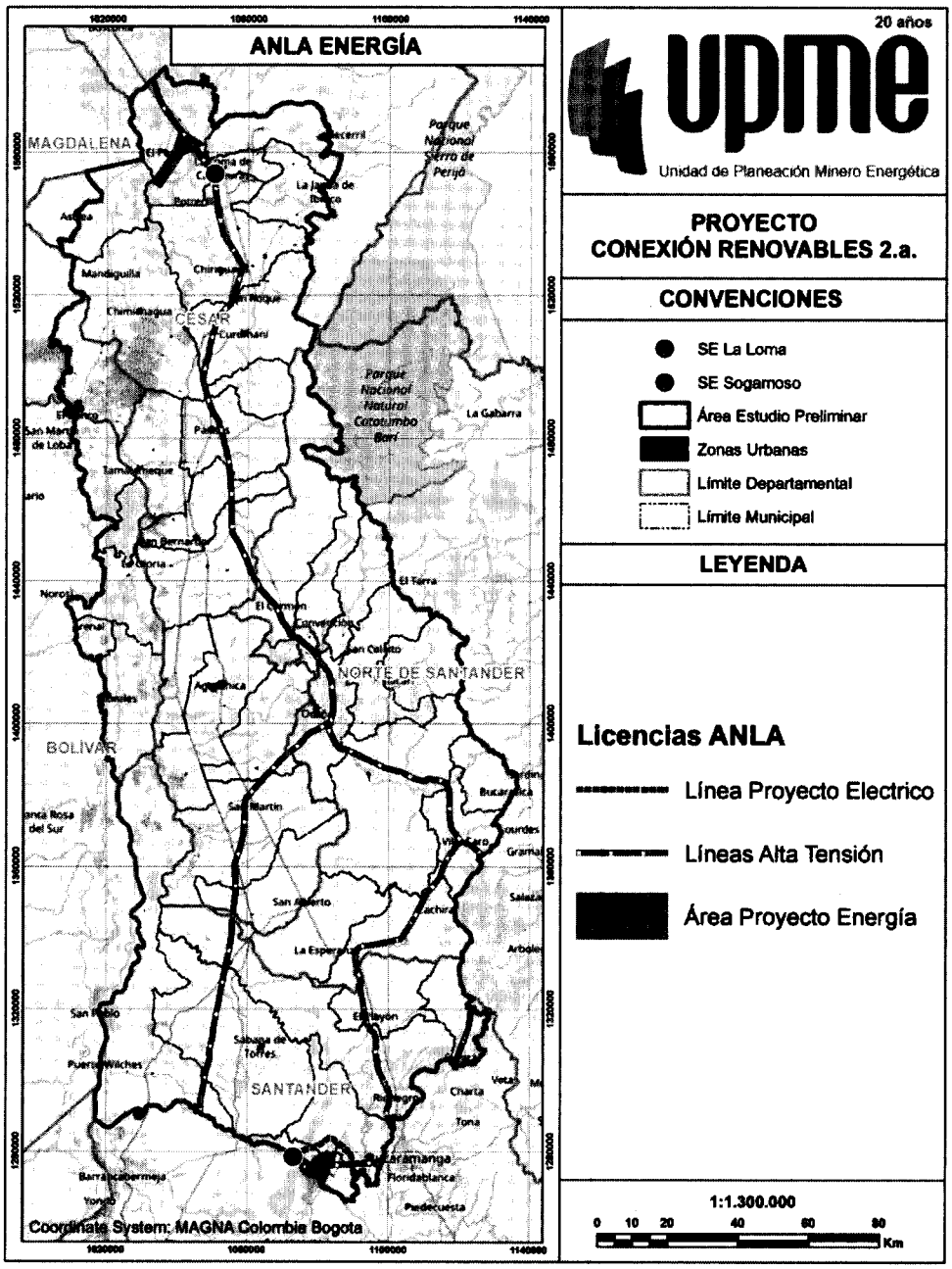
Tabla 86. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

ECOSISTEMA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE
HUMEDALES	SANTANDER	GIRÓN	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
	BOLÍVAR	RIOVIEJO	
	BOLÍVAR	MORALES	
	SANTANDER	PUERTO WILCHES	
	SANTANDER	SABANA DE TORRES	
	SANTANDER	RIONEGRO	
	BOLÍVAR	EL PEÑÓN	
	BOLÍVAR	REGIDOR	
	BOLÍVAR	ARENAL	
	CESAR	TAMALAMEQUE	
	CESAR	LA GLORIA	
	CESAR	AGUACHICA	
	CESAR	SAN MARTÍN	
	CESAR	PELAYA	
	CESAR	GAMARRA	
	CESAR	SAN ALBERTO	
	CESAR	LA JAGUA DE IBIRICO	
	CESAR	CHIRIGUANÁ	
	CESAR	CURUMANÍ	
	MAGDALENA	EL BANCO	
	CESAR	EL PASO	
	CESAR	CHIMICHAGUA	
ÁREAS DE PÁRAMO	NORTE DE SANTANDER	BUCARASICA	Jurisdicciones - Santurbán - Berlín
	NORTE DE SANTANDER	VILLA CARO	
	NORTE DE SANTANDER	CÁCHIRA	
	SANTANDER	EL PLAYÓN	
	SANTANDER	SURATÁ	
	NORTE DE SANTANDER	ÁBREGO	
	NORTE DE SANTANDER	LA ESPERANZA	
	SANTANDER	RIONEGRO	
AICAS	NORTE DE SANTANDER	OCAÑA	Agua de la Virgen
	SANTANDER	GIRÓN	Serrania de Yariguies
	SANTANDER	GIRÓN	Bosques secos del valle del río Chicamocha
	CESAR	TAMALAMEQUE	Complejo de cienagas de Cesar y Bolivar
	CESAR	LA GLORIA	Complejo de cienagas de Cesar y Bolivar
	CESAR	PELAYA	Complejo de cienagas de Cesar y Bolivar
	MAGDALENA	EL BANCO	Reserva Natural El Garcero y alrededores

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017

1.6.1.14 Proyectos ANLA – Sector Energía

Figura 94. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

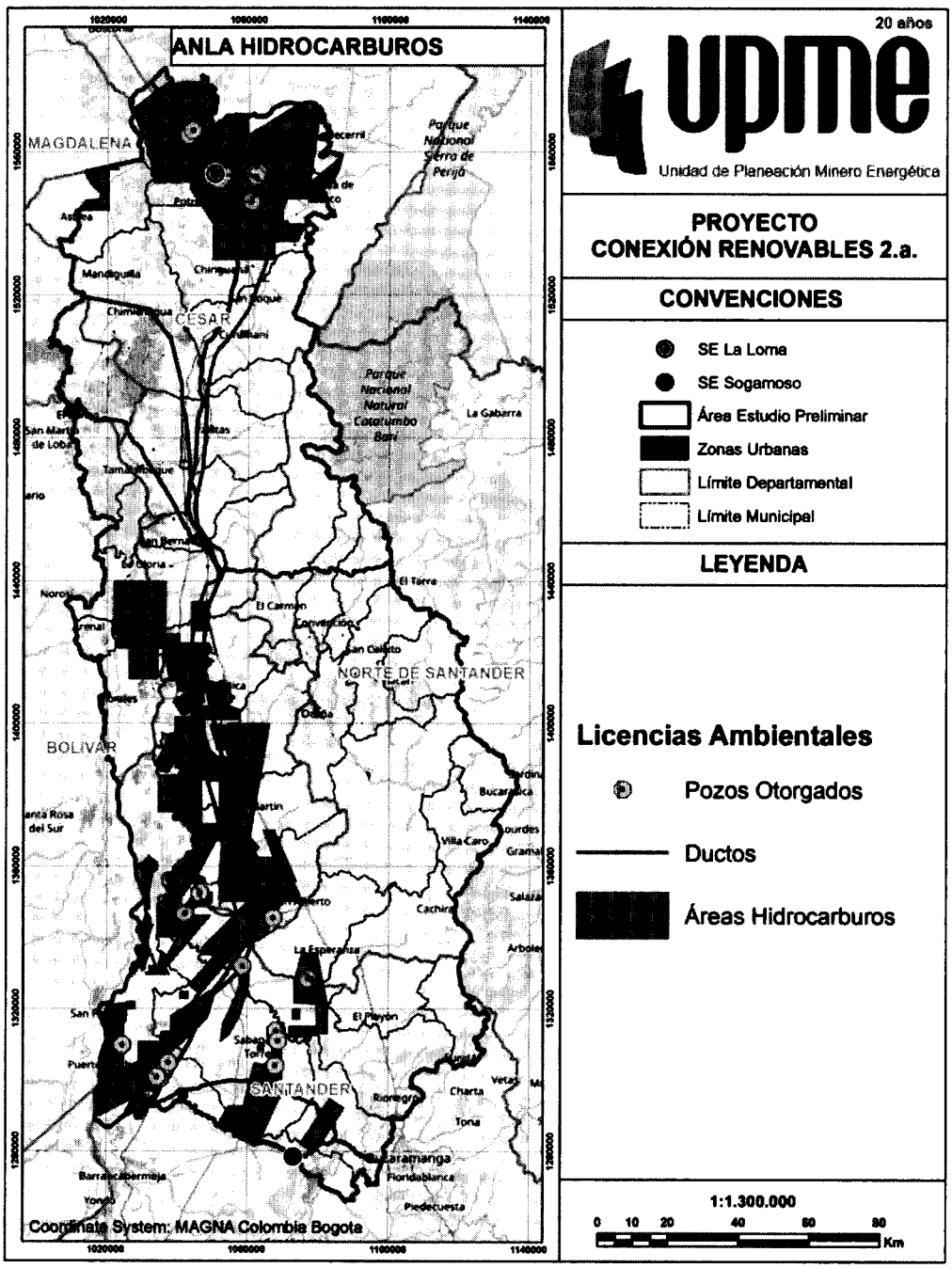
Tabla 87. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
CESAR	EL PASO	LAM4387	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	CENTRAL CARBOELÉCTRICA LA LOMA
CESAR	ASTREA	LAM4387	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	CENTRAL CARBOELÉCTRICA LA LOMA
SANTANDER	GIRÓN	LAM0237	ISAGEN S.A. E.S.P.	PROYECTO HIDROELECTRICO RIO SOGAMOSO
SANTANDER	LEBRIJA	LAM0237	ISAGEN S.A. E.S.P.	PROYECTO HIDROELECTRICO RIO SOGAMOSO
SANTANDER	GIRÓN	LAM5984	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. ISA	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTALDEL PROYECTO CONEXIÓN SUBESTACIÓN SOGAMOSO 230/500 kV AL STN.
SANTANDER	LEBRIJA	LAM5984	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. ISA	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTALDEL PROYECTO CONEXIÓN SUBESTACIÓN SOGAMOSO 230/500 kV AL STN.

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.6.1.15 Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos

Figura 95. Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 88. Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE	TIPO
LAM4644	MAXIM WELL SERVICES LTDA - MWS	ESTABLECIMIENTO PLAN DE MANEJO AMBIENTAL REENTRY POZO BOSQUES-3	Pozos Otorgados
LAM4644	MAXIM WELL SERVICES LTDA - MWS	ESTABLECIMIENTO PLAN DE MANEJO AMBIENTAL REENTRY POZO BOSQUES-1	Pozos Otorgados
LAM1109	ECOPETROL S.A.	POZO EXPLORATORIO RETORNO 1.	Pozos Otorgados
LAM4644	MAXIM WELL SERVICES LTDA - MWS	ESTABLECIMIENTO PLAN DE MANEJO AMBIENTAL REENTRY POZO BOSQUES-2	Pozos Otorgados
LAM1467	ECOPETROL S.A.	PERFORACION EXPLORATORIA DEL POZO COCUYO-1	Pozos Otorgados
LAM1246	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	ETAPA FINAL DE EXPLORACIÓN CAMPO LIEBRE, POZOS LIEBRE 1 Y 2.	Pozos Otorgados
LAM1246	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	EXPLORACIÓN EL PIÑAL LOCALIZADA EN JURISDICCIÓN DEL MUNICIPIO DE SABANA DE TORRES EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER	Pozos Otorgados
LAM1227	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	EXPLORACIÓN EL PIÑAL LOCALIZADA EN JURISDICCIÓN DEL MUNICIPIO DE SABANA DE TORRES EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER	Pozos Otorgados
LAM0204	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	PROYECTO DE PERFORACIÓN POZO EXPLORATORIO POZO LIEBRE DEEP	Pozos Otorgados
LAM1076	BP- SANTIAGO OIL COMPANY	POZO EXPLORATORIO YUMECA - 2	Pozos Otorgados
LAM3325	SERINPET LTDA	REACTIVACIÓN DEL POZO PLAYÓN 1	Pozos Otorgados
LAM3392	CONSORCIO CAMPOS DE PRODUCCIÓN	POZO TOCA 1 - BLOQUE PLAYÓN NORTE	Pozos Otorgados
LAM0040	PETROLEOS DEL NORTE S.A.	CAMPO DE PRODUCCIÓN SANTA LUCÍA POZO STL SUR 1	Pozos Otorgados
LAM0040	PETROLEOS DEL NORTE S.A.	CAMPO DE PRODUCCIÓN SANTA LUCÍA POZO STL 4	Pozos Otorgados
LAM3308	DRUMMOND LTD	EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES (GAS Y PETRÓLEO) Y GAS METANO ASOCIADO A CARBÓN DENOMINADO LA LOMA	Pozos Otorgados
LAM4285	DRUMMOND LTD	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA PRODUCCIÓN DE GAS METANO ASOCIADO A CARBÓN ÁREA DE DESARROLLO IGUANA	Pozos Otorgados
LAM4539	TEXICAN OIL LTD	SOLICITUD DE LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO DE GAS COMPAE	Pozos Otorgados
LAM4262	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA FENIX	Áreas de Hidrocarburos
LAM1059	TRITON RESOURCES	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA GUAYABO A	Áreas de Hidrocarburos
LAM0172	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	PERFORACION CAMPOS PAYOA Y SALINAS (DEMA) PARA POZOS LS 54 54 YLSB 24 M- EXPLOTACION DEL AREA DEL CONTRATO CARARE - LAS MONAS	Áreas de Hidrocarburos

EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE	TIPO
LAM2073	ECOPETROL	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA CARPINTERO	Áreas de Hidrocarburos
LAM2762	GEOPETROCOL S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA "BLOQUE TIMBAL"	Áreas de Hidrocarburos
LAM3306	ERAZO VALENCIA S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA BLOQUE PALMA Y LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES EXPLORATORIAS EN EL AREA DE INTERES 1	Áreas de Hidrocarburos
LAM3435	ERAZO VALENCIA S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA EL DIQUE	Áreas de Hidrocarburos
LAM2077	ECOPETROL	MODIFICACION BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA PLAYON NORTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM2095	ECOPETROL S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA CANTAGALLO	Áreas de Hidrocarburos
LAM3846	UNION TEMPORAL PETROCARIBE	AREA DE INTERES PARA LA PERFORACION EXPLORATORIA LA PALOMA	Áreas de Hidrocarburos
LAM3965	ECOPETROL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA GUANE	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO SOGAMOSO	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO BARRANCA-LEBRIJA	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO GARZAS	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO CANTAGALLO-YARIQUIE	Áreas de Hidrocarburos
LAM2004	ECOPETROL	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA GUARUMO	Áreas de Hidrocarburos
LAM2249	ECOPETROL	SUPERINTENDENCIA DE MARES CAMPO LLANITO, GALA, GALAN, CARDALES.	Áreas de Hidrocarburos
LAM5353	VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S.	BLOQUE EXPLORATORIO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA 2- VMM2	Áreas de Hidrocarburos
LAM5771	GREEN POWER SUCURSAL COLOMBIA	AREA DE PÉRFORACION EXPLORATORIA SANTA ISABEL	Áreas de Hidrocarburos
LAV0001-13	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH	AREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA VMM3	Áreas de Hidrocarburos
LAM5633	SHELL COLOMBIA	PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE VMM-27	Áreas de Hidrocarburos
LAV0008-12	PATRIOT ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA (APE) VMM-37	Áreas de Hidrocarburos
LAV0006-00-15	CLEAN ENERGY RESOURCES S.A	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA (APE) VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM-39)	Áreas de Hidrocarburos
LAV0032-13	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA	PERFORACIÓN EXPLORATORIA VMM 28	Áreas de Hidrocarburos
LAM3439	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA PROSPECTO SAN BENEDICTO	Áreas de Hidrocarburos
LAM4767	UNIÓN TEMPORAL PETROCARIBE	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA EL PROYECTO CAMPO COLON	Áreas de Hidrocarburos

EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE	TIPO
LAM4816	ECOPETROL S.A	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA RUMBERO	Áreas de Hidrocarburos
LAM4852	ECOPETROL S.A	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA AULLADOR	Áreas de Hidrocarburos
LAM1009	ECOPETROL	CAMPO PROVINCIA SUPERINTENDENCIA PROVINCIA, GERENCIA CENTRO ORIENTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO CRISTALINA	Áreas de Hidrocarburos
LAM1227	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA EL PIÑAL	Áreas de Hidrocarburos
LAM4861	SERINPET LTDA	CAMPO PLAYON	Áreas de Hidrocarburos
LAM1009	ECOPETROL	CAMPO BONANZA, SUPERINTENDENCIA PROVINCIA, GERENCIA CENTRO ORIENTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM0040	PETRÓLEOS DEL NORTE S.A.	CAMPO DE PRODUCCIÓN SANTA LUCÍA (PERTENECIENTE AL BLOQUE A DE LA ASOCIACIÓN TISQUIRAMA)	Áreas de Hidrocarburos
LAV0085-00-2014	UNIÓN TEMPORAL PETROCARIBE	EXPLOTACIÓN DEL CAMPO JUGLAR	Áreas de Hidrocarburos
LAM4109	GOLD OIL PLC SUCURSAL COLOMBIA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA ROSABLANCA	Áreas de Hidrocarburos
LAM1699	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA ESCOLLERA	Áreas de Hidrocarburos
LAM3254	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS "FORTUNA"	Áreas de Hidrocarburos
LAM0040	PETROLEOS DEL NORTE S.A	CAMPO LOS ANGELES	Áreas de Hidrocarburos
LAM1277	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA BUTURAMA	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO TOTUMAL	Áreas de Hidrocarburos
LAM2199	ECOPETROL	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA ACORDEON	Áreas de Hidrocarburos
LAM5547	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	AREA PERFORACIONEXPLORATORIA VALLE MEDIO MAGDALENA UNO VMM-1	Áreas de Hidrocarburos
LAM1009	ECOPETROL	CAMPO TISQUIRAMA Y SAN ROQUE SUPERINTENDENCIA PROVINCIA, GERENCIA CENTRO ORIENTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM0040	PETROLEOS DEL NORTE S.A	ÁREA DE INTERÉS CAMPO LOS ÁNGELES	Áreas de Hidrocarburos
LAM5487	UNION TEMPORAL MIDAS	EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO CHUIRA	Áreas de Hidrocarburos
LAM0039	ECOPETROL S.A	AREAS DE PERFORACION EXPLORATORIA CHUSPAS Y CHORRO	Áreas de Hidrocarburos
LAV0015-14	UNION TEMPORAL MIDAS	EXPLOTACIÓN DEL CAMPO ZOE	Áreas de Hidrocarburos
LAV0065-14	LOH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA VMM4	Áreas de Hidrocarburos
LAV0105-00-2014	UNION TEMPORAL MIDAS	EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO ACORDIONERO	Áreas de Hidrocarburos

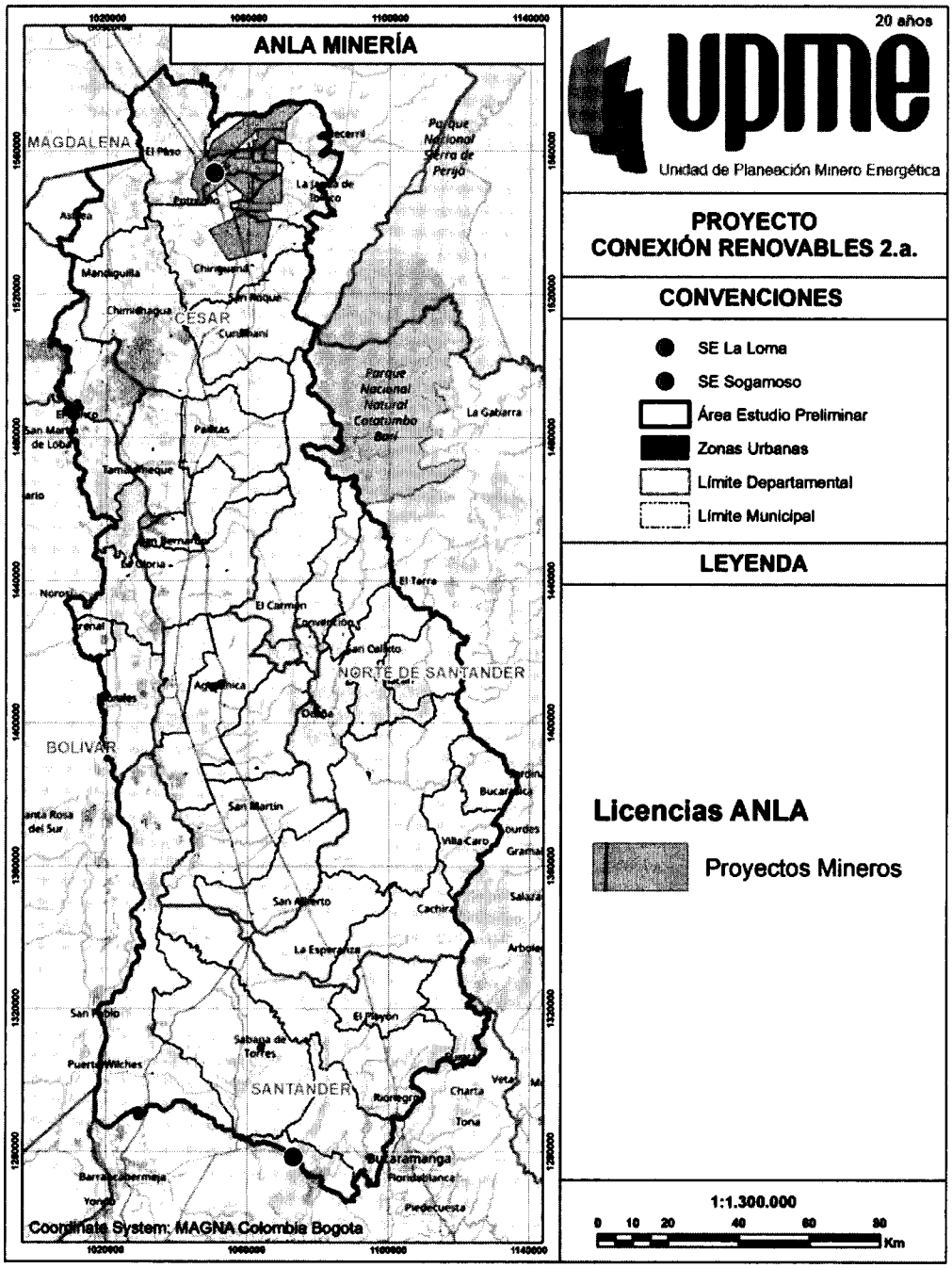
EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE	TIPO
LAM3392	ECOPETROL S.A.	POZO TOCA 1 - BLOQUE PLAYÓN NORTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM2539	QRC COLOMBIA LTDA	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIO "IRACA"	Áreas de Hidrocarburos
LAM3308	DRUMMOND LTD	EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (GAS Y PETRÓLEO) Y GAS METANO ASOCIADO A CARBON DENOMINADO LA LOMA	Áreas de Hidrocarburos
LAM1321	TEXICAN OIL LTD	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA MARACAS	Áreas de Hidrocarburos
LAM4269	PETROLÍFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	PERFORACION EXPLORATORIA DEL PROSPECTO BRILLANTE SURESTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM4392	VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S.	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA EL CAMPO ARJONA	Áreas de Hidrocarburos
LAM5148	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	ÁREA DE INTERÉS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA SANTANA	Áreas de Hidrocarburos
LAM3326	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA PROSPECTO SOGAMOSO	Áreas de Hidrocarburos
LAM2762	GEOPETROCOL S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA "BLOQUE TIMBAL" ALTERNATIVA I	Áreas de Hidrocarburos
LAM2762	GEOPETROCOL S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA "BLOQUE TIMBAL" ALTERNATIVA II	Áreas de Hidrocarburos
LAM2317	ECOPETROL	CAMPO PAVAS-CACHIRA	Áreas de Hidrocarburos
LAM2077	ECOPETROL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA CAGUI	Áreas de Hidrocarburos
LAM1246	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA EL PIÑAL "ZONA POTENCIAL DE PERFORACION NORTE"	Áreas de Hidrocarburos
LAV0086-00-2015	ECOPETROL S.A	CAMPO DE PRODUCCION AULLADOR	Áreas de Hidrocarburos
LAM1227	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	AREA DE EXPLOTACION CAMPO LIEBRE	Áreas de Hidrocarburos
LAV0061-14	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	ÁREA DE EXPLOTACIÓN CAMPO ISABEL	Áreas de Hidrocarburos
LAM3856	EMERALD ENERGY PLc	CAMPO DE PRODUCCION TOTUMAL	Áreas de Hidrocarburos
LAM1698	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA LA POPA	Áreas de Hidrocarburos
LAM1277	HARKEN DE COLOMBIA LIMITED	CAMPO CATALINA (LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL)	Áreas de Hidrocarburos
LAV0026-00-2015	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	CAMPO OSO PARDO	Áreas de Hidrocarburos
LAV0106-00-2014	DRUMMOND LTD	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA SOLICITUD DE LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL DE PRODUCCIÓN DE GAS EN EL ÁREA DE DESARROLLO CAPORO NORTE	Áreas de Hidrocarburos
LAM4285	DRUMMOND LTD	AREA DE DESARROLLO IGUANA	Áreas de Hidrocarburos
LAM4539	TEXICAN OIL LTD SUCURSAL COLOMBIA	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA EL PROYECTO CAMPO DE EXPLOTACION DE GAS NATURAL COMPAE	Áreas de Hidrocarburos

EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE	TIPO
LAM0862	ECOPETROL S.A.	COMBUSTOLEODUCTO AYACUCHO - RETIRO - COVEÑAS	DUCTOS
LAM0034	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.	GASODUCTO BALLENAS BARRANCABERMEJA	DUCTOS
LAM1082	CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	OLEODUCTO CAÑO LIMÓN-COVEÑAS	DUCTOS
LAM4886	ECOPETROL S.A.	POLIDUCTO GALÁN - CHIMITA	DUCTOS
LAM0832	ECOPETROL S.A.	AMPLIACIÓN DE POLIDUCTOS POZOS COLORADOS – AYACUCHO	DUCTOS
LAM0197	PROMIORIENTE S.A. E.S.P.	GASODUCTO BARRANCABERMEJA PAYOA BUCARAMANGA	DUCTOS

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.6.1.16 Proyectos ANLA – Sector Minería

Figura 96. Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

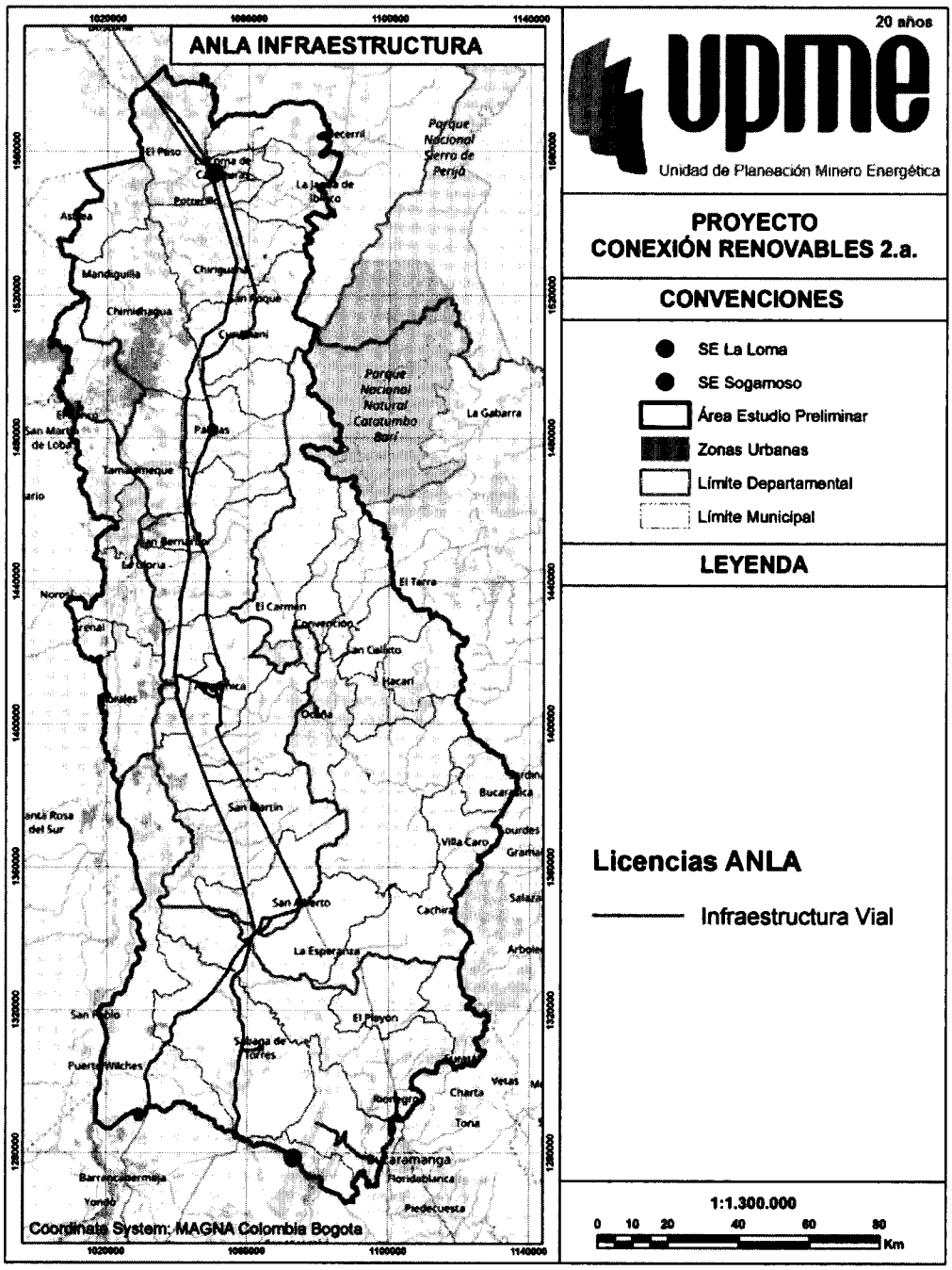
Tabla 89. Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
CESAR	BECERRIL	LAM3199	COLOMBIAN NATURAL RESOURCES I S.A.S.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
		LAM2622	C.I. PRODECO S.A	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
		LAM3271	DRUMMOND LTDA.	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA DESCANSO NORTE
	LA JAGUA DE IBIRICO	LAM0027	DRUMMOND LTD	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
		LAM2622	C.I. PRODECO S.A	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
		LAM1862	VALE COAL COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
		LAM3271	DRUMMOND LTDA.	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA DESCANSO NORTE
		LAM3811	VALE COAL COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	PROYECTO CARBONÍFERO CERRO LARGO SUR.
		LAM3271	DRUMMOND LTDA.	
	CHIRIGUANÁ	LAM0027	DRUMMOND LTD	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
		LAM1862	VALE COAL COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
		LAM3271	DRUMMOND LTDA.	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA DESCANSO NORTE
		LAM3271	DRUMMOND LTDA.	
	EL PASO	LAM3199	COLOMBIAN NATURAL RESOURCES I S.A.S.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
		LAM0027	DRUMMOND LTD	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
		LAM2622	C.I. PRODECO S.A	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
		LAM3199	COLOMBIAN NATURAL RESOURCES I S.A.S.	EXPLORACIÓN, CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE CARBONÍFERA A CIELO ABIERTO DENOMINADO PROYECTO CARBONÍFERO CALENTURITAS QUE SE REALIZA EN UN ÁREA DE 6.677 HA., EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR.
		LAM1862	VALE COAL COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
		LAM3271	DRUMMOND LTDA.	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA DESCANSO NORTE

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.6.1.17 Proyectos ANLA – Proyectos de infraestructura vial

Figura 97. Proyectos ANLA – Proyectos de infraestructura vial dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 90. Proyectos ANLA – Proyectos de infraestructura vial dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
CESAR	AGUACHICA	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5427	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM6835-00	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CIRCUNVALAR DE AGUACHICA
	CHIMICHAGUA	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6171	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	PASO VIAL POR LOS CENTROS POBLADOS: LA FLORESTA, LAS VEGAS Y PELAYA EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR, QUE HACEN PARTE DEL SECTOR 2 TRAMO 7: ENTRE LA MATA – SAN ROQUE DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL.
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
	CHIRIGUANÁ	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6348	Yuma concesionaria s.a.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA EN LOS TRAMOS 1 Y 2B (SAN ROQUE – CUATRO VIENTOS) DEL TRÁMITE DE LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL SECTOR 3.
	CURUMANÍ	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6171	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	PASO VIAL POR LOS CENTROS POBLADOS: LA FLORESTA, LAS VEGAS Y PELAYA EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR, QUE HACEN PARTE DEL SECTOR 2 TRAMO 7: ENTRE LA MATA – SAN ROQUE DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL.
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM6348	Yuma concesionaria s.a.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA EN LOS TRAMOS 1 Y 2B (SAN ROQUE – CUATRO VIENTOS) DEL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
				TRÁMITE DE LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL SECTOR 3.
	EL PASO	LAV0024-00-2015	Yuma concesionaria s.a.	VARIANTE POR EL PASO VIAL POR EL CENTRO POBLADO CUATRO VIENTOS
		LAM5743	Yuma concesionaria s.a.	RUTA DEL SOL - SECTOR 3 - TRAMO 2 (CUATROVIENTOS - BOSCONIA)
		LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6348	Yuma concesionaria s.a.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA EN LOS TRAMOS 1 Y 2B (SAN ROQUE – CUATRO VIENTOS) DEL TRÁMITE DE LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL SECTOR 3.
	GAMARRA	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAV0010-00-2015	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	GAMARRA E INFRAESTRUCTURA ASOCIADA
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM6835-00	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CIRCUNVALAR DE AGUACHICA

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	LA GLORIA	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
	LA JAGUA DE IBIRICO	LAM6348	Yuma concesionaria s.a.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA EN LOS TRAMOS 1 Y 2B (SAN ROQUE – CUATRO VIENTOS) DEL TRÁMITE DE LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL SECTOR 3.
	PAILITAS	LAV0065-13	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	VARIANTES EL BURRO, PAILITAS Y CURUMANÍ PERTENECIENTES AL TRAMO 7 DEL PROYECTO RUTA DEL SOL 2.
		LAV0024-14	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	VARIANTE PAILITAS PERTENECIENTE AL TRAMO 7 DEL PROYECTO RUTA DEL SOL SECTOR 2
		LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6171	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	PASO VIAL POR LOS CENTROS POBLADOS: LA FLORESTA, LAS VEGAS Y PELAYA EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR, QUE HACEN PARTE DEL SECTOR 2 TRAMO 7: ENTRE LA MATA – SAN ROQUE DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
	PELAYA	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6171	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	PASO VIAL POR LOS CENTROS POBLADOS: LA FLORESTA, LAS VEGAS Y PELAYA EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR, QUE HACEN PARTE DEL SECTOR 2 TRAMO 7: ENTRE LA MATA – SAN ROQUE DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL.
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
	RÍO DE ORO	LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5681	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE MÓRRISON, EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN

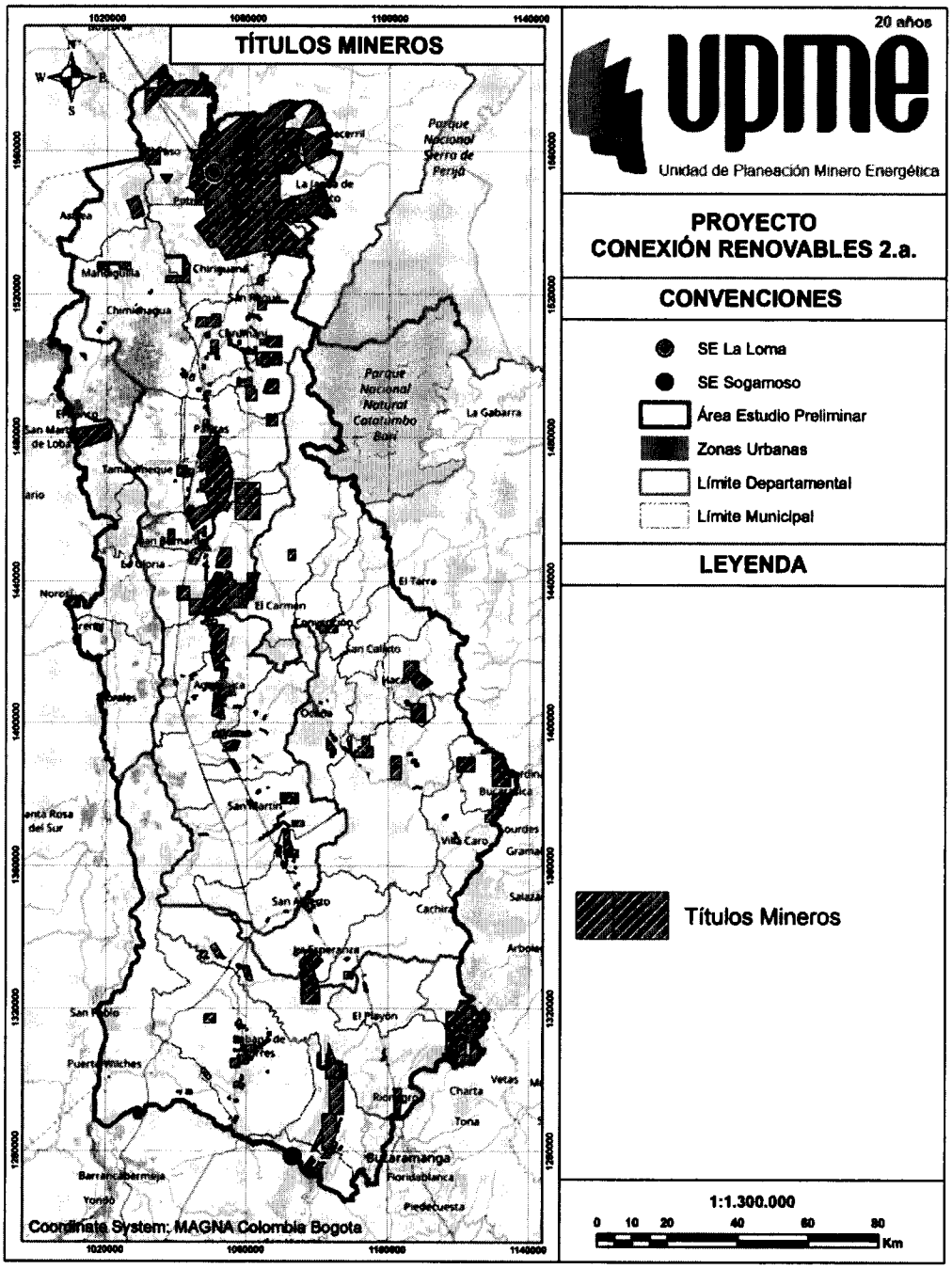
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
				ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
	SAN ALBERTO	LAM6301	Ruta del sol ii s.a.	VARIANTE LA PALMA. TRAMO 4 SECTOR 2 RUTA DEL SOL
		LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM1373	Instituto nacional de vías - invias	LA DORADA - SAN ALBERTO, DOBLE CALZADA LA LIZAMA - LA FORTUNA Y VARIANTE SAN ALBERTO.
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM5682	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE EL LIBANO EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL.
		LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	Informe para Modificación de Licencias. Expediente 5228 - Resolución 861 de 2011
		LAM5228	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
		LAM5684	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE POR EL CENTRO POBLADO DEL MUNICIPIO DE SAN MARTÍN EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM5681	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	CONSTRUCCIÓN DE LA VARIANTE MÓRRISON, EL CUAL HACE PARTE DEL SECTOR 2: PUERTO SALGAR – SAN ROQUE DE LA ETAPA 1 DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL
		LAM2375	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	Ferrocarriles del norte de colombia s.a fenoco s.a	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM6171	Concesionaria ruta del sol s.a.s.	PASO VIAL POR LOS CENTROS POBLADOS: LA FLORESTA, LAS VEGAS Y PELAYA EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR, QUE HACEN PARTE DEL SECTOR 2 TRAMO 7: ENTRE LA MATA – SAN ROQUE DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL.

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.6.1.18 Títulos Mineros

Figura 98. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 91. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a (Títulos Vigentes – En Ejecución).

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
TITULO VIGENTE-EN EJECUCION	SIN INFORMACIÓN	NJJ-14551	NJJ-14551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIJ-16591	MIJ-16591	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIJ-16531	MIJ-16531	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-10351	MEO-10351	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-09501	NE2-09501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		EDUH-01	90-00511-05160-03-00000-00	CARBON
		GC7-111	GC7-111	CARBON
		HGJP-05	425	DEMAS_CONCESIBLES\ FLUORITA\ BARITA
		FIN-105	FIN-105	ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO\ ROCA FOSFORICA
		HGHF-01	0257-20	MARMOL\ ASOCIADOS\ CALIZA
		HCFF-04	0109-20	MARMOL\ CALIZA
		GAK-152	GAK-152	CARBON
		EJVE-02	90-00961-03452-07-00000-00	METALES PRECIOSOS\ DEMAS_CONCESIBLES\ CROMO\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ ORO\ MINERAL DE PLOMO\ COBRE\ MANGANESO\ ESTA?O\ PLATA
		GF7-143	GF7-143	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HKL-15193X	HKL-15193X	CARBON
		HKL-15192X	HKL-15192X	CARBON
		ICR-08101	ICR-08101	FELDESPATO
		DEU-111	DEU-111	CARBON
		HKL-15191	HKL-15191	CARBON
		HAJ-111	HAJ-111	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
		GEG-154A	GEG-154A	METALES PRECIOSOS\ DEMAS_CONCESIBLES
		HJ6-08191	HJ6-08191	DEMAS_CONCESIBLES\ ASFALTO
		EJ1-159	EJ1-159	DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS\ ORO
		HEF-152	HEF-152	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HFOH-11	410	DEMAS_CONCESIBLES\ FLUORITA
		HHLD-14	0-502	ORO\ COBRE\ PLATA
		HEF-15422X	HEF-15422X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		IHH-14171	IHH-14171	ASOCIADOS\ ORO
		HJ6-08221	HJ6-08221	DEMAS_CONCESIBLES\ ILMENITA\ BARITA\ COBRE\ CALIZA
		ID9-14551	ID9-14551	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
		IJN-10501	IJN-10501	METALES PRECIOSOS\ DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
		HII-08001X	HII-08001X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HGRE-06	507	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
		HHGJ-02	543	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
		HHGJ-04	582	FLUORITA\ BARITA
		HHGJ-05	544	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
		HD5-141	HD5-141	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GA7-112	GA7-112	CARBON
		HEF-15421X	HEF-15421X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GIK-103	GIK-103	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HEF-153	HEF-153	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		IEH-16501	IEH-16501	MINERAL DE COBRE\ DEMAS_CONCESIBLES
		FED-103	FED-103	CARBON

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		HKA-13081	HKA-13081	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HHIG-03	0327-20	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA\ CALIZA\ HIERRO
		HAG-082	HAG-082	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GJP-151	GJP-151	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS\ VANADIO\ MINERALES DE NIOBIO, TANTALIO, VANADIO O CIRCONIO Y SUS CONCENTRADOS
		GHN-121	GHN-121	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		IHH-14191	IHH-14191	ASOCIADOS\ ORO
		GKU-121	GKU-121	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		EJ1-163	EJ1-163	DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS\ ORO
		HJ6-09291	HJ6-09291	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		IKK-08391	IKK-08391	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
		FLG-121	FLG-121	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		JBF-08022	JBF-08022	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO\ CARBON TERMICO\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
		HKO-09271	HKO-09271	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
		HI7-09501X	HI7-09501X	CARBON
		GE3-151	GE3-151	CARBON
		ICQ-09212	ICQ-09212	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ ASOCIADOS\ ORO
		HHEE-02	0-587	ORO\ COBRE\ PLATA
		GGC-131	GGC-131	CARBON
		HJA-08141	HJA-08141	DEMAS_CONCESIBLES\ ROCA FOSFORICA
		HKF-14092X	HKF-14092X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HI7-09502X	HI7-09502X	CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
		IK2-15551	IK2-15551	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBON TERMICO
		JE2-14191	JE2-14191	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
		GH9-101	GH9-101	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HIJ-13321	HIJ-13321	CARBON
		HG7-156	HG7-156	CARBON
		IJO-14553	IJO-14553	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		ICQ-09542	ICQ-09542	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ ASOCIADOS
		GKU-122	GKU-122	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GDQ-152	GDQ-152	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		FLG-101	FLG-101	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GJ5-111	GJ5-111	MINERAL DE ZINC\ ORO\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ COBRE\ PLATA
		IKK-08341	IKK-08341	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ ASOCIADOS\ ORO
		JLG-10011	JLG-10011	DEMAS_CONCESIBLES\ MARMOL
		FJC-092	FJC-092	CARBON
		HHSE-02	365-20	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
		HHSH-02	642	FELDESPATO\ DEMAS_CONCESIBLES
		IIS-11311	IIS-11311	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA\ COBRE\ CALIZA\ HIERRO
		JH5-15401	JH5-15401	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
		FCC-814	FCC-814	METALES PRECIOSOS\ ASOCIADOS
		JB7-10541	JB7-10541	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		HFNM-02	0256-20	MINERAL DE HIERRO\ BARITA\ CALIZA
		HGTK-06	0322-20	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA\ CALIZA\ HIERRO
		HGTK-07	0324-20	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA\ HIERRO
		HAK-093	HAK-093	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GJI-093	GJI-093	CARBON
		JKA-16411	JKA-16411	ASOCIADOS\ ORO
		HHIG-01	0325-20	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA\ CALIZA\ HIERRO
		HHPN-01	643	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
		IHN-08061	IHN-08061	MINERALES PRECIOSOS NCP
		IH8-11141	IH8-11141	MINERALES DE METALES PRECIOSOS Y SUS CONCENTRADOS
		FIE-111	FIE-111	CARBON
		IKK-08371	IKK-08371	ASOCIADOS\ ORO\ PLATA
		IKK-08182	IKK-08182	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ ASOCIADOS\ ORO
		ICQ-0800574X	ICQ-0800574X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GKB-14001X	GKB-14001X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		EE2-141	EE2-141	ASFALTO NATURAL O ASFALTITAS
		HCN-121	HCN-121	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		ICQ-08491	ICQ-08491	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO
		HKL-08063X	HKL-08063X	CARBON
		HGR-10441	HGR-10441	CARBON
		JE2-16543	JE2-16543	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JLN-11171	JLN-11171	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JJV-15591	JJV-15591	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JJR-10471	JJR-10471	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		ICQ-08157	ICQ-08157	MINERALES Y CONCENTRADOS DE URANIO\ DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS
		C-421-54	C-421-54	CALIZA
		JKA-16541	JKA-16541	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JLN-11531	JLN-11531	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JKL-11561	JKL-11561	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		KJR-15201	KJR-15201	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		GKI-114	GKI-114	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GF7-142	GF7-142	CARBON
		LFL-08551	LFL-08551	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		LH4-16531	LH4-16531	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ DEMAS_CONCESIBLES
		KBC-16511	KBC-16511	MINERALES DE POTASIO\ MINERALES DE BARIO\ FLUORITA (MIG)\ FELDESPATOS\ MINERALES Y CONCENTRADOS DE URANIO Y

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
				TORIO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE NIOBIO, TANTALIO, VANADIO O CIRCONIO Y SUS CONCENTRADOS
		LLL-09421	LLL-09421	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		GJI-092	GJI-092	CARBON
		GDF-093	GDF-093	CARBON
		KEE-14431	KEE-14431	MINERALES DE BARIO\ MINERALES Y CONCENTRADOS DE URANIO\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE NÍQUEL Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ALUMINIO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONC
		JLQ-08471	JLQ-08471	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		GLU-13541X	GLU-13541X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		LH4-09031	LH4-09031	BARITA ELABORADA\ DEMAS_CONCESIBLES
		GJ5-12002X	GJ5-12002X	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE MOLIBDENO Y SUS CONCENTRADOS
		JG3-16392	JG3-16392	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO
		JKL-15021	JKL-15021	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JK7-11451	JK7-11451	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		JKA-16091	JKA-16091	MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		ICQ-0800564X	ICQ-0800564X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		JC7-15071	JC7-15071	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
		JDF-16521	JDF-16521	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBON TERMICO
		HDB-081	HDB-081	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
		HKF-14091X	HKF-14091X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		GAV-151	GAV-151	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		HC6-101	HC6-101	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		LHJ-10551	LHJ-10551	MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		ICQ-10271	ICQ-10271	DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS\ ORO
		IIS-15091	IIS-15091	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		LF2-11021	LF2-11021	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
		LHN-08091	LHN-08091	BARITA ELABORADA\ DEMAS_CONCESIBLES
		JKA-14471	JKA-14471	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		KEM-15151	KEM-15151	BARITA ELABORADA\ DEMAS_CONCESIBLES
		KJE-14381	KJE-14381	BARITA ELABORADA\ DEMAS_CONCESIBLES\ BAUXITA (MIG)

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		ICS-15531X	ICS-15531X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
		HJP-14001X	HJP-14001X	CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO\ CARBON TERMICO\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
		IE8-15501	IE8-15501	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
		GLU-133	GLU-133	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO\ PLATA
		KEE-09311	KEE-09311	CARBON TERMICO
		KH6-15511	KH6-15511	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		LDD-14411	LDD-14411	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		KEE-11211	KEE-11211	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		LKA-10331	LKA-10331	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ CARBONATO DE BARIO NATURAL O WHITERITA\ DEMAS_CONCESIBLES
		HJ6-09221	HJ6-09221	CARBON
		IKK-08311	IKK-08311	MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
		GEH-122	GEH-122	ORO\ PLATA
		HDLD-03	0142-20	ORO\ PLATA
		LI6-16091	LI6-16091	BARITA ELABORADA\ FLUORITA (MIG)\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE NÍQUEL Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ZINC Y SUS CONCENTRADOS
		GAEI-03	90-00531-00034-05-00871-04	CARBON
		FJUA-01	90-00621-00008-05-00871-04	CARBON
		GIGO-01	98-00720-22070-05-00875-04	CARBON
		GGBK-01	96-00012-20251-05-00871-04	CARBON
		GILD-02	98-00876-22230-05-00871-04	CARBON
		GHNO-03	97-00781-00194-01-00000-00	METALES PRECIOSOS\ ORO
		HCRI-04	0327-68	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
		GHMG-02	01-00078-00324-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ ARENA SILICEA
		HDEL-03	0337-68	ASFALTITA

