

**PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA
GENERACIÓN – TRANSMISIÓN
2017 – 2031**



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 (E)

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

Empresa de Energía de 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 Liliam Castaño Ramirez
- Baisser A. Jiménez Rivera

TRANSMISIÓN:

- Baisser A. Jiménez Rivera
- Jhon S. Zárate Herrera
- 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

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.

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.
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.
MVA_r:	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.	PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA	17
1.1.	PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	17
1.2.	GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES	21
1.3.	PROYECCIONES POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)	29
1.4.	PROYECCIONES DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)	33
1.5.	PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL)	36
1.6.	PROYECCIONES DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL)	38
1.7.	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL	41
1.8.	PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES	43
1.9.	CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES	46
1.10.	CONSUMO PER CÁPITA DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL, DEPARTAMENTAL, POR TIPO DE MERCADO Y POR SECTOR	49
2.	PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	54
2.1.	INTRODUCCIÓN.....	56
2.2.	METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN	56
2.3.	REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA	72
2.4.	SEÑALES DE EXPANSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE LARGO PLAZO	76
2.5.	EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS, INDICADORES DE DESEMPEÑO	101
2.6.	ENERGÍA FIRME DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN	103
2.7.	ANÁLISIS ESPECIALES - ESTUDIO DE LA COMPLEMENTARIEDAD	108
2.8.	CONCLUSIONES GENERALES.....	116
3.	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	118
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	118
3.2.	METODOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED.....	118
3.3.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN.....	120

3.3.1.	Expansión Conexión de generación en Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda.....	120
3.3.2.	Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación La Portada 230/115 kV	133
3.3.3.	Exportaciones a Ecuador	146
3.3.4.	Alternativas de expansión en el área de Guajira – Cesar – Magdalena para la incorporación del recurso renovable de la zona.....	152
3.3.5.	Capacidad indicativa para conexión de generación.....	166
3.3.6.	Ejercicio de largo Plazo Oriental –Bogotá - Cundinamarca	170
3.3.7.	Cambio de la Configuración de la Subestación Mocoa.....	172
3.3.8.	Resumen de recomendación STN	179
3.4.	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR.....	181
3.4.1.	Área Caribe – Atlántico.....	181
3.4.2.	Área Caribe – Bolívar	186
3.4.3.	Área Caribe – Chinú	187
3.4.4.	Área Caribe – Cerromatoso.....	189
3.4.5.	Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena	189
3.4.6.	Área Nordeste – Santander	191
3.4.7.	Área Nordeste – Norte de Santander	192
3.4.8.	Área Nordeste – Boyacá – Casanare.....	193
3.4.9.	Área Nordeste – Arauca	194
3.4.10.	Área Antioquia – Antioquia	195
3.4.11.	Área Antioquia – Chocó.....	197
3.4.12.	Área Oriental – Bogotá	197
3.4.13.	Área Oriental – Meta – Guaviare.....	200
3.4.14.	Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda	201
3.4.15.	Área Suroccidental – Valle	202
3.4.16.	Área Suroccidental – Cauca – Nariño	204
3.4.17.	Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá	205

3.4.18. Área Suroccidental – Putumayo	206
ANEXO I. AUTOGENERACIÓN AG Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA GD	207
ANEXO II. PROYECCIONES DE DEMANDA.....	214
ANEXO III. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ALTA CON CE SIN PANAMÁ.....	215
ANEXO IV. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES USD/MBTU	216
ANEXO V. ANÁLISIS DEL FILTRADO DE SERIES	217
ANEXO VI. GRÁFICAS DE COSTO MARGINAL Y GENERACIÓN POR ÁREA ELÉCTRICA.....	223
ANEXO VII. ANÁLISIS DE ALERTAS TEMPRANAS	243
ANEXO VIII. DIAGRAMAS UNIFILARES.....	318
ANEXO IX. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2017.....	333
ANEXO X. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2031	334
ANEXO XI. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL A LARGO PLAZO	335
ANEXO XII. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN.....	336
ANEXO XIII. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL.....	337
ANEXO XIV. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2031.....	338
ANEXO XV. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2016 – 2017	339
ANEXO XVI. SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED – RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2013	341

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1: Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME.	18
Gráfica 1-2 Correlaciones históricas de la Demanda de Energía Eléctrica respecto a las variables empleadas.	19
Gráfica 1-3: Crecimiento potencial de la economía.	20
Gráfica 1-4: Seguimiento a la Demanda de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica 2015 - 2017	21
Gráfica 1-5: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica.	25
Gráfica 1-6: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima.	25
Gráfica 1-7: Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2010-2017).	26
Gráfica 1-8: Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh).	26
Gráfica 1-9: Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW). 27	
Gráfica 1-10: Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100).....	27
Gráfica 1-11: Crecimiento semestral de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 6 años 28	
Gráfica 1-12: Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100).	28
Gráfica 1-13: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 6 años.	29
Gráfica 1-14: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de GCE (GWh).	31
Gráfica 1-15: Proyección Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE.....	32
Gráfica 1-16: Proyección Demanda Energía Eléctrica (GWh) – Con GCE.	33
Gráfica 1-17: Proyección Demanda de Potencia Máxima de GCE (GWh).	34
Gráfica 1-18: Proyección Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.....	35
Gráfica 1-19: Proyección Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Con GCE.....	36
Gráfica 1-20: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.....	37
Gráfica 1-21: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE.....	38
Gráfica 1-22: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá.	39
Gráfica 1-23: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE.	40

Gráfica 1-24: Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones.	42
Gráfica 1-25: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año).....	44
Gráfica 1-26: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año).....	45
Gráfica 1-27: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio.	46
Gráfica 1-28: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes).....	47
Gráfica 1-29: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio.	48
Gráfica 1-30: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes).....	49
Gráfica 1-31: Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 1998 – 2016.....	49
Gráfica 1-32: Índice del Consumo per cápita de electricidad (Base Enero de 1998 = 100).	50
Gráfica 1-33: Consumo histórico per cápita en kWh para el período 1998 – 2016.	50
Gráfica 1-34: Participación horaria de la curva de carga para el período 1998 – 2016.	51
Gráfica 1-35: Consumo per cápita por tipo de mercado.	51
Gráfica 1-36: Consumo per cápita por sector	52
Gráfica 1-37: Índice Trimestral de Producción Real – DANE / (Base promedio anual 2007 = 100).	53
Gráfica 1-38: Consumo promedio per cápita por sector y por departamento.	53
Gráfica 2-1: Áreas Operativas.....	55
Gráfica 2-2 : Proyecciones de demanda nacional y regional.....	60
Gráfica 2-3 : Evolución de la capacidad instalada global en SFV.	68
Gráfica 2-4 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad instalada.	72
Gráfica 2-5 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad disponible.	73
Gráfica 2-6 : Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano.	73
Gráfica 2-7 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso Base.	74
Gráfica 2-8 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Casos 1 a 4.....	75
Gráfica 2-9 : Proyección precios de gas.	77
Gráfica 2-10 : Proyección precios de combustibles líquidos.....	77
Gráfica 2-11 : Proyección precios de carbón	78

Gráfica 2-12 : Evolución de los índices de confiabilidad.....	79
Gráfica 2-13 : Evolución de la generación vs proyección de demanda.....	80
Gráfica 2-14 : Evolución de costo marginal.....	80
Gráfica 2-15 : Procedimiento de Planificación-Generación.....	82
Gráfica 2-16 : Composición Matriz Escenario 1.....	87
Gráfica 2-17 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 1.....	90
Gráfica 2-18 : Costo Marginal Escenario 1.....	91
Gráfica 2-19 : Generación Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 1.....	92
Gráfica 2-20 : Emisiones de CO2, Escenario 1.....	92
Gráfica 2-21 : Factor de Emisión.....	93
Gráfica 2-22 : Expansión Escenario 2.....	95
Gráfica 2-23 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 2.....	98
Gráfica 2-24 : Costo Marginal Escenario 2.....	99
Gráfica 2-25 : Generación Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 2.....	99
Gráfica 2-26 : Emisiones Escenario 2.....	100
Gráfica 2-27 : Factor de Emisión Escenario 2.....	100
Gráfica 2-28 : Costos totales por escenario.....	101
Gráfica 2-29 : Costo nivelado de generación. Todos los escenarios.....	101
Gráfica 2-30 : Emisiones por Escenario Vs Metas del Sector Electrico.....	102
Gráfica 2-31 : Radar de indicadores.....	102
Gráfica 2-32 : Capacidad Adicional y ENFICC por tecnología.....	105
Gráfica 2-33 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1.....	106
Gráfica 2-34 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2.....	107
Gráfica 2-35: Indicador EP, generación de energía por MW instalado, para los recursos hídrico y eólico del Escenario. 1.....	110
Gráfica 2-36: Variaciones de Delta EPeólico,m y Delta EPhidro,m.....	111
Gráfica 2-37: Complementariedad Hidro-eólica.....	112

Gráfica 2-38: Complementariedad Eólica-Hidro.....	113
Gráfica 3-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión.	119
Gráfica 3-2: Diagrama general para la definición de proyectos.	119
Gráfica 3-3: Ubicación general de la generación en el área.	121
Gráfica 3-4: Análisis de cruces de la infraestructura en el área.....	122
Gráfica 3-5: Estrategia para el desarrollo de Red.....	123
Gráfica 3-6: Conexión de Río San Juan.....	124
Gráfica 3-7: Conexión de Encimadas – Cañaveral.	125
Gráfica 3-8: Conexión de Porvenir II.	126
Gráfica 3-9: Conexión de San Juan, Encimadas - CañaVeral y Porvenir II.....	127
Gráfica 3-10: Nivel de Corto Circuito Trifásico y Monofásico.....	129
Gráfica 3-11: Respuesta transitoria.....	129
Gráfica 3-12: Beneficios Incorporación Recurso Hidráulico.....	131
Gráfica 3-13: Evaluación B/C.	132
Gráfica 3-14: Proyecto propuesto.	135
Gráfica 3-15: Análisis Corto Circuito Trifásico y Monofásico.	144
Gráfica 3-16: Alternativas Estudiadas Interconexión Ecuador.....	148
Gráfica 3-17: Costo de Alternativas de Interconexión.....	151
Gráfica 3-18: Ubicación de los parques eólicos.	155
Gráfica 3-19: Estrategia de Incorporación.....	156
Gráfica 3-20: Esquema general para la definición de las Colectoras.	157
Gráfica 3-21: Bloques de Generación Guajira.	157
Gráfica 3-22: Definición para compartir infraestructura.	158
Gráfica 3-23: Interconexión con SIN y Refuerzos de Red.	159
Gráfica 3-24 Relación SCR en Cuestecitas.	160
Gráfica 3-25 Curva de estabilidad.....	161

Gráfica 3-26 Relación SCR para conectar generación en Chinú.....	162
Gráfica 3-27 Relación SCR para conectar generación en Cerromatoso.	163
Gráfica 3-28: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas.	165
Gráfica 3-29: Interconexiones entre áreas para el caso colombiano.....	167
Gráfica 3-30: Capacidad a Conectar en STR.....	168
Gráfica 3-31: Capacidad de Conexión en el STN.....	169
Gráfica 3-32 Esquema General.....	170
Gráfica 3-33: Ubicación de las S/E y la Demanda a Atender.	171
Gráfica 3-34: Metodología evaluación impacto.....	173
Gráfica 3-35: Metodología de Cálculo de índice de severidad operativo (ISO).....	174
Gráfica 3-36: Metodología del cálculo del Índice de Riesgo Configuración (IRCS).....	174
Gráfica 3-37: Grafo de tres vértices y tres arcos.....	175
Gráfica 3-38: Descomposición de un sistema de distribución radial en grupos funcionales.	175
Gráfica 3-39: Diagrama de grafos simplificado.	176
Gráfica 3-40: Diagrama unifilar Subestación Mocoa 220kV.	178
Gráfica 3-41: Área Caribe Actual.	181
Gráfica 3-42: Área Nordeste.	191
Gráfica 3-43: Área Antioquia.	195
Gráfica 3-44: Área Oriental.....	199
Gráfica 3-45: Área Suroccidental.	201
Gráfica I-1: Viabilidad del Caso de la Autogeneración en Bogotá D.C. Tasa VPN = 5.%.	210
Gráfica I-2: Valor presente neto de los casos de la figura No. 1.	211
Gráfica I-3: Valor presente neto de los casos de la figura No. 1 sin AG (GD).....	212
Gráfica I-4: Viabilidad del Caso de la Generación Distribuida conjunta con Autogeneración en Bogotá D.C. Tasa VPN = 5.6%.	213
Gráfica I-5: Valor presente neto de los casos de la figura No. 3.	213
Gráfica VII-1: Áreas Eléctricas.	243

Gráfica VII-2: Valores de aceleración (Aa).....	246
Gráfica XVI-1: Número de proyectos por estado de ejecución a 19 de octubre de 2017 (curva S).	342
Gráfica XVI-2: Número de proyectos en ejecución por OR.	343

PRELIMINAR

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1: Variables de la Demanda de EE a largo Plazo.....	17
Tabla 1-2: Principales Supuestos Macroeconomicos, Sociales y Climaticos empleados en las proyecciones.	19
Tabla 1-3: Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República	20
Tabla 1-4: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de Grandes Consumidores (GWh)	31
Tabla 1-5: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.....	32
Tabla 1-6: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Con GCE.....	32
Tabla 1-7: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima de Grandes Consumidores (MW).....	34
Tabla 1-8: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.....	34
Tabla 1-9: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Con GCE	35
Tabla 1-10: Variables de la Demanda de Energía Eléctrica a Corto Plazo	36
Tabla 1-11: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.....	37
Tabla 1-12: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE.	38
Tabla 1-13: Variables de la Demanda de Potencia Máxima a Corto Plazo.	39
Tabla 1-14: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá.	39
Tabla 1-15: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE.	40
Tabla 1-16: Agrupación por regiones	43
Tabla 1-17: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.....	43
Tabla 1-18: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.	45
Tabla 1-19: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).	47
Tabla 1-20: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año)	48
Tabla 2-1: Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área [MW].....	57
Tabla 2-2 : Capacidades de interconexión existente y ampliaciones definidas [MW].	58
Tabla 2-3 : Capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre Áreas Operativas [MW].....	59
Tabla 2-4 : Costo de Inversión de los Refuerzos de Interconexión entre Áreas Operativas [US\$/kW].....	59
Tabla 2-5 : Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos (USD/MWH)	60

Tabla 2-6 : Limite de capacidad interna de conexión por área operativa.	61
Tabla 2-7 : Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.	61
Tabla 2-8 : Modelación recurso eólico.	68
Tabla 2-9 : Modelación SFV GE.....	70
Tabla 2-10 : Resumen Estaciones de Referencia.....	70
Tabla 2-11 : Modelación SFV AG y GD.	71
Tabla 2-12 :Escenarios considerados.....	74
Tabla 2-13 :Fecha de entrada en operación proyectos de generación.	78
Tabla 2-14 : Cronograma Expansión total, Escenario 1 [MW].....	88
Tabla 2-15 : Expansión por Área Escenario 1, [MW].	89
Tabla 2-16 : Máximas Capacidades de Expansión Por Área.....	94
Tabla 2-17 : Cronograma Expansión total, Escenario 2 [MW].....	96
Tabla 2-18 : Expansión por Área Escenario 2.	96
Tabla 2-19 :Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.	103
Tabla 2-20 : Expansión Adicional Estimada por Tecnología.....	104
Tabla 2-21 : Capacidad en MW por recurso renovable	108
Tabla 2-22 : Complementariedades Hidro y Viento, Esc 1.	114
Tabla 2-23 : Fracción del tiempo que se cumple la condición de complementariedad.	115
Tabla 3-1: Solicitudes e intenciones de conexión.	120
Tabla 3-2: Solicitudes e intenciones de conexión.	121
Tabla 3-3: Desempeño del sistema en el año 2021.....	124
Tabla 3-4: Desempeño del sistema en el año 2021.....	125
Tabla 3-5: Desempeño del sistema en el año 2022.....	126
Tabla 3-6: Desempeño del Sistema.	128
Tabla 3-7: Desempeño del Sistema.	128
Tabla 3-8: Costo en UC de activos de Uso.	130

Tabla 3-9: Solicitud de conexión de nuevas cargas.....	134
Tabla 3-10: Escenarios analizados.	136
Tabla 3-11: Desempeño del proyecto en el 2019 con el proyecto Bahía 115 kV.	137
Tabla 3-12: Desempeño del proyecto en el 2026 sin el proyecto Bahía 115 kV.	137
Tabla 3-13: Desempeño Pacífico 1 2022 – Despacho Mínimo.	138
Tabla 3-14: Desempeño Pacífico 2 2022 – Despacho Mínimo.	139
Tabla 3-15: Desempeño Pacífico 1 2022 – Despacho Máximo Térmico.	139
Tabla 3-16: Desempeño Pacífico 2 2022 – Despacho Máximo Térmico.	140
Tabla 3-17: Desempeño Pacífico 1 2026 – Despacho Mínimo.	140
Tabla 3-18: Desempeño Pacífico 2 2026 – Despacho Mínimo.	141
Tabla 3-19: Desempeño Pacífico 1 2026 – Despacho Máximo.	142
Tabla 3-20: Desempeño Pacífico 2 2026 – Despacho Máximo Térmico.	143
Tabla 3-21: Beneficio por confiabilidad energética.	145
Tabla 3-22: Beneficio por confiabilidad eléctrica.	145
Tabla 3-23: Costo del Proyecto.	146
Tabla 3-24: Condiciones Exportaciones/Importaciones 2017.	147
Tabla 3-25: Condiciones Exportaciones/Importaciones 2022.	147
Tabla 3-26: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Importación.	149
Tabla 3-27: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Exportación.	149
Tabla 3-28: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Importación.	149
Tabla 3-29: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Exportación.	150
Tabla 3-30: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Importación.	150
Tabla 3-31: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Exportación.	150
Tabla 3-32: Desempeño Eléctrico Alternativa 4 – año 2023 Exportaciones/Importaciones.	151
Tabla 3-33: Capacidad de los agentes que cumplieron con las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016..	154
Tabla 3-34: Capacidades Solicitadas Circular Marzo 2017.	154

Tabla 3-35: Capacidades que Cumplen con Requisitos Mínimos.	155
Tabla 3-36: Escenarios operativos.	160
Tabla 3-37: Análisis Capacidad en Cuestecitas con Infraestructura Propuesta.	160
Tabla 3-38: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Chinú.	161
Tabla 3-39: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Cerromatoso.	162
Tabla 3-40: Costo Referencial Red Propuesta.	165
Tabla 3-41: Aumento de Población.	170
Tabla 3-42: Proyecciones de Demanda.	171
Tabla 3-43: Problemáticas en el Largo Plazo de Codensa.	172
Tabla 3-44: Proyectos Propuestos.	172
Tabla 3-45: Proyectos Propuestos.	178
Tabla 3-46: Desempeño del sistema en Atlántico.	182
Tabla 3-47: Desempeño del sistema en Bolívar.	186
Tabla 3-48: Desempeño del sistema en Chinú.	187
Tabla 3-49: Desempeño del sistema en Cerromatoso.	189
Tabla 3-50: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.	189
Tabla 3-51: Desempeño del sistema en Santander.	191
Tabla 3-52: Desempeño del sistema en Norte de Santander.	192
Tabla 3-53: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.	194
Tabla 3-54: Desempeño del sistema en Antioquia.	196
Tabla 3-55: Desempeño del sistema en Chocó.	197
Tabla 3-56: Desempeño del sistema en Bogotá.	198
Tabla 3-57: Desempeño del sistema en Meta.	200
Tabla 3-58: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.	202
Tabla 3-59: Desempeño del sistema en Valle.	203
Tabla 3-60: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.	204

Tabla 3-61: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá.....	205
Tabla I-1: CAPEX medios y condiciones de aprovechamiento del recurso solar.....	208
Tabla I-2: Características de la situación de pago de factura vs proyecto de autogeneración.....	209
Tabla I-3: Características de la situación de CDT vs proyecto de Generación Distribuida.....	212
Tabla V-1: Intervalos de confianza para los parámetros estadísticos.....	217
Tabla V-2: Resultados filtrado de series.....	218
Tabla VII-1: Características Generales de las Áreas Eléctricas.....	244
Tabla VII-2: Variables Socio-Ambientales.....	245
Tabla VII-3: Relación entre Áreas Eléctricas y Variables Socio-Ambientales.....	245
Tabla VII-4: Áreas según la Amenaza Sísmica.....	246
Tabla VII-5: Áreas con Amenaza de Inundaciones.....	247
Tabla VII-6: Áreas de Bosque Seco Tropical (BST).....	247
Tabla VII-7: Áreas de Parques Nacionales Naturales.....	248
Tabla VII-8: Distribución de Zonas Protegidas [km ²].....	249
Tabla VII-9: Áreas de Resguardos Indígenas.....	250
Tabla VII-10: Etnias Indígenas dentro de las Áreas Eléctricas.....	250
Tabla VII-11: Áreas de Comunidades Afrodescendientes.....	252
Tabla XVI-1: Estado de ejecución de un proyecto según índice de cumplimiento.....	341
Tabla XVI-2: Información requerida en los informes de interventoría.....	342
Tabla XVI-3: Número de proyectos por estado de ejecución.....	342
Tabla XVI-4: Número de proyectos en ejecución por Operador de red.....	343

1. 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.

1.1. 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).

1.1.1. Metodología

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos¹ (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 1-1.

Tabla 1-1: 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).

¹ 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.

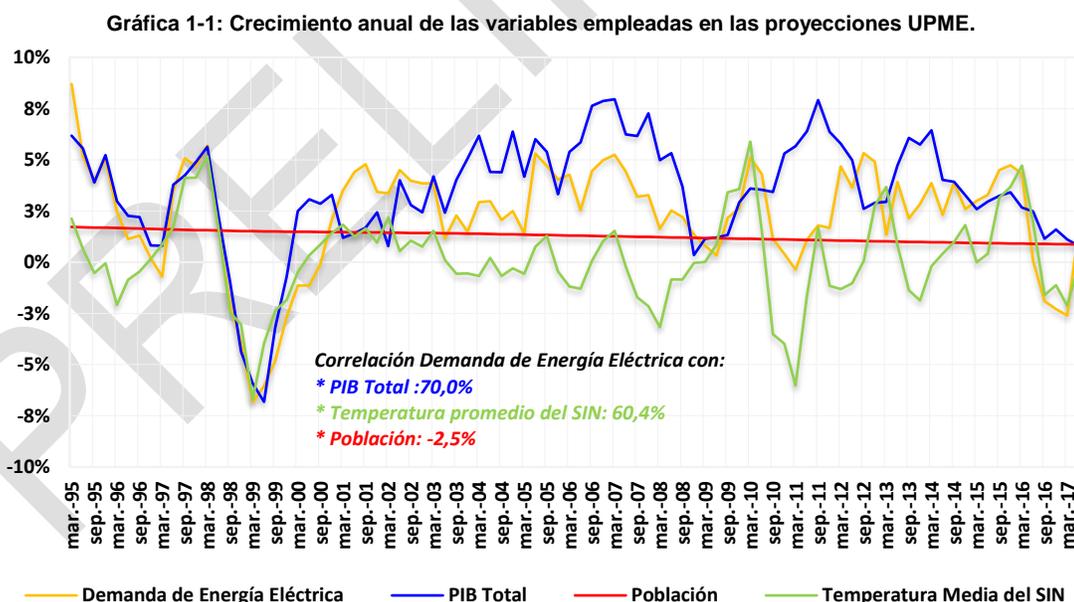
Por otra parte, desde el pasado informe de octubre de 2016, se ha replicado la metodología que incorpora el efecto de la Campaña Apagar Paga versus el efecto sin la Campaña Apagar Paga. Ante lo cual, permitirá minimizar el impacto que pueda generar a partir de éste cambio estructural en la proyección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

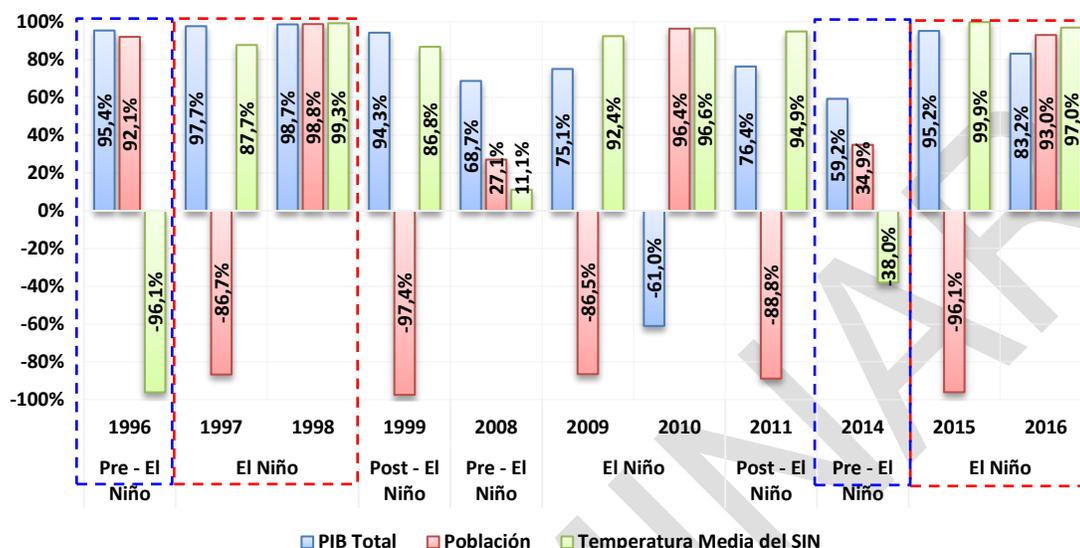


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

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 1-1 y Gráfica 1-2)

A continuación en la Tabla 1-2, 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 1-2 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 1-2: 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.

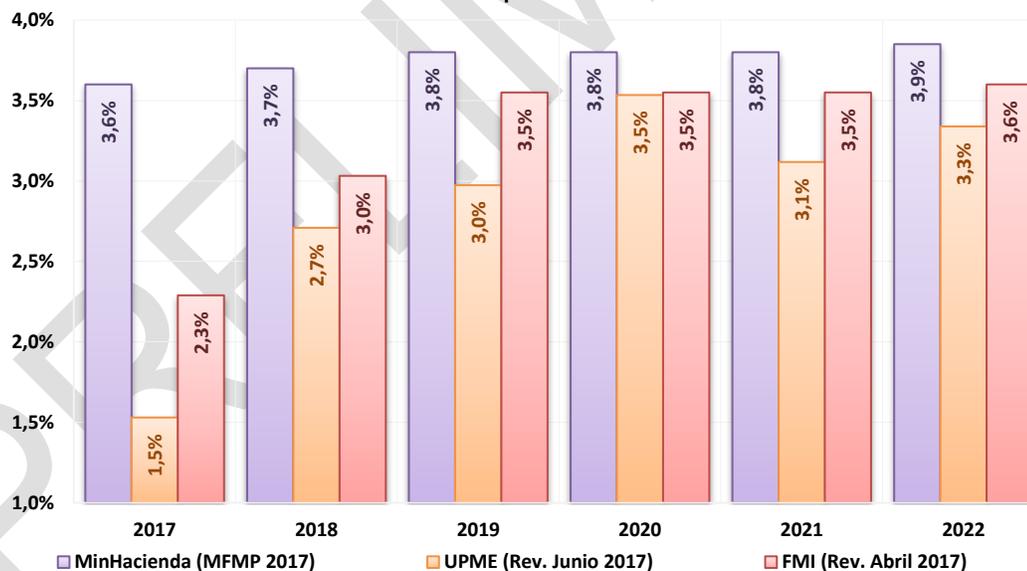
Tabla 1-3: Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República

	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%
Daviyenda	4,5%	3,5%	2,6%	2,4%
Fedesarrollo	4,6%	3,9%	2,5%	2,6%
Ultrabursátiles	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 1-3, 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 1-3: Crecimiento potencial de la economía.



Fuente: UPME, BANREP, FMI, 2017.

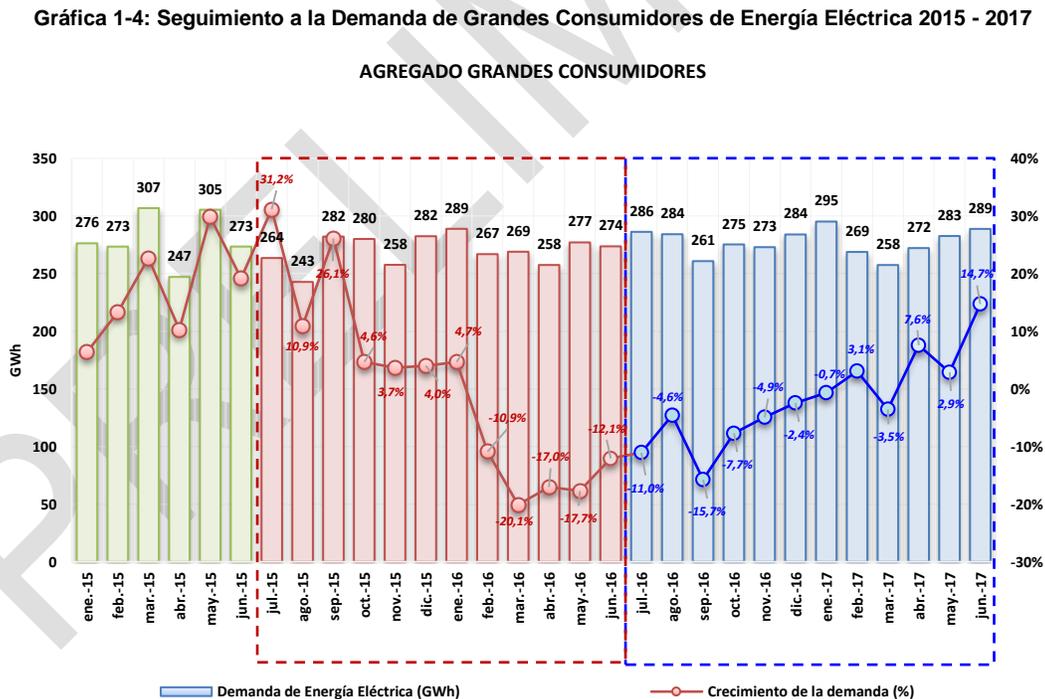
Cabe resaltar que en 2017, las expectativas de crecimiento potencial por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

1.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES

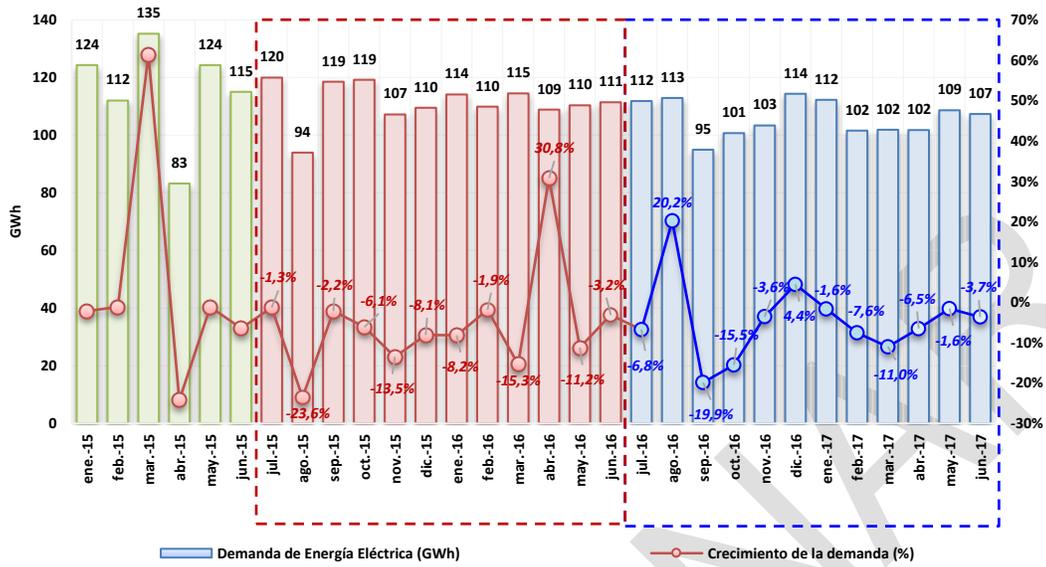
Para la demanda de los Grandes Consumidores (GC) de energía eléctrica, se presenta un análisis gráfico del primer año siguiente al último fenómeno de “El Niño”, en los cuales se muestra:

- 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 desacérese 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.

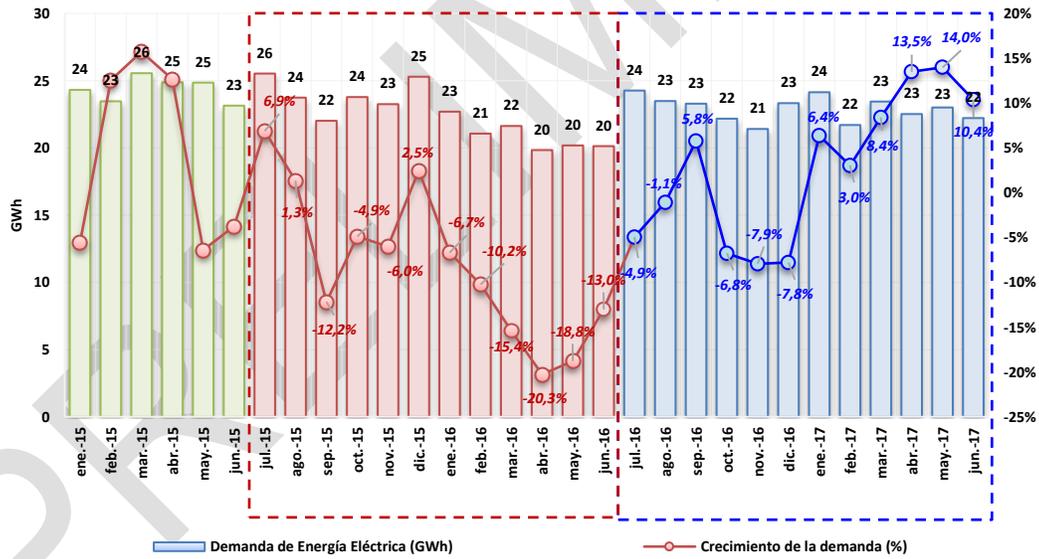
A continuación en la Gráfica 1-4, se presenta un seguimiento de la demanda de estos:



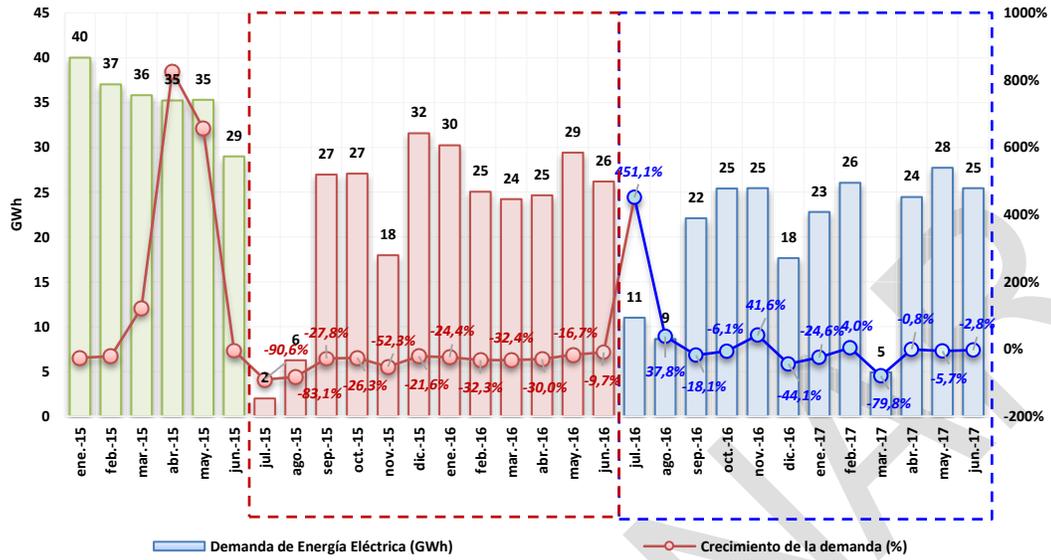
CERROMATOSO



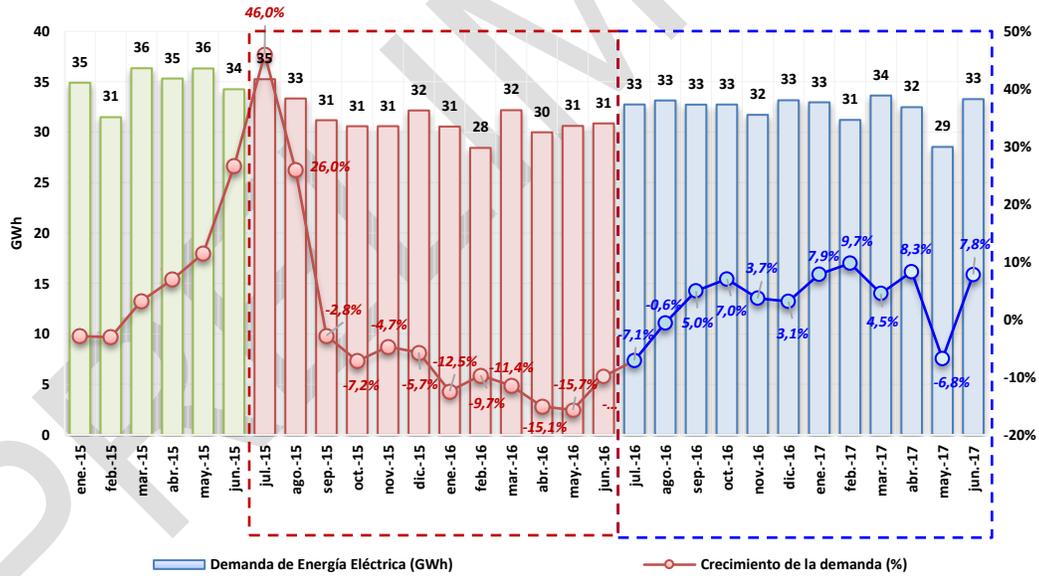
CERREJÓN



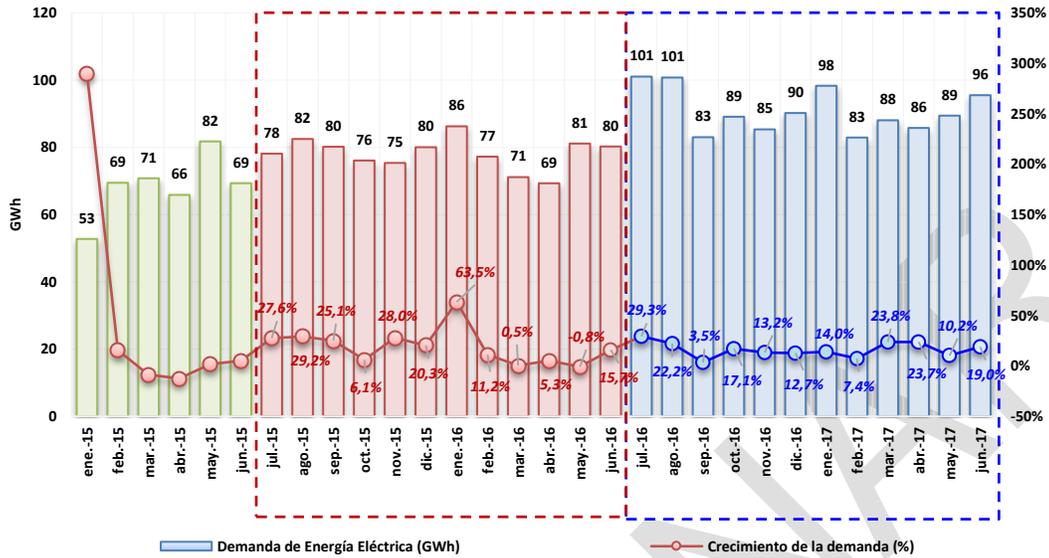
OXY



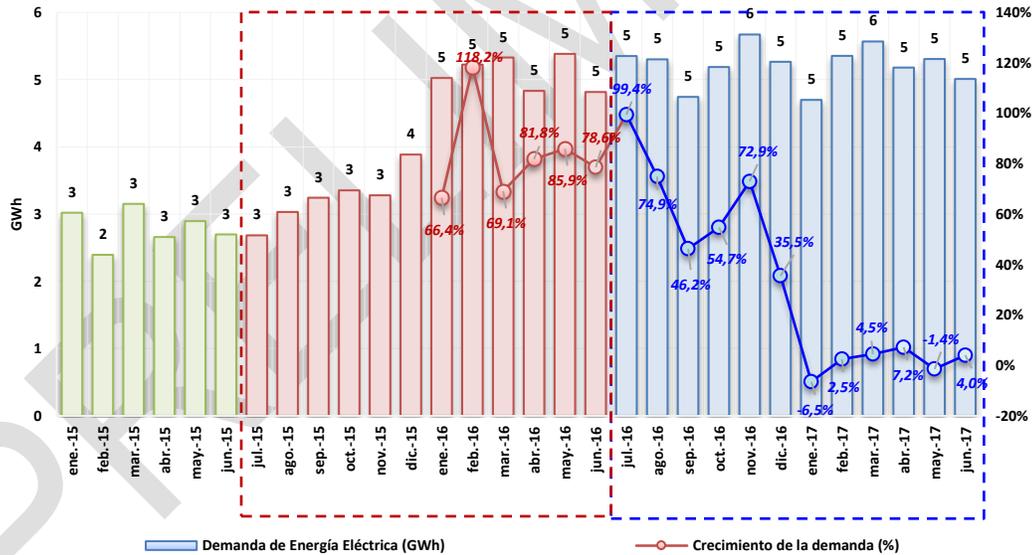
LA CIRA INFANTAS



RUBIALES



DRUMMOND



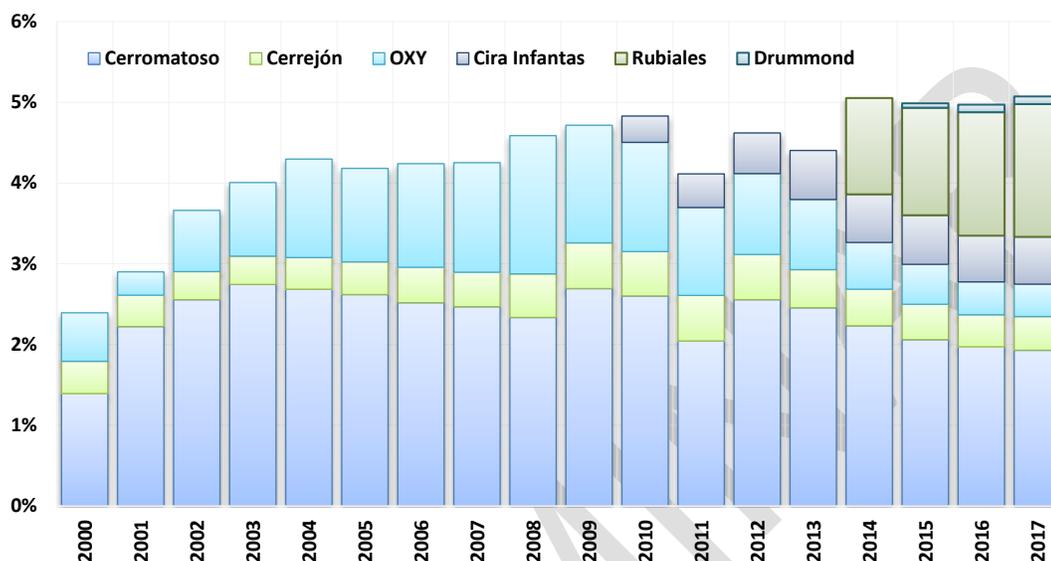
Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

1.2.1. 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.