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		GBUG-01	92-00397-15797-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ FLUORITA
		GGMA-02	98-00539-00227-01-00000-00	METALES PRECIOSOS
		GJNF-01	01-00049-00349-01-00000-00	ORO
		GANH-04	92-00112-14675-01-00000-00	ASFALTO
		GGOI-05	97-01331-00206-01-00000-00	ASFALTITA
		GAKH-01	91-00248-14511-01-00000-00	ASFALTO
		GANH-03	92-00084-14674-01-00000-00	ASFALTO
		FHEL-05	91-00467-13921-01-00000-00	ORO\ PLATA
		CFQ-162	CFQ-162	DEMAS_CONCESIBLES\ ROCA FOSFORICA
		GEBD-02	94-00611-00012-02-00000-00	FELDESPATO\ CAOLIN
		GEKG-01	94-00647-00013-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
	CONSTRUCCION Y MONTAJE	HGME-03	0254-20	DEMAS_CONCESIBLES\ GRAVA\ ARENA
		HGJB-01	0170-20	CALIZA\ GRAVA\ ARENA
		HGCG-05	0269-20	MATERIALES DE LECHO DE RIO\ GRAVA
		HIPD-04	224-20	AGREGADOS PETREOS
		HGSM-01	0337-20	RECEBO\ MATERIAL DE ARRASTRE
		HJD-11221X	HJD-11221X	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HEN-082	HEN-082	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HBS-084	HBS-084	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
		ICQ-08404	ICQ-08404	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HCT-094	HCT-094	DEMAS_CONCESIBLES\ ARENAS INDUSTRIALES
		HIKD-02	0154-20	MATERIAL DE ARRASTRE
		HIKD-03	0155-20	MATERIAL DE ARRASTRE
		HIKD-05	0191-20	MATERIAL DE ARRASTRE
		ICQ-10511	ICQ-10511	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HIVJ-01	0176-20	ARCILLA
		IFQ-09091	IFQ-09091	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HING-07	0235-20	MATERIAL DE ARRASTRE
		ICR-08181	ICR-08181	AGREGADO PETREOS\ MATERIAL DE ARRASTRE
		HHRI-02	638	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		IEP-15551	IEP-15551	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		FGE-142	FGE-142	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HING-05	0229-20	MATERIALES PETREOS
		HING-06	0161-20	MATERIAL DE ARRASTRE
		FJ4-141	FJ4-141	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		IJ4-16401	IJ4-16401	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
	EXPLORACION	GBP-142	GBP-142	ARENAS Y GRAVAS SILICEAS\ DEMAS_CONCESIBLES\ ARENA SILICEA
		JBL-11211	JBL-11211	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		JDF-11121	JDF-11121	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		IGI-10471	IGI-10471	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		JG8-10231	JG8-10231	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		IF6-14001X	IF6-14001X	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		JG7-11481	JG7-11481	ASOCIADOS\ GRAVA\ ARENA
		JJM-09501	JJM-09501	GRAVA\ ARENA
		GGL-111	GGL-111	BETUN Y ASFALTO NATURALES; ASFALTITAS Y ROCAS ASFALTICAS\ ASFALTO NATURAL O ASFALTITAS\ LUTITAS Y ARENAS ALQUITRANÍFERAS (EXCEPTO ASFALTOS Y BETUNES NATURALES)\ CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
		JJA-08521	JJA-08521	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		KHK-10431	KHK-10431	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LD7-09351	LD7-09351	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KBR-08491	KBR-08491	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ ARENAS Y GRAVAS SILÍCEAS ELABORADAS (TRITURADAS, MOLIDAS O PULVERIZADAS)
		IH6-11311	IH6-11311	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ RECEBO
		JBL-11162X	JBL-11162X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		JAI-10281	JAI-10281	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		KHK-10121	KHK-10121	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		IJ4-10231	IJ4-10231	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LI7-08381	LI7-08381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LCC-10541	LCC-10541	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LCC-10542X	LCC-10542X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KHK-10301	KHK-10301	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		ILD-11521	ILD-11521	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		IJ9-11471	IJ9-11471	MARMOL Y OTRAS ROCAS METAMÓRFICAS; ROCAS O PIEDRAS CALIZAS DE TALLA Y DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		KBN-11451	KBN-11451	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ DEMAS_CONCESIBLES
		LJ5-15031	LJ5-15031	RECEBO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		LIO-08391	LIO-08391	RECEBO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KLN-10541	KLN-10541	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		KGH-10431	KGH-10431	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS
		LL1-09321	LL1-09321	ARENAS Y GRAVAS SILICEAS
		LGL-10391	LGL-10391	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KHP-14231	KHP-14231	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KJ6-15371	KJ6-15371	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LHU-08481	LHU-08481	ARCILLA COMUN (CERAMICAS, FERRUGINOSAS, MISCELANEAS)\ DEMAS_CONCESIBLES
		KHK-08371	KHK-08371	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		JBL-11212	JBL-11212	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		JBL-11191	JBL-11191	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		LG7-15581	LG7-15581	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		JDU-10351	JDU-10351	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LGQ-10331	LGQ-10331	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ DEMAS_CONCESIBLES
		LGN-16091	LGN-16091	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ DEMAS_CONCESIBLES
		LJJ-08291	LJJ-08291	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ RECEBO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LL2-10111	LL2-10111	RECEBO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LIE-10491	LIE-10491	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		LDF-15361	LDF-15361	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LC3-10481	LC3-10481	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
		LDF-15362X	LDF-15362X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LGN-15451	LGN-15451	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ DEMAS_CONCESIBLES
		LIR-08431	LIR-08431	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
		LIK-14121	LIK-14121	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MAJ-10311	MAJ-10311	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ RECEBO (MIG)
		KKI-16451	KKI-16451	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		CE2-141	CE2-141	ARENA SILICEA
	EXPLOTACION	HEQM-01	62	MATERIAL DE RECEBO
		KJN-08361	KJN-08361	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		OE9-08321	OE9-08321	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OBL-16231	OBL-16231	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OCB-16321	OCB-16321	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		ODP-11431	ODP-11431	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NJJ-14451	NJJ-14451	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-15181	MEO-15181	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-16331	NE2-16331	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-10041	NE2-10041	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-14461	NE2-14461	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-16471	NE2-16471	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		KEK-08521	KEK-08521	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OGP-16041	OGP-16041	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LF8-10221	LF8-10221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LF9-15431	LF9-15431	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LL2-14291	LL2-14291	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MB2-14221	MB2-14221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MAJ-11441	MAJ-11441	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LIT-11331	LIT-11331	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NAK-15101	NAK-15101	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NAV-15411	NAV-15411	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-14261	NE2-14261	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-15371	NE2-15371	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-15031	NE2-15031	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-15311	NE2-15311	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NFJ-11391	NFJ-11391	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NJJ-15081	NJJ-15081	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-14521	NE2-14521	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-15421	NE2-15421	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-15501	NE2-15501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-11181	NE2-11181	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKF-15291	MKF-15291	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NAU-11581	NAU-11581	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LG8-08561	LG8-08561	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KEJ-16051	KEJ-16051	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KEK-16021	KEK-16021	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KEJ-15281	KEJ-15281	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-16181	NE2-16181	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-15571	NE2-15571	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-14151	NE2-14151	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MAJ-14381	MAJ-14381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MB2-14531	MB2-14531	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MAJ-11331	MAJ-11331	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MAJ-15201	MAJ-15201	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LL2-14121	LL2-14121	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MB2-14361	MB2-14361	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LKO-14411	LKO-14411	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LJF-10421	LJF-10421	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LL2-14191	LL2-14191	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NC7-08502X	NC7-08502X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NC7-08503X	NC7-08503X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NC7-08501	NC7-08501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LLD-08541	LLD-08541	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJC-16321	MJC-16321	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OE9-08161	OE9-08161	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-10461	MEO-10461	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-10551	MEO-10551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEP-16131	MEP-16131	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-15071	MEO-15071	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-11091	MEO-11091	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEP-15501	MEP-15501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		ME9-15271	ME9-15271	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-15131	MEO-15131	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		ODP-11521	ODP-11521	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OIC-15201	OIC-15201	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LL2-14501	LL2-14501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		OGP-15311	OGP-15311	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OGP-16101	OGP-16101	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEN-15241	MEN-15241	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MLN-10111	MLN-10111	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OBL-16401	OBL-16401	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OBL-16301	OBL-16301	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OBM-11141	OBM-11141	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NCQ-09281	NCQ-09281	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEB-16091	MEB-16091	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIC-09441	MIC-09441	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LJP-11221	LJP-11221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIC-08382	MIC-08382	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-16121	MJS-16121	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKO-16411	MKO-16411	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-16221	MJS-16221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKF-10591	MKF-10591	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-15521	MJS-15521	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-14571	MJS-14571	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-15431	MJS-15431	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKF-16221	MKF-16221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJC-16531	MJC-16531	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKF-11421	MKF-11421	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-14281	MJS-14281	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-16501	MJS-16501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OGP-16241	OGP-16241	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OGP-15581	OGP-15581	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		PDA-11021	PDA-11021	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OCB-16511	OCB-16511	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OCB-16451	OCB-16451	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIC-10011	MIC-10011	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MHV-16551	MHV-16551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MHV-16371	MHV-16371	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MHV-16501	MHV-16501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIC-09231	MIC-09231	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MHV-16441	MHV-16441	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIC-08472	MIC-08472	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MIJ-16451	MIJ-16451	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LGR-14151	LGR-14151	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJC-16471	MJC-16471	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKG-16151	MKG-16151	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKG-15381	MKG-15381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBN-15171	NBN-15171	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MEO-15001	MEO-15001	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		ME9-15381	ME9-15381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MK2-15381	MK2-15381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NAU-15061	NAU-15061	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OJV-12271	OJV-12271	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NAV-11501	NAV-11501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBM-11491	NBM-11491	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBM-11421	NBM-11421	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBM-15501	NBM-15501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBM-15291	NBM-15291	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBN-14521	NBN-14521	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NCN-16361	NCN-16361	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NCN-16481	NCN-16481	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		ME9-14551	ME9-14551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		ME9-14281	ME9-14281	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LLD-08543X	LLD-08543X	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		PAK-09081	PAK-09081	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MKF-10501	MKF-10501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJS-16311	MJS-16311	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NCN-16541	NCN-16541	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBM-11561	NBM-11561	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NAU-11511	NAU-11511	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NBM-11321	NBM-11321	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MHV-16151	MHV-16151	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MHV-16311	MHV-16311	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OBL-16351	OBL-16351	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OIC-15581	OIC-15581	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-09291	NE2-09291	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OBL-16491	OBL-16491	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OCC-16221	OCC-16221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NE2-16121	NE2-16121	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OIC-16261	OIC-16261	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		KET-15521	KET-15521	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		OE2-11491	OE2-11491	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OIC-15411	OIC-15411	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		OGP-16171	OGP-16171	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		NKN-15391	NKN-15391	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJC-16371	MJC-16371	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		MJC-16411	MJC-16411	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		LB3-10391	LB3-10391	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
		AIG-091	01-00230-22749-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
		EJH-112	EJH-112	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		GIBL-02	00-00037-00309-02-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		GFDF-01	97-00291-00152-01-00000-00	ARENA SILICEA
		DJI-081	DJI-081	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HIB-08441	HIB-08441	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HAN-111	HAN-111	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HI5-13151	HI5-13151	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
		DLI-081	DLI-081	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		GI8-091	GI8-091	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		DL3-081	DL3-081	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		GGBD-04	97-00261-20239-05-00871-04	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ CARBON
		GGHK-03	98-00545-00233-01-00000-00	ARENA SILICEA
		GAKO-03	91-00906-14537-01-00000-00	ARENA SILICEA

ESTADO	ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
		HCGI-06	0138-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		HDAI-01	0157-68	ARENA SILICEA
		GAKM-05	91-00873-14536-01-00000-00	ARENA SILICEA
		GIFL-01	98-00603-00313-01-00000-00	MATERIALES PETREOS
		GFRG-01	97-00212-00055-02-00000-00	ARCILLA
		GHCG-04	98-00991-00286-02-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		GHUG-03	98-01004-00294-02-00000-00	MATERIAL DE ARRASTRE
		GHUG-04	98-01005-00296-02-00000-00	MATERIAL DE ARRASTRE
		AGM-151	AGM-151	MATERIALES DE CONSTRUCCION
		GHUG-02	98-01003-00295-02-00000-00	MATERIAL DE ARRASTRE
		HCXK-02	0237-68	MATERIALES DE CONSTRUCCION

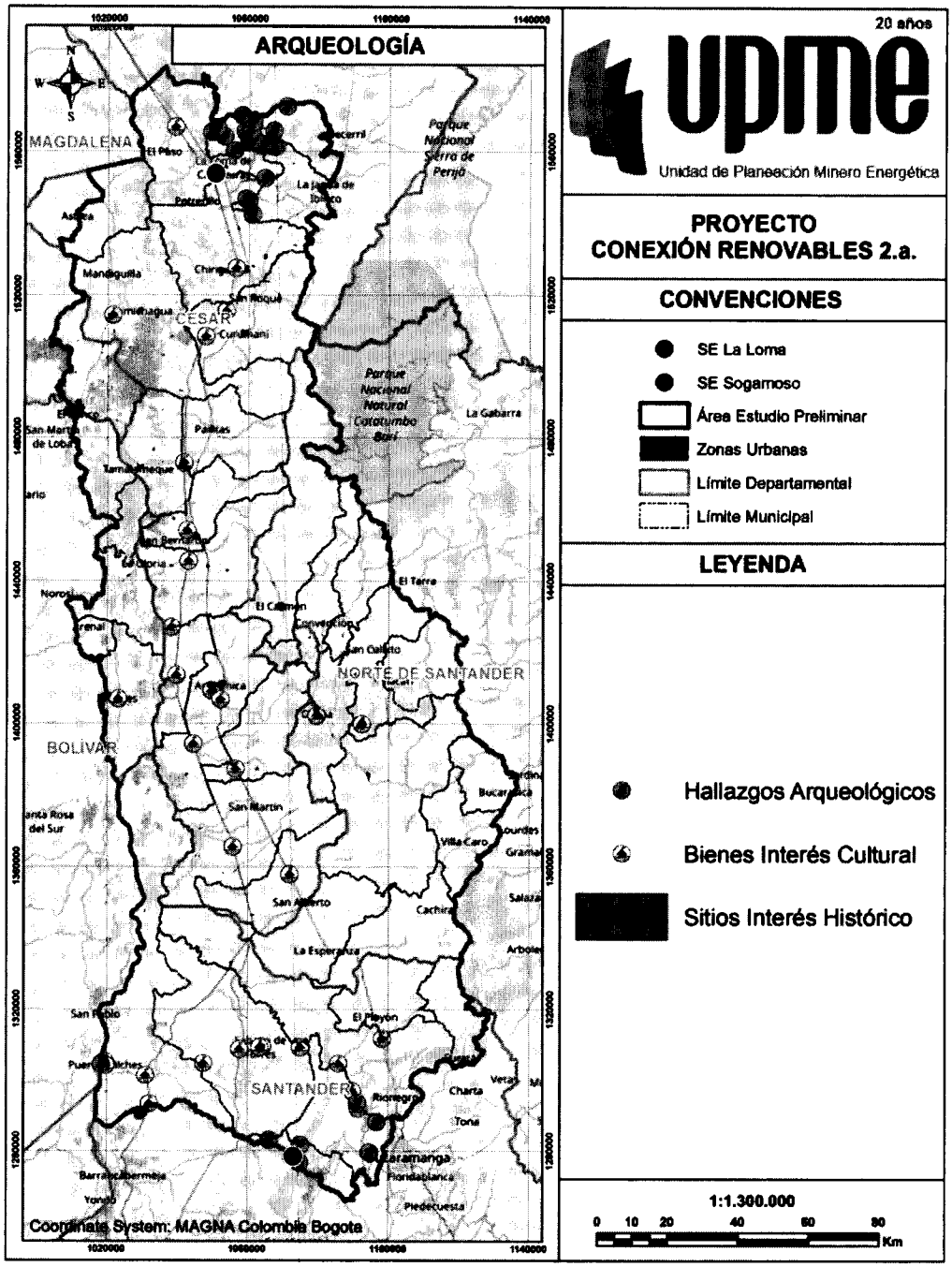
Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017

1.6.1.19 Comunidades Étnicas

De acuerdo con información georreferenciada suministrada por el Ministerio del Interior, No se identificó presencia de Resguardos Indígenas, Resguardos Coloniales, Consejos Comunitarios ni Parcialidades Indígenas que se traslapen con el área de estudio. Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

1.6.1.20 Arqueologia y cultura

Figura 99. Hallazgos Arqueológicos y culturales dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 92. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CESAR	EL PASO
	LA JAGUA DE IBIRICO
	BECERRIL
NORTE DE SANTANDER	SILOS
SANTANDER	GIRÓN
	LEBRIJA
	PUERTO WILCHES

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.

Tabla 93. Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	MORALES
CESAR	AGUACHICA
	SAN MARTÍN
	CURUMANÍ
	CHIMICHAGUA
	CHIRIGUANÁ
	GAMARRA
	LA GLORIA
	PAILITAS
	SAN ALBERTO
	TAMALAMEQUE
NORTE DE SANTANDER	OCAÑA
	LA PLAYA
SANTANDER	GIRÓN
	LEBRIJA
	SABANA DE TORRES
	PUERTO WILCHES

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

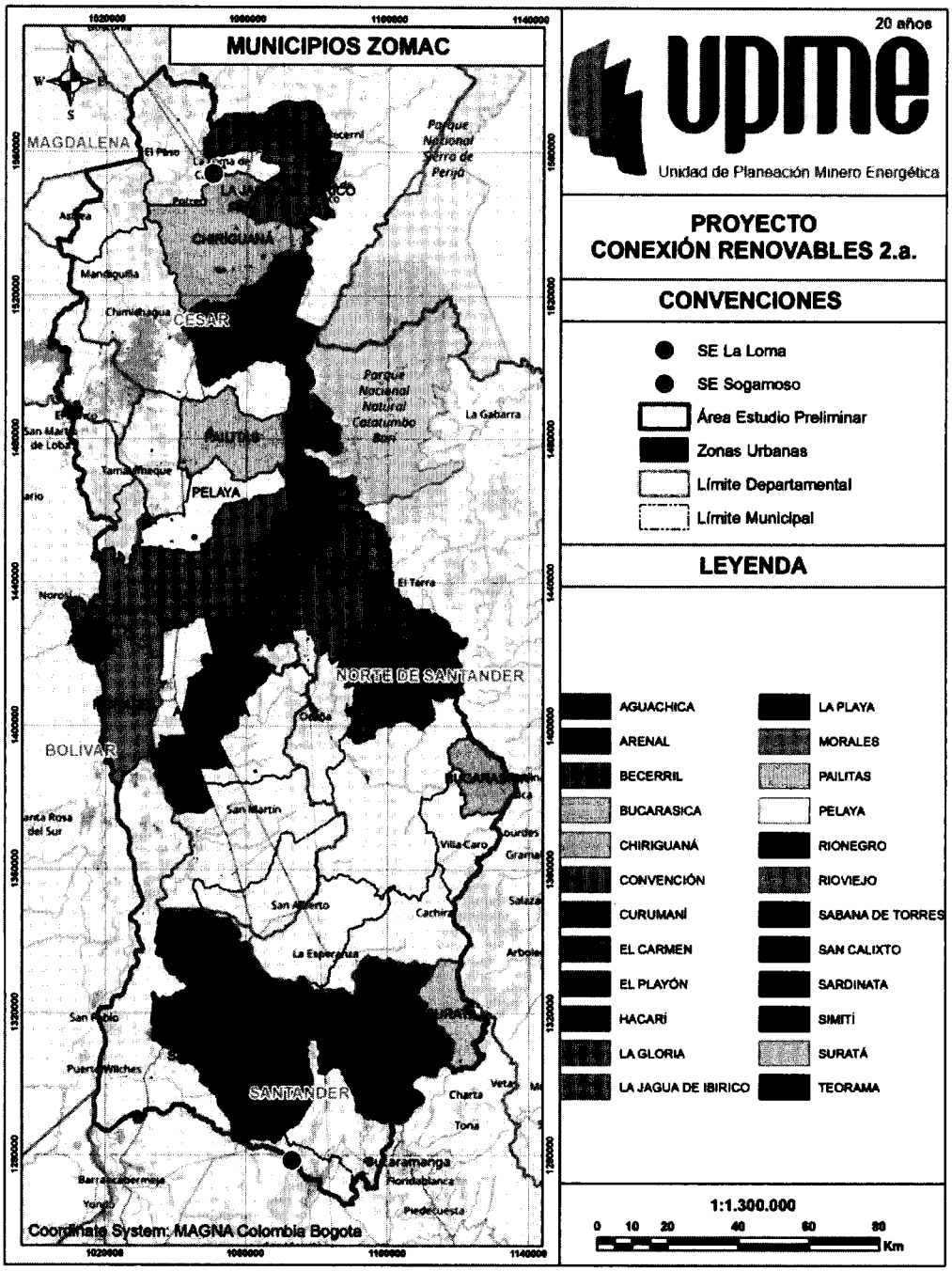
Tabla 94. Sitios de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
NORTE DE SANTANDER	EL CARMEN
	LA PLAYA

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

1.6.1.21 Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC)

Figura 100. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017
Fuente figura: UPME, 2017.

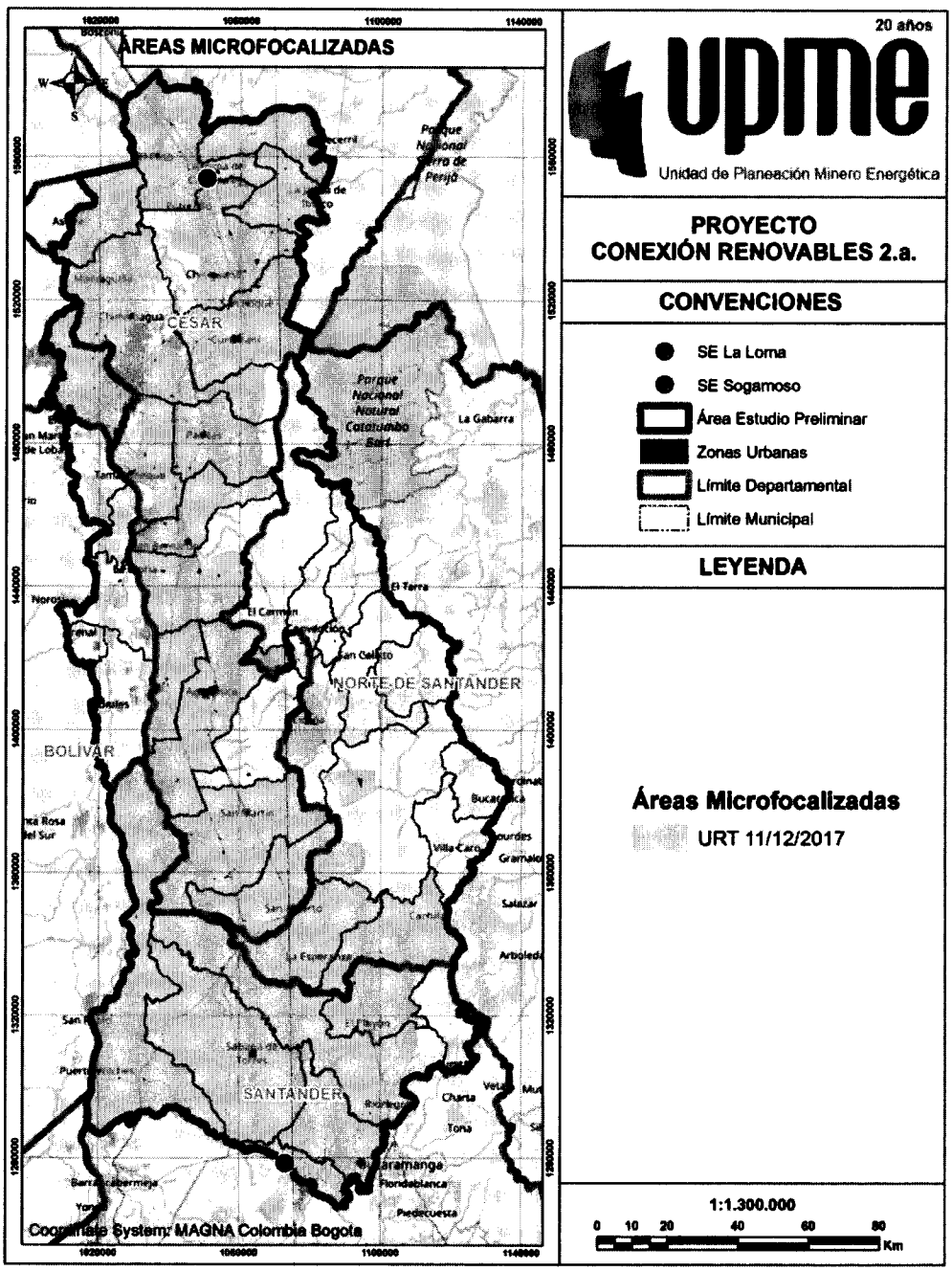
Tabla 95. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	RIOVIEJO
	MORALES
	ARENAL
CESAR	LA GLORIA
	AGUACHICA
	PELAYA
	BECERRIL
	LA JAGUA DE IBIRICO
	CHIRIGUANÁ
	CURUMANÍ
	PAILITAS
NORTE DE SANTANDER	EL CARMEN
	CONVENCIÓN
	TEORAMA
	BUCARASICA
	LA PLAYA
	SAN CALIXTO
	HACARÍ
SANTANDER	EL PLAYÓN
	SURATÁ
	SABANA DE TORRES
	RIONEGRO

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017

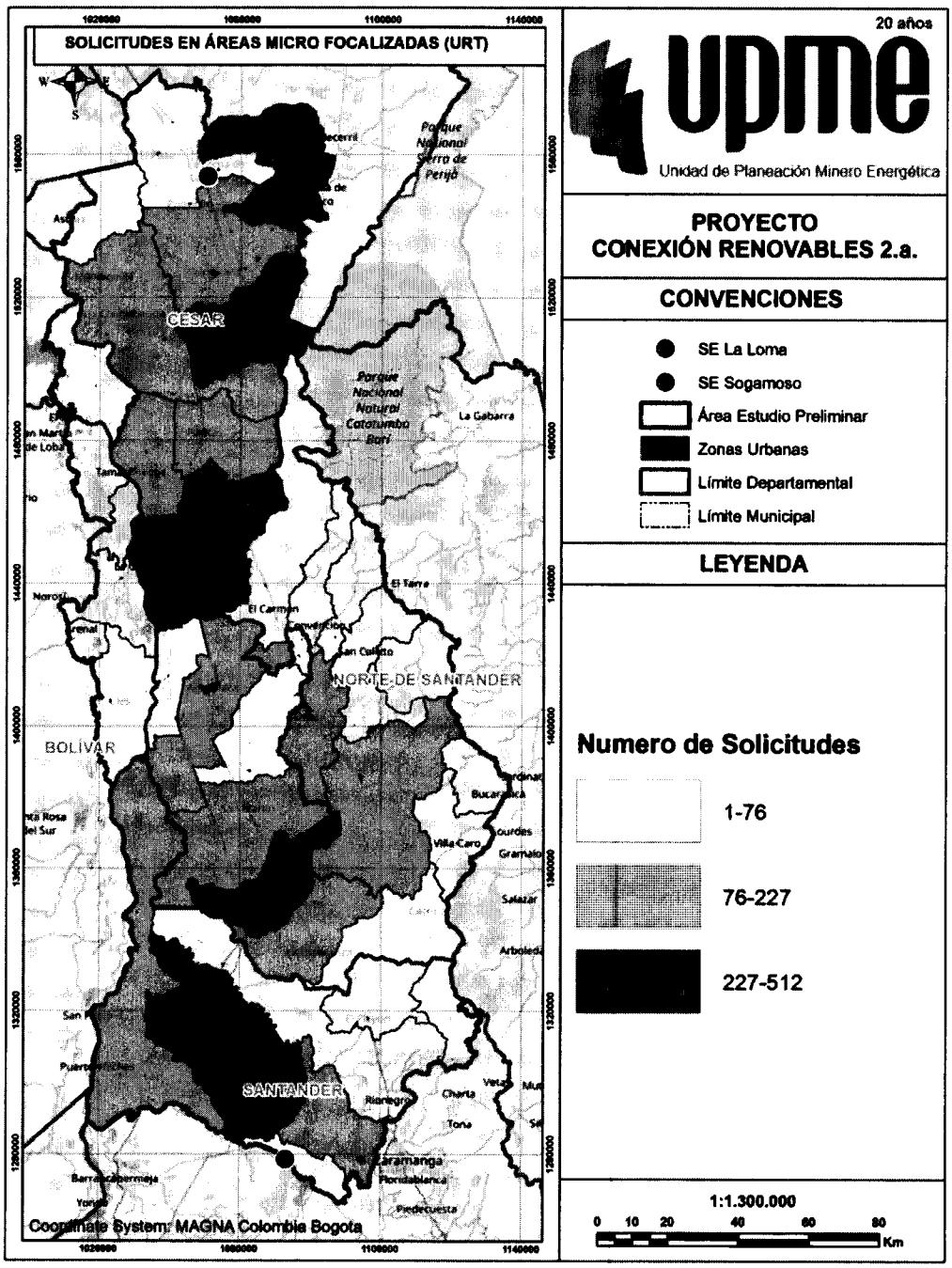
1.6.1.22 Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras

Figura 101. Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



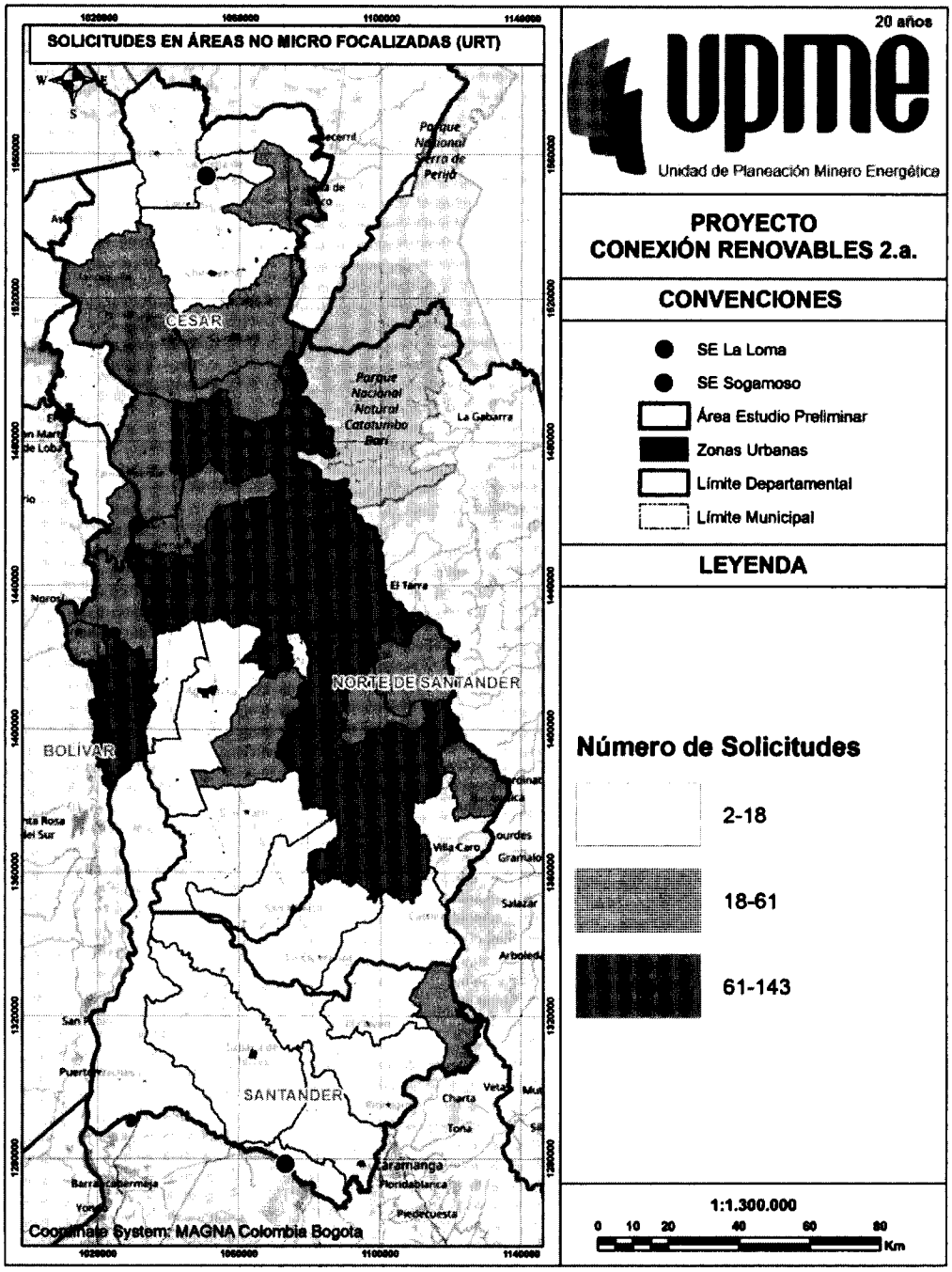
Fuente: URT, https://www.restituciondetierras.gov.co/documents/10184/939075/Mapa_Microzonas_11_12_2017.pdf/3975f042-00ea-41a3-8bc9-048f8102fcfd, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 102. Solicitudes en áreas microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 103. Solicitudes en áreas no microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

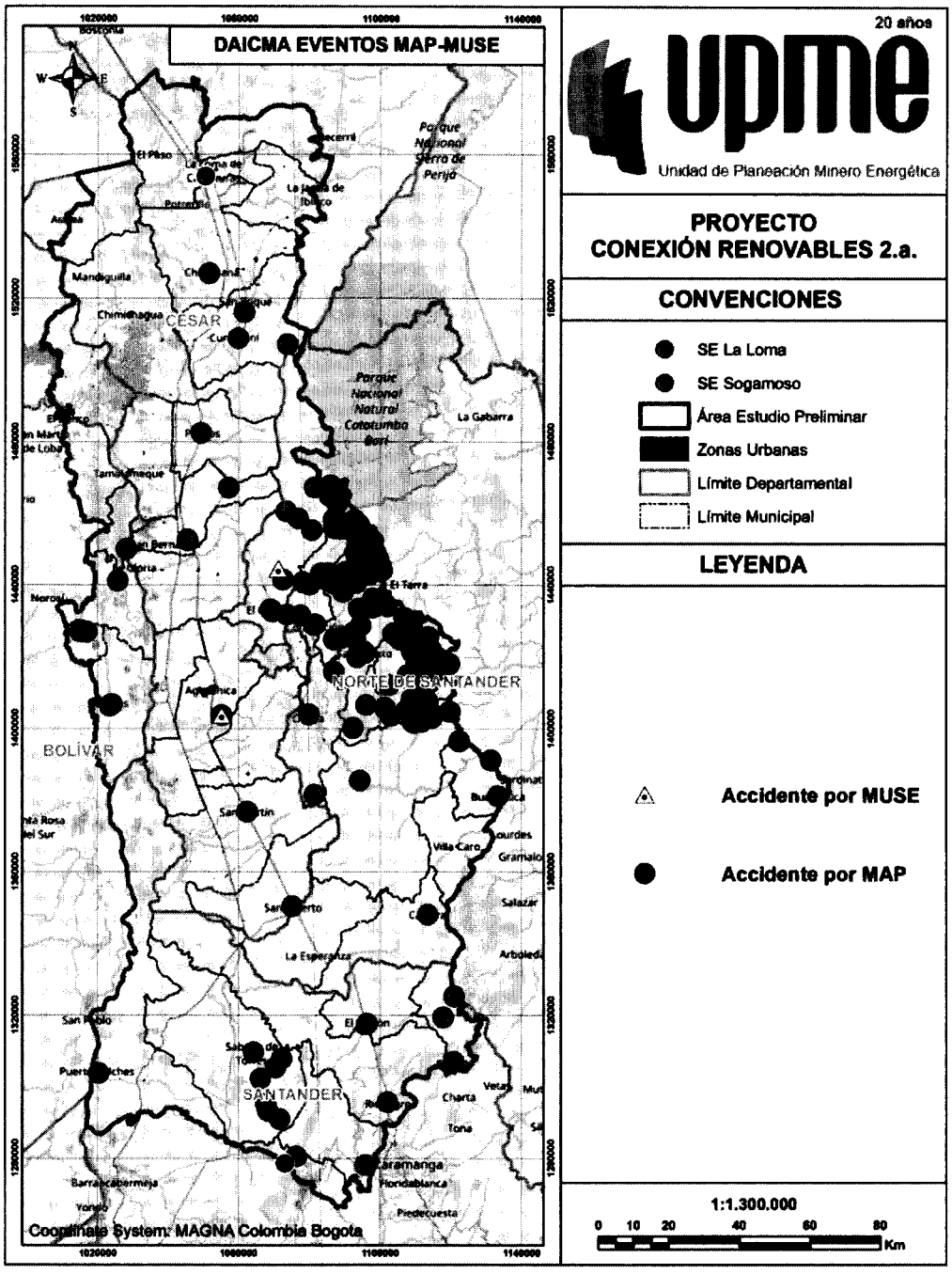
Tabla 96. Solicitudes para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.a."

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NUMERO DE SOLICITUDES	
BOLÍVAR	ARENAL		22
	EL PEÑÓN		5
	MORALES	2	80
	REGIDOR		23
	RIOVIEJO		46
CESAR	AGUACHICA	226	3
	ASTREA	59	2
	BECERRIL	408	18
	CHIMICHAGUA	141	35
	CHIRIGUANÁ	201	14
	CURUMANÍ	314	22
	EL PASO	64	13
	GAMARRA	32	3
	GONZÁLEZ		3
	LA GLORIA	371	105
	LA JAGUA DE IBIRICO	454	34
	PAILITAS	227	143
	PELAYA	354	28
	RÍO DE ORO	1	61
	SAN ALBERTO	426	8
	SAN MARTÍN	183	12
	TAMALAMEQUE	129	32
MAGDALENA	EL BANCO	22	11
NORTE DE SANTANDER	ÁBREGO	122	96
	BUCARASICA		24
	CÁCHIRA	56	3
	CONVENCIÓN		99
	EL CARMEN		136
	HACARÍ		58
	LA ESPERANZA	120	12
	LA PLAYA		22
	OCAÑA	182	76
	SAN CALIXTO		73
	TEORAMA		87
SANTANDER	EL PLAYÓN	76	8
	GIRÓN	61	2
	LEBRIJA	119	4
	PUERTO WILCHES	171	5
	RIONEGRO		15
	SABANA DE TORRES	512	2
	SURATÁ	2	32

Fuente: URT, 2017.

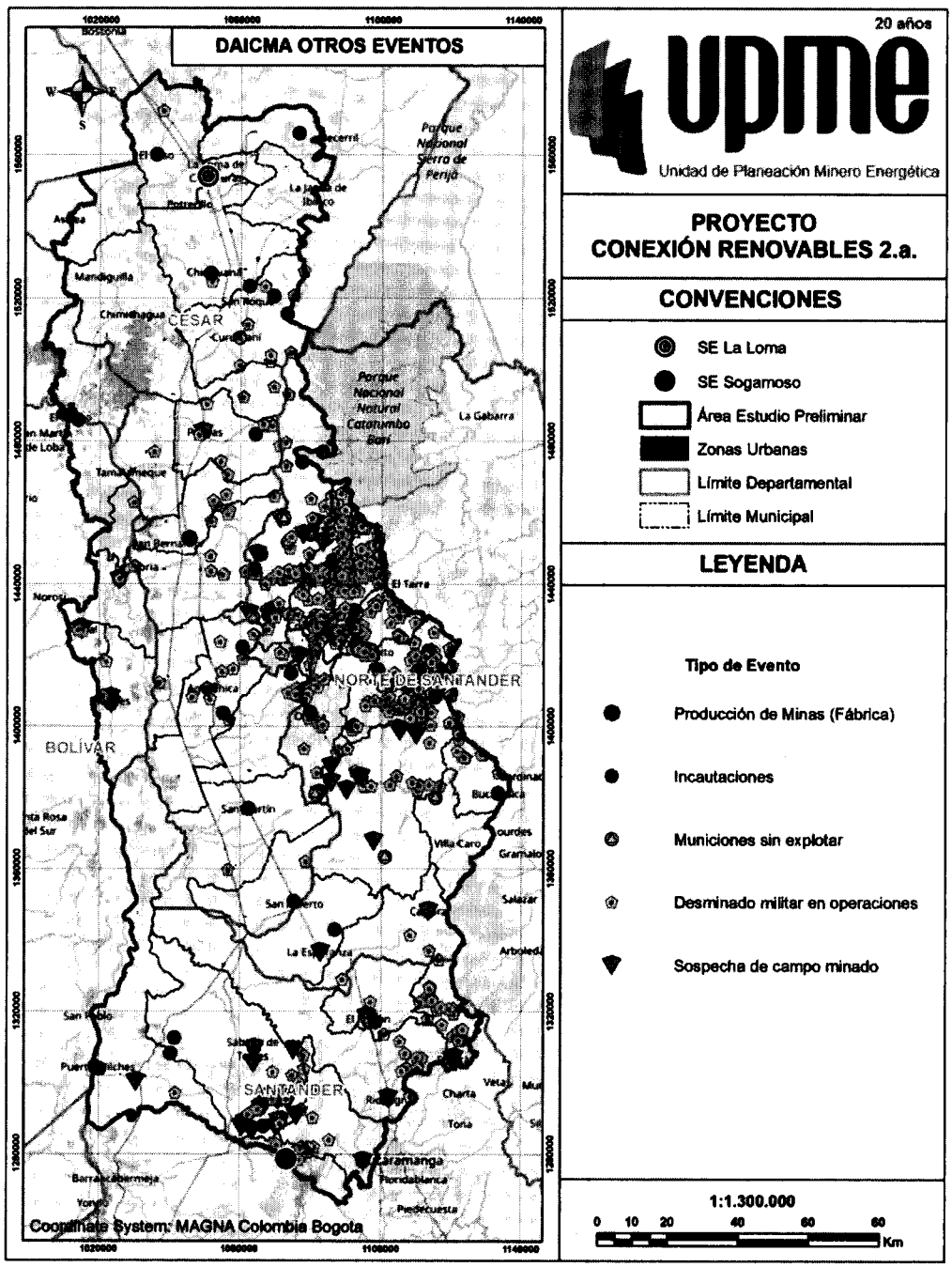
1.6.1.23 Acción Integral contra Minas Antipersonal

Figura 104. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, **2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 105. Eventos adicionales (no MAP/MUSE) desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 97. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

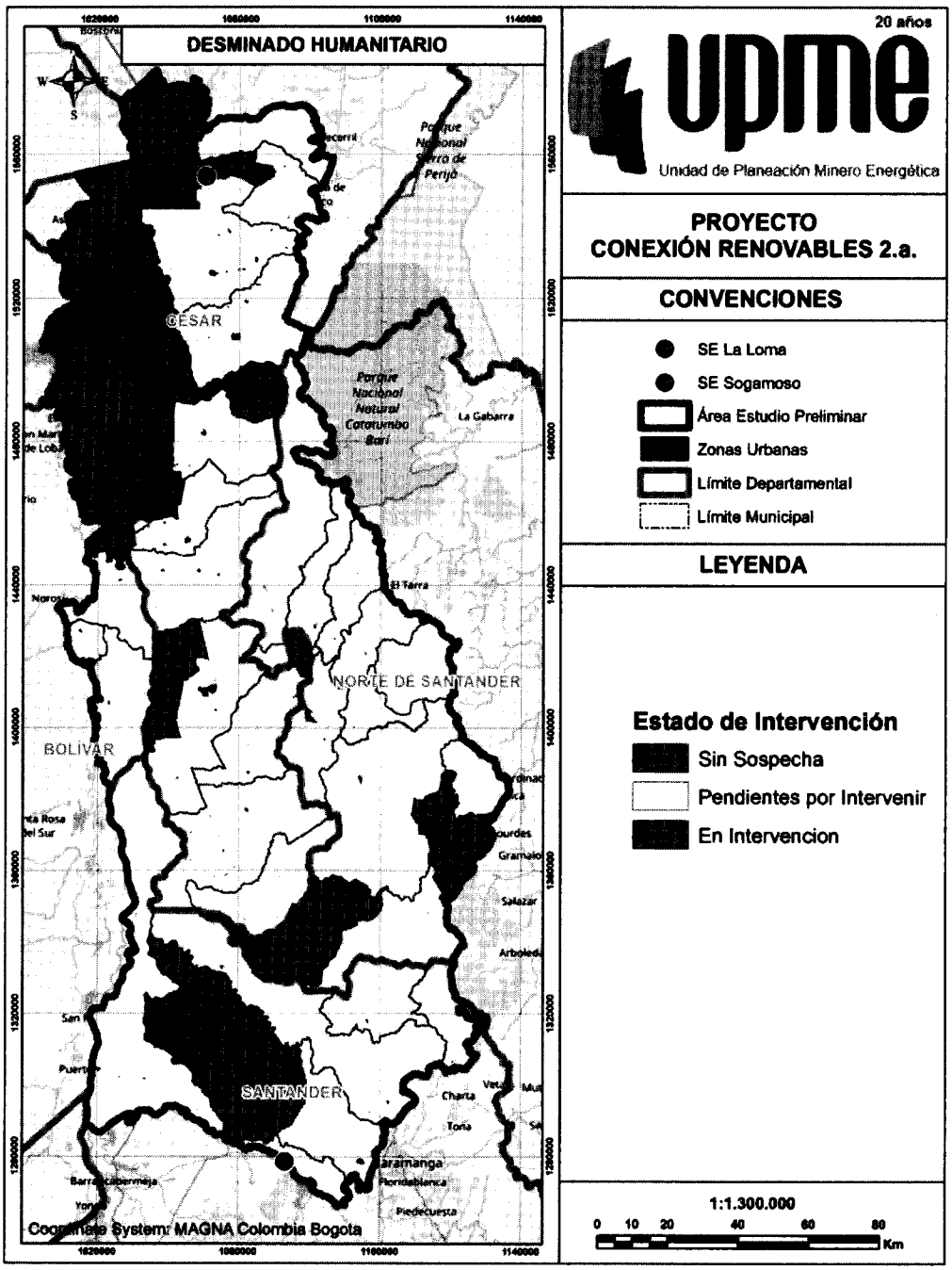
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
BOLIVAR	ARENAL	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	EL PEÑÓN	Incautaciones
	MORALES	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	REGIDOR	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
	RÍOVIEJO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	MORALES	Sospecha de campo minado
CESAR	AGUACHICA	Accidente por MAP
		Accidente por MUSE
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	BECERRIL	Incautaciones
	CHIMICHAGUA	Desminado militar en operaciones
	CHIRIGUANÁ	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	CURUMANÍ	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	EL PASO	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	GAMARRA	Desminado militar en operaciones
	GONZÁLEZ	Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
	LA GLORIA	Desminado militar en operaciones
	PAILITAS	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Producción de Minas (Fábrica)
		Sospecha de campo minado
	PELAYA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Producción de Minas (Fábrica)
	RÍO DE ORO	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	SAN ALBERTO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	SAN MARTÍN	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
	TAMALAMEQUE	Desminado militar en operaciones
NORTE DE SANTANDER	ÁBREGO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Municiones sin explotar
		Sospecha de campo minado
	BUCARASICA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	CÁCHIRA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	CONVENCIÓN	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Municiones sin explotar
		Sospecha de campo minado
	EL CARMEN	Accidente por MAP
		Accidente por MUSE
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Municiones sin explotar
		Sospecha de campo minado
	EL TARRA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
	HACARÍ	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Producción de Minas (Fábrica)
		Sospecha de campo minado
	LA ESPERANZA	Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	LA PLAYA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	OCAÑA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Municiones sin explotar
		Sospecha de campo minado
	SAN CALIXTO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	SARDINATA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
	TEORAMA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	VILLA CARO	Municiones sin explotar
SANTANDER	BETULIA	Desminado militar en operaciones
	EL PLAYÓN	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
		Incautaciones
		Municiones sin explotar
		Sospecha de campo minado
	GIRÓN	Desminado militar en operaciones
	LEBRÍJA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	MATANZA	Desminado militar en operaciones
	PUERTO WILCHES	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	RIONEGRO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	SABANA DE TORRES	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	SAN VICENTE DE CHUCURÍ	Sospecha de campo minado
	SURATÁ	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado

Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017**, 2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 106. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

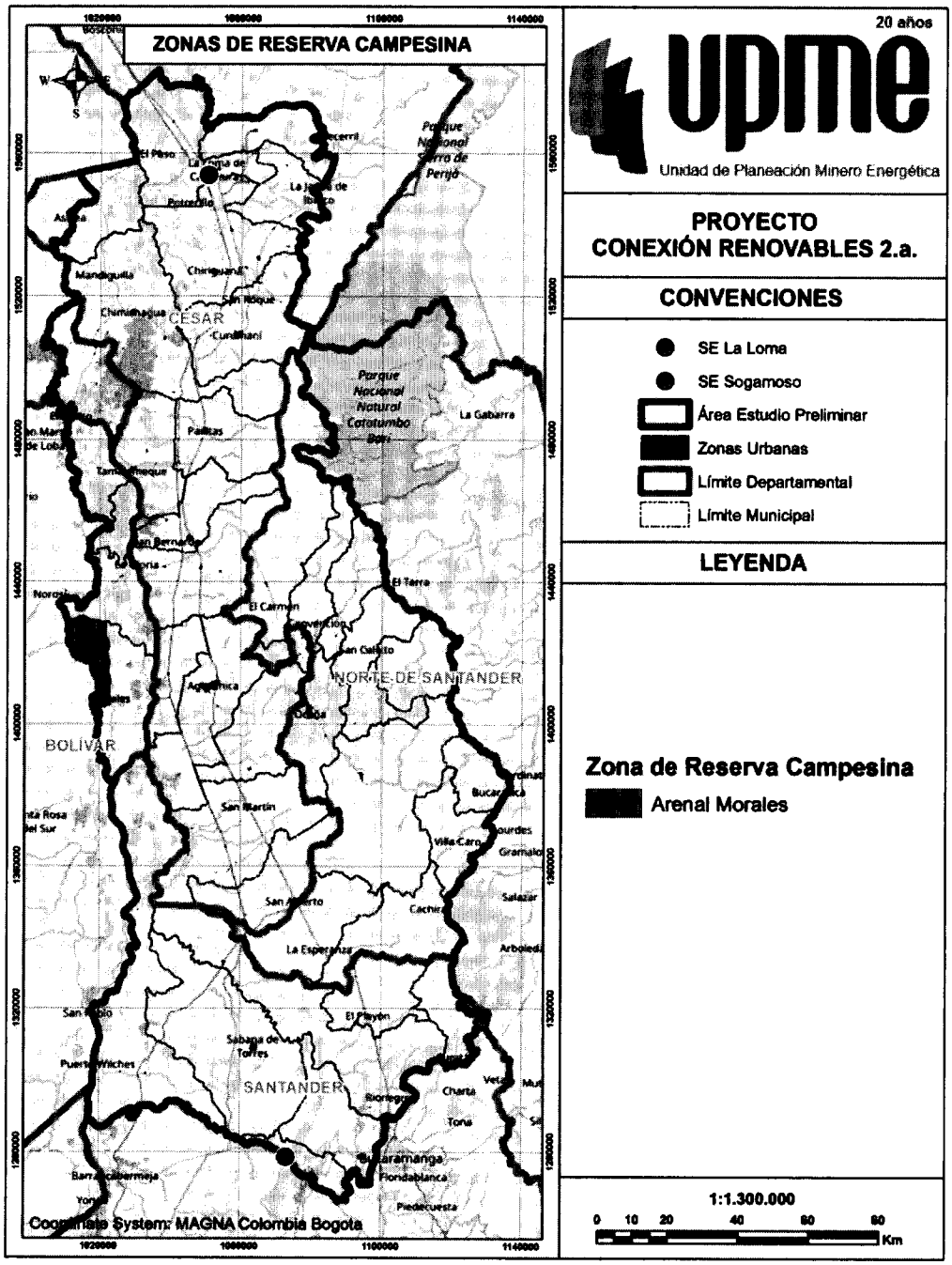
Tabla 98. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE INTERVENCIÓN
BOLÍVAR	ARENAL	Pendientes por Intervenir
	EL PEÑÓN	Sin Sospecha
	MORALES	Pendientes por Intervenir
	REGIDOR	Sin Sospecha
	RIOVIEJO	Pendientes por Intervenir
CESAR	AGUACHICA	Pendientes por Intervenir
	ASTREA	Sin Sospecha
	BECERRIL	Pendientes por Intervenir
	CHIMICHAGUA	En Intervencion
	CHIRIGUANÁ	Pendientes por Intervenir
	CURUMANÍ	Pendientes por Intervenir
	EL PASO	En Intervencion
	GAMARRA	Sin Sospecha
	GONZÁLEZ	Sin Sospecha
	LA GLORIA	Pendientes por Intervenir
	LA JAGUA DE IBIRICO	Pendientes por Intervenir
	PAILITAS	Pendientes por Intervenir
	PELAYA	Pendientes por Intervenir
	RÍO DE ORO	Pendientes por Intervenir
	SAN ALBERTO	Pendientes por Intervenir
	SAN MARTÍN	Pendientes por Intervenir
	TAMALAMEQUE	En Intervencion
MAGDALENA	EL BANCO	Sin Sospecha
NORTE DE SANTANDER	ÁBREGO	Pendientes por Intervenir
	BUCARASICA	Pendientes por Intervenir
	CÁCHIRA	Pendientes por Intervenir
	CONVENCIÓN	Pendientes por Intervenir
	EL CARMEN	Pendientes por Intervenir
	HACARÍ	Pendientes por Intervenir
	LA ESPERANZA	Sin Sospecha
	LA PLAYA	Pendientes por Intervenir
	OCAÑA	Pendientes por Intervenir
	SAN CALIXTO	Pendientes por Intervenir
	TEORAMA	Pendientes por Intervenir
	VILLA CARO	Sin Sospecha
SANTANDER	EL PLAYÓN	Pendientes por Intervenir
	GIRÓN	Pendientes por Intervenir
	LEBRIJA	Pendientes por Intervenir
	PUERTO WILCHES	Pendientes por Intervenir
	RIONEGRO	Pendientes por Intervenir
	SABANA DE TORRES	Sin Sospecha
	SURATÁ	Pendientes por Intervenir

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

1.6.1.24 Zonas de reserva Campesina

Figura 107. Zonas de reserva Campesina dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.



Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 99. Zonas de reserva Campesina dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.a.

Nombre de la Zona de Reserva	Resolucion Reserva Campesina	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ARENAL MORALES	RESOLUCION 054 DE 22-06-1999	BOLÍVAR	RIOVIEJO
			MORALES
			ARENAL

Fuente figura: UPME, 2017.

1.6.2 Conclusiones

1.6.2.1 Variables socioambientales presentes dentro del área de estudio

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Conexión renovables 2.a", se puede concluir que:

- ✓ El área de estudio se ubica en los departamentos de Bolívar, Cesar, Magdalena, Santander y Norte de Santander, en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS), Corporación Autónoma Regional Para La Defensa De La Meseta de Bucaramanga (CMBD), Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR), Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental (CORPONOR) y Corporación Autónoma Regional de Sur de Bolívar (CSB).

- ✓ En el área de estudio preliminar predomina los grados de amenaza sísmica bajo e intermedio, con un 45% y 50% respectivamente, y una presencia constante de fallamientos especialmente en el departamento de Norte de Santander; así mismo en el área de estudio preliminar se presentan conflictos de uso del suelo, debido a Sobreutilización severa, moderada, ligera y por Subutilización severa, moderada y ligera.

- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, el área de estudio se encuentra entre las cuencas hidrográficas Río Algodonal (Alto Catatumbo), Río del Suroeste y directos Río de Oro, Río Nuevo Presidente - Tres Bocas (Sardinata, Tibú), Río Tarra, Directos Bajo Magdalena, Bajo Cesar, Medio Cesar, Río Ariguaní, Directos al Magdalena (Brazo Morales), Quebrada El Carmen y Otros Directos al Magdalena Medio, Río Lebrija y otros directos al Magdalena y Río Sogamoso. Asociado a estas cuencas se presenta riesgo de inundación en los municipios de Arenal, El Peñón, Morales, Regidor, Rioviejo, Aguachica, Astrea, Becerril, Chimichagua, Chiriguaná, Curumaní, El Paso, Gamarra, La Gloria, La Jagua De Ibirico, Pailitas, Pelaya, San, Alberto, San, Martín, Tamalameque, El, Banco, Cáchira, La Esperanza, Girón, Lebrija, Puerto, Wilches, Rionegro y Sabana de Torres.

- ✓ Con respecto a coberturas de la tierra, la matriz principal está conformada por áreas de pastos, acompañadas principalmente de zonas de vegetación secundaria y bosques.

- ✓ Dentro del área de estudio se reconoce la presencia de ecosistemas que hacen parte de la Lista Roja de Ecosistemas de Colombia clasificados en alguna categoría de riesgo,

principalmente la categoría Vulnerable (VU), seguidos de En Peligro (EN) y Preocupacion menor (LC).

- ✓ De acuerdo con la informacion del Sistema de información Geográfica de Colombia – SIAC se identifican como áreas protegidas: El Área Natural Única (ANU) Los Estoraques, el Parque Nacional Natural (PNN) Catatumbo Bari; el Distrito Regional de Manejo Integrado Complejo Ciénagas de Papayal, el Parque Natural Regional Bosques de Misiguay, las Reservas Forestales Protectoras Nacionales Quebrada Teneria, Caño Alonso, Río Algodonal, y Río Tejo, la Reserva de la Sociedad Civil Finca El Prado y por ultimo áreas del SIRAP Caribe. Adicionalmente, se identificaron las zonas de reserva forestal de ley 2 de 1959 Río Magdalena y Serranía de los Motilones.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar es viable encontrar Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010; así mismo bosque seco tropical, este último en los municipios de Morales, Rioviejo, Arenal, Regidor, El Peñón, Aguachica, Río De Oro, Gamarra, González, La Gloria, Pelaya, Pailitas, Chimichagua, Curumaní, Chiriguaná, La Jagua De Ibirico, El Paso, Becerril, El Banco, Cáchira, La Esperanza, Ábrego, Ocaña, La Playa, San Calixto, Teorama, Convención, Hacarí, El Carmen, Lebrija, Rionegro, Girón y El Playón

- ✓ En cuanto a Ecosistemas Estratégicos se identifican: el AICA de Agua de la Virgen, AICA Serrania de Yariguies, AICA Bosques secos del valle del río Chicamocha, AICA Complejo de ciénagas de Cesar y Bolívar y AICA Reserva Natural El Garcero y alrededores; Complejos de Páramos Jurisdicciones - Santurbán - Berlín y Humedales.

- ✓ Es importante tener en cuenta, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capitulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Trámite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2.2.2.3.6.4, la presencia de proyectos que fueron licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA (Considerando que las capas reportadas en el SIAC indican los proyectos y sus expedientes, los cuales pueden contener a su vez mas de una licencia ambiental y/o sus modificaciones):

  - ➢ Sector de Energía: 2 licencias ambientales para generación (2 Expedientes), 1 licencia asociada a un proyecto eléctrico (1 Expediente) y 7 licencias para líneas de alta tensión (7 Expedientes).
  - ➢ Sector de Minería: 9 Licencias ambientales (6 Expedientes).
  - ➢ Sector de Hidrocarburos: 81 áreas otorgadas (58 Expedientes), 13 licencias para ductos (6 expedientes), y 64 pozos otorgados (13 expedientes).
  - ➢ Infraestructura: 22 Licencias entre vías y ferrocarriles.

- ✓ Con respecto a los títulos mineros presentes en el área de estudio preliminar, se pueden identificar gracias a información de la Agencia Nacional Minera – ANM un total de 431 títulos.

- ✓ De acuerdo con la información reportada por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH y la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, en el área de estudio preliminar se presentan Hallazgos Arqueológicos (El Paso, La Jagua De Ibirico, Becerril, Silos, Girón, Lebrija y Puerto Wilches), Bienes de Interés Cultural (Morales, Aguachica, San

Martín, Curumaní, Chimichagua, Chiriguaná, Gamarra, La Gloria, Pailitas, San Alberto, Tamalameque, Ocaña, La Playa, Girón, Lebrija, Sabana De Torres, Puerto Wilches), y Sitios de Interés Cultural (El Carmen, La Playa).

- ✓ Teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017 emitido por la Presidencia de la Republica de Colombia, en el área de estudio preliminar se reconocen como Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) los siguientes municipios, Rioviejo, Morales, Arenal, La Gloria, Aguachica, Pelaya, Becerril, La Jagua De Ibirico, Chiriguaná, Curumaní, Pailitas, El Carmen, Convención, Teorama, Bucarasica, La Playa, San Calixto, Hacarí, El Playón, Suratá, Sabana De Torres, Rionegro.

- ✓ De acuerdo a lo reportado por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal, en el área de estudio se han presentado eventos por MAP-MUSE, así como labores de desminado militar, incautaciones, entre otras en los municipios de Arenal, Ábrego, Aguachica, Becerril, Betulia, Bucarasica, Cáchira, Chimichagua, Chiriguaná, Convención, Curumaní, El Carmen, El Paso, El Peñón, El Playón, El Tarra, Gamarra, Girón, González, Hacarí, La Esperanza, La Gloria, La Playa, Lebríja, Matanza, Morales, Ocaña, Pailitas, Pelaya, Puerto Wilches, Regidor, Río De Oro, Rionegro, Ríoviejo, Sabana De Torres, San Alberto, San Calixto, San Martín, San Vicente De Chucurí, Sardinata, Suratá, Tamalameque, Teorama y Villa Caro; de igual manera DAICMA a travéz de su mapa interactivo registra que los municipios de El Peñón, Regidor, Astrea, Gamarra, González, El Banco, La Esperanza, Villa Caro y Sabana de Torres se encuentran libres de sospecha de contaminación por minas antipersonal, munición sin explotar y artefactos explosivos.

- ✓ Como recomendación final, es necesario recordar que la información presentada debe ser validada y actualizada; lo anterior teniendo en cuenta, que la información social y ambiental de un territorio es dinámica, por tanto se sugiere planear y desarrollar los proyectos siempre con la información más actualizada y al mejor nivel de detalle posible.

1.6.2.2 Variables socioambientales "no" detectadas en el área de estudio

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, del Ministerio del Interior y de la Agencia Nacional de Tierras – ANT; dentro del área de estudio preliminar "NO" se detecta la presencia de las siguientes variables:

  - ➢ Santuarios de Flora y Fauna.
  - ➢ Reservas Naturales Nacionales.
  - ➢ Vía Parque.
  - ➢ Áreas Recreación.
  - ➢ Distrito Nacional Manejo Integrado.
  - ➢ Distritos Conservación Suelos.
  - ➢ Reserva Forestal Protectora Regional.
  - ➢ Reservas locales.
  - ➢ Sitios RAMSAR.
  - ➢ Resguardos Indígenas, Resguardos Coloniales, Consejos Comunitarios ni Parcialidades Indígenas que se traslapen con el área de estudio. Es de resaltar que esta información

no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

1.7 PROYECTO "CONEXIÓN RENOVABLES 2.B."

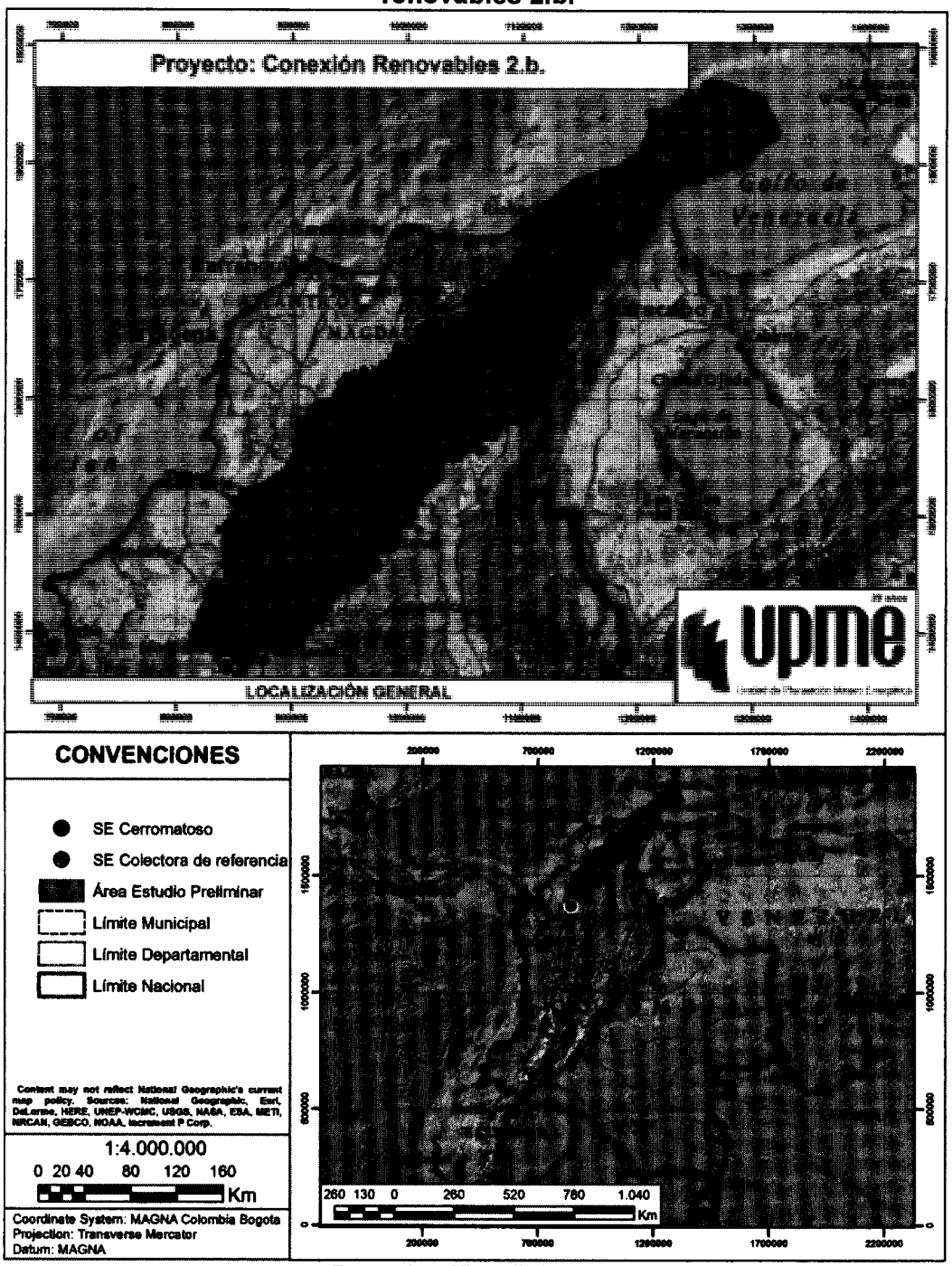
A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN:

- Construcción de la nueva subestación Colectora 2 en 500 kV.
- Construcción de la nueva subestación Colectora 3 en 500 kV.
- Construcción del nuevo Circuito a 500 kV entre las subestaciones Colectora 2 – Colectora 3.
- Construcción de la Línea HVDC entre las subestaciones Colectora 2 – Cerromatoso, configuración Bipolo.

Teniendo en cuenta lo anterior, el área de estudio preliminar para el Proyecto "Conexión renovables 2.b.", se ubica al norte del país (Ver **Figura 108**), en los departamentos de Bolívar, Córdoba, Sucre, La Guajira, Cesar y Magdalena (ver **Figura 109** - **Figura 110**), en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Corporación Autónoma Regional Del Canal Del Dique (CARDIQUE), La Corporación Autónoma Regional de Sucre (CARSUCRE), Corporación Autónoma Regional de Sur de Bolívar (CSB), Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR), Corporación Autónoma Regional de La Guajira (CORPOGUAJIRA), Corporación para el Desarrollo Sostenible de la Mojana y el San Jorge (CORPOMOJANA) y Corporación Autónoma Regional de los Valles del Sinú y del San Jorge (CVS) (Ver **Figura 111**).

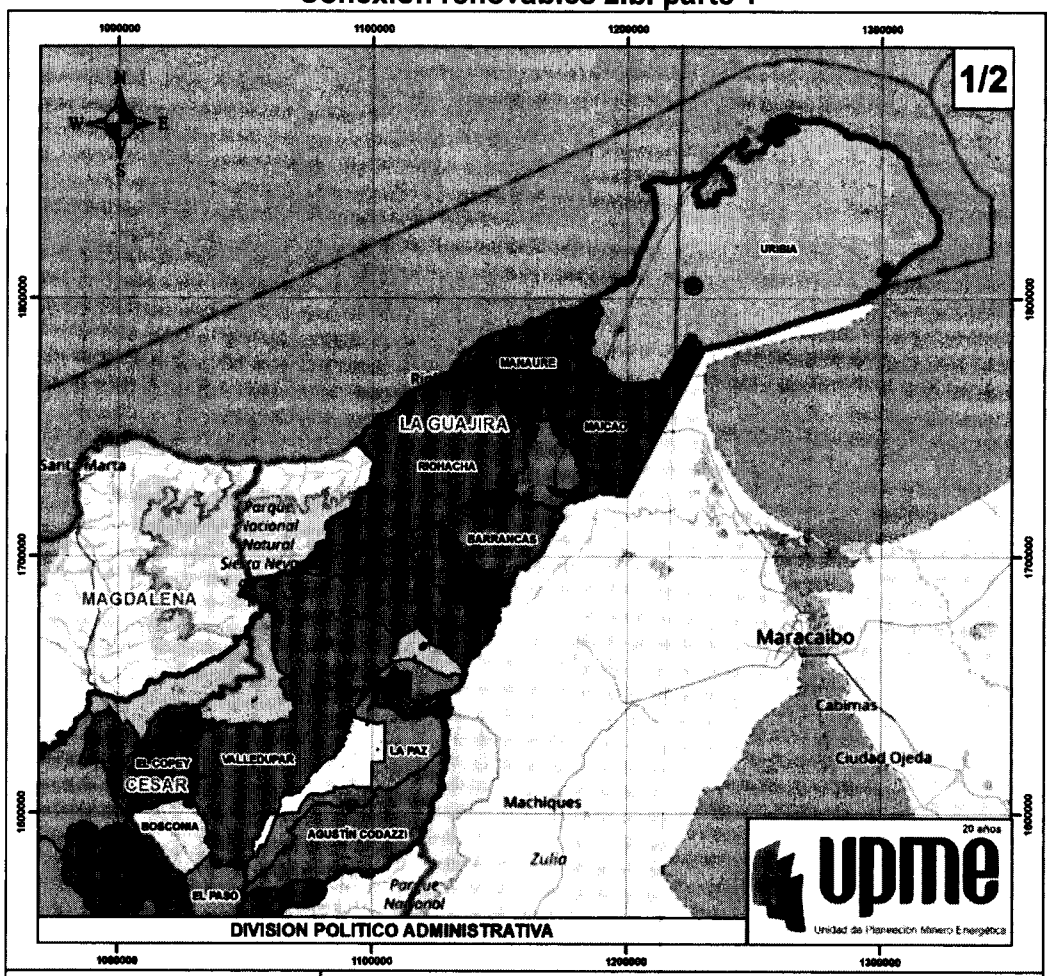
En la **Tabla 100**, se presentan los municipios que hacen parte del área de estudio preliminar.

Figura 108. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Figura 109. División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 1"



CONVENCIONES

- SE Cerromatoso
- SE Colectora de referencia
- Área Estudio Preliminar
- Zonas Urbanas
- Límite Municipal
- Límite Departamental

1:2.000.000

0 10 20 40 60 80 Km

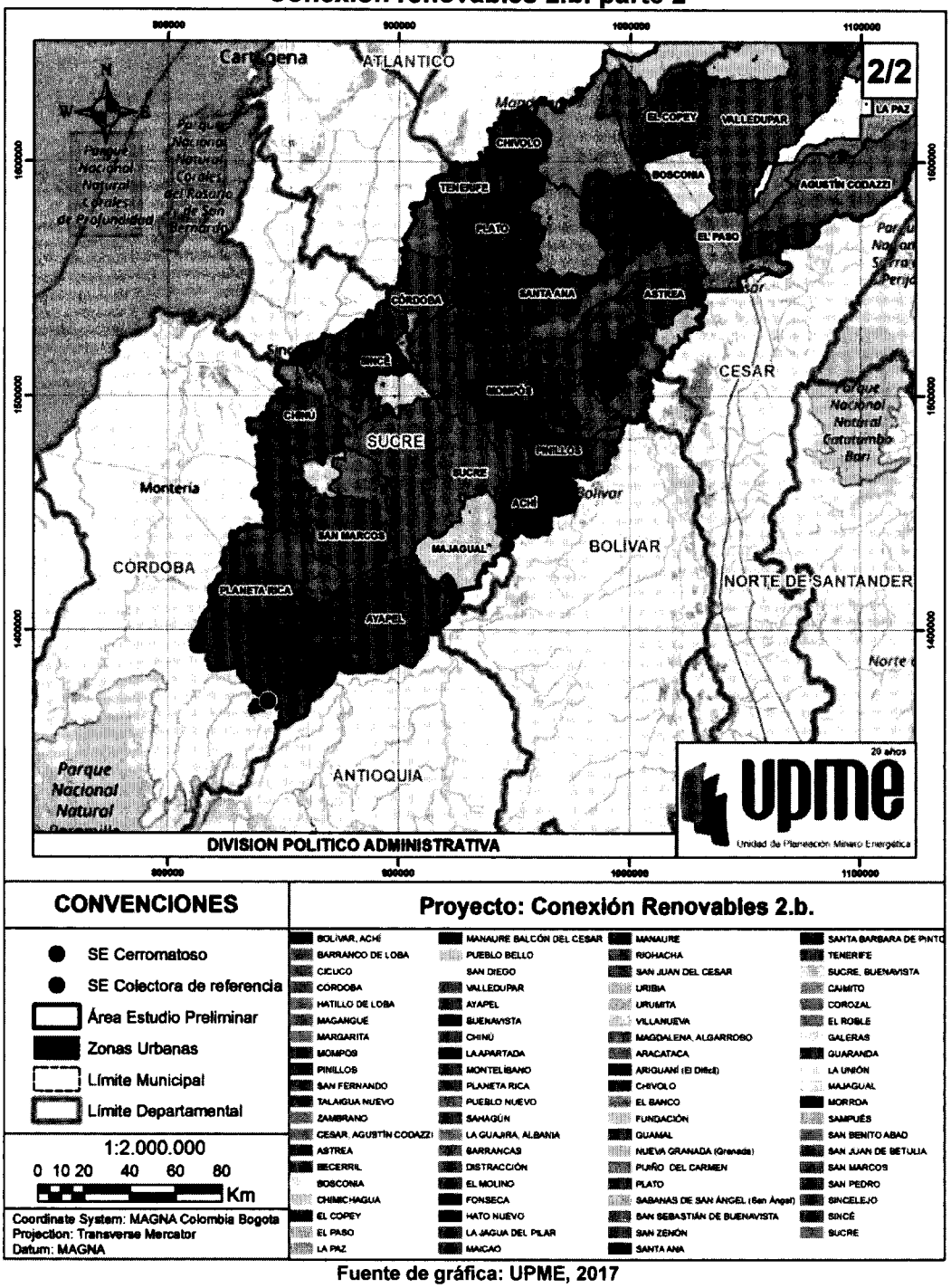
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota
Projection: Transverse Mercator
Datum: MAGNA

Proyecto: Conexión Renovables 2.b.

BOLÍVAR, ACHÍ	MANAURE BALCÓN DEL CESAR	MANAURE	SANTA BARBARA DE PINTO
BARRANCO DE LOBA	PUEBLO BELLO	RIOHACHA	TENERIFE
CICUCO	SAN DIEGO	SAN JUAN DEL CESAR	SUCRE, BUENAVISTA
CÓRDOBA	VALLEDUPAR	URIBIA	CAIMITO
HATILLO DE LOBA	AYAPEL	URUMITA	COROZAL
MAGANGUÉ	BUENAVISTA	VILLANUEVA	EL ROBLE
MARGARITA	CHINÚ	MAGDALENA, ALGARROBO	GALERAS
MOMPÓS	LA APARTADA	ARACATACA	GUARANDA
PINILLOS	MONTELÍBANO	ARIGUANÍ (El Difícil)	LA UNIÓN
SAN FERNANDO	PLANETA RICA	CHIVOLO	MAJAGUAL
TALAIGUA NUEVO	PUEBLO NUEVO	EL BANCO	MORROA
ZAMBRANO	SAHAGÚN	FUNDACIÓN	SAMPUÉS
CESAR, AGUSTÍN CODAZZI	LA GUAJIRA, ALBANIA	GUAMAL	SAN BENITO ABAD
ASTREA	BARRANCAS	NUEVA GRANADA (Granada)	SAN JUAN DE BETULIA
BECERRIL	DISTRACCIÓN	PUIÑO DEL CARMEN	SAN MARCOS
BOSCONIA	EL MOLINO	PLATO	SAN PEDRO
CHIMICHAGUA	FONSECA	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	SINCELEJO
EL COPEY	HATO NUEVO	SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA	SINCÉ
EL PASO	LA JAGUA DEL PILAR	SAN ZENÓN	SUCRE
LA PAZ	MAICAO	SANTA ANA	

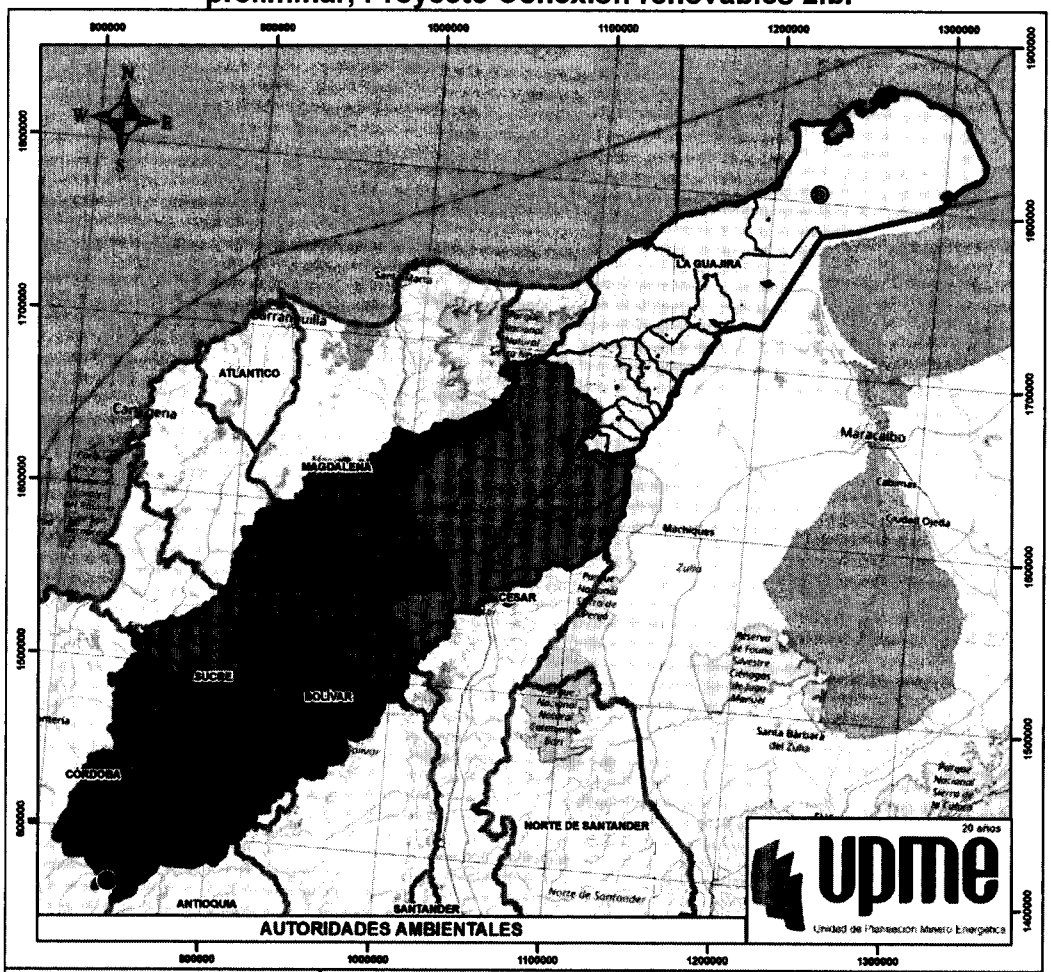
Fuente de gráfica: UPME, 2017

Figura 110. División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 2"



Fuente de gráfica: UPME, 2017

Figura 111. Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA CVS CARDIQUE CORPOMOJANA CORPAMAG CARSUCRE CORPOCESAR CSB CORPOGUAJIRA
1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

Fuente: UPME, 2016.

Tabla 100. Autoridades Ambientales Regionales y entes territoriales del área de estudio preliminar Proyecto Conexión renovables 2.b.

CAR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CARDIQUE	BOLÍVAR	ZAMBRANO
		CÓRDOBA
CARSUCRE	SUCRE	MORROA
		SINCELEJO
		COROZAL
		SAN JUAN DE BETULIA
		SINCÉ
		BUENAVISTA
		SAN PEDRO
		GALERAS
		EL ROBLE
		SAMPUÉS
CORPAMAG	MAGDALENA	FUNDACIÓN
		ALGARROBO
		SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)
		ARACATACA
		NUEVA GRANADA (Granada)
		CHIVOLO
		TENERIFE
		PLATO
		SANTA BARBARA DE PINTO
		SANTA ANA
		SAN ZENÓN
		GUAMAL
		EL BANCO
		ARIGUANÍ (El Difícil)
		PIJIÑO DEL CARMEN
		SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA
CORPOCESAR	CESAR	LA PAZ
		MANAURE BALCÓN DEL CESAR
		AGUSTÍN CODAZZI
		EL COPEY
		BECERRIL
		PUEBLO BELLO
		VALLEDUPAR
		SAN DIEGO
		BOSCONIA
		EL PASO
		ASTREA
		CHIMICHAGUA
CORPOGUAJIRA	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
		LA JAGUA DEL PILAR
		RIOHACHA
		EL MOLINO
		VILLANUEVA
		URUMITA
		FONSECA
		BARRANCAS
		HATO NUEVO
		ALBANIA

CAR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
		MAICAO
		URIBIA
		MANAURE
		DISTRACCIÓN
CORPOMOJANA	SUCRE	SUCRE
		MAJAGUAL
		SAN BENITO ABAD
		GUARANDA
		CAIMITO
		SAN MARCOS
		LA UNIÓN
CSB	BOLÍVAR	BARRANCO DE LOBA
		PINILLOS
		ACHÍ
		HATILLO DE LOBA
		MAGANGUÉ
		TALAIGUA NUEVO
		CICUCO
		MOMPÓS
		SAN FERNANDO
		MARGARITA
CVS	CÓRDOBA	PUEBLO NUEVO
		AYAPEL
		SAHAGÚN
		BUENAVISTA
		LA APARTADA
		PLANETA RICA
		MONTELÍBANO
		CHINÚ

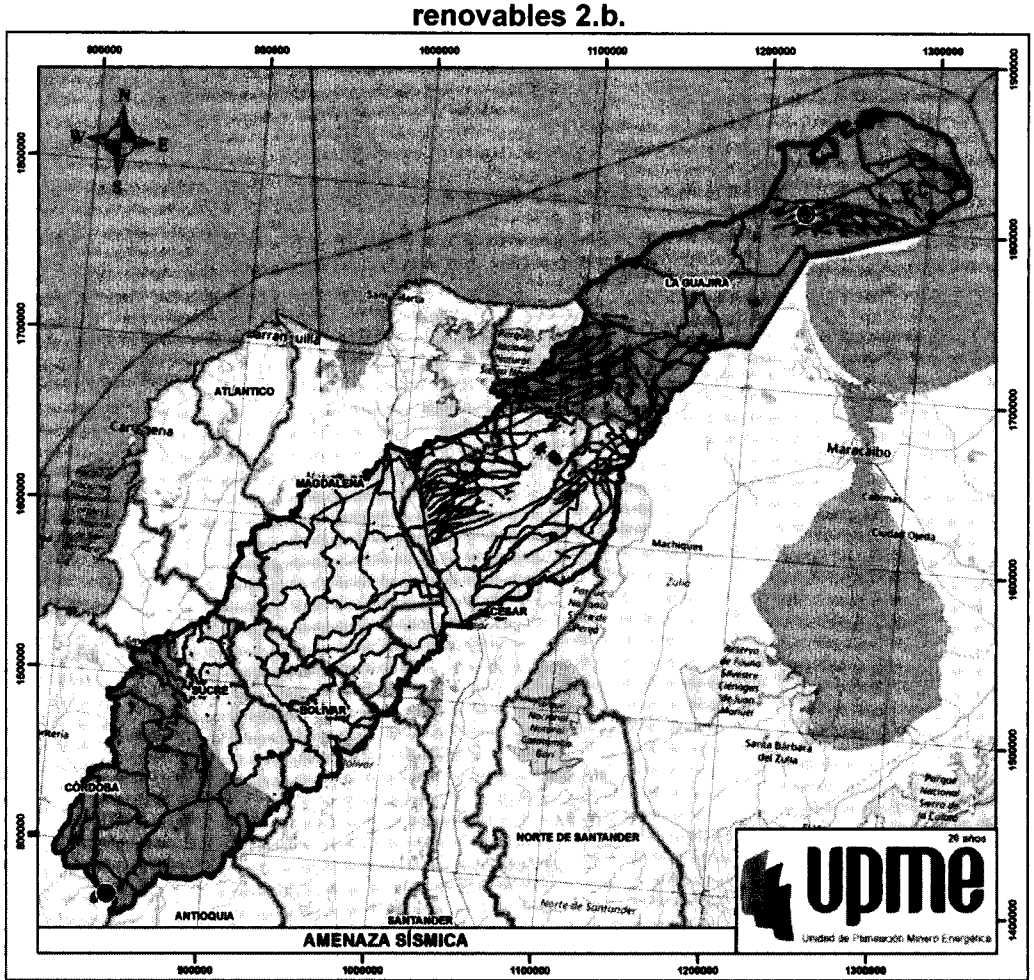
Fuente: UPME, 2017.

1.7.1 Identificacion de variables ambientales y sociales relevantes

En la estructuración del Proyecto "Conexión renovables 2.b.", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas **(Figura 112 a Figura 139).**

1.7.1.1 Zonificación Sísmica

Figura 112. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA Fallas Geológicas **Grado de Amenaza** Baja Intermedia
1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf, INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

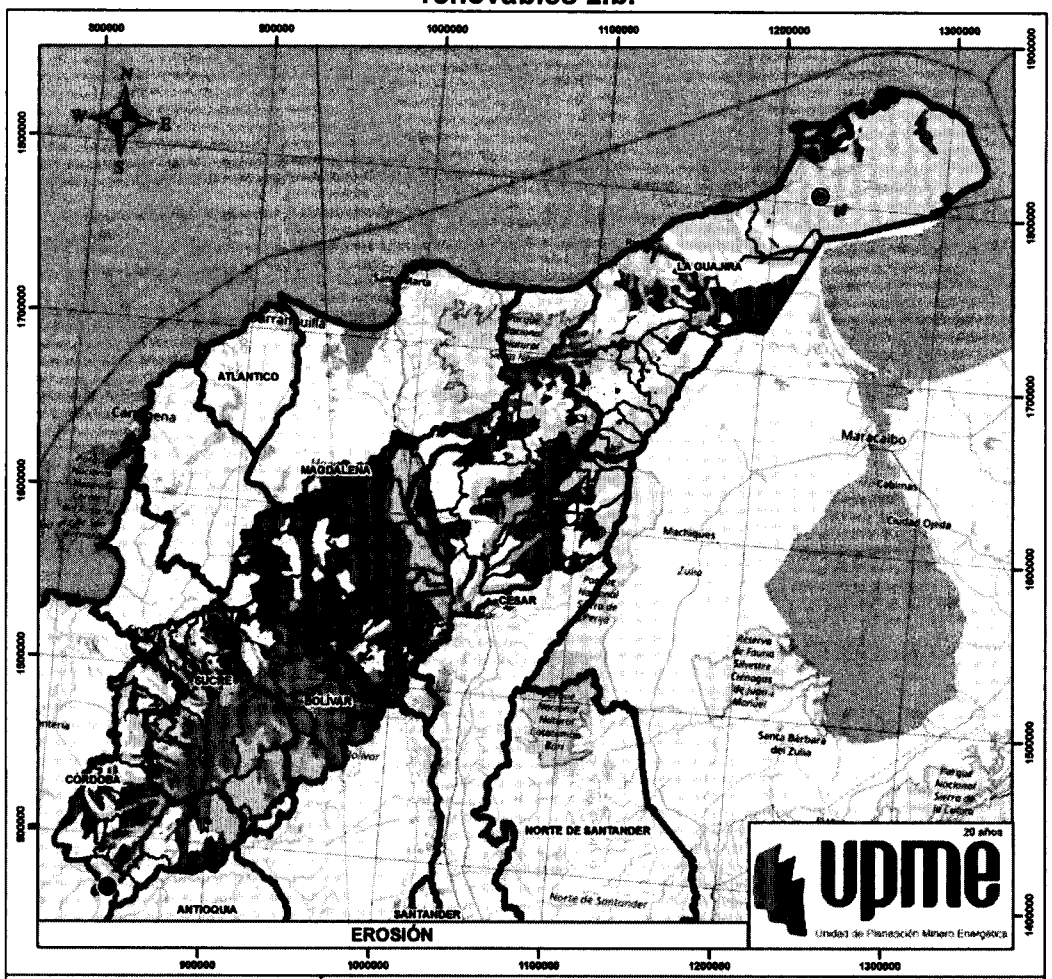
Tabla 101. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

GRADO AMENAZA	DESCRIPCIÓN
Baja	Aquellas regiones cuyo sismo de diseño no excede una aceleración pico efectiva (Aa) de 0.10g. Aproximadamente el 55% del territorio Colombiano se encuentra incluido en esta zona de amenaza.
Intermedia	Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g. y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf,
INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio. República de Colombia, 2007.
Fuente: UPME, 2017.

1.7.1.2 Grados de Erosión

Figura 113. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES

- SE Colectora de referencia
- SE Cerromatoso
- Área Estudio Preliminar
- Zonas Urbanas
- Límite Municipal
- Límite Departamental

1:3.000.000
0 15 30 60 90 120
Km

Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota
Projection: Transverse Mercator
Datum: MAGNA

Proyecto: Conexión Renovables 2.b.

LEYENDA

Tipo de Erosión

- Muy severa
- Severa
- Moderada
- Baja
- Sin Erosión
- Sedimentación Eólica
- Sedimentación activa
- No Apreciable
- Cuerpos de Agua
- Explotaciones Mineras
- Zonas Urbanas
- Áreas salinas

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 102. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

TIPO	CLASIFICACION	DESCRIPCIÓN
Muy severa	EROSION MUY SEVERA	Perdida critica completa del horizonte A por efectos climatológicos y afectación antrópica.
Severa	EROSION SEVERA	Ausencia avanzada de cobertura vegetal y deterioro extremo de suelos por erosión natural clima seco y/o actividades antrópicas. Perdida > 75 % del horizonte A.
Moderada	EROSION MODERADA	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A.
Baja	EROSION LIGERA	Perdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Orinoquia.
Sedimentación activa	SEDIMENTACION ACTIVA	Actuación de meteorización con transporte eólico y sedimentación; cubre especialmente algunas franjas de la Orinoquia, extremo oriental de Vichada y sur occidente de Bolívar.
Sedimentación Eólica	EROSION Y SEDIMENTACION EOLICA	Procesos de sedimentación fluvial especialmente en el valle bajo y medio del rio Magdalena, valle del río Atrato, Valle del rio Sinú.
Áreas salinas	AREAS SALINAS	Suelos con procesos de salinización.
Explotaciones mineras	EXPLOTACIONES MINERAS	
Sin Erosion	AFLORAMIENTOS ROCOSOS Y/O SUBNIVALES	
	SIN EROSION	
Cuerpos de agua	CUERPOS DE AGUA	
Zonas Urbanas	ZONAS URBANAS	
No apreciable	EROSION NO APRECIABLE CONMETODOL. UTILIZADA	

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

GAUDARD

099545

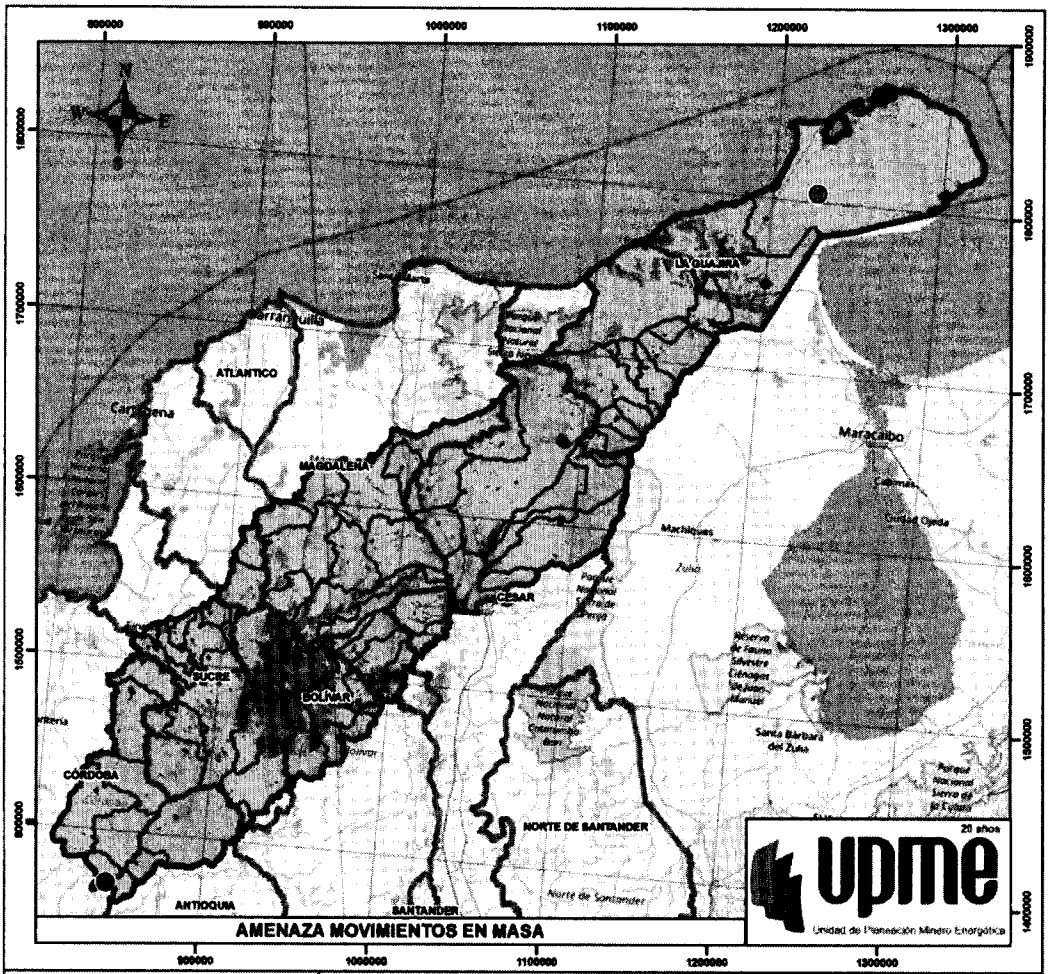
Tabla 103. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos.
4. Alta	Alta recurrencia de movimientos en masa. En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales.
3. Media	Deslizamientos y flujos de detritos. Intenso carcava miento asociado.
2. Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial. Presencia de deslizamientos.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

1.7.1.3 Amenaza de Remoción en Masa

Figura 114. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

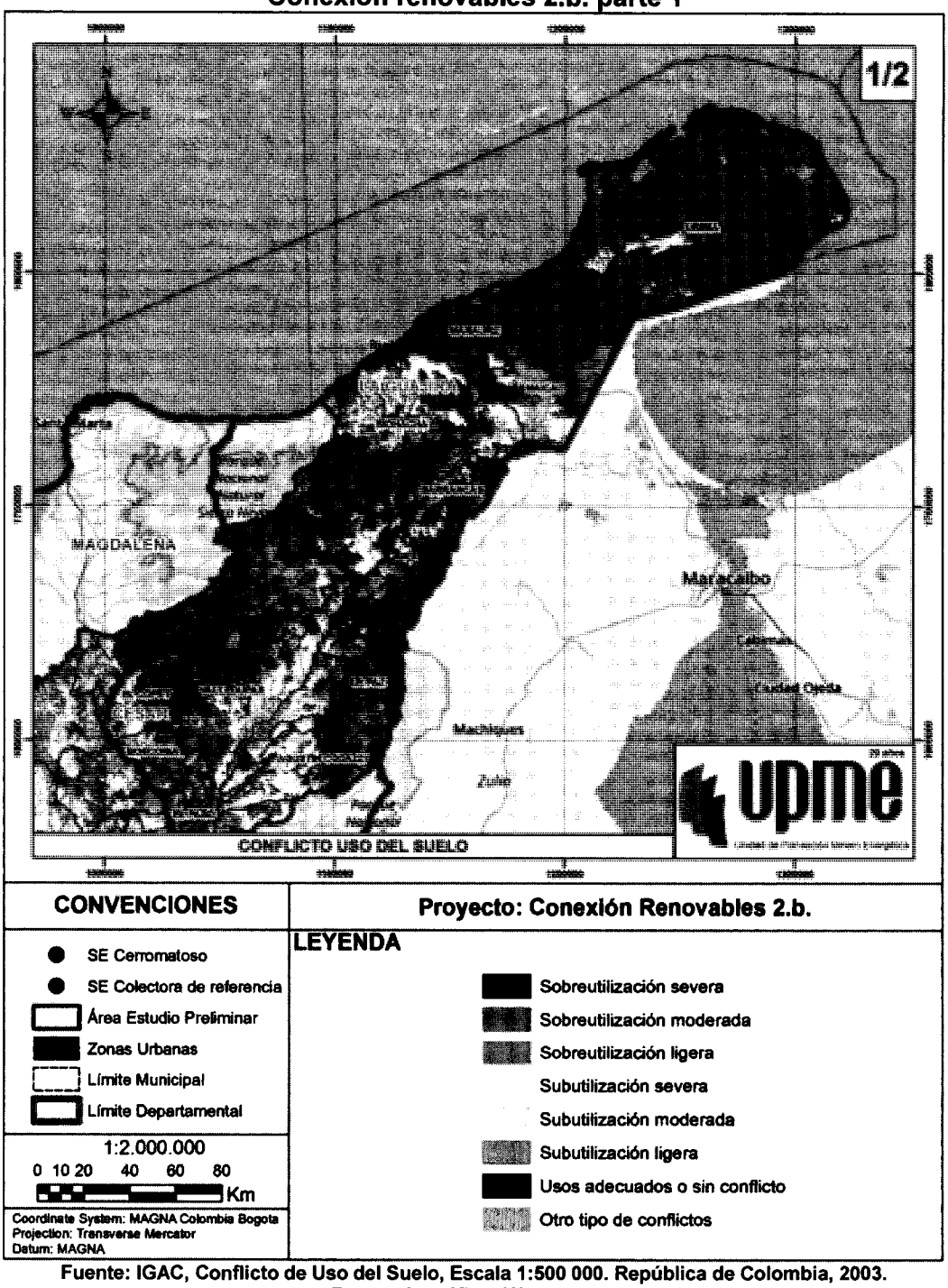
Tabla 103. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos.
4. Alta	Alta recurrencia de movimientos en masa. En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales.
3. Media	Deslizamientos y flujos de detritos. Intenso carcava miento asociado.
2. Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial. Presencia de deslizamientos.

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf; UPME, 2017.

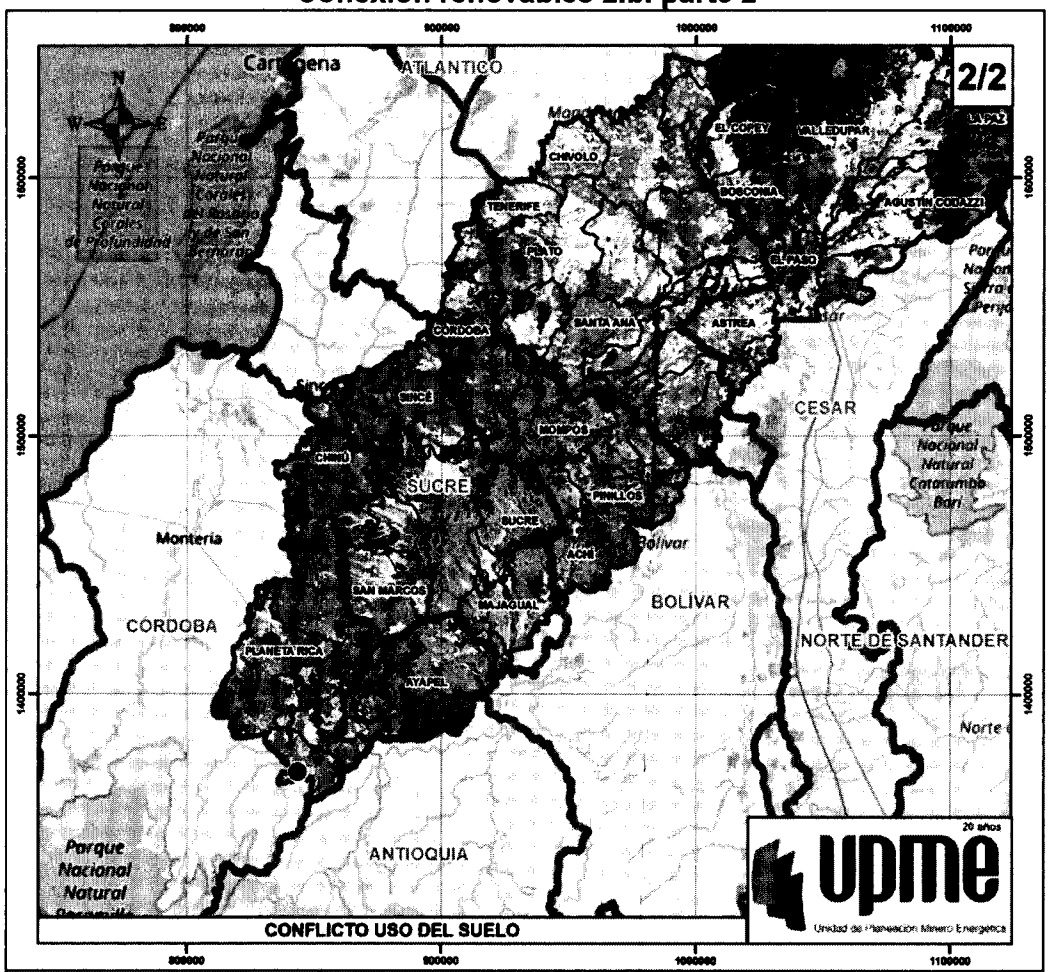
1.7.1.4 Conflicto uso del suelo

Figura 115. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 1"



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Figura 116. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 2"



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

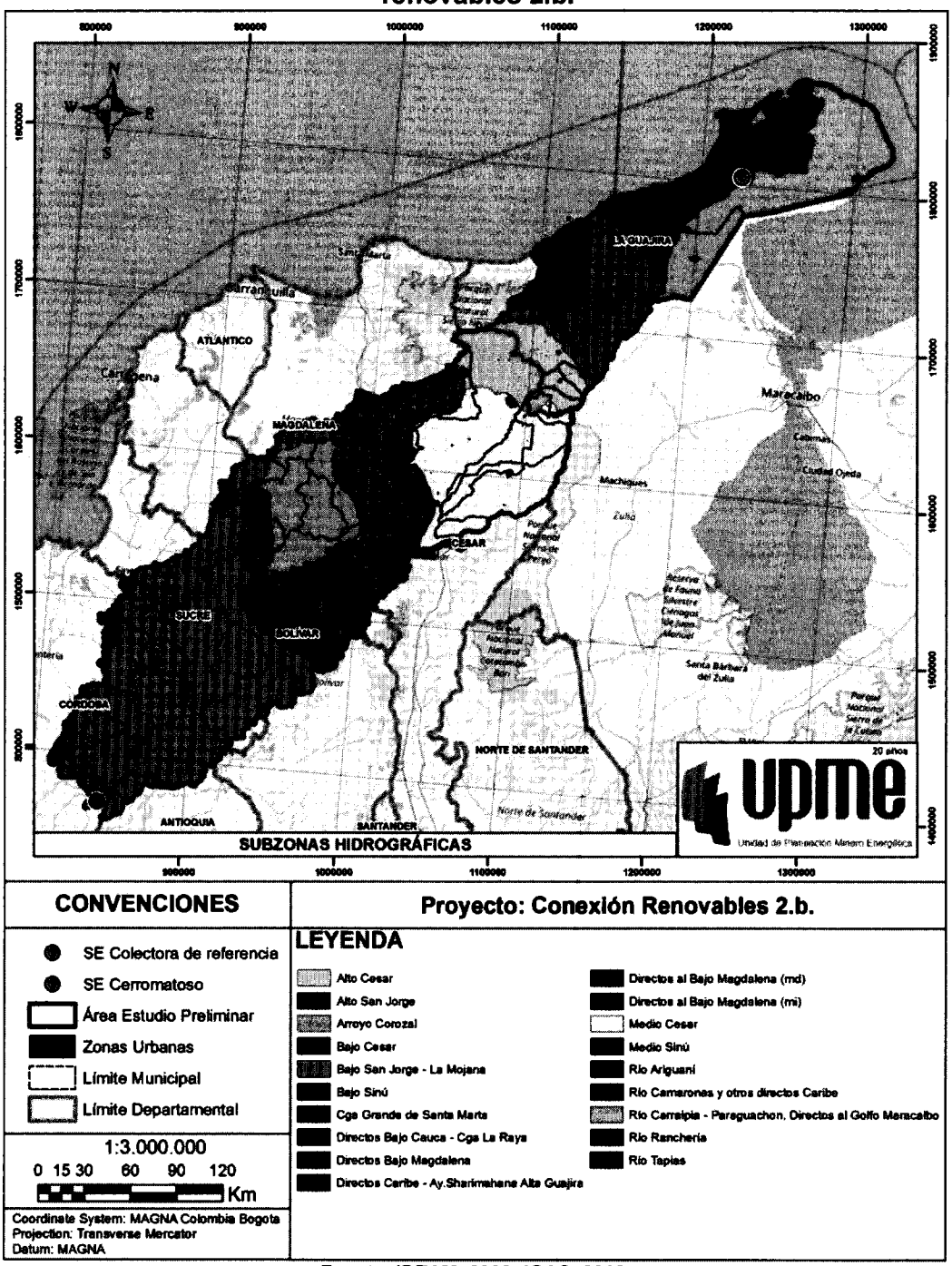
Tabla 104. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

CONFLICTO DE USO	DESCRIPCION
Sobreutilización severa	Tierras en las cuales el uso actual supera en tres o más niveles la clase de vocación de uso principal recomendado, presentándose evidencias de degradación avanzada de los recursos, tales como procesos erosivos severos, disminución marcada de la productividad de las tierras, procesos de salinización, entre otros.
Sobreutilización moderada	Tierras en las cuales el uso actual se encuentra por encima, en dos niveles, de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras. Es frecuente encontrar en estas zonas, rasgos visibles de deterioro de los recursos, en especial la presencia de procesos erosivos activos y el subsecuente deterioro de la base material para la actividad agropecuaria.
Sobreutilización ligera	Tierras cuyo uso actual está cercano al uso principal, pero que se ha evaluado con un nivel de intensidad mayor al recomendado y por ende al de los usos compatibles.
Subutilización severa	Tierras cuyo uso actual está muy por debajo, en tres o más niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada.
Subutilización moderada	Tierras cuyo uso actual está por debajo, en dos niveles de la clase de vocación de uso principal recomendada, según la capacidad de producción de las tierras.
Subutilización ligera	Tierras cuyo uso actual es muy cercano al uso principal, por ende a los usos compatibles, pero que se ha evaluado como de menor intensidad al recomendado.
Usos adecuados o sin conflicto	Tierras cuyo uso actual es acorde al uso principal.
Otro tipo de conflictos	Otros tipos de conflictos identificados son: Conflictos en areas de cuerpos de agua; Conflictos en areas pantanosas con cultivos permanentes; Conflictos en areas pantanosas con cultivos transitorios; Conflictos en areas pantanosas con pastos; Conflictos mineros; Conflictos por obras civiles; Conflictos urbanos; Demanda no disponible en areas para produccion_nubes; Demanda no disponible en áreas a proteger (nubes); Otras coberturas artificializadas (urbanas y suburbanas); Usos inadecuados en zonas quemadas.