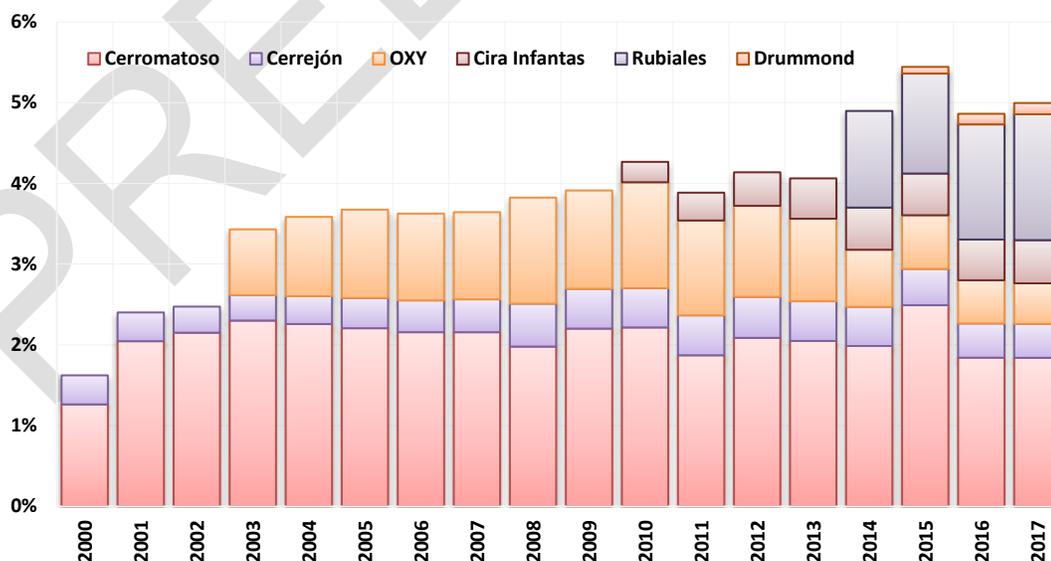
Gráfica 1-5: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica.



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.

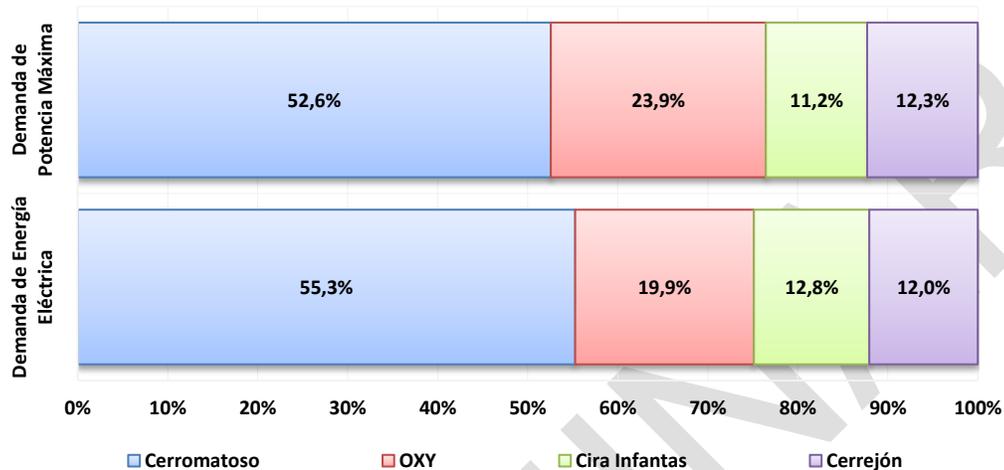
Gráfica 1-6: Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima.



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 1-7: Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2010-2017).

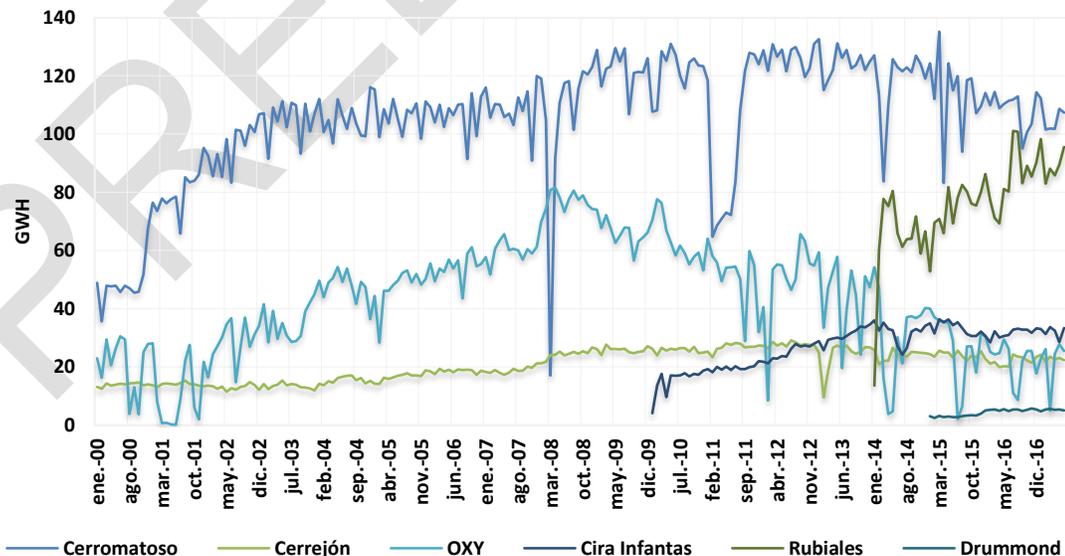


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

Además, se puede observar que Cerromatoso y OXY poseen más del 70% en la participación de los Grandes Consumidores Existentes. (Ver Gráfica 1-7)

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:

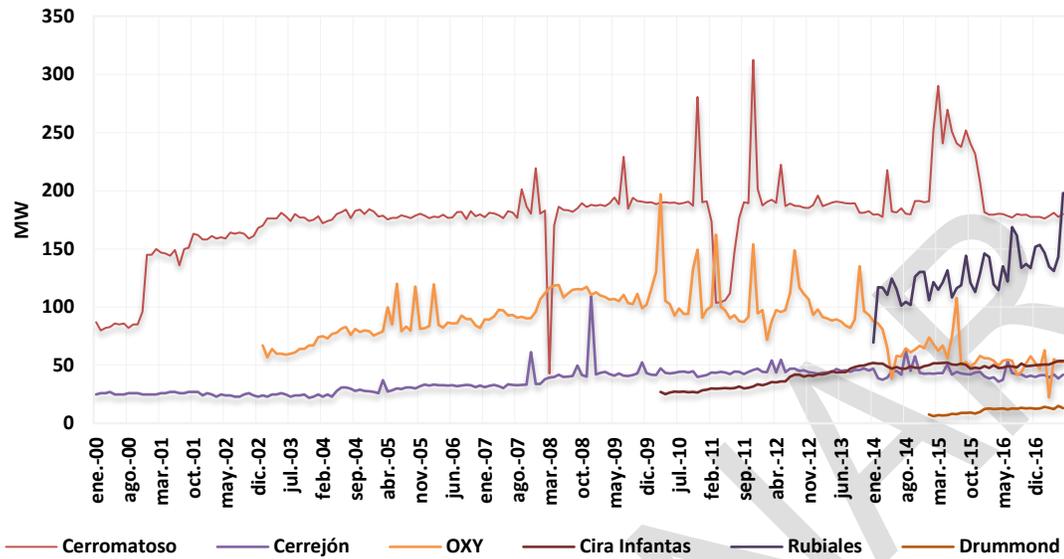
Gráfica 1-8: Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh).



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

Se puede apreciar en la Gráfica 1-8 y Gráfica 1-9 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 1-9: Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW).

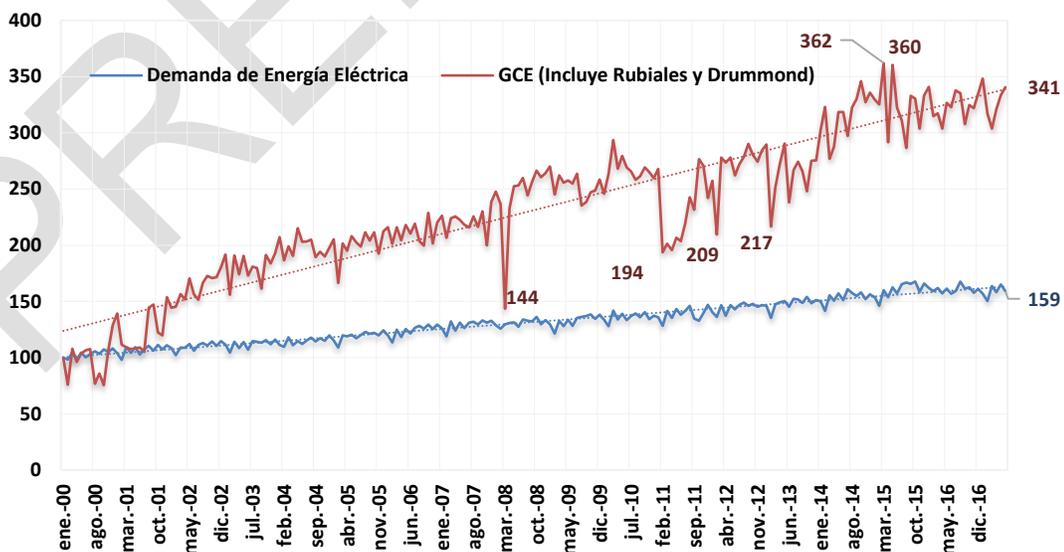


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

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 1-10).

Gráfica 1-10: Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100).

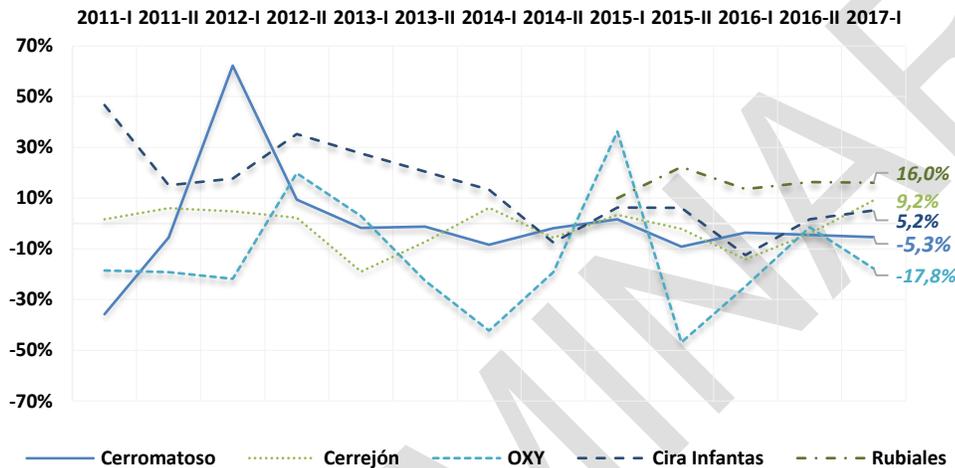


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

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 1-11), 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 1-11: Crecimiento semestral de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 6 años

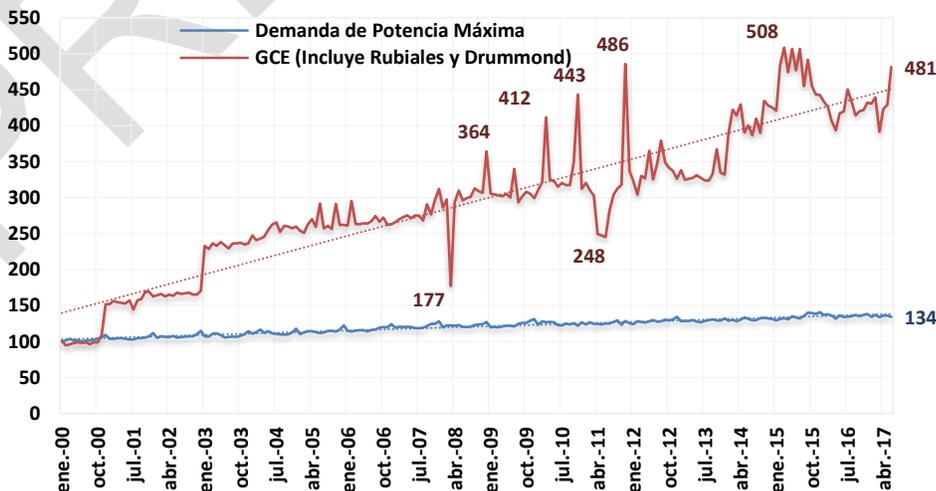


Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), 2017.

- 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 1-12).

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.

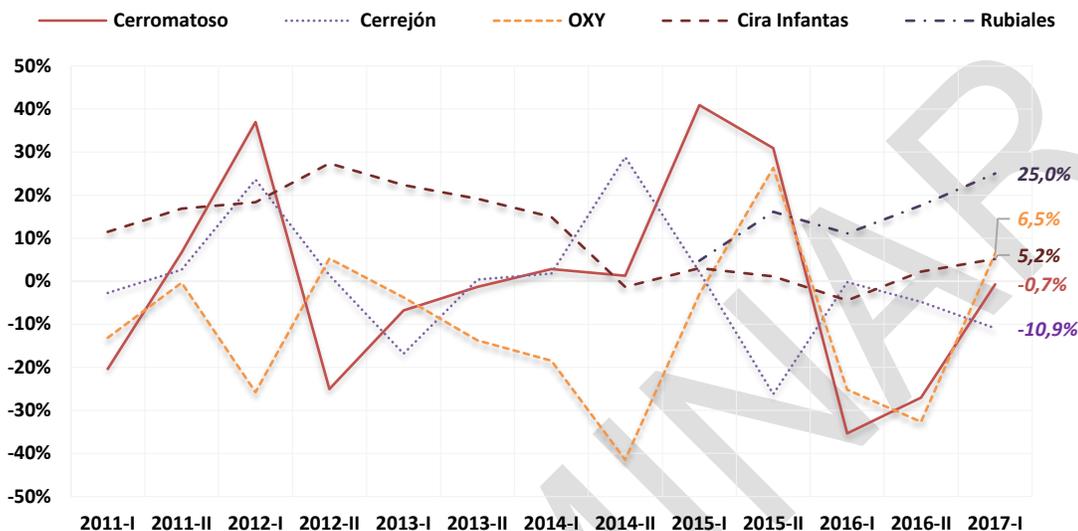
Gráfica 1-12: Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100).



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

El crecimiento de los GC durante los últimos 6 años (Gráfica 1-13), 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 1-13: 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

1.3. 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:

- Datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol,
- Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018,
- Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2019, y
- 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:

- 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
- 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 PROURE² 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 metro³ 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”.

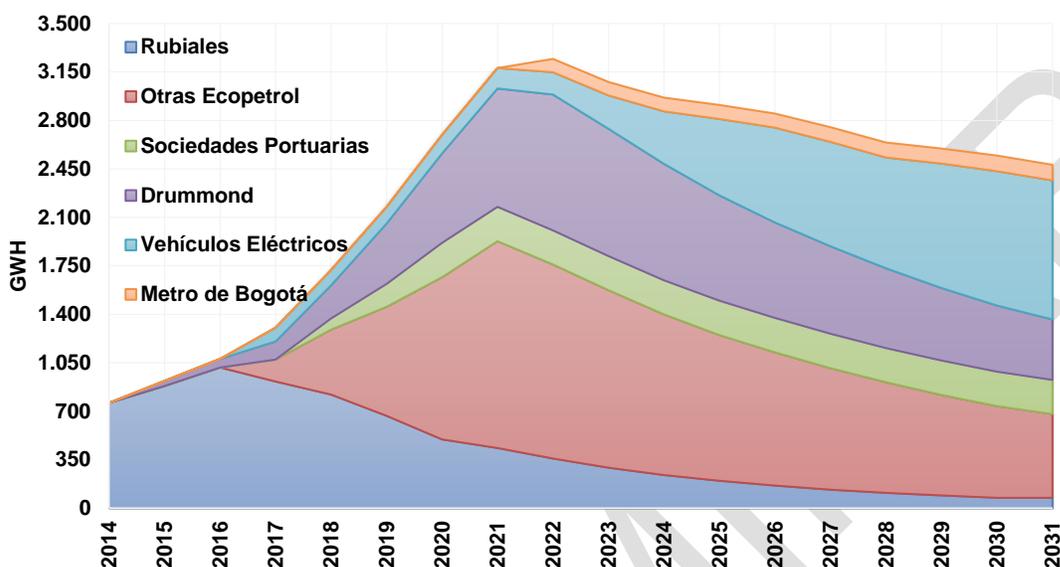
De acuerdo a las Directrices de la Unidad, la demanda asociada y el tiempo de entrada de las Exportaciones a Panamá se encuentran en etapa de estudio. Ante lo cual, para esta revisión no se tendrá en cuenta los valores futuros de demanda de energía eléctrica como de demanda de potencia máxima.

² 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>

³ Metro de Bogotá. *Proyecto Primera Línea del Metro de Bogotá*. En línea: <http://www.metrodebogota.gov.co/que-es-metro>

En la Tabla 1-4 y la Gráfica 1-14 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 1-14: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de GCE (GWh).



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

Tabla 1-4: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica de Grandes Consumidores (GWh)

	RUBIALES	OTRAS ECOPEETROL	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.

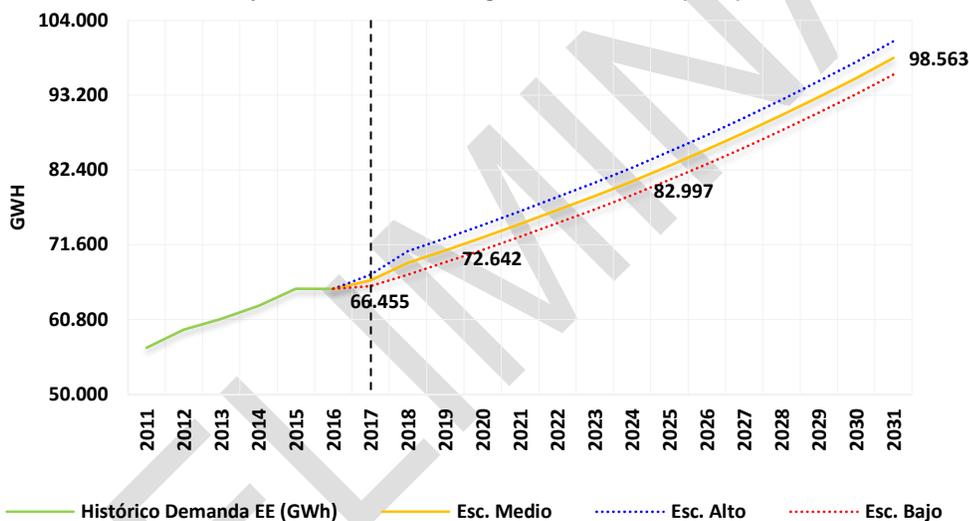
En la Tabla 1-5, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales - con el modelo que mejores ajustes mostró. A continuación, en la Gráfica 1-15 se ilustran los resultados:

Tabla 1-5: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.

Año	PROYECCIÓN GWh		
	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 1-15: Proyección Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Sin GCE.



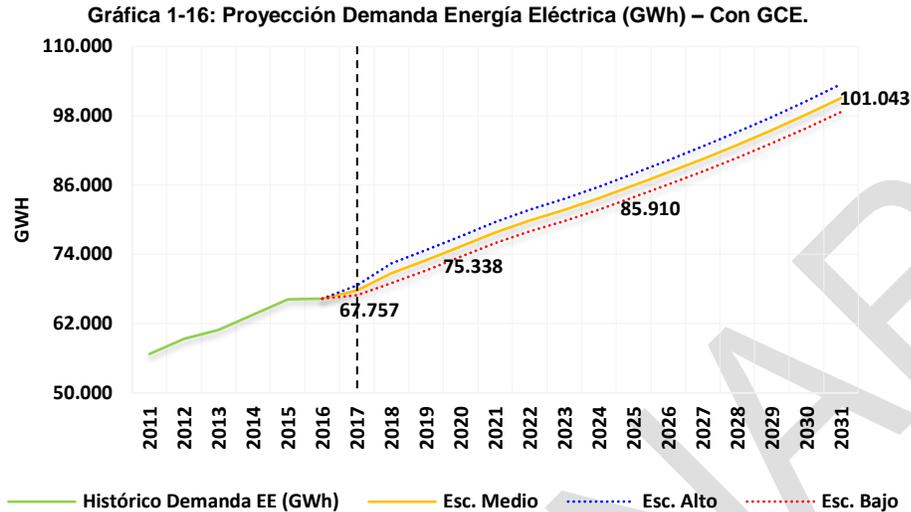
Fuente: UPME, Base de Datos XM (26 de Julio), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

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 1-6:

Tabla 1-6: Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Anual (GWh) – Con GCE.

Año	PROYECCIÓN GWh		
	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 1-16 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.



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

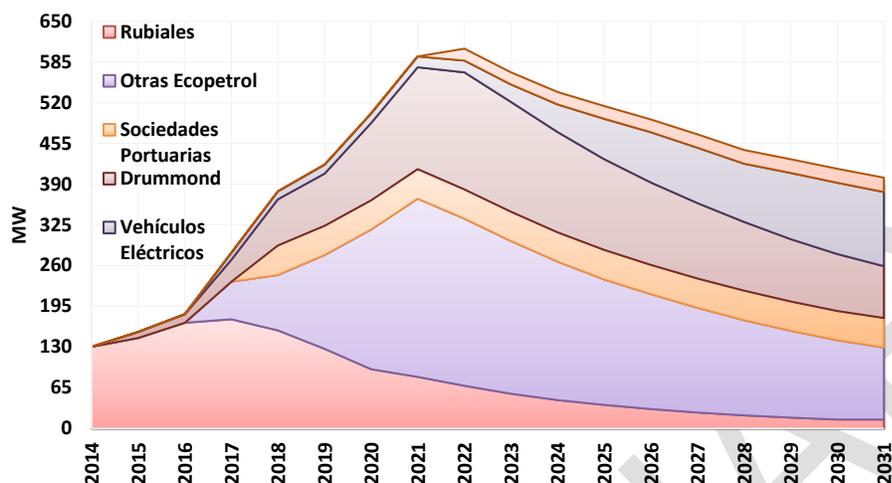
1.4. PROYECCIONES DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)

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 1-17 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 1-17: Proyección Demanda de Potencia Máxima de GCE (GWh).



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

Tabla 1-7: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima de Grandes Consumidores (MW).

	RUBIALES	OTRAS ECOPEPETROL	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 1-8 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

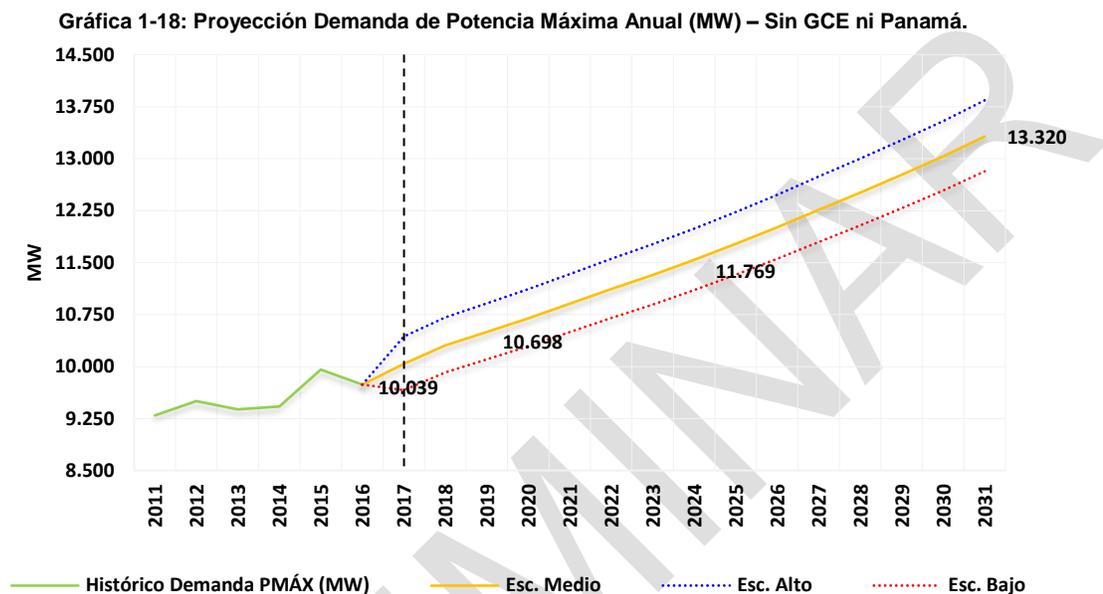
Tabla 1-8: Proyección de la Demanda de Potencia Máxima Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.

	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
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 1-18 muestra los resultados de esta proyección para el período 2017-2031.



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%.

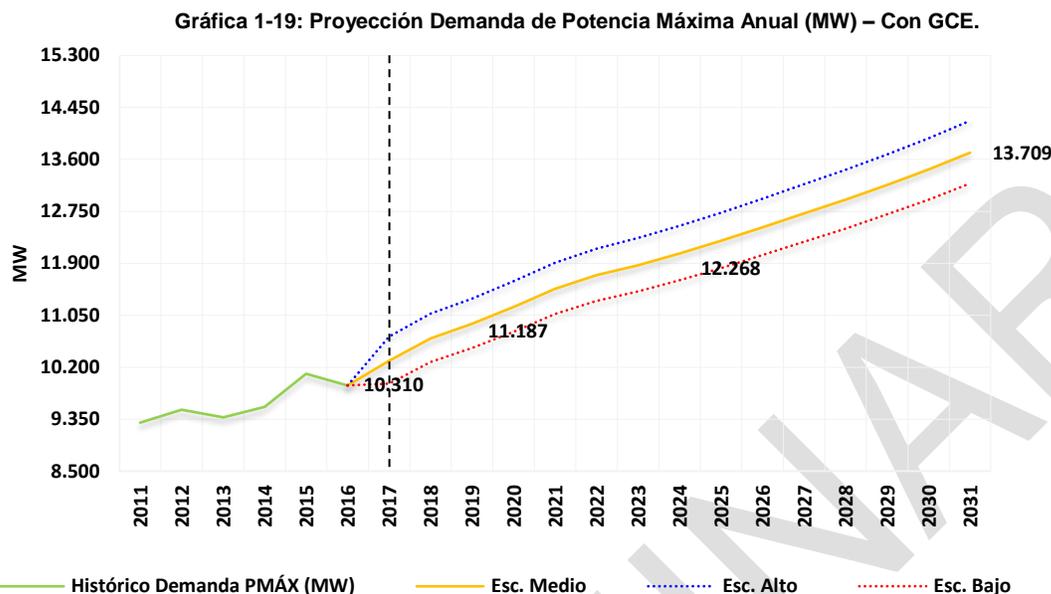
Los resultados al integrar las demandas de los grandes consumidores a la proyección de la demanda nacional de potencia máxima se muestran en la Tabla 1-9 y en la Gráfica 1-19:

Tabla 1-9: 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 sería 2,19% entre 2017 a 2031.



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

1.5. 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 1-10:

Tabla 1-10: 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
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Junio 2017)	UPME XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

La Tabla 1-11 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

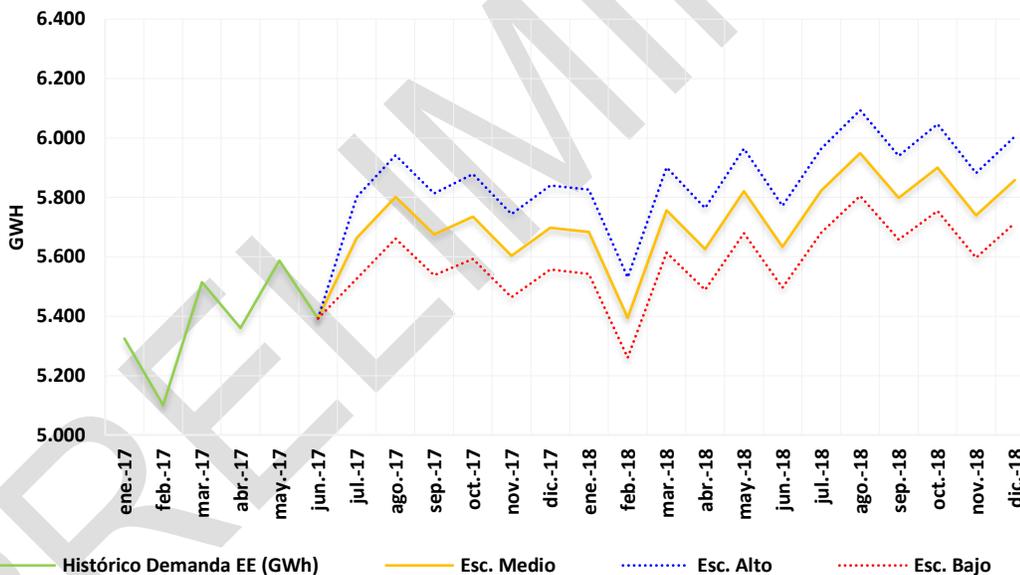
Tabla 1-11: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

	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 1-20 muestra los valores proyectados entre julio de 2017 a diciembre 2018:

Gráfica 1-20: 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.

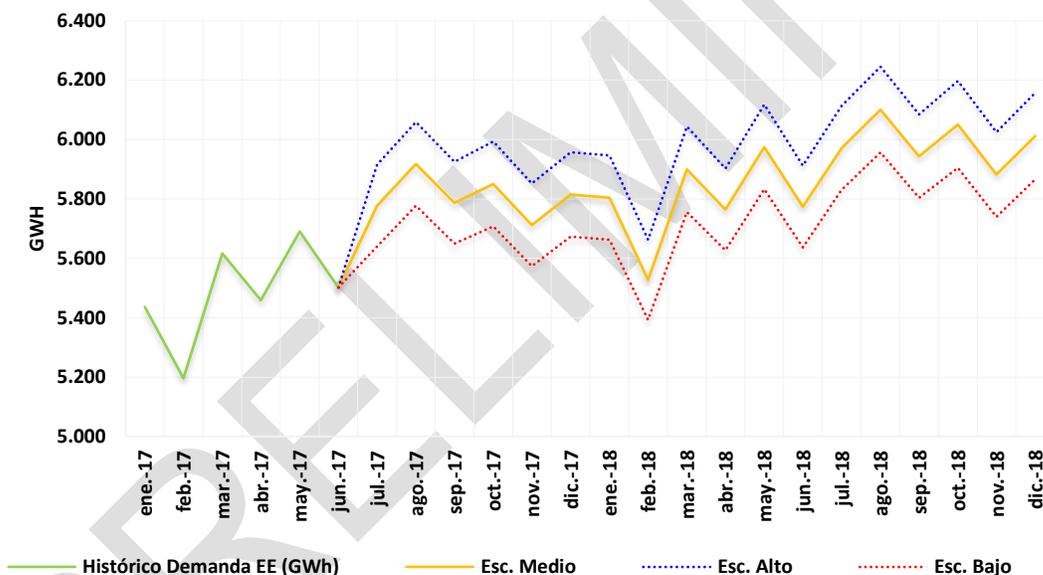
A continuación, en la Tabla 1-12 y en la Gráfica 1-21 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Julio 2017 - Diciembre 2018, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 1-12: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual (GWh) – Con GCE.

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	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 1-21: 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.

1.6. 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 1-13:

Tabla 1-13: 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.

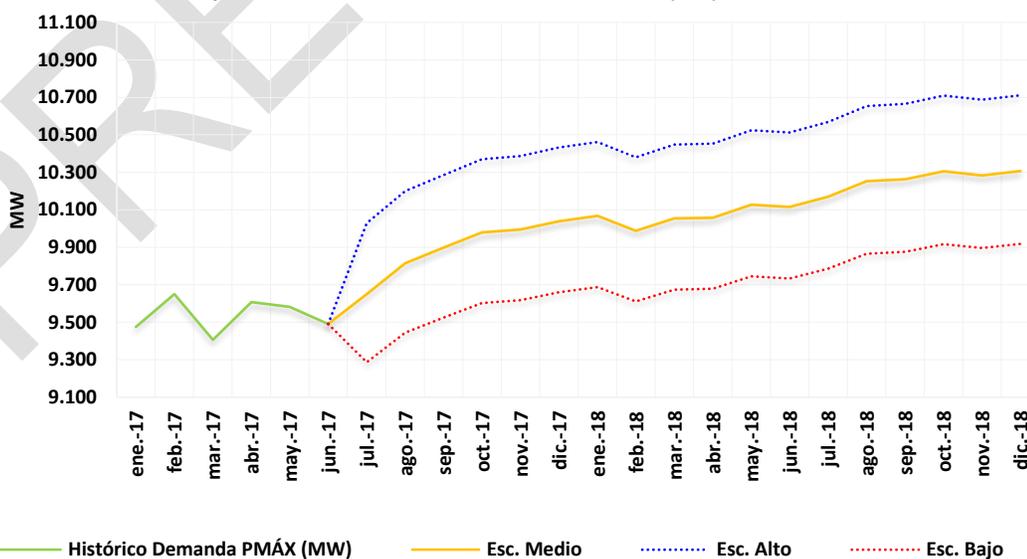
A continuación, en la Tabla 1-14 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período julio 2017 - diciembre 2018.

Tabla 1-14: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá.

Mes	PROYECCIÓN MW		
	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 1-22.

Gráfica 1-22: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá.



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

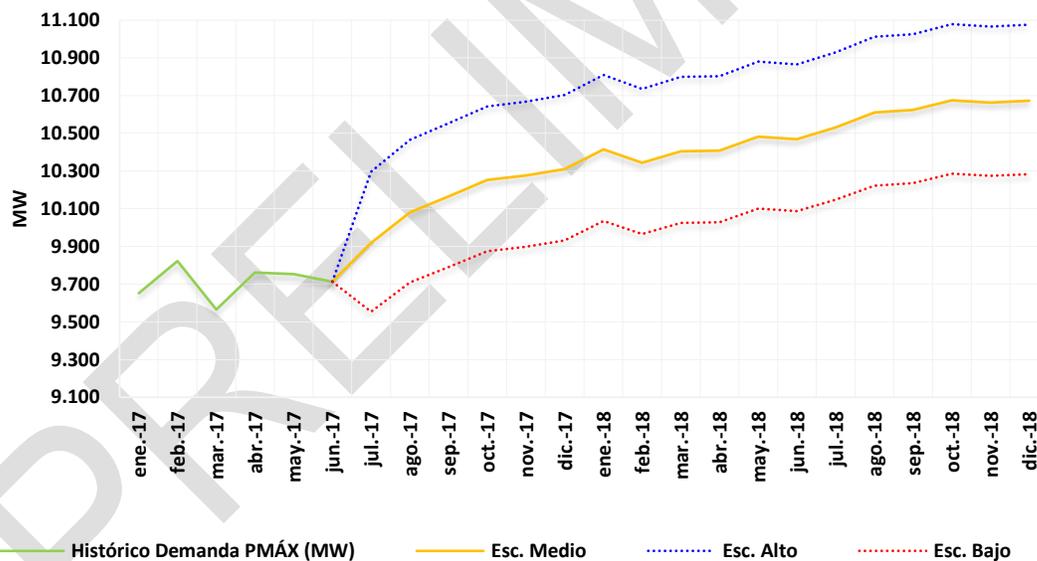
A continuación, en la Tabla 1-15 y en la Gráfica 1-23 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Julio 2017 - Diciembre 2018, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 1-15: Proyección de la Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE.

Mes	PROYECCIÓN MW		
	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 1-23: Proyección Demanda Potencia Máxima Mensual (MW) – Con GCE.



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

1.7. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL

En el presente capítulo, se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), ya que éstas 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 Pacífico 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 necesaria⁴.

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).

⁴ La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda nacional calculada.

Luego se agregaron tanto las regiones como las UCP de tal forma que, como prueba de chequeo, los resultados explicarían 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 de las regiones antes mencionadas, se aclara que en estas no se encuentran las UCP de Grandes Consumidores Existentes (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 1-24 y en Tabla 1-16, se presenta la desagregación por UCP de dependiendo de la región:

Gráfica 1-24: Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones.



Fuente de datos: UPME

Tabla 1-16: 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	BARRRANQUILLA
NOROESTE	NOROESTE	TAIRONA
		ANTIOQUIA
ORIENTE	ORIENTE	CHOCÓ
		CENS
		EBSA
		ENELAR
		ENERCA
VALLE	CALI	SANTANDER
	EPSA	CALI
		CARTAGO
		PACÍFICO
CQR	CAFETEROS	TULUÁ
		CHEC
		QUINDÍO
TOLIMA GRANDE	PEREIRA	PEREIRA
	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
	PIJAOS	PIJAOS
SUR	PASTO	BAJO PUTUMAYO
		CEDENAR
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente: UPME, 2017.