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.7.1.5 Cuencas Hidrográficas

Figura 117. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

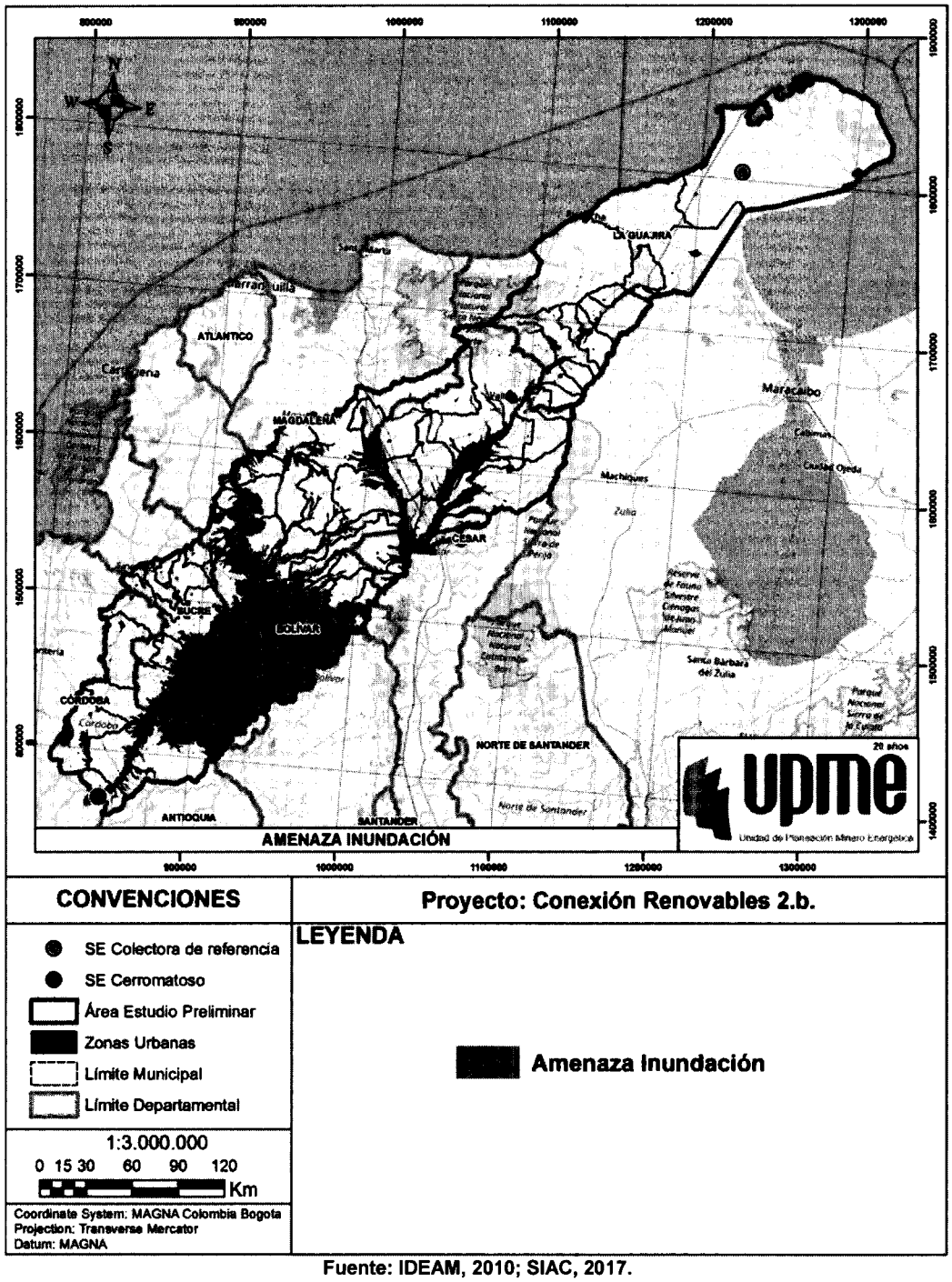
Tabla 105. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

AREA HIDROGRAFICA	ZONA HIDROGRAFICA	SUBZONA HIDROGAFICA
Caribe	Caribe - Guajira	Directos Caribe - Ay.Sharimahana Alta Guajira
		Río Camarones y otros directos Caribe
		Río Carraipia - Paraguachon, Directos al Golfo Maracaibo
		Río Ranchería
		Río Tapias
	Sinú	Bajo Sinú
		Medio Sinú
Magdalena Cauca	Bajo Magdalena	Arroyo Corozal
		Cga Grande de Santa Marta
		Directos al Bajo Magdalena (md)
		Directos al Bajo Magdalena (mi)
		Directos Bajo Magdalena
	Bajo Magdalena- Cauca -San Jorge	Alto San Jorge
		Bajo San Jorge - La Mojana
		Directos Bajo Cauca - Cga La Raya
	Cesar	Alto Cesar
		Bajo Cesar
		Medio Cesar
		Río Ariguaní

Fuente: IDEAM, 2002; IGAC, 2012.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.7.1.6 Amenaza de inundación

Figura 118. Amenaza de inundación en el área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: IDEAM, 2010; SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 106. Subzonas hidrográficas en el área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

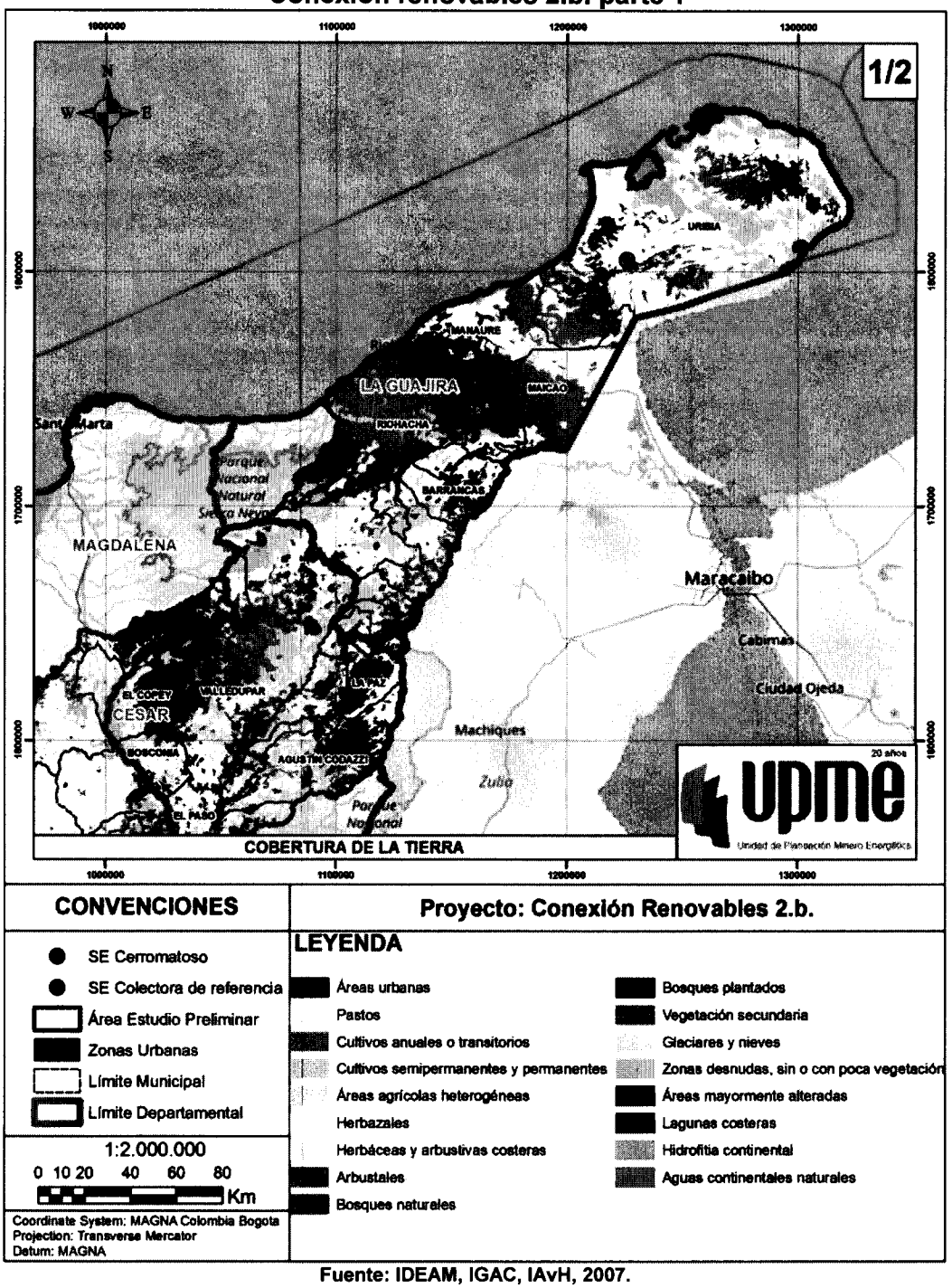
Subzona Hidrográfica	Departamento	Municipio
Alto Cesar	CESAR	LA PAZ
		VALLEDUPAR
	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
		LA JAGUA DEL PILAR
		EL MOLINO
		VILLANUEVA
		URUMITA
Alto San Jorge	CÓRDOBA	BUENAVISTA
		MONTELÍBANO
Arroyo Corozal	BOLÍVAR	TALAIGUA NUEVO
	MAGDALENA	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)
		NUEVA GRANADA (Granada)
		CHIVOLO
		TENERIFE
		PLATO
		SANTA BARBARA DE PINTO
		SANTA ANA
		ARIGUANÍ (El Difícil)
		PIJIÑO DEL CARMEN
Bajo Cesar	CESAR	EL PASO
		ASTREA
		CHIMICHAGUA
	MAGDALENA	GUAMAL
		SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA
Bajo San Jorge - La Mojana	BOLÍVAR	PINILLOS
		ACHÍ
		ZAMBRANO
		CÓRDOBA
		MAGANGUÉ
		TALAIGUA NUEVO
		CICUCO
		MOMPÓS
	CÓRDOBA	PUEBLO NUEVO
		AYAPEL
		BUENAVISTA
		LA APARTADA
		PLANETA RICA
		MONTELÍBANO
	MAGDALENA	PLATO
		SANTA BARBARA DE PINTO
	SUCRE	SUCRE
		MAJAGUAL
		SAN BENITO ABAD
		GUARANDA
		CAIMITO
		SAN MARCOS
		BUENAVISTA
		SAN PEDRO
		GALERAS
Bajo Sinú	CÓRDOBA	SAHAGÚN
Cga Grande de Santa Marta	MAGDALENA	FUNDACIÓN
Directos al Bajo Magdalena (md)	BOLÍVAR	ZAMBRANO
	MAGDALENA	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)
		CHIVOLO
		TENERIFE
		PLATO
Directos al Bajo Magdalena (mi)	BOLÍVAR	ZAMBRANO

Subzona Hidrográfica	Departamento	Municipio
	MAGDALENA	TENERIFE
		PLATO
Directos Bajo Cauca - Cga La Raya	BOLÍVAR	BARRANCO DE LOBA
		PINILLOS
		ACHÍ
		MAGANGUÉ
Directos Bajo Magdalena	BOLÍVAR	BARRANCO DE LOBA
		PINILLOS
		HATILLO DE LOBA
		ZAMBRANO
		CÓRDOBA
		MAGANGUÉ
		TALAIGUA NUEVO
		CICUCO
		MOMPÓS
		SAN FERNANDO
		MARGARITA
	CESAR	ASTREA
	MAGDALENA	PLATO
		SANTA BARBARA DE PINTO
		SANTA ANA
		SAN ZENÓN
		GUAMAL
		EL BANCO
		PIJIÑO DEL CARMEN
		SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA
Medio Cesar	CESAR	LA PAZ
		AGUSTÍN CODAZZI
		EL COPEY
		BECERRIL
		PUEBLO BELLO
		VALLEDUPAR
		SAN DIEGO
		EL PASO
Medio Sinú	CÓRDOBA	PLANETA RICA
Río Ariguaní	CESAR	EL COPEY
		VALLEDUPAR
		BOSCONIA
		EL PASO
		ASTREA
	MAGDALENA	FUNDACIÓN
		ALGARROBO
		SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)
		SANTA ANA
		ARIGUANÍ (El Difícil)
		PIJIÑO DEL CARMEN
Río Ranchería	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
		FONSECA
		BARRANCAS
		HATO NUEVO
		ALBANIA
		MAICAO
		DISTRACCIÓN

Fuente: IDEAM, 2010, SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

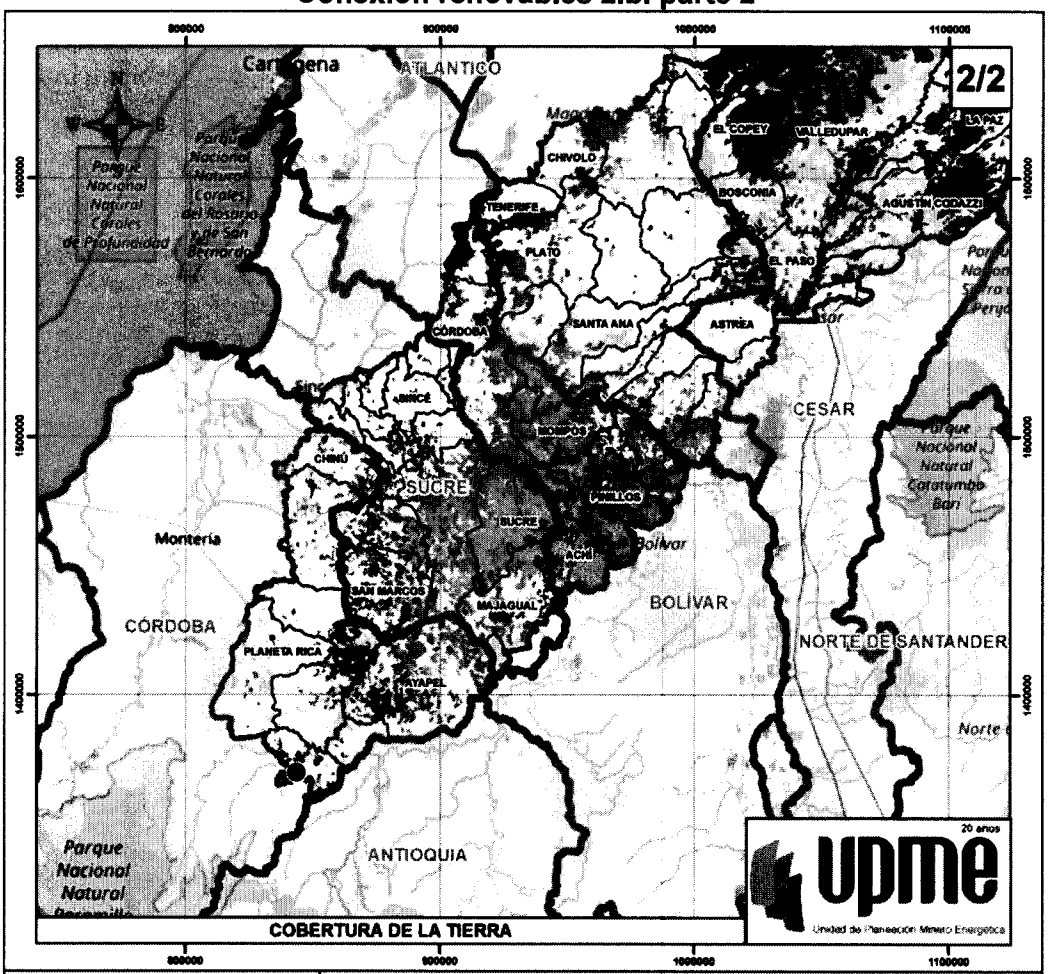
1.7.1.7 Coberturas de la tierra

Figura 119. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 1"



Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2007.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Figura 120. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 2"



Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2007.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 107. Coberturas de la tierra dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
Halobioma del Caribe	Arbustales	Arbustales del halobioma del Caribe
	Bosques naturales	Bosques naturales del halobioma del Caribe
	Bosques naturales	Manglar del Caribe
	Herbáceas y arbustivas costeras	Herbáceas y arbustivas Costeras del halobioma del Caribe
	Herbazales	Herbazales del halobioma del Caribe
	Lagunas costeras	Lagunas costeras del halobioma del Caribe
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del halobioma del Caribe
Helobioma de La Guajira	Aguas continentales naturales	Aguas cont. naturales del helobioma de La Guajira
	Arbustales	Arbustales del helobioma de La Guajira
	Bosques naturales	Bosques naturales del helobioma de La Guajira
	Herbazales	Herbazales del helobioma de La Guajira
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del helobioma de La Guajira
Helobiomas del Magdalena y Caribe	Aguas continentales naturales	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
	Arbustales	Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
	Bosques naturales	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
	Herbazales	Herbazales del helobioma Magdalena y Caribe
	Hidrofitia continental	Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del helobioma Magdalena y Caribe
Orobioma alto de Santa Marta	Arbustales	Arbustales del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
	Glaciares y nieves	Glaciares y nieves del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
	Herbazales	Herbazales del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Aguas continentales naturales	Aguas cont. naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
	Arbustales	Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
	Herbazales	Herbazales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Orobioma medio de Santa Marta	Arbustales	Arbustales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta

COBERTURAS DE ORIGEN NATURAL		
	Herbazales	Herbazales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Orobiomas altos de los Andes	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
	Herbazales	Herbazales del orobioma alto de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma alto de los Andes
	Arbustales	Arbustales del orobioma bajo de los Andes
	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
	Herbazales	Herbazales del orobioma bajo de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	Herbazales	Herbazales del orobioma medio de los Andes
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes
Zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta	Arbustales	Arbustales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
	Herbáceas y arbustivas costeras	Herbáceas y arbustivas costeras del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
	Herbazales	Herbazales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
	Hidrofitia continental	Hidrofitia continental del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Arbustales	Arbustales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Hidrofitia continental	Hidrofitia continental del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
Zonobioma seco tropical del Caribe	Arbustales	Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
	Bosques naturales	Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
	Herbazales	Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe
	Hidrofitia continental	Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe
	Vegetación secundaria	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
	Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe

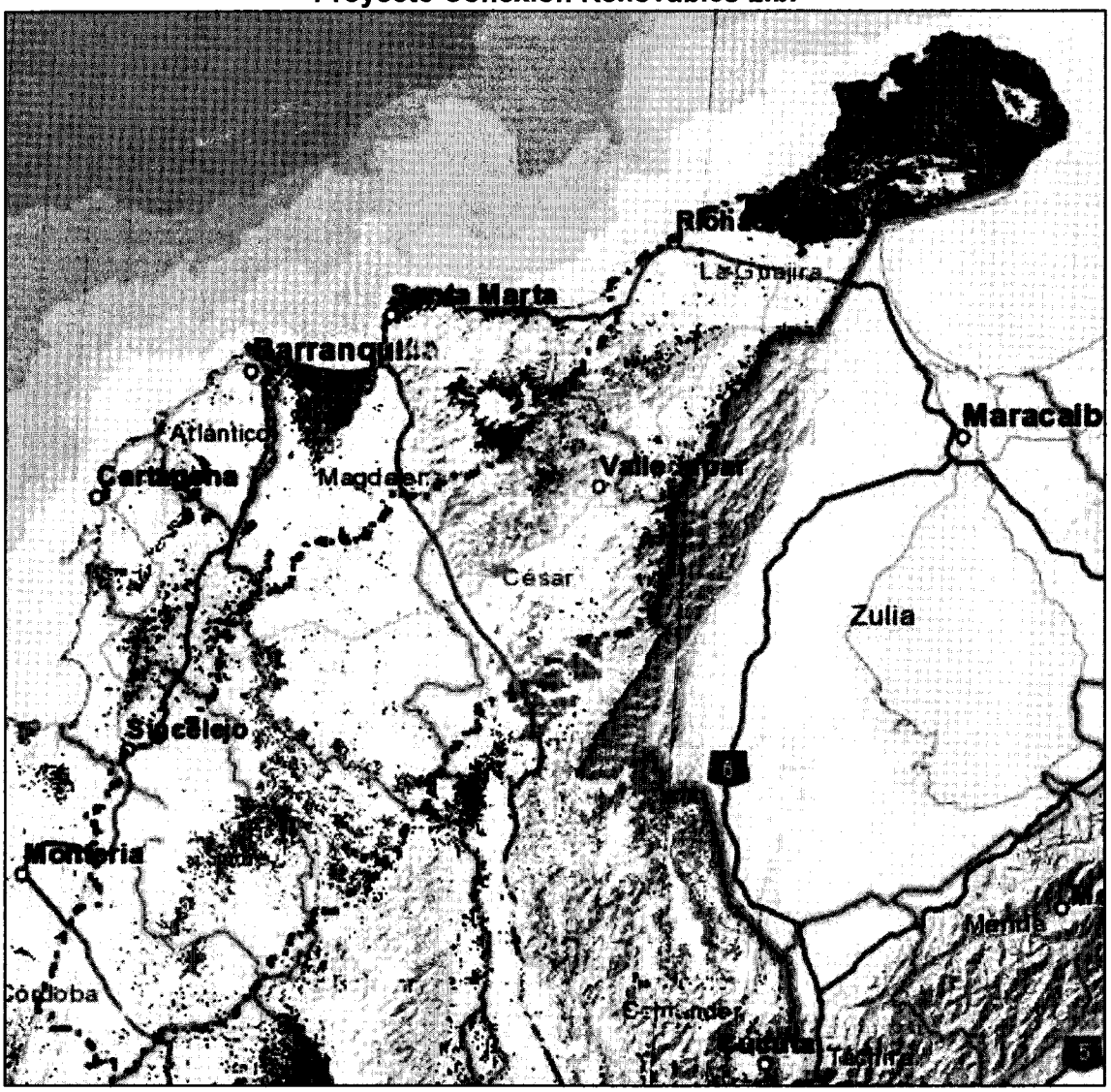
COBERTURAS DE ORIGEN ANTROPICA	
Halobioma del Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas
Helobioma de La Guajira	Áreas agrícolas heterogéneas
Helobiomas del Magdalena y Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas mayormente alteradas
	Áreas urbanas

COBERTURAS DE ORIGEN ANTROPICA	
	Bosques plantados
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Orobioma alto de Santa Marta	Áreas agrícolas heterogéneas
	Pastos
Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas mayormente alteradas
	Áreas urbanas
	Pastos
Orobioma medio de Santa Marta	Áreas agrícolas heterogéneas
	Pastos
Orobiomas altos de los Andes	Pastos
Orobiomas bajos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos
Orobiomas medios de los Andes	Pastos
Zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas mayormente alteradas
	Áreas urbanas
Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas
	Cultivos anuales o transitorios
	Pastos
Zonobioma seco tropical del Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas
	Áreas mayormente alteradas
	Áreas urbanas
	Bosques plantados
	Cultivos anuales o transitorios
	Cultivos semipermanentes y permanentes
	Pastos

Fuente: IDEAM, IGAC, IAvH, 2010. UPME, 2017.

1.7.1.8 Lista Roja de Ecosistemas de Colombia

Figura 121. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión Renovables 2.b.



Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017

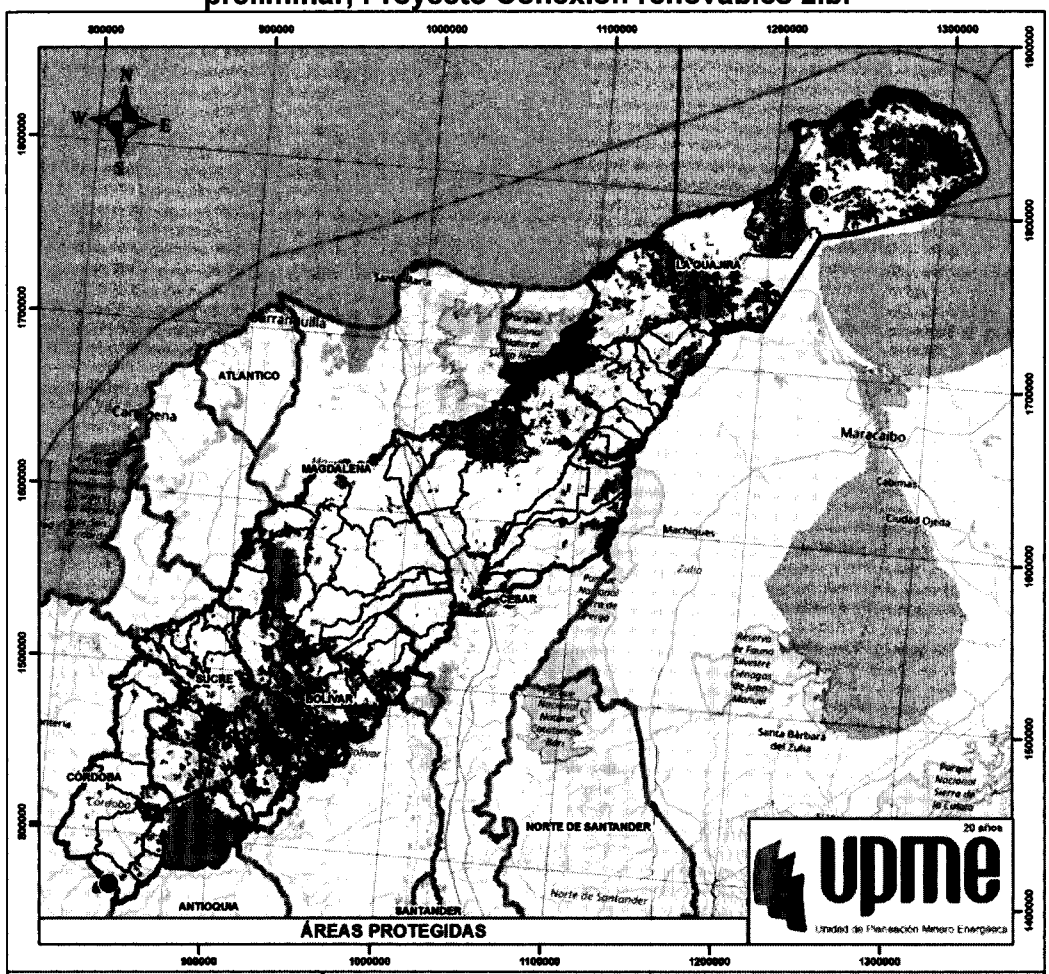
Tabla 108. Lista Roja de Ecosistemas de Colombia dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión Renovables 2.b.

		Un ecosistema está En Peligro Crítico cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios, para la condición En Peligro Crítico	Extremadamente alto de colapso
En Peligro	EN	Un ecosistema está En Peligro cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios,para la condición En Peligro.	Muy alto riesgo de colapso
Vulnerable	VU	Un ecosistema es Vulnerable cuando la mejor evidencia disponible indica que cumple con cualquiera de los criterios para la condición Vulnerable.	Alto riesgo de colapso.
Preocupación Menor	LC	Un ecosistema es considerado Preocupación Menor cuando ha sido evaluado contra los criterios y no califica para las categorías En Peligro Crítico, En Peligro, Vulnerable o Casi Amenazado. Ecosistemas ampliamente distribuidos y relativamente no degradados	
Criterios de la Lista Roja de Ecosistemas de UICN: Disminución en la distribución geográfica, Distribución geográfica restringida, Degradación ambiental, Interrupción de los procesos e interacciones bióticas y Análisis cuantitativo de riesgo.			

Fuente: 200.32.81.75/repo-tremarctos-integrado consultado el 27/12/2017.

1.7.1.9 Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo

Figura 122. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA Reserva Forestal Protectora Regional Red Reservas Sociedad Civil Distritos Regionales Manejo Integrado Parque Natural Regional Parque Nacional Natural Áreas SIRAP Caribe
1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 109. Áreas Protegidas y/o en categoría de manejo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

NOMBRE	CATEGORIA	AUTORIDAD AMBIENTAL/ DEPARTAMENTO
Los Montes De Oca	Reservas Forestales Protectoras Regionales	Corpoguajira
Cañaverales	Reservas Forestales Protectoras Regionales	Corpoguajira
Los Ceibotes	Reservas Forestales Protectoras Regionales	Corpocesar
Delta Río Ranchería	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Corpoguajira
Cuenca Baja del Río Ranchería	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Corpoguajira
Banaderos Cuenca Alta Del Río Camarona	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Corpoguajira
Complejo Cienagoso De Zarate Malibu Y Veladero	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Corpamag
Serranía De Perijá	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Corpoguajira
Musichi	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Corpoguajira
Complejo De Humedales De Ayapel	Distritos Regionales De Manejo Integrado	CVS
Ecosistema De Sabanas Abiertas Y Arbustivas Y Sistemas Asociados En El Municipio De Galeras	Distritos Regionales De Manejo Integrado	Carsucre
Santa Fe	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
Paraver	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
El Garcero	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
San Martin	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
Refugio Guajiro	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
El Lucero	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
Los Tananeos	Reserva de la Sociedad Civil	RESNATUR
Los Besotes	Parque Natural Regional	Corpocesar
Sierra Nevada de Santa Marta	Parque Nacional Natural (PNN)	MADS
Macuira	Parque Nacional Natural (PNN)	MADS
Bahía Portete Kaurrele	Parque Nacional Natural (PNN)	MADS
Los Flamencos	Santuario de Fauna y Flora	MADS
Arbustales de Carraipia	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Arbustales secos del valle del Cesar	SIRAP Caribe	CESAR
Arbustales secos del valle del Cesar	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Arbustales y herbazales bajos de las Serranía s de la alta Guajira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Arbustales y herbazales de la alta Guajira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Area de influencia SFF Los Flamencos	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Arroyo Juitpuchi	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Arroyo Peshtumahu	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bahía Hondita	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bahía Portete	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bahía Tukakas (Puerto López)	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bosques andinos-subandinos y páramos de la Serranía de Perijá - Cerro Tres Tetas y Cerro Pintado	SIRAP Caribe	CESAR

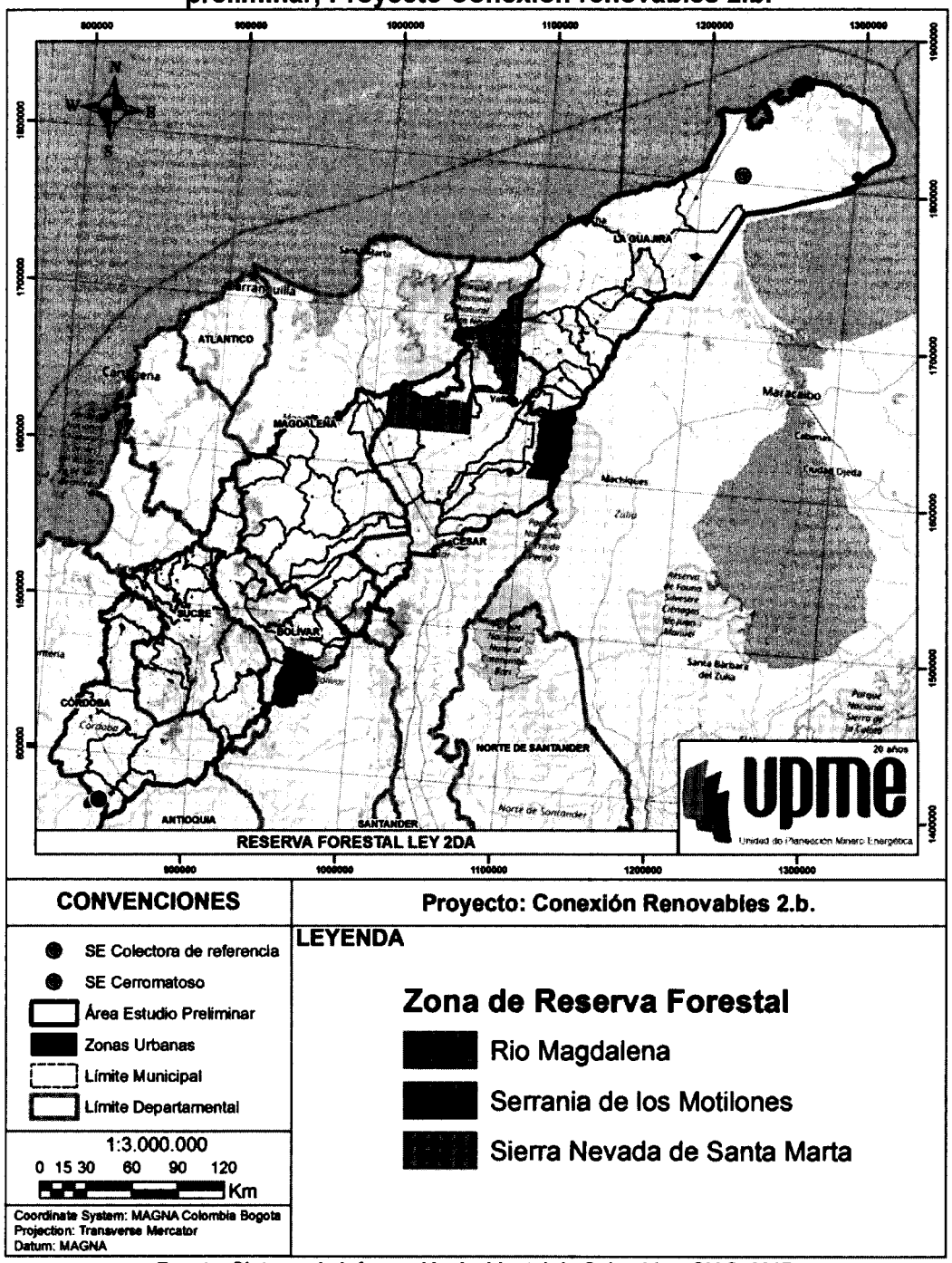
NOMBRE	CATEGORIA	AUTORIDAD AMBIENTAL/ DEPARTAMENTO
Bosques andinos-subandinos y páramos de la Serranía de Perijá - Cerro Tres Tetas y Cerro Pintado	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bosques húmedos del Bajo Cauca	SIRAP Caribe	ANTIOQUIA
Bosques húmedos del Bajo Cauca	SIRAP Caribe	CORDOBA
Bosques húmedos del Occidente y Sur de la Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	CESAR
Bosques húmedos del Occidente y Sur de la Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Bosques secos de Cerros de San Luis, el Tigre y el Uso	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bosques y arbustales de la Serranía de Bañaderos	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bosques y arbustales secos de los Montes de María	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Bosques y arbustales secos de los Montes de María	SIRAP Caribe	SUCRE
Bosques y arbustales secos de los ríos San Salvador, Santa Clara y Jerez	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bosques y arbustales secos del Nororiente de la Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Bosques y arbustales secos del Occidente y Sur de la Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	CESAR
Bosques y arbustales secos del Occidente y Sur de la Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Cabo Falso	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Cabo de la Vela	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Ciénaga Buenavista - Sector el Pájaro Este	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Clompejo de Sabanas y arbustales de Sucre y Córdoba	SIRAP Caribe	CORDOBA
Clompejo de Sabanas y arbustales de Sucre y Córdoba	SIRAP Caribe	SUCRE
Complejo cenagoso de Ayapel y Arcial	SIRAP Caribe	CORDOBA
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Cauca	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Cauca	SIRAP Caribe	SUCRE
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Magdalena	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Complejo cenagoso depresión Momposina-río Magdalena	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo cenagoso depresión Momposina-río San Jorge	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Complejo cenagoso depresión Momposina-río San Jorge	SIRAP Caribe	CORDOBA
Complejo cenagoso depresión Momposina-río San Jorge	SIRAP Caribe	SUCRE
Complejo de Arbustales y herbazales de las Serranías de Jarara y Cocinas	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo de Manglares y herbazales de las Bahías de Tukakas y Cocinetas	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo de Manglares, arbustales y herbazales de las Bahías Honda y Hondita	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA

NOMBRE	CATEGORIA	AUTORIDAD AMBIENTAL/ DEPARTAMENTO
Complejo de Manglares, herbazales y arbustales de Bahía Portete	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo de Sabanas, bosques y arbustales secos del medio Cesar	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo de Sabanas, bosques y arbustales secos del medio Cesar	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo de arbustales de la media Guajira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo de bosques y arbustales del Cerrejón y Montes de Oca	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo de bosques y arbustales secos de Monterubio-Tenerife	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo ribereño afluentes Mojana	SIRAP Caribe	CORDOBA
Complejo ribereño afluentes Mojana	SIRAP Caribe	SUCRE
Complejo ribereño de la media Guajira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo ribereño de la quebrada Chimicuica y el arroyo Caraballo	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo ribereño de los ríos Cesar y Ariguani	SIRAP Caribe	CESAR
Complejo ribereño de los ríos Cesar y Ariguani	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Complejo ribereño de los ríos Tapias y Camarones	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejo ribereño del arroyo Mancomojan	SIRAP Caribe	BOLIVAR
Complejo ribereño del río Rancheria	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejos estuarinos y ribereños de los ríos de la vertiente Norte de la Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Complejos ribereños de la alta Guajira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Corredor de bosques y arbustales secos de la Serranía de San Jerónimo	SIRAP Caribe	CORDOBA
Corredor de bosques y arbustales secos de la Serranía de San Jerónimo	SIRAP Caribe	SUCRE
Dunas moviles de la Alta Guajira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Frente Salinas Manaure - Carrizal 1	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Herbazales de la Serranía de Carpintero y cabo de La Vela	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
PNN Macuira	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
PNN Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	CESAR
PNN Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
PNN Sierra Nevada de Santa Marta	SIRAP Caribe	MAGDALENA
Punta Manaure (Musichi)	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Punta Taorita	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Punta la Enea	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Región Buenavista Este	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Región Buenavista Oeste	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
SFF Los Flamencos	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Salinas de Kimirri	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Salinas de Manaure	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Sector Cienaga Ocho Palmas	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA
Sector corrientes Ay La Mula - Ay Guerrero	SIRAP Caribe	LA GUAJIRA

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.7.1.10 Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959

Figura 123. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

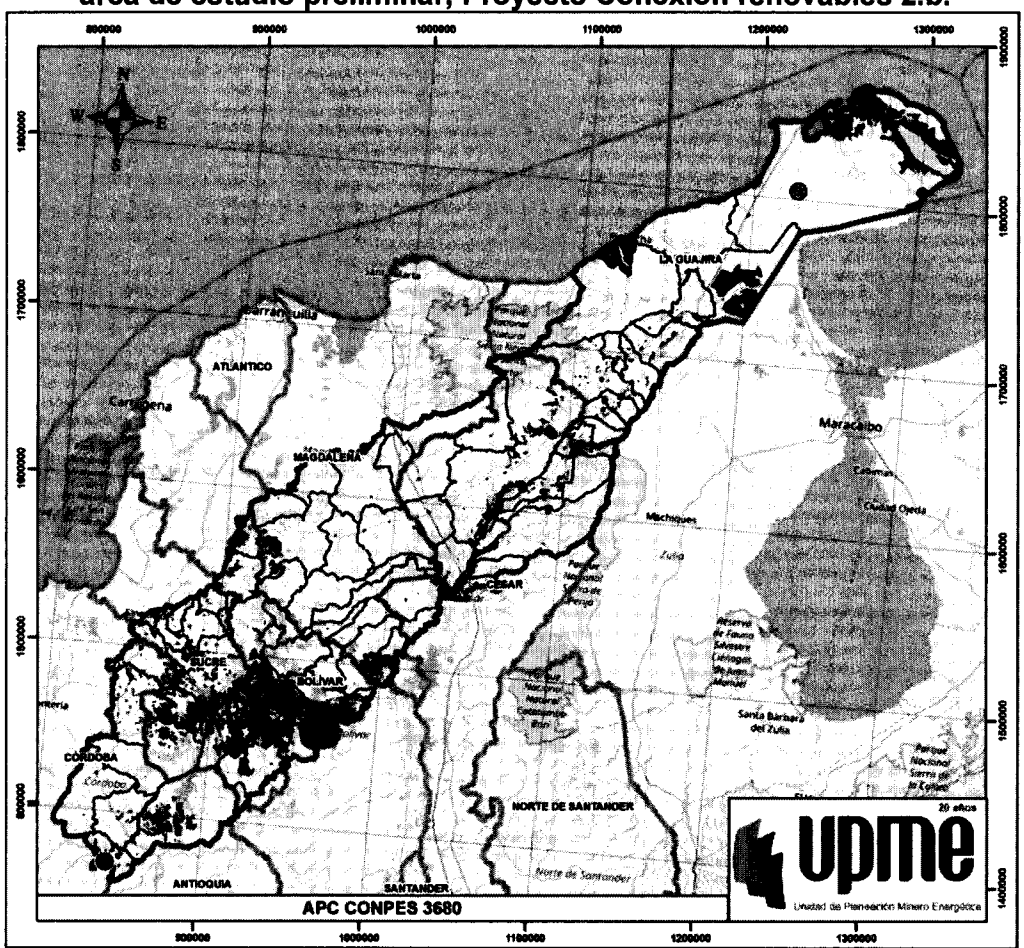
Tabla 110. Zonas de Reserva Forestal de Ley 2 de 1959 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b."

ZONA DE RESERVA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Río Magdalena	BOLÍVAR	BARRANCO DE LOBA
		PINILLOS
		ACHÍ
		MAGANGUÉ
Serranía de los Motilones	CESAR	LA PAZ
		MANAURE BALCÓN DEL CESAR
		AGUSTÍN CODAZZI
	LA GUAJIRA	LA JAGUA DEL PILAR
Sierra Nevada de Santa Marta	CESAR	EL COPEY
		PUEBLO BELLO
		VALLEDUPAR
	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
		RIOHACHA
	MAGDALENA	FUNDACIÓN
		ALGARROBO

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

1.7.1.11 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional

Figura 124. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 111. Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
Alta insuficiencia sin urgencia	Choco_Magdalena	Sinu_San_Jorge	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
	PeriCaribeño	Alta_Guajira	Zonobioma del desierto tropical de La Guajira y San	Herbazales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
				Zonas desnudas del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
			Zonobioma del desierto tropical de La Guajira y San	Arbustales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
				Bosques naturales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta
		Alto_Cesar	Zonobioma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
		Ariguani_Cesar	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe
				Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
				Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
		Baja_Guajira	Zonobioma seco tropical del Caribe	Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe
		Cartagena_Sinu	Zonobioma seco tropical del Caribe	Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe
				Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe
Alta insuficiencia y urgente	Choco_Magdalena	Nechi	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
				Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
Baja insuficiencia y sin urgencia	PeriCaribeño	Baja_Guajira	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
				Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
	S_N_Santa_Marta	SubAndino_SantaM	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
				Vegetación secundaria del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
				Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
				Aguas cont. naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Baja insuficiencia y urgente	Choco_Magdalena	Sinu_San_Jorge	Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Cari	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
				Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
				Arbustales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe
Omisiones sin urgencia	Choco_Magdalena	Sinu_San_Jorge	Zonobioma seco tropical del Caribe	Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe
	NorAndina	Paramo_Perija	NorAndina Paramo_Perija Orobiomas altos de los Andes	Herbazales del orobioma alto de los Andes
		Perija		Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
				Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
				Herbazales del orobioma bajo de los Andes

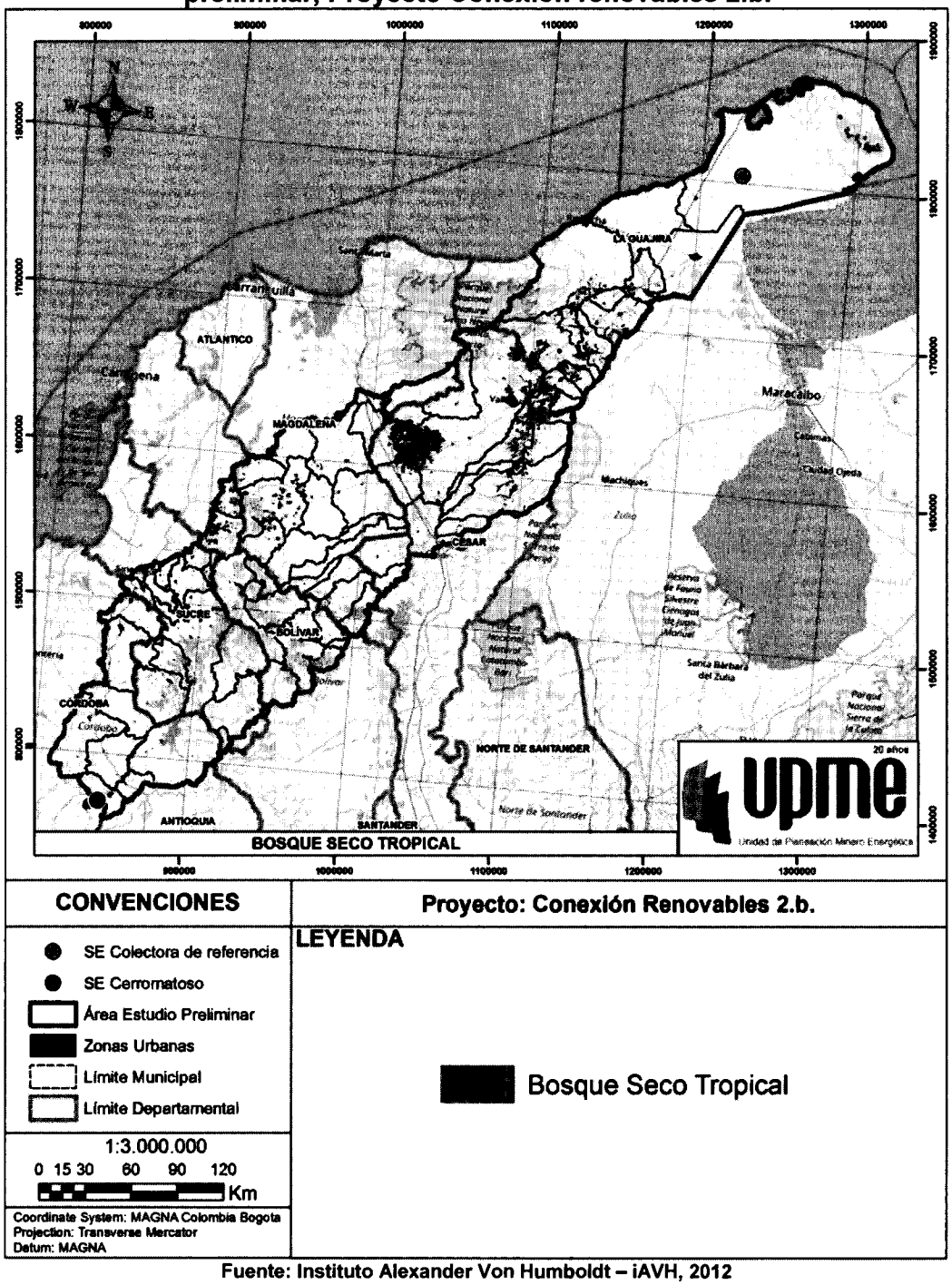
PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
				Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
				Arbustales del orobioma bajo de los Andes
				Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	PeriCaribeño	Alta_Guajira	Halobioma del Caribe	Zonas desnudas del halobioma del Caribe
				Herbáceas y arbustivas Costeras del halobioma del Caribe
				Herbazales del halobioma del Caribe
				Lagunas costeras del halobioma del Caribe
			Helobioma de La Guajira	Arbustales del helobioma de La Guajira
				Herbazales del helobioma de La Guajira
				Zonas desnudas del helobioma de La Guajira
		Alto_Cesar	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
				Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe
			Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
				Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
		Ariguani_Cesar	Zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	Hidrofitia continental del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe

PRIORIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	BIOMA	ECOSISTEMA
			Zonobioma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
				Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
				Hidrofitia continental del zonobioma seco tropical del Caribe
				Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe
		Baja_Guajira	Helobioma de La Guajira	Herbazales del helobioma de La Guajira
				Arbustales del helobioma de La Guajira
				Bosques naturales del helobioma de La Guajira
				Zonas desnudas del helobioma de La Guajira
			Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
		Cartagena_Sinu	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
				Hidrofitia continental del helobioma Magdalena y Caribe
				Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
				Herbazales del helobioma Magdalena y Caribe
		Manglar_Carib_Gu	Halobioma del Caribe	Manglar del Caribe
	S_N_Santa_Marta	SubAndino_SantaM	Orobioma medio de Santa Marta	Bosques naturales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.
http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata.show?id=2560&currTab=simple. **UPME, 2017.**

1.7.1.12 Distribución espacial del bosque seco tropical

Figura 125. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012
Fuente figura: UPME, 2017.

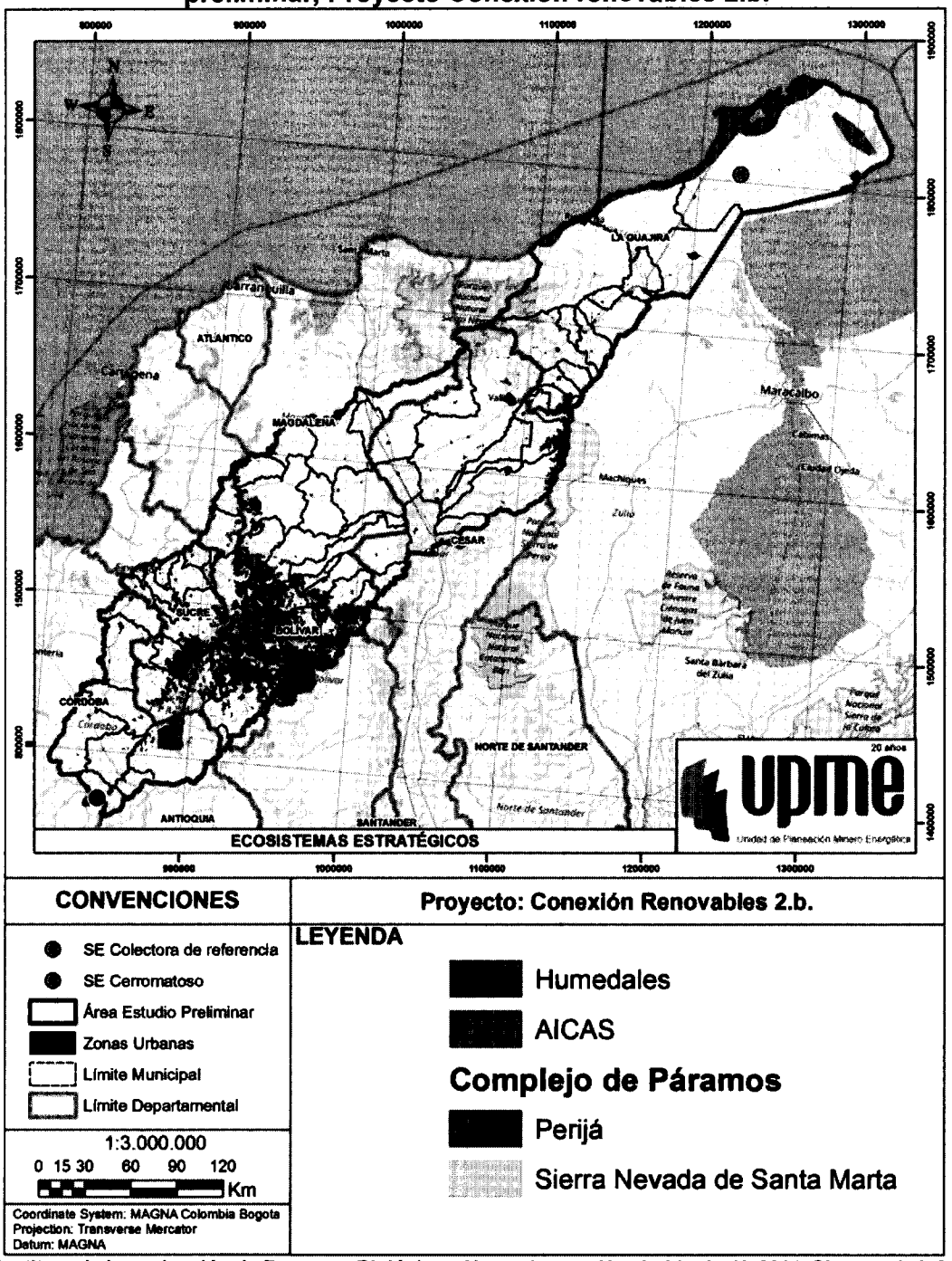
Tabla 112. Distribución espacial del bosque seco tropical dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	ZAMBRANO
	CÓRDOBA
CESAR	LA PAZ
	MANAURE BALCÓN DEL CESAR
	AGUSTÍN CODAZZI
	EL COPEY
	VALLEDUPAR
	SAN DIEGO
	BOSCONIA
	EL PASO
LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
	LA JAGUA DEL PILAR
	RIOHACHA
	EL MOLINO
	VILLANUEVA
	URUMITA
	FONSECA
	BARRANCAS
	HATO NUEVO
	ALBANIA
	MAICAO
	URIBIA
	DISTRACCIÓN
MAGDALENA	FUNDACIÓN
	ALGARROBO
	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)
	ARACATACA
	NUEVA GRANADA (Granada)
	TENERIFE
	PLATO
	SANTA BARBARA DE PINTO
	EL BANCO

Fuente: Instituto Alexander Von Humboldt – iAVH, 2012

1.7.1.13 Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles

Figura 126. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017. UPME, 2017.

Tabla 113. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

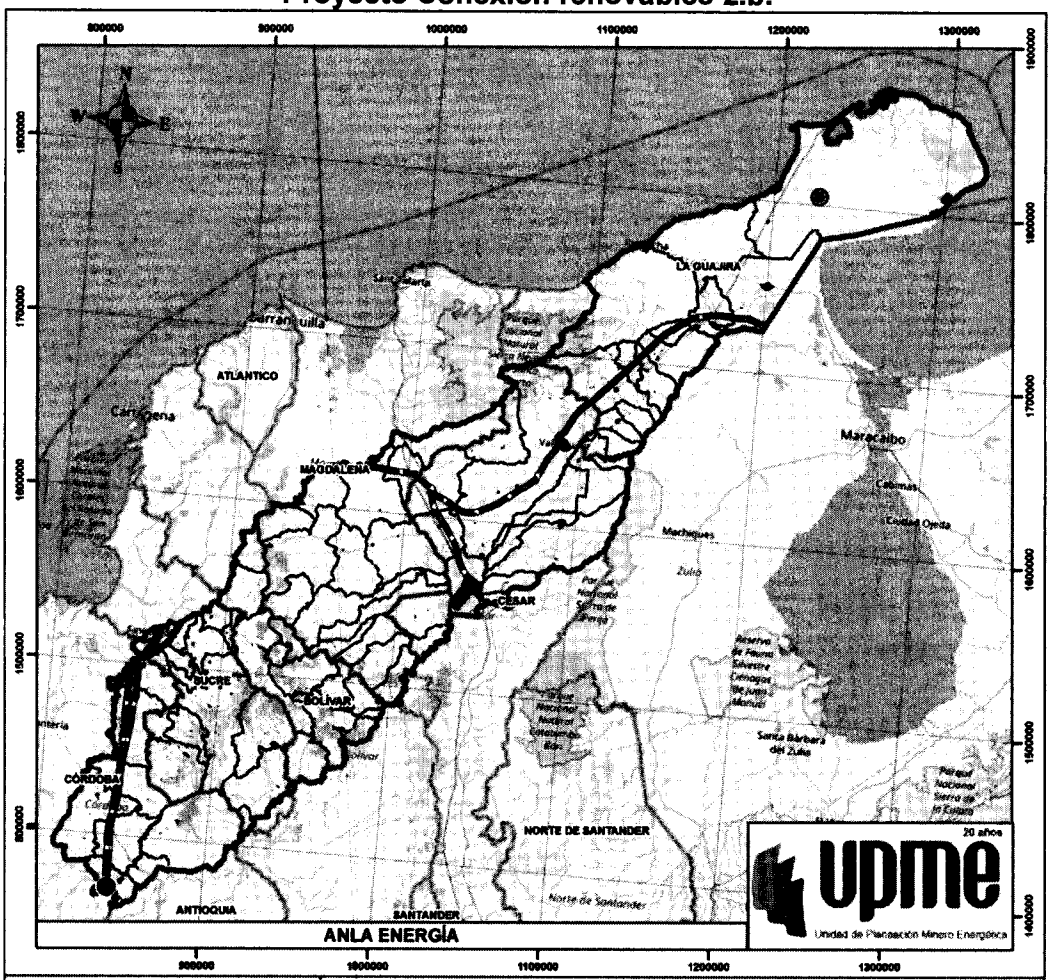
ECOSISTEMA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE
HUMEDALES	BOLÍVAR	BARRANCO DE LOBA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		PINILLOS	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		ACHÍ	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		HATILLO DE LOBA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		ZAMBRANO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		CÓRDOBA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		MAGANGUÉ	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		TALAIGUA NUEVO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		CICUCO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		MOMPÓS	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SAN FERNANDO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		MARGARITA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
	CESAR	LA PAZ	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		AGUSTÍN CODAZZI	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		PUEBLO BELLO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		VALLEDUPAR	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		EL PASO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
	CÓRDOBA	PUEBLO NUEVO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		AYAPEL	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		BUENAVISTA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		LA APARTADA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		MONTELÍBANO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
	LA GUAJIRA	RIOHACHA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		URIBIA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		MANAURE	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
	MAGDALENA	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		TENERIFE	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		PLATO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SANTA BARBARA DE PINTO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SANTA ANA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SAN ZENÓN	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		GUAMAL	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		EL BANCO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		PIJIÑO DEL CARMEN	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
	SUCRE	SUCRE	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		MAJAGUAL	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SAN BENITO ABAD	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		CAIMITO	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
		SAN MARCOS	Aguas continentales y/o hidrofitia continental
COMPLEJOS DE PARAMO	CESAR	LA PAZ	Perijá
		MANAURE BALCÓN DEL CESAR	
		AGUSTÍN CODAZZI	
		PUEBLO BELLO	Sierra Nevada de Santa Marta
		VALLEDUPAR	
	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR	Sierra Nevada de Santa Marta

ECOSISTEMA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE
		LA JAGUA DEL PILAR	Perijá
		RIOHACHA	Sierra Nevada de Santa Marta
		URUMITA	Perijá
	MAGDALENA	FUNDACIÓN	Sierra Nevada de Santa Marta
AICAS	BOLÍVAR	BARRANCO DE LOBA	Reserva Natural El Garcero y alrededores
		HATILLO DE LOBA	
		MARGARITA	
	CESAR	MANAURE BALCÓN DEL CESAR	Cerro Pintado
		VALLEDUPAR	Ecoparque Los Besotes
	CÓRDOBA	AYAPEL	Ciénaga de Ayapel
		BUENAVISTA	Finca Betanci-Guacamayas
	LA GUAJIRA	RIOHACHA	Complejo de humedales costeros de La Guajira
		LA JAGUA DEL PILAR	Cerro Pintado
		VILLANUEVA	
		URUMITA	
		URIBIA	Complejo de humedales costeros de La Guajira
		MANAURE	
		URIBIA	PNN Macuira
	MAGDALENA	EL BANCO	Reserva Natural El Garcero y alrededores

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017

1.7.1.14 Proyectos ANLA – Sector Energía

Figura 127. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA Línea Proyecto Eléctrico Líneas Alta Ténsion Área Proyecto Eléctrico
1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 114. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Conexión renovables 2.b.

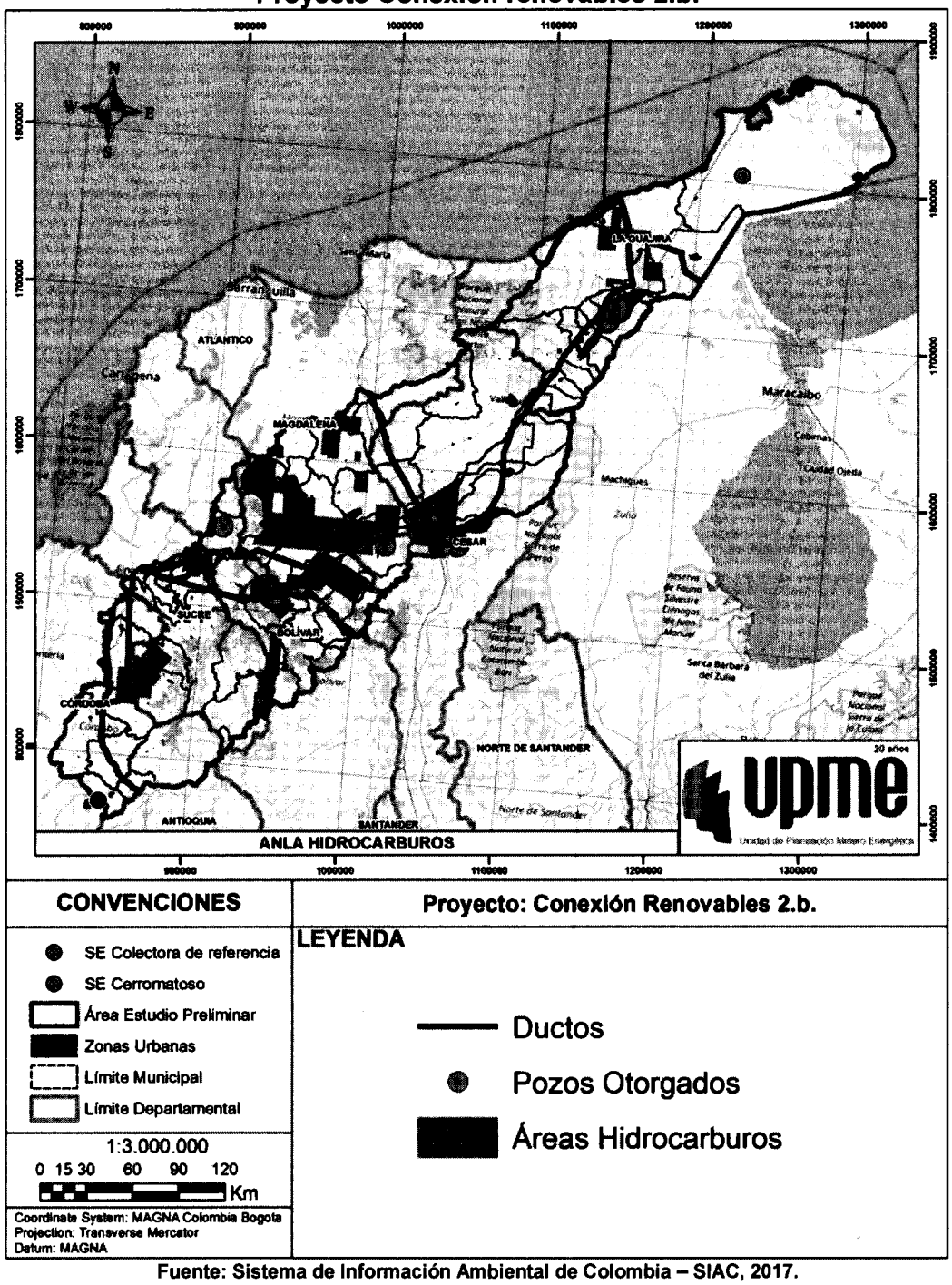
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
CESAR	EL PASO	LAM4387	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	CENTRAL CARBOELÉCTRICA LA LOMA
CESAR	ASTREA	LAM4387	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	CENTRAL CARBOELÉCTRICA LA LOMA
CESAR	VALLEDUPAR	LAM0758	TRANSELCA S.A. ESP	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 220 KV VALLEDUPAR-CUESTECITA
CÓRDOBA	MONTELÍBANO	LAM3545	CERRO MATOSO S.A	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE UNA PLANTA CARBOELÉCTRICA CON SU LÍNEA DE TRANSMISIÓN
		LAM4372	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. ISA	LÍNEA DE CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN PORCE III A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV SAN CARLOS - CERROMATOSO I
		LAM1067		LÍNEA TRANSMISIÓN CERROMATOSO –URRA, APARTADO Y SUBESTACIÓN 500/230 KV
	CHINÚ	LAV0018-00-2016		LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 Kv CHINÚ – MONTERÍA Y SUBESTACIÓN ASOCIADA
	MONTELÍBANO	LAV0073-00-2016		LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS A LA CONEXIÓN ANTIOQUIA – CERROMATOSO A 500 kV
LA GUAJIRA	RIOHACHA	LAM2320		PROYECTO INTERNACIONAL DE CABLE SUBMARINO DE FIBRA ÓPTICA – ARCOS 1
	SAN JUAN DEL CESAR	LAM0758	TRANSELCA S.A. ESP	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 220 KV VALLEDUPAR-CUESTECITA
	RIOHACHA			
	FONSECA			
	BARRANCAS			
	HATO NUEVO			
	ALBANIA			
	DISTRACCIÓN			
CESAR	EL COPEY	NO DISPONIBLE	ISA	LT Copey - Valledupar 220 kV - 1
	VALLEDUPAR	NO DISPONIBLE		
	EL COPEY	LAM2941		LT Ocaña - Copey 500 kV - 1
	BOSCONIA	LAM2941		
	EL PASO	LAM2941		
	EL COPEY	NO DISPONIBLE		
CÓRDOBA	PUEBLO NUEVO	NO DISPONIBLE		Chinú - Cerromatoso 1
	SAHAGÚN	NO DISPONIBLE		
	BUENAVISTA	NO DISPONIBLE		

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	PLANETA RICA	NO DISPONIBLE		
	MONTELÍBANO	NO DISPONIBLE		
	CHINÚ	NO DISPONIBLE		
	PUEBLO NUEVO	NO DISPONIBLE		
	SAHAGÚN	NO DISPONIBLE		
	BUENAVISTA	NO DISPONIBLE		
	PLANETA RICA	NO DISPONIBLE		
	MONTELÍBANO	NO DISPONIBLE		
	CHINÚ	NO DISPONIBLE		Chinú - Cerromatoso 2
		LAM4372		Porce III - Cerromatoso 500 kV - 1
		NO DISPONIBLE		San Carlos - Cerromatoso 2
	MONTELÍBANO	LAM1067		Cerromatoso - Urra 1
		LAM1067		Cerromatoso - Urra 2
		NO DISPONIBLE		Sabanalarga - Chinú 1
	CHINÚ	NO DISPONIBLE		Sabanalarga - Chinú 2
	ALBANIA	LAM0758		
LA GUAJIRA	MAICAO	LAM0758		Cuestecita - Majayura
	ALGARROBO	NO DISPONIBLE		
MAGDALENA	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	NO DISPONIBLE		LT Copey - Bolivar 500 kV - 1
	MORROA	NO DISPONIBLE		
	SINCELEJO	NO DISPONIBLE		
	COROZAL	NO DISPONIBLE		
	SAMPUÉS	NO DISPONIBLE		Sabanalarga - Chinú 1
	COROZAL	NO DISPONIBLE		
	SAN JUAN DE BETULIA	NO DISPONIBLE		
SUCRE	SAMPUÉS	NO DISPONIBLE		Sabanalarga - Chinú 2

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.7.1.15 Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos

Figura 128. Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 115. Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
BOLÍVAR	MOMPÓS	LAM0157	ECOPETROL S.A.	CAMPO CICUCO BOQUETE
	TALAIGUA NUEVO			
	CICUCO	LAM0157	ECOPETROL S.A.	CAMPO CICUCO BOQUETE
	CÓRDOBA	LAM0155	HOCOL S.A.	BLOQUE DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA QUIPU Y P.M.A PARA EL POZO EXPLORATORIO QUIPU – 1
CESAR	ASTREA	LAM3523	VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S. – VETRA EyP S.A.S.	PMA CAMPO DESCUBIERTO NO DESARROLLADO E INACTIVO. POZO ARJONA - 1
		LAM0361	MAXUS DE COLOMBIA INC	POZO BRAZIL-1
	EL PASO	LAM3308	DRUMMOND LTD	EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES (GAS Y PETRÓLEO) Y GAS METANO ASOCIADO A CARBÓN DENOMINADO LA LOMA
		LAM4285	DRUMMOND LTD	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA PRODUCCIÓN DE GAS METANO ASOCIADO A CARBÓN ÁREA DE DESARROLLO IGUANA
		LAM4539	TEXICAN OIL LTD	SOLICITUD DE LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO DE GAS COMPAE
LA GUAJIRA	BARRANCAS	LAM0683	DRUMMOND LTD	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA DEL RÍO RANCHERÍA POZOS PATILLAL 2,3,4 Y 5

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
BOLÍVAR	MAGANGUÉ	LAM0862	ECOPETROL S.A.	COMBUSTOLEODUCTO AYACUCHO - RETIRO - COVEÑAS
	TALAIGUA NUEVO			
	CICUCO			
	MOMPÓS			
	CÓRDOBA	LAM1082	CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	OLEODUCTO CAÑO LIMÓN-COVEÑAS
	MAGANGUÉ			
CESAR	LA PAZ	LAM0034	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.	GASODUCTO BALLENAS BARRANCABERMEJA
	AGUSTÍN CODAZZI			
	BECERRIL			
	SAN DIEGO			
	EL COPEY	LAM0832	ECOPETROL S.A.	AMPLIACIÓN DE POLIDUCTOS POZOS COLORADOS – AYACUCHO
	BOSCONIA			
	EL PASO			

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	CHIMICHAGUA			
CÓRDOBA	PUEBLO NUEVO	LAM0062	OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A.	OLEODUCTO DEL ALTO MAGDALENA (TENAY VASCONIA COVEÑAS)
	SAHAGÚN			
	BUENAVISTA			
	LA APARTADA			
	PLANETA RICA			
	CHINÚ			
	CHINÚ	LAM0106	PROMIGAS S.A. E.S.P	GASODUCTO REGIONAL DEL DEPARTAMENTO DE CORDOBA
	PUEBLO NUEVO			
	SAHAGÚN	LAM0241	PROMIGAS S.A. E.S.P	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN GASODUCTO DE LA COSTA ATLÁNTICA, (BALLENA CARTAGENA, BARRANQUILLA), Y CONSTRUCCIÓN DEL LOOP PALOMINO LA MAMI.
	CHINÚ			
	PUEBLO NUEVO	LAM0318	OLEODUCTO CENTRAL S.A. OCENSA S.A.	OLEODUCTO CUSIANA LA BELLEZA VASCONIA COVEÑAS E INSTALACIONES ANEXAS
	SAHAGÚN			
	BUENAVISTA			
	LA APARTADA			
	PLANETA RICA			
	CHINÚ			
LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR	LAM0034	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.	GASODUCTO BALLENAS BARRANCABERMEJA
	LA JAGUA DEL PILAR			
	RIOHACHA			
	EL MOLINO			
	VILLANUEVA			
	URUMITA			
	FONSECA			
	BARRANCAS			
	HATO NUEVO			
	ALBANIA			
	MAICAO			
	MANAURE			
	DISTRACCIÓN			
	RIOHACHA	LAM0241	PROMIGAS S.A. E.S.P	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN GASODUCTO DE LA COSTA ATLÁNTICA, (BALLENA CARTAGENA, BARRANQUILLA), Y CONSTRUCCIÓN DEL LOOP PALOMINO LA MAMI.
	MANAURE			
	MAICAO	LAM3406	PDVSA GAS S.A. SUCURSAL COLOMBIA	INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA - VENEZUELA TERRITORIO COLOMBIANO
	MANAURE			
MAGDALENA	FUNDACIÓN	LAM0832	ECOPETROL S.A.	AMPLIACIÓN DE POLIDUCTOS POZOS COLORADOS – AYACUCHO
	ALGARROBO			
	SAN ZENÓN	LAM0862	ECOPETROL S.A.	
	GUAMAL			

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	EL BANCO			COMBUSTOLEODUCTO AYACUCHO - RETIRO - COVEÑAS
	SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA			
	SANTA BARBARA DE PINTO	LAM1082	CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	OLEODUCTO CAÑO LIMÓN-COVEÑAS
	SANTA ANA			
	SAN ZENÓN			
	GUAMAL			
	EL BANCO			
	PIJIÑO DEL CARMEN			
	SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA			
SUCRE	SINCELEJO	LAM0241	PROMIGAS S.A. E.S.P	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN GASODUCTO DE LA COSTA ATLÁNTICA, (BALLENA CARTAGENA, BARRANQUILLA), Y CONSTRUCCIÓN DEL LOOP PALOMINO LA MAMI.
	SAMPUÉS			
	SAN PEDRO	LAM0595	PROMIGAS S.A. E.S.P	GASODUCTO REGIONAL SUCRE ETAPA II
	BUENAVISTA			
	MORROA	LAM0862	ECOPETROL S.A.	COMBUSTOLEODUCTO AYACUCHO - RETIRO - COVEÑAS
	SINCELEJO			
	COROZAL			
	SAN JUAN DE BETULIA			
	SINCÉ			
	BUENAVISTA			
	GALERAS			
	COROZAL	LAM0916	PROMIGAS S.A. E.S.P	CONSTRUCCION Y OPERACION DEL TRAMO No 1 DEL GASODUCTO LÍNEA GUEPAJE - SINCE - COROZAL.
	SAN JUAN DE BETULIA			
	SINCÉ			
	SAN PEDRO			
	MORROA	LAM1082	CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	OLEODUCTO CAÑO LIMÓN-COVEÑAS
	COROZAL			
	SAN JUAN DE BETULIA			
	SINCÉ			
	BUENAVISTA			
	SAN PEDRO			
	MORROA	LAM4376	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DEL GASODUCTO RAMAL LAS MAJAGUAS - COVEÑAS
	SINCELEJO			
	COROZAL			
	SAN JUAN DE BETULIA			
	SINCÉ			
	SAN PEDRO			
	MORROA	LAV0023-00-2015	PROMIGAS S.A. E.S.P	
	SINCELEJO			

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	COROZAL			CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DEL GASODUCTO LOOP SAN MATEO MAMONAL
	SAN JUAN DE BETULIA			
	SINCÉ			
	SAN PEDRO			

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
BOLÍVAR	CÓRDOBA	LAM0155	ECOPETROL	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA QUIPU
	TALAIGUA NUEVO	LAM0157	ECOPETROL S.A	CAMPO CICUCO BOQUETE
	CICUCO			
	MOMPÓS			
	CÓRDOBA	LAM3282	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	EXPLOTACIÓN DE GAS "BLOQUE LA CRECIENTE"
	MAGANGUÉ			
	MOMPÓS	LAM4251	NEW HORIZON EXPLORATION INC. COLOMBIA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA NOELIA, BLOQUE LA MAYE
	CÓRDOBA	LAM4375	HOCOL S.A.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA SAMAN
	MOMPÓS	LAM5284	MAUREL & PROM COLOMBIA B.V.	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE SSJN-9
	PINILLOS	LAV0068-13	HOCOL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA VIM 6
	ACHÍ			
	MAGANGUÉ			
CESAR	LA PAZ	LAM1321	TEXICAN OIL LTD	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA MARACAS
	AGUSTÍN CODAZZI			
	BECERRIL			
	VALLEDUPAR			
	SAN DIEGO			
	EL PASO			
	AGUSTÍN CODAZZI	LAM2539	QRC COLOMBIA LTDA	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIO "IRACA"
	BECERRIL			
	AGUSTÍN CODAZZI	LAM3308	DRUMMOND LTD	EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (GAS Y PETRÓLEO) Y GAS METANO ASOCIADO A CARBON DENOMINADO LA LOMA
	BECERRIL			
	EL PASO			
	LA PAZ			
	ASTREA	LAM3915	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP.	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA GUAMA
	ASTREA	LAM4269	PETROLÍFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	PERFORACION EXPLORATORIA DEL PROSPECTO BRILLANTE SURESTE
	EL PASO	LAM4285	DRUMMOND LTD	AREA DE DESARROLLO IGUANA

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	ASTREA	LAM4392	VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S.	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA EL CAMPO ARJONA
	AGUSTÍN CODAZZI	LAM4539	TEXICAN OIL LTD SUCURSAL COLOMBIA	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA EL PROYECTO CAMPO DE EXPLOTACION DE GAS NATURAL COMPAE
	EL PASO			
	ASTREA	LAM5148	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	ÁREA DE INTERÉS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA SANTANA
	ASTREA	LAM6084	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	BLOQUE DE EXPLOTACIÓN GUAMA
	PUEBLO NUEVO	LAM3189	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	BLOQUE EXPLORATORIO ESPERANZA
	SAHAGÚN			
	PUEBLO NUEVO			
	SAHAGÚN			
	PUEBLO NUEVO			
	SAHAGÚN			
	SAHAGÚN			
	PUEBLO NUEVO			
	SAHAGÚN			
CÓRDOBA	SAHAGÚN	LAV0029-13	OGX PETROLEO E GAS LTDA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA LLAMADOR VIM 5
	SAN JUAN DEL CESAR	LAM0683	DRUMMOND LTD	BLOQUE EXPLORATORIO PATILLAL NORESTE
	FONSECA			
	BARRANCAS			
	HATO NUEVO			
	ALBANIA			
	MAICAO			
	MANAURE	LAM0724	CHEVRON PETROLEUM COMPANY	SISTEMA DE COMPRESION DE GAS CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA
	RIOHACHA	LAM2653	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA SALINAS
	ALBANIA			
	MAICAO			
	MANAURE			
	RIOHACHA	LAM3269	ECOPETROL S.A	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA "GANIMEDES"
	URIBIA	LAM4140	OMIMEX OIL & GAS LTDA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA DEL BLOQUE TIBURON
	RIOHACHA	LAV0045-13	TURKISH PETROLUEM INTERNATIONAL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA MARIA CONCHITA
LA GUAJIRA				
	SANTA ANA	LAM0157	ECOPETROL S.A	CAMPO CICUCO BOQUETE
MAGDALENA	SAN ZENÓN			

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	NUEVA GRANADA (Granada) ARIGUANÍ (El Difícil)	LAM0437	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	PERFORACION EXPLORATORIA BLOQUE LA PINTA 1 Y 2
	NUEVA GRANADA (Granada) SANTA ANA ARIGUANÍ (El Difícil) PIJIÑO DEL CARMEN	LAM3915	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP.	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA GUAMA
	CHIVOLO	LAM4232	ECOPETROL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA APURE
	SANTA ANA ARIGUANÍ (El Difícil) PIJIÑO DEL CARMEN	LAM4269	PETROLÍFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	PERFORACION EXPLORATORIA DEL PROSPECTO BRILLANTE SURESTE
	NUEVA GRANADA (Granada) PLATO	LAM4302	ECOPETROL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA GRANATE
	TENERIFE PLATO	LAM4339	ECOPETROL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA YANILI
	PIJIÑO DEL CARMEN	LAM4392	VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S.	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL PARA EL CAMPO ARJONA
	ARIGUANÍ (El Difícil)	LAM4741	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	PERFORACIÓN EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS ÁREA 2
	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel) SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel) ARIGUANÍ (El Difícil)	LAM4812	PETROLÍFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA SAN ANGEL
	SANTA ANA ARIGUANÍ (El Difícil) PIJIÑO DEL CARMEN	LAM5148	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	ÁREA DE INTERÉS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA SANTANA
	SANTA ANA SAN ZENÓN GUAMAL EL BANCO PIJIÑO DEL CARMEN	LAM5284	MAUREL & PROM COLOMBIA B.V.	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE SSJN-9

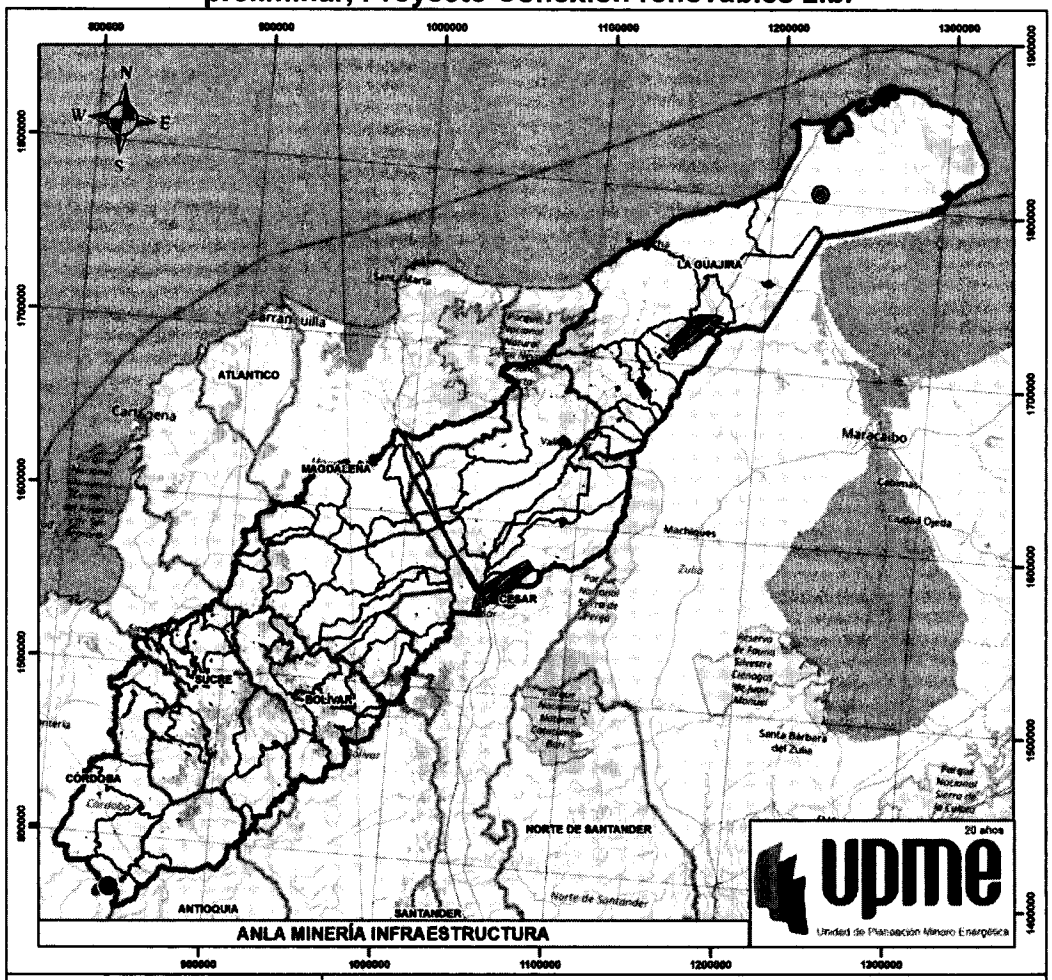
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA			
	NUEVA GRANADA (Granada) CHIVOLO TENERIFE PLATO SANTA BARBARA DE PINTO SANTA ANA PLATO SANTA BARBARA DE PINTO SANTA ANA NUEVA GRANADA (Granada) CHIVOLO TENERIFE PLATO	LAM5327	SK INNOVATION CO LTD.	BLOQUE EXPLORATORIO SSJN-5
	NUEVA GRANADA (Granada) PLATO	LAM5364	HOCOL S.A.	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA PERDICES SUR
	NUEVA GRANADA (Granada) ARIGUANÍ (El Difícil)	LAM5597	PETROLÍFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	PROYECTO ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA LA PINTA-1
	NUEVA GRANADA (Granada) SANTA ANA ARIGUANÍ (El Difícil) PIJIÑO DEL CARMEN	LAM6084	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	BLOQUE DE EXPLOTACIÓN GUAMA
	ALGARROBO SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	LAV0056-13	HOCOL S.A.	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA DIFÍCIL W - PIVIJAY, SABANAS DE SAN ÁNGEL Y ALGARROBO (MAGDALENA)
SUCRE	SAN MARCOS SAN MARCOS	LAM3189	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	AREA DE INTERES D

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
	SAN MARCOS			
	LA UNIÓN			
	SAN MARCOS			
	SINCÉ			
	BUENAVISTA	LAM3282	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	EXPLOTACIÓN DE GAS "BLOQUE LA CRECIENTE"
	SAN PEDRO			
	BUENAVISTA			
	SAN PEDRO			
	BUENAVISTA			
	SAN PEDRO	LAM5117	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA GUEPAJE.
	BUENAVISTA			
	SAN PEDRO			
	SAN PEDRO			
	CAIMITO			
	SAN MARCOS	LAV0029-13	OGX PETROLEO E GAS LTDA	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA LLAMADOR VIM 5
	LA UNIÓN			
	SUCRE	LAV0068-13	HOCOL	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA VIM 6
	MAJAGUAL			

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.7.1.16 Proyectos ANLA – Sectores Infraestructura y Minería

Figura 129. Proyectos ANLA – Sector infraestructura y Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental 1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	LEYENDA Infraestructura vial Licencias Mineras (ANLA)

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 116. Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
CESAR	EL PASO	LAM0027	DRUMMOND LTD	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
	EL PASO	LAM1862	VALE COAL COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA LA LOMA - MINA LA LOMA - PRIBBENOW.
	BECERRIL EL PASO	LAM2622	C.I. PRODECO S.A	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
	BECERRIL EL PASO EL PASO	LAM3199	COLOMBIAN NATURAL RESOURCES I S.A.S.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA EL HATILLO.
	AGUSTÍN CODAZZI BECERRIL EL PASO	LAM3271	DRUMMOND LTDA.	EXPLOTACIÓN CARBONÍFERA DESCANSO NORTE
CÓRDOBA	MONTELÍBANO	LAM1459	CEMENTOS ARGOS S.A.	EXPLORACIÓN TÉCNICA DE UN YACIMIENTO DE NÍQUEL Y OTROS CONCESIBLES EN UN ÁREA OBJETO DE INTERÉS ESPECIFICO
	MONTELÍBANO	LAM1459	CERRO MATOSO S.A.	EXPLORACIÓN TÉCNICA DE UN YACIMIENTO DE NÍQUEL Y OTROS CONCESIBLES EN UN ÁREA OBJETO DE INTERÉS ESPECIFICO
LA GUAJIRA	BARRANCAS HATO NUEVO ALBANIA MAICAO	LAM1094	CARBONES DEL CERREJÓN LTD.	PROYECTO MINERO DE EXPLOTACIÓN DE EXPLOTACIÓN DE CARBÓN BLOQUE CENTRAL DEL CERREJÓN ZONA NORTE. MINA EL CERREJÓN (ÁREAS INTEGRADAS).
	BARRANCAS	LAM3491	CARBONES COLOMBIANOS DEL CERREJÓN S.A.	PROYECTO MINERO DE EXPLOTACIÓN DE EXPLOTACIÓN DE CARBÓN BLOQUE CENTRAL DEL CERREJÓN ZONA NORTE. MINA EL CERREJÓN (ÁREAS INTEGRADAS).
	BARRANCAS	LAM4538	CARBONES DEL CERREJÓN LTD.	PROYECTO MINERO DE EXPLOTACIÓN DE EXPLOTACIÓN DE CARBÓN BLOQUE CENTRAL DEL CERREJÓN ZONA NORTE. MINA EL CERREJÓN (ÁREAS INTEGRADAS).
	SAN JUAN DEL CESAR FONSECA DISTRACCIÓN	LAM5085	MPX COLOMBIA S.A.	PROYECTO DE EXPLOTACIÓN MINERA DE CARBÓN CAÑAVERALES, LOCALIZADO EN JURISDICCIÓN DE LOS MUNICIPIOS DE DISTRACCIÓN, FONSECA, Y SAN JUAN DEL CESAR EN EL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA.

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

Tabla 117. Proyectos ANLA – Proyectos de infraestructura vial dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
BOLÍVAR	CICUCO MAGANGUÉ TALAIGUA NUEVO	LAV0041-14	INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS - INVIAS	CONEXIÓN MAGANGUÉ - YATÍ - LA BODEGA
	ZAMBRANO	LAM5762	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 TRAMOS 5, 6 Y 7, EL CARMEN DE BOLÍVAR – BOSCONIA.
CESAR	BOSCONIA	LAM2375	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5743	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL - SECTOR 3 - TRAMO 2 (CUATROVIENTOS - BOSCONIA)
		LAM5762	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 TRAMOS 5, 6 Y 7, EL CARMEN DE BOLÍVAR – BOSCONIA.
		LAM6348	YUMA CONCESIONARIA S.A.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA EN LOS TRAMOS 1 Y 2B (SAN ROQUE – CUATRO VIENTOS) DEL TRÁMITE DE LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL SECTOR 3.
		LAV0028-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN ANILLO VIAL DE BOSCONIA
		LAV0038-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN SEGUNDA CALZADA DE VALLEDUPAR - BOSCONIA - YE DE CIÉNAGA
	EL COPEY	LAM2375	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
		LAV0038-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN SEGUNDA CALZADA DE VALLEDUPAR - BOSCONIA - YE DE CIÉNAGA
	EL PASO	LAM2375	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAM5743	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL - SECTOR 3 - TRAMO 2 (CUATROVIENTOS - BOSCONIA)
		LAM6348	YUMA CONCESIONARIA S.A.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA EN LOS TRAMOS 1 Y 2B (SAN ROQUE – CUATRO VIENTOS) DEL TRÁMITE DE LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO VIAL RUTA DEL SOL SECTOR 3.
		LAV0024-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	VARIANTE POR EL PASO VIAL POR EL CENTRO POBLADO CUATRO VIENTOS
	LA PAZ	LAV0016-00-2017	CONCESIÓN CESAR GUAJIRA S.A.S.	CONSTRUCCIÓN DE UNA NUEVA VÍA BIDERECCIONAL (VARIANTE) ENTRE EL MUNICIPIO DE SAN DIEGO Y LA VÍA LA PAZ - VALLEDUPAR
	SAN DIEGO			
	VALLEDUPAR	LAV0038-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN SEGUNDA CALZADA DE VALLEDUPAR - BOSCONIA - YE DE CIÉNAGA
CÓRDOBA	SAHAGÚN	LAM6245	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA DEL CORREDOR VIAL LA YE SAHAGÚNDESDE EL PR54+350 AL PR67+000 DE LA CONCESIÓN VIAL CORDOBA – SUCRE
		LAV0055-14	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	CONSTRUCCIÓN DE LA DOBLE CALZADA POR EL PASO DEL CORREGIMIENTO DE LA YE
MAGDALENA	ALGARROBO	LAM2375	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 –

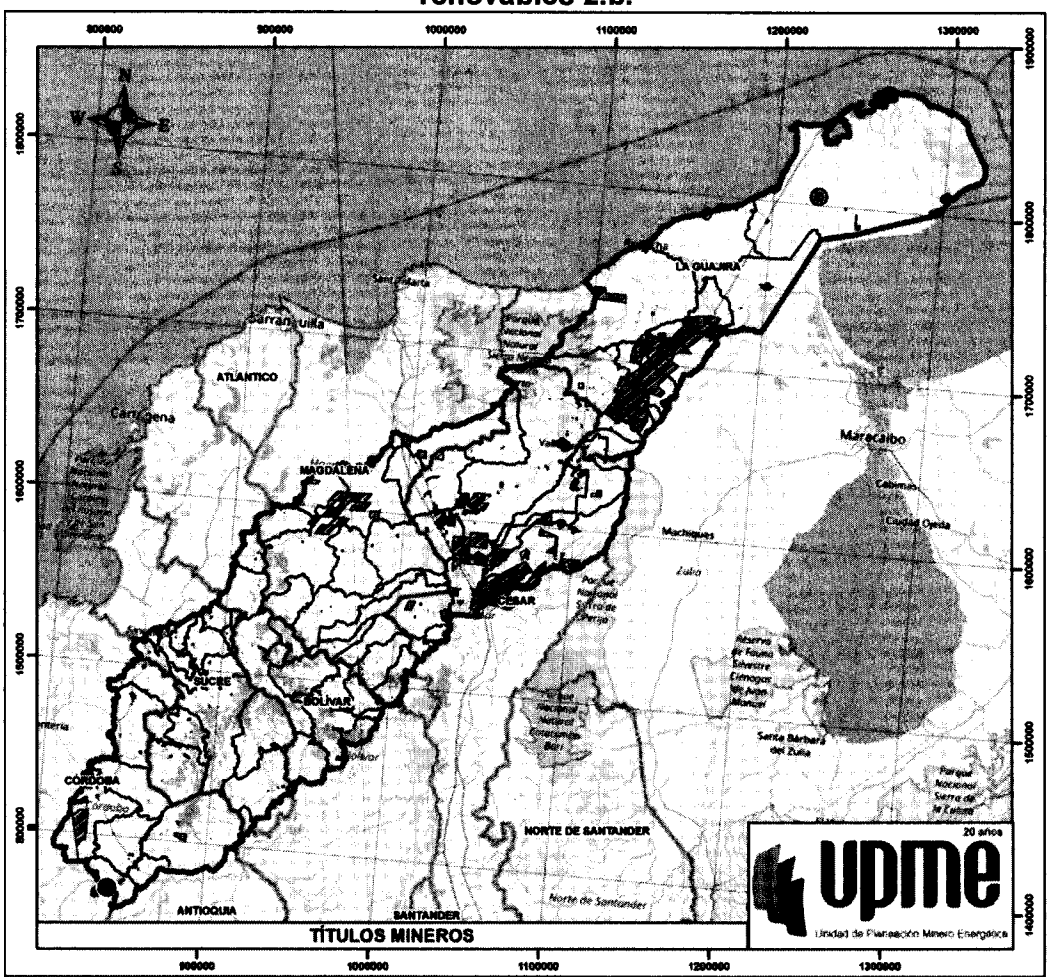
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
			S.A FENOCO S.A	PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAV0038-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN SEGUNDA CALZADA DE VALLEDUPAR - BOSCONIA - YE DE CIÉNAGA
	ARIGUANÍ (El Dificil)	LAM5762	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 TRAMOS 5, 6 Y 7, EL CARMEN DE BOLÍVAR – BOSCONIA.
		LAV0013-14	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - TRAMO 6 PLATO - ARIGUANÍ RUTA 8002 Y TRAMO 7 ARIGUANÍ A BOSCONIA RUTA 8002 Y 8003_PUEBLO NUEVO
		LAV0092-13	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 – TRAMO 6 PLATO -ARIGUANÍ RUTA 8002
	FUNDACIÓN	LAM2375	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	RED FERREA DEL ATLANTICO, REHABILITACION, CONSERVACION Y MANTENIMIENTO DE RED FERREA EN LOS SECTORES DE BOGOTA - SANTA MARTA, BOGOTA - BELENCITO, LA CARO – LENGUAZAQUE, BELLO - PUERTO BERRIO
		LAM4166	FERROCARRILES DEL NORTE DE COLOMBIA S.A FENOCO S.A	PROYECTO DENOMINADO "CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA FÉRREA DOBLE LA LOMA – PUERTO DRUMMOND, SECTOR 2 (PK865+000 – PK910+000) DE LA RED FÉRREA DEL ATLÁNTICO"
		LAV0038-00-2015	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN SEGUNDA CALZADA DE VALLEDUPAR - BOSCONIA - YE DE CIÉNAGA
	NUEVA GRANADA (Granada)	LAM5762	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 TRAMOS 5, 6 Y 7, EL CARMEN DE BOLÍVAR – BOSCONIA.
		LAV0013-14	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - TRAMO 6 PLATO - ARIGUANÍ RUTA 8002 Y TRAMO 7 ARIGUANÍ A BOSCONIA RUTA 8002 Y 8003_PUEBLO NUEVO
		LAV0092-13	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 – TRAMO 6 PLATO -ARIGUANÍ RUTA 8002
	PLATO	LAM5762	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 TRAMOS 5, 6 Y 7, EL CARMEN DE BOLÍVAR – BOSCONIA.
		LAV0013-14	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - TRAMO 6 PLATO - ARIGUANÍ RUTA 8002 Y TRAMO 7 ARIGUANÍ A BOSCONIA RUTA 8002 Y 8003_PUEBLO NUEVO
		LAV0029-14	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 - CONSTRUCCIÓN DE VARIANTE EN EL CENTRO POBLADO PLATO (MAGDALENA)
	TENERIFE	LAM5762	YUMA CONCESIONARIA S.A.	RUTA DEL SOL SECTOR 3 TRAMOS 5, 6 Y 7, EL CARMEN DE BOLÍVAR – BOSCONIA.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	OPERADOR	NOMBRE
SUCRE	COROZAL	LAM4272	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	VARIANTE ORIENTAL A SINCELEJO
	MORROA	LAM4605	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	DOBLE CALZADA SINCELEJO - COROZAL
	SAMPUÉS	LAM6347	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA SAMPUÉS – SINCELEJO DEL K103+459 AL K114+365"
	SINCELEJO	LAM4605	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	DOBLE CALZADA SINCELEJO - COROZAL
		LAM6347	AUTOPISTAS DE LA SABANA S.A.	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA CALZADA SAMPUÉS – SINCELEJO DEL K103+459 AL K114+365"

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2017.

1.7.1.17 Títulos Mineros

Figura 130. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental 1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	LEYENDA Títulos Mineros

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 118. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b. (Títulos Vigentes – En Ejecución).

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SIN INFORMACION	PEJ-08251	PEJ-08251	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
SIN INFORMACION	GBIJ-02	92-00479-00195-05-00011-08	CARBON
SIN INFORMACION	GF7-143	GF7-143	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HIBC-01	0029-44	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HHCF-03	0043-44	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HKL-15193X	HKL-15193X	CARBON
SIN INFORMACION	HKL-15192X	HKL-15192X	CARBON
SIN INFORMACION	HIMH-01	0189-20	CALIZA
SIN INFORMACION	HHLE-05	0356-20	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
SIN INFORMACION	GIL-146	GIL-146	CARBON
SIN INFORMACION	HKL-15191	HKL-15191	CARBON
SIN INFORMACION	HEF-152	HEF-152	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HGDC-02	0-431	ORO\ COBRE\ PLATA
SIN INFORMACION	HG4-084	HG4-084	CARBON
SIN INFORMACION	EDUH-01	90-00511-05160-03-00000-00	CARBON
SIN INFORMACION	GAEI-03	90-00531-00034-05-00871-04	CARBON
SIN INFORMACION	FJUA-01	90-00621-00008-05-00871-04	CARBON
SIN INFORMACION	FK9-121	FK9-121	MARMOL\ ROCA ORNAMENTAL\ ASOCIADOS\ CALIZA\ GRANITO
SIN INFORMACION	HGKB-06	0305-20	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA\ CALIZA
SIN INFORMACION	HIS-15121	HIS-15121	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	ECDA-01	90-00679-00011-08-00000-00	CARBON
SIN INFORMACION	GIEM-01	98-00426-21987-05-00871-04	CARBON
SIN INFORMACION	GBSC-02	90-00679-00011-00000-0	CARBON
SIN INFORMACION	HHCF-02	0044-44	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	IJA-08001X	IJA-08001X	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
SIN INFORMACION	IFJ-10222	IFJ-10222	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HIKD-04	0184-20	CALIZA
SIN INFORMACION	GAHC-01	90-00995-00059-05-00389-04	CARBON
SIN INFORMACION	HINB-07	0190-20	CALIZA
SIN INFORMACION	HINC-01	0210-20	CALIZA
SIN INFORMACION	HHVA-02	0361-20	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HIB-14431	HIB-14431	CARBON
SIN INFORMACION	HBSK-01	01-00229-22739-05-00389-04	CARBON
SIN INFORMACION	HGDB-01	0-176	ORO
SIN INFORMACION	HJGF-01	032-1-20	CALIZA
SIN INFORMACION	HAI-151	HAI-151	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HGS-13332	HGS-13332	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HEF-15421X	HEF-15421X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HHGK-02	0041-44	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HHGL-10	0349-20	CALIZA\ GRANITO

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SIN INFORMACION	GDI-082	GDI-082	CARBON
SIN INFORMACION	HEF-153	HEF-153	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HBL-084	HBL-084	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HCBH-09	032-20	MARMOL\ CALIZA MARMORIZADA
SIN INFORMACION	FED-103	FED-103	CARBON
SIN INFORMACION	GDM-121	GDM-121	CARBON
SIN INFORMACION	HKA-13081	HKA-13081	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HIC-13011	HIC-13011	CARBON
SIN INFORMACION	HH4-10451	HH4-10451	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITINA
SIN INFORMACION	GDI-081	GDI-081	CARBON
SIN INFORMACION	HHXK-01	7398	DEMAS_CONCESIBLES\ ORO
SIN INFORMACION	HI1-08311	HI1-08311	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GKU-112	GKU-112	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GJP-151	GJP-151	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS\ VANADIO\ MINERALES DE NIOBIO, TANTALIO, VANADIO O CIRCONIO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	HIM-08491	HIM-08491	ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GLL-15Z8	GLL-15Z8	MINERAL DE COBRE\ MINERAL DE PLATA\ MINERAL DE ZINC\ ASOCIADOS\ PLATINO\ MINERAL DE MOLIBDENO\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	GKU-121	GKU-121	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HJ6-09291	HJ6-09291	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HEKK-01	COMUNIDAD INDIGENA WAYUU DE YO	SAL
SIN INFORMACION	HGCG-06	0179-20	FLUORITA\ BARITA\ ASOCIADOS
SIN INFORMACION	FLS-104	FLS-104	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	HJMO-06	15956-1	CALIZA
SIN INFORMACION	ICQ-0800512X	ICQ-0800512X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERAL DE PLATA\ ORO\ COBRE
SIN INFORMACION	IH6-14431	IH6-14431	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	IHF-14061	IHF-14061	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	IH6-14461	IH6-14461	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	JB5-09405X	JB5-09405X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE NÍQUEL Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO
SIN INFORMACION	GDM-12531X	GDM-12531X	CARBON
SIN INFORMACION	GDM-12532X	GDM-12532X	CARBON

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SIN INFORMACION	GE3-151	GE3-151	CARBON
SIN INFORMACION	IDC-16242X	IDC-16242X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HHNL-07	0150-1-20	MARMOL\ CALIZA\ GRANITO\ ROCAS
SIN INFORMACION	IH6-14471	IH6-14471	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HKF-14092X	HKF-14092X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IK2-15551	IK2-15551	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBON TERMICO
SIN INFORMACION	IHF-14062	IHF-14062	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	IHF-14071	IHF-14071	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	HIJ-13321	HIJ-13321	CARBON
SIN INFORMACION	HK2-08591X	HK2-08591X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HIC-11321	HIC-11321	CARBON
SIN INFORMACION	GKU-122	GKU-122	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HDJA-01	21850	MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	HHNL-20	0363-20	DEMAS_CONCESIBLES\ MARMOL\ CALIZA\ GRANITO\ PIEDRA
SIN INFORMACION	HGS-13301	HGS-13301	DEMAS_CONCESIBLES\ HIERRO
SIN INFORMACION	HIQB-01	0152-20	CALIZA
SIN INFORMACION	HIT-08131	HIT-08131	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IDC-16241X	IDC-16241X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IHH-10251	IHH-10251	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	IHF-14041	IHF-14041	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	IH6-14411	IH6-14411	DEMAS_CONCESIBLES\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	IH6-14491	IH6-14491	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	ICQ-0800599X	ICQ-0800599X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	FJC-092	FJC-092	CARBON
SIN INFORMACION	HINM-01	MANAURE	SAL
SIN INFORMACION	IHG-15541	IHG-15541	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ SULFATO DE BARIO NATURAL-BARITINA\ DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	IHF-14081	IHF-14081	DEMAS_CONCESIBLES\ HULLA BITUMINOSA, ANTRACÍTICA, O CARBÓN MINERAL SIN AGLOMERAR\ ANTRACITAS\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	JB5-10062X	JB5-10062X	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE NÍQUEL Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
			MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLOMO
SIN INFORMACION	HCG-104	HCG-104	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GKI-115	GKI-115	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	JCD-14381	JCD-14381	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	JB7-10541	JB7-10541	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	HGTK-08	0187-20	CALIZA
SIN INFORMACION	HAK-093	HAK-093	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GAK-152	GAK-152	CARBON
SIN INFORMACION	IKM-11451	IKM-11451	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	HI1-08001X	HI1-08001X	DEMAS_CONCESIBLES\ BARITA
SIN INFORMACION	HIM-08471	HIM-08471	DEMAS_CONCESIBLES\ CALIZA
SIN INFORMACION	GIGO-01	98-00720-22070-05-00875-04	CARBON
SIN INFORMACION	JG1-15371	JG1-15371	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	HEUJ-04	184	GRAVA
SIN INFORMACION	HFM-122	HFM-122	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HIT-08171	HIT-08171	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IH6-14441	IH6-14441	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	II4-11432X	II4-11432X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GH2-101	GH2-101	CARBON
SIN INFORMACION	HIFB-01	0042-44	ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HIE-13561X	HIE-13561X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GKB-14001X	GKB-14001X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HK2-09191X	HK2-09191X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HK2-09101X	HK2-09101X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HG4-085	HG4-085	CARBON
SIN INFORMACION	HK2-09051X	HK2-09051X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HK2-09141X	HK2-09141X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HKL-08063X	HKL-08063X	CARBON
SIN INFORMACION	HGC-122	HGC-122	BARITA ELABORADA\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	JJS-08431	JJS-08431	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBON TERMICO
SIN INFORMACION	JDS-10563	JDS-10563	CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO\ CARBON TERMICO\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE METALES NO FERROSOS Y SUS CONCENTRADOS, NCP
SIN INFORMACION	GFM-162	GFM-162	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IEB-09391	IEB-09391	DEMAS_CONCESIBLES\ MARMOL
SIN INFORMACION	IEB-09391-1	IEB-09391-1	ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO
SIN INFORMACION	JDS-10511	JDS-10511	CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO\ CARBON TERMICO\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE METALES NO FERROSOS Y SUS CONCENTRADOS, NCP
SIN INFORMACION	IH6-14451	IH6-14451	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IEG-11261	IEG-11261	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	FLA-101	FLA-101	MARMOL\ CALIZA

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SIN INFORMACION	ILR-11181	ILR-11181	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	LFA-08371	LFA-08371	BARITA ELABORADA\ MINERALES DE BARIO\ FLUORITA (MIG)\ DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y PLATINO, Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	GHEM-01	97-00299-21299-05-00011-08	CARBON
SIN INFORMACION	FLA-101-1	FLA-101-1	ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO
SIN INFORMACION	LCV-08241	LCV-08241	RECEBO (MIG)\ ARENAS Y GRAVAS SILICEAS\ CONGLOMERADO (ROCA O PIEDRA)
SIN INFORMACION	GHBN-04	99-00030-21149-05-20853-04	CARBON\ MINERAL DE HIERRO\ CROMO\ COBALTO\ ORO\ PLATINO\ COBRE\ PLATA\ NIQUEL
SIN INFORMACION	HIT-08172X	HIT-08172X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IE4-11401	IE4-11401	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	LK9-10051	LK9-10051	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	LK9-15261	LK9-15261	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	LK9-10481	LK9-10481	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	JHF-09081	JHF-09081	YESO NATURAL; ANHIDRITA\ SAL MARINA SIN PURIFICAR
SIN INFORMACION	027-44	027-44	BARITA
SIN INFORMACION	IHM-14311	IHM-14311	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	JDF-16521	JDF-16521	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBON TERMICO
SIN INFORMACION	ICQ-0800603X	9ICQ-0800603X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HKF-14091X	HKF-14091X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IEG-11361	IEG-11361	DEMAS_CONCESIBLES\ POR DEFINIR\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	GAV-151	GAV-151	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HC6-101	HC6-101	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	IH6-14521	IH6-14521	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES\ ASOCIADOS
SIN INFORMACION	GEOA-01	94-00603-18470-05-00011-08	CARBON
SIN INFORMACION	GILD-02	98-00876-22230-05-00871-04	CARBON
SIN INFORMACION	JCC-09351	JCC-09351	CARBON\ MINERAL METALICO
SIN INFORMACION	JDL-11421	JDL-11421	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	ICQ-0800566X	ICQ-0800566X	DEMAS_CONCESIBLES\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	LJJ-09471	LJJ-09471	MINERALES DE BARIO\ MINERALES DE HIERRO\ MINERALES DE COBRE Y SUS

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
			CONCENTRADOS\ MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	HGS-13351	HGS-13351	CARBON
SIN INFORMACION	HJP-14001X	HJP-14001X	CARBÓN COQUIZABLE O METALURGICO\ CARBON TERMICO\ CARBÓN MINERAL TRITURADO O MOLIDO
SIN INFORMACION	MLK-08471	MLK-08471	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
SIN INFORMACION	LK9-10451	LK9-10451	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	LK9-11311	LK9-11311	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS\ MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	LJJ-09211	LJJ-09211	DEMAS_CONCESIBLES\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
SIN INFORMACION	ILI-15481	ILI-15481	CALIZA TRITURADA O MOLIDA
SIN INFORMACION	HGWM-01	0263-20	MARMOL\ CALIZA\ GRANITO
SIN INFORMACION	IDH-11001X-1	IDH-11001X-1	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ MINERALES DE HIERRO
SIN INFORMACION	GCBM-01	92-00530-15956-01-00000-00	CALIZA
SIN INFORMACION	IDH-11001X	IDH-11001X	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ MINERALES DE HIERRO
SIN INFORMACION	HGP-13221	HGP-13221	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GFM-161	GFM-161	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	HGP-13231	HGP-13231	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
CONSTRUCCION Y MONTAJE	IHT-16461	IHT-16461	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIAL DE RECEBO
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HGCG-02	0262-20	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE LECHO DE RIO\ GRAVA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	EDP-141	EDP-141	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HING-03	0196-20	MATERIAL DE ARRASTRE
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HGJA-04	0301-20	DEMAS_CONCESIBLES\ FLUORITA\ BARITA\ CALIZA\ RECEBO\ BALASTRO
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HITL-01	0175-20	ARCILLA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHGL-09	0350-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ CALIZA\ GRANITO
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HHHI-05	0338-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ RECEBO\ GRAVA\ ARENA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	ICQ-082018X	ICQ-082018X	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HIVJ-02	0151-20	GRAVA\ ARENA\ MATERIAL DE ARRASTRE
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HIQK-02	0197-20	ARCILLA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	IG4-10421	IG4-10421	ARCILLA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	IG4-10481	IG4-10481	MATERIALES DE CONSTRUCCION

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HGKB-01	0311-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ RECEBO\ BALASTRO
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HJ6-08111	HJ6-08111	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ CALIZA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	GEB-112	GEB-112	MATERIALES DE CONSTRUCCION
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HIPD-03	164-20	ARCILLA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	IGC-15471	IGC-15471	DEMAS_CONCESIBLES\ ARCILLA
CONSTRUCCION Y MONTAJE	HING-01	0202-20	GRAVA\ ARENA
EXPLORACION	HI7-08101X	HI7-08101X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HJCL-01	0177-20	ARCILLA
EXPLORACION	HIQK-03	0167-2-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HJBN-09	0157-20	MATERIAL DE ARRASTRE
EXPLORACION	IDC-11021X	IDC-11021X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION\ ASOCIADOS
EXPLORACION	HJBN-10	0201-20	GRAVA\ ARENA\ MATERIAL DE ARRASTRE
EXPLORACION	ICQ-082020X	ICQ-082020X	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HJKH-01	0251-20	ASOCIADOS\ MATERIAL DE ARRASTRE
EXPLORACION	KE5-16521	KE5-16521	ARCILLA COMUN (CERAMICAS, FERRUGINOSAS, MISCELANEAS)\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	0167-3-20	0167-3-20	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	167-4-20	167-4-20	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	JJ3-11251	JJ3-11251	MARMOL Y OTRAS ROCAS METAMÓRFICAS; ROCAS O PIEDRAS CALIZAS DE TALLA Y DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	IK2-10561	IK2-10561	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	HJBN-12	0167-1-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLORACION	LEV-08131	LEV-08131	MARMOL Y OTRAS ROCAS METAMÓRFICAS; ROCAS O PIEDRAS CALIZAS DE TALLA Y DE CONSTRUCCIÓN\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	KDG-09591	KDG-09591	ARCILLA
EXPLORACION	JDS-16031	JDS-16031	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	LL7-11251	LL7-11251	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	LJJ-08101	LJJ-08101	ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO\ GRANITO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	LAP-10191	LAP-10191	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ RECEBO (MIG)\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	KK5-10101	KK5-10101	RECEBO (MIG)\ ARENAS Y GRAVAS SILÍCEAS ELABORADAS (TRITURADAS, MOLIDAS O PULVERIZADAS)
EXPLORACION	KHE-08121	KHE-08121	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ RECEBO (MIG)\ CONGLOMERADO (ROCA O PIEDRA)\ DEMAS_CONCESIBLES