1.8. 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 1-17 y Gráfica 1-25, 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 1-17: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica

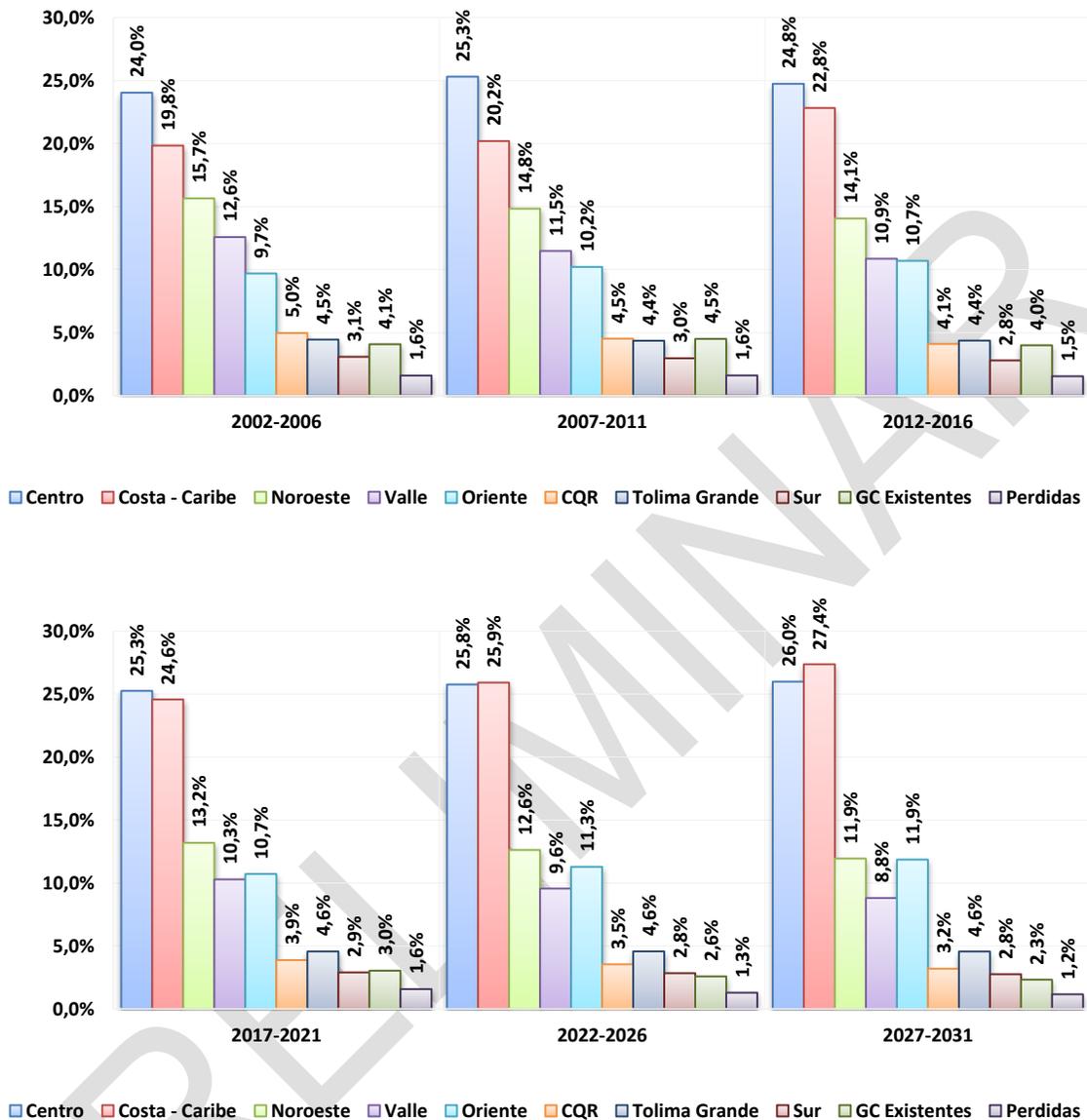
	2002-2006	2007-2011	2012-2016	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Centro	24,0%	25,3%	24,8%	25,3%	25,8%	26,0%
Costa - Caribe	19,8%	20,2%	22,8%	24,6%	25,9%	27,4%
Noroeste	15,7%	14,8%	14,1%	13,2%	12,6%	11,9%
Valle	12,6%	11,5%	10,9%	10,3%	9,6%	8,8%
Oriente	9,7%	10,2%	10,7%	10,7%	11,3%	11,9%
CQR	5,0%	4,5%	4,1%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

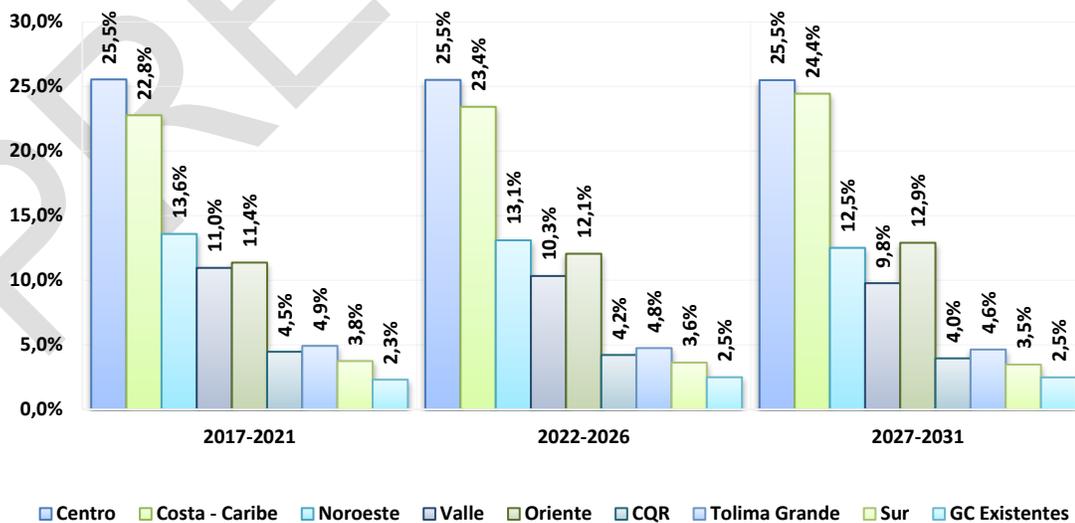
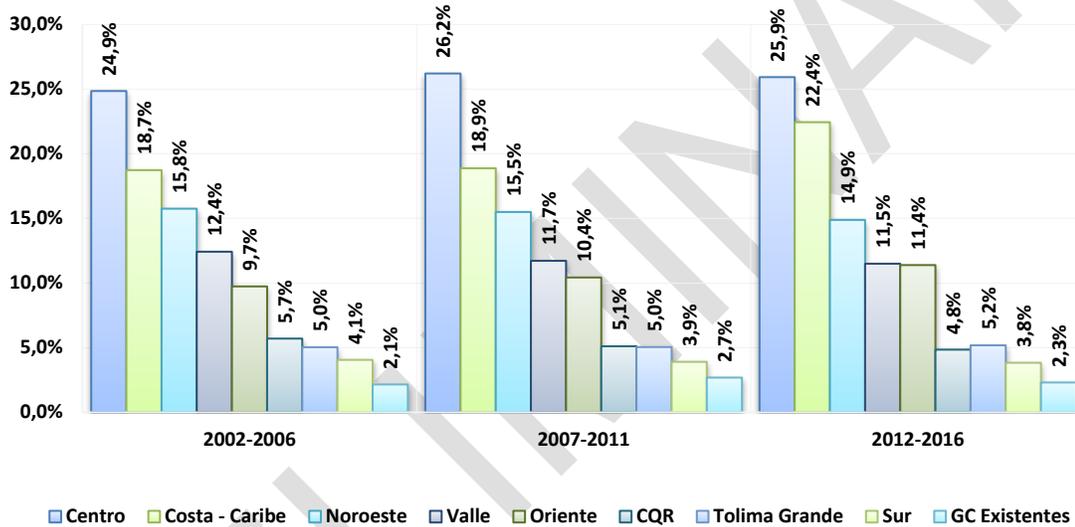
Al igual que en la demanda de energía eléctrica, las regiones más representativas dentro del consumo nacional siguen siendo: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 83,5% del total de la demanda nacional en el período 2002 - 2016. (Tabla 1-18 y Gráfica 1-26).

Tabla 1-18: 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, Cerrmatoso, OXY y La Cira Infantas
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 1-26: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año).

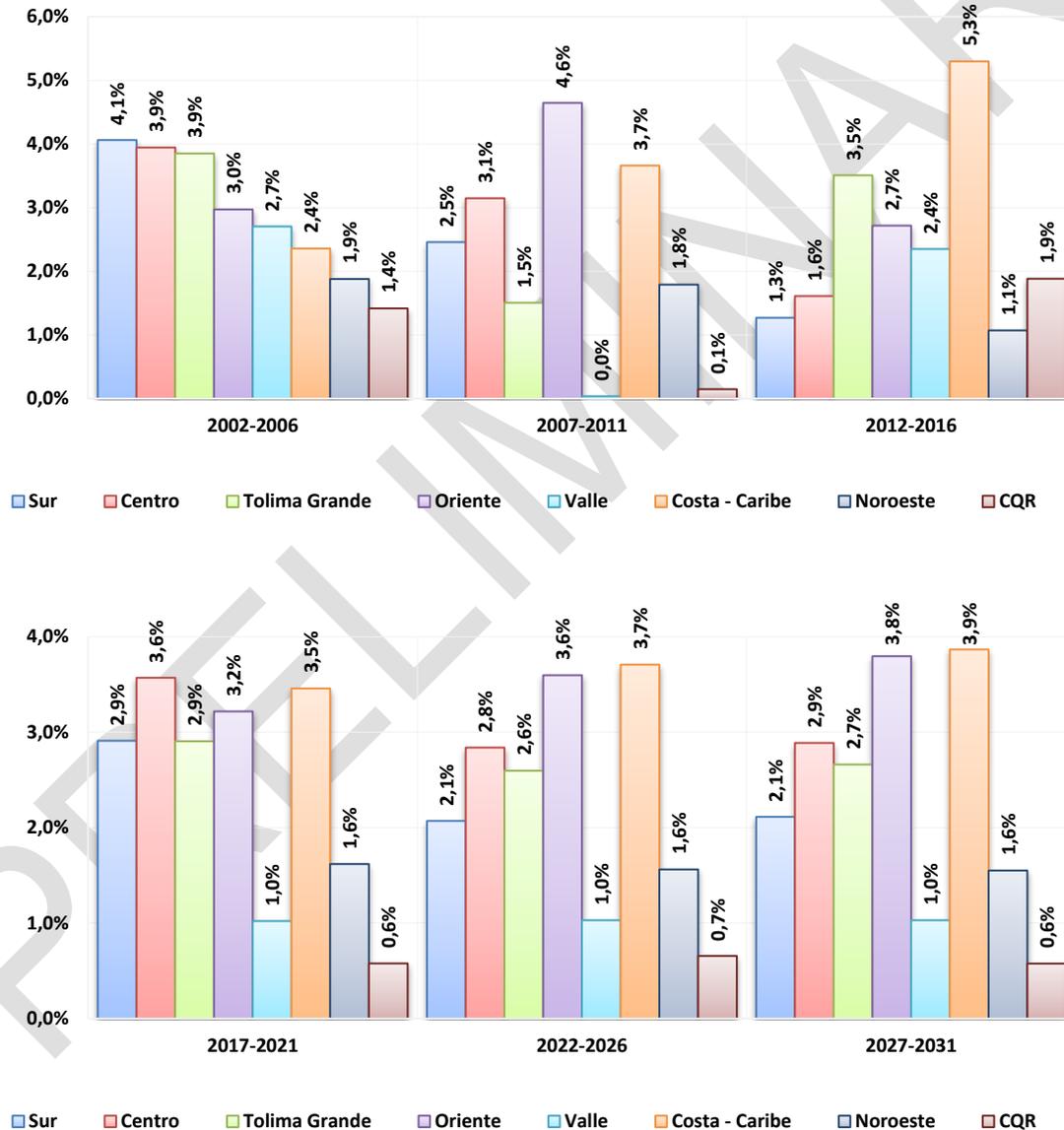


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

1.9. 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 de 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 1-27: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio.



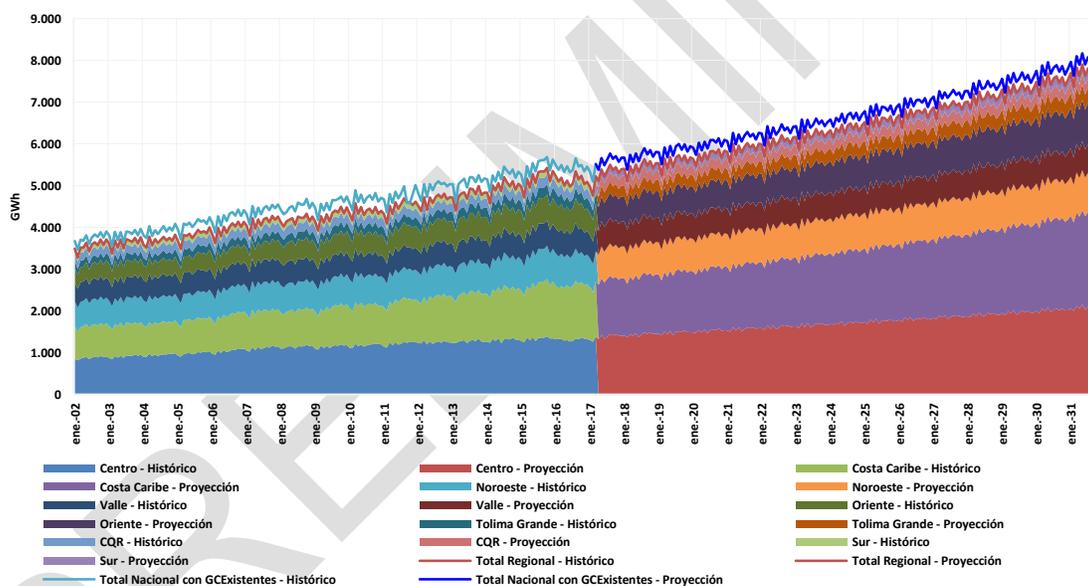
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Tabla 1-19: 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 1-28: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes).

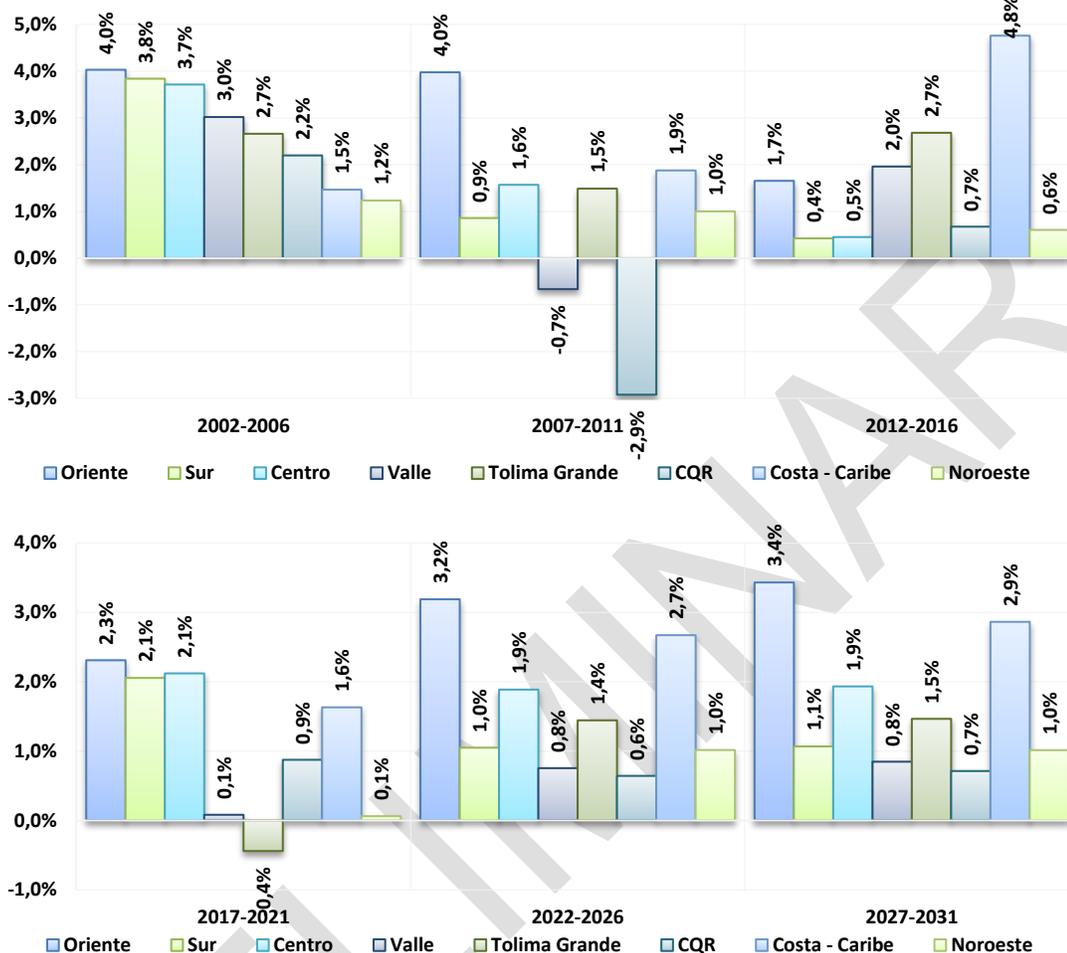


**Nota: No incluye Grandes Consumidores Existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).**

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 1-29: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio.



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

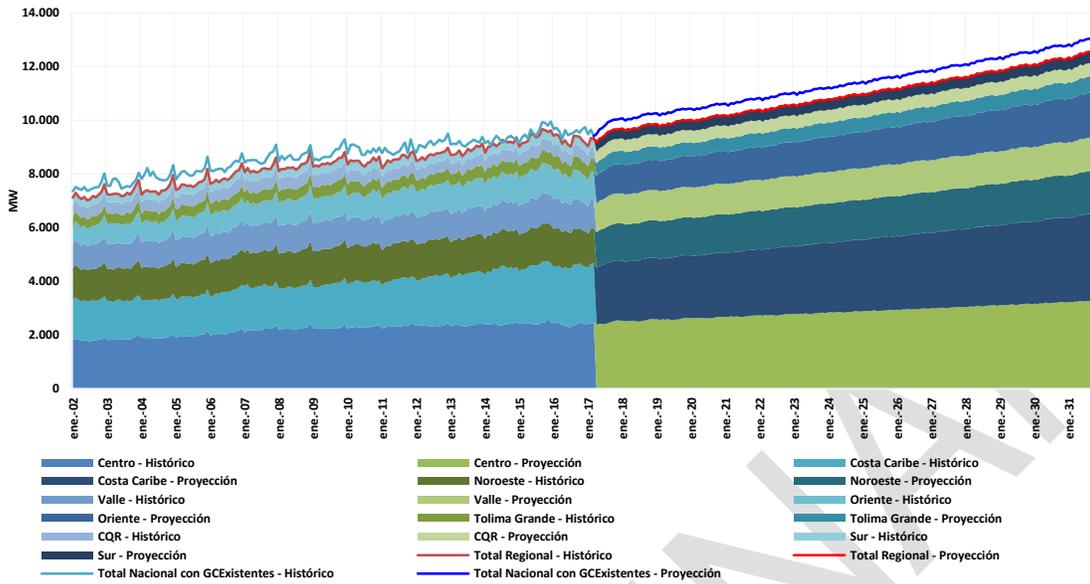
Tabla 1-20: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año)

	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 Existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacífic Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 1-30: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes).



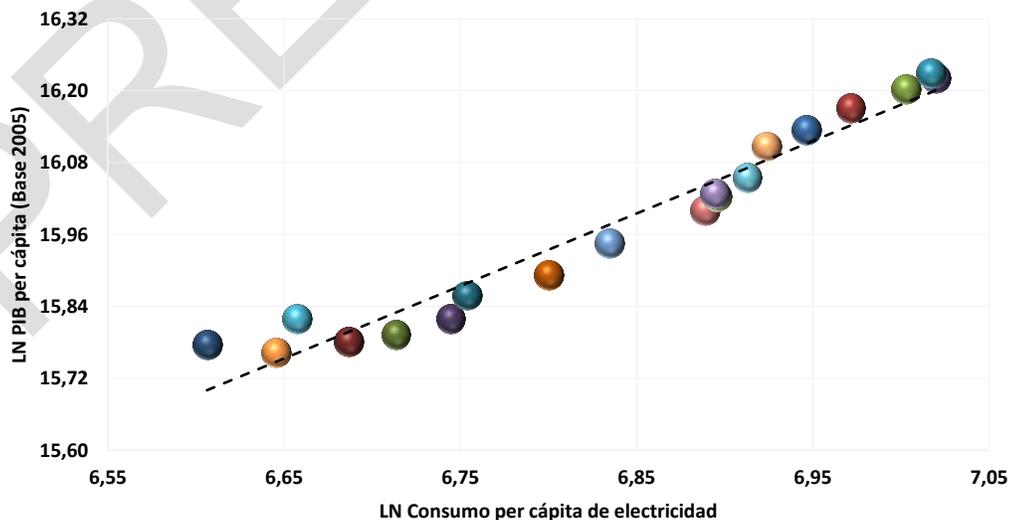
Nota: No incluye Grandes Consumidores Existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

1.10. 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 1-31: Relación entre el PIB per cápita y el consumo de electricidad per cápita para el período 1998 – 2016.

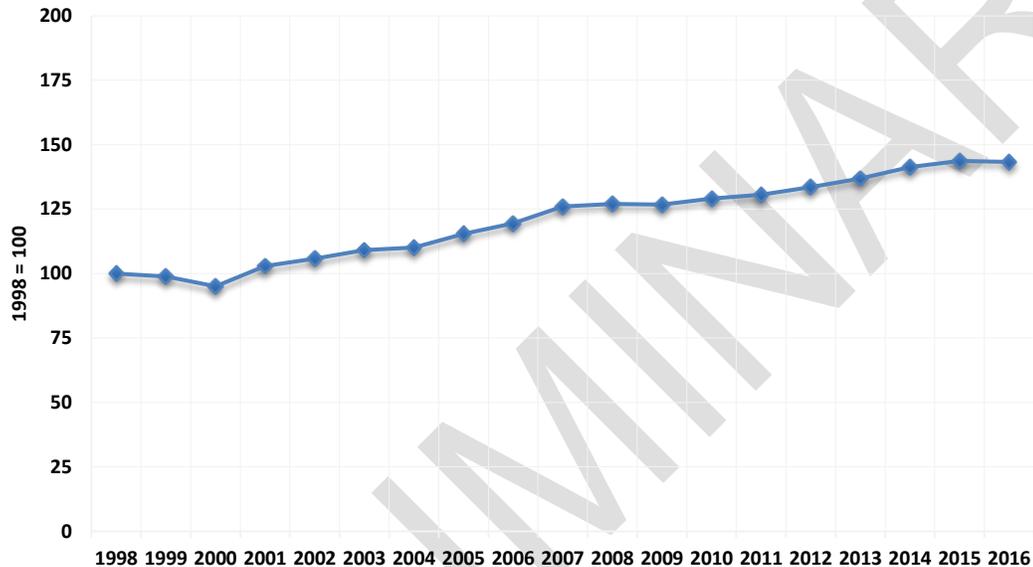


Fuente: UPME, Base de Datos UPME - SUI y DANE, 2017.

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 1-31).

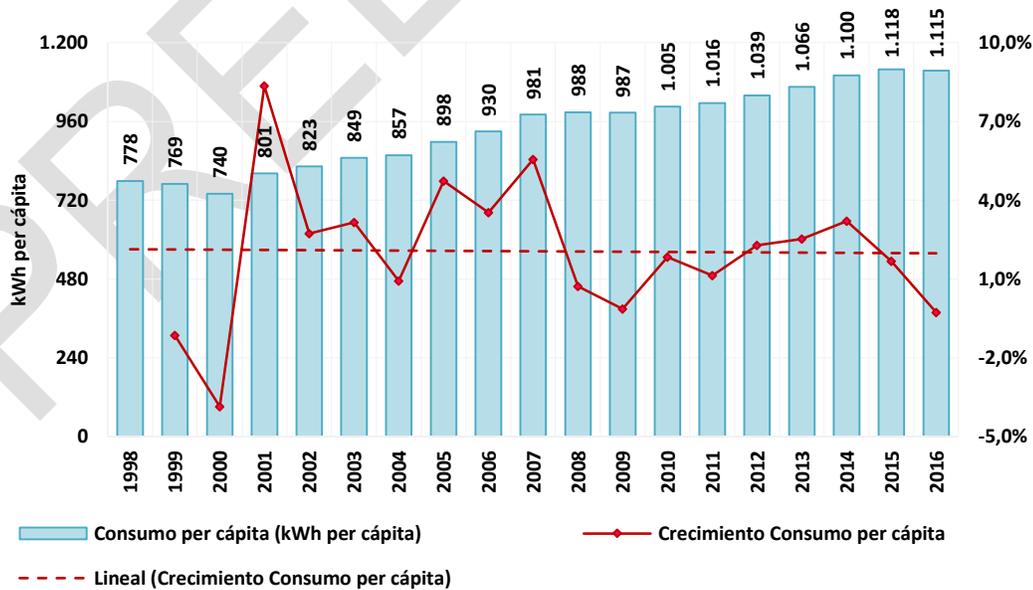
Durante el período de análisis 2006 – 2016, el consumo per cápita ha crecido 19,97%. Sin embargo, para este mismo lapso de tiempo los sectores Comercial - Público y Otros sectores han crecido a un ritmo mayor que el crecimiento del PIB Nacional. En Colombia, se presenta un fenómeno de consumo per cápita prácticamente estable entre 1998 – 2016, lo cual podría estar asociado a la eficiencia energética, ubicándose aproximadamente en un 2% de crecimiento anual. (Ver Gráfica 1-32 y Gráfica 1-33).

Gráfica 1-32: Índice del Consumo per cápita de electricidad (Base Enero de 1998 = 100).



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

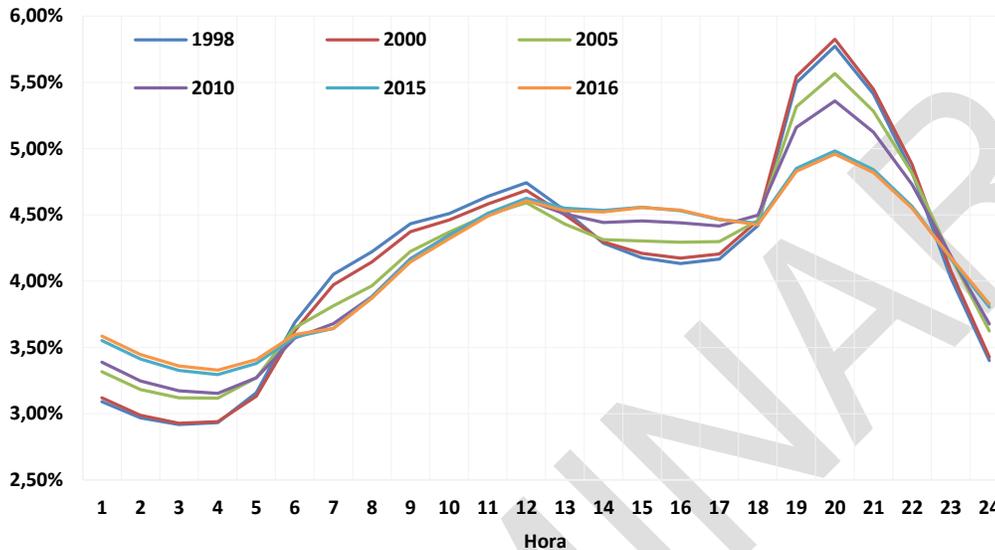
Gráfica 1-33: Consumo histórico per cápita en kWh para el período 1998 – 2016.



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

De otra parte en la Gráfica 1-34, 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.

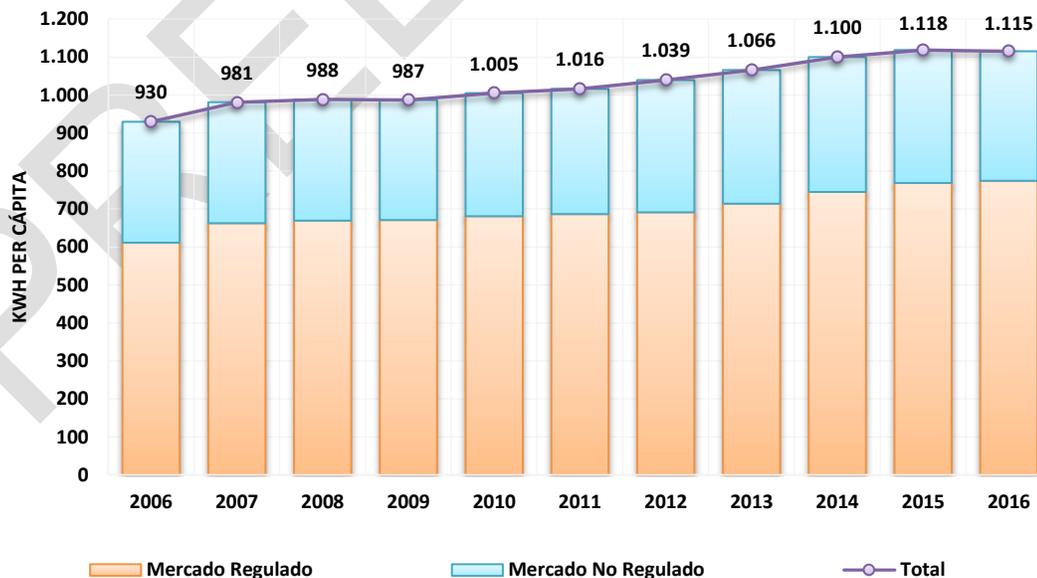
Gráfica 1-34: Participación horaria de la curva de carga para el periodo 1998 – 2016.



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 1-35: Consumo per cápita por tipo de mercado.



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

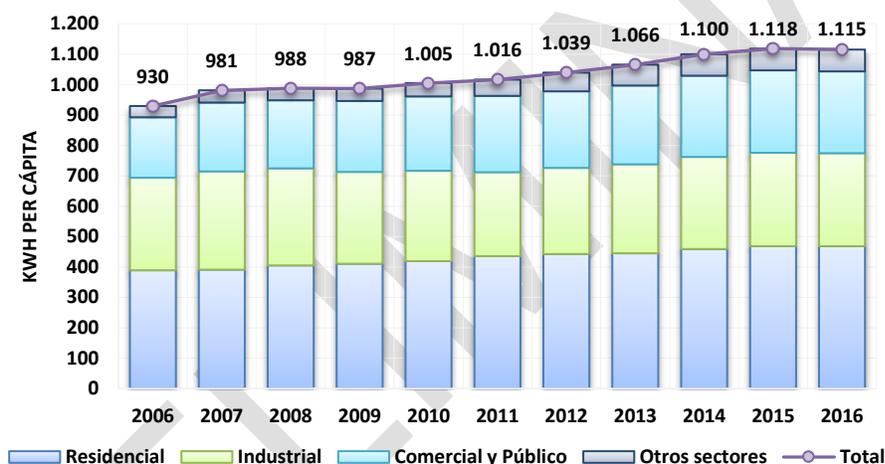
El consumo de electricidad está fuertemente ligado al crecimiento económico futuro, y tiende a reflejarse en el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad.

En el total nacional, el consumo per cápita del mercado regulado tiene una participación promedio del 67,61% (ver Gráfica 1-35), 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 1-36).

Gráfica 1-36: Consumo per cápita por sector



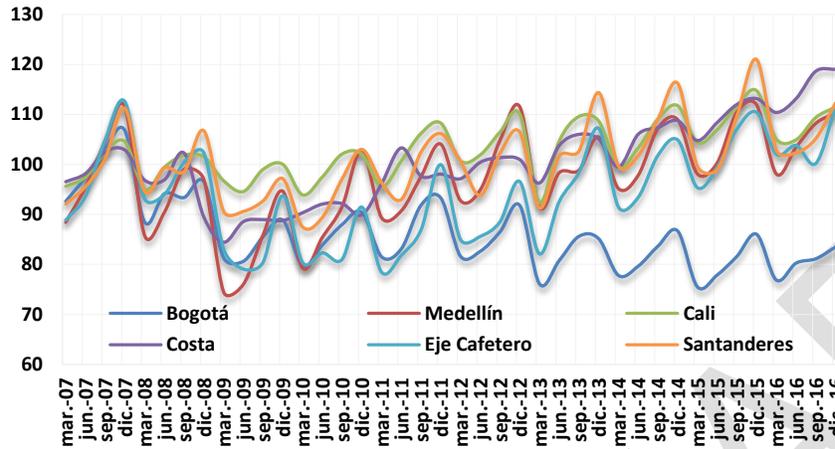
Fuente: UPME, Base de Datos Cubo UPME – SUI (04 de Agosto), 2017.

En la mayoría de los departamentos más representativos del “Índice Departamental de Competitividad”⁵, 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 1-37 y Gráfica 1-38 - b). Como por ejemplo, la implementación del decreto 3450 de 2008 en cuanto a fuentes lumínicas eficientes, o sustitución hacia motores de alta eficiencia.

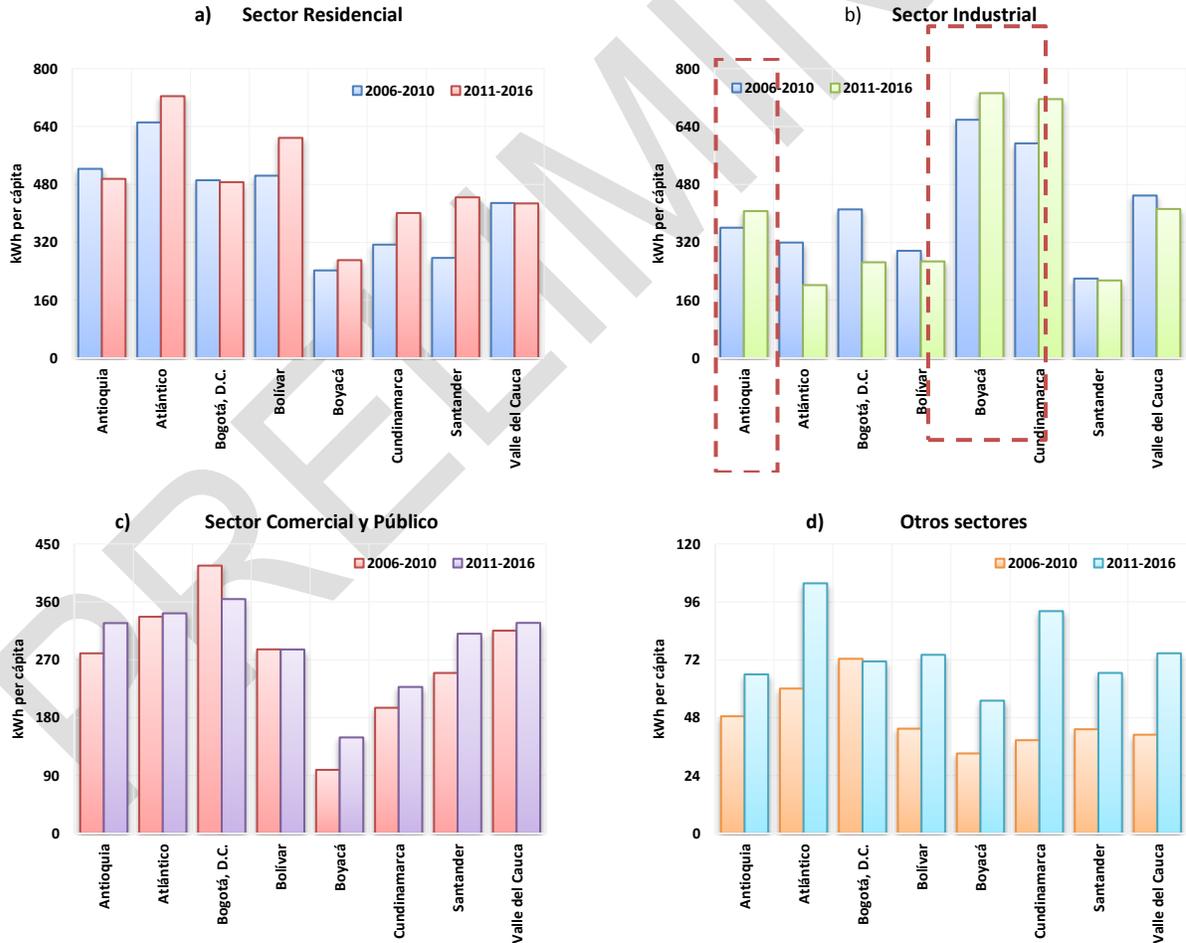
⁵ Índice departamental de competitividad - 2016. Puntaje general y posición en el IDC 2016. En línea: https://compite.com.co/wp-content/uploads/2016/07/CPC_IDC-2016.pdf (Consulta Julio de 2017)

Gráfica 1-37: Índice Trimestral de Producción Real – DANE / (Base promedio anual 2007 = 100).



Fuente: UPME, DANE, 2017.

Gráfica 1-38: Consumo promedio per cápita por sector y por departamento.



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

2. 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 2-1, líneas abajo

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 costos de inversión y operación.

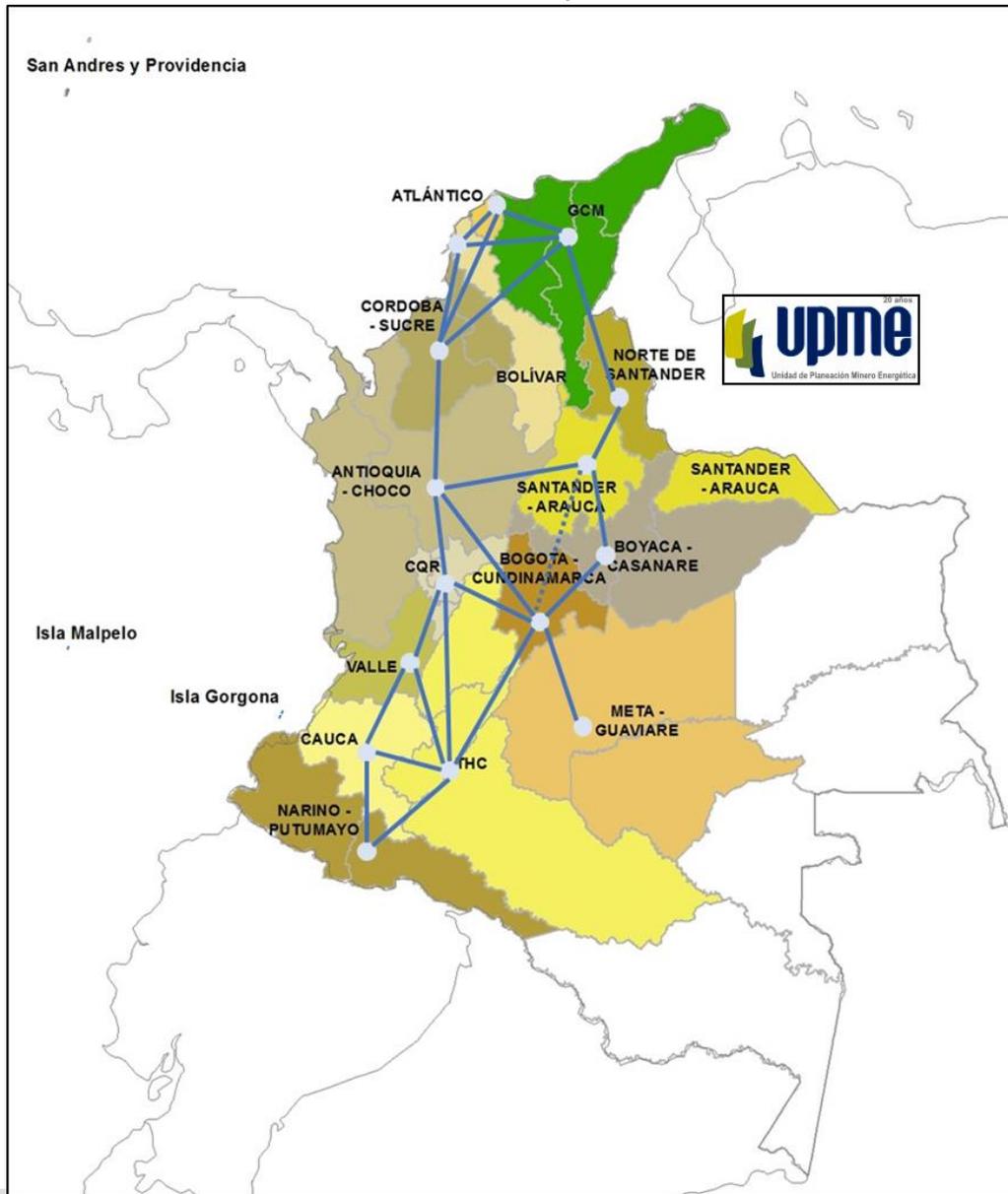
Entre los aspectos importantes se encuentran, los avances tecnológicos y reducción de costos en las nuevas tecnologías, junto con la Ley 1715 de 2014 y sus incentivos para la incorporación de fuentes renovables no convencionales, lo cual representa un gran reto, debido a que aún se requieren ajustes regulatorios y técnicos para mejoramiento de las condiciones de mercado para las fuentes intermitentes o de alta variabilidad. Por ejemplo, servicios secundarios que consideren la complementariedad (o la sinergia económica en la coordinación entre recursos renovables, incluyendo los no renovables), hacia el futuro los ajustes deben continuar involucrando aspectos como la flexibilidad y el almacenamiento, para llevar a buen término las señales que la UPME aporta para el largo plazo.

En este Plan se da cuenta, en los dos escenarios considerados, de: las emisiones de CO₂, los costos nivelados de generación, cinco indicadores adicionales⁶ 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.

⁶ Resiliencia hidráulica, Costo marginal, Costo nivelado de generación, Emisiones y Complementariedad.

Gráfica 2-1: 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

2.1. 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 continúa 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 2-1) 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 (circulars 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.

2.2. 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 Confiabilidad⁷, 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

⁷ Capacidades, fechas de entrada y su ENFICC

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 2-1, considerando sus demandas, recursos e intercambios de electricidad, proyecciones de precios de combustibles, posibilidades de nuevas tecnologías⁸, 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 2-1, 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.

Tabla 2-1: Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área [MW].

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	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.

⁸ Recursos renovables, convencionales y no convencionales renovables (sol, viento, biomasa, geotermia, principalmente)

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

Tabla 2-2 : 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
	2017	1,125.9	651.6		67.9				67.9			
Cor-Suc	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
	2018											748.8
	2022											1,047.6
Met-Guav	2017			475.2								
	2018			498.9								
	2022			628.6								
Nar-Put	2017					317.8		220.9				
	2017										787.7	
NSant	2018										899.5	
	2019										906.7	
Sant-Ara	2017	1,125.8		0.0								
	2018	1,649.2		617.3								
	2022	1,662.9										
Valle	2017							543.0				
	2018							748.8				
	2022							1,047.6				

Fuente de tabla: UPME.

La Tabla 2-3 muestra en cada área, las capacidades de proyectos candidatos de Interconexión entre áreas.

Tabla 2-3 : 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 2-4 muestra en cada área, los costos por unidad de capacidad de proyectos candidatos de obras de transmisión.

Tabla 2-4 : 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.

Los costos de inversión por recurso, se presentan en la Tabla 2-5.