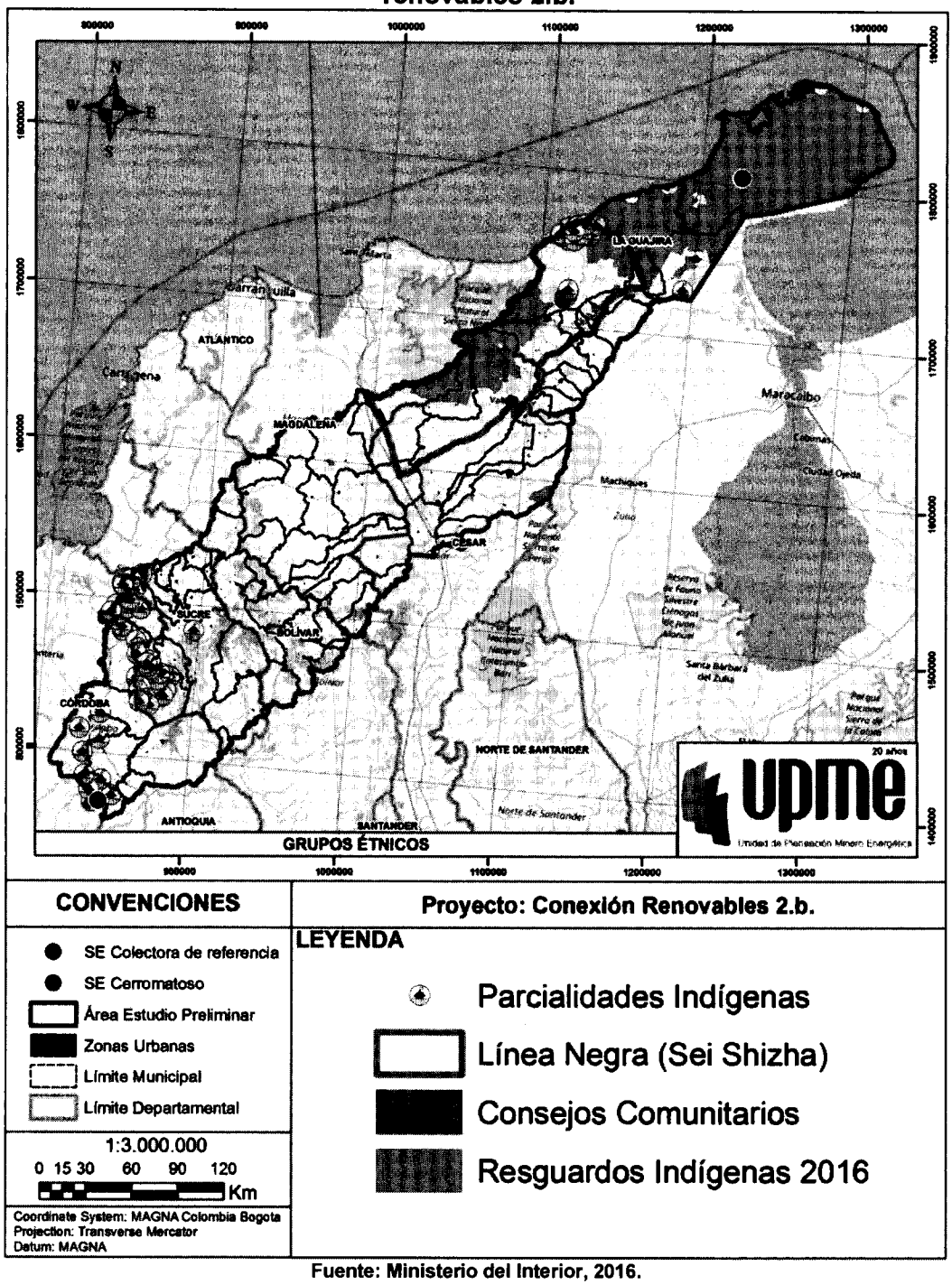
ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
EXPLORACION	LI1-10161	LI1-10161	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ ARCILLA COMUN (CERAMICAS, FERRUGINOSAS, MISCELANEAS)\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	KEK-08121	KEK-08121	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	MA7-08271	MA7-08271	RECEBO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	LES-11081	LES-11081	RECEBO (MIG)\ ARENAS Y GRAVAS SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	KBR-15061	KBR-15061	RECEBO (MIG)\ CONGLOMERADO (ROCA O PIEDRA)\ MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS
EXPLORACION	KEK-09121	KEK-09121	MARMOL Y OTRAS ROCAS METAMÓRFICAS; ROCAS O PIEDRAS CALIZAS DE TALLA Y DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	KDM-08291	KDM-08291	MARMOL Y OTRAS ROCAS METAMÓRFICAS; ROCAS O PIEDRAS CALIZAS DE TALLA Y DE CONSTRUCCIÓN\ ROCA O PIEDRA CALIZA EN BRUTO\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	LFL-08071	LFL-08071	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	LLG-15541	LLG-15541	ARCILLA COMUN (CERAMICAS, FERRUGINOSAS, MISCELANEAS)
EXPLORACION	LE7-14191	LE7-14191	ARENAS Y GRAVAS NATURALES Y SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN\ DEMAS_CONCESIBLES
EXPLORACION	LIN-08281	LIN-08281	CALIZA TRITURADA O MOLIDA\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	KEK-08581	KEK-08581	MARMOL Y OTRAS ROCAS METAMÓRFICAS; ROCAS O PIEDRAS CALIZAS DE TALLA Y DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	KL4-08571	KL4-08571	ARENAS Y GRAVAS SILICEAS\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLORACION	LDD-09271	LDD-09271	RECEBO (MIG)\ MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	GEXD-10	97-00690-19072-01-00000-00	GRAVA\ ARENA
EXPLOTACION	GGBK-04	98-00055-20253-02-00000-00	ARCILLA
EXPLOTACION	HALH-01	01-00077-00120-01-00000-00	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HK8-08001X	HK8-08001X	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HDTI-01	141-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	ICQ-082019X	ICQ-082019X	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GHV-101	GHV-101	DEMAS_CONCESIBLES\ ARCILLA
EXPLOTACION	JDI-16421	JDI-16421	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	JG1-11383	JG1-11383	DEMAS_CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	HK7-15473X	HK7-15473X	DEMAS_CONCESIBLES\ ARCILLA
EXPLOTACION	GJCA-01	01-00114-22658-02-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	GIXN-01	00-00042-00096-01-00000-00	MATERIALES DE CONSTRUCCION

ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
EXPLOTACION	NIS-09361	NIS-09361	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	JJ3-15311	JJ3-15311	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	HFXF-01	0167-20	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	MK9-14571	MK9-14571	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MK9-08351	MK9-08351	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MKA-08401	MKA-08401	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MKA-16271	MKA-16271	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NBF-08421	NBF-08421	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NB8-16171	NB8-16171	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	HFOI-02	0045-44	MATERIALES DE CONSTRUCCION
EXPLOTACION	PD7-15241	PD7-15241	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NLJ-11591	NLJ-11591	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NLJ-11111	NLJ-11111	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NLJ-11381	NLJ-11381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NAB-14211	NAB-14211	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NIS-09461	NIS-09461	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NGG-10571	NGG-10571	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NGG-11091	NGG-11091	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NJ1-16381	NJ1-16381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NGG-10441	NGG-10441	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	PD7-13121	PD7-13121	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NLJ-14541	NLJ-14541	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OJG-11381	OJG-11381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NIS-09551	NIS-09551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	PD7-12411	PD7-12411	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	PD7-15501	PD7-15501	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MIS-09221	MIS-09221	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MKM-15551	MKM-15551	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NIJ-10561	NIJ-10561	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	MLJ-09171	MLJ-09171	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NBT-08271	NBT-08271	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NIO-15531	NIO-15531	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OEK-14081	OEK-14081	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	PE7-09341	PE7-09341	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OJG-12031	OJG-12031	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NLH-15381	NLH-15381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NLJ-08481	NLJ-08481	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OK8-10381	OK8-10381	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	OK8-10541	OK8-10541	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
EXPLOTACION	NIK-11481	NIK-11481	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN
ETAPA	CODIGO_RMN	CODIGO_ANT	MINERALES
SIN INFORMACION	II4-11421X	II4-11421X	CARBON\ DEMAS_CONCESIBLES
SIN INFORMACION	GJK-121	GJK-121	CARBON

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2017

1.7.1.18 Comunidades Étnicas

Figura 131. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: Ministerio del Interior, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 119. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
CESAR	AGUSTÍN CODAZZI	IROKA	YUCO YUKPA
		MENKUE-MISAYA Y LA PISTA	YUKPA (YUKO)
	LA PAZ	EL ROSARÍO, BELLAVISTA Y YUKATÁN	YUKPA
		CAÑO PADILLA	YUKPA
		LA LAGUNA-EL COSO-CINCO CAMINOS	YUKPA
	PUEBLO BELLO	ARHUACO DE LA SIERRA NEVADA	ARHUACA IJKE
		BUSINCHAMA	ARHUACO
		KOGUI-MALAYO ARHUACO	KOGUI-MALAYO-ARHUACO
	VALLEDUPAR	ARHUACO DE LA SIERRA NEVADA	ARHUACA IJKE
		BUSINCHAMA	ARHUACO
		KANKUAMO	KANKUAMO
		KOGUI-MALAYO ARHUACO	KOGUI-MALAYO-ARHUACO
CÓRDOBA	CHINÚ	SAN ANDRES DE SOTAVENTO	ZENÚ
LA GUAJIRA	ALBANIA	ALTA Y MEDIA GUAJIRA	WAYUÚ
		CUATRO DE NOVIEMBRE	WAYUÚ
		EL SOLDADO PARATE BIEN	WAYUÚ
	BARRANCAS	PROVINCIAL	WAYUU
		EL ZAHINO GUAYABITO MURIAYTUY	WAYUÚ
		RODEITO EL POZO	WAYUÚ
		TRUPIOGACHO Y LA MESETA	WAYUÚ
		SAN FRANCISCO	WAYUÚ
		CERRODEO	WAYUÚ
	DISTRACCIÓN	CAICEMAPA	WAYUÚ
		POTRERITO	WAYUÚ
	FONSECA	MAYABANGLOMA	WAYUÚ
		CERRODEO	WAYUÚ
	HATO NUEVO	CERRO DE HATONUEVO	WAYUU
		PROVINCIAL	WAYUU
		LOMAMATO	WAYUÚ
		EL ZAHINO GUAYABITO MURIAYTUY	WAYUÚ
		RODEITO EL POZO	WAYUÚ
		TRUPIOGACHO Y LA MESETA	WAYUÚ
	MAICAO	WOPUMUIN JUNAIN MAIKOU	WAYUU
		OKOCHI	WAYUÚ
		CARRAIPIA	WAYUÚ
		ALTA Y MEDIA GUAJIRA	WAYUÚ
	MANAURE	ALTA Y MEDIA GUAJIRA	WAYUÚ
	RIOHACHA	KOGUI-MALAYO ARHUACO	KOGUI-MALAYO-ARHUACO
		PERRATPU	WAYUU
		MONTE HARMON	WAYUÚ
		MAÑATURE	WAYUÚ
		LOMAMATO	WAYUÚ
		ALTA Y MEDIA GUAJIRA	WAYUÚ
		UNA'APUCHON	WAYUÚ
		LAS DELICIAS	WAYUÚ
		EL SOLDADO PARATE BIEN	WAYUÚ
	SAN JUAN DEL CESAR	KANKUAMO	KANKUAMO

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
		KOGUI-MALAYO ARHUACO	KOGUI-MALAYO-ARHUACO
	URIBIA	ALTA Y MEDIA GUAJIRA	WAYUÚ
MAGDALENA	FUNDACIÓN	ARHUACO DE LA SIERRA NEVADA	ARHUACA IJKE
MAGDALENA	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	CHIMILAS O CACAHUEROS DE SAN ANGEL	CHIMILAS
SUCRE	SAMPUÉS	SAN ANDRES DE SOTAVENTO	ZENÚ

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
CÓRDOBA	CHINÚ	RETIRO DE LOS PEREZ	ZENU
		FLECHA CEVILLA	ZENU
		BLEO BERDINAL	ZENU
		PROVIDENCIA SUR	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		AGUAS VIVAS	ZENU
		EL PITAL	ZENU
		CARRANZO	ZENU
		CAPIRRA	ZENU
		BAJO PALMITAL	ZENU
		LAS LOMAS	ZENU
		PALMITAL	ZENU
		CHINU URBANO	ZENU
		TERMOELECTRICA	ZENU
		TERMOELECTRICA	ZENU
		CACAOTAL	ZENU
		TERMOELECTRICA	ZENU
		TERMOELECTRICA	ZENU
		TERMOELECTRICA	ZENU
		TERMOELECTRICA	ZENU
	MONTELÍBANO	PUENTE DE URE	ZENU
		VILLA PORVENIR	ZENU
		VILLA CARMINIA	ZENU
		LA ESPERANZA	ZENU
		LAS FLORES DE CORDOBA Y LAS MARGARITAS	ZENU
	PLANETA RICA	EL REDENTOR DEL MARAÃ'ONAL	ZENU
		PLAZA BONITA	ZENU
		EL ALMENDRO	ZENU
		SAN JUAN DE DIOS DE LAS PELONAS	ZENU
	SAHAGÚN	ESCOBALITO	ZENU
		VENECIA	ZENU
		SAHAGUN URBANO	ZENU
LA GUAJIRA	MAICAO	YOURUNACHON	WAYUU
	MANAURE	PUERTO PACHECO	WAYUÃš
	RIOHACHA	SABANA JUAN Y MEDIO	WAYUÃš
		ALEWA LOS MONOS	WAYUÃš
		BUENOS AIRES	WAYUÃš
		LANTAKII	WAYUÃš
		EL PUY	WAYUÃš
		PUERTO NUEVO	WAYUÃš
		SANTA LUCIA	WAYUÃš
		CAIRONARE	WAYUÃš
		ARARAIPA	WAYUÃš
		YOULECHON	WAYUÃš

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
		GALILEA	WAYUÃš
		BETANIA	WAYUÃš
		LA SABANA	WAYUÃš
		LA MACOLLA SECTOR I	WAYUÃš
		LA MACOLLA	WAYUÃš
		EL JOPE	WAYUÃš
		JIRRAWAIKAT	WAYUÃš
		CARI CARI II	WAYUÃš
		CACHACA II (PAINWASHI)	WAYUÃš
		SAGECITO	WAYUÃš
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		VILLA FATIMA	ZENU
		LA ESPERANZA	ZENU
	LA UNIÓN	LA ESPERANZA	ZENU
		CALLE LARGA	ZENU
		BELLA VISTA	ZENU
		BOCA DE JARRO	ZENU
		BOCA DE JARRO	ZENU
		BOCA DE JARRO	ZENU
		LOMA DE PIEDRA	ZENU
		EL DELIRIO	ZENU
		EL DELIRIO	ZENU
		GUAIMARO	ZENU
		SILOE	ZENU
		VILLANUEVA	ZENU
		LA GALLERA	ZENU
	SAMPUÉS	BOSSA NAVARRO	ZENU
	SAN BENITO ABAD	CUIVA CAÃ'O VIEJO	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		LOS ANGELES	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		EL PITAL	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		LA FLORIDA	ZENU
		SANTO DOMINGO VIDAL	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
SUCRE	SAN MARCOS	MONTEGRANDE	ZENU

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		EL OASIS	ZENU
		CAYO DE LA CRUZ	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
		MONTEGRANDE	ZENU
	SINCELEJO	TATACHIO MIRABEL	ZENU

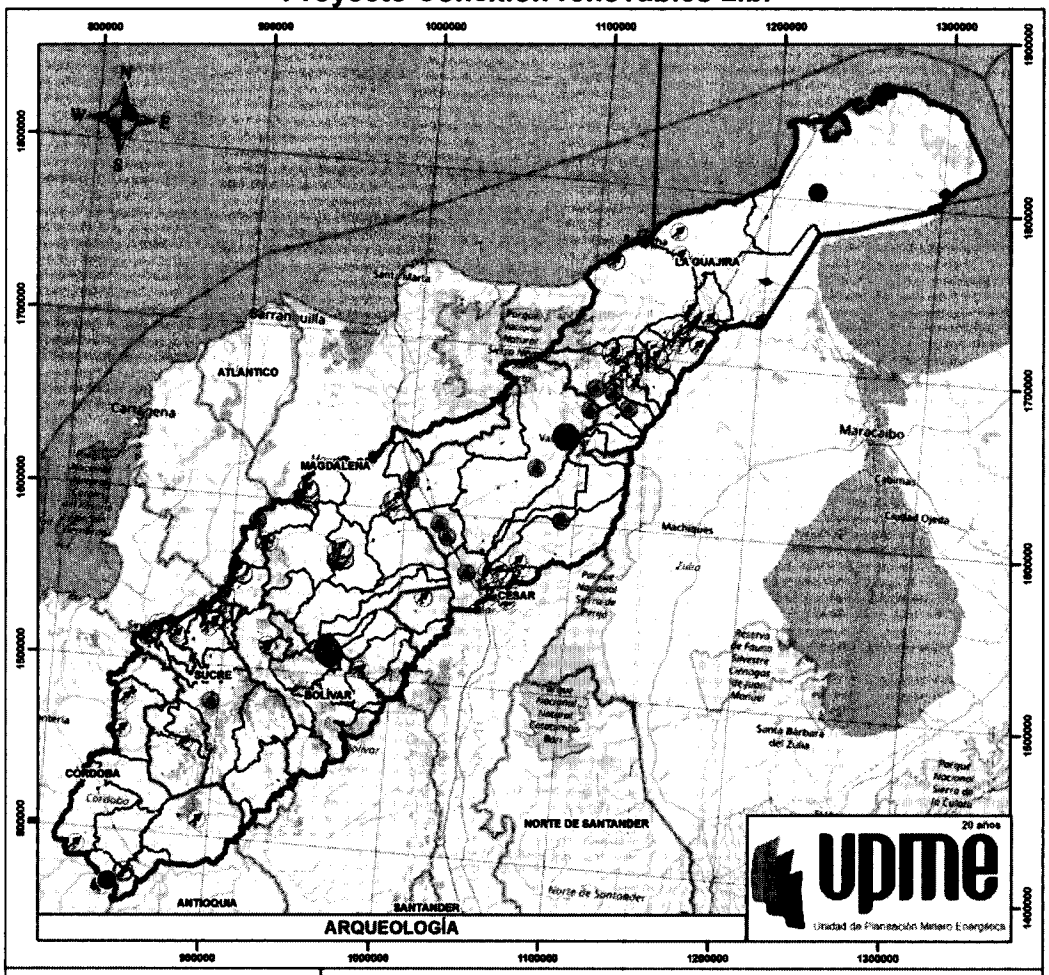
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
LA GUAJIRA	RIOHACHA	LA NUEVA ESPERANZA DE LOS NEGROS	N/A

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE	ETNIA
LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR	LINEA NEGRA (SEI SHIZHA)	COMUNIDADES DE LA SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA
	LA JAGUA DEL PILAR		
MAGDALENA	FUNDACIÓN		
	ALGARROBO		
	ARACATACA		
CESAR	LA PAZ		
	EL COPEY		
	PUEBLO BELLO		
	VALLEDUPAR		
	BOSCONIA		
LA GUAJIRA	RIOHACHA		
	URUMITA		
	FONSECA		
	BARRANCAS		
	HATO NUEVO		
	ALBANIA		
	MAICAO		
	MANAURE		
	DISTRACCIÓN		

Fuente: Ministerio del Interior, 2016. UPME 2017.

1.7.1.19 Arqueologia y cultura

Figura 132. Hallazgos Arqueológicos y culturales dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental 1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	LEYENDA Hallazgos Arqueológicos Bienes Interés Cultural Sitios Interés Histórico

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.
Fuente de gráfica: UPME, 2017.

Tabla 120. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	CÓRDOBA
	MAGANGUÉ
	ZAMBRANO
CESAR	AGUSTÍN CODAZZI
	ASTREA
	BECERRIL
	EL PASO
CÓRDOBA	AYAPEL
	MONTELÍBANO
	SAHAGÚN
	TIERRALTA
LA GUAJIRA	ALBANIA
	BARRANCAS
	DISTRACCIÓN
	FONSECA
	MAICAO
	MANAURE
	RIOHACHA
	SAN JUAN DEL CESAR
	URIBIA
MAGDALENA	CHIVOLO
	GUAMAL
	NUEVA GRANADA (Granada)
	PLATO
	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)
SUCRE	COROZAL
	MORROA
	OVEJAS
	SAMPUÉS
	SAN JUAN DE BETULIA
	SAN MARCOS
	SAN PEDRO
	SINCÉ
	SINCELEJO

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016.

Tabla 121. Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	MOMPÓS
CESAR	VALLEDUPAR
	AGUSTÍN CODAZZI
	CHIRIGUANÁ
	EL COPEY
LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
	RIOHACHA
	EL MOLINO
MAGDALENA	TENERIFE
	ALGARROBO
SUCRE	SAN BENITO ABAD

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

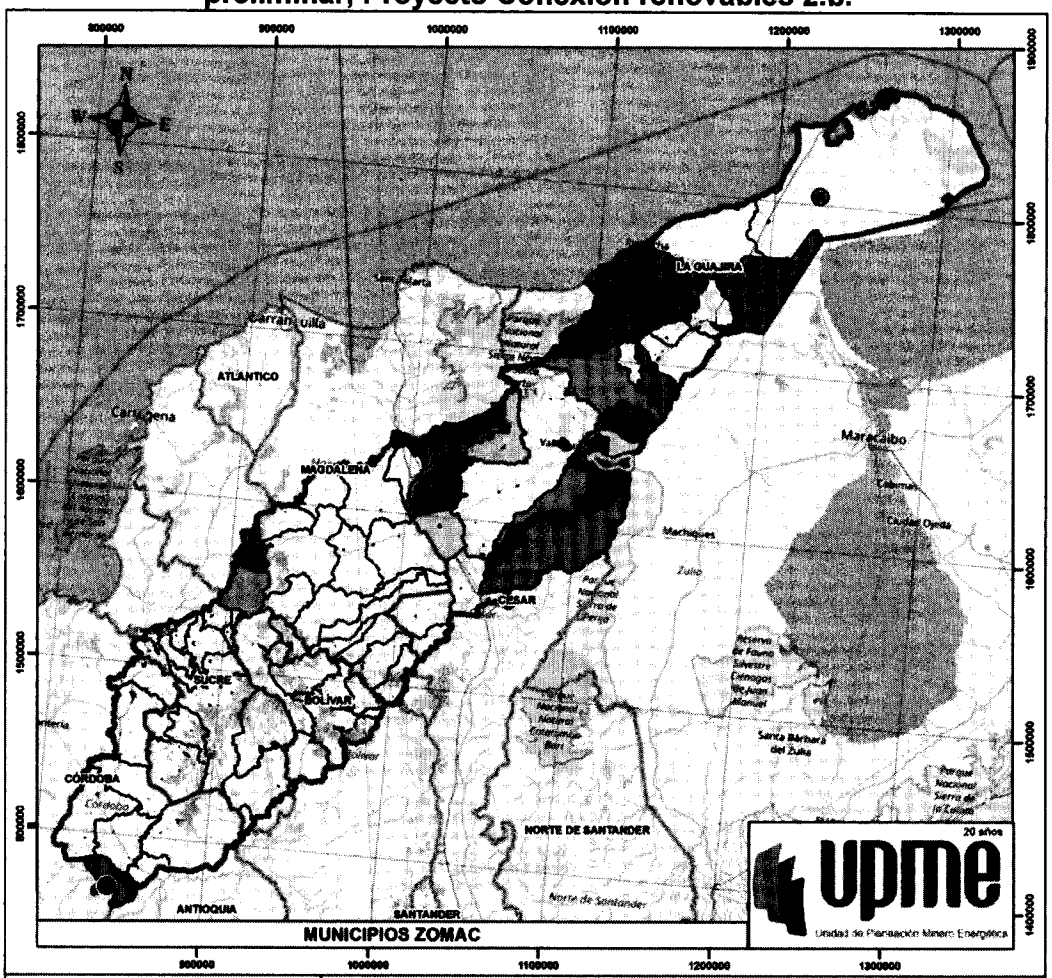
Tabla 122. Sitios de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLIVAR	MOMPÓS
CESAR	VALLEDUPAR

Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.

1.7.1.20 Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC)

Figura 133. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES	Proyecto: Conexión Renovables 2.b.
SE Colectora de referencia SE Cerromatoso Área Estudio Preliminar Zonas Urbanas Límite Municipal Límite Departamental	LEYENDA MONTELÍBANO, CÓRDOBA, ZAMBRANO, BOSCONIA, EL COPEY, FUNDACIÓN, PUEBLO BELLO, BECERRIL, AGUSTÍN CODAZZI, SAN DIEGO LA PAZ, MANAURE BALCÓN DEL CESAR, LA JAGUA DEL PILAR, URUMITA, SAN JUAN DEL CESAR, EL MOLINO, VILLANUEVA, FONSECA, RIOHACHA, MAICAO
1:3.000.000 0 15 30 60 90 120 Km	
Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota Projection: Transverse Mercator Datum: MAGNA	

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017
Fuente figura: UPME, 2017.

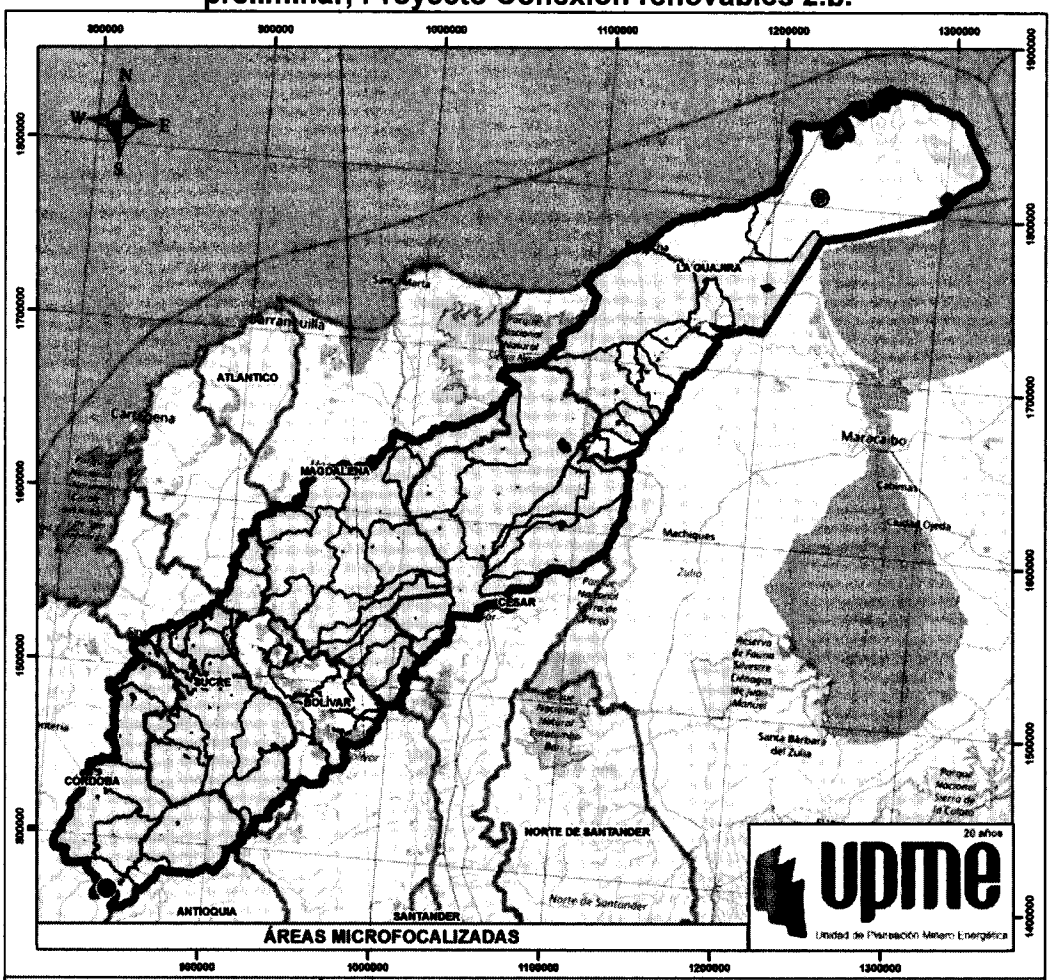
Tabla 123. Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
BOLÍVAR	ZAMBRANO
	CÓRDOBA
CESAR	LA PAZ
	MANAURE BALCÓN DEL CESAR
	AGUSTÍN CODAZZI
	EL COPEY
	BECERRIL
	PUEBLO BELLO
	SAN DIEGO
	BOSCONIA
CÓRDOBA	MONTELÍBANO
LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
	LA JAGUA DEL PILAR
	RIOHACHA
	EL MOLINO
	VILLANUEVA
	URUMITA
	FONSECA
	MAICAO
MAGDALENA	FUNDACIÓN

Fuente: Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017

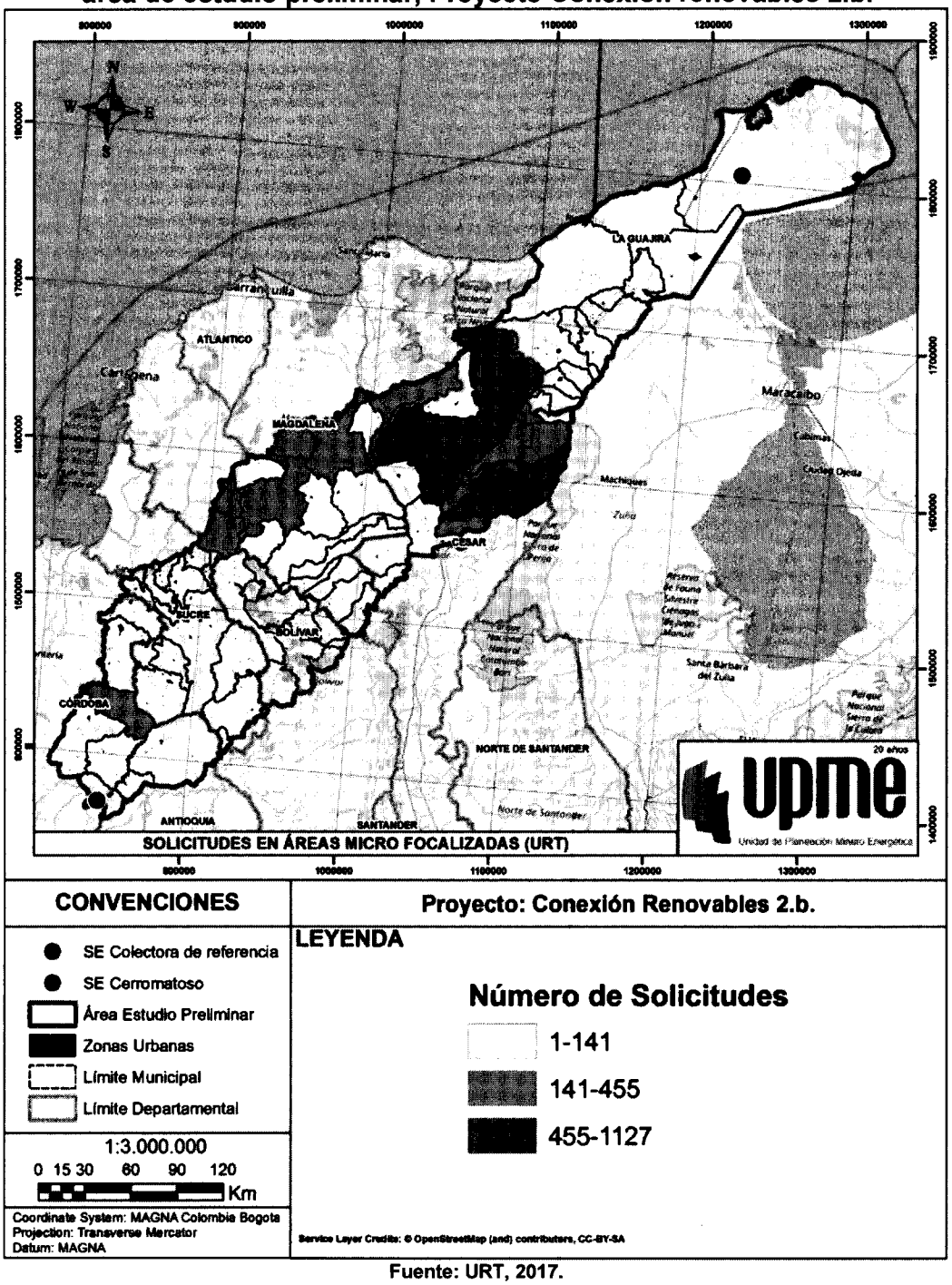
1.7.1.21 Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras

Figura 134. Zonas Microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



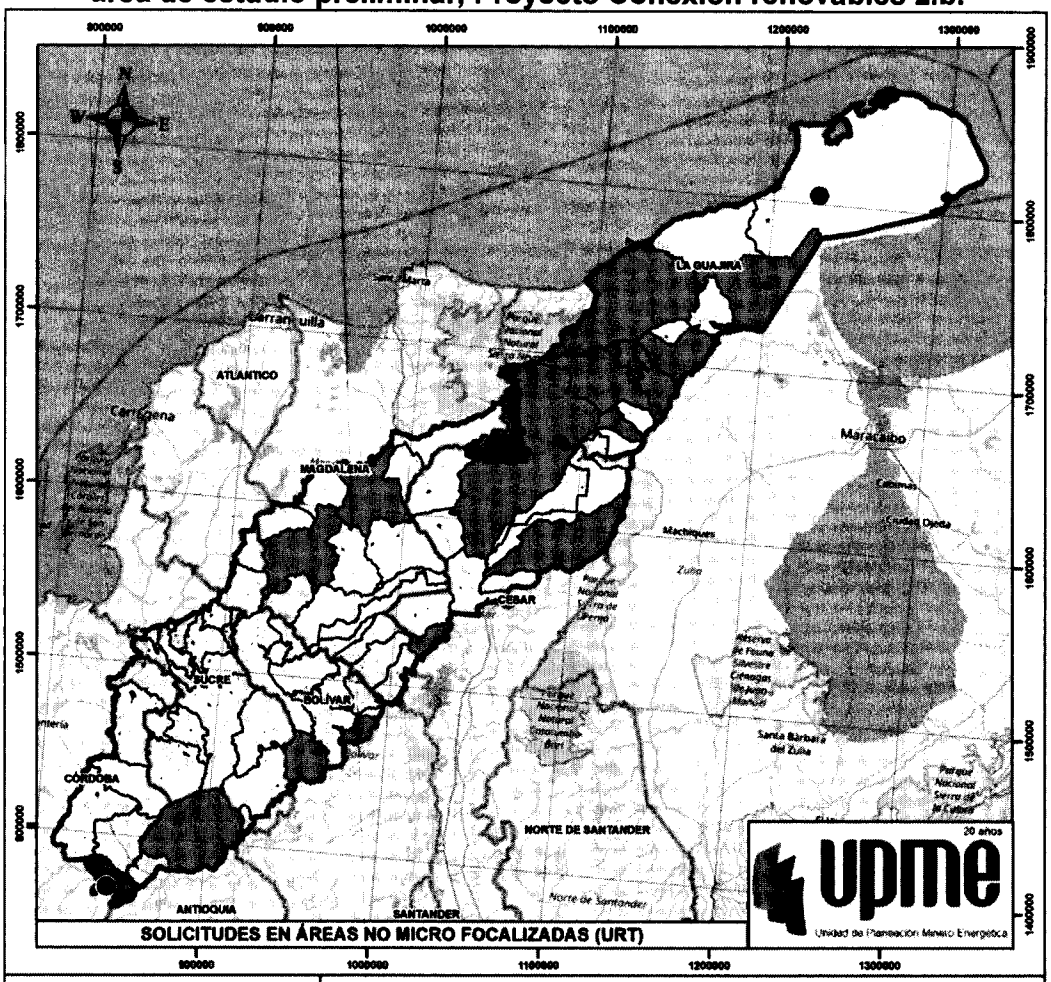
Fuente: URT, https://www.restituciondetierras.gov.co/documents/10184/939075/Mapa_Microzonas_11_12_2017.pdf/3975f042-00ea-41a3-8bc9-048f8102fcfd, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 135. Solicitudes en áreas microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 136. Solicitudes en áreas no microfocalizadas para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



CONVENCIONES

- SE Colectora de referencia
- SE Cerromatoso
- Área Estudio Preliminar
- Zonas Urbanas
- Límite Municipal
- Límite Departamental

1:3.000.000
0 15 30 60 90 120
Km

Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota
Projection: Transverse Mercator
Datum: MAGNA

Proyecto: Conexión Renovables 2.b.

LEYENDA

Número de Solicitudes

- 1-24
- 24-70
- 70-202

Service Layer Credits: © OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Fuente: URT, 2017.
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 124. Solicitudes para la restitución de tierras dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

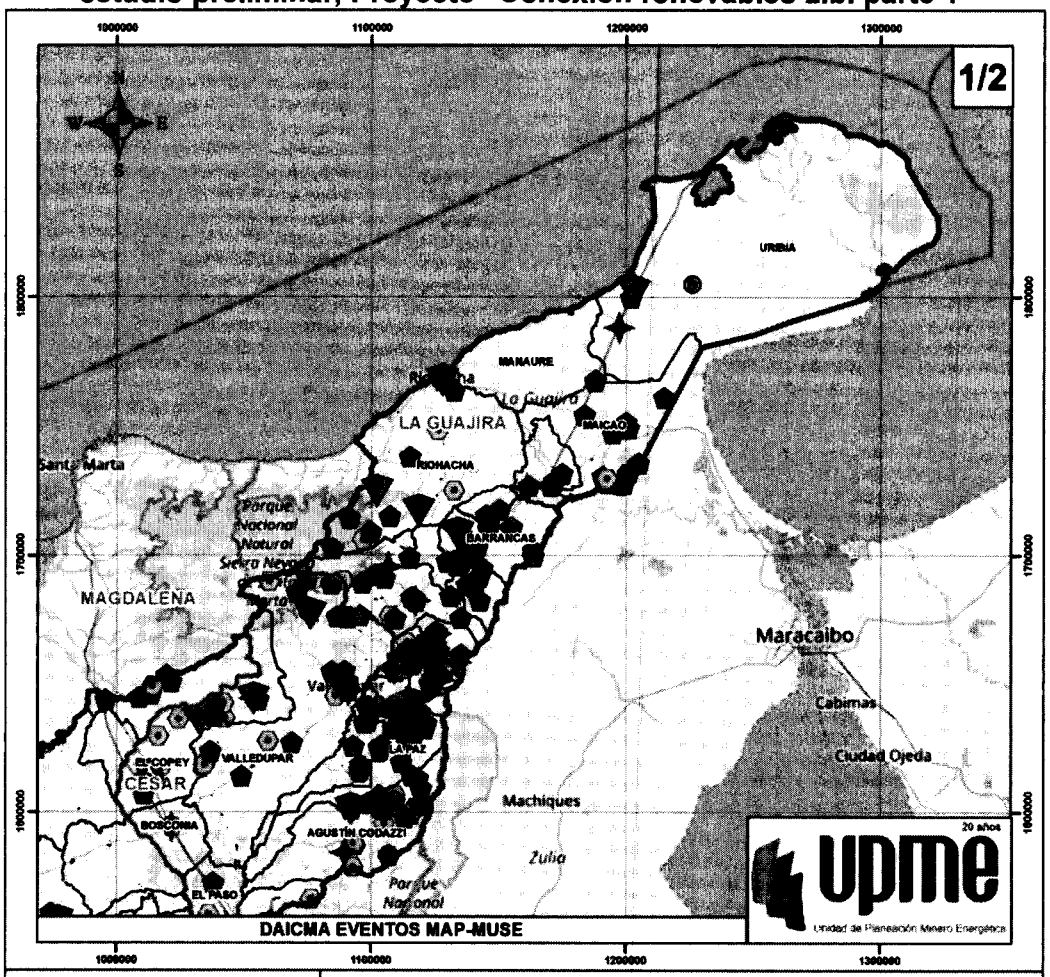
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NÚMERO DE SOLICITUDES	
BOLÍVAR	ACHÍ		36
	BARRANCO DE LOBA		50
	CICUCO		1
	CÓRDOBA	259	8
	HATILLO DE LOBA		12
	MAGANGUÉ	1	22
	MOMPÓS		7
	PINILLOS		20
	SAN FERNANDO		1
	TALAIGUA NUEVO		4
	ZAMBRANO	300	5
CESAR	AGUSTÍN CODAZZI	598	27
	ASTREA	59	2
	BECERRIL	408	18
	BOSCONIA	45	19
	CHIMICHAGUA	141	35
	EL COPEY	583	15
	EL PASO	64	13
	LA PAZ	211	9
	MANAURE BALCÓN DEL CESAR	50	2
	PUEBLO BELLO	5	194
	SAN DIEGO	282	9
	VALLEDUPAR	1127	52
CÓRDOBA	AYAPEL	46	50
	BUENAVISTA	1	
	CHINÚ	13	
	LA APARTADA	16	
	MONTELÍBANO		202
	PLANETA RICA	26	11
	PUEBLO NUEVO	252	11
	SAHAGÚN	4	1
LA GUAJIRA	ALBANIA	18	11
	BARRANCAS		70
	DISTRACCIÓN		53
	EL MOLINO	43	14
	FONSECA	1	29
	HATO NUEVO		3
	LA JAGUA DEL PILAR	2	8
	MAICAO	22	39
	MANAURE	50	2
	RIOHACHA	133	62
	SAN JUAN DEL CESAR	27	27
	URIBIA		2
	URUMITA		19
	VILLANUEVA	78	28
MAGDALENA	ALGARROBO	19	12
	ARACATACA	455	33
	ARIGUANÍ (El Difícil)	79	11
	CHIVOLO	407	22

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NÚMERO DE SOLICITUDES	
	EL BANCO	22	11
	FUNDACIÓN	368	13
	GUAMAL	3	6
	NUEVA GRANADA (Granada)	25	4
	PIJIÑO DEL CARMEN	21	7
	PLATO	221	27
	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	419	34
	SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA	6	4
	SAN ZENÓN	3	2
	SANTA ANA	99	5
	SANTA BARBARA DE PINTO	3	
	TENERIFE	139	20
SUCRE	BUENAVISTA	1	
	CAIMITO	3	1
	COROZAL	13	1
	EL ROBLE	25	
	GALERAS	118	2
	GUARANDA	30	1
	LA UNIÓN	41	1
	MAJAGUAL	79	11
	MORROA	450	18
	SAMPUÉS	8	
	SAN BENITO ABAD	79	9
	SAN JUAN DE BETULIA	17	
	SAN MARCOS	23	3
	SAN PEDRO		5
	SINCÉ	25	
	SINCELEJO	58	1
	SUCRE	1	24

Fuente: URT, 2017.

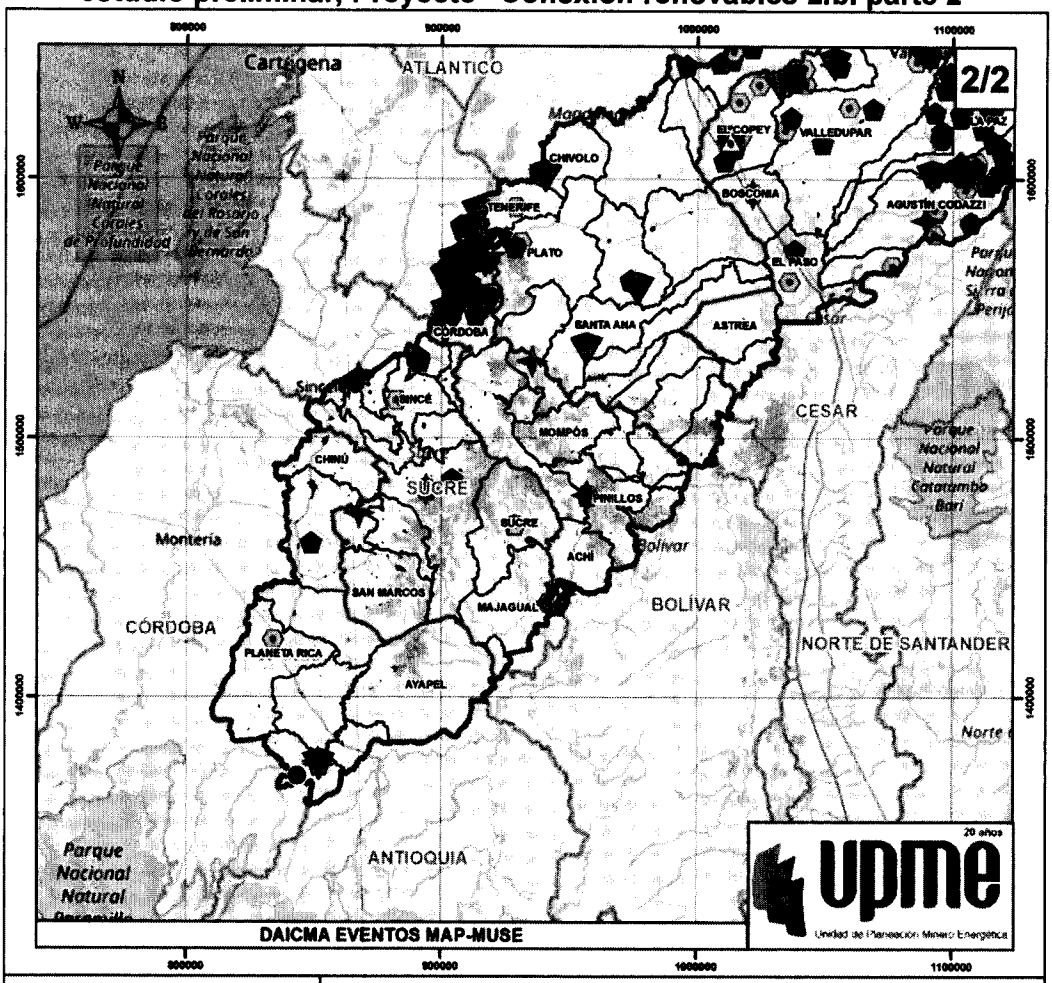
1.7.1.22 Acción Integral contra Minas Antipersonal

Figura 137. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 1"



Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017, **2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 138. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Conexión renovables 2.b. parte 2"



CONVENCIONES

- SE Cerromatoso
- SE Colectora de referencia
- Área Estudio Preliminar
- Zonas Urbanas
- Límite Municipal
- Límite Departamental

1:2.000.000
0 10 20 40 60 80
Km

Coordinate System: MAGNA Colombia Bogota
Projection: Transverse Mercator
Datum: MAGNA

Proyecto: Conexión Renovables 2.b.

LEYENDA

Tipo de Evento

- Accidente por MAP
- Accidente por MUSE
- Desminado militar en operaciones
- Incautaciones
- Sospecha de campo minado

Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017**, 2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 125. Eventos por MAP/MUSE desde 1990 al 31 de octubre de 2017 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

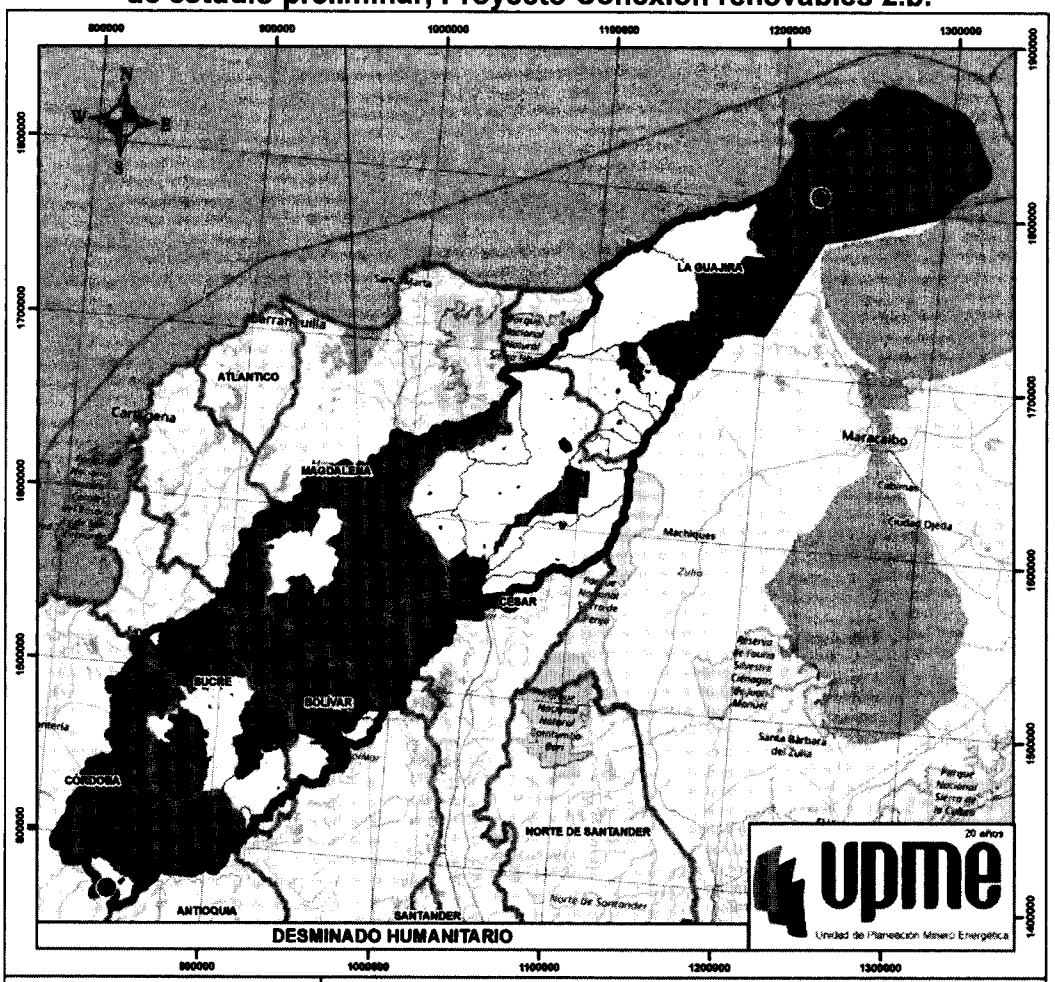
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
BOLIVAR	ACHÍ	Accidente por MAP
		Accidente por MUSE
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	CÓRDOBA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	EL CARMEN DE BOLÍVAR	Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
	PINILLOS	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	TALAIGUA NUEVO	Accidente por MAP
	ZAMBRANO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
CESAR	AGUSTÍN CODAZZI	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	BECERRIL	Incautaciones
	BOSCONIA	Accidente por MAP
		Incautaciones
	EL COPEY	Accidente por MAP
		Accidente por MUSE
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	EL PASO	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	LA PAZ	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	MANAURE BALCÓN DEL CESAR	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	PUEBLO BELLO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	SAN DIEGO	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	VALLEDUPAR	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
CORDOBA	MONTELÍBANO	Accidente por MAP

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	PLANETA RICA	Incautaciones
	SAHAGÚN	Desminado militar en operaciones
LA GUAJIRA	ALBANIA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
	BARRANCAS	Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
	DISTRACCIÓN	Desminado militar en operaciones
	EL MOLINO	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	FONSECA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
	HATO NUEVO	Desminado militar en operaciones
	LA JAGUA DEL PILAR	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	MAICAO	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	MANAURE	Desminado militar en operaciones
	RIOHACHA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	SAN JUAN DEL CESAR	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	URIBIA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Sospecha de campo minado
	URUMITA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	VILLANUEVA	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
MAGDALENA	CHIVOLO	Sospecha de campo minado
	FUNDACIÓN	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	NUEVA GRANADA	Desminado militar en operaciones
	PLATO	Accidente por MUSE
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
		Sospecha de campo minado
	TENERIFE	Incautaciones
		Sospecha de campo minado
SUCRE	COROZAL	Accidente por MAP
		Desminado militar en operaciones
	LA UNIÓN	Accidente por MAP
	MAJAGUAL	Accidente por MAP
		Incautaciones
	SAN BENITO ABAD	Accidente por MAP

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE EVENTOS
		Desminado militar en operaciones
		Incautaciones
	SAN PEDRO	Desminado militar en operaciones
	SINCÉ	Incautaciones
	SUCRE	Desminado militar en operaciones
		Incautaciones

Fuente: DAICMA, Base de Eventos por MAP/MUSE de 1990 - 31 de octubre de 2017**, 2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Figura 139. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.



Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

Tabla 126. Desminado Humanitario, Estado de intervención departamental dentro del área de estudio preliminar, Proyecto Conexión renovables 2.b.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE INTERVENCIÓN
BOLÍVAR	ACHÍ	Pendientes por Intervenir
	BARRANCO DE LOBA	Pendientes por Intervenir
	CICUCO	Sin Sospecha
	CÓRDOBA	En Intervencion
	HATILLO DE LOBA	Pendientes por Intervenir
	MAGANGUÉ	Sin Sospecha
	MARGARITA	Sin Sospecha
	MOMPÓS	Sin Sospecha
	PINILLOS	En Intervencion
	SAN FERNANDO	Sin Sospecha
	TALAIGUA NUEVO	Sin Sospecha
	ZAMBRANO	Sin Sospecha
CESAR	AGUSTÍN CODAZZI	Pendientes por Intervenir
	ASTREA	Sin Sospecha
	BECERRIL	Pendientes por Intervenir
	BOSCONIA	Pendientes por Intervenir
	CHIMICHAGUA	En Intervencion
	EL COPEY	Pendientes por Intervenir
	EL PASO	En Intervencion
	LA PAZ	Pendientes por Intervenir
	MANAURE BALCÓN DEL CESAR	Pendientes por Intervenir
	PUEBLO BELLO	Pendientes por Intervenir
	SAN DIEGO	Sin Sospecha
	VALLEDUPAR	Pendientes por Intervenir
CÓRDOBA	AYAPEL	Sin Sospecha
	BUENAVISTA	Sin Sospecha
	CHINÚ	Sin Sospecha
	LA APARTADA	Sin Sospecha
	MONTELÍBANO	Pendientes por Intervenir
	PLANETA RICA	Sin Sospecha
	PUEBLO NUEVO	Sin Sospecha
	SAHAGÚN	En Intervencion
LA GUAJIRA	ALBANIA	En Intervencion
	BARRANCAS	En Intervencion
	DISTRACCIÓN	Sin Sospecha
	EL MOLINO	Pendientes por Intervenir
	FONSECA	Pendientes por Intervenir
	HATO NUEVO	En Intervencion
	LA JAGUA DEL PILAR	Pendientes por Intervenir
	MAICAO	En Intervencion
	MANAURE	Pendientes por Intervenir
	RIOHACHA	Pendientes por Intervenir
	SAN JUAN DEL CESAR	Pendientes por Intervenir
	URIBIA	Sin Sospecha
	URUMITA	Pendientes por Intervenir
	VILLANUEVA	Pendientes por Intervenir
MAGDALENA	ALGARROBO	Sin Sospecha
	ARACATACA	Sin Sospecha
	ARIGUANÍ (El Difícil)	Sin Sospecha
	CHIVOLO	Sin Sospecha
	EL BANCO	Sin Sospecha

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE INTERVENCIÓN
	FUNDACIÓN	Sin Sospecha
	GUAMAL	Sin Sospecha
	NUEVA GRANADA (Granada)	Sin Sospecha
	PIJIÑO DEL CARMEN	Sin Sospecha
	PLATO	Pendientes por Intervenir
	SABANAS DE SAN ÁNGEL (San Ángel)	Sin Sospecha
	SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA	Sin Sospecha
	SAN ZENÓN	Sin Sospecha
	SANTA ANA	Sin Sospecha
	SANTA BARBARA DE PINTO	Sin Sospecha
	TENERIFE	Sin Sospecha
SUCRE	BUENAVISTA	Sin Sospecha
	CAIMITO	Sin Sospecha
	COROZAL	En Intervencion
	EL ROBLE	Sin Sospecha
	GALERAS	Sin Sospecha
	GUARANDA	Pendientes por Intervenir
	LA UNIÓN	Pendientes por Intervenir
	MAJAGUAL	Pendientes por Intervenir
	MORROA	En Intervencion
	SAMPUÉS	Sin Sospecha
	SAN BENITO ABAD	Pendientes por Intervenir
	SAN JUAN DE BETULIA	Sin Sospecha
	SAN MARCOS	Sin Sospecha
	SAN PEDRO	Sin Sospecha
	SINCÉ	Sin Sospecha
	SINCELEJO	Pendientes por Intervenir
	SUCRE	En Intervencion

Fuente: DAICMA, Mapa interactivo contenido en http://www.accioncontraminas.gov.co/estadisticas/Paginas/Operaciones-de-Desminado-Humanitario.aspx, **Consultado en 27/12/2017.**
Fuente figura: UPME, 2017.

1.7.2 Conclusiones

1.7.2.1 Variables socioambientales presentes dentro del área de estudio

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Conexión renovables 2.b.", se puede concluir que:

- ✓ El área de estudio se ubica en los departamentos de Bolívar, Córdoba, Sucre, La Guajira, Cesar y Magdalena, en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales: Corporación Autónoma Regional Del Canal Del Dique (CARDIQUE), La Corporación Autónoma Regional de Sucre (CARSUCRE), Corporación Autónoma Regional de Sur de Bolívar (CSB), Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR), Corporación Autónoma Regional de La Guajira (CORPOGUAJIRA), Corporación para el Desarrollo Sostenible de la Mojana y el San Jorge (CORPOMOJANA) y Corporación Autónoma Regional de los Valles del Sinú y del San Jorge (CVS).

- ✓ En el área de estudio preliminar predomina los grados de amenaza sísmica baja e intermedia; de igual manera se destaca la presencia de fallas geológicas en los departamentos de La Guajira, Córdoba, Cesar, Magdalena y Bolívar.

- ✓ A lo largo del área de estudio preliminar se presentan conflictos de uso del suelo asociados a Sobreutilización severa, moderada, ligera y por Subutilización severa, moderada y ligera; se destacan los municipios de Manaure, Maicao y La Uribía, en el departamento de la Guajira donde predominan los usos adecuados o sin conflicto.

- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, el área de estudio se encuentra entre las cuencas hidrográficas de Directos Caribe - Ay.Sharimahana Alta Guajira, Río Camarones y otros directos Caribe, Río Carraipia - Paraguachon, Directos al Golfo Maracaibo, Río Ranchería, Río Tapias, Bajo Sinú, Medio Sinú, Arroyo Corozal, Cga Grande de Santa Marta, Directos al Bajo Magdalena (md), Directos al Bajo Magdalena (mi), Directos Bajo Magdalena, Alto San Jorge, Bajo San Jorge - La Mojana, Directos Bajo Cauca - Cga La Raya, Alto Cesar, Bajo Cesar, Medio Cesar y Río Ariguaní.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar los siguientes municipios presentan riesgo de inundación, La Paz, Valledupar, San Juan Del Cesar, La Jagua Del Pilar, El Molino, Villanueva, Urumita, Buenavista, Montelíbano, Talaigua Nuevo, Sabanas De San Ángel (San Ángel) Nueva Granada (Granada), Chivolo, Tenerife, Plato, Santa Barbara De Pinto, Santa Ana, Ariguaní (El Difícil), Pijiño, Del Carmen, El Paso, Astrea, Chimichagua, Guamal, San Sebastián De Buenavista, Pinillos, Achí, Zambrano, Córdoba, Magangué, Cicuco, Mompós, Pueblo Nuevo, Ayapel, La Apartada, Planeta Rica, Sucre, Majagual, San Benito Abad, Guaranda, Caimito, San Marcos, San Pedro, Galeras, Sahagún, Fundación, Barranco De Loba, Hatillo De Loba, San Fernando, Margarita, San Zenón, El Banco, Agustín Codazzi, El Copey, Becerril, Pueblo Bello, San Diego, Bosconia, Algarrobo, Fonseca, Barrancas, Hato Nuevo, Albania, Maicao y Distracción.

- ✓ Con respecto a las coberturas de la tierra, se pueden identificar dos grandes matrices, la primera desde la zona media del municipio de Riohacha y Albania, hasta Uribía, donde predominan las coberturas de tipo herbáceo y arbustivo; en el restante del área de estudio preliminar domina una matriz de pastos, con presencia esporádica de coberturas vegetales naturales, siendo la más importante la vegetación secundaria. Es de resaltar que en los municipios de Barranco de Loba, Sucre, Pinillos, Achí, San Benito Abad, Hatillo de Loba, Magangué, Cicuco, Mompós y San Fernando, existe una zona dominada por hidrofitia continental y aguas continentales naturales, que conforman una gran área de ciénagas y humedales.

- ✓ Dentro del área de estudio se reconoce la presencia de ecosistemas que hacen parte de la Lista Roja de Ecosistemas de Colombia clasificados en alguna categoría de riesgo, principalmente la categoría En peligro Crítico (CR) en el norte de la Guajira, municipio de Uribía; en el resto del área predomina la categoría Vulnerable (VU), seguida de Preocupacion menor (LC).

- ✓ De acuerdo con la información del Sistema de información Geográfica de Colombia – SIAC se identifican como áreas protegidas: Reservas Forestales Protectoras Regionales (Montes

de Oca, Cañaverales y Los Ceibotes), Distritos Regionales de Manejo Integrado (Delta Río Ranchería, Cuenca Baja del Río Ranchería, Banaderos Cuenca Alta Del Río Camarona, Complejo Cienagoso De Zarate Malibu y Veladero, Serranía De Perijá, Musichi, Complejo De Humedales De Ayapel, Ecosistema De Sabanas Abiertas y Arbustivas y Sistemas Asociados En El Municipio De Galeras); Parque Natural Regional (Los Besotes); Parque Nacional Natural (PNN) (Sierra Nevada de Santa Marta, Macuira, Bahía Portete Kaurrele); Santuario de Fauna y Flora (Los Flamencos); Reservas Naturales de la Sociedad Civil y por ultimo áreas del SIRAP Caribe. Adicionalmente, se identificaron las zonas de reserva forestal de Río Magdalena, Serranía de los Motilones y Sierra Nevada de Santa Marta.

- ✓ Dentro del área de estudio preliminar es viable encontrar Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010; así mismo bosque seco tropical, este último en los municipios de Zambrano, Córdoba, La Paz, Manaure Balcón Del Cesar, Agustín Codazzi, El Copey, Valledupar, San Diego, Bosconia, El Paso, San Juan Del Cesar, La Jagua Del Pilar, Riohacha, El Molino, Villanueva, Urumita, Fonseca, Barrancas, Hato Nuevo, Albania, Maicao, Uribía, Distracción, Fundación, Algarrobo, Sabanas de San Ángel (San Ángel), Aracataca, Nueva Granada (Granada), Tenerife, Plato, Santa Barbara de Pinto y El Banco.

- ✓ En cuanto a Ecosistemas Estratégicos se identifican: el AICA de Reserva Natural El Garcero y alrededores, AICA Cerro Pintado, AICA Ecoparque Los Besotes, AICA Ciénaga de Ayapel, AICA Finca Betanci-Guacamayas, AICA Complejo de humedales costeros de La Guajira y AICA PNN Macuira; dentro del área de estudio preliminar también se presentan los complejos de paramo de Perijá y Sierra Nevada de Santa Marta, además de ecosistemas de Humedales.

- ✓ Es importante tener en cuenta, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capitulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Trámite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2.2.2.3.6.4, la presencia de proyectos que fueron licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA (Considerando que las capas reportadas en el SIAC indican los proyectos y sus expedientes, los cuales pueden contener a su vez mas de una licencia ambiental y/o sus modificaciones):

  - ➢ Sector de Energía: 1 licencia ambiental para generación (1 expediente), 7 licencias para líneas de proyectos eléctricos (7 expedientes) y 12 licencias para líneas de alta tensión (11 Expedientes).
  - ➢ Sector de Minería: 13 Licencias ambientales (11 Expedientes).
  - ➢ Sector de Hidrocarburos: 49 Licencias para áreas de hidrocarburos (37 Expedientes), 13 licencias para ductos (13 Expedientes), y 56 pozos otorgados (9 Expedientes).
  - ➢ Infraestructura: 19 Licencias entre vías y ferrocarriles (18 Expedientes).

- ✓ Con respecto a los títulos mineros presentes en el área de estudio preliminar, se pueden identificar gracias a información de la Agencia Nacional Minera – ANM un total de 284 títulos.

- ✓ En el área de estudio preliminar se identificaron resguardos indígenas, parcialidades indígenas, consejos comunitarios y el área conocida como Línea Negra (Sei Shizha); estas áreas de comunidades étnicas pueden observarse en los municipios de Agustín Codazzi, La Paz, Pueblo Bello, Valledupar, Chinú, Albania, Barrancas, Distracción, Fonseca, Hato Nuevo,

Maicao, Manaure, Riohacha, San Juan Del Cesar, Uribía, Fundación, Sabanas De San Ángel (San Ángel), Sampués, Montelíbano, Planeta Rica, Sahagún, La Unión, San Benito Abad, San Marcos, Sincelejo, La Jagua Del Pilar, Algarrobo, Aracataca, El Copey, Bosconia y Urumita.

- ✓ De acuerdo con la información reportada por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH y la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, en el área de estudio preliminar se presentan Hallazgos Arqueológicos en los municipios de Córdoba, Magangué, Zambrano, Agustín, Codazzi, Astrea, Becerril, El, Paso, Ayapel, Montelíbano, Sahagún, Tierralta, Albania, Barrancas, Distracción, Fonseca, Maicao, Manaure, Riohacha, San, Juan, Del, Cesar, Uribia, Chivolo, Guamal, Nueva, Ranada, (Granada), Plato, Sabanas, De, San, Ángel, (San, Ángel), Corozal, Morroa, Ovejas, Sampués, San, Juan, De, Betulia, San, Marcos, San, Pedro, Sincé, Sincelejo; por su parte se identificaron bienes de Interés Cultural en los municipios de Mompós, Valledupar, Agustín Codazzi, Chiriguaná, El Copey, San Juan Del Cesar, Riohacha, El Molino, Tenerife, Algarrobo, San Benito Abad, y finalmente sitios de interés cultural en Mompós y Valledupar.

- ✓ Teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 1650 del 09 de octubre de 2017 emitido por la Presidencia de la Republica de Colombia, en el área de estudio preliminar se reconocen como Zonas Más Afectadas por el Conflicto (ZOMAC) los siguientes municipios: Zambrano, Córdoba, La Paz, Manaure Balcón Del Cesar, Agustín Codazzi, El Copey, Becerril, Pueblo Bello, San Diego, Bosconia, Montelíbano, San Juan Del Cesar, La Jagua Del Pilar, Riohacha, El Molino, Villanueva, Urumita, Fonseca, Maicao, Fundación.

- ✓ En el área de estudio preliminar se han elevado solicitudes de restitución de tierras en los municipios de: Achí, Barranco De Loba, Cicuco, Córdoba, Hatillo De Loba, Magangué, Mompós, Pinillos, San Fernando, Talaigua Nuevo, Zambrano, Agustín Codazzi, Astrea, Becerril, Bosconia, Chimichagua, El Copey, El Paso, La Paz, Manaure Balcón Del Cesar, Pueblo, Bello, San Diego, Valledupar, Ayapel, Buenavista, Chinú, La Apartada, Montelíbano, Planeta Rica, Pueblo Nuevo, Sahagún, Albania, Barrancas, Distracción, El Molino, Fonseca, Hato Nuevo, La Jagua Del Pilar, Maicao, Manaure, Riohacha, San Juan Del, Esar, Uribía, Urumita, Villanueva, Algarrobo, Aracataca, Ariguaní (El Difícil), Chivolo, El Banco, Fundación, Guamal, Nueva Granada (Granada), Pijiño, Del Carmen, Plato, Sabanas De San Ángel (San Ángel), San Sebastián De Buenavista, San Zenón, Santa Ana, Santa Barbara De Pinto, Tenerife, Buenavista, Caimito, Corozal, El Roble, Galeras, Guaranda, La Unión, Majagual, Morroa, Sampués, San Benito Abad, San Juan De, Betulia, San Marcos, San Pedro, Sincé, Sincelejo y Sucre.

- ✓ De acuerdo a lo reportado por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal, en el área de estudio se han presentado eventos por MAP-MUSE, así como labores de desminado militar, incautaciones, entre otras en los municipios de Achí, Córdoba, El Carmen De Bolívar, Pinillos, Talaigua Nuevo, Zambrano, Agustín, Codazzi, Becerril, Bosconia, El Copey, El Paso, La Paz, Manaure Balcón Del Cesar, Pueblo Bello, San Diego, Valledupar, Montelíbano, Planeta Rica, Sahagún, Albania, Barrancas, Distracción, El Molino, Fonseca, Hato Nuevo, La Jagua Del Pilar, Maicao, Manaure, Riohacha, San Juan Del Cesar, Uribía, Urumita, Villanueva, Chivolo, Fundación, Nueva Granada, Plato, Tenerife, Corozal, La Unión, Majagual, San Benito Abad, San Pedro, Sincé, Sucre.

De igual manera DAICMA a travéz de su mapa interactivo registra que los municipios de Cicuco, Magangué, Margarita, Mompós, San Fernando, Talaigua Nuevo, Zambrano, Astrea, San Diego, Ayapel, Buenavista, Chinú, La Apartada, Planeta Rica, Pueblo Nuevo, Distracción, Uribía, Algarrobo, Aracataca, Ariguaní (El Difícil), Chivolo, El Banco, Fundación, Guamal, Nueva Granada (Granada), Pijiño, Del Carmen, Sabanas De San Ángel (San Ángel), San Sebastián De Buenavista, San Zenón, Santa Ana, Santa Barbara De Pinto, Tenerife, Buenavista, Caimito, El Roble, Galeras, Sampués, San Juan De Betulia, San Marcos, San Pedro y Sincé se encuentran libres de sospecha de contaminación por minas antipersonal, munición sin explotar y artefactos explosivos.

- ✓ Como recomendación final, es necesario recordar que la información presentada debe ser validada y actualizada; lo anterior teniendo en cuenta, que la información social y ambiental de un territorio es dinámica, por tanto se sugiere planear y desarrollar los proyectos siempre con la información más actualizada y al mejor nivel de detalle posible.

1.7.2.2 Variables socioambientales "NO" detectadas en el área de estudio

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, Ministerio del Interior y de la Agencia Nacional de Tierras – ANT; dentro del área de estudio preliminar "NO" se detecta la presencia de las siguientes variables:

  - Reserva Nacional Natural.
  - Área Natural Única.
  - Vía parque.
  - Áreas de Recreación.
  - Distrito Nacional Manejo Integrado.
  - Distritos Conservación Suelos.
  - Reserva Forestal Protectora Nacional.
  - Reservas locales.
  - Sitios RAMSAR.
  - Resguardos Coloniales.
  - Zonas de Reserva Campesina.

ANEXO XXI. ANÁLISIS SITUACIÓN HIDROITUANGO

Como complemento a los escenarios de expansión en generación desarrollados en la presente versión del plan y, teniendo en cuenta la situación acontecida con el proyecto Hidroituango, se desarrollaron dos casos adicionales a los considerados en el plan de expansión: i) no entrada en operación del proyecto en el horizonte de planeación y ii) atraso de cinco (5) años en la puesta en operación del proyecto. Para los casos mencionados se analizaron los siguientes escenarios:

1. Escenario 1A: Sin Hidroituango y expansión fija conformada por proyectos con estudio de conexión aprobado, ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos en construcción próximos a entrar en operación, crecimiento proyectado de plantas menores y proyectos del cargo por confiabilidad (Tabla XXI-3). Complementario a la expansión fija, se define una capacidad disponible (Tabla XXI-4) para que, en caso que sea necesario, el modelo complemente la expansión fija de tal forma que se cumplan con los criterios de confiabilidad en el horizonte de estudio.

2. Escenario 2A: Atraso de 5 años en la entrada en operación del proyecto Hidroituango y expansión fija definida en la Tabla XXI-3. Al igual que en el Escenario 1A, se considera la capacidad definida en la Tabla XXI-4 para que, en caso que sea necesario, el modelo complemente la expansión fija de tal forma que se cumplan con los criterios de confiabilidad en el horizonte de estudio.

3. Escenario 3A: Sin Hidroituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías indicadas en la Tabla XXI-7. En este escenario se considera una expansión fija conformada por ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos próximos a entrar en operación, crecimiento proyectado de plantas menores y proyectos del cargo por confiabilidad (Tabla XXI-6).

4. Escenario 4A: Atraso de 5 años en la entrada en operación del proyecto Hidroituango y expansión adicional definida por el modelo de optimización a partir de las capacidades y tecnologías indicadas en la Tabla XXI-7. En este escenario se considera la expansión fija definida en la Tabla XXI-6.

Estos cuatro escenarios se desarrollaron sin tener confirmación oficial por parte de EPM de nuevas fechas para el proyecto. Para la versión 2018-2032 del plan de expansión se espera tener confirmación oficial de las nuevas fechas del proyecto para incluirlas en los escenarios de expansión.

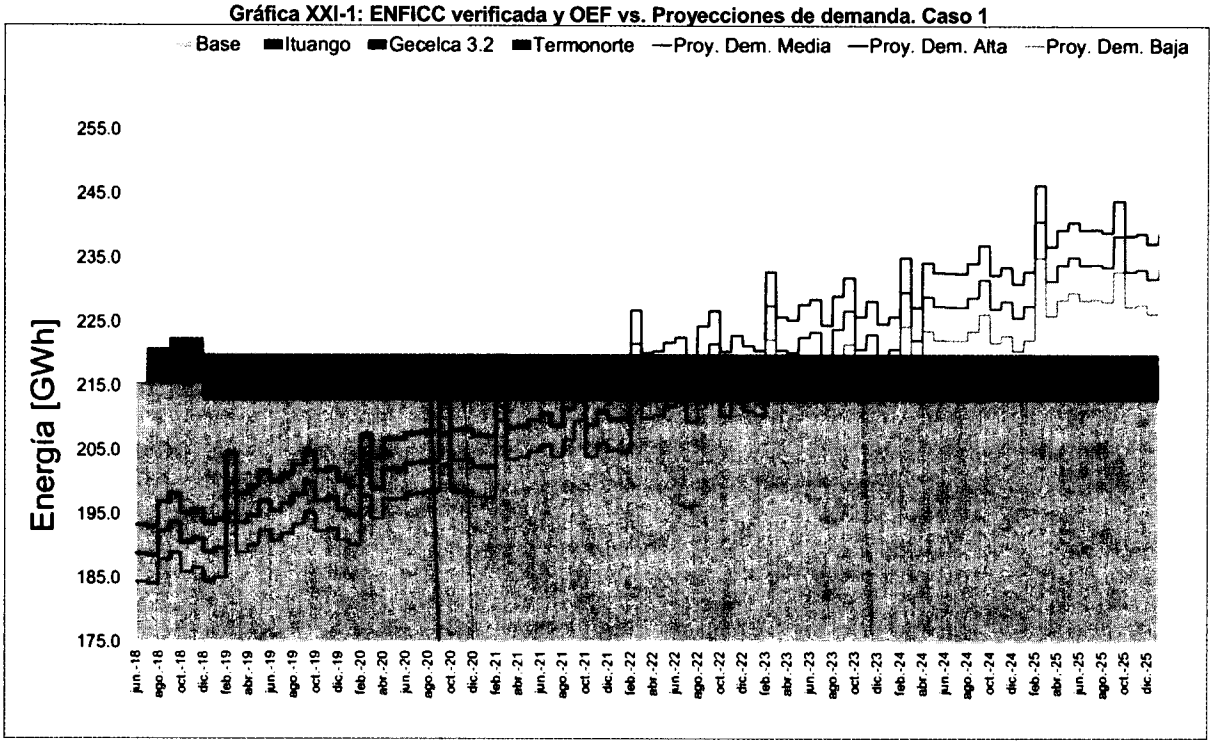
1.1. Comparación de la Energía Firme y la proyección de demanda de energía eléctrica

Análogo al ejercicio desarrollado en el numeral 3.3.2 del Plan de Expansión, se realiza la comparación entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica (revisión marzo de 2018) y la energía firme – ENFICC- verificada de las plantas existentes –, incluyendo la ENFICC de las centrales nuevas en las fechas indicadas en la Tabla XXI-1.

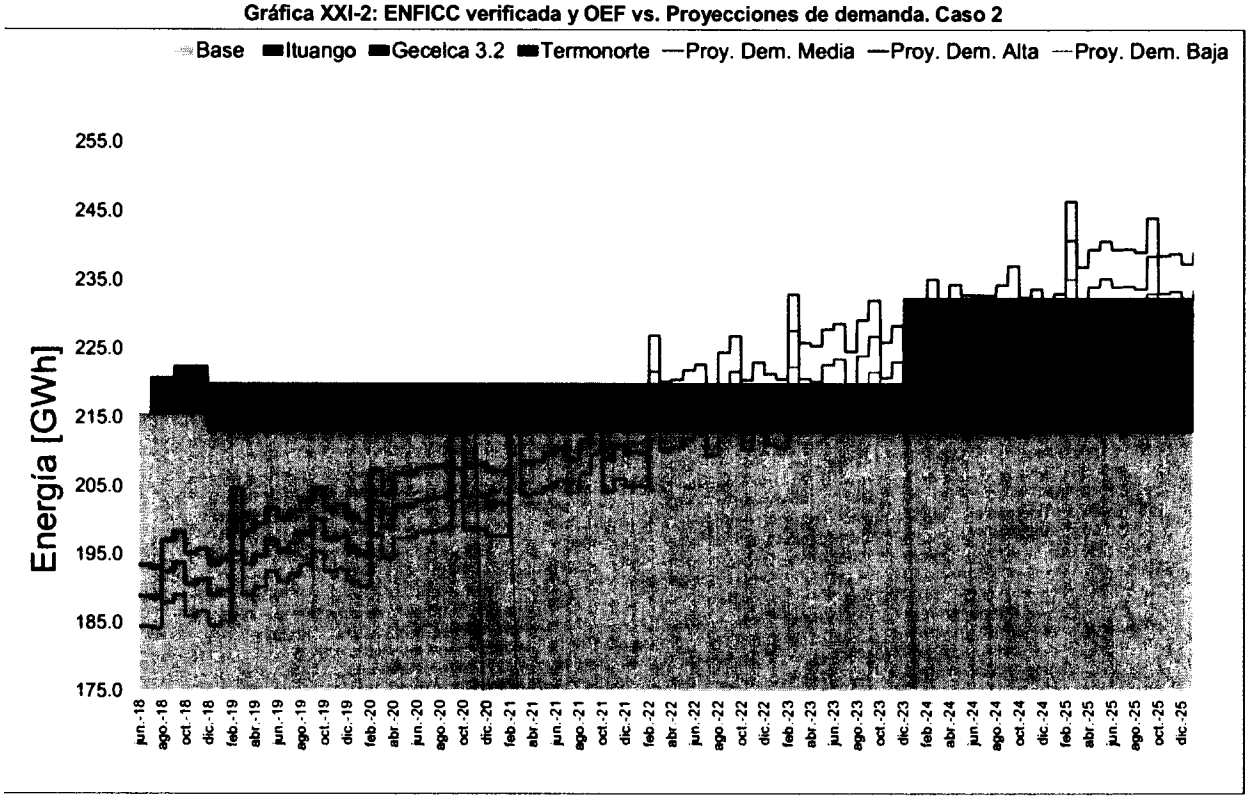
Tabla XXI-1: Escenarios Analizados

Central	Caso 1	Caso 2
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida
Ituango	Sin	dic.-23
Gecelca 3.2	jul.-18	jul.-18
Termonorte	ago.-18	ago.-18

Gráfica XXI-1: ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso 1



Gráfica XXI-2: ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso 2



En los dos casos considerados (Gráfica XXI-1 y Gráfica XXI-2) se evidencia que para el mes de febrero de 2022, las proyecciones de demanda media y alta superan la ENFICC agregada en 3% y 1% respectivamente.

1.2. Supuestos

A continuación se presentan los supuestos utilizados en la formulación de los escenarios propuestos en el presente anexo.

- Período de estudio: junio 2018 a diciembre 2031.
- Sistema de generación colombiano existente a enero de 2018.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada planta de generación (forzados e históricos) reportados por los agentes.
- Consideración de algunos proyectos inscritos en el registro de la UPME a enero de 2018, otros con estudio de conexión radicado o aprobado y para el área GCM los proyectos que manifestaron interés (circulares UPME del 16 de marzo y 30 de mayo de 2017).
- Atlas de potenciales de los recursos renovables, específicamente agua, viento, biomasa y sol (servicios de bases de datos del IDEAM).
- Proyecciones de demanda de energía, escenario alto de la revisión de abril de 2018.

Tabla XXI-2: Proyección de demanda de energía, escenario alto. Abril 2018

Año	Proyección Demanda EE (GWh)
2018	70,796.07
2019	73,338.72
2020	75,757.34
2021	78,419.00
2022	80,977.29
2023	82,909.50
2024	85,084.28
2025	87,382.85
2026	89,806.24
2027	92,508.81
2028	95,470.67
2029	98,774.14
2030	103,156.99
2031	106,911.94

- Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas de generación y su topología correspondiente.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a enero de 2018.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión primer semestre 2017, en dólares constantes de diciembre de 2016. (ver respectivamente Gráfica 3-9, Gráfica 3-10 y Gráfica 3-11. Anexo 4).

- Disponibilidad total de gas durante el período de estudio.
- Mínimos operativos vigentes a enero de 2018.
- Curva de Aversión al Riesgo (CAR).
- Sistema uninodal.
- Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME con base en información de los registros y del aplicativo GEOLCOE (Tabla 3-5)
- El valor esperado de los costos marginales que son calculados con el modelo SDDP, están expresados en dólares constantes de diciembre de 2016, y consideran el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad-CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas-FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley.
- Series históricas actualizadas de velocidad del viento medidas in situ, asociadas a 27 parques eólicos.
- Series históricas actualizadas de radiación solar tanto para 40 proyectos solares de gran escala como para la autogeneración y la generación distribuida, utilizando estaciones del IDEAM.
- Se consideran 100 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP del SDDP, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937-2017. Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes 1991-1992,1997-1998, 2009-2010, 2013-2014, 2014-2015 y enero 2017. (Anexo 5)

1.2.1.1. Escenario 1A: Sin Ituango, expansión fija con proyectos que tienen estudio de conexión aprobado y expansión convencional (modelo optimización)

Para este escenario se consideran los siguientes criterios

a) No entrada en operación del proyecto Hidroituango durante el horizonte de estudio.
b) Se define una expansión fija conformada por proyectos con estudio de conexión aprobado y con licencia ambiental aprobada o en trámite. Ademas se consideran ampliaciones de capacidad de proyectos existentes y los proyectos del Cargo por Confiabilidad (Tabla XXI-3).[1]
c) La fecha de entrada de los proyectos que conforman la expansión fija (ver Tabla XXI-3) se tomó del estudio de conexión presentado ante la UPME.
d) Se define una capacidad disponible por tecnología (Tabla XXI-4), para que, en caso que sea necesario, el modelo complemente la expansión fija de tal forma que se cumplan con los criterios de confiabilidad en el horizonte de estudio[2].

[1] Las capacidades definidas en la Tabla XXI-3 están incluidas en la Tabla 3-1, excepto los proyectos del cargo por confiabilidad y de las ampliaciones de capacidad de proyectos existentes.

[2] Las capacidades definidas en la Tabla XXI-4 corresponden a proyectos que tienen estudio de conexión en trámite y están incluidas en la Tabla 3-1.

Tabla XXI-3: Cronograma de Expansión Fija.

Cargo por Confiabilidad [MW]									
Fecha	**Hidráulica**	**Gas**	**Carbón**	**Menores**	**Cog-Biom**	**Eólica**	**Solar GE**	**Solar D**	**Otros**
jul-18			250						
ago-18									88.6
Total	**0**	**0**	**250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**88.6**

Expansión Fija [MW]									
Año	**Hidráulica**	**Gas**	**Carbón**	**Menores**	**Cog-Biom**	**Eólica**	**Solar GE**	**Solar D**	**Otros**
2018	30	38	22	60					
2019	108	24		87	10		119		
2020		252		18		312	268	97	
2021				18			100		
2022	510			19					
2023		88	660			1,299	120		
2024	352					99			
Total	**1,000**	**402**	**682**	**202**	**10**	**1,710**	**606**	**97**	**0**

Tabla XXI-4: Capacidad de proyectos candidatos para expansión adicional.

Expansión Disponible	
Tecnología	**Capacidad [MW]**
Biomasa	158
Carbón	310
Eólica	1,426
Gas	90
Hidro	45
Solar D	588
Solar GE	1,351
Total	**3,968**

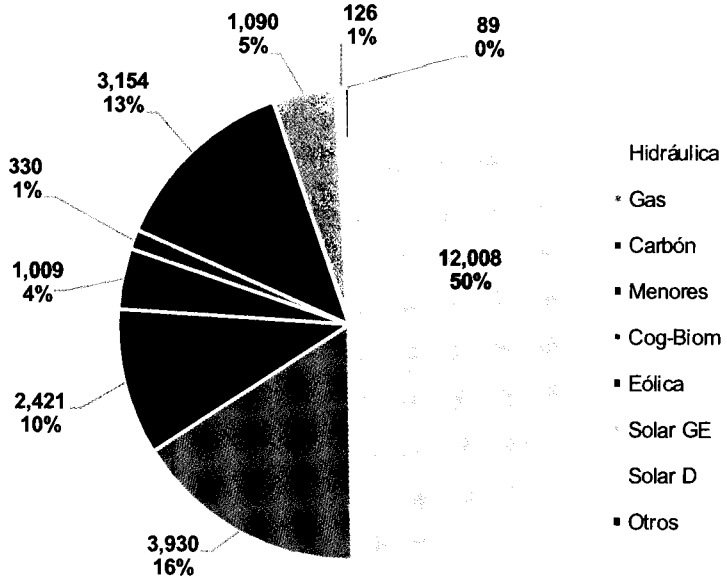
Como resultado del proceso de simulación se obtiene la matriz presentada en la Gráfica XXI-3. En la columna "Expansión Total" se encuentra la capacidad instalada por tecnología de la expansión fija más la expansión adicional resultante del proceso de simulación.

La expansión total del escenario al final del período es de 7.301 MW distribuidos de la siguiente forma:

- Hidro Mayor: 14.3%
- Térmica (carbón, gas, líquidos): 21.6%
- FNCER(hidro menores, biomasa, eólica, solar): 64.1%

La capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 24% en la composición de la matriz de generación al final del período de estudio.

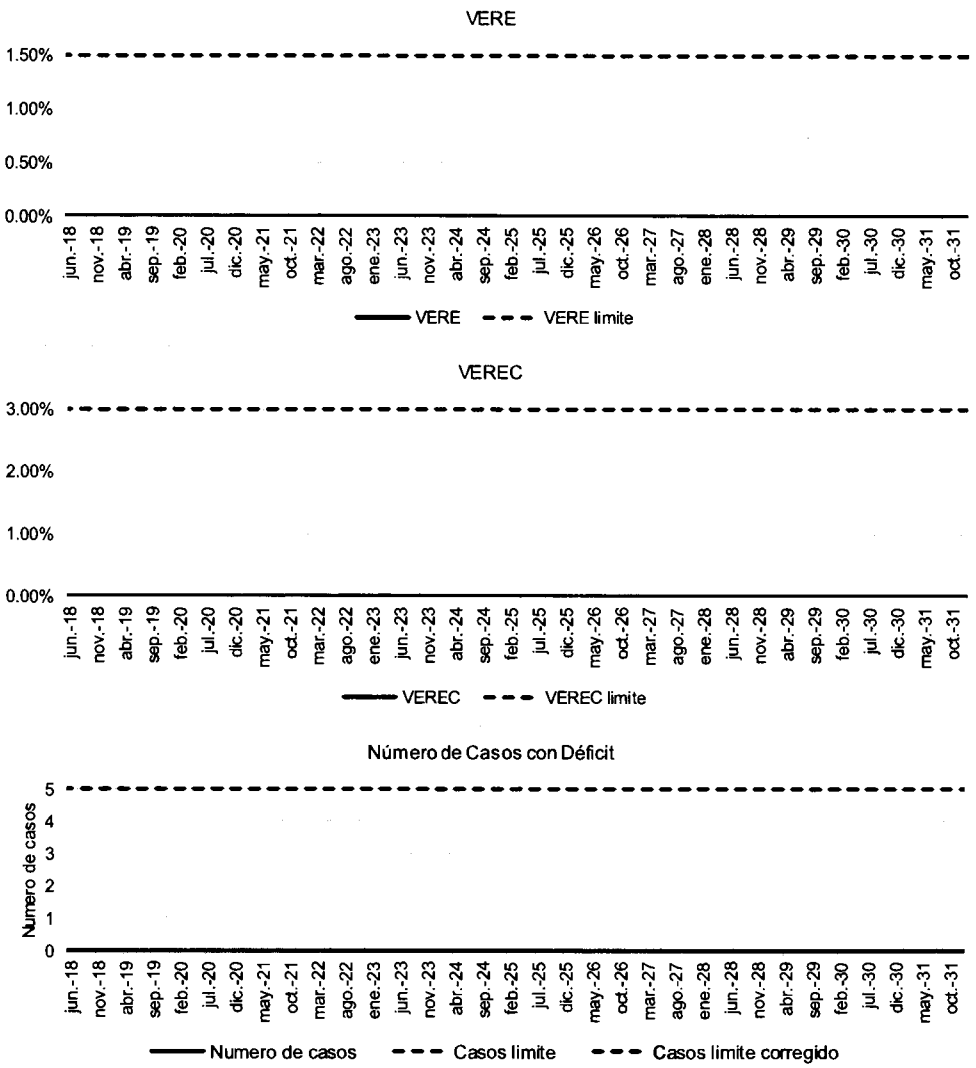
Gráfica XXI-3: Composición Matriz Escenario 1A



Recurso	Base	Cargo por Confiabilidad	Expansión Total	Total [MW]
Hidráulica	10,963		1,045	12,008
Gas	3,528		402	3,930
Carbón	1,339	250	832	2,421
Menores	807		202	1,009
Cog-Biom	162		168	330
Eólica	18		3,136	3,154
Solar GE	10		1,080	1,090
Solar D	29		97	126
Otros	0	89	0	89
Total	**16,856**	**339**	**6,962**	**24,156**

La expansión total resultante del proceso de simulación, garantiza el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC y Número de casos). Ver Gráfica XXI-4

Gráfica XXI-4: Evolución de los índices de confiabilidad.



En el período 2018-2022 (período inicialmente previsto para la entrada en operación de Hidroituango), la expansión total del escenario suma 2.941 MW distribuidos de la siguiente forma:

- Hidroeléctrica: 22%
- Térmica (carbón, gas, líquidos): 23%
- FNCER(hidro menores, biomasa, eólica, solar): 55%

En este mismo período el valor promedio del costo marginal (Gráfica XXI-5) es de 48.3 USD/MWh, presentando valores máximos en el mes de enero de cada año, lo que coincide con el comportamiento de la generación térmica (Gráfica XXI-6) que tiene una participación promedio del 20% (principalmente gas) en el abastecimiento de la demanda, con valores máximos del 24% en el mes de marzo de cada año. El aporte de las FNCER al abastecimiento de la demanda es de 9% debido principalmente a plantas menores.

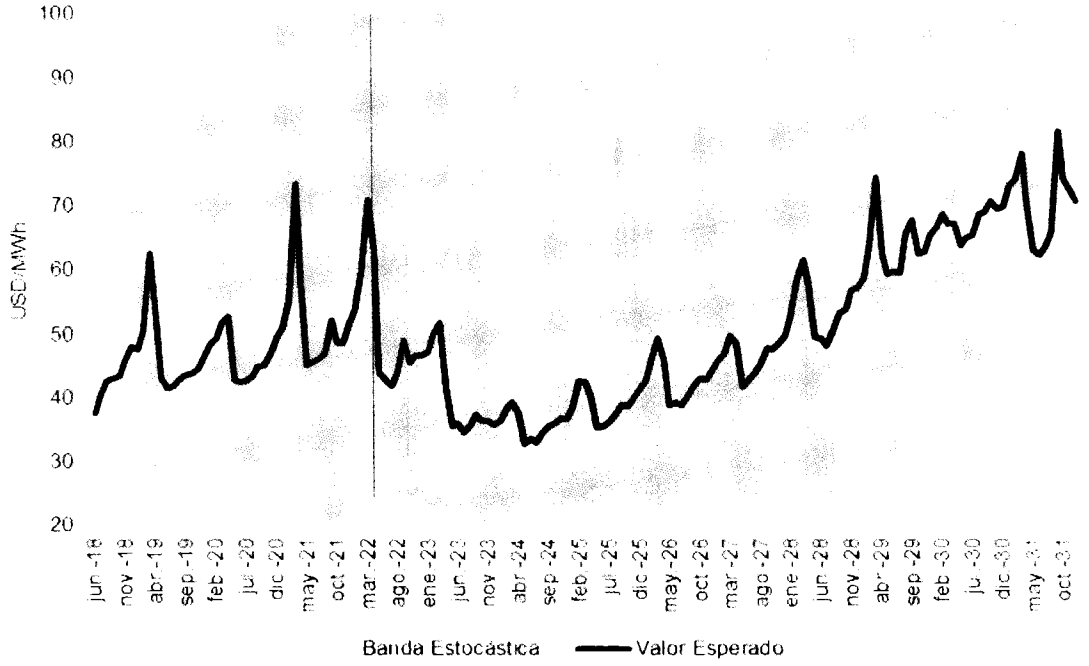
Entre 2023 y 2027 el valor promedio de costo marginal es de 40.8 USD/MWh, lo que representa una reducción del 16% en comparación con el valor del período 2018-2022. Esto se debe principalmente a la entrada de 1.518 MW de FNCER y 352 MW de generación hidroeléctrica entre 2023 y 2024. El aporte de la generación térmica al abastecimiento de la demanda pasa de 20% en el período anterior a 16% en este período y la participación de las FNCER se incrementa de 9% a 16%.

A partir de 2028 y hasta 2031, el costo marginal alcanza un valor promedio de 64.1 USD/MWh, el cual es superior en 33% al valor presentado en el período 2018-2022 y en 57% al valor de costo marginal del período 2023-2027. Este incremento en el costo marginal se debe a que el crecimiento de la demanda es atendido con generación térmica la cual aumenta de 16% a 23%, alcanzando una participación máxima de 26%. Durante este período la participación de las FNCER se mantiene constante en 17%.

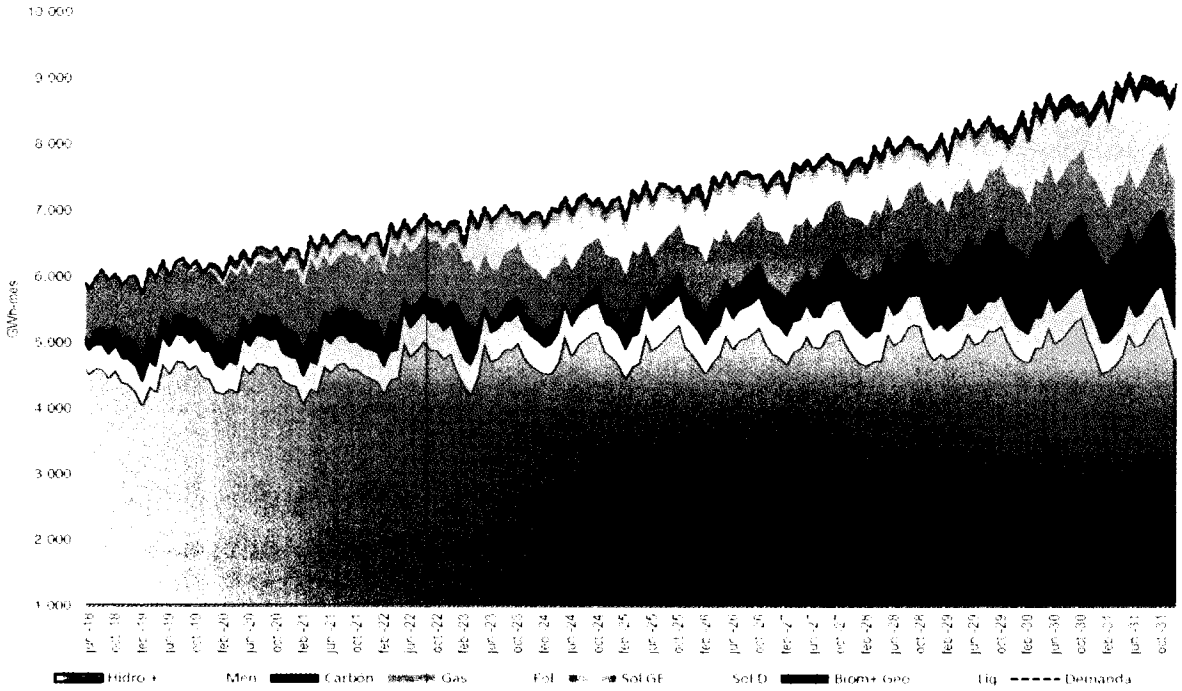
Durante todo el período de estudio, la generación hidroeléctrica va disminuyendo su participación en el abastecimiento de la demanda de la siguiente forma:

- 2018-2022: 71%
- 2023-2027: 68%
- 2028-2031: 60%

Gráfica XXI-5: Evolución del costo marginal.



Gráfica XXI-6: Evolución de la generación promedio vs proyección de demanda.

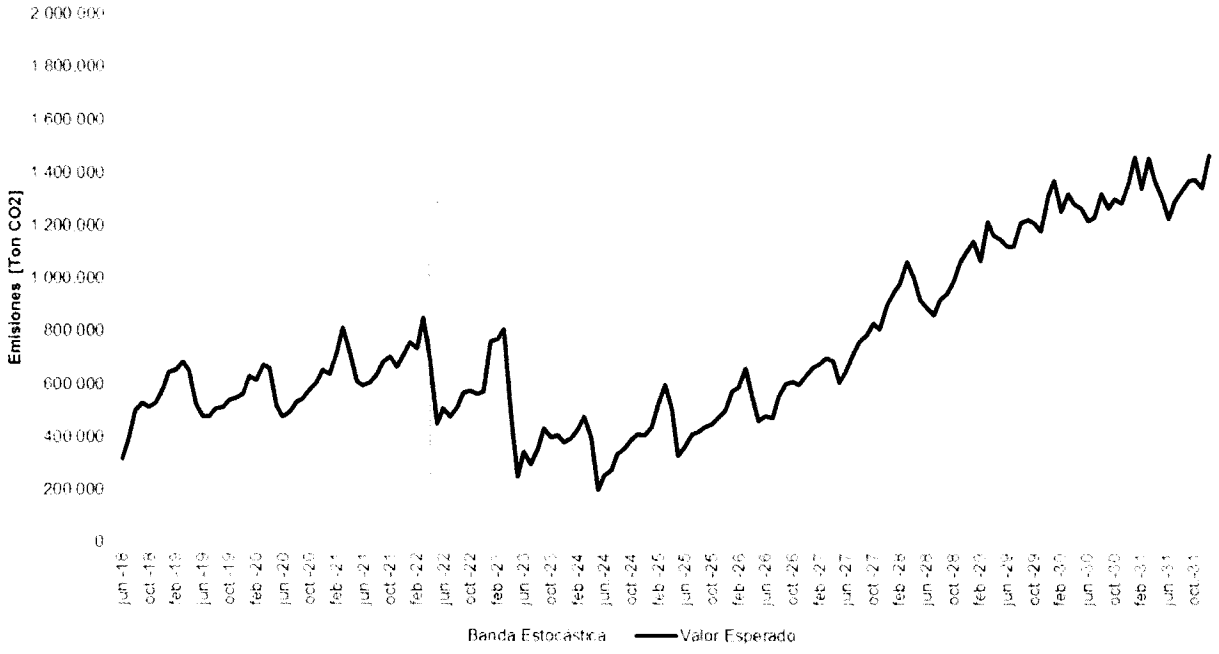


Las emisiones (Gráfica XXI-7) presentan un comportamiento consecuente con el análisis realizado a la participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda.

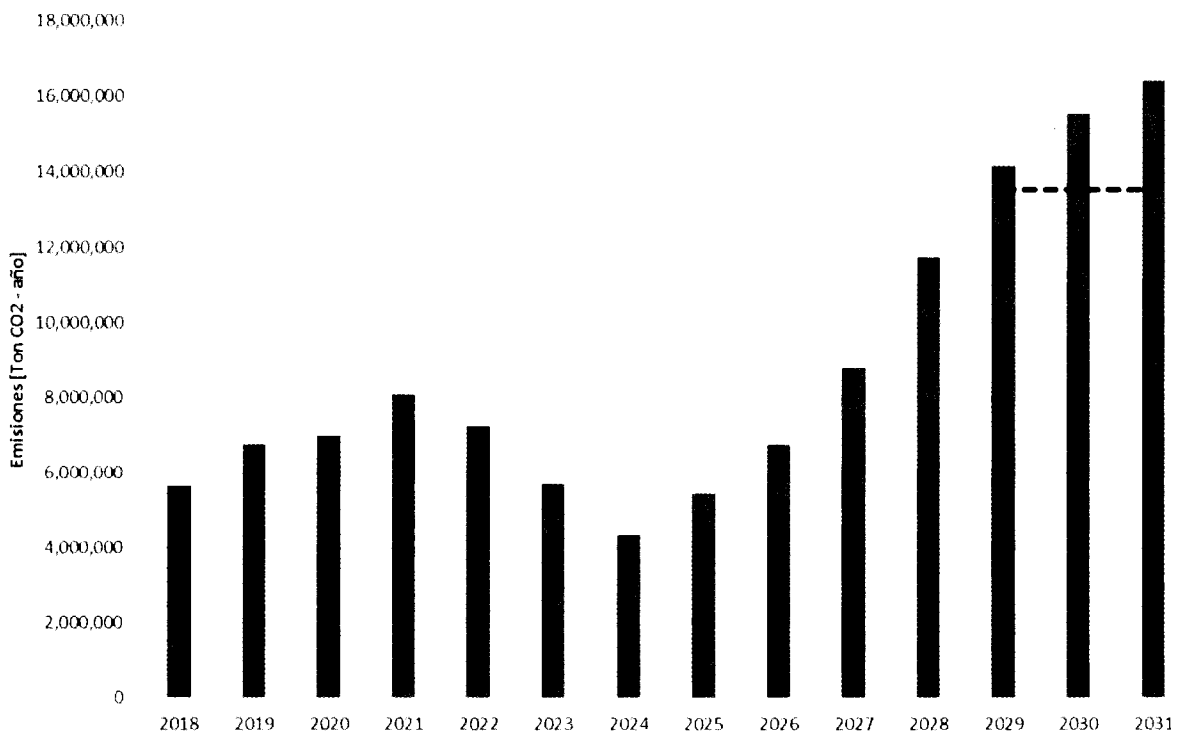
En el periodo 2018-2022 con una participación del 20% de la generación térmica el valor promedio mensual de las emisiones es de 591.839 Ton CO2. En el período 2023-2027 donde disminuye la participación de la generación térmica de 20% a 16% el valor medio mensual de las emisiones es de 519.012 Ton CO2 que representa una disminución del 12% respecto al período anterior. Para el período 2028-2031, con el incremento de la generación térmica de 16% a 23%, se incrementan las emisiones hasta un valor medio mensual de 1.205.974 Ton CO2 que equivale a un incremento del 132% en comparación con el período anterior.

El análisis del acumulado anual de emisiones permite comparar de forma sencilla el comportamiento de las emisiones del sector de generación contra la meta definida de acuerdo a los compromisos del COP 21.
En la Gráfica XXI-8 las barras corresponden al acumulado anual de emisiones y la línea roja a la meta propuesta para cumplir a 2030. Del resultado se evidencia que a partir de 2029 se incumple con la meta propuesta debido al incremento de la generación térmica al final del período de estudio.

Gráfica XXI-7: Evolución emisiones de CO_2.



Gráfica XXI-8: Acumulado anual de emisiones de CO_2.



1.2.1.2. Escenario 2A: Atraso del proyecto Hidroituango, expansión fija con proyectos que tienen estudio de conexión aprobado y expansión convencional (modelo optimización)

Para este escenario se consideran los mismos criterios del Escenario 1A, excepto el literal a). En este caso, se considera la entrada del proyecto Hidroituango con un atraso de cinco años de acuerdo al siguiente cronograma (Tabla XXI-5):

Tabla XXI-5: Cronograma de entrada del proyecto Hidroltuango

Fecha	Capacidad [MW]
jul-23	300
oct-23	600
ene-24	900
abr-24	1,200
jul-24	1,500
oct-24	1,800
ene-25	2,100
abr-25	2,400

La expansión fija considerada en este escenario es igual a la definida en la Tabla XXI-3, adicionando la capacidad del proyecto Hidroituango en las fechas indicadas en la Tabla XXI-5. La capacidad disponible para expansión adicional considerada en este escenario es igual a la presentada en la Tabla XXI-5.

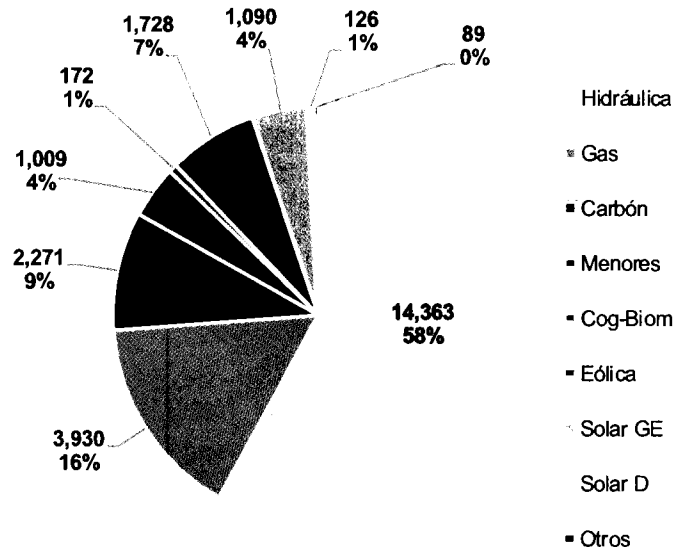
En la Gráfica XXI-9 se presenta la composición de la matriz de generación resultante del proceso de optimización. En la columna "Expansión Total" se muestra la capacidad total (fija + adicional) resultante del proceso de simulación. Del total de 3.967 MW de capacidad disponible (Tabla XXI-5), instala 473 MW (12%) de solar gran escala, entre 2019 y 2024.

La expansión total del escenario al final del período es de 7.922 MW distribuidos de la siguiente forma:

- Hidro Mayor: 43%
- Térmica (carbón, gas, líquidos): 18%
- FNCER(hidro menores, biomasa, eólica, solar): 39%

La capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 17% en la composición de la matriz de generación al final del período de estudio.