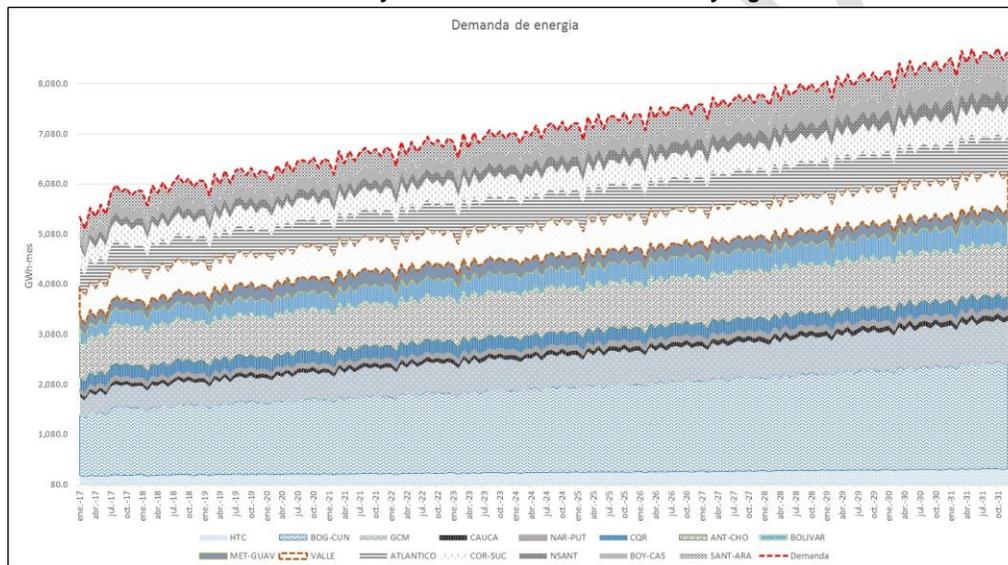
Tabla 2-5 : Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos (USD/MWH)

Tecnologías	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 2-2 de manera apilada, siendo el límite superior el agregado nacional.

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



Fuente de gráfica: UPME.

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 2-1, como de T establecidos en la Tabla 2-3, asociando sus costos inversión en G Tabla 2-5 y en T Tabla 2-4. 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 2-1 y en transmisión se consideran como disponibles las capacidades fijas definidas en la Tabla 2-3, las cuales compiten en el proceso de optimización de la expansión en G y T para lograr un despacho de mínimo costo. 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 2-3, 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 2-6, representando así un límite a la libre competencia de proyectos de G con la infraestructura de T actual y futura

definida en la Tabla 2-2 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 2-6 : 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.

Finalmente, se verifica el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad. La Tabla 2-7 presenta de manera resumida el nombre del indicador, su definición, la expresión matemática y el límite de confiabilidad asignado.

Tabla 2-7 : 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.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p>$n = \text{número de casos simulados}$</p>	$< 1.5 \% (\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes})$
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.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p>$m = \text{número de casos con déficit}$</p>	$< 3 \% (\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes})$
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.

2.2.1. 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 2-7
- Las emisiones equivalentes de CO₂.
- 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.

2.2.2. 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.

2.2.2.1. 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:

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

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_{hj} : 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_{ei} : 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_{pi} : Demanda de potencia en el mes i . Sus unidades son MW.

2.2.2.2. 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 la 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.

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

Donde:

- I_{Cj} : Indicador de costo marginal del escenario de largo plazo j .
- $E[C_{mg_{j,i}}]$: Es el valor esperado del costo marginal en el mes i , para el escenario de largo plazo j . Sus unidades son USD\$/MWh-mes.
- $\max(E[C_{mg_{esc\ max}}])$: 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.

2.2.2.3. Emisiones

Las emisiones de CO₂ 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 CO₂ 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.

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

Donde:

- I_{Emj} : Indicador de emisiones del escenario de largo plazo j .
- $E[M_{escj,i}]$: Es el valor esperado de las emisiones en el mes i , para el escenario de largo plazo j . Sus unidades son Ton CO₂-mes.
- $E[M_{esc\ meta_i}]$: Es la meta de emisiones de CO₂, que está relacionada con el valor esperado de las emisiones del escenario base de largo plazo. Sus unidades son Ton CO₂-mes.

2.2.2.4. 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:

$$I_{CnivGenj} = 1 - \left(\frac{Costo_j}{\max(Costo_1, Costo_2, \dots, Costo_n)} \right)$$

Donde:

- $I_{CnivGenj}$: 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\$.
- $\max(Costo_1, Costo_2, \dots, Costo_n)$: Es el mayor costo nivelado de generación dentro de los escenarios de largo plazo estudiado. Sus unidades son MUSD\$.

2.2.2.5. Complementariedad

Para establecer una aproximación el estudio de la complementariedad⁹ 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:

$$EP_{rrm} = \frac{E_{rrm}}{P_{rrm}}$$

⁹ Inicialmente a la generación con fuente renovable a la cual se le busca la complementariedad es la “hidroeléctrica”.

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:

$$\text{Delta } EP_{rrm} = EP_{rrm} - \text{Promedio } EP_{rrm}$$

$$\text{Delta } EP_{hm} = EP_{hm} - \text{Promedio } EP_{hm}$$

- 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:

$$IC_{HRR} = \frac{\sum_{m=1}^m \Delta EP_{hm}}{\sum_{m=1}^m \Delta EP_{rrm}} \Leftrightarrow \Delta EP_{hm} < 0 \text{ y } \Delta EP_{rrm} > 0$$

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.

2.2.3. Metodología de modelación de las fuentes intermitentes en el SDDP¹⁰

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).

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.

2.2.3.1. 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 IDEAM¹¹, 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 privadas¹²) 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.

¹⁰ Se consideran para el área GCM solamente los proyectos eólicos definidos con garantías para las obras de conexión futuras definidas en La Guajira, así 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.

¹¹ 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.

¹² 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)

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.

2.2.3.1.1. Energía eólica

En la Tabla 2-8 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 información del proyecto MERRA¹³ 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 eólico¹⁴, 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.

¹³ MERRA, en español, Análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones

¹⁴ Capacidad a instalar, estimaciones factor de pérdidas y otras características reportadas por el promotor.

Tabla 2-8 : Modelación recurso eólico.

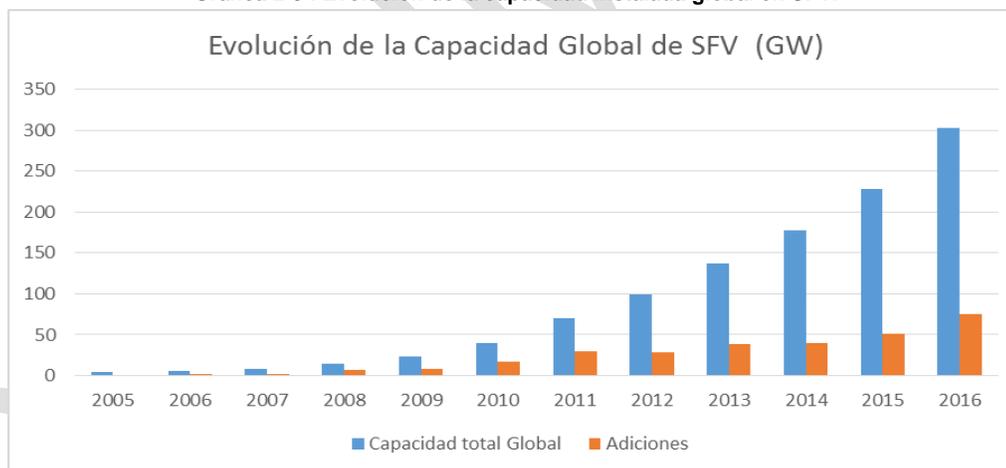
Algoritmo Metodología de modelación del recurso eólico	
1:	Inicio: Recolección de información (velocidad). MERRA y mediciones in situ
2:	Cálculo correlaciones
3:	si (correlación horaria < 0.7) entonces
4:	si (correlación diaria < 0.7) entonces
5:	go to 1
6:	si no
7:	Establecer velocidades de viento históricas
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.

2.2.3.1.2. 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 2-9 y ii) autogeneración AG y generación distribuida GD en la Tabla 2-11. Sin embargo, es muy importante tener el contexto tanto de las condiciones globales de crecimiento de la capacidad de sistemas fotovoltaicos SFV (Gráfica 2-3), como que el crecimiento en el país aún es muy bajo y no está adecuadamente documentado.

Gráfica 2-3 : Evolución de la capacidad instalada global en SFV.



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

Aun cuando por una parte la Gráfica 2-3, muestra crecimientos promedio en la capacidad instalada global de SFV superiores al 25% anual, la situación en Colombia aun con los esfuerzos institucionales y de promotores por hacer cumplir los estímulos de Ley 1715, es aún primario, con condiciones iniciales de desarrollos técnicos y de regulación aún sin madurar, y con una debilidad de capacidades en estas temáticas que pueden retardar las implementaciones bajo condiciones técnicas y operativas de calidad en la generación para su entrega a la red. Razones por las cuales se toma una posición relativamente conservadora a partir de la información disponible a nivel nacional y considerando una curva de asimilación tecnológica lenta, que seguramente en los próximos planes se reevaluará.

2.2.3.1.2.1. 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 solar¹⁵, 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:

¹⁵ Capacidad a instalar, estimaciones factor de pérdidas y otras características reportadas por el promotor o establecidas en la Resolución CREG 243 de 2016.

- ✓ 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 2-9 : Modelación SFV GE.

Algoritmo Metodología de modelación SFV GE	
1:	Inicio: Recolección de información (radiación solar). IDEAM o mediciones in situ
2:	Búsqueda de estación representativa para la zona eléctrica del proyecto
3:	Para i=1: Áreas eléctricas
4:	Para j=1: No. de proyectos de la zona eléctrica.
5:	Estimación por mes del potencial de radiación en el horizonte de análisis
6:	Cálculo energía mensual
7:	Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
8:	Modelación restricción de generación solar, bloques de demanda correspondiente
9:	fin
8:	fin
9:	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 2-10.

Tabla 2-10 : 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.

2.2.3.1.2.2. 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 consumo¹⁶, adicionalmente pueden tener otros costos como obras de conexión al STN, así como a las obras por uso¹⁷.

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% anual¹⁸ 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 I¹⁹.

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 2-11 : Modelación SFV AG y GD.

Algoritmo Metodología de modelación SFV AG y GD	
1:	Inicio: Recolección de información (radiación solar). IDEAM o mediciones in situ
2:	Búsqueda de estación representativa para la zona eléctrica del proyecto
3:	Para i=1:Zonas eléctricas
4:	Para j=1: No. proyectos por zona por paquetes de capacidad ²⁰ con crecimiento del 5 %, cada 2 años.
5:	Estimación por mes del potencial de radiación en el horizonte de análisis
6:	Cálculo energía mensual
7:	Cálculo caudal medio x paquete capacidad planta análoga hidroeléctrica de paso.
8:	Modelación restricción de generación solar, bloques de demanda correspondiente
9:	fin
8:	fin
9:	fin

Fuente de tabla: UPME

¹⁶ Las pérdidas pueden llegar a ser del orden de 12%, dependiendo de la zona eléctrica.

¹⁷ En los casos donde se cumple con las condiciones de la regulación -Código de conexión res CREG 024 de 1995- y se hace necesario reforzar a los Sistemas de transmisión, con beneficios mayores que los costos del refuerzo.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

²⁰ 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.

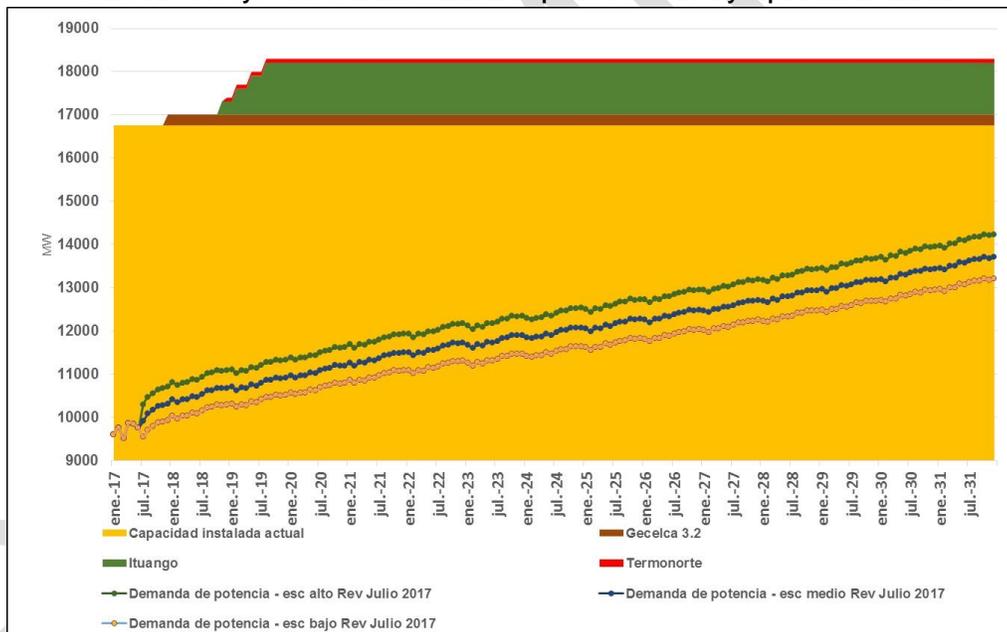
2.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA

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.

2.3.1. 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 2-4 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.

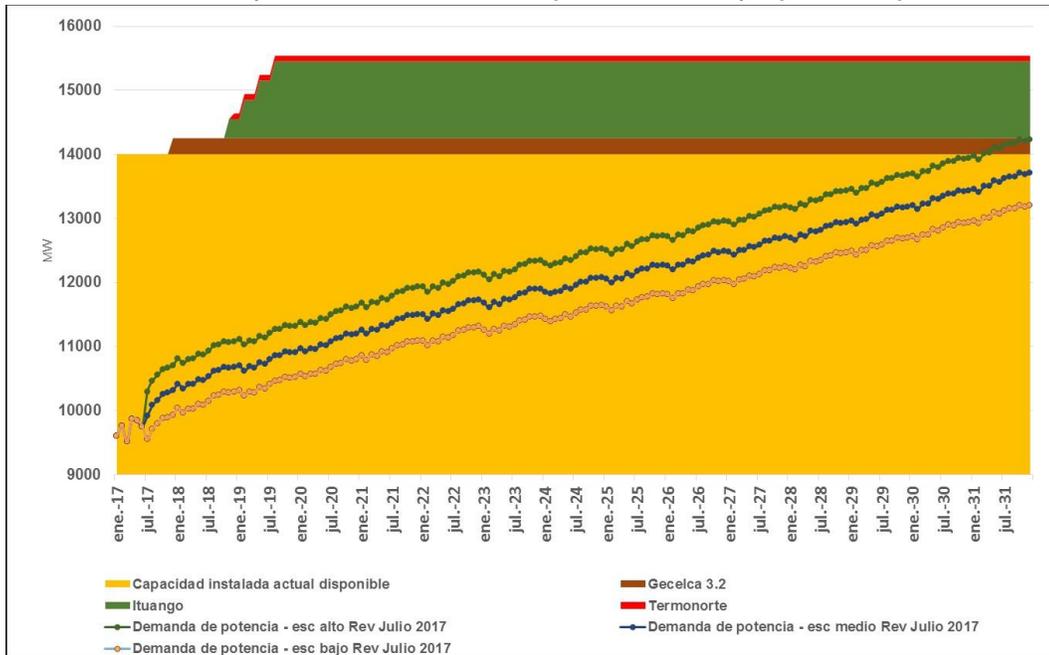
Gráfica 2-4 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad instalada.



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 2-5.

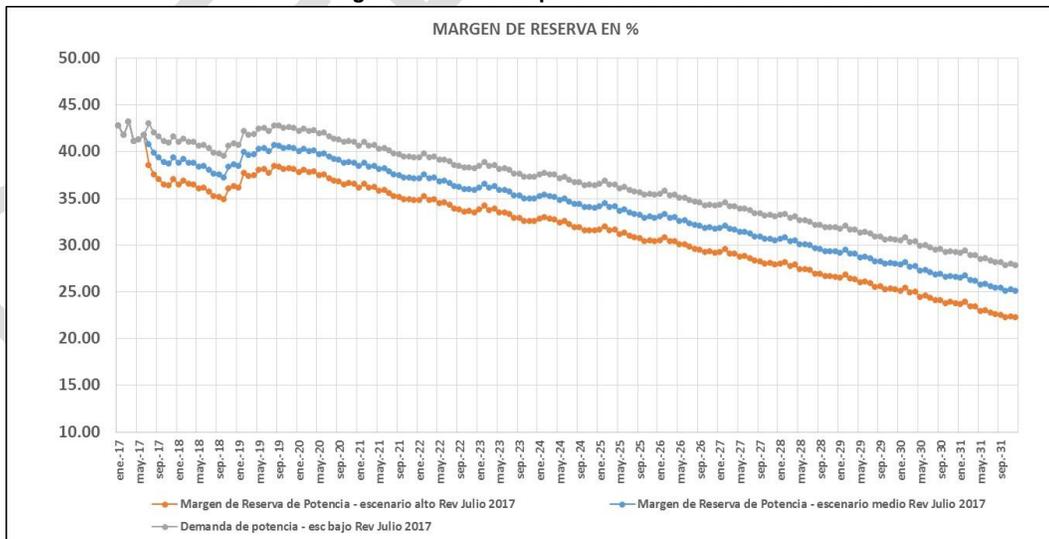
Gráfica 2-5 : Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad disponible.



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 2-6 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 con almacenamiento. 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 2-6 : Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano.



Fuente de gráfica: UPME.

2.3.2. 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 2-12). 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.

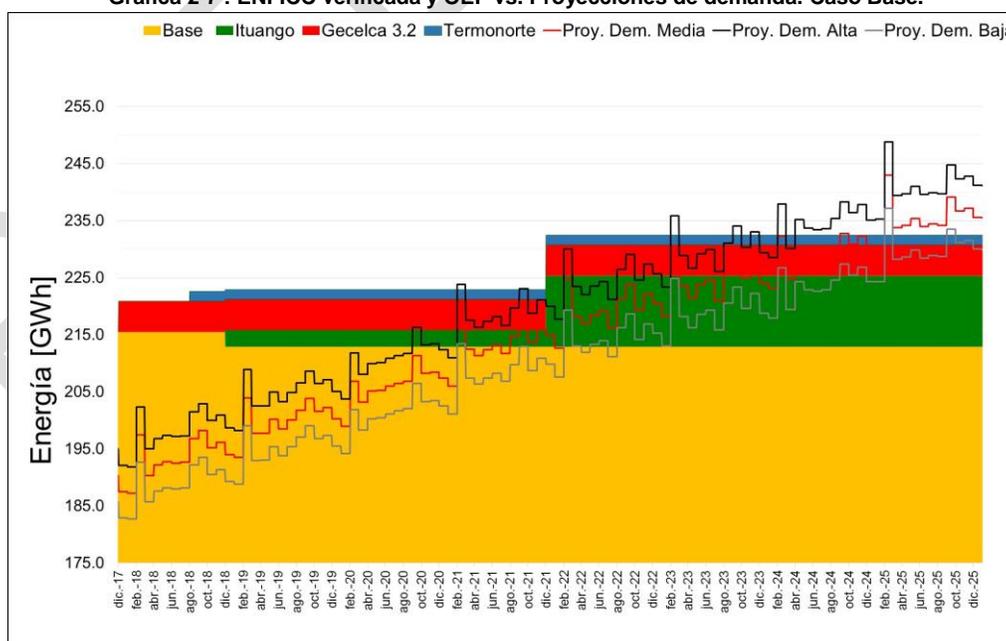
Tabla 2-12 :Escenarios considerados.

	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
Ituango	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.

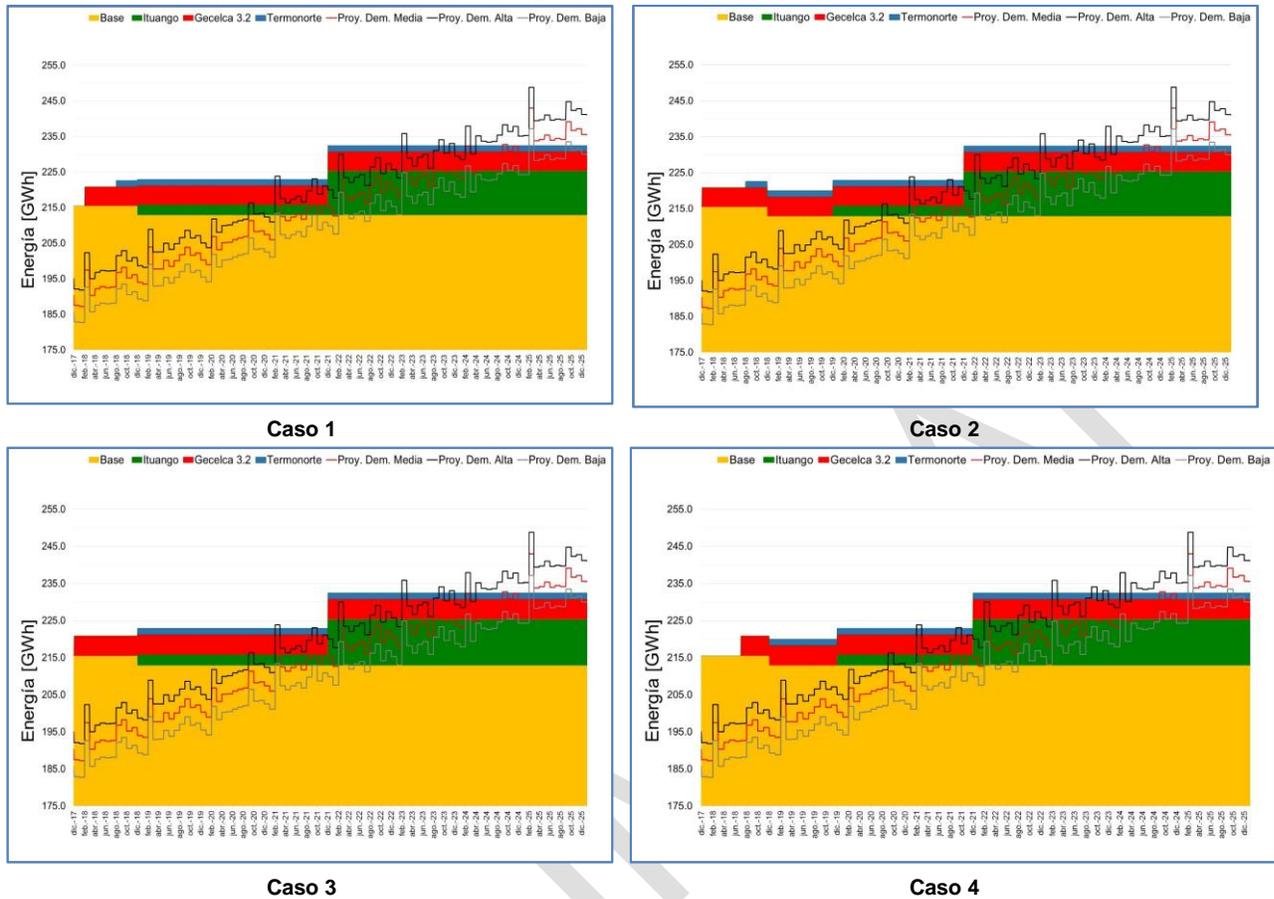
El primer caso corresponde al Caso Base, Gráfica 2-7, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos o su programación. Los atrasos individuales de Gecelca 3.2, Ituango y Termonorte, así como el caso crítico (Caso 4), se presentan agrupados en la Gráfica 2-8.

Gráfica 2-7 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso Base.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-8 : ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Casos 1 a 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 hidroeléctricas y térmicas 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 déficit, 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.

2.4. 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 2-1), considerando tanto proyectos de generación (Tabla 2-1) como líneas existentes y futuras (Tabla 2-2). 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.

2.4.1. 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.

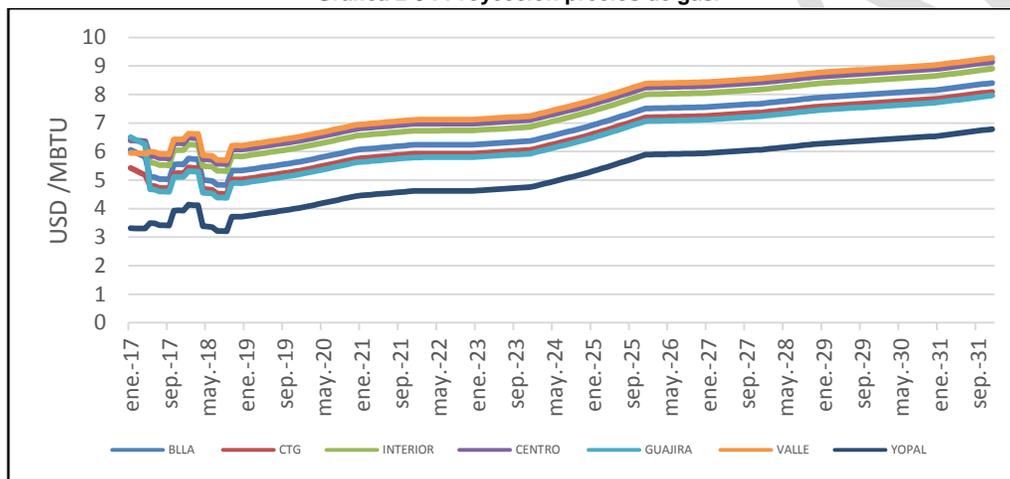
A continuación se presentan las variables y supuestos utilizados en la formulación de las estrategias de generación.

- 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 (circulars 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 nacional y regional, escenarios medio y alto de la revisión de julio de 2017. (Gráfica 2-2, 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 2-9, Gráfica 2-10 y Gráfica 2-11. 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 2-2)
- 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 2-5) .
- 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.

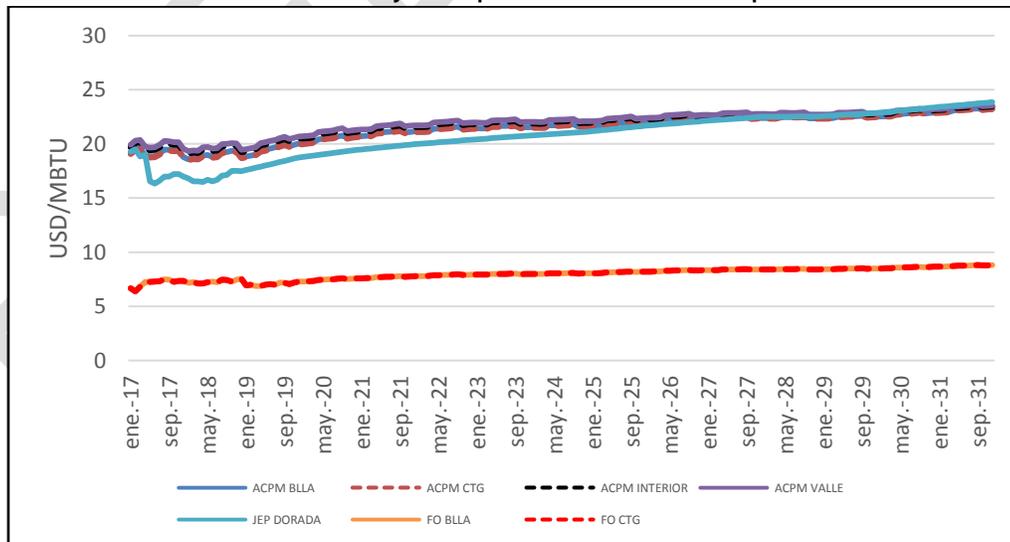
- Series históricas actualizadas de velocidad del viento medidas in situ, asociadas a 27 parques eólicos.
- Series históricas actualizadas de radiación solar tanto para 40 proyectos solares de gran escala como para la autogeneración y la generación distribuida, utilizando estaciones del IDEAM en las 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 2-13. También se contemplan otras plantas y segundas etapas de proyectos, las cuales son expansiones comunes en todos los escenarios de largo plazo.

Gráfica 2-9 : Proyección precios de gas.



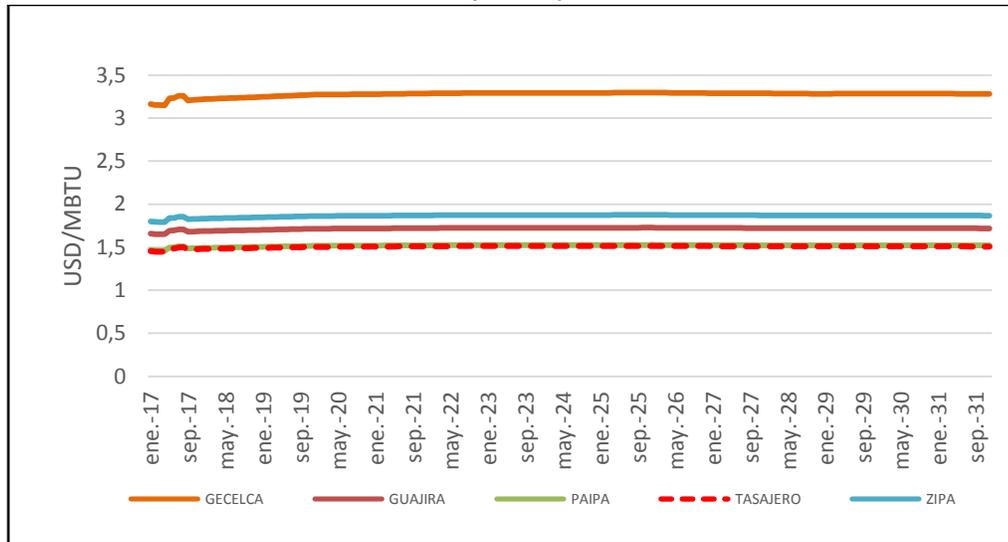
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-10 : Proyección precios de combustibles líquidos.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-11 : Proyección precios de carbón



Fuente de gráfica: UPME.

Tabla 2-13 :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
Gecelca 3.2	2,400.0	01/06/2022
	250.0	30/11/2017
Termonorte	88.6	01/09/2018
Termomechero	57.0	01/01/2018

Fuente de tabla: UPME.

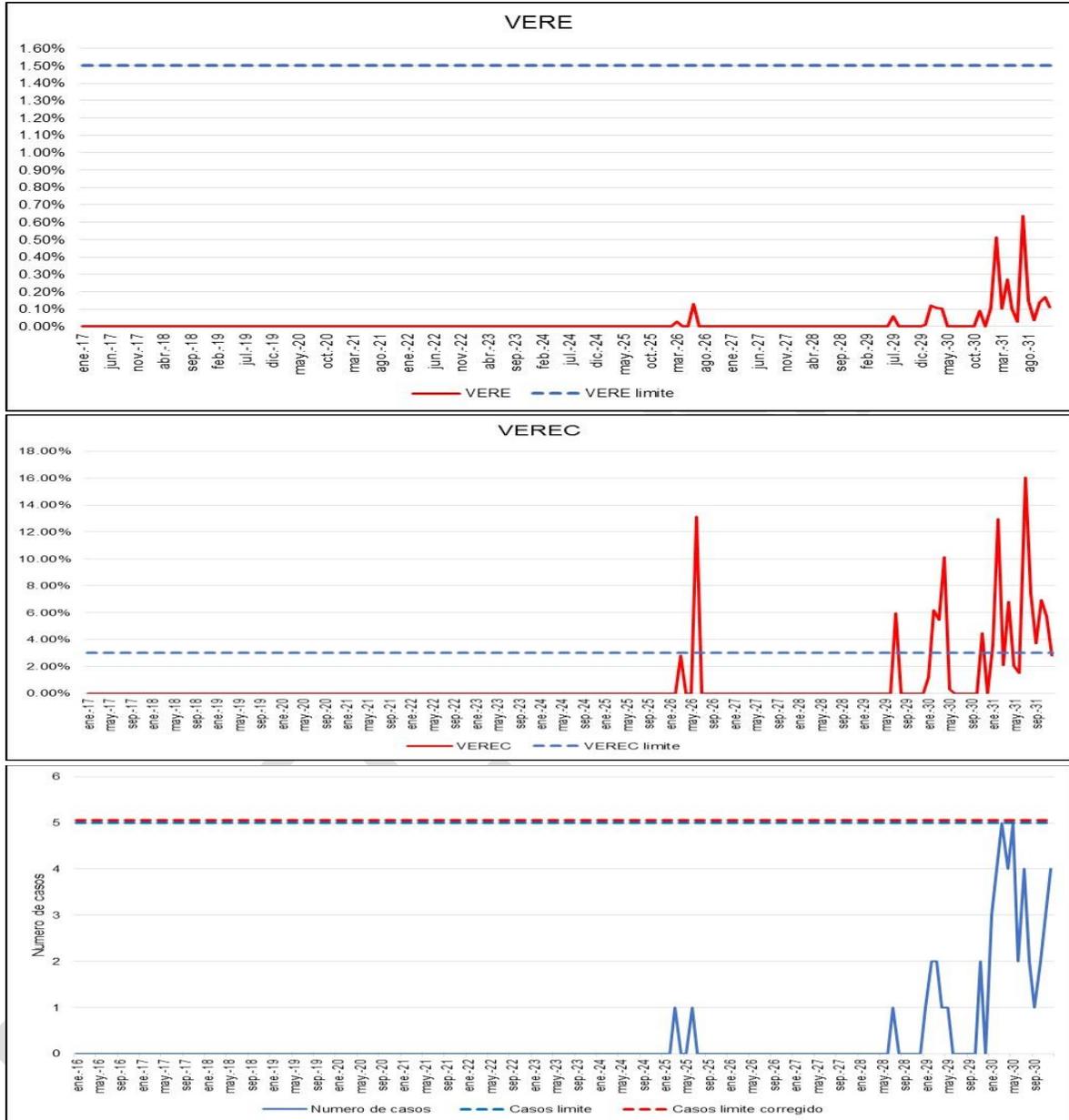
2.4.2. Señales de expansión

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 2-13. 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

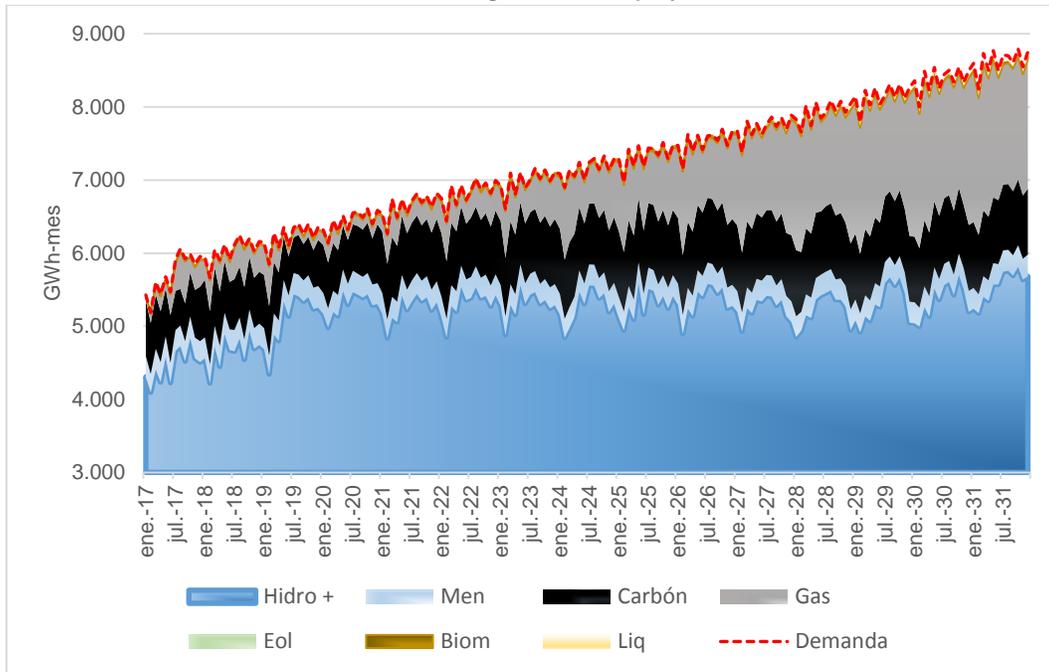
A continuación se presentan los resultados para las consideraciones citadas anteriormente.

Gráfica 2-12 : Evolución de los índices de confiabilidad.



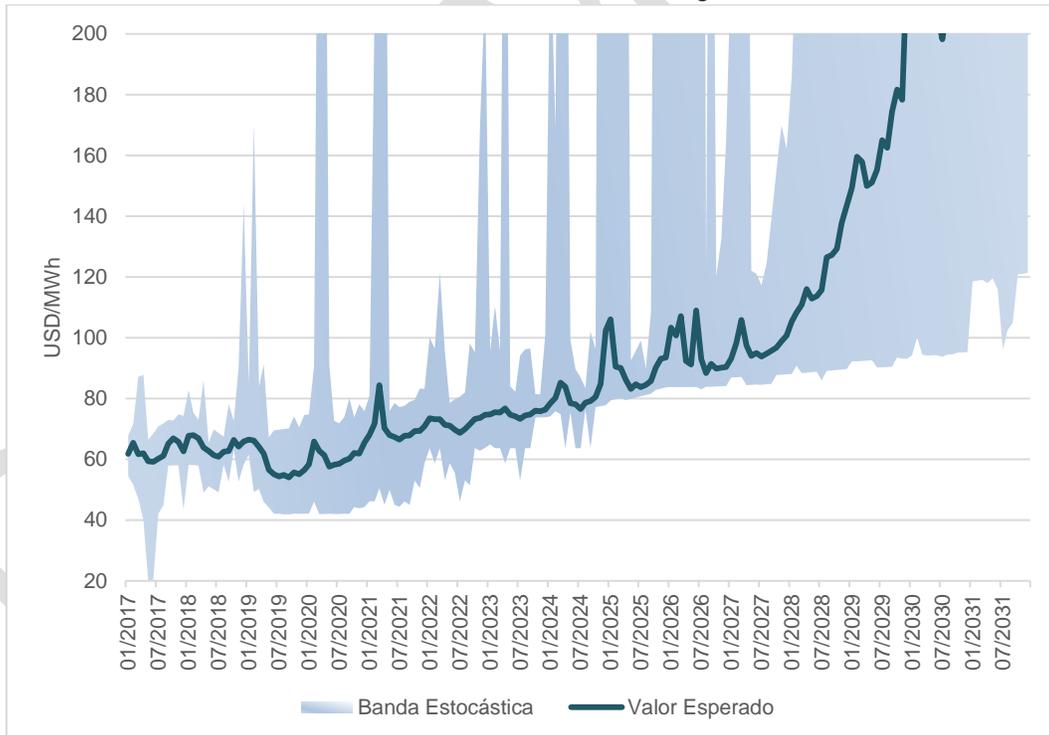
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-13 : Evolución de la generación vs proyección de demanda.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-14 : Evolución de costo marginal.



Fuente de gráfica: UPME.

De la Gráfica 2-12 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 sólo incumple el indicador VEREC, sin embargo, se observa que para los años posteriores esta por debajo de límite, esta violación se puede originar debido una serie hidrológica crítica esperada para esta fecha, el indicador vuleve a superar el limite permitido a partir de mayo de 2029, fecha a partir de la cual se vuelve persistente la señal de expansión.

De la Gráfica 2-13 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 participación de la generación 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 participación de la generación 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 generación 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 crecimiento contitnuo mucho mayor de la participación de las generación termica que el periodo anterior.

De la Gráfica 2-14 se evidencia lo siguiente:

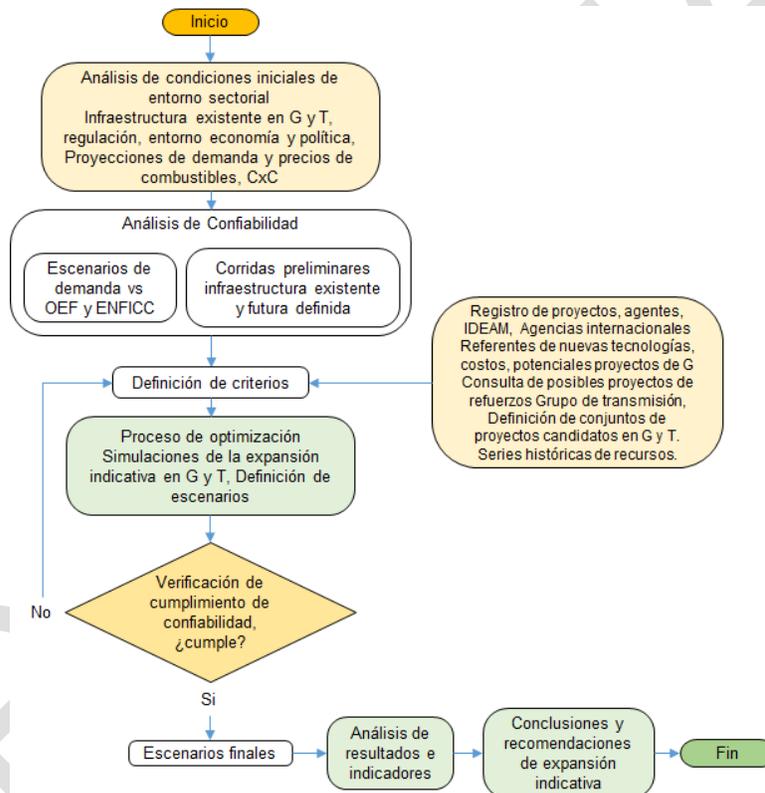
- En el periodo de ene/2017 a dic/2031 el costo marginal medio es de 116.03 USD/MWh.
- En el periodo de ene/2017 a abr/2019 el costo marginal medio es de 64 USD/MWh.
- Con la entrada unidades 1 a 4 del proyecto Ituango desde nov/2018 a ago/2019, se genera en siguiente impacto, a partir de may/2019, con 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 maximo de 439.65 USD/MWh en abr/2031, con un crecimiento contitnuo mucho mayor que en el periodo anterior, con un valor promedio de 226 USD/MWh.

2.4.3. Requerimientos de Largo Plazo

Aun cuando las señales del comportamiento del sistema²¹ en el corto plazo (Sección 0) no evidencian requerimientos de nueva capacidad, se realiza la evaluación del largo plazo (Sección 2.4.2) 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 convencionales²², y no convencionales²³, así 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 2-15 presenta esquemáticamente el procedimiento que implementa la metodología planteada en la sección 2.2.

Gráfica 2-15 : Procedimiento de Planificación-Generación.



Fuente de gráfica: UPME.

A partir de los criterios definidos para los dos escenarios a considerar, (ver primer aparte de la sección 2.2) a saber:

²¹ Parque de generación existente a febrero de 2017

²² Plantas térmicas a carbón y gas natural, centrales hidroeléctricas de mediana y gran escala, entre las principales.

²³ Plantas eólicas, generación solar fotovoltaica de gran escala y distribuida, geotermia y la generación a partir de la biomasa, entre las principales

El Escenario 1, considera los siguientes criterios: son disponibles las capacidades en generación definidas en la Tabla 2-1 y en transmisión las capacidades fijas definidas en la Tabla 2-3, 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 2-1, con restricción a la capacidad de conexión establecida en la Tabla 2-6, y sin considerar las capacidades definidas en la Tabla 2-3. 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.

$$\min \sum_{t=1}^T \left(CRO \cdot \overline{D}_{r_t} + \sum_{i=1}^N (\overline{C}_{t,i} \cdot \overline{G}_{t,i}) + \sum_{j=1}^M x_{t,j} (I_{t,j} + \overline{C}_{t,j} \cdot \overline{G}_{t,j}) \right)$$

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.
- $\overline{C}_{t,i}$: 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.
- $\overline{G}_{t,i}$: 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/MW.
- $\overline{C}_{t,j}$: 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.
- $\overline{G}_{t,j}$: Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.

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.

$$D_{r_t} + \sum_{i=1}^N G_{t,i} + \sum_{j=1}^M G_{t,j} \cdot x_{t,j} = D_t, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}$$

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.

$$G_{t,i} \leq Cap_i, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall i = \{1,2,3, \dots, N\}$$

$$G_{t,j} \leq Cap_j \cdot x_{t,j}, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

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.

Restricción de integralidad de la decisión

La variable binaria $x_{t,j}$, que refleja la decisión de inversión, toma el valor de cero (0) o uno (1) en la etapa t .

$$x_{t,j} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

Restricción de unicidad de la decisión

Una vez el modelo decide invertir en un proyecto j 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, y no construirla en otra, para luego requerirla en otro instante. Ello querría decir que la sumatoria expuesta a continuación sería mayor a uno, lo cual se debe evitar.

$$\sum_{t=1}^T x_{t,j} \leq 1, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

2.4.4. 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 2-13 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 sección 2.2.3.1.2.2).

2.4.5. 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.

2.4.6. 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 2.4.3, los cuales tienen como base los supuestos establecidos en la sección 2.4.1. Igualmente como se indicó en la introducción 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.

2.4.6.1. Escenario 1

En este escenario se tiene disponible para expansión: i) en generación, las capacidades indicadas en la Tabla 2-1 en cada una de las áreas operativas. Estas capacidades se modelan mediante proyectos tipo²⁴, 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 2-3 y sus respectivos costos de inversión Tabla 2-4. A los refuerzos de transmisión se les asigna como fecha mínima de entrada el año 2023.

²⁴ 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 conformación de estas agrupaciones se encuentra para el caso de la Autogeneración solar y generación solar distribuida, ver pie de página No. 30.

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.

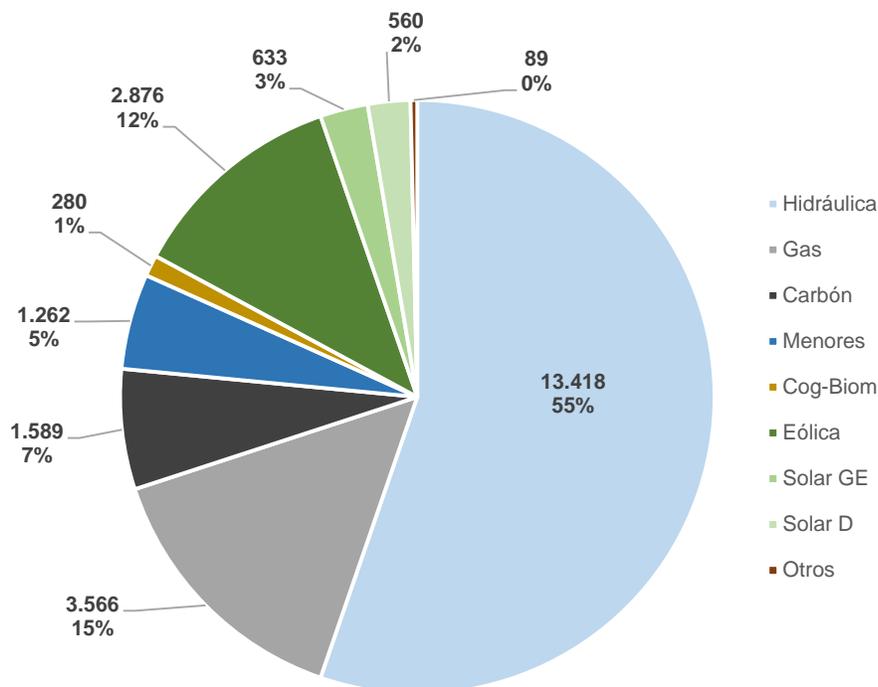
Como resultado de la simulación del escenario 1, se obtienen las capacidades por recurso y tecnología indicadas en la Gráfica 2-16, en su tabla la columna “Expansión adicional” involucra la capacidad adicional a los proyectos del cargo por confiabilidad definida en la Tabla 2-13. El cronograma de expansión se muestra en la Tabla 2-14, esta expansión garantiza el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos, ver Gráfica 2-17. 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 2-2. Puede ser debido a que únicamente se modela un única alternativa de capacidad de refuerzo de transmisión, lo cual deberá ser considerado y mejorado a futuro.
- La expansión resultante, adicional a la expansión definida en la Tabla 2-13, 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).
- 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).
- 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.
- Una revisión del cronograma Tabla 2-14, 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 biomasa, la expansión llega al final del periodo a 154 MW.
- En el caso de la Geotermia aún cuando fue considerado un proyecto de 50 MW no salió 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 así como la valoración de los aportes de este recurso seguramente será más 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.

Gráfica 2-16 : Composición Matriz Escenario 1.



Recurso	Base	Carga 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.

Tabla 2-14 : 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 2-15 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 2-1, 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%), Bolívar (2.9%) y Cor-Suc (7.3%).
- Respecto de la Tabla 2-1, de los 3954 MW de la generación convencional²⁵ 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.

²⁵ Hidroeléctricas, Termoeléctricas a carbón y a gas, sin plantas menores.

Tabla 2-15 : 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 2-17, Gráfica 2-18, Gráfica 2-19 y Gráfica 2-20, se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad energética²⁶ 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 gráficas con el valor de costo marginal y de la generación por tecnología para cada área operativa. A partir de lo cual se puede concluir:

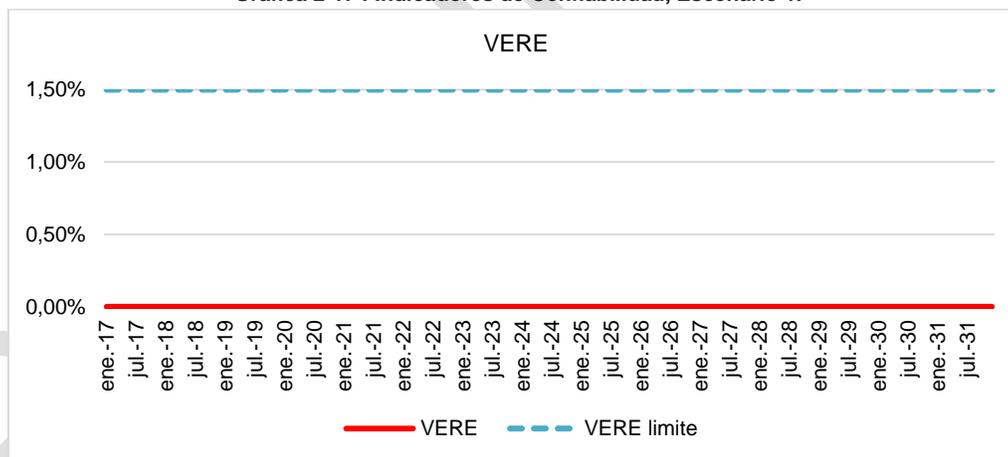
- Los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC, Número de casos) Gráfica 2-17, evidencian un desempeño adecuado durante todo el período de estudio.
- En relación al costo marginal, el valor promedio durante el período de estudio (2017-2031) es de 52.23 US\$/MWh, esta por debajo del valor promedio de la Gráfica 2-14 (de la evolución del costo marginal sin la expansión adicional a definida en la Tabla 2-13) 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

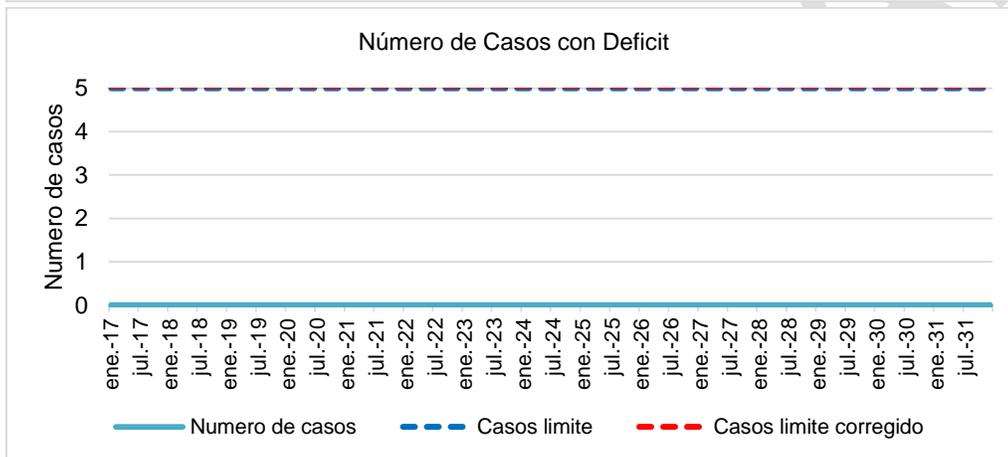
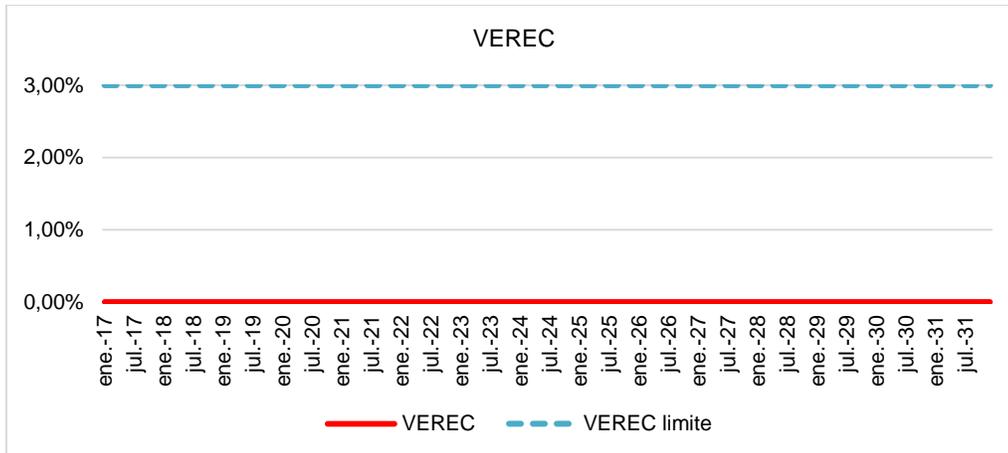
²⁶ Los análisis de los otros indicadores del escenario : Resiliencia hidráulica, Costo nivelado de generación, Emisiones, Costo marginal y Complementariedad, se encuentran en la sección 2.5.

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.

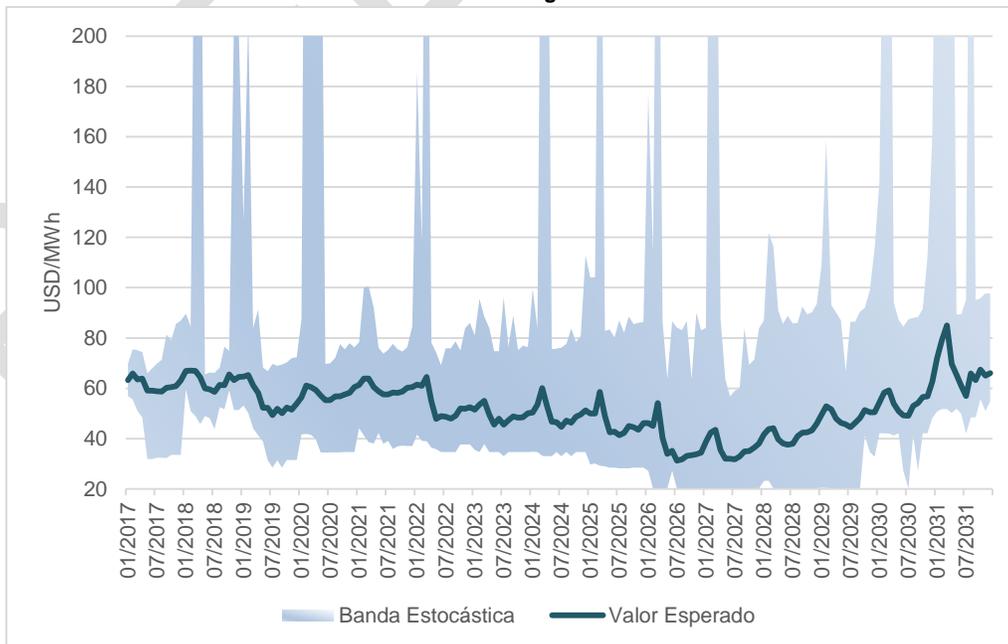
Gráfica 2-17 : Indicadores de Confiabilidad, Escenario 1.





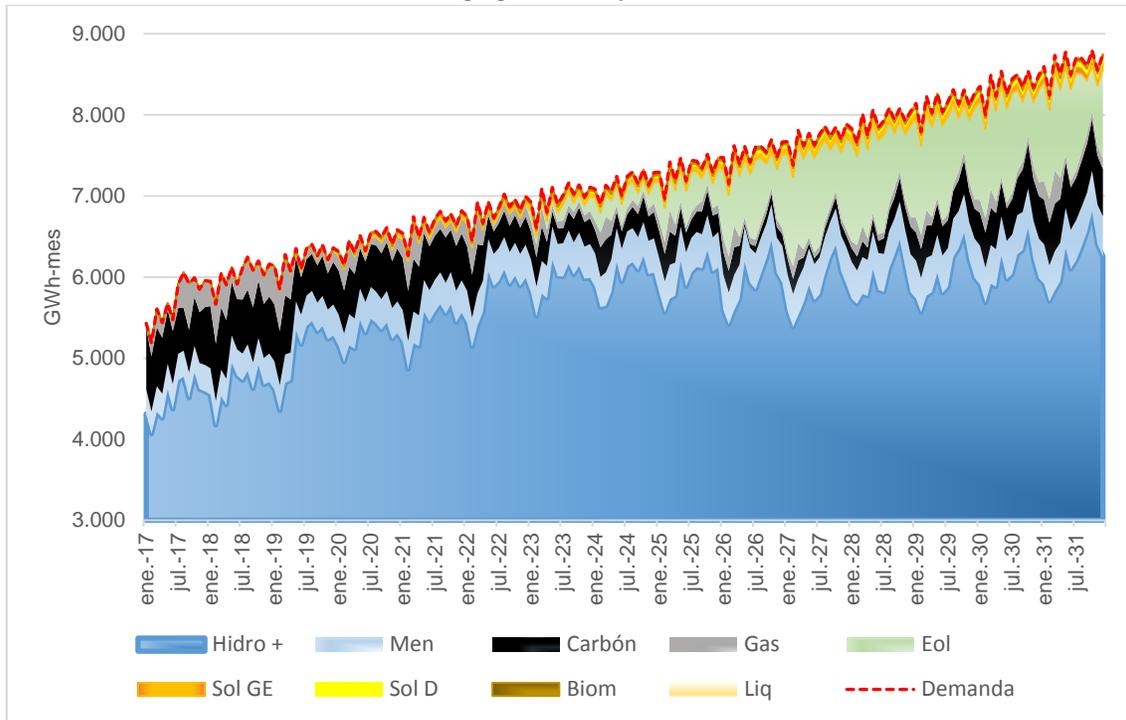
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-18 : Costo Marginal Escenario 1.



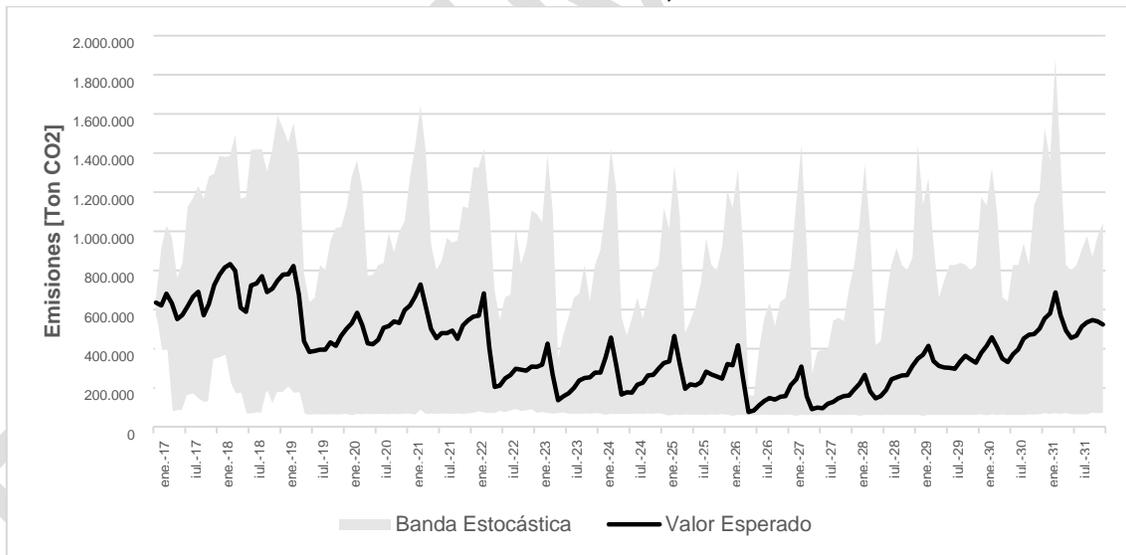
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-19 : Generación Agregada Vs Proyección de Demanda Escenario 1.



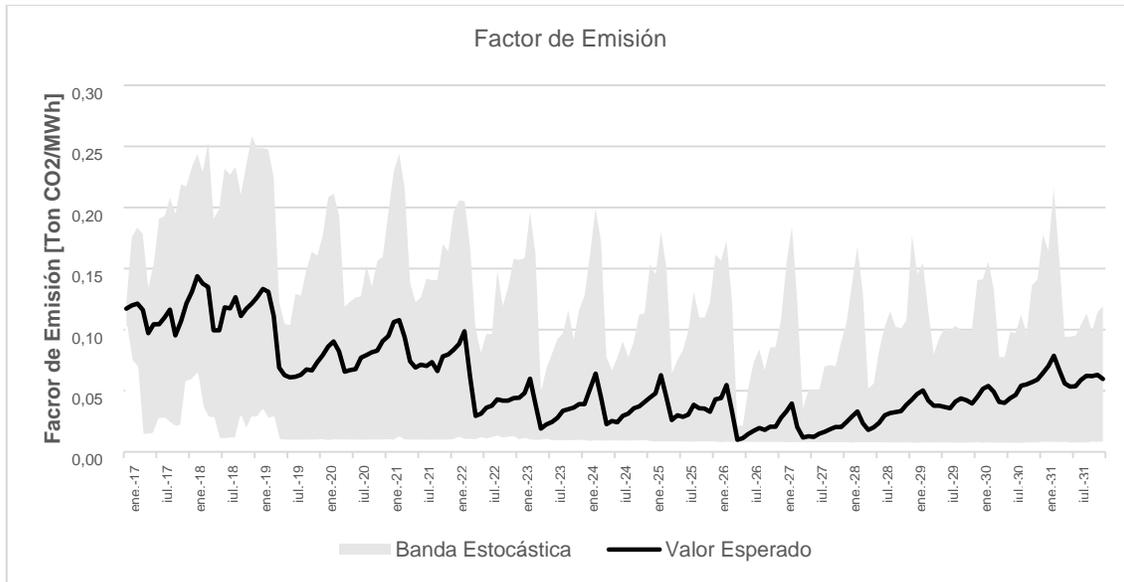
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-20 : Emisiones de CO2, Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-21 : Factor de Emisión.



Fuente de gráfica: UPME.

2.4.6.2. Escenario 2

Este escenario se limita la capacidad de conexión de nuevos proyectos de generación de acuerdo a la disponibilidad de la red de transmisión (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 2-16. 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 capacidades del numeral ii), sección 2.4.6.1.

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 2.4.6.1”.

Aquí se busca determinar a partir de la disponibilidad de proyectos candidatos de generación de la Tabla 2-1, si la expansión resultante con las limitaciones de la Tabla 2-16, puede cumplir con los indicadores de confiabilidad en el periodo de estudio.

Tabla 2-16 : 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

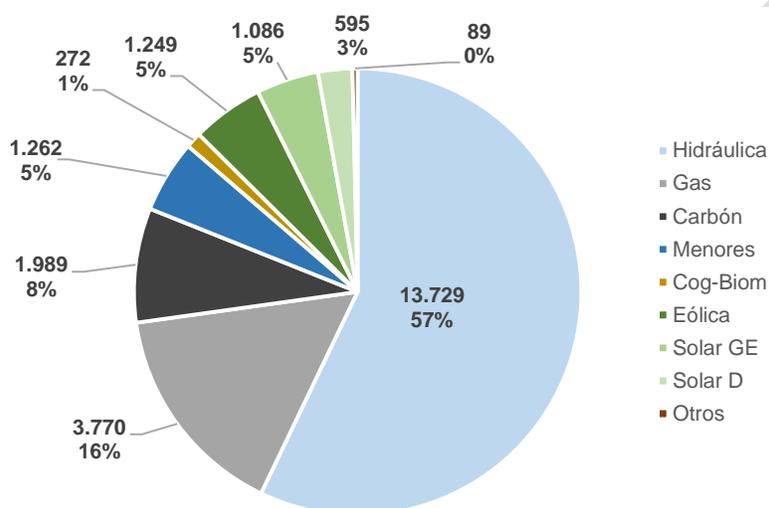
Fuente de tabla: UPME.

Como resultado se obtienen las capacidades por recurso indicadas en la Gráfica 2-22 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.
- 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 2-1, 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 2-16.
- 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 2-22).
- 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 eólica disminuye en 1609 MW, como se indicó, para compensarlo los modelos de simulación al considerar por área las restricciones de transmisión, Tabla 2-6, y la disponibilidad de proyectos potenciales, Tabla 2-1, 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 el del eólico²⁷, requiriéndose instalar capacidad adicional con recursos convencionales (hidro, gas y carbón), Tabla 2-18.

Gráfica 2-22 : 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.

²⁷ 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 2-17 : Cronograma Expansión total, Escenario 2 [MW].

Carga 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 2-18 : 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

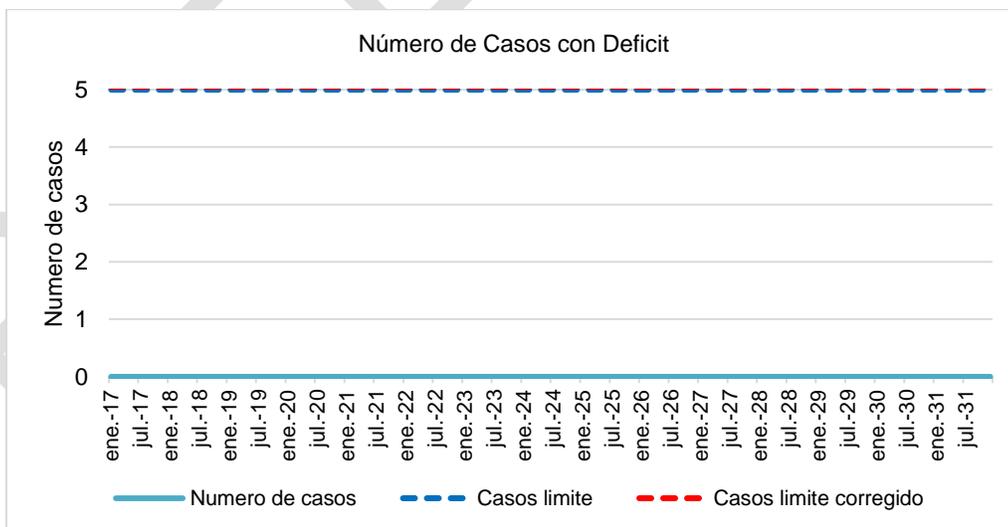
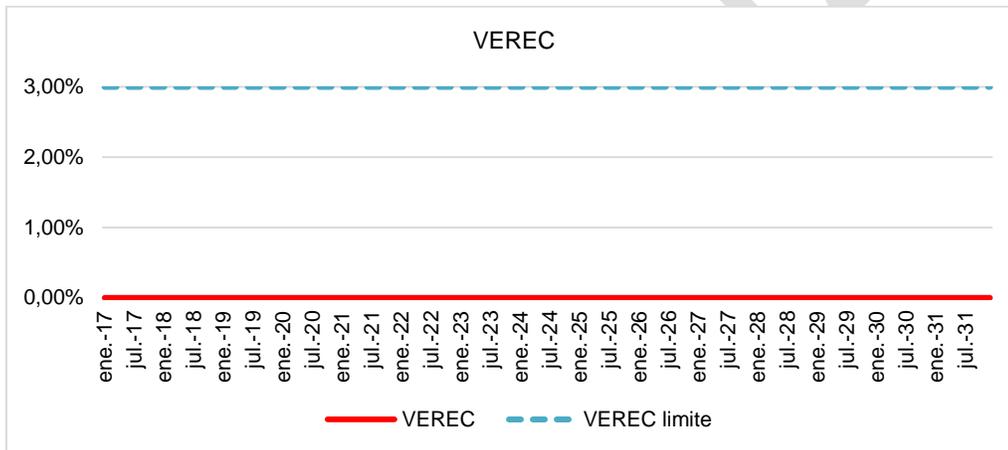
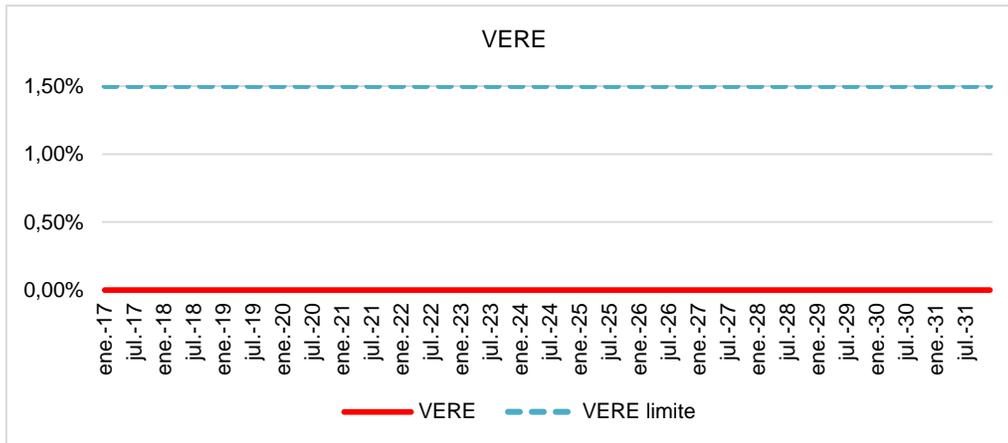
Fuente de tabla: UPME.

En la Gráfica 2-23, Gráfica 2-24, Gráfica 2-25 y Gráfica 2-26 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad energética²⁸ 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 2-23, 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 minimo 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 minimo 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 minimo de 49.79 USD/MWh y un maximo 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.

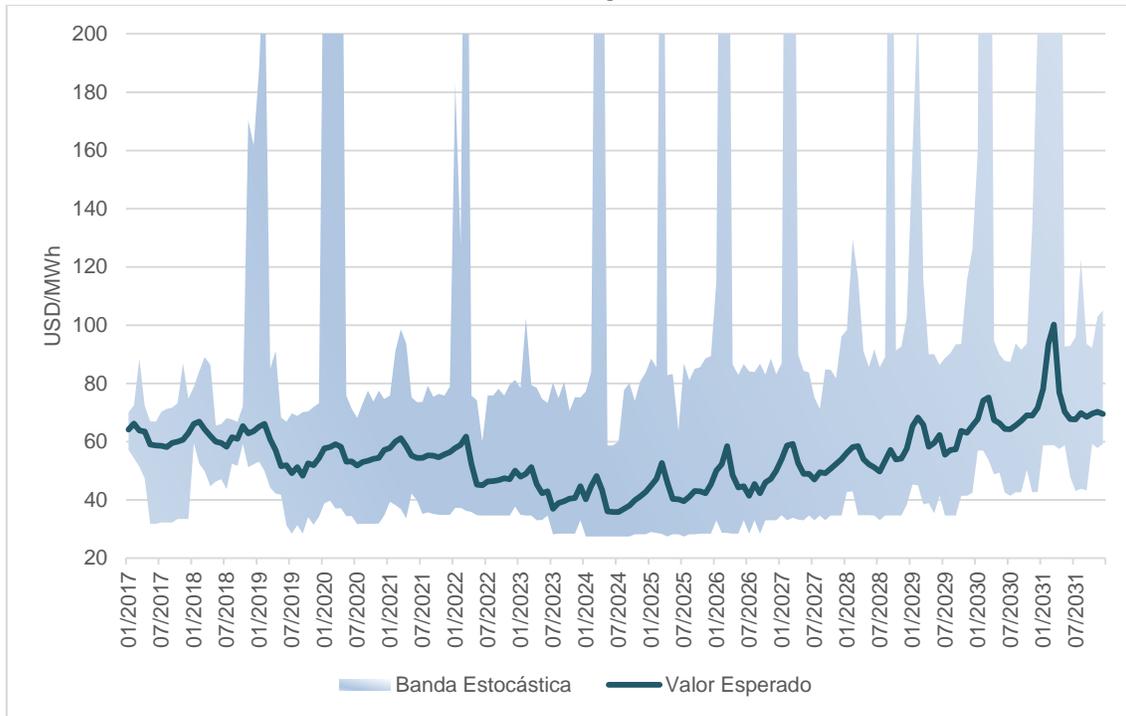
²⁸ Los análisis de los otros indicadores del escenario : Resiliencia hidráulica, Costo nivelado de generación, Emisiones, Costo marginal y Complementariedad, se encuentran en la sección 2.5.

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



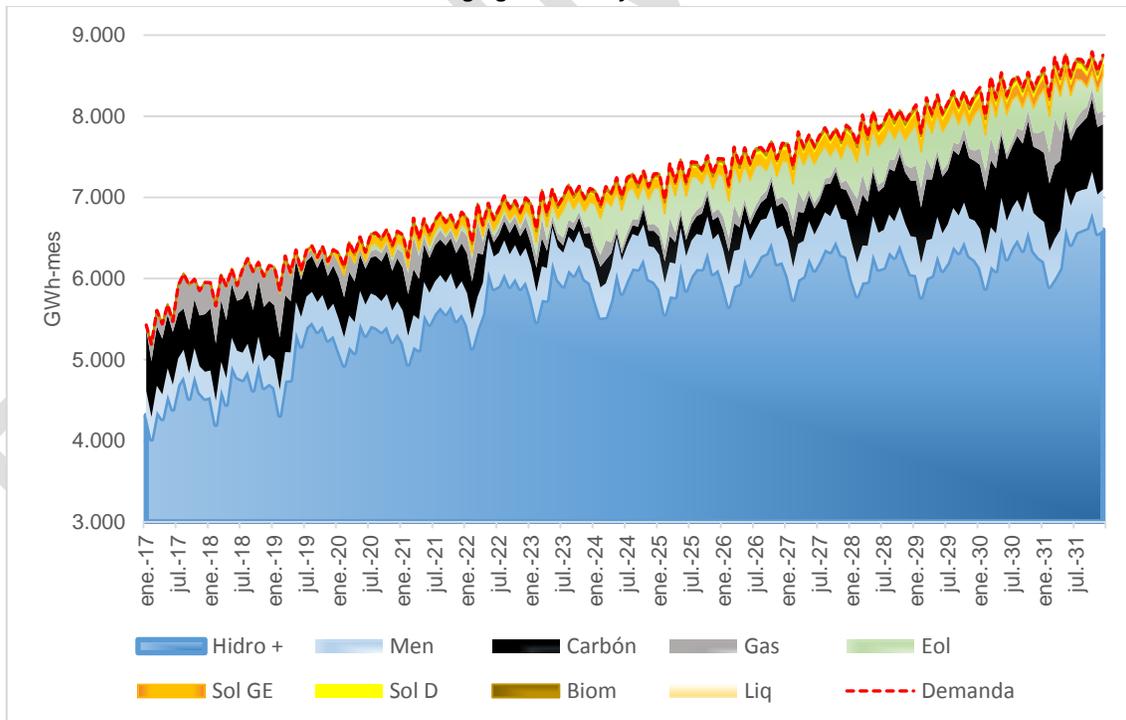
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-24 : Costo Marginal Escenario 2.



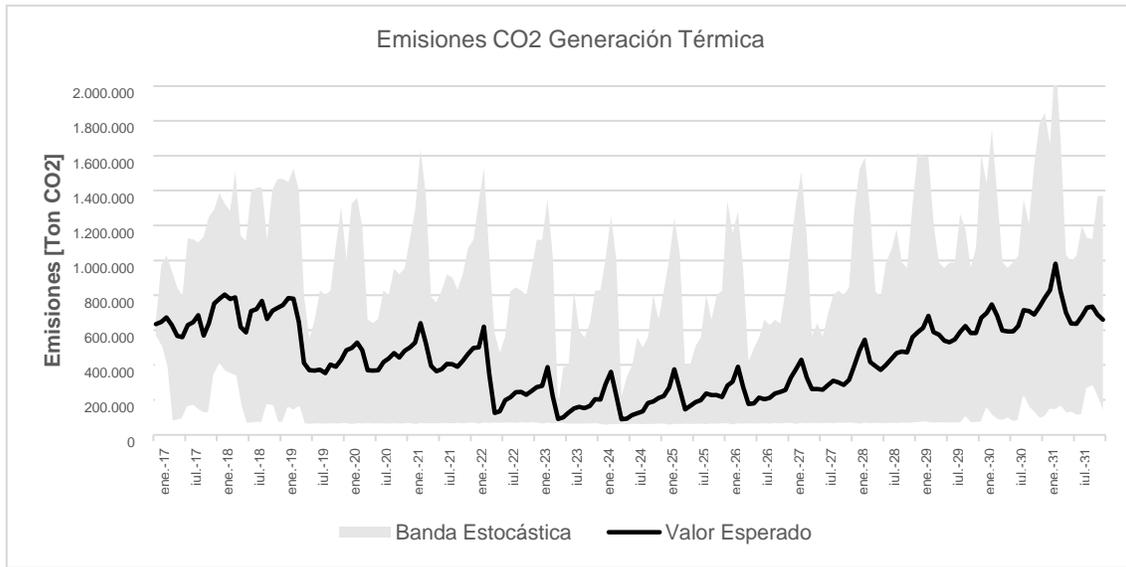
Fuente de gráfica: UPME.

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



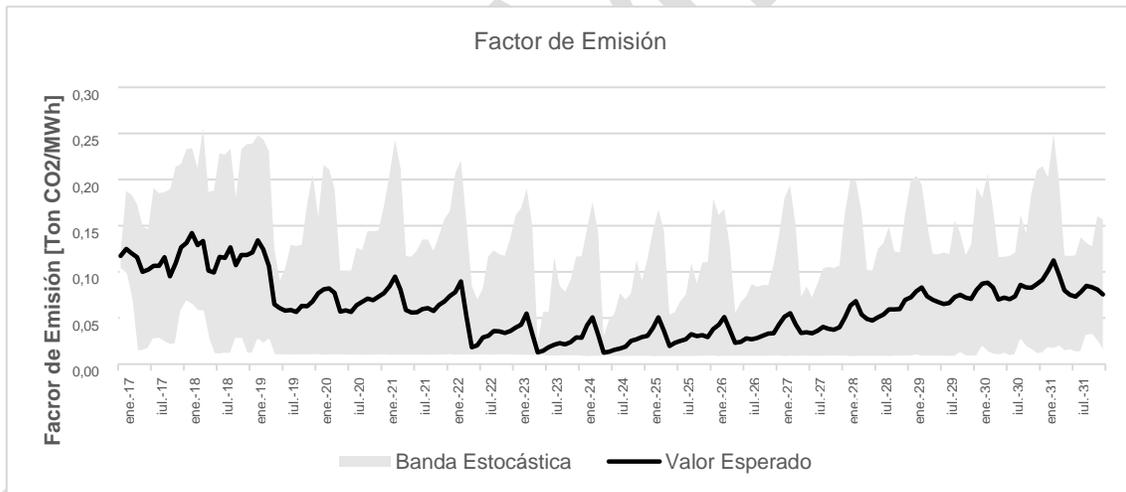
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-26 : Emisiones Escenario 2



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-27 : Factor de Emisión Escenario 2



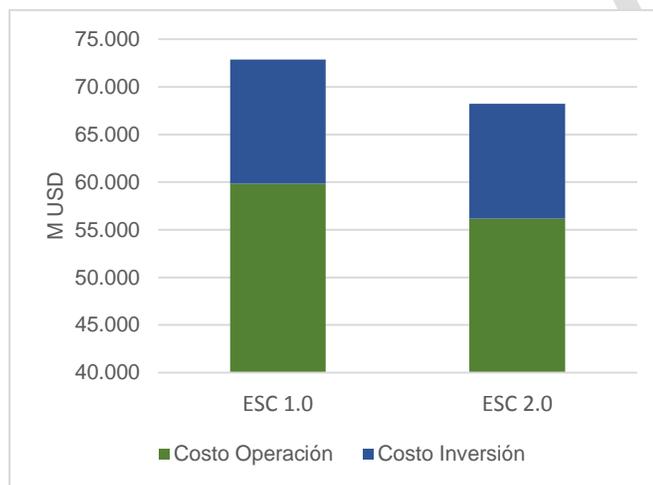
Fuente de gráfica: UPME.

2.5. 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).

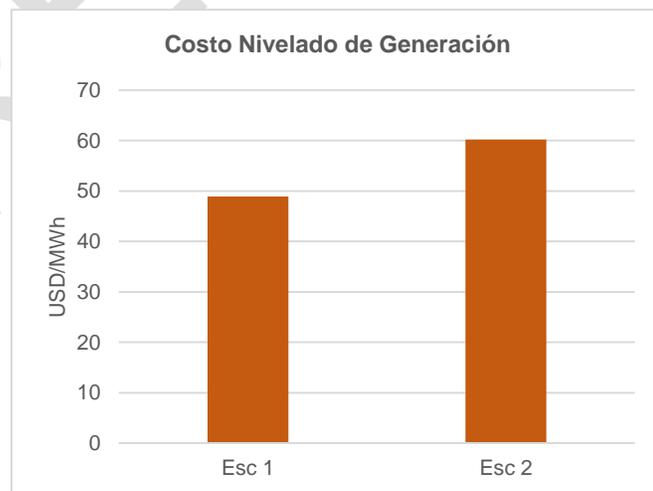
En relación al Costo nivelado de generación de cada una de las estrategias, en la Gráfica 2-28 se muestra los costos totales de inversión y operación de los dos escenarios, en la Gráfica 2-29, se presenta el costo nivelado de generación para los mismos escenarios y en la grafica Gráfica 2-30 se presenta la evolución anual de las emisiones en el desempeño de cada escenario contrastado con la meta del COP21 para el sector eléctrico.

Gráfica 2-28 : Costos totales por escenario.



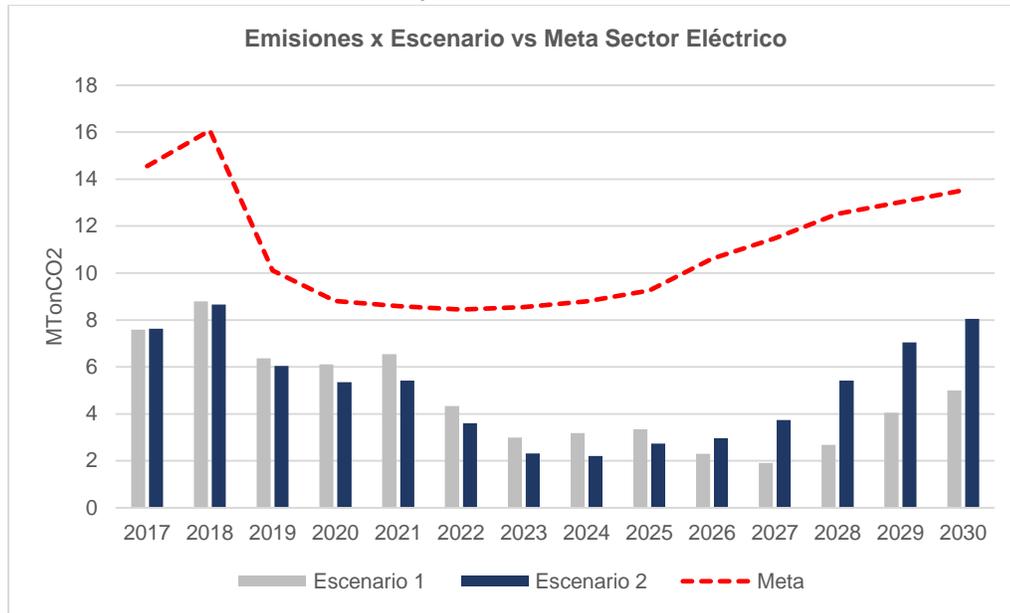
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 2-29 : Costo nivelado de generación. Todos los escenarios.