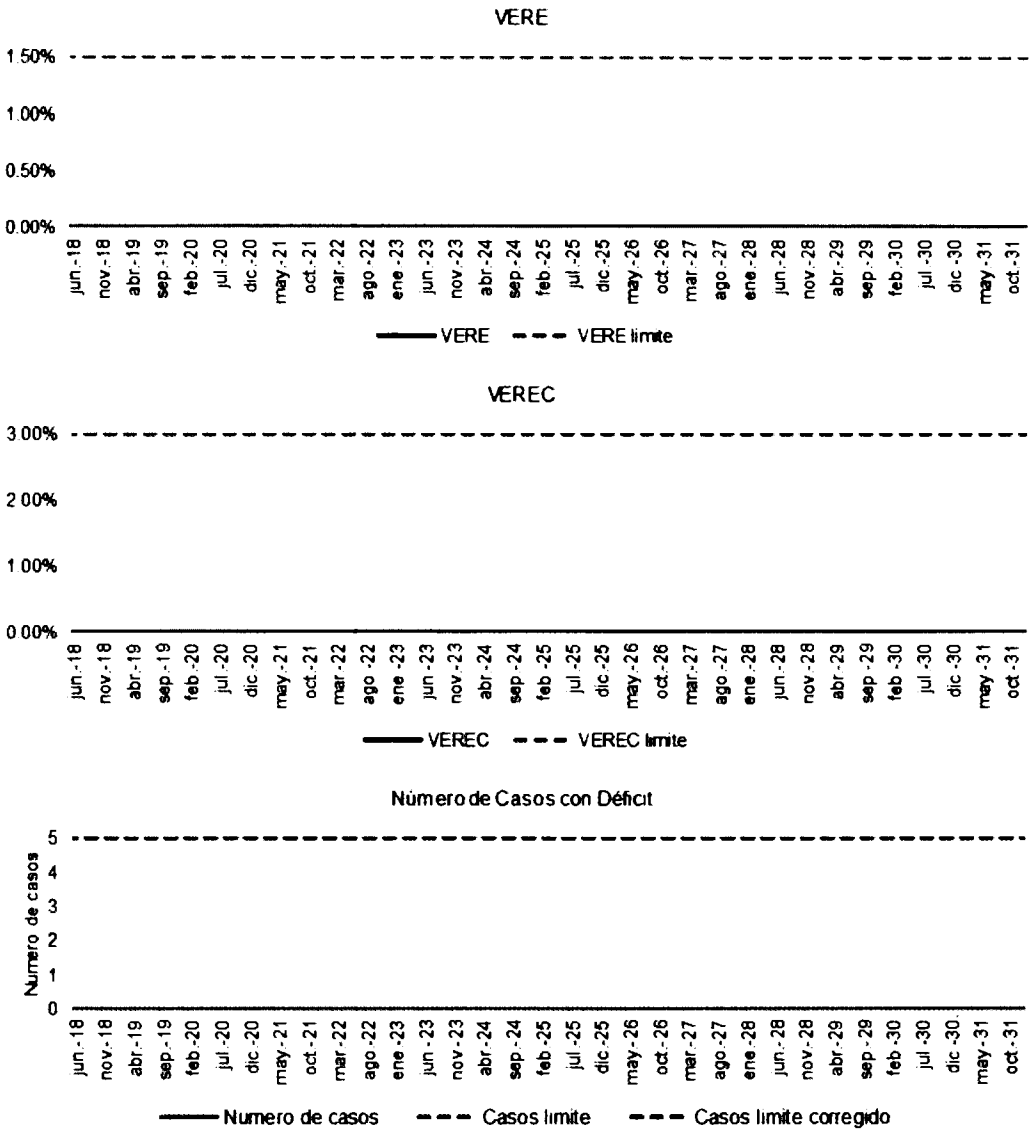
Gráfica XXI-9: Composición Matriz Escenario 2A



Recurso	Base	Cargo por Confiabilidad	Expansión Total	Total [MW]
Hidráulica	10,963	1,200	2,200	14,363
Gas	3,528		402	3,930
Carbón	1,339	250	682	2,271
Menores	807		202	1,009
Cog-Biom	162		10	172
Eólica	18		1,710	1,728
Solar GE	10		1,080	1,090
Solar D	29		97	126
Otros	0	89	0	89
Total	**16,856**	**1,539**	**6,383**	**24,777**

En la Gráfica XXI-10 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC y Número de Casos), donde se observa el cumplimiento de los indicadores durante todo el período de estudio.

Gráfica XXI-10 Evolución de los índices de confiabilidad.



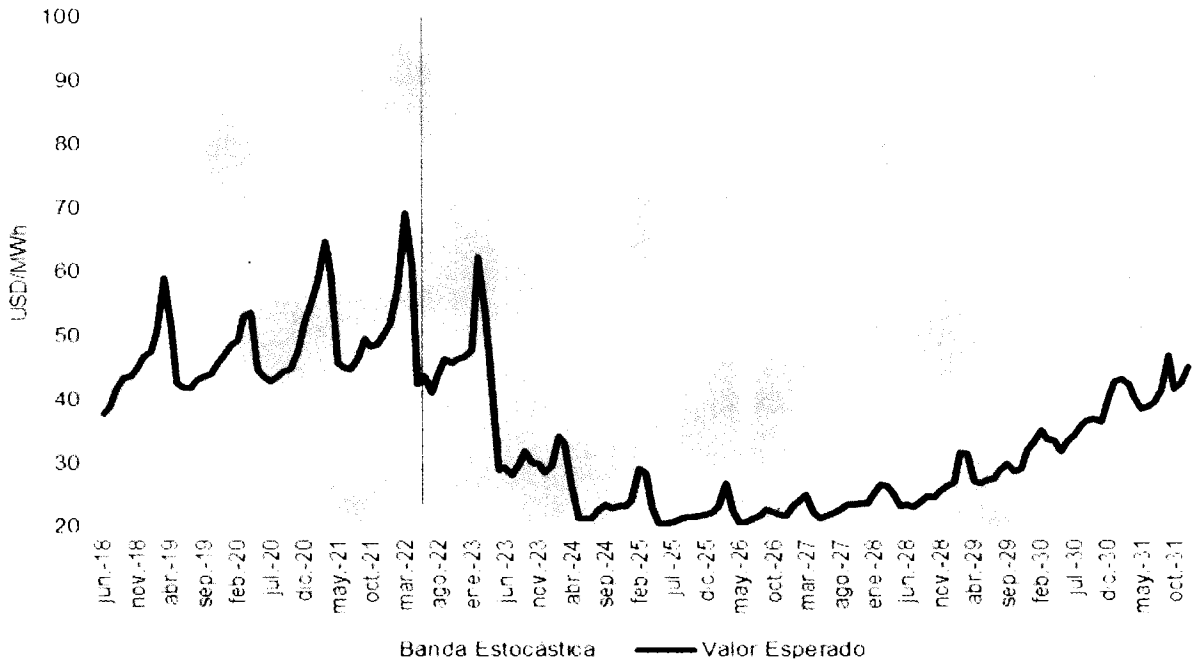
En el período entre 2018 y 2022 el costo marginal (Gráfica XXI-11) y la generación (Gráfica XXI-12) presentan un comportamiento similar al analizado en el escenario 1A. Esto se debe a que en este período la composición de la matriz de generación es similar para los dos escenarios considerados, diferenciándose en la cantidad de capacidad instalada de proyectos de cogeneración (Escenario 1A: 128MW, Escenario 2A: 10 MW). El valor esperado de costo marginal en este período es de 48 USD/MWh, presentando valores máximos en el mes de marzo de cada año. El despacho de generación térmica también es parecido al escenario 1A, con un aporte promedio del 20% (principalmente gas) durante este período.

Entre 2023 y 2025 coincide la entrada de Hidroituango (2.400MW) con proyectos de FNCER (1.598 MW), lo que causa una disminución en el valor esperado de costo marginal pasando de 48 USD/MWh en el período

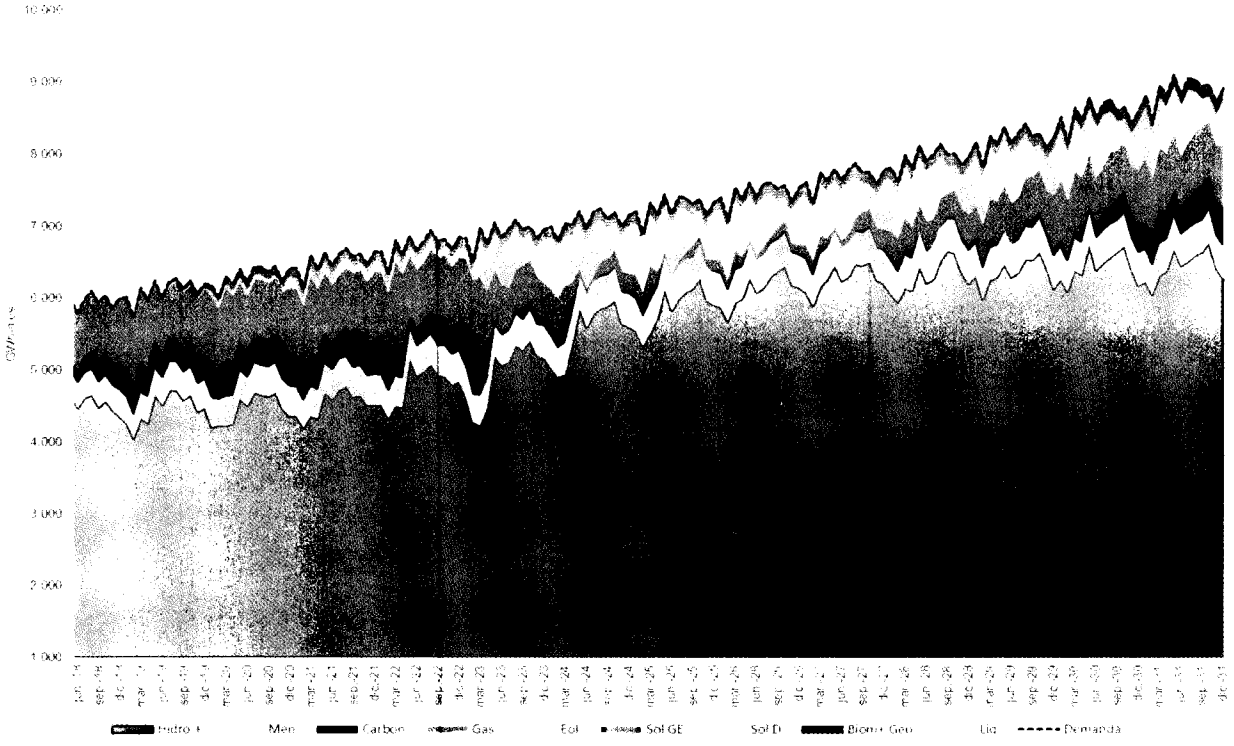
anterior a 26.1 USD/MWh entre 2023 y 2027 (disminución del 46%). Esta reducción en el costo marginal se debe al incremento de la participación de la generación hidroeléctrica y de FNCER en el abastecimiento de la demanda, en detrimento del aporte de la generación térmica que pasa de 20% a 5% en este período.

En el último período, 2028 -2031, se observa una tendencia creciente del valor esperado de costo marginal, llegando a un valor promedio de 33 USD/MWh, esto se debe a que a partir de 2027 no ingresa nueva capacidad a la matriz de generación, lo que causa una recuperación del aporte de la generación térmica pasando de 5% a 10%.

Gráfica XXI-11: Evolución del costo marginal.



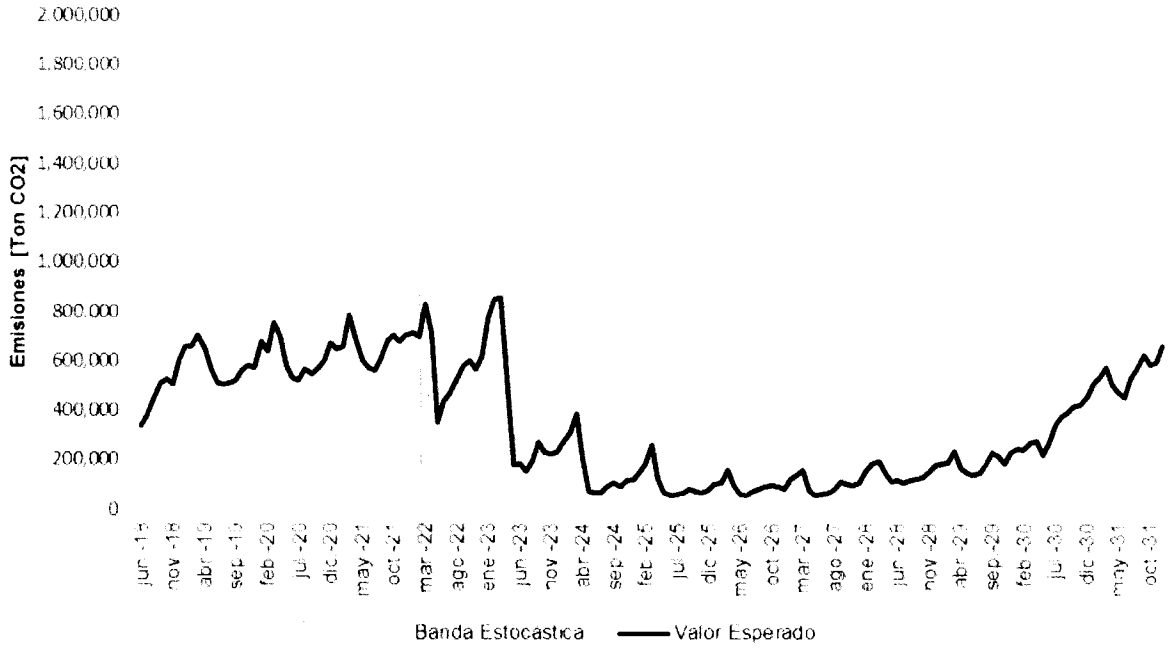
Gráfica XXI-12: Evolución de la generación promedio vs proyección de demanda.



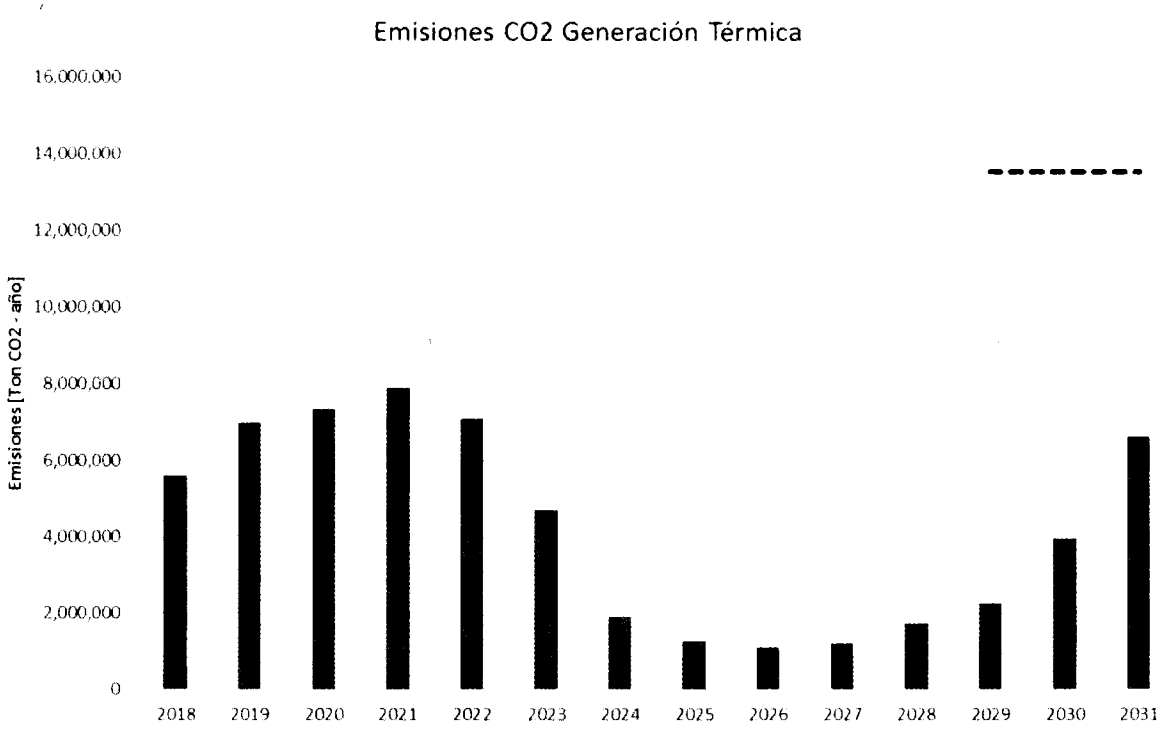
En el período 2018-2022 se presenta el mayor nivel de emisiones (Gráfica XXI-13), con un valor promedio mensual de 593.593 Ton CO2 y con un valor máximo agregado anual de 7.9 MTon CO2 en el año 2021 coincidiendo con el mayor despacho de generación térmica durante todo el período de estudio. Esta situación cambia a partir de 2023 con la entrada en operación del proyecto Hidroituango y proyectos de FNCER presentado una reducción del 71% en el nivel de emisiones entre 2023 y 2027, en comparación con el período anterior.

En concordancia con el análisis de generación, entre 2028 y 2031 se observa una tendencia creciente en el nivel de emisiones con un valor medio mensual de 303.439 Ton CO2. El acumulado anual de nivel de emisiones (Gráfica XXI-14) permite evidenciar que para el año 2030 se estaría cumpliendo con el cumplimiento de la meta definida en los compromisos del COP 21.

Gráfica XXI-13: Evolución emisiones de CO_2.



Gráfica XXI-14: Acumulado anual de emisiones de CO_2.



1.2.1.3. Escenario 3A: Sin Ituango y expansión convencional (modelo optimización)

Para este escenario se consideran los siguientes criterios

a) No entrada en operación del proyecto Hidroituango durante el horizonte de estudio.
b) Se define una expansión fija conformada por ampliaciones de capacidad de proyectos existentes, proyectos próximos a entrar en operación, crecimiento proyectado de plantas menores y proyectos del cargo por confiabilidad (Tabla XXI-6)[3].
c) Para este escenario los proyectos con estudio de conexión aprobado, entran a formar parte del portafolio de proyectos candidatos de los que dispone en modelo de optimización para definir la expansión resultante del escenario (Tabla XXI-7)[4].

Tabla XXI-6: Cronograma de Expansión Fija.

Cargo por confiabilidad									
Fecha	**Hidráulica**	**Gas**	**Carbón**	**Menores**	**Cog-Biom**	**Eólica**	**Solar GE**	**Solar D**	**Otros**
jul-18			250.0						
ago-18									88.6
Total	**0**	**0**	**250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**88.6**

Expansión Fija									
Año	**Hidráulica**	**Gas**	**Carbón**	**Menores**	**Cog-Biom**	**Eólica**	**Solar GE**	**Solar D**	**Otros**
2018	30	38	22	60					
2019	53	24		87					
2020				18					
2021				18					
2022				19					
Total	**83**	**62**	**22**	**202**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Tabla XXI-7: Capacidad de proyectos candidatos para expansión adicional.

Expansión Disponible	
Tecnología	**Capacidad [MW]**
Hidráulica	962
Gas	430
Carbón	970
Cog-Biom	168
Eólica	3,136
Solar GE	1,957
Solar D	685
Total	**8,308**

[3] Se restan de la Tabla XXI-3 las capacidades de los proyectos con estudio de conexión aprobado.

[4] Se suman a la Tabla XXI-4 las capacidades de los proyectos con estudio de conexión aprobado.

Como resultado del proceso de simulación se obtiene la matriz presentada en la Grafica XXI-15. En la columna "Expansión Total" se encuentra la capacidad instalada por tecnología de la expansión fija más la expansión adicional resultante del proceso de simulación.

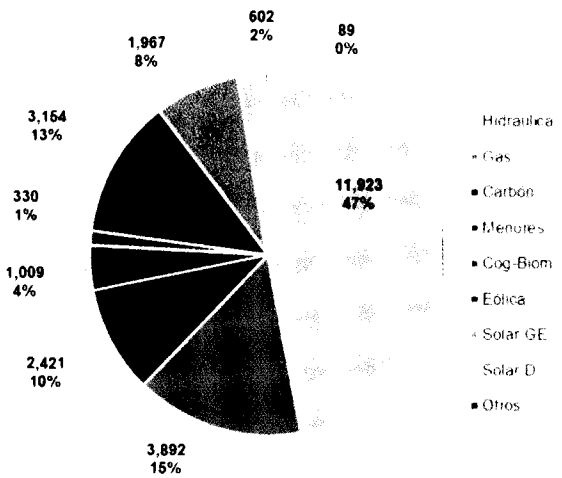
La expansión total del escenario al final del período es de 8.532 MW distribuidos de la siguiente forma:

- Hidro Mayor: 11.3%
- Térmica (carbón, gas, líquidos): 18.0%
- FNCER(hidro menores, biomasa, eólica, solar): 70.7%

Lo anterior representa un incremento aproximado del 17% en comparación con la expansión del Escenario 1A (7.301 MW), y una mayor participación de las FNCER en la expansión resultante, pasando de 64.1% (Escenario 1A) a 70.7%. Por otro lado se evidencia una disminución del 3% en la expansión de la hidro mayor y del 3.6% en la expansión térmica en comparación con el Escenario 1A.

La capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 28% en la composición de la matriz de generación al final del período de estudio.

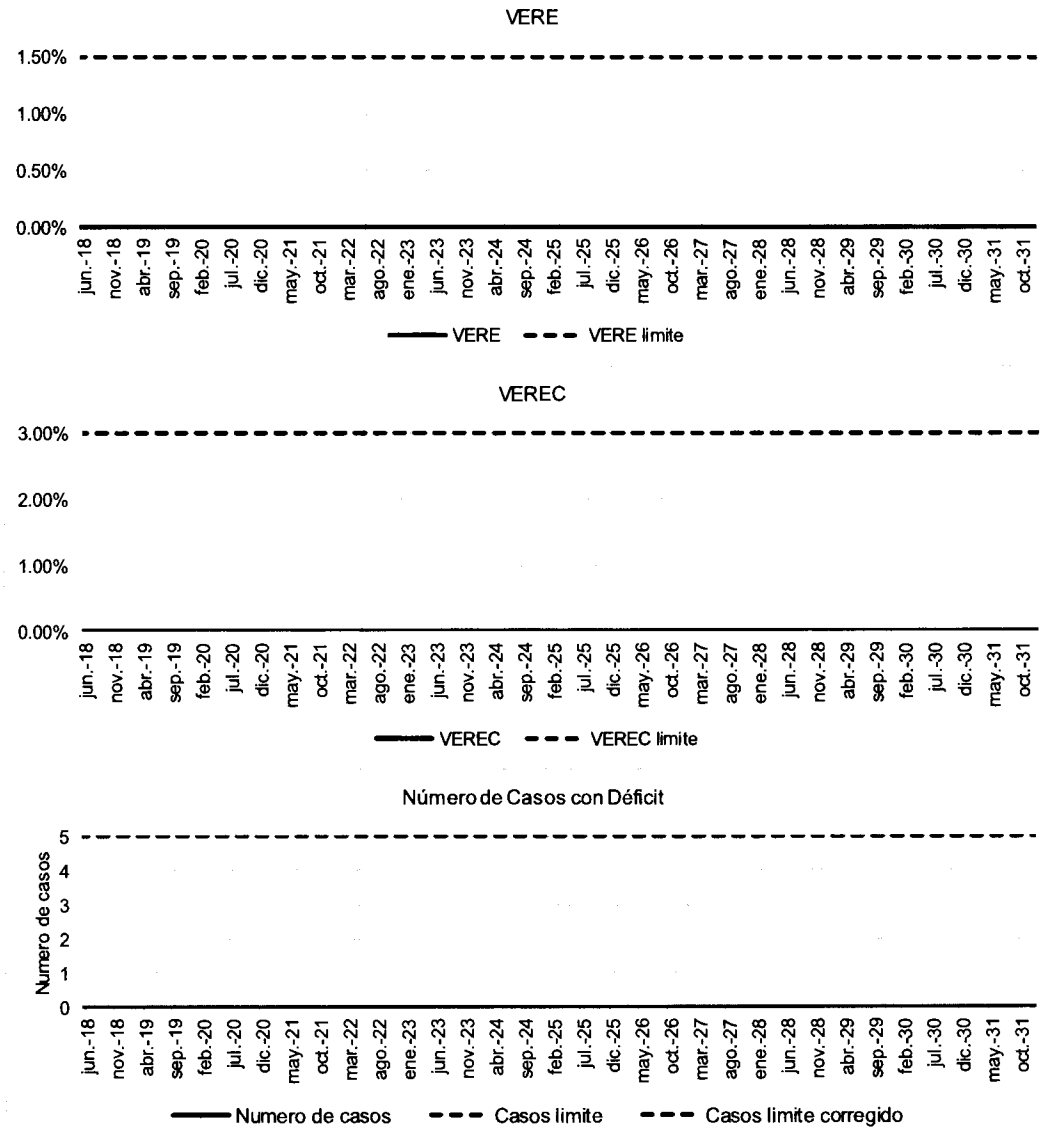
Gráfica XXI-15: Composición Matriz Escenario 3A



Recurso	Base	Cargo por Confiabilidad	Expansión Total	Total [MW]
Hidráulica	10,963	0	961	11,923
Gas	3,528	0	364	3,892
Carbón	1,339	250	832	2,421
Menores	807	0	202	1,009
Cog-Biom	162	0	168	330
Eólica	18	0	3,136	3,154
Solar GE	10	0	1,957	1,967
Solar D	29	0	573	602
Otros	0	89	0	89
Total	**16,856**	**339**	**8,193**	**25,387**

La expansión total resultante garantiza el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y Número de casos (Gráfica XXI-16).

Gráfica XXI-16: Evolución de los índices de confiabilidad.



En la Gráfica XXI-17 se presenta la evolución del costo marginal de los escenarios 1A y 3A, analizados a continuación:

- En el período 2018-2022, la expansión total del escenario suma 3.075 MW, lo que representa un incremento de 4.6% en comparación con la expansión del Escenario 1A. El valor promedio de costo marginal es de 46.6 USD/MWh, alcanzando valores máximos (65.3 USD/MWh en promedio) en el mes de marzo de cada año, lo que evidencia un comportamiento similar al presentado en el Escenario 1A.

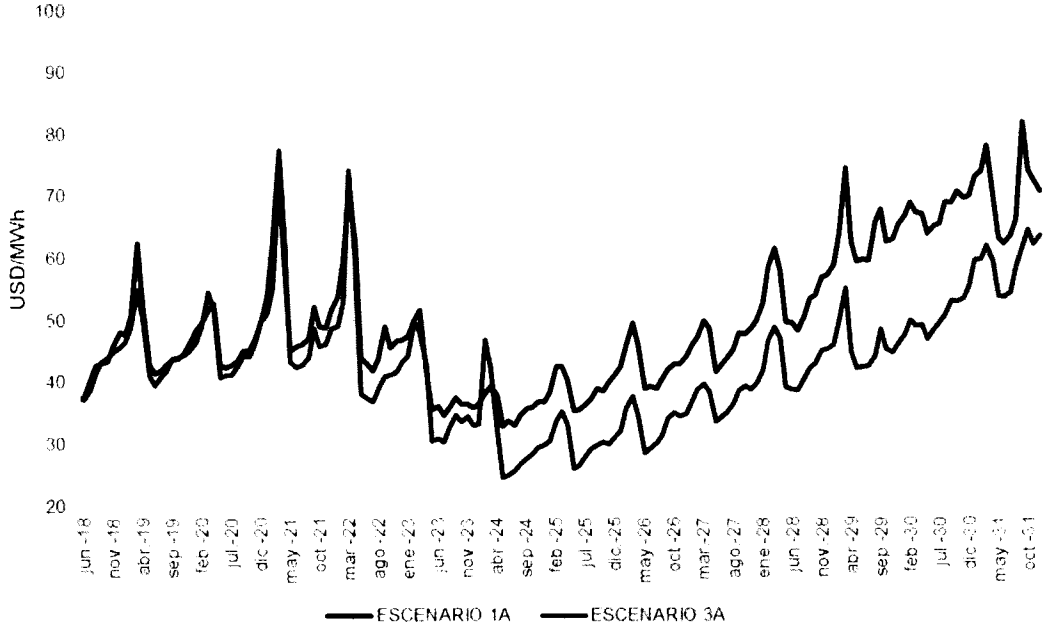
- A partir de 2023 y hasta 2031 se evidencia una desigualdad en el comportamiento del costo marginal de los Escenarios 1A y 3A, que se puede dividir en dos períodos:

    - Período 2023-2024: en este período el valor promedio de costo marginal de los Escenarios 1A y 3A es de 38 USD/MWh y 34 USD/MWh respectivamente, lo que representa una variación del 10.5%. Hasta 2024 la capacidad total instalada del Escenario 1A es de 5.639.1 MW (18% Hidro Mayor, 25% Térmica y 57% FNCER) y la capacidad instalada del Escenario 3A es de 6.251 MW (12% Hidro Mayor, 7% Térmica y 81% FNCER).

    - Período 2025-2031: en este período el valor promedio de costo marginal de los Escenarios 1A y 3A es de 55 USD/MWh y 43 USD/MWh respectivamente, lo que representa una variación del 21.8%. La capacidad instalada del Escenario 1A es de 1.661 MW (3% Hidro Mayor, 9% Térmica y 88% FNCER). La capacidad instalada del Escenario 3A es de 2.281 MW (9% Hidro Mayor, 49% Térmica y 43% FNCER).

Durante el período de estudio (2018-2031), el valor promedio de costo marginal es de 50.2 USD/MWh para el Escenario 1A y 42.8 USD/MWh para el Escenario 3A, lo que es consecuente con la mayor capacidad instalada y mayor participación de las FNCER en el abastecimiento de la demanda del Escenario 3A (Gráfica XXI-23).

Gráfica XXI-17: Comparación del costo marginal.



En la Gráfica XXI-18 se muestra la participación de los diferentes recursos de generación en el abastecimiento de la demanda del Escenario 3A. A continuación se presenta el comparativo entre los escenarios 1A y 3A de la generación por recurso para los períodos analizados. En paréntesis se presenta el valor correspondiente para el Escenario 1A:

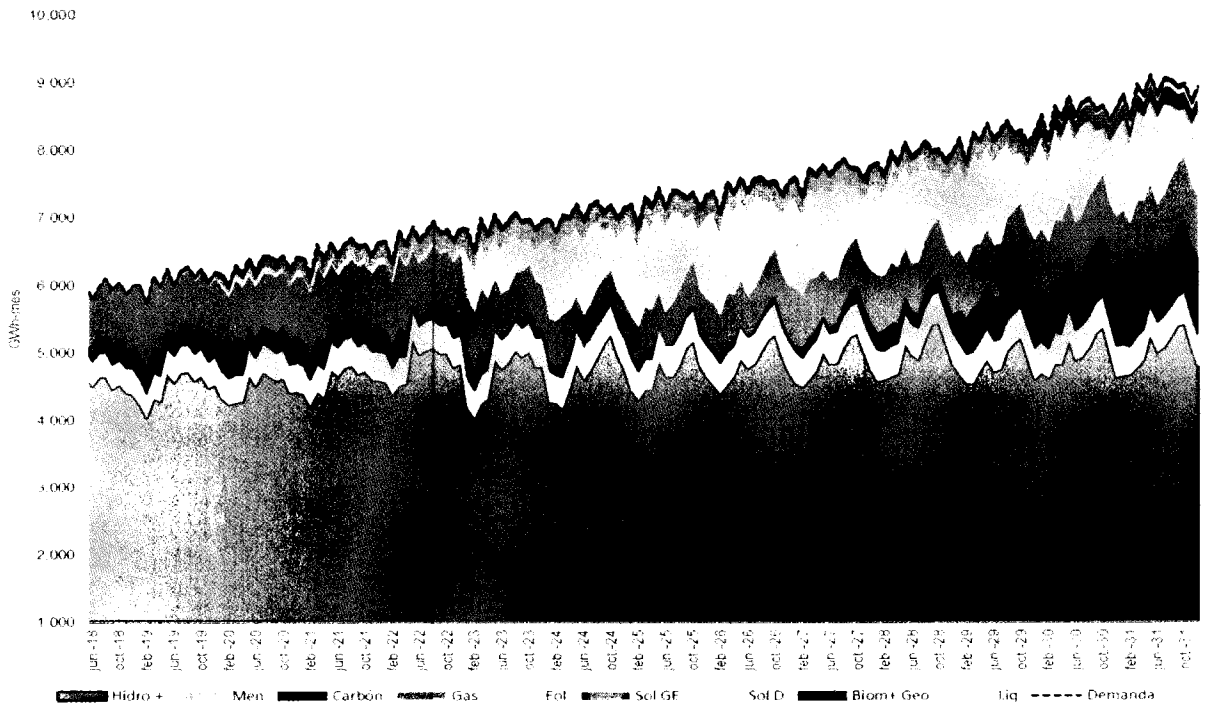
- En el período 2018-2022 la participación de los diferentes recursos en el abastecimiento de la demanda es el siguiente:
  - Hidro Mayor: 72% (71%)
  - Térmica (carbón, gas, líquidos):19% (20%)
  - FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar): 9% (9%)

- En el período 2023-2024 la participación de los diferentes recursos en el abastecimiento de la demanda es el siguiente:
  - Hidro Mayor: 67% (68%)
  - Térmica (carbón, gas, líquidos):11% (16%)
  - FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar): 22% (16%)

- Durante el período 2025-2031 la participación de los diferentes recursos en el abastecimiento de la demanda es el siguiente: del 24% y la participación de la generación térmica es del 15%.
  - Hidro Mayor: 61% (62%)
  - Térmica (carbón, gas, líquidos):15% (21%)
  - FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar): 24% (17%)

En los períodos 2023-2024 y 2025-2031 se evidencia el crecimiento de la participación de las FNCER en el abastecimiento de la demanda para el Escenario 3A, no sucediendo lo mismo en el Escenario 1A, donde la participación de las FNCER se mantiene prácticamente constante en los dos últimos períodos debido a la menor capacidad instalada de FNCER.

Gráfica XXI-18: Evolución de la generación promedio vs proyección de demanda.

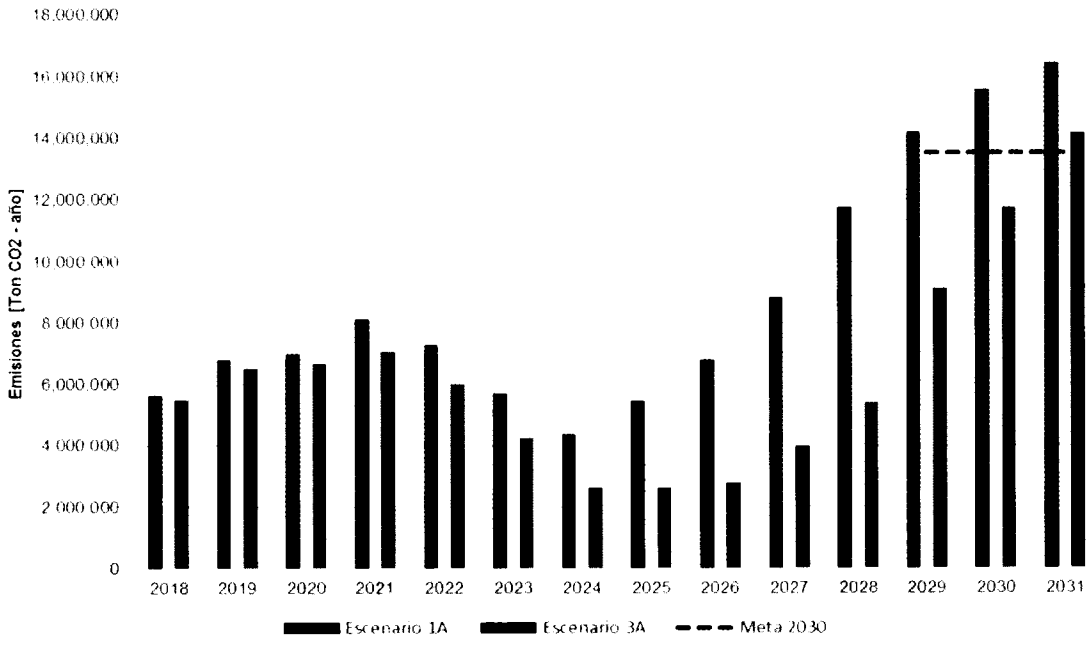


En la Gráfica XXI-19 se presenta un comparativo entre las emisiones de los escenarios 1A y 3A.
Para el Escenario 3A, las emisiones presentan un comportamiento consecuente con el análisis de la participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda:

- En el periodo 2018-2022 con una participación del 16% de la generación térmica el valor promedio anual de las emisiones es de 6.9 MTon CO2.
- En el período 2023-2024 donde disminuye la participación de la generación térmica de 16% a 11% el valor medio anual de las emisiones es de 5 MTon CO2.
- Para el período 2025-2031, con el incremento de la generación térmica de 11% a 15%, se incrementan las emisiones hasta un valor medio anual de 11.2 MTon CO2, que equivalen a un incremento del 124% en comparación con el período anterior.

Al igual que en el comparativo de costo marginal, el Escenario 3A presenta un mejor desempeño que el Escenario 1A en cuanto a emisiones, permitiendo cumplir en el año 2030 con la meta definida para el sector eléctrico (teniendo en cuenta todos los supuestos considerados para el modelamiento).

Gráfica XXI-19: Comparación acumulado anual de emisiones de CO_2.



1.2.1.4. Escenario 4A: Atraso del proyecto Hidroituango y expansión convencional (modelo optimización)

Para este escenario se consideran los mismos criterios del escenario 3A, excepto el literal a). En este caso, se considera la entrada del proyecto Hidroituango con un atraso de cinco años de acuerdo al cronograma definido en la Tabla XXI-5:

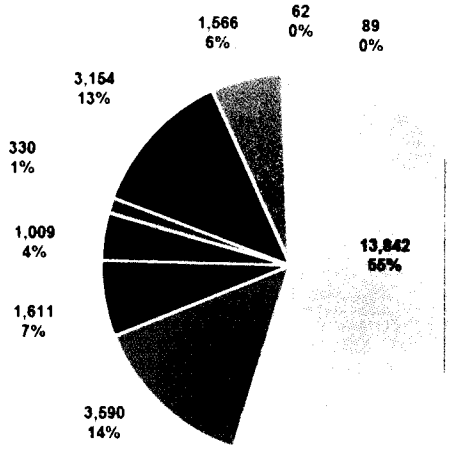
En la Gráfica XXI-20 se presenta la composición de la matriz de generación resultante del proceso de optimización. En la columna "Expansión Total" se muestra la capacidad instalada de la expansión fija más la expansión adicional resultante del proceso de simulación.

La expansión total del escenario al final del período es de 8.398 MW lo que representa un incremento del 6% en comparación con la expansión del Escenario 2A. En cuanto a la participación por recursos en la expansión del Escenario 4A, se identifica una disminución en la expansión con recursos convencionales (15.3% Hidro Mayor y 70.3% térmica) y un incremento de 64.4% en la expansión con FNCER, en comparación con el Escenario 2A.

Los 423 MW de expansión térmica resultante en el Escenario 4A, equivalen a expansión fija definida en la Tabla XXI-6, lo que indica que el modelo en su proceso de optimización no consideró la incorporación de nueva capacidad térmica para este escenario.

La capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 24% en la composición de la matriz de generación al final del período de estudio.

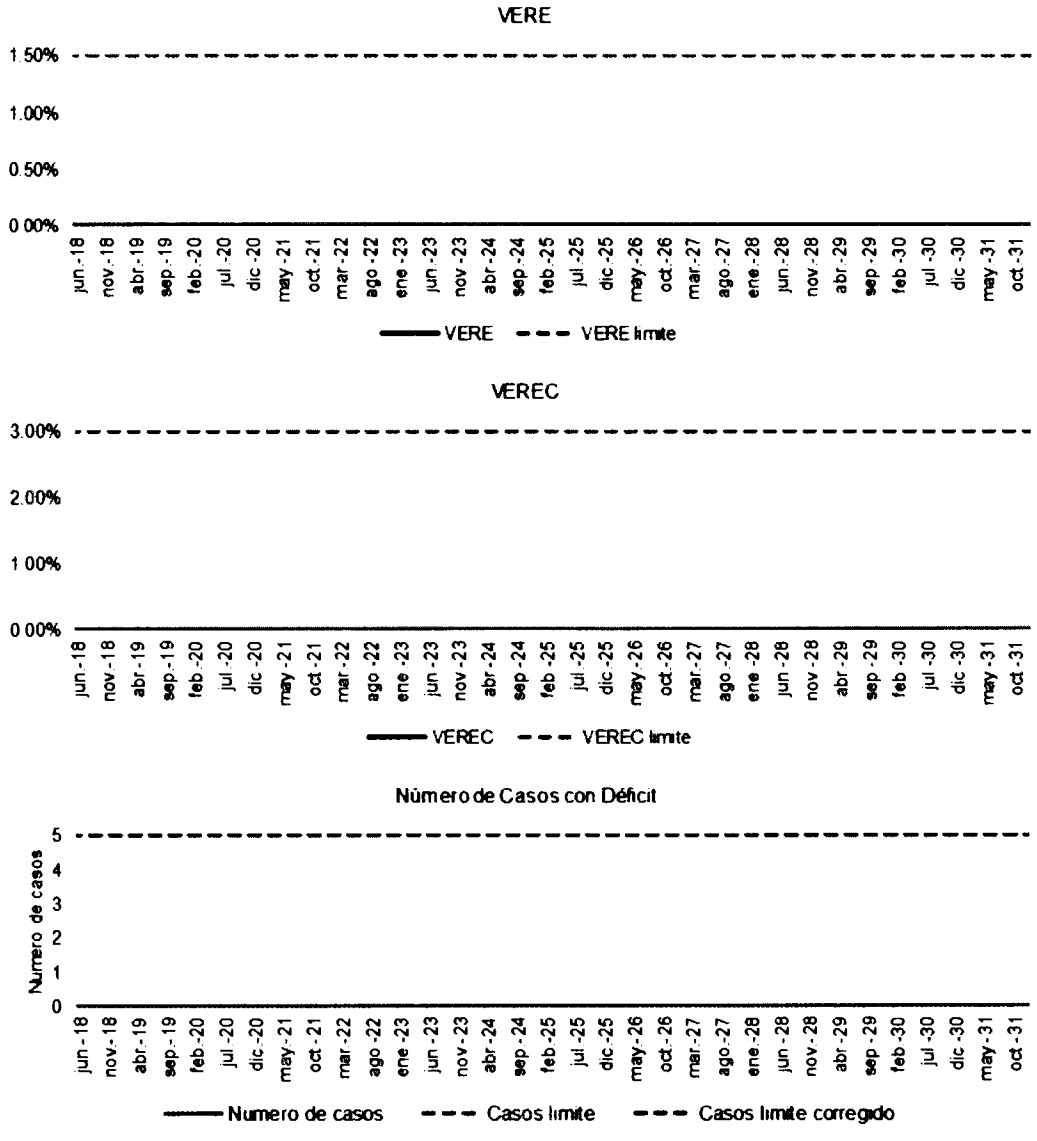
Gráfica XXI-20: Composición Matriz Escenario 4A



Recurso	Base	Cargo por Confiabilidad	Expansión Total	Total [MW]
Hidráulica	10,963	1,200	1,680	13,842
Gas	3,528	0	62	3,590
Carbón	1,339	250	22	1,611
Menores	807	0	202	1,009
Cog-Biom	162	0	168	330
Eólica	18	0	3,136	3,154
Solar GE	10	0	1,556	1,566
Solar D	29	0	33	62
Otros	0	89	0	89
Total	**16,856**	**1,539**	**6,859**	**25,253**

En la Gráfica XXI-21 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC y Número de Casos), donde se observa su cumplimiento durante todo el período de estudio.

Gráfica XXI-21 Evolución de los índices de confiabilidad.



En la Gráfica XXI-22 se presenta la evolución del costo marginal de los escenarios 2A y 4A, analizados a continuación:

- En el período 2018-2022 el costo marginal presenta un comportamiento similar para los dos escenarios analizados, con un valor promedio de 48 USD/MWh para el Escenario 2A y 49 USD/MWh para el Escenario 4A. En este período la expansión del Escenario 2A es de 2.823 MW (23% Hidro

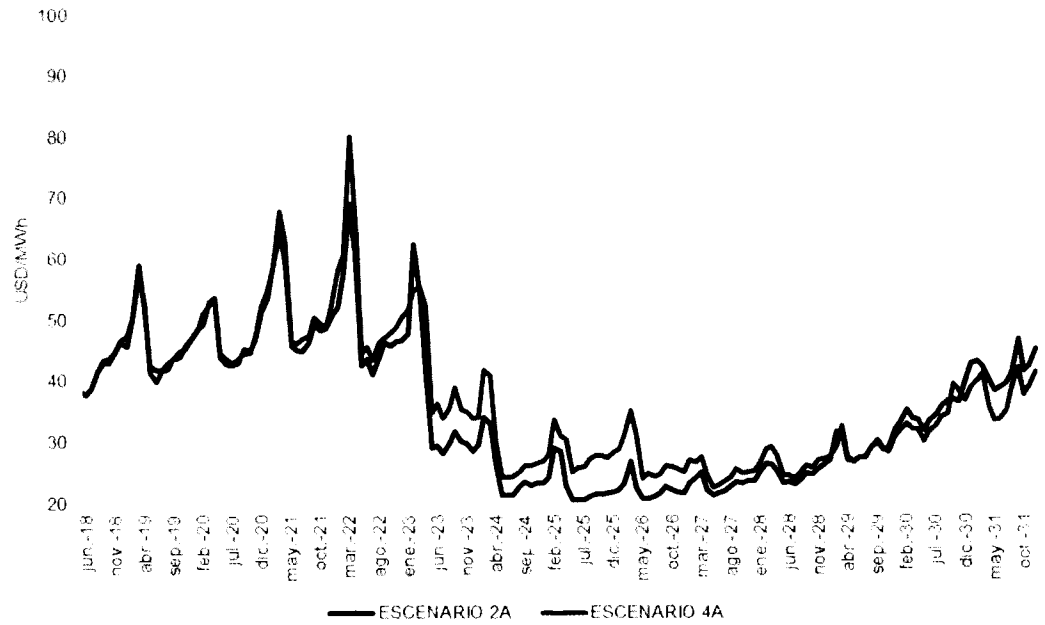
Mayor, 23.8% Térmica y 53.2% FNCER) y la expansión del Escenario 4A es de 2.389 MW (3.5% Hidro Mayor, 17.7% Térmica y 78.8% FNCER).

- En el período 2023-2026 el costo marginal presenta un valor promedio de 27 USD/MWh y 32 USD/MWh para los escenarios 2A y 4A respectivamente. La expansión del Escenario 2A es de 5.098 MW (54% Hidro Mayor, 14.7% Térmica y 31.3% FNCER) y la expansión del Escenario 4A es de 4.479 MW (53.6% Hidro Mayor y 46.4% FNCER).

- En el período 2027-2031 el valor de costo marginal es de 30.8 USD/MWh para el Escenario 2A y 30.5 USD/MWh para el Escenario 4A. La expansión del Escenario 4A es de 1.530 MW (26% Hidro Mayor y 74% FNCER). En este período no ingresa nueva capacidad en el Escenario 2A.

El valor promedio de costo marginal para todo el período de estudio (2018-2031) es de 35.4 USD/MWh para el Escenario 2A y 37 USD/MWh para el Escenario 4A. El mayor valor de costo marginal para el Escenario 4A en comparación con el Escenario 2A, se debe a que, aunque el Escenario 4A tenga menor participación de capacidad térmica y mayor participación de FNCER, también tiene menor participación de capacidad hidroeléctrica, lo que genera un mayor despacho de la generación térmica existente como se observa en la Gráfica XXI-23.

Gráfica XXI-22: Comparación del costo marginal.



En la Gráfica XXI-23 se muestra la participación de los diferentes recursos de generación en el abastecimiento de la demanda del Escenario 4A. A continuación se presenta el comparativo entre los escenarios 2A y 4A de la generación por recurso para los períodos analizados. En paréntesis se presenta el valor correspondiente para el Escenario 2A:

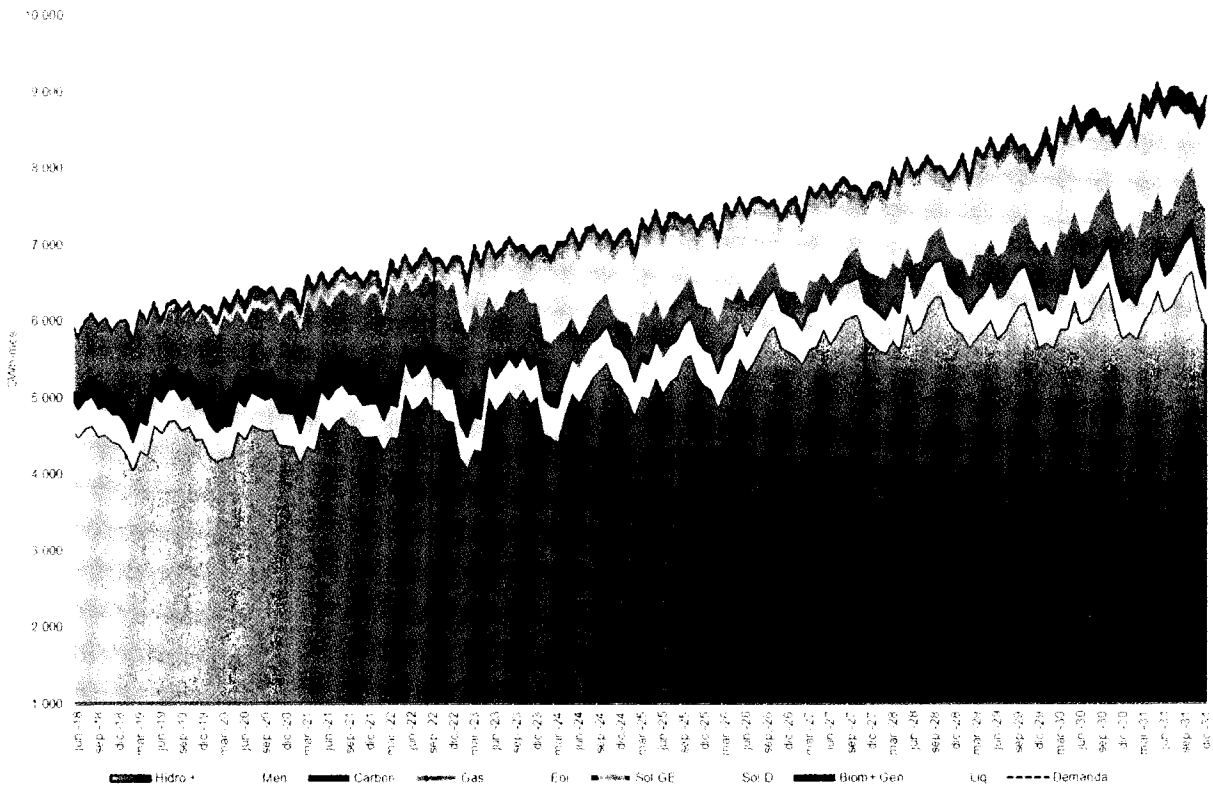
- En el período 2018-2022 la participación de los diferentes recursos en el abastecimiento de la demanda es el siguiente:
  - Hidro Mayor: 71% (71%)
  - Térmica (carbón, gas, líquidos):20% (20%)
  - FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar): 9% (9%)

- En el período 2023-2026 la participación de los diferentes recursos en el abastecimiento de la demanda es el siguiente:
  - Hidro Mayor: 71% (78%)
  - Térmica (carbón, gas, líquidos):10% (6%)
  - FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar): 19% (16%)

- En el período 2027-2031 la participación de los diferentes recursos en el abastecimiento de la demanda es el siguiente:
  - Hidro Mayor: 72% (77%)
  - Térmica (carbón, gas, líquidos):8% (8%)
  - FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar): 20% (15%)

En concordancia con el análisis de costo marginal, la evolución del aporte en generación refleja la evolución del costo marginal para los dos escenarios comparados.

Gráfica XXI-23: Evolución de la generación promedio vs proyección de demanda.



En la Gráfica XXI-24 se presenta un comparativo entre las emisiones de los escenarios 2A y 4A. Para el Escenario 4A, las emisiones presentan un comportamiento consecuente con el análisis de la participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda:

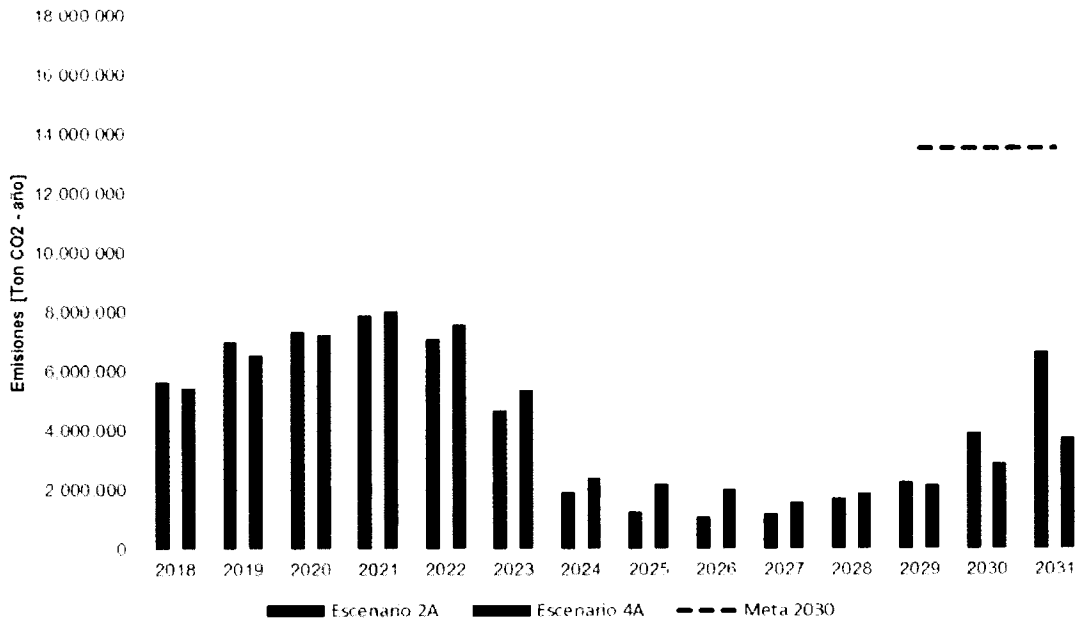
- En el periodo 2018-2022 con una participación del 20% de la generación térmica el valor promedio anual de las emisiones es de 7.0 MTon CO2.

- En el período 2023-2026 donde disminuye la participación de la generación térmica de 20% a 10% el valor medio anual de las emisiones es de 3. MTon CO2.

- Para el período 2027-2031, con la disminución de la generación térmica de 10% a 8%, disminuyen las emisiones hasta un valor medio anual de 2.5 MTon CO2.

Los dos escenarios presentados cumplen con la meta de emisiones definida para el sector eléctrico en el año 2030, sin considerar la ocurrencia del fenómeno del niño para esta fecha. Comparando el valor promedio de las emisiones, el Escenario 4A con 4.3 MTon CO2, presenta un mejor desempeño que el escenario 2A que tiene un valor medio de emisiones de 4.5 MTon CO2.

Gráfica XXI-24: Acumulado anual de emisiones de CO_2.



1.3. Conclusiones

- Se identifica necesidad de Energía Firme (ENFICC) a partir de febrero de 2022.
- Los escenarios donde no se considera la entrada del proyecto Hidroituango implican mayores costos marginales, mayores consumos de combustibles fósiles y mayores emisiones.
- Hay proyectos de generación en estado avanzado que podrían suplir los requerimientos de generación en el horizonte de proyección.
- Puede darse generación con líquidos en el periodo 2020-2023.
- Dados los requerimientos de generación a térmica, las dos plantas de regasificación son necesarias (Caribe y Pacífico).
- Una participación de la generación térmica superior al 23% en el abastecimiento de la demanda, implica no cumplir con los compromisos adquiridos de reducción de emisiones en el sector eléctrico para 2030.