Fuente de gráfica: UPME.

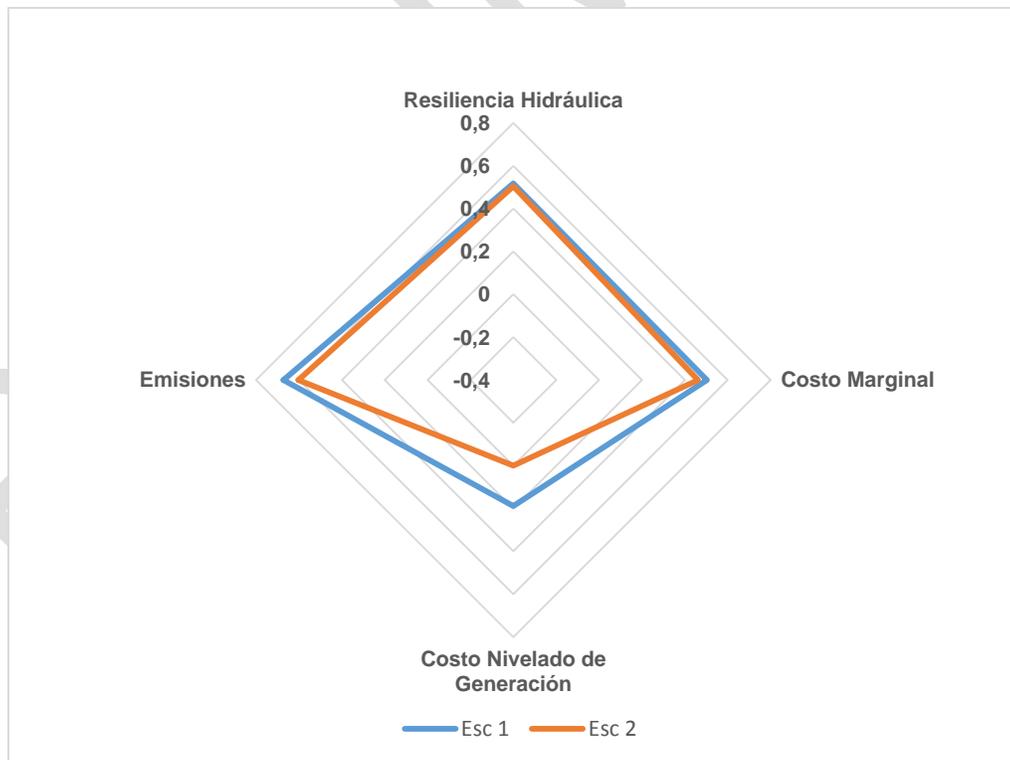
Gráfica 2-30 : Emisiones por Escenario Vs Metas del Sector Eléctrico.



Fuente de gráfica: UPME.

A partir de los variables anteriores y de la descripción de los indicadores de la sección 2.2.1, se evalúan los siguientes indicadores: Resiliencia hidráulica, Costo marginal, Costo nivelado de generación y Emisiones, cuyo resultado se presenta en la Gráfica 2-31.

Gráfica 2-31 : Radar de indicadores.



Fuente de gráfica: UPME

De la Gráfica 2-31 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 hídrico²⁹, 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 País, Gráfica 2-30.
- 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.

2.6. 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 2-19).

Tabla 2-19 :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.

²⁹ 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 hidroeléctricas.

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 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 así como reducir los costos de las inversiones o tener mejores referentes nacionales; sin embargo, se continuará trabajando para valorar el aporte del recurso geotérmico para la conformación de la matriz de generación de electricidad.

2.6.1. Resultados

Los resultados obtenidos para cada escenario, sin considerar plantas menores, se resumen en la Tabla 2-20. Los valores de capacidad adicional (MW) y ENFICC (GWh – día), corresponden a los esperados al final del periodo de planeación (2031).

Tabla 2-20 : Expansión Adicional Estimada por Tecnología.

Escenario	Tecnología	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
ESC 1	Hidráulica	1255.0	13.99
	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	27.4
ESC 2	Hidráulica	1566.0	18.15
	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	38.9	

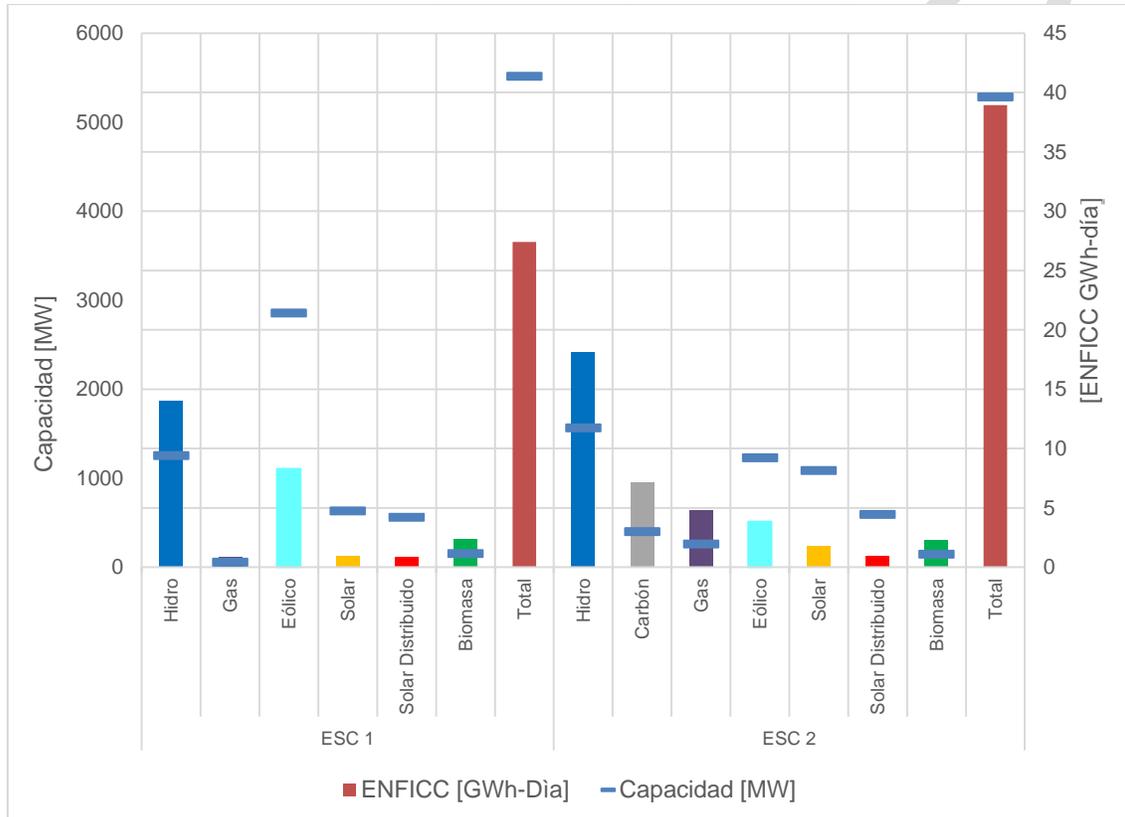
Fuente: UPME.

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 2-32, el ENFICC calculado es mayor que el de otras tecnologías con mayor capacidad estimada.

Gráfica 2-32 : Capacidad Adicional y ENFICC por tecnología.

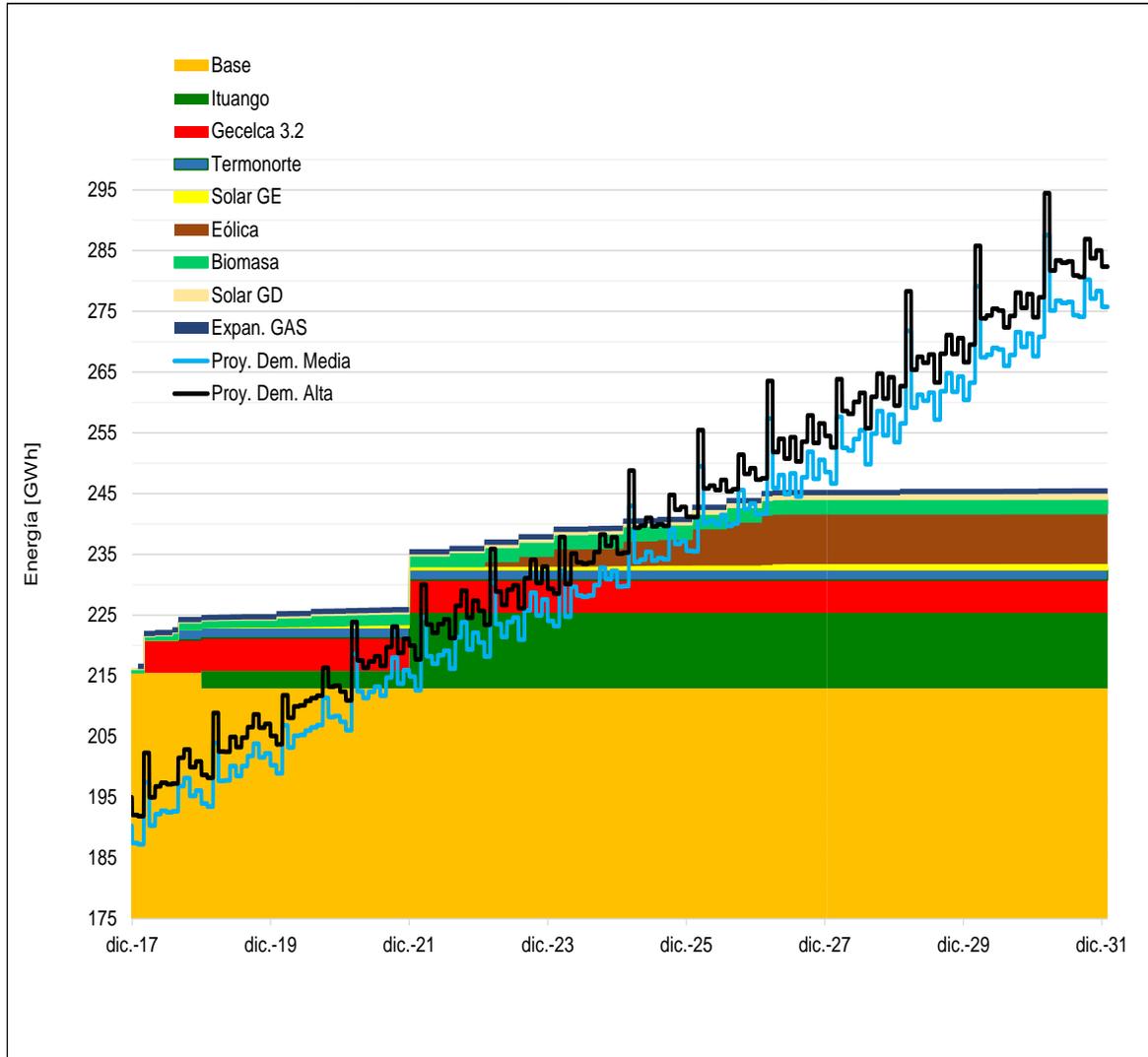


Fuente: UPME.

2.6.1.1. 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.

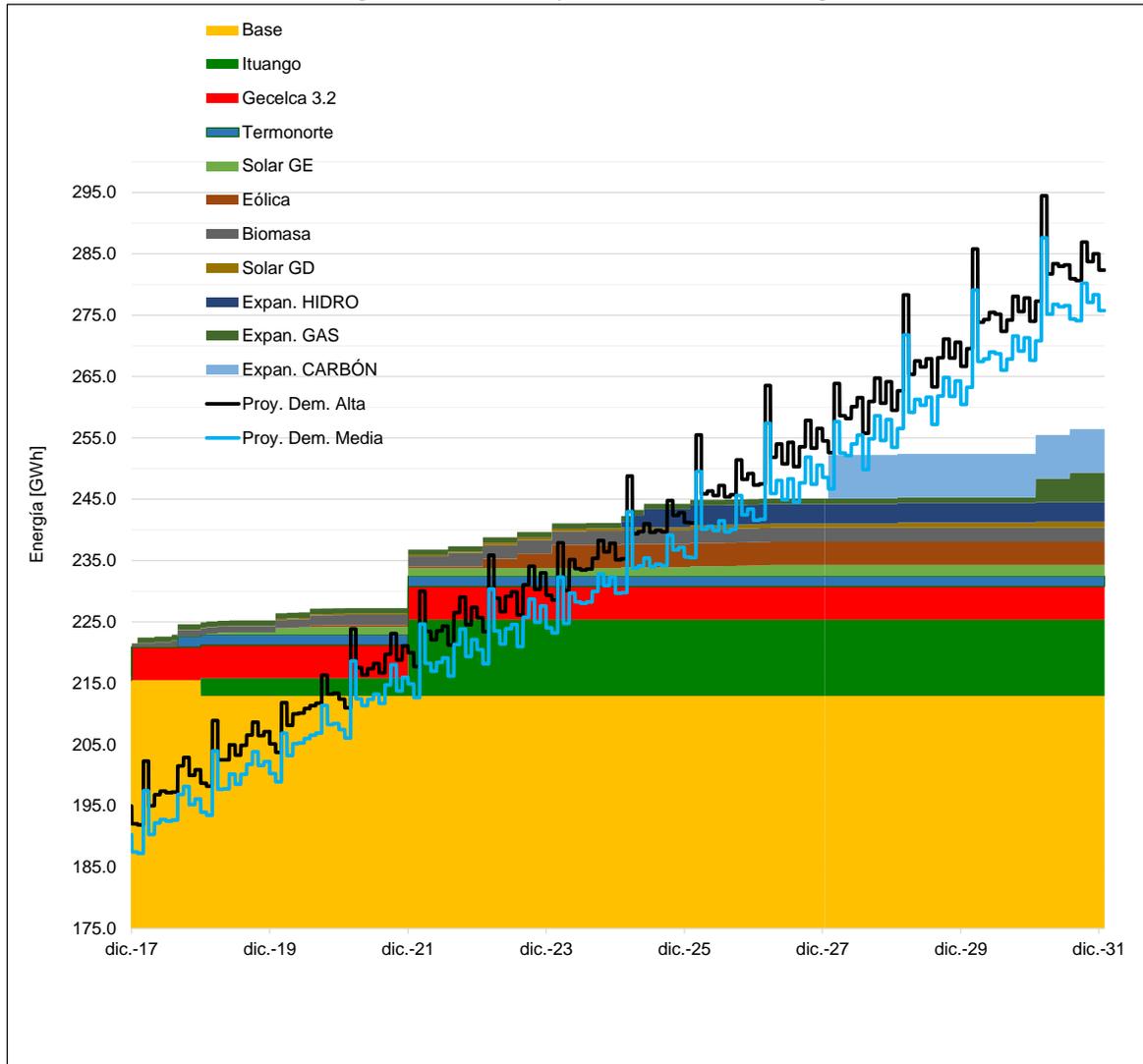
Gráfica 2-33 : Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1.



Fuente: UPME.

PRE

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



Fuente de gráfica: UPME.

De las Gráfica 2-33 y Gráfica 2-34 se puede concluir:

- En el Escenario 1, a partir de febrero de 2025 la demanda alta supera la oferta de energía firme, mientras que la demanda media la supera en los meses de febrero de 2025 y 2026, posterior a febrero de 2027 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 y septiembre del 2025 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 2026. Posterior a febrero de 2027, la demanda alta y la media superan la oferta de energía firme para la mayoría del periodo analizado.

2.7. 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 brindar 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 2-21).

Tabla 2-21 : Capacidad en MW por recurso renovable

Recurso	2017		2031			
	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 establece 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.

2.7.1. 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:

$$EP_{im} = \frac{E_{im}}{P_{im}}$$

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”

2.7.2. 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 Hidro-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:

$$\text{Delta } EP_{RR, m} = EP_{RR, m} - \text{Promedio } EP_{RR, m}$$

$$\text{Delta } EP_{hidro, m} = EP_{hidro, m} - \text{Promedio } EP_{hidro, m}$$

2.7.3. 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:

$$IC_{HRR} = \frac{\sum_{i=1}^i \Delta EP_{ih}}{\sum_{i=1}^i \Delta EP_{irr}} \Leftrightarrow \Delta EP_{ih} < 0 \text{ y } \Delta EP_{irr} > 0$$

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.

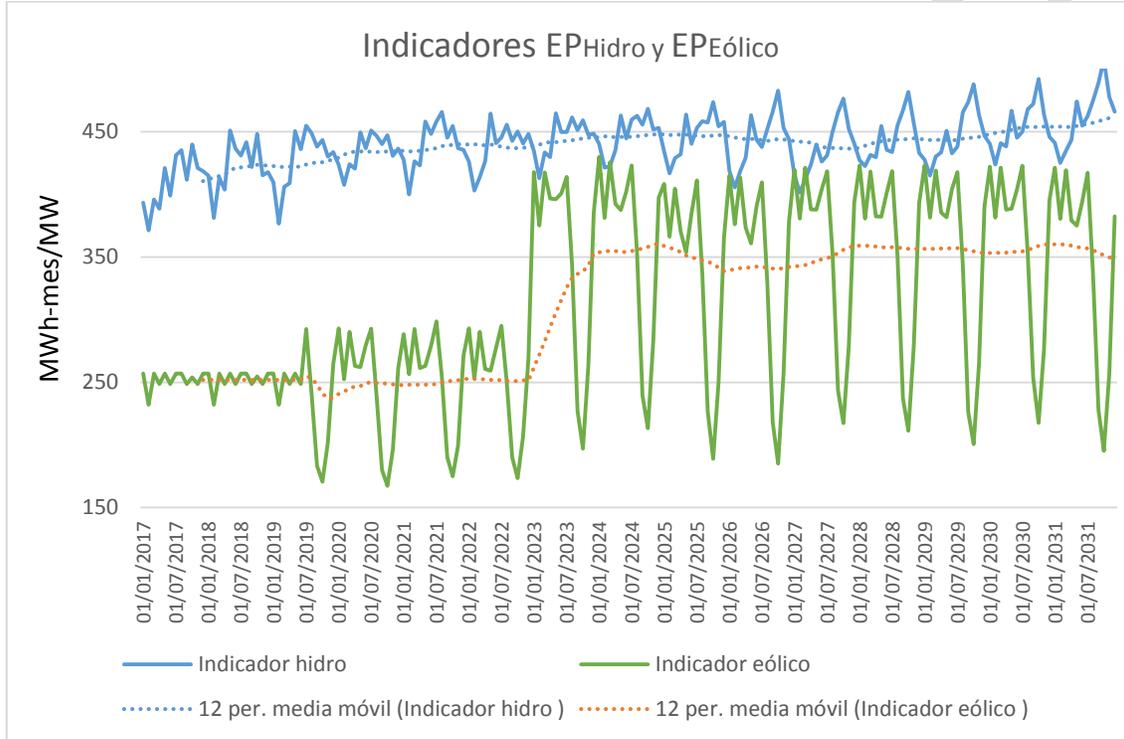
A continuación se realiza el cálculo y análisis de los dos indicadores IC_{HRR} e IC_{RRH} , mostrando el proceso detallado a un caso (generación eólica), para el escenario 1, y finalmente se muestran los valores de IC_{HRR} e IC_{RRH} para el escenario 2.

2.7.3.1. 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 2-35, que muestra la evolución del indicador EP para el caso de los recursos hidro y eólico, así como el valor promedio de los 12 meses anteriores.

Gráfica 2-35: 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 instalado, casi todo el periodo mayor que en el caso de la aerogeneración, que en promedio mes genera 311 MWh por MW instalado³⁰.

En la Gráfica 2-35, se observa que los mayores valores del indicador $EP_{eólico}$ (color verde) se logran en los meses enero a junio³¹ mientras de septiembre a octubre presentan los valores más bajos (disminuye entre el 54% y el 64% del valor promedio). La variación³² 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

³⁰ La cual presenta valores menores a comienzo del periodo, debido a las ineficiencias de los proyectos iniciales, así 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.

³¹ Coinciden con los menores valores del indicador EP_{hidro} ,

³² Diferencia entre el máximo y el mínimo o viceversa.

recupera rápidamente, 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 .

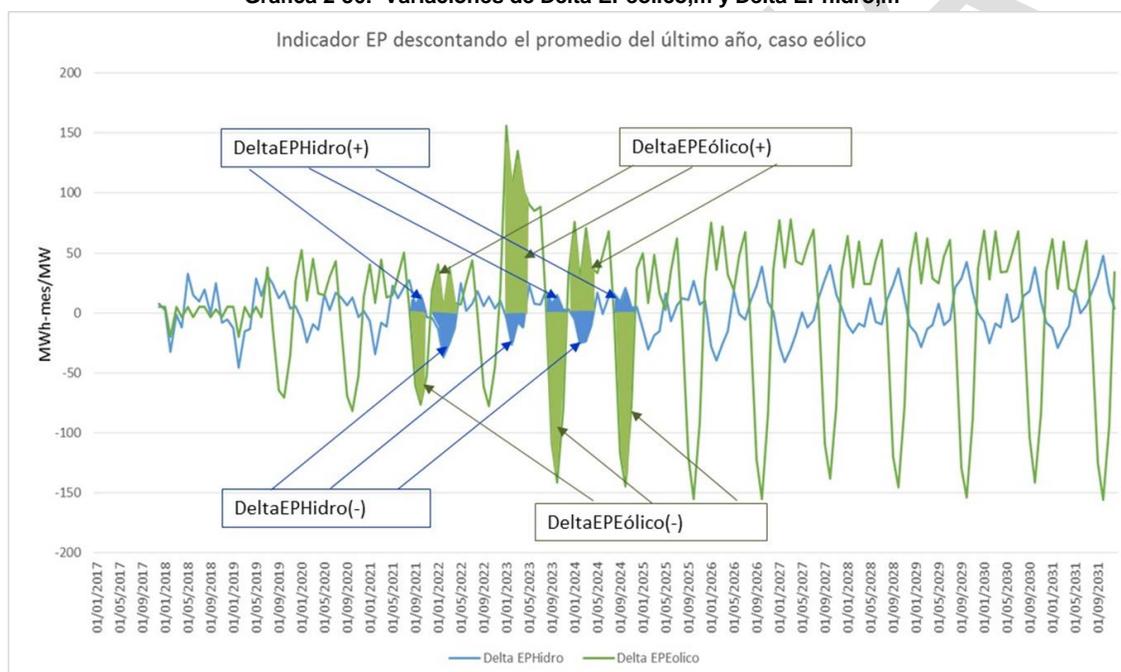
Complementariedad de generación eléctrica eólica

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 2-36: Variaciones de Delta $EP_{eólico,m}$ y Delta $EP_{hidro,m}$

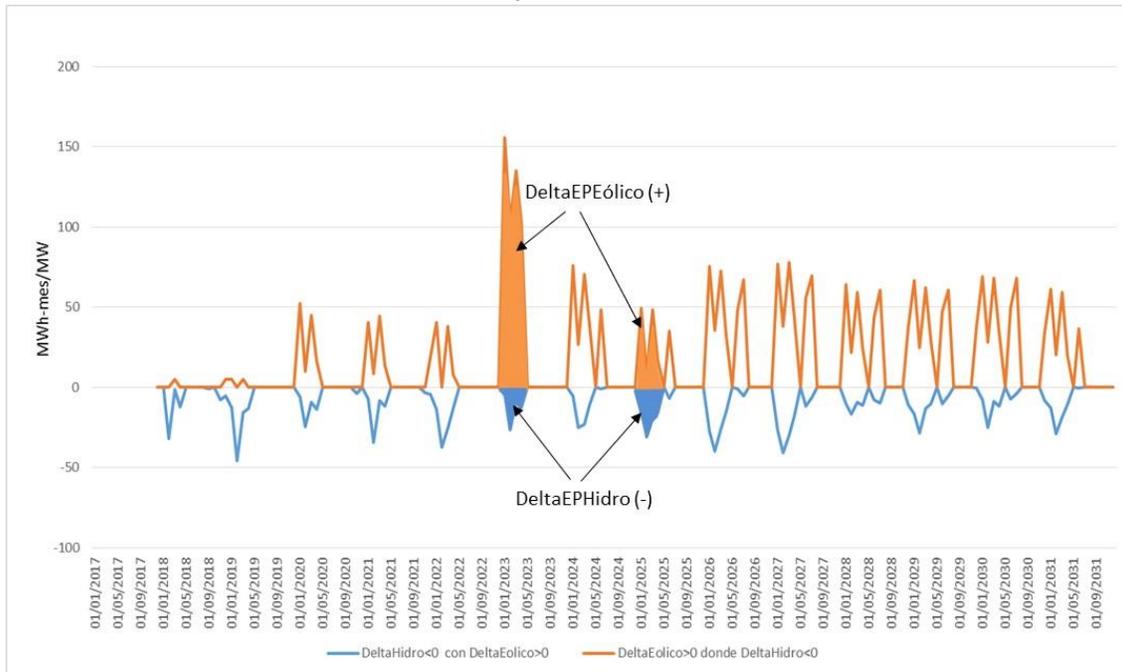


Fuente de gráfica: UPME.

La Gráfica 2-36, muestra las variaciones del Indicador EP (DeltaEPHidro y DeltaEPEólico) 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, DeltaEPEólico (+) superan las áreas azules DeltaEPHidro (-).
- ii) Bajo la condición de **complementariedad Eólica-hidro** las áreas azules, DeltaEPHidro (+) son inferiores las áreas verdes DeltaEPEólico (-).

Gráfica 2-37: Complementariedad Hidro-eólica.



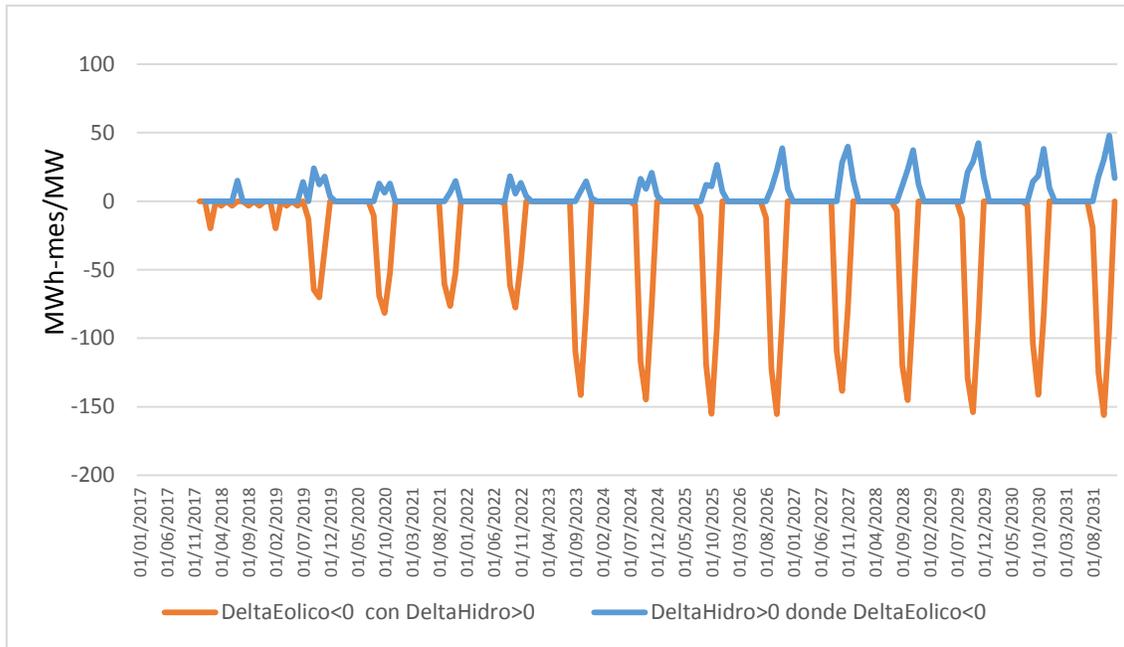
Fuente de gráfica: UPME.

La Gráfica 2-37 muestra los momentos donde se logra la **complementariedad Hidro-eólica** de los DeltaHidro (-) (azul) con los DeltaEólico (+) (naranja) del indicador EP. Al comienzo del periodo (años 2018 y 2019) los DeltaEPHidro(-), no son compensadas por los DeltaEPEólico (+), 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 meses³³.

Es de notar que en el caso de definir una **complementariedad** opuesta es decir **Eólico-hidro del indicador EP**, las condiciones serán muy diferentes como se ilustra en la Gráfica 2-38. Los meses, los Deltas y las proporciones son diferentes a los del caso Hidro-eólico.

³³ 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 2-21.

Gráfica 2-38: Complementariedad Eólica-Hidro.



Fuente de gráfica: UPME.

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. 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 2-22 ilustra los valores del indicador IC. De acuerdo a la siguiente definición:

$$IC_{HV} = \frac{\sum_{i=1}^i \Delta EP_{ih}}{\sum_{i=1}^i \Delta EP_{iv}} \Leftrightarrow \Delta EP_{ih} < 0 \text{ y } \Delta EP_{iv} > 0$$

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 2-37, Hidro-eólica, con la Gráfica 2-38, Eólica-hidro, como se evidencia en la Tabla 2-22.

Tabla 2-22 : 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 2-22, 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 2-37). 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 instalado es en promedio 4.7 veces mayor que el incremento de la hidro, DeltaEPHidro (+), por megavatio instalado (Gráfica 2-38).

CONCLUSIONES

Asociado con el agregado nacional de la generación hidroeléctrica, 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 incremento de la generación eólica (DeltaEPEolica (+)) puede compensar esta reducción en promedio en una relación de 0.34 DeltaEPEolica (+) por DeltaEPHidro (-), ver Gráfica 2-37.
- 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 hidroeléctrica (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 2-38. 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 hidroeléctrica (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 2-21 en los dos escenarios la generación hidroeléctrica 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 2-23 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 2-23 : Fracción del tiempo que se cumple la condición de complementariedad.

Escenario	IC _{HV} (%)	IC _{VH} (%)	IC _{HS} (%)	IC _{SH} (%)
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.

2.8. 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 2-1, 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 las acciones ante el cambio climático muestran cada vez un mayor incremento de la capacidad instalada de estas fuentes por la generación de electricidad, la producción en masa y los desarrollos de mayor eficiencia de conversión han logrado que estas tecnologías sean cada vez más 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 variables³⁴ 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 tecnología³⁵ 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.
- 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 las fuentes no convencionales se consideran posibles impactos de los estímulos 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.

³⁴ Que se establezcan a partir de estudios como por ejemplo como la flexibilidad y almacenamiento.

³⁵ Hidro eléctrica, térmicas a gas y a carbón, generación eólica, solar, con biomasa y geotermia

- 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 climáticas 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 capacidad instalada adicional, reduciéndose 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 2.7. Por lo anterior se recomienda el escenario 1.

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

3.1. 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.

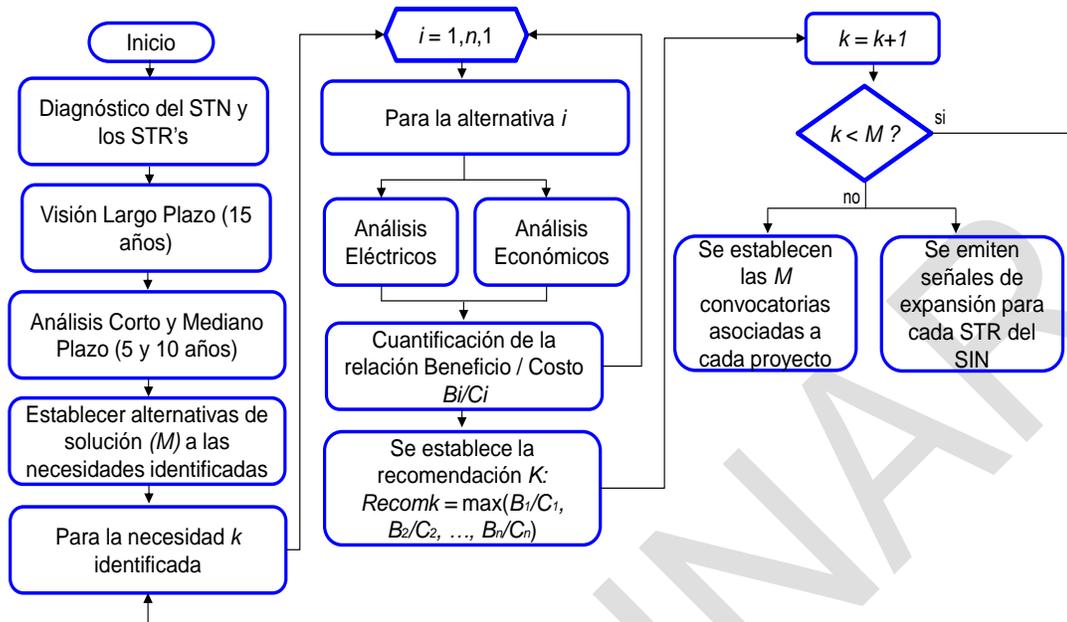
Es así que en el marco de la formulación del Plan de Expansión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda, la incorporación de plantas de generación y nuevos cambios tecnológicos. Lo anterior, 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, el mismo presenta 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 – Quindío - Risaralda, ii) obras en el área suroccidental, iii) análisis de la interconexión con Ecuador, e iv) incorporación de renovables en la zona Guajira – Cesar – Magdalena.

3.2. METODOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED

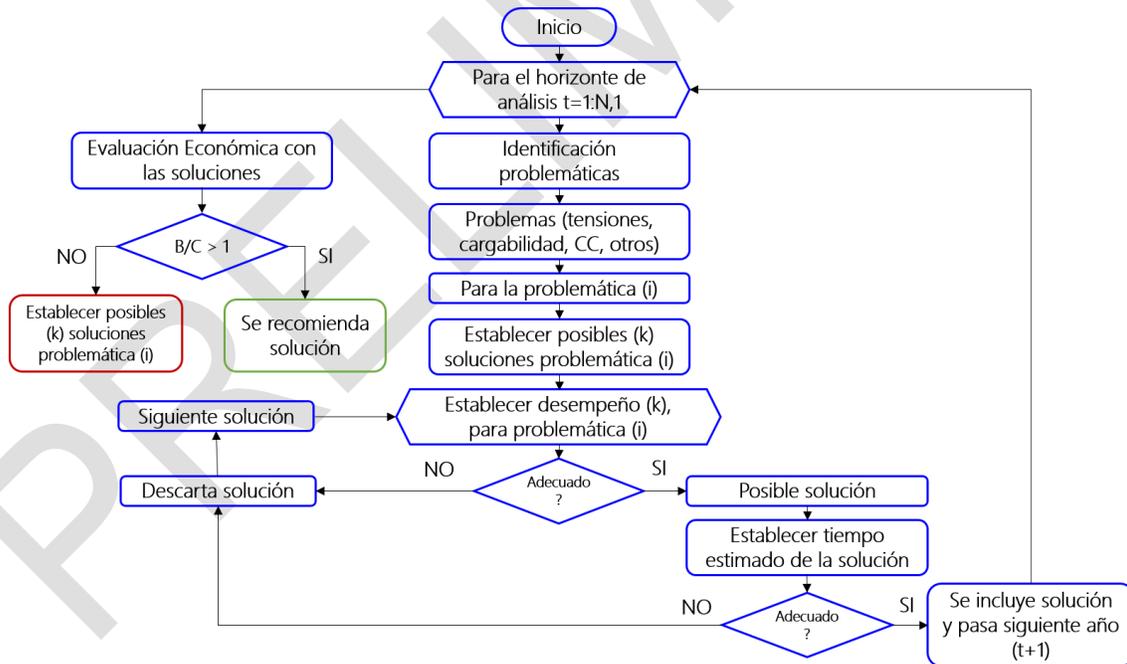
Con el fin de atender los requisitos de la Red, tomando en cuenta que pueden existir múltiples soluciones que se pueden implementar en diferentes estancias del tiempo, se planteó una metodología general complementaria al esquema de planeamiento para la definición de proyectos (ver Gráfica 3-1 y Gráfica 3-2).

Gráfica 3-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-2: 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.

3.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN

3.3.1. Expansión Conexión de generación en Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda

3.3.1.1. 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 – Quindío – Risaralda.
- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, se definieron los proyectos El Siete (Chocó) 220 kV y San Lorenzo 220 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 3-1: 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 3-2: Solicitudes e intenciones de conexión.

NOMBRE	CAPACIDAD
Encimadas - Cañaveral	184 MW
San Juan	117.5 MW
Porvenir II	352 MW

Fuente de tabla: UPME

3.3.1.2. 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 3-3), con un análisis general de clúster para identificar la necesidad o no, de definición de infraestructura adicional en el sistema.

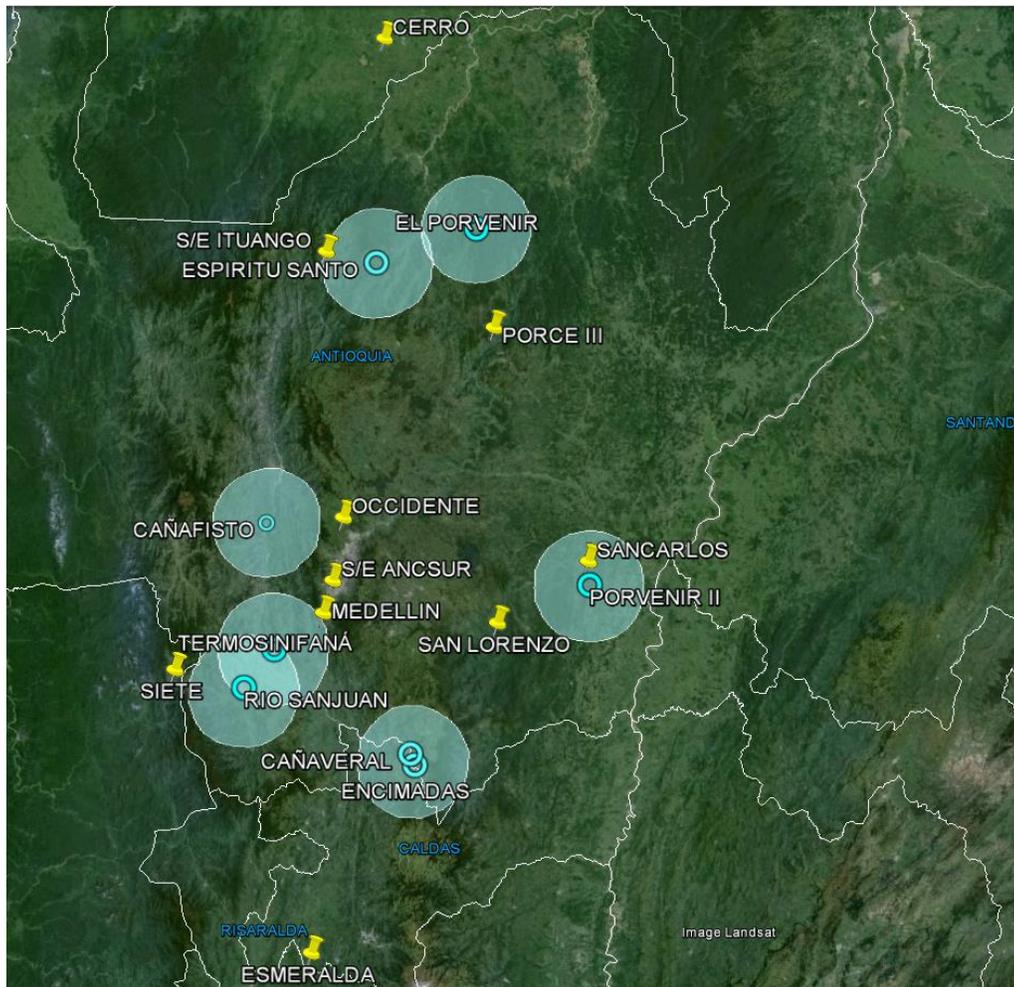
Gráfica 3-3: Ubicación general de la generación en el área.



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 3-4: Análisis de cruces de la infraestructura en el área.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

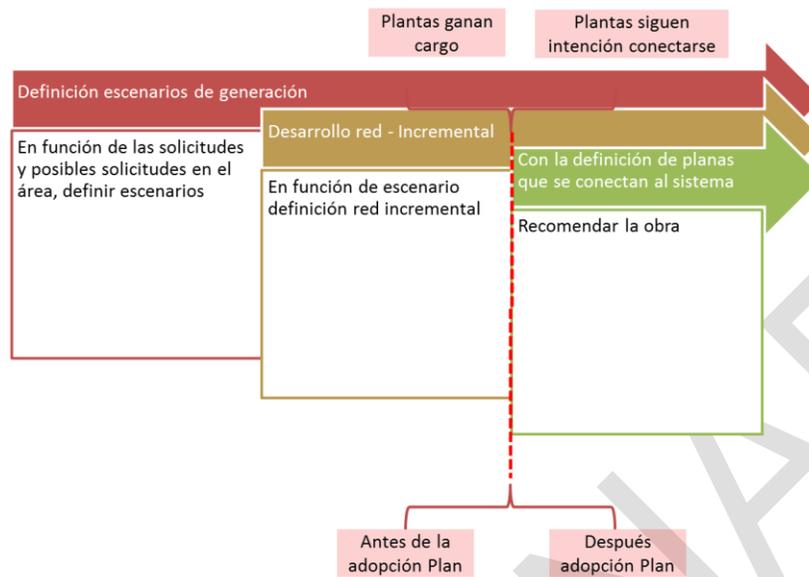
En la Gráfica anterior, se observa que los cruces apreciables corresponden a; i) las plantas de Encimadas - Cañaveral entre sí y ii) Porvenir con la subestación San Carlos.

3.3.1.3. 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 3-5: 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
- Río San Juan 117,5 MW

3.3.1.4. Análisis Eléctricos

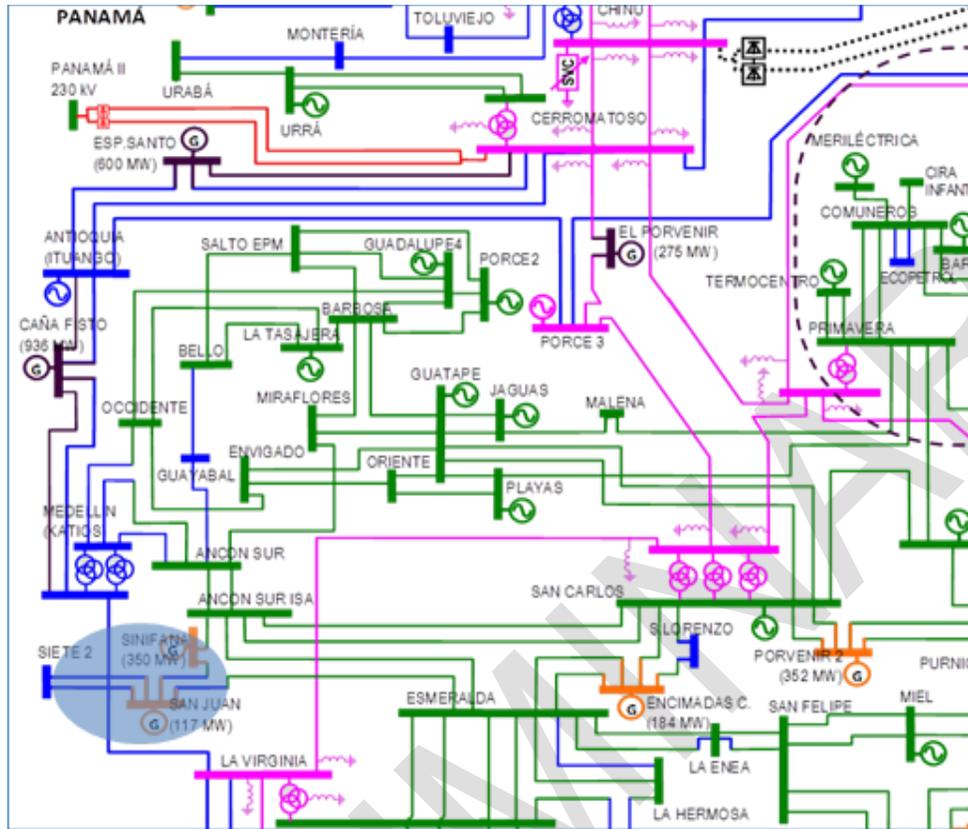
A continuación, se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia para los diferentes escenarios propuestos, correspondientes a:

- 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 – 220 kV.

Gráfica 3-6: Conexión de Río San Juan.



Fuente de gráfica: UPME

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

Escenarios de máxima generación en el 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. <u>Sin despacho de Ituango</u>
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 85%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 80%

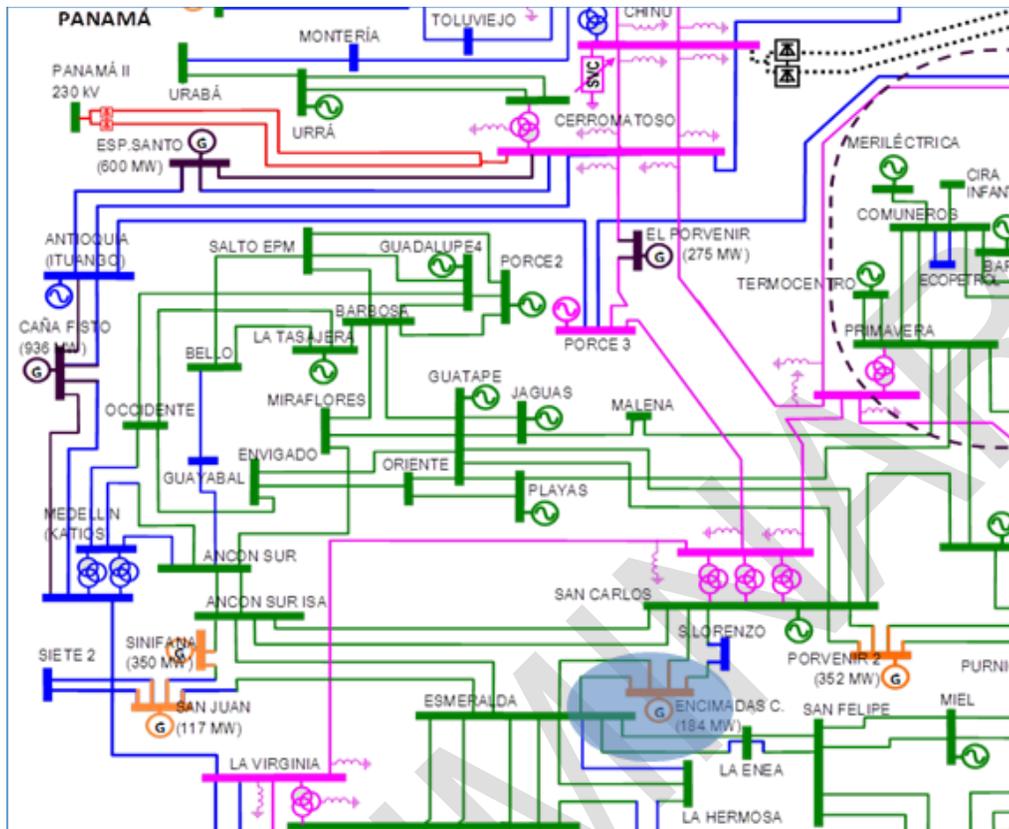
Fuente de tabla: UPME

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 3-7: Conexión de Encimadas – Cañaveral.



Fuente de gráfica: UPME

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

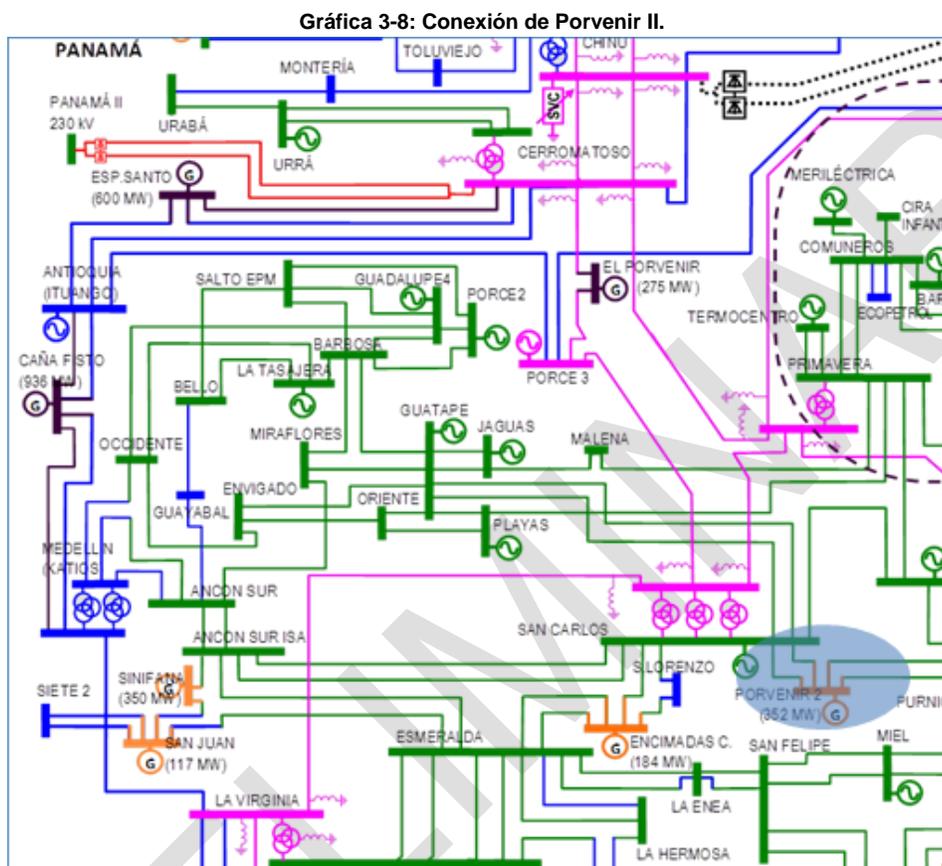
Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV.	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV. <u>Salamina - Irrá 115 kV de 500 A.</u>	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y <u>Salamina - Irrá 115 kV de 500 A. Sin Despacho Ituango.</u>
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 > 90%
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 > 80%

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.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3-5: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de los circuitos 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 > 80% N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 80% N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos > 84,9%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 80% N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 80% N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos > 84,9%

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

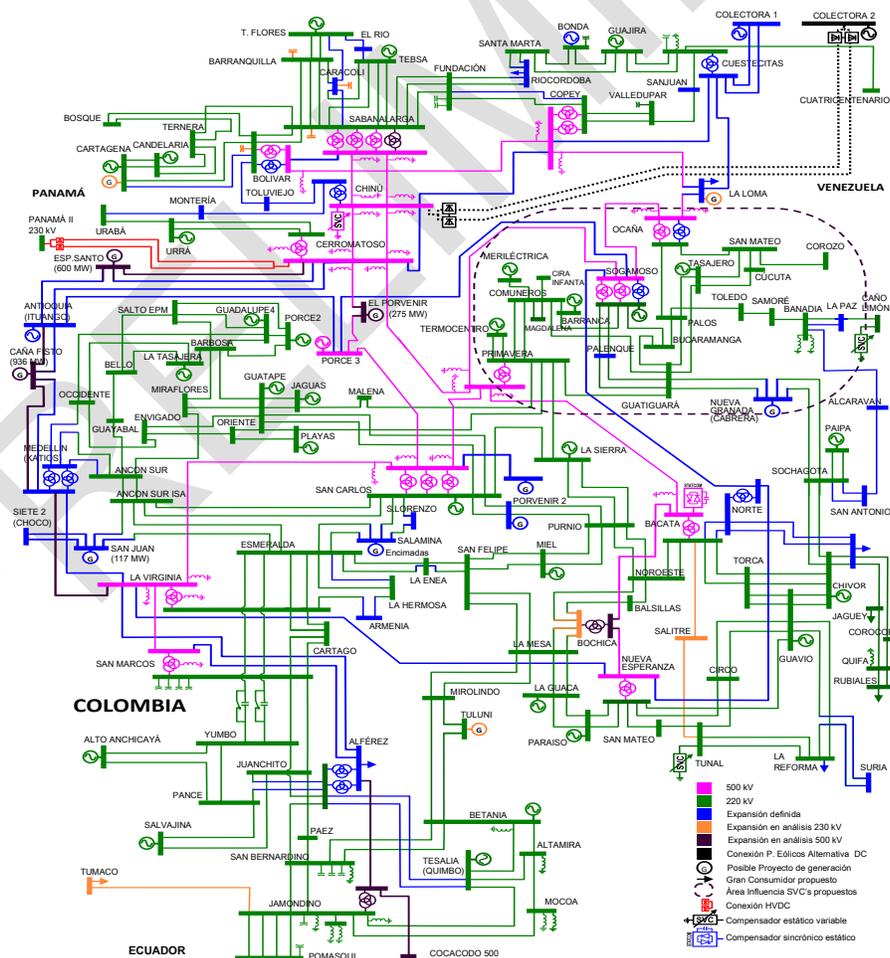
los transformadores de San Carlos 500/230 kV y que, ante la falla de uno de estos, se presentan sobrecargas por encima del 100% de los que quedan en servicio lo cual hace necesario la expansión de la transformación 500/230 – 450 MVA. Por otro lado, frente a una conexión en 500 kV se observa que el desempeño 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 conexiones: 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 3-9: Conexión de San Juan, Encimadas - Cañaveral y Porvenir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3-6: Desempeño del Sistema.

Escenarios de máxima generación en el área	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 220 kV. Despacho de Itango .	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 220 kV. Sin Despacho de Itango .	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 220 kV. Sin Despacho de Itango . Nuevo transformador en S/E San Carlos 500/220 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 > 95% N-1 TRF San Carlos > 124%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 80 % N-1 TRF San Carlos > 90%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 70% N-1 TRF San Carlos > 100%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 95% N-1 TRF San Carlos > 125%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 80 % N-1 TRF San Carlos > 90%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, frente a la conexión de las plantas de generación del Río 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 3-7: Desempeño del Sistema.

Escenarios de máxima generación en el área	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV. Despacho de Itango .	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV. Sin Despacho de Itango .	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV. Sin Despacho de Itango . Nuevo transformador en S/E San Carlos 500/220 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 > 80% N-1 TRF San Carlos > 100%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos > 80%

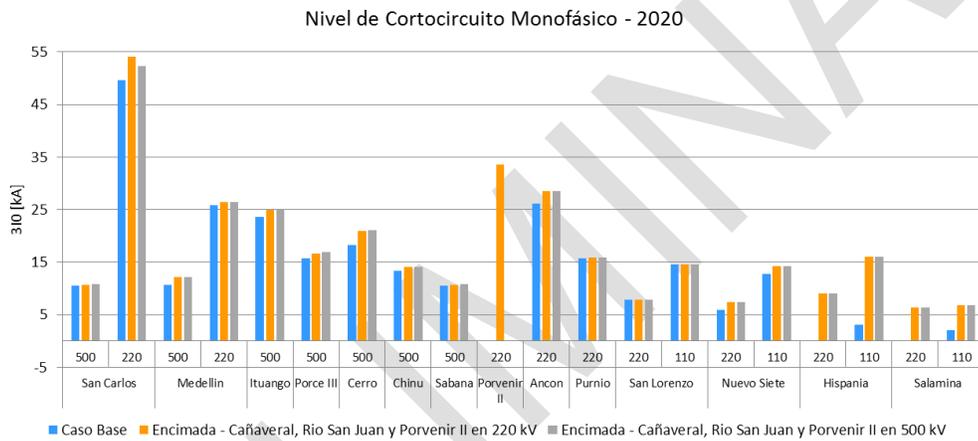
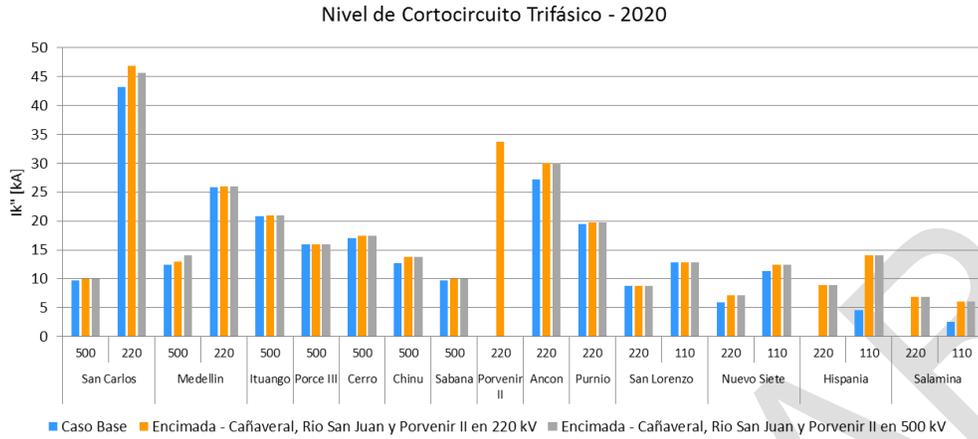
Fuente de tabla: UPME

Por otro lado, frente a la conexión de la generación de Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW 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 cortocircuito:

Gráfica 3-10: Nivel de Corto Circuito Trifásico y Monofásico.

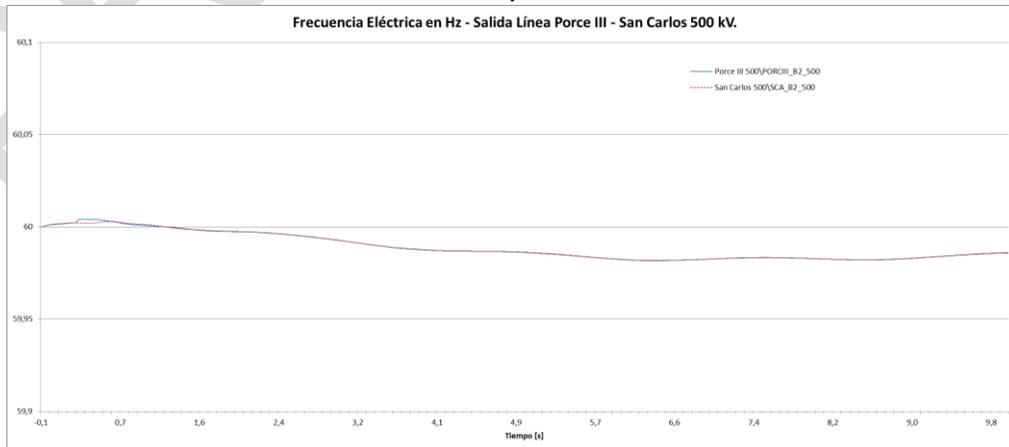


Fuente de gráfica: UPME

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 - Escenario 1:

Gráfica 3-11: 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.

3.3.1.5. Evaluación económica

A continuación se presenta la evaluación económica para la definición 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 3-8: 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 expresión³⁶:

$$B = VPn \left(\sum_{i=1}^n \left\{ OEF_i (CRO - P_{escasez}) k + E_{bi} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + (CR_{sproxy_i} - CR_{cproxy_i}) \right. \right. \\ \left. \left. + (Perd_{sproxy_i} - Perd_{cproxy_i}) \right\} + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{ci} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{ni} \right) \right\} \right)$$

Dónde:

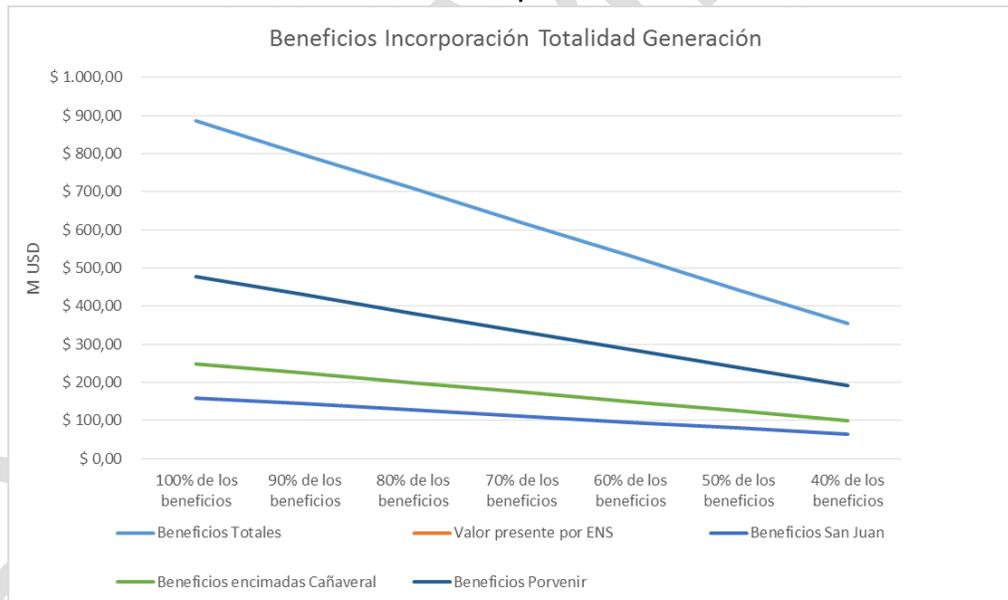
- B : Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i : Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i .
- CRO : Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.

³⁶ 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.

- $P_{escasez}$: 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_{p_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_{sproxy_i} : Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i .
- CM_{cproxy_i} : Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i .
- CR_{sproxy_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_{cproxy_i} : Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes i , considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{sproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , considerando el proyecto de generación.

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 3-12: Beneficios Incorporación Recurso Hidráulico.

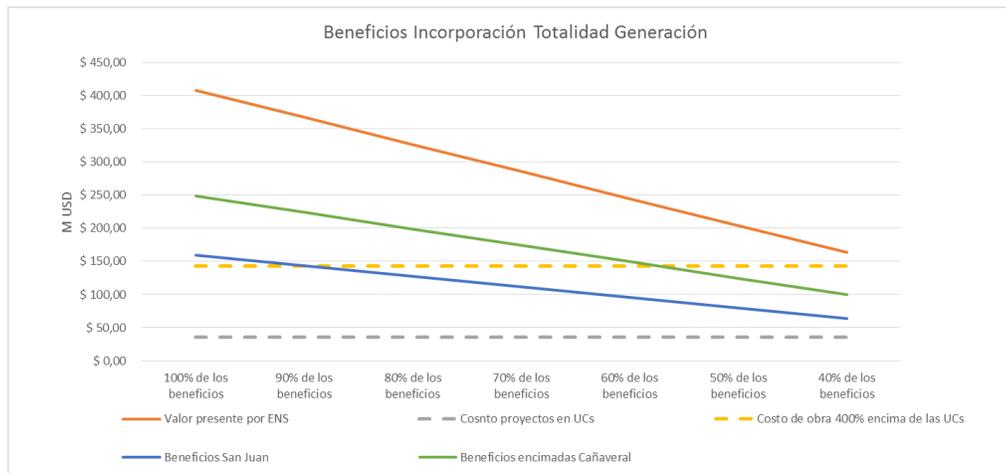


Fuente de gráfica: UPME

Relación Beneficio/Costo

A continuación se presenta la evaluación Beneficio/Costo del proyecto para la incorporación de la generación al SIN.

Gráfica 3-13: 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.

3.3.1.6. Conclusiones

- La mejor alternativa para conectar la planta de generación Porvenir II, desde el punto de vista constructivo y técnico, corresponde a la conexión 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.

3.3.1.7. 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 220

kV_1), realizado aproximadamente a 48,93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas doblecircuito de 16,2 km.

Año de puesta en servicio: Noviembre de 2023

En Relación al STR:

- Interconexión STN/STR mediante dos transformadores 220/110/13,8 kV 180 MVA en Hispania.
- Interconexión STN/STR mediante un transformador 220/115/13,8 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.

Año de puesta en servicio: Noviembre de 2023

3.3.2. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación La Portada 230/115 kV

3.3.2.1. 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.
- Adicional a lo anterior, el OR EPSA, indicó la intención de no ejecutar el proyecto Calima – Bahía, 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 3-9: Solicitud de conexión de nuevas cargas.

		2022		
	CARGA	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
	CELPA	5,22	2,53	5,80
TABOR	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

3.3.2.2. Solución Analizada y Propuesta por el OR

Se evaluaron dos alternativas con el fin de verificar su desempeño las cuales son:

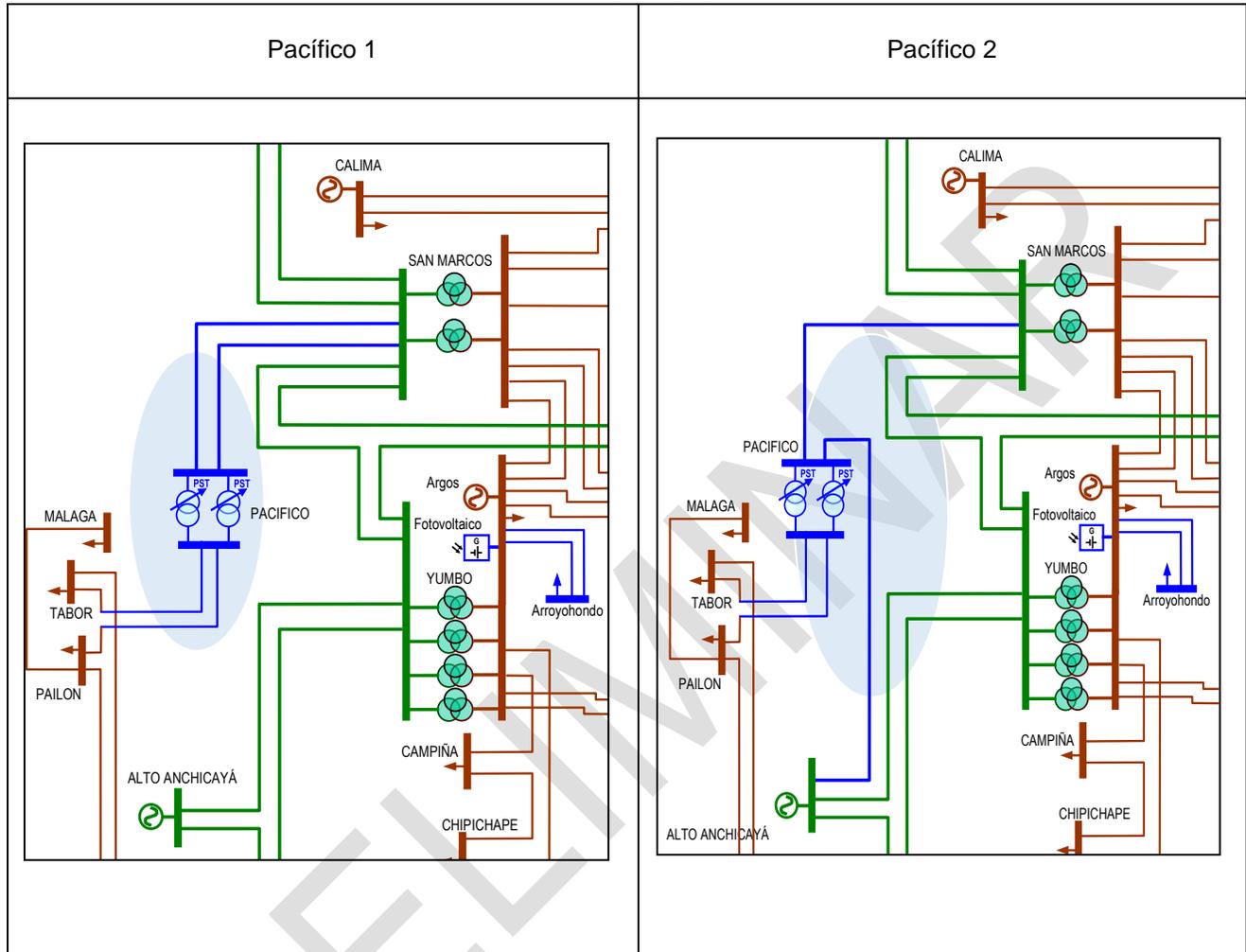
Pacífico 1

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos líneas de 74 km Pacífico – San Marcos 220 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailon 115 kV.
- Repotenciación 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.

Pacífico 2

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Circuito Pacífico – San Marcos 220 kV.
- Circuito Alto Anchicaya – Pacífico 230 kV
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailon 115 kV.
- Repotenciación 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.

Gráfica 3-14: Proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

3.3.2.3. 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, las 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 pretende 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 transmisión
- 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

3.3.2.4. Análisis Eléctricos

A continuación se presentan los análisis eléctricos con el fin de verificar el desempeño del sistema y las consideraciones tenidas en cuenta para los mismos.

3.3.2.5. Desempeño Eléctrico

A continuación se presentan los escenarios analizados:

Tabla 3-10: 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

Tabla 3-11: Desempeño del proyecto en el 2019 con el proyecto Bahía 115 kV.

CONDICIÓN	Despacho mínimo térmico y mínimo hidráulico	Despacho máximo térmico y mínimo hidráulico
C.N.O	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 95%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 96% Chipichape - La Campiña 1 115 kv > 80% Chipichape - Yumbo 2 115 > 85% Guachal - Yumbo 1 115, Guachal - Yumbo 2 115 >70% La Campiña - Yumbo 1 115 kv > 90%
N -1 Chipichape - Yumbo 2 115 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 90% Campiña – Jumbo > 100%	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 > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140 %
N -1 Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%	Bahía 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 > 90%	Desempeño Adecuado
N -1 Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 130%
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 95%
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 95%

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 Bahía Málaga, Tabor, Pailón 115 kV, lo cual impide el crecimiento de la demanda en esta zona.

Desempeño para el año 2026 – Sin proyectos

Tabla 3-12: Desempeño del proyecto en el 2026 sin el proyecto Bahía 115 kV.

CONDICIÓN	Despacho mínimo térmico y mínimo hidráulico	Despacho máximo térmico y mínimo hidráulico
C.N.O	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 90%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 95% Chipichape - La Campiña 1 115 kv > 80% Chipichape - Yumbo 2 115 > 95% Guachal - Yumbo 1 115, Guachal - Yumbo 2 115 >70% La Campiña - Yumbo 1 115 kv > 95%
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 %

CONDICIÓN	Despacho mínimo térmico y mínimo hidráulico	Despacho máximo térmico y mínimo hidráulico
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 > 80%
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 < 95%
N -1 Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 90%	Bahia Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 95%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que los problemas de sobrecargas en el enlace Yumbo – Campiña – Chipichape 115 kV aumentan ante contingencias y un escenario térmico; así mismo, empeoran las condiciones de bajas tensiones ante contingencias y un escenario hidráulico en las subestaciones Bahía Málaga, Tabor, y Pailón.

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto - Despacho térmico e hidráulico mínimo - Pacífico 1:

Tabla 3-13: Desempeño Pacífico 1 2022 – Despacho Mínimo.

Elemento	Tap -10	Tap -4	Tap 0	Tap 4	Tap 10
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 1 220/115 (Nuevo)					69,96
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)					69,67
Yumbo 4 230/115					
TR Pacifico 230/115 1	64,05				
Pacífico - El Tabor 115	74,64				
La Campiña - Yumbo 1 115 kv					92,62
Cartago 2 230/115	91,36		91,06		91,57
Chipichape - Yumbo 2 115					93,06
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)					90,72
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)					90,98
TR Pacifico 230/115 1	72				
Pacífico - El Pailon 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 problemática 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 3-14: Desempeño Pacífico 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 1 220/115 (Nuevo)					70,01
	San Marcos 2 220/115 (Nuevo)					69,72
	TR Pacífico 230/115 1	62,70				
	Pacífico - El Tabor 115	73,27				
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115				
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 2 220/115 (Nuevo)	San Marcos 1 220/115 (Nuevo)					91,09
TR Pacífico 230/115 1	TR Pacífico 230/115 2	70,6				
Pacífico - El Pailon 115	Pacífico - El Tabor 115	99				

Fuente de tabla: UPME

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto – Mínimo hidráulico y máximo térmico – Pacífico 1:

Tabla 3-15: Desempeño Pacífico 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 Pacífico 230/115 1	52,84			
	TR Pacífico 230/115 2	52,84			
	Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115		93,58	104,57
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 Pacífico 230/115 1	TR Pacífico 230/115 2	60.1
TR Pacífico 230/115 2	TR Pacífico 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 – Pacífico 2:

Tabla 3-16: Desempeño Pacífico 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, también se elimina la problemática, sin embargo, la cargabilidad 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 3-17: Desempeño Pacífico 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 1 220/115	77,07	77,60	78,28	79,11
	Juanchito 2 220/115	77,07	77,60	78,28	79,11
	San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	71,53	72,76	74,13	75,65
	San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	71,24	72,46	73,83	75,34
	Yumbo 4 230/115	79,03	80,43	82,01	83,75
	TR Pacífico 230/115 1	60,60			
	Pacífico - 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
Pacífico - 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 1 220/115	Juanchito 2 220/115	93,75	94,38	95,19	96,19
Juanchito 2 220/115	Juanchito 1 220/115	93,75	94,38	95,19	96,19
Juanchito 3 220/115	Juanchito 1 220/115	91,40	92,01	92,81	93,78
Juanchito 3 220/115	Juanchito 2 220/115	91,40	92,01	92,81	93,78
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	93,12	94,66	96,41	98,33
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	Yumbo 4 230/115	91,87	93,45	95,24	97,23
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	93,38	94,93	96,68	98,61
San Marcos 2 220/115 (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 3 220/115	Yumbo 4 230/115		90,22	91,97	93,91
Pacífico - El Pailon 115	Pacífico - El Tabor 115	96,17			
TR Pacífico 230/115 1	TR Pacífico 230/115 2	68,9			
TR Pacífico 230/115 2	TR Pacífico 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 3-18: Desempeño Pacífico 2 2026 – Despacho Mínimo.

Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
Dosquebradas - La Rosa 1 115	75,34	75,19	75,15	75,24
Juanchito 1 220/115	77,49	77,96	78,60	79,38
Juanchito 2 220/115	77,49	77,96	78,60	79,38
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	72,78	73,76	74,90	76,18
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	72,48	73,46	74,59	75,86
Yumbo 1 230/115				78,52
Yumbo 3 220/115				78,69
Yumbo 4 230/115	79,02	80,50	82,15	83,96
TR Pacífico 230/115 1	59,15			
Pacífico - El Tabor 115	70,50			
BMálaga 115				
El Tabor 115	0,953	0,953	0,951	0,947
Paez 115	0,961	0,963	0,964	0,963
Tulua 115				

C.N.O

Paez 230/115	Paez 115	0,88	0,883	0,884	0,88
Pacífico - 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 1 220/115	Juanchito 2 220/115	94,27	94,83	95,58	96,52
Juanchito 2 220/115	Juanchito 1 220/115	94,27	94,83	95,58	96,52
Juanchito 3 220/115	Juanchito 1 220/115	91,89	92,45	93,18	94,10
Juanchito 3 220/115	Juanchito 2 220/115	91,89	92,45	93,18	94,10
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	94,76	95,99	97,43	99,06
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	Yumbo 1 230/115				91,30
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	Yumbo 2 230/115				90,91
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	Yumbo 3 220/115				91,49
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	Yumbo 4 230/115	92,18	93,79	95,61	97,62
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	95,03	96,27	97,71	99,35
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	Yumbo 1 230/115				91,23
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	Yumbo 2 230/115				90,84
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	Yumbo 3 220/115				91,42
San Marcos 2 220/115 (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 3 220/115	Yumbo 4 230/115		90,28	92,11	94,12
Pacífico - El Pailon 115	Pacífico - El Tabor 115	94,00			
TR Pacífico 230/115 1	TR Pacífico 230/115 2	67,2			
TR Pacífico 230/115 2	TR Pacífico 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 3-19: Desempeño Pacífico 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 Pacífico 230/115 1	54,79			
	TR Pacífico 230/115 2	54,79			
	Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	91,42	101,19	111,68

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 Pacífico 230/115 1	TR Pacífico 230/115 2	93,48			
TR Pacífico 230/115 2	TR Pacífico 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 3-20: Desempeño Pacífico 2 2026 – Despacho Máximo Térmico.

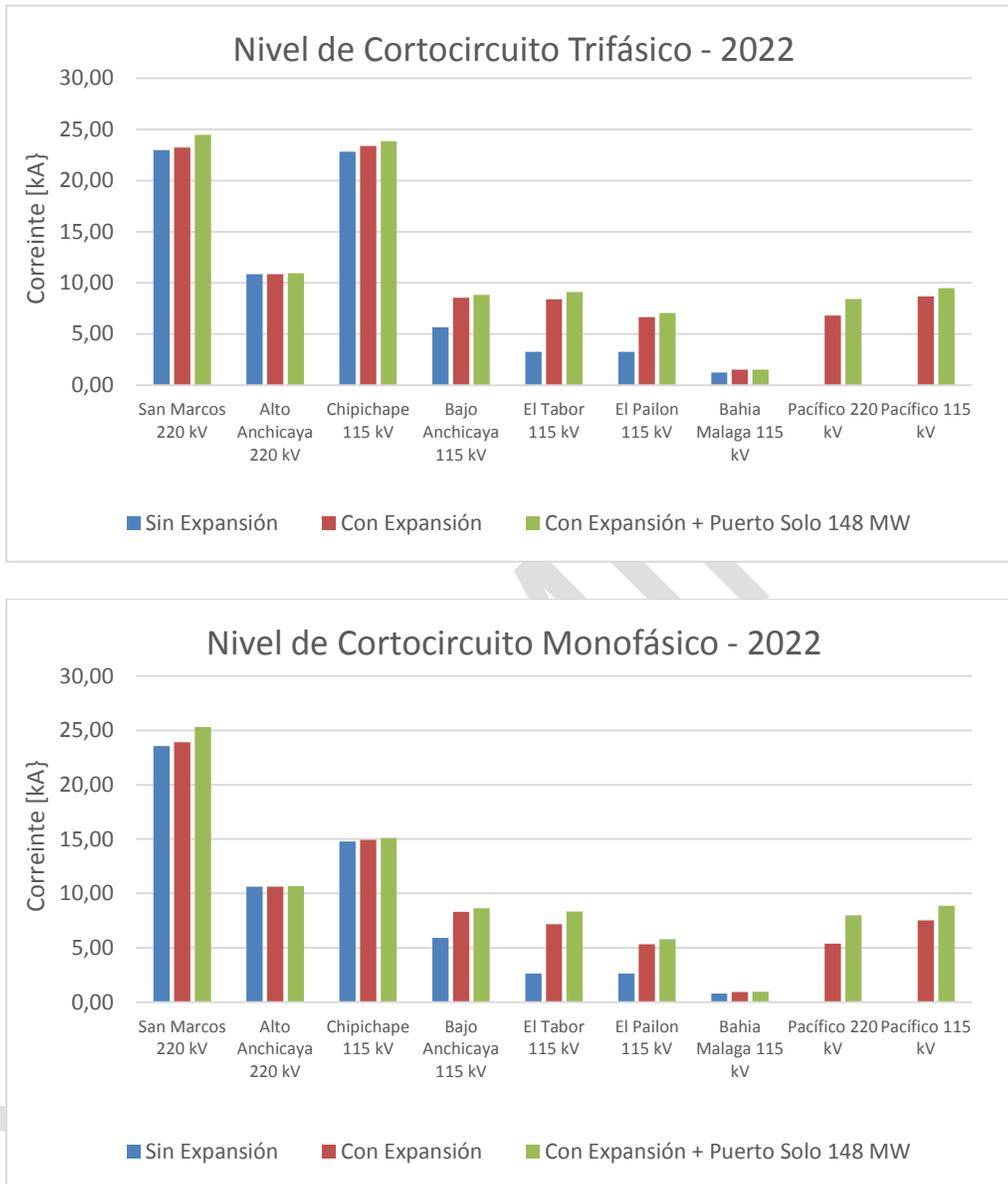
Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	54,70	60,93	77,56	74,54
Chipichape - Yumbo 2 115	63,79	69,90	76,46	83,33
Guachal - Yumbo 1 115	69,20	69,84	67,59	71,20
Guachal - Yumbo 2 115	69,20	69,84	70,51	71,20
C.N.O La Campiña - Yumbo 1 115 kv	64,91	71,01	70,51	84,42
Chipichape - San Antonio 1 115	52,29			
Chipichape - San Antonio 2 115	52,29			
TR Pacífico 230/115 1	53,31			
TR Pacífico 230/115 2	53,31			
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	94,12	103,55	113,68	124,31
Chipichape - Yumbo 2 115	100,40	109,76	119,83	130,41
Chipichape - Yumbo 2 115	90,19	99,71	109,91	120,58
Guachal - Yumbo 1 115	106,16	107,13	108,16	109,23
Guachal - Yumbo 2 115	106,16	107,13	108,16	109,23
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	99,93	109,29	119,37	129,96
Chipichape - San Antonio 1 115	95,04			
Chipichape - San Antonio 2 115	95,04			
TR Pacífico 230/115 1	60,5			
TR Pacífico 230/115 2	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 3-15: 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.

3.3.2.6. 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 atendida en condición en contingencia.
- DNA_{normal} : Demanda no atendida 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 3-21: 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 3-22: 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 3-23: 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.

3.3.2.7. Conclusiones

- Se observa que el proyecto Bahía mejora las condiciones del sistema, reduciendo problemáticas de bajas tensiones y sobrecarga de elementos.
- 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.

3.3.2.8. Recomendaciones

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos líneas de 74 km Pacífico – San Marcos 220 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailon 115 kV.
- Repotenciación 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.

Año de puesta en servicio: Noviembre de 2023

3.3.3. Exportaciones a Ecuador

3.3.3.1. 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:

Tabla 3-24: 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 3-25: 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 .

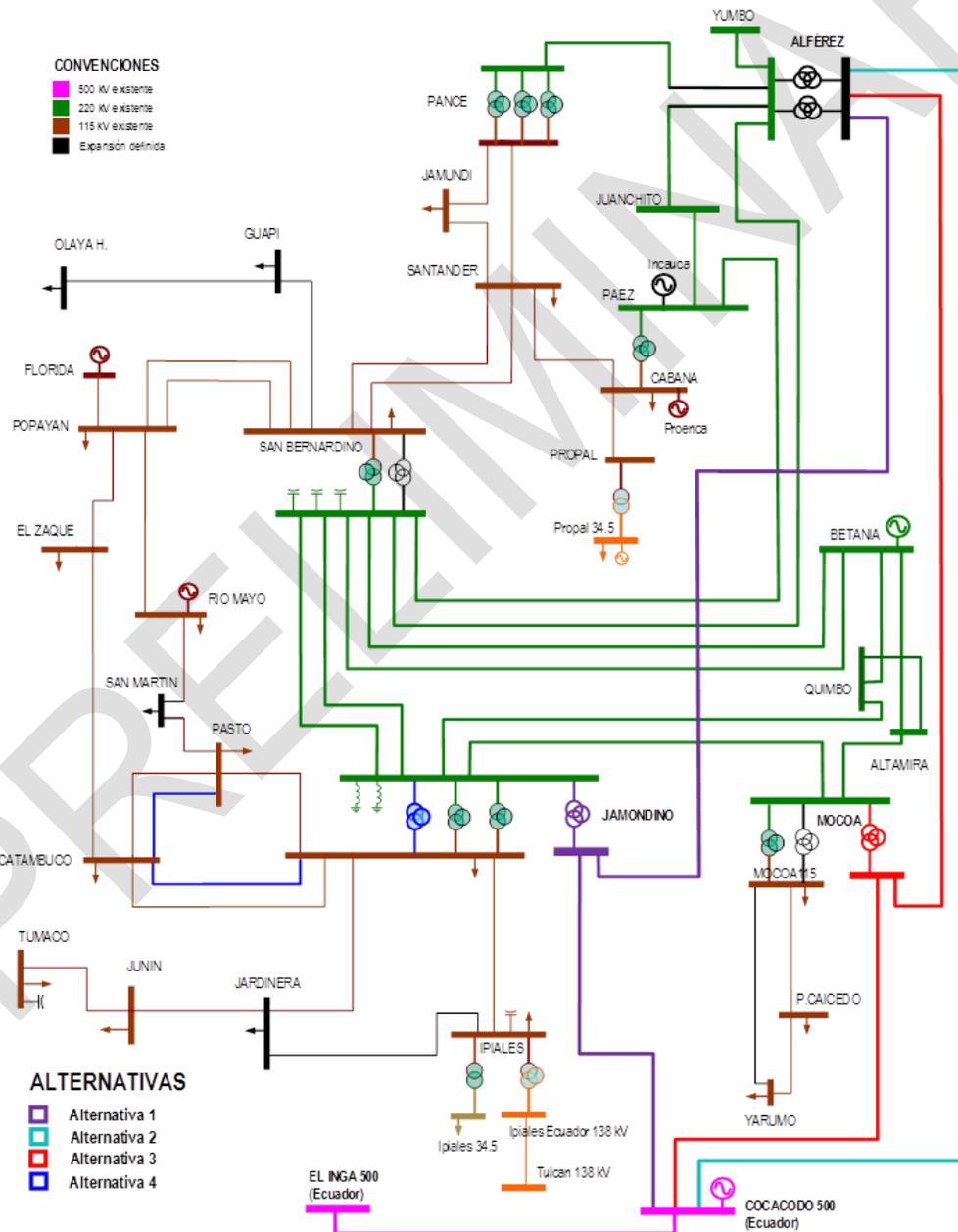
Fuente de tabla: UPME

3.3.3.2. 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 3-16: Alternativas Estudiadas Interconexión Ecuador.



Fuente de gráfica: UPME

3.3.3.3. 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 3-26: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Importación.

Demanda máxima	Importación
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	Tr Jamondino 2 - 220/115 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 3-27: Desempeño Eléctrico Alternativa 1 – año 2023 Exportación.

Demanda máxima	Exportación
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	La exportación a Ecuador 1350 MW Tensión: Nodos: Tumaco < a 94 % Desempeño adecuado en todos los nodos
N-1 Lin Jamondino - Alferez 500 kV y N-1 Lin Jamondino - Coca 500 kV	Problemas de convergencia, reducción exportación a 460 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 460 MW, debido a las bajas tensiones en el STR, particularmente en Nariño.

Desempeño eléctrico para el año 2023 – Alternativa 2:

Tabla 3-28: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Importación.

Demanda máxima	Importación
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	Tr Jamondino 2 - 220/115 kV > 111% Se restringe importación 1079 MW
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 113 % Lin. Pasto - Catambuco 115 kV > 110 % 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 3-29: Desempeño Eléctrico Alternativa 2 – año 2023 Exportación.

Demanda máxima	Exportación
N-1 Tr Jamondino 220/115 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 3-30: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Importación.

Demanda máxima	Importación
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	Tr Jamondino 2 - 220/115 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 3-31: Desempeño Eléctrico Alternativa 3 – año 2023 Exportación.

Demanda máxima	Exportación
N-1 Tr Jamondino 220/115 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 3-32: Desempeño Eléctrico Alternativa 4 – año 2023 Exportaciones/Importaciones.

Demanda máxima	Exportación
Exportación	493 MW, sin restricciones
Importación	360 MW, sin restricciones

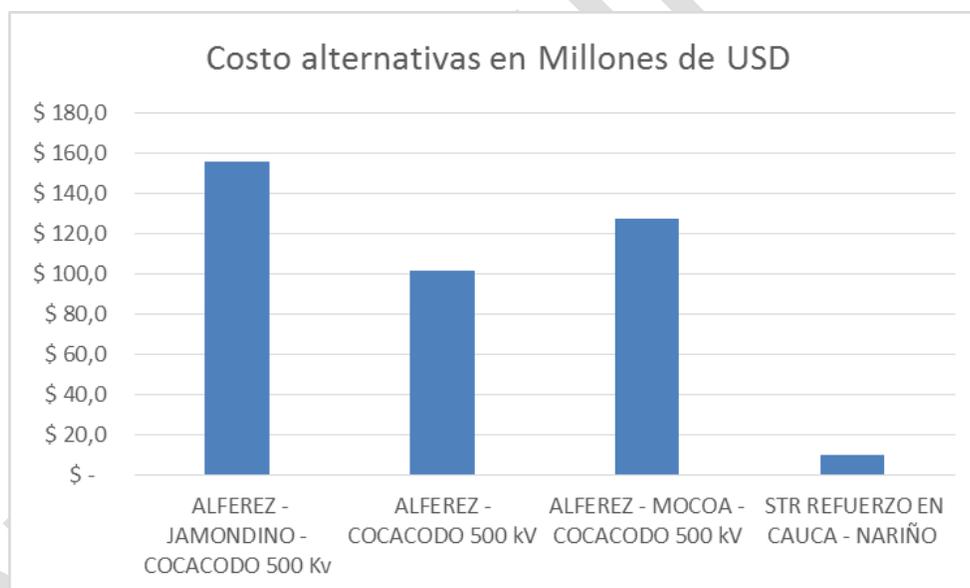
Fuente de tabla: UPME

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.

3.3.3.4. Costos de los proyectos en UCs

A continuación se presenta el costo de cada una de las alternativas en millones de dólares.

Gráfica 3-17: Costo de Alternativas de Interconexión.



Fuente de gráfica: UPME

3.3.3.5. 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 230/1150 kV – 150 MVA en Jamondino).

3.3.4. 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.

3.3.4.1. 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 tomada 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 párrafo 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 convertidoras 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 3-33: 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 220 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 3-34: 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.

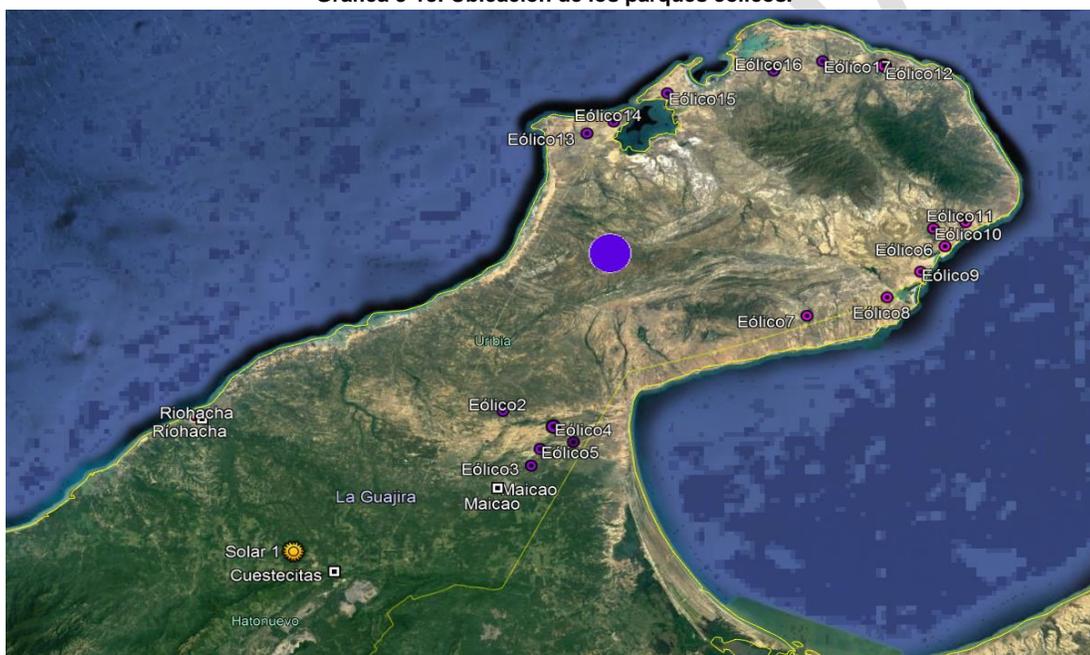
Tabla 3-35: Capacidades que Cumplen con Requisitos Mínimos.

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 3-18: Ubicación de los parques eólicos.

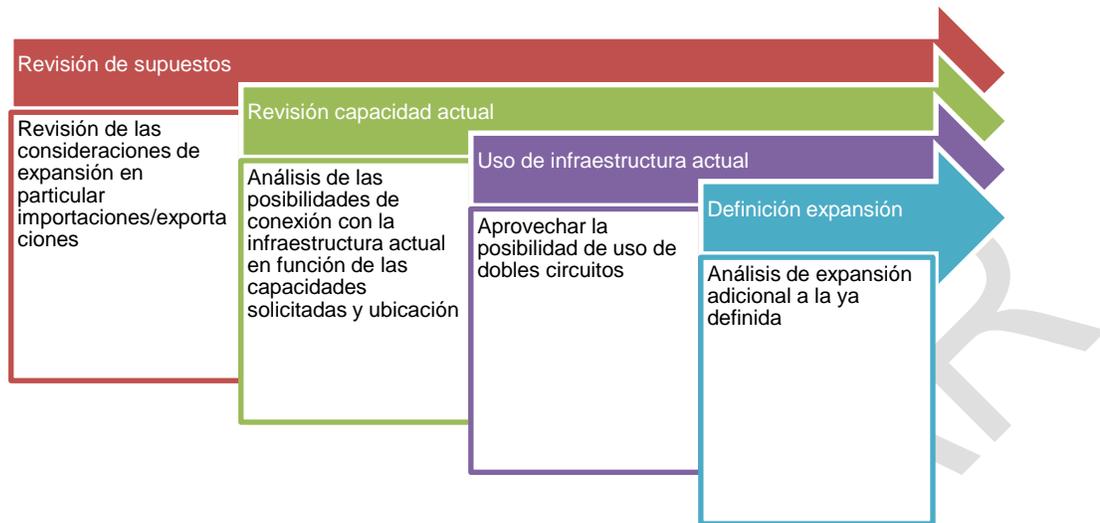


Fuente de gráfica: UPME

3.3.4.2. Estrategia de incorporación al SIN

Teniendo en cuenta la cantidad del recurso y las posibilidades de expansión de la red, se estableció una estrategia de incorporación que contiene cuatro pasos estructurados y secuenciales que buscan determinar las necesidades de red adecuadamente, los cuales se presentan en la siguiente figura:

Gráfica 3-19: Estrategia de Incorporación.



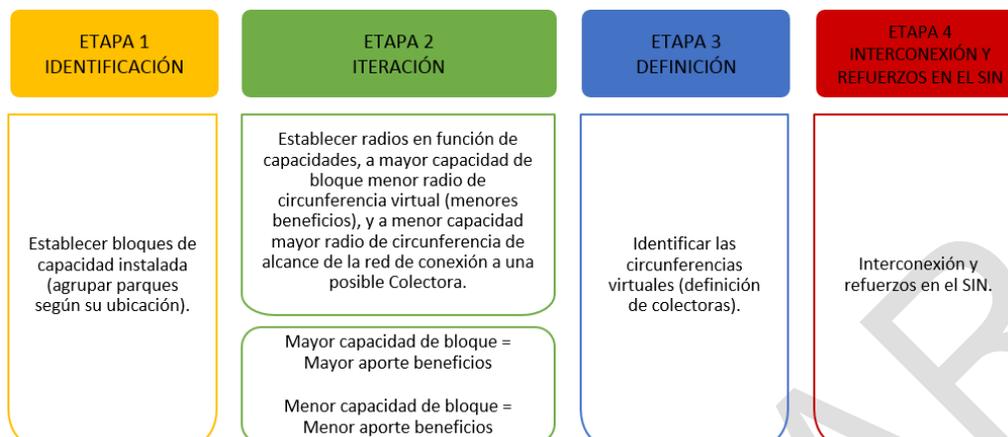
Fuente de gráfica: UPME

- **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, restringen 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.

3.3.4.3. 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, posteriormente 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 posteriormente revisar la interconexión con el SIN de acuerdo a la siguiente figura:

Gráfica 3-20: Esquema general para la definición de las Colectoras.



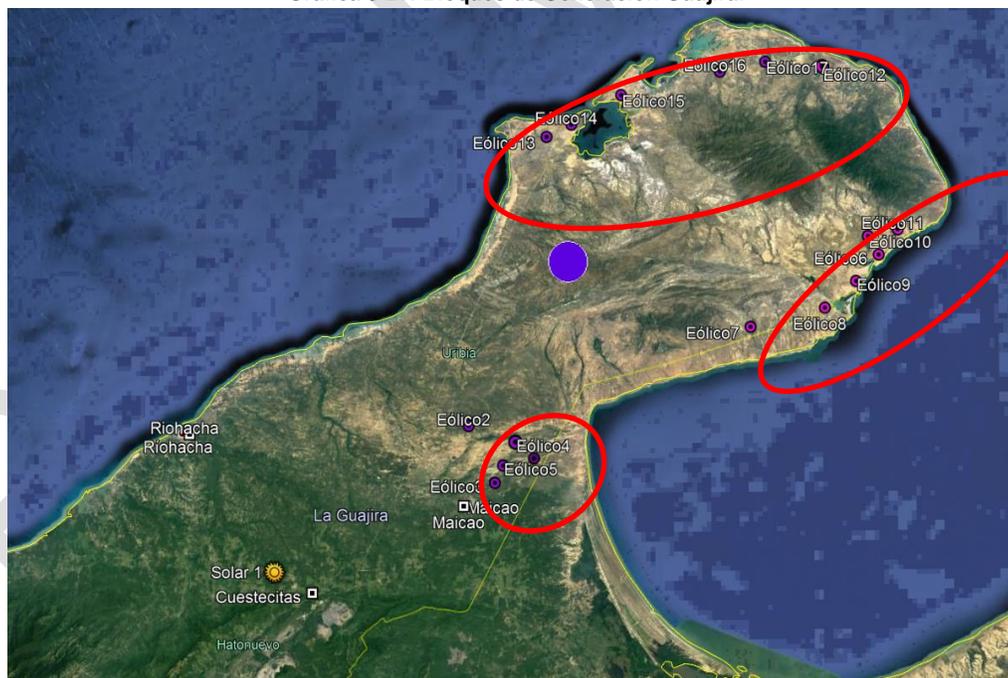
Fuente de gráfica: UPME

En esta metodología se identifican tres grandes etapas correspondientes a i) identificación de la ubicación, ii) iteración y iii) definición, 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 3-21: Bloques de Generación Guajira.

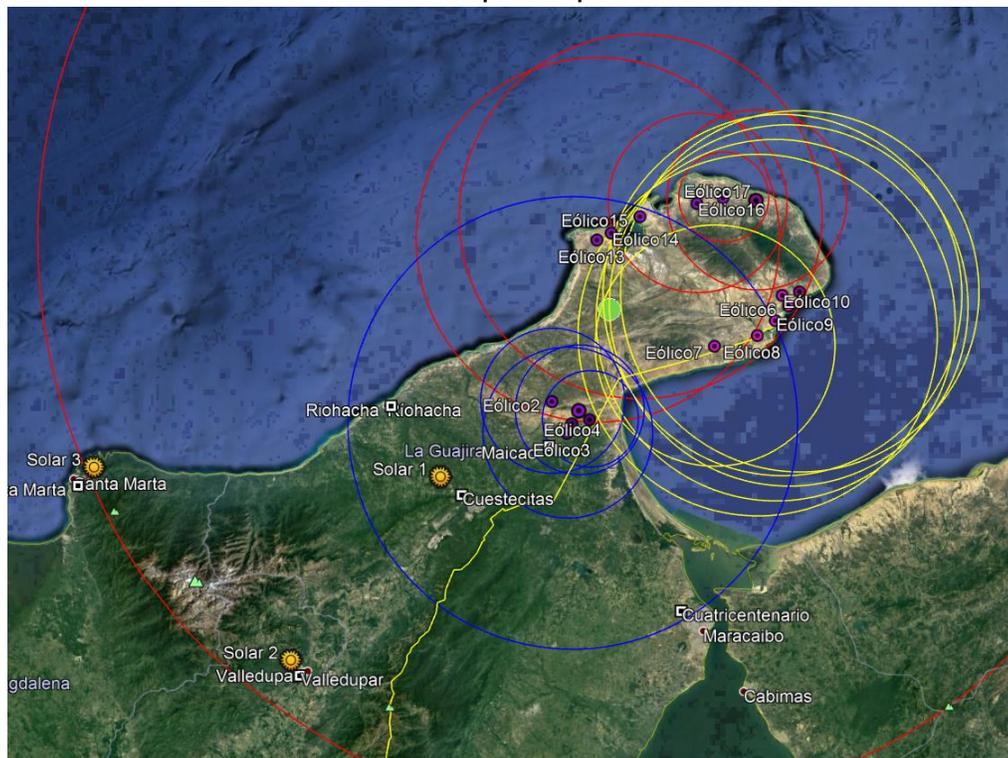


Fuente de gráfica: UPME

- **Etapa 2 - Iteración:**

Después de realizar análisis de iteración se identificó la posibilidad de compartir infraestructura para los tres bloques identificados de acuerdo con la siguiente figura:

Gráfica 3-22: 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.

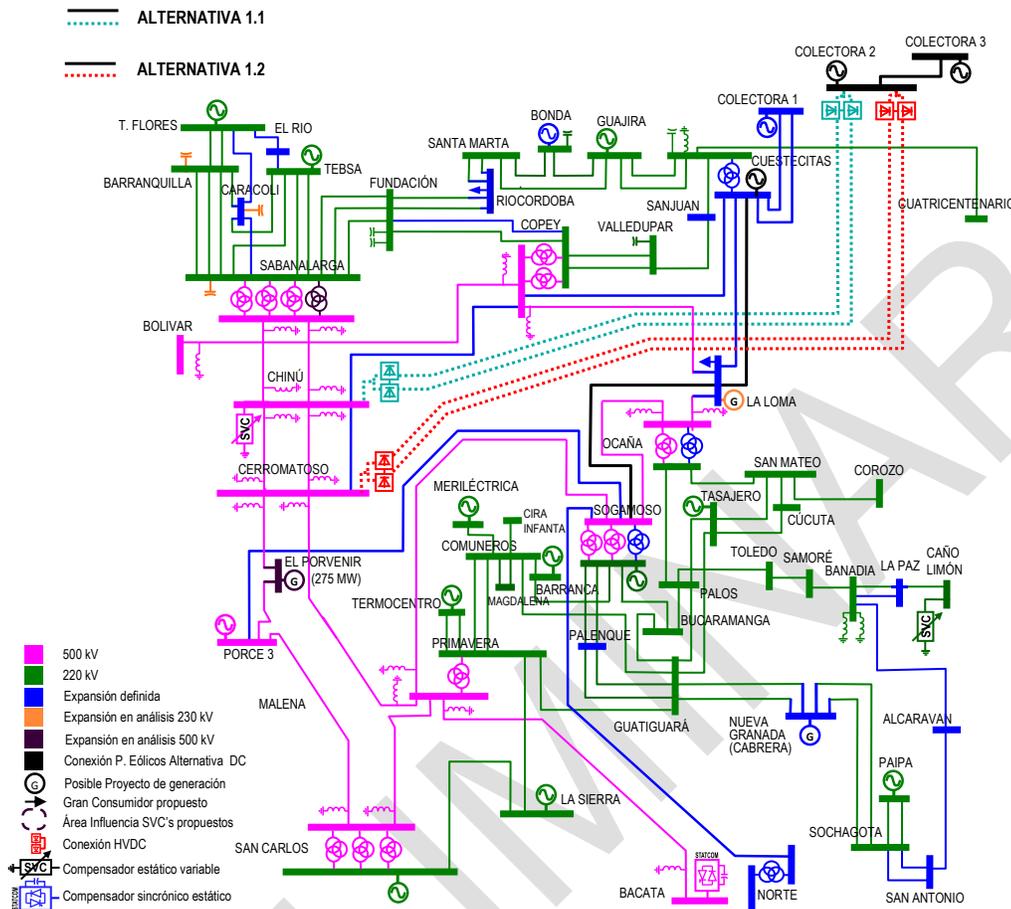
- **Etapa 4 - Interconexión con SIN y Refuerzos de Red:**

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
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Chinu 550 kV o Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

Gráfica 3-23: 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 3-36: Escenarios operativos.

Escenario	Características de despacho	
	Generación	Máximo despacho Costa – Guajira – Cesar – Magdalena
	Demanda	Máxima demanda

Fuente de tabla: UPME

3.3.4.4. 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 3-37: Análisis Capacidad en Cuestecitas con Infraestructura Propuesta.

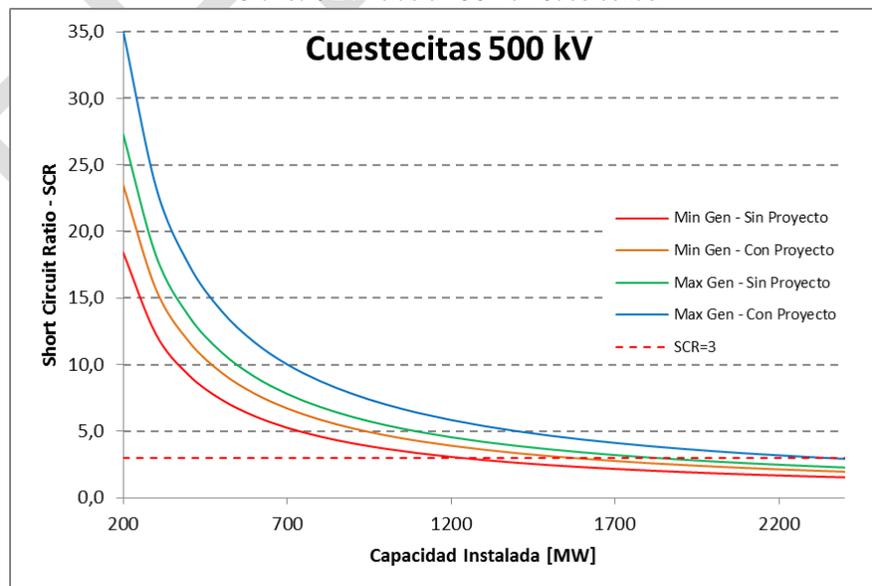
Capacidad instalada en Cuestecitas 500 kV	1150 MW	600 MW
Colectora 1	1050	1050
Limitante	N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV
Violación	Termocol - Santa Marta 220 kV > 135 %	Termocol - Santa Marta 220 kV > 120 %
Limitante	N-1 Copey - Cuestecitas 500 kV	N-1 Copey - Cuestecitas 500 kV
Violación	Cuestecitas - San Juan 220 kV > 110 %	Cuestecitas - San Juan 220 kV > 100 %

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.

A continuación se presenta el análisis de SCR – Relación de corto circuito:

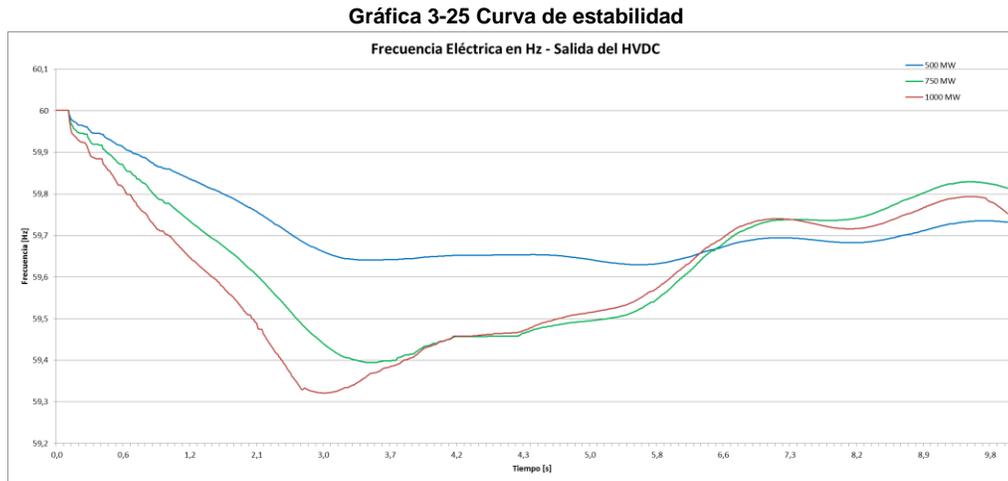
Gráfica 3-24 Relación SCR en Cuestecitas.



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.

A continuación se presenta el análisis de estabilidad:



Fuente de gráfica: UPME

Se observa que la máxima pérdida de generación antes que se viole el límite mínimo de frecuencia son al rededor de 500 MW

3.3.4.5. 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 3-38: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Chinú.

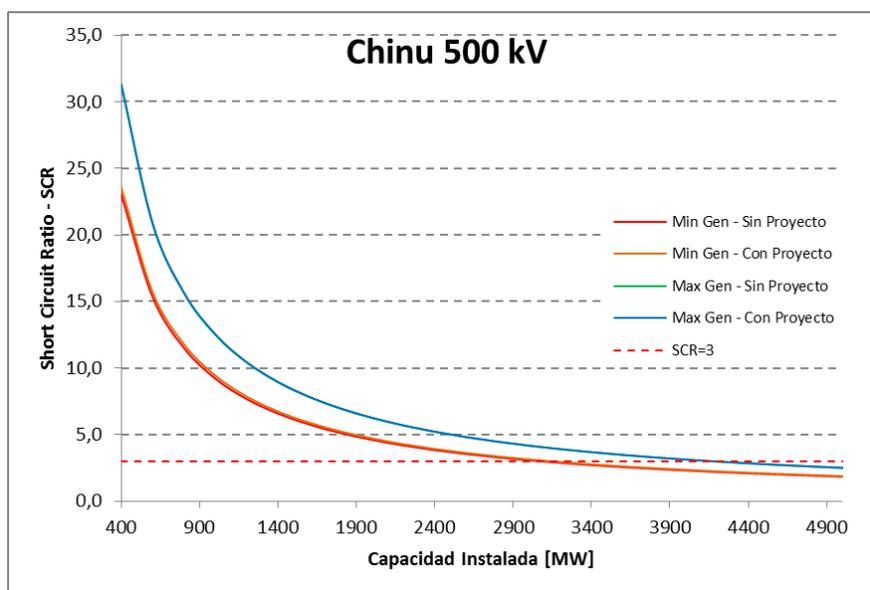
Sensibilidad de Conexión HVDC en:	Chinú	Cerromatoso
Conexión en Cuestecitas 500 kV	600 MW	600 MW
Colectora 1	1050	1050
Capacidad En Colectora 2 y 3 con red HVDC conectada en Chinú	2000	2000
Limitante	N-1 Antioquia - Medellín 500 kV	N-1 Antioquia - Medellín 500 kV
Condiciones observadas	Porce III - San Carlos kV > 70 %	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 3-26 Relación SCR para conectar 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.

3.3.4.6. 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 Cerromatoso.

A continuación se presenta el resultado de la restricción en términos de la evacuación:

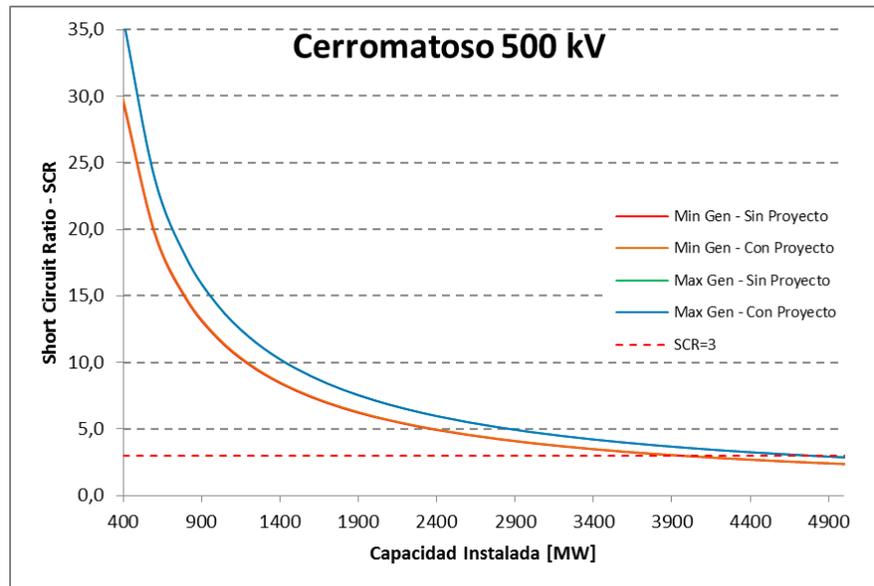
Tabla 3-39: Desempeño del Sistema Conexión HVDC – VSC en Cerromatoso.

Sensibilidad de Conexión HVDC en:	Chinú	Cerromatoso
Conexión en Cuestecitas 500 kV	600 MW	600 MW
Colectora 1	1050	1050
Capacidad En Colectora 2 y 3 con red HVDC conectada en Chinú	2000	2000
Limitante	N-1 Antioquia - Medellín 500 kV	N-1 Antioquia - Medellín 500 kV
Condiciones observadas	Porce III - San Carlos kV > 70 %	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 3-27 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.

3.3.4.7. 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 expresión³⁷:

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n \left\{ OEF_i (CRO - P_{escasez}) k + E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + (CR_{sproxy_i} - CR_{cproxy_i}) \right. \right. \\ \left. \left. + (Perd_{sproxy_i} - Perd_{cproxy_i}) \right\} + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{ni} \right) \right\} \right)$$

Dónde:

- *B*: Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.

³⁷ 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.

- 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.
- 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_{sproxy_i} : Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i .
- CM_{cproxy_i} : Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i .
- CR_{sproxy_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_{cproxy_i} : Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{sproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cproxy_i}$: 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 expresión³⁸:

$$C = VPN \left(\sum_{i=1}^n \left\{ C_{prima} OEF_i + (Perd_{cproxy_i} - Perd_{sproxy_i}) + (CR_{cproxy_i} - CR_{sproxy_i}) \right\} + C_{red} \right)$$

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:

³⁸ 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.

$$\frac{B}{C} = VPN \left(\frac{\sum_{i=1}^n E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left(\frac{CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}}{ni} \right) \right\}}{C_{red}} \right)$$

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 3-40: Costo Referencial Red Propuesta.

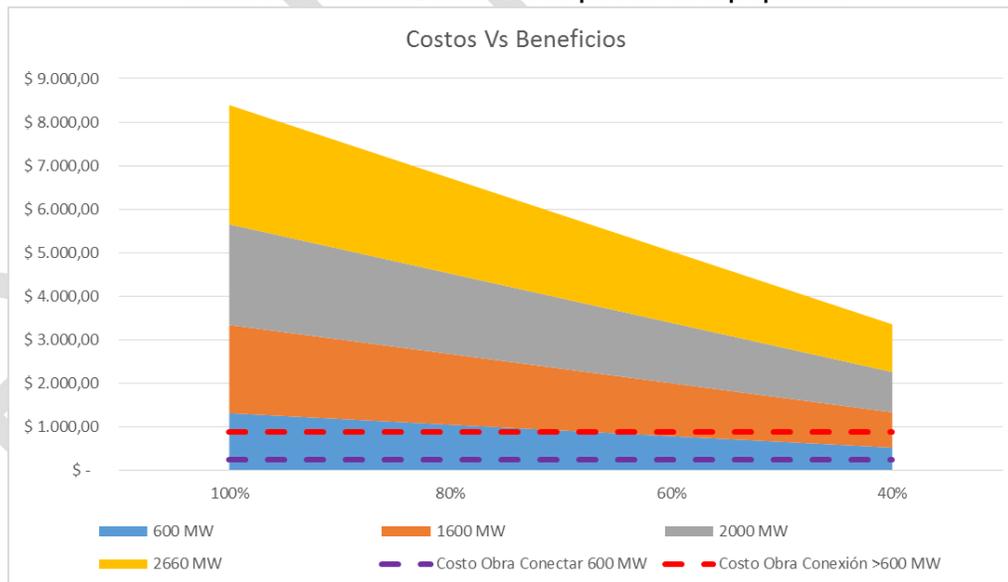
Descripción	Costo UC's 011 de 2008	Costo Referencial
Segundo circuito en 500 kV Cuestecitas la Loma y nuevo circuito La Loma - Sogamoso 500 kV	\$ 253.281.206,94	
Red HVDC - VSC		\$ 604.067.512
Red en 500 kV entre Colectora 2 y coletora 3	\$ 36.276.222,04	
Total	\$ 893.624.941	

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 3-28: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas.



Fuente de gráfica: UPME

Se observa la viabilidad económica, inclusive sensibilizando los beneficios al 40%.

3.3.4.8. 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 los MW adicionales, 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 infraestructura propuesta es viable técnica y económicamente.

3.3.4.9. Recomendaciones

Desarrollar la siguiente infraestructura:

En Relación al STN:

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
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Chinu 550 kV o Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

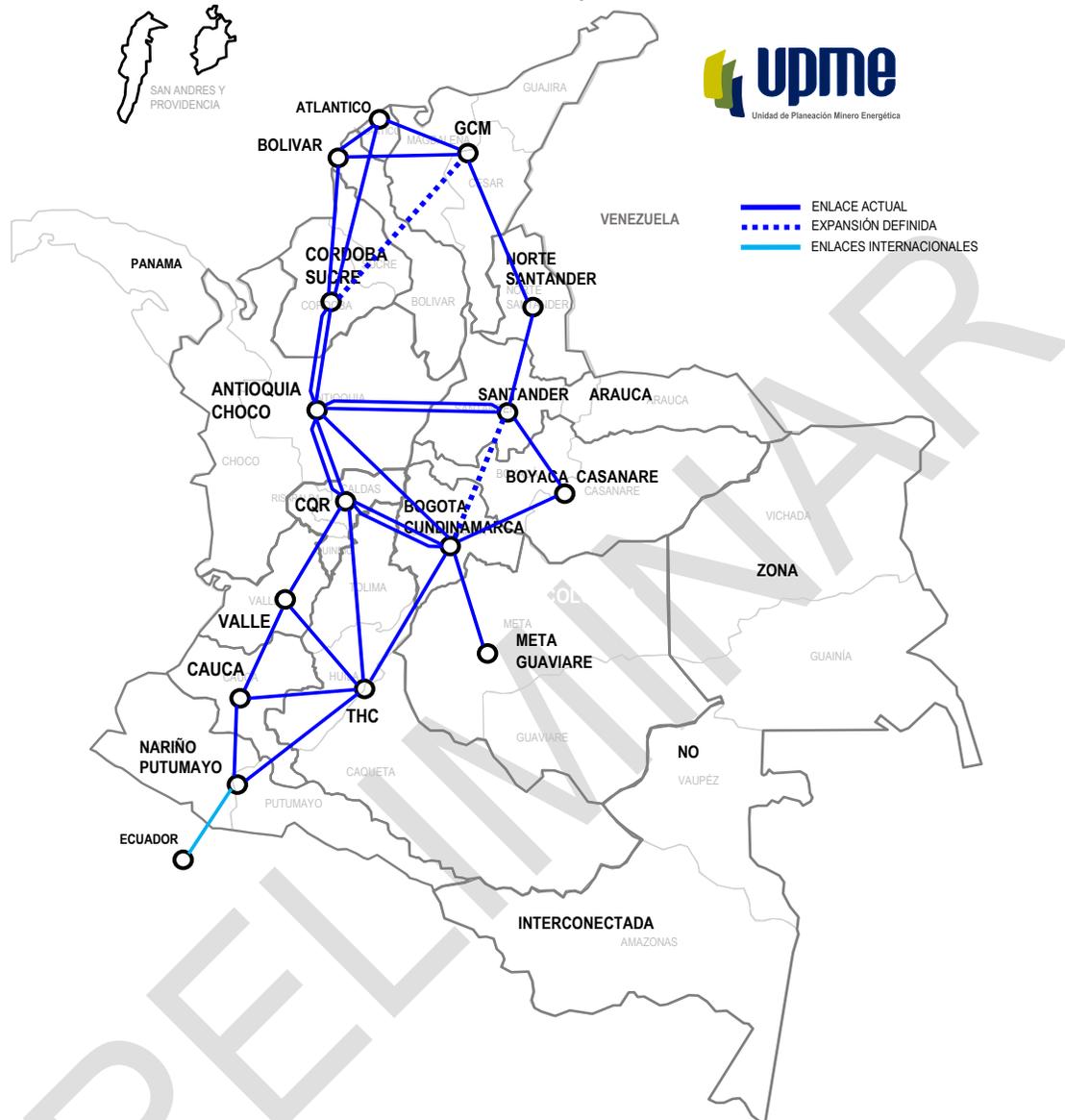
Año de puesta en servicio de Infraestructura propuesta: Diciembre 2023

3.3.5. 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 3-29.

Gráfica 3-29: Interconexiones entre áreas para el caso colombiano.



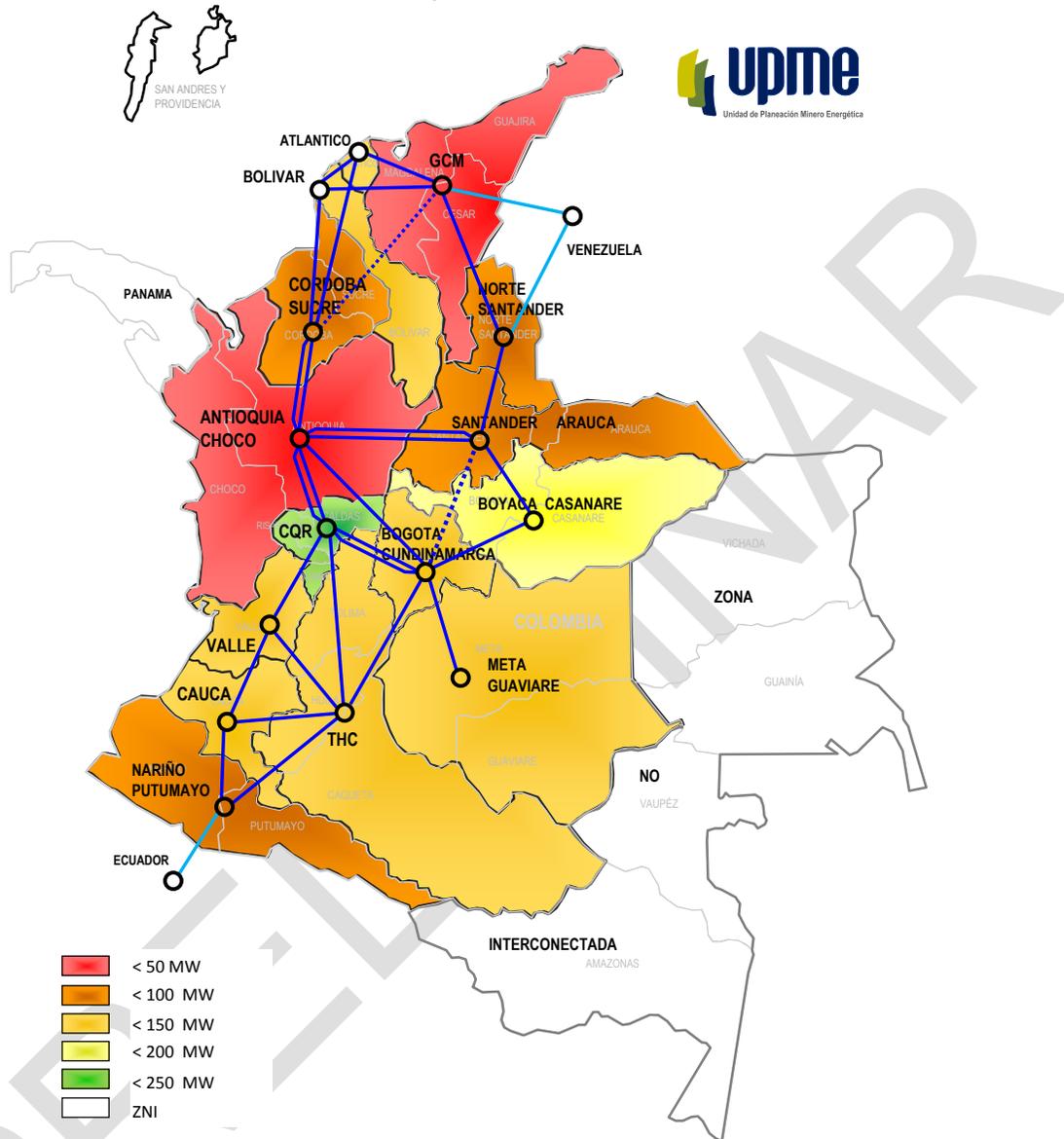
Fuente de gráfica: UPME

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 áreas 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.

3.3.5.1. Capacidad de Conexión en STR

Gráfica 3-30: Capacidad a Conectar en STR.



Fuente de gráfica: UPME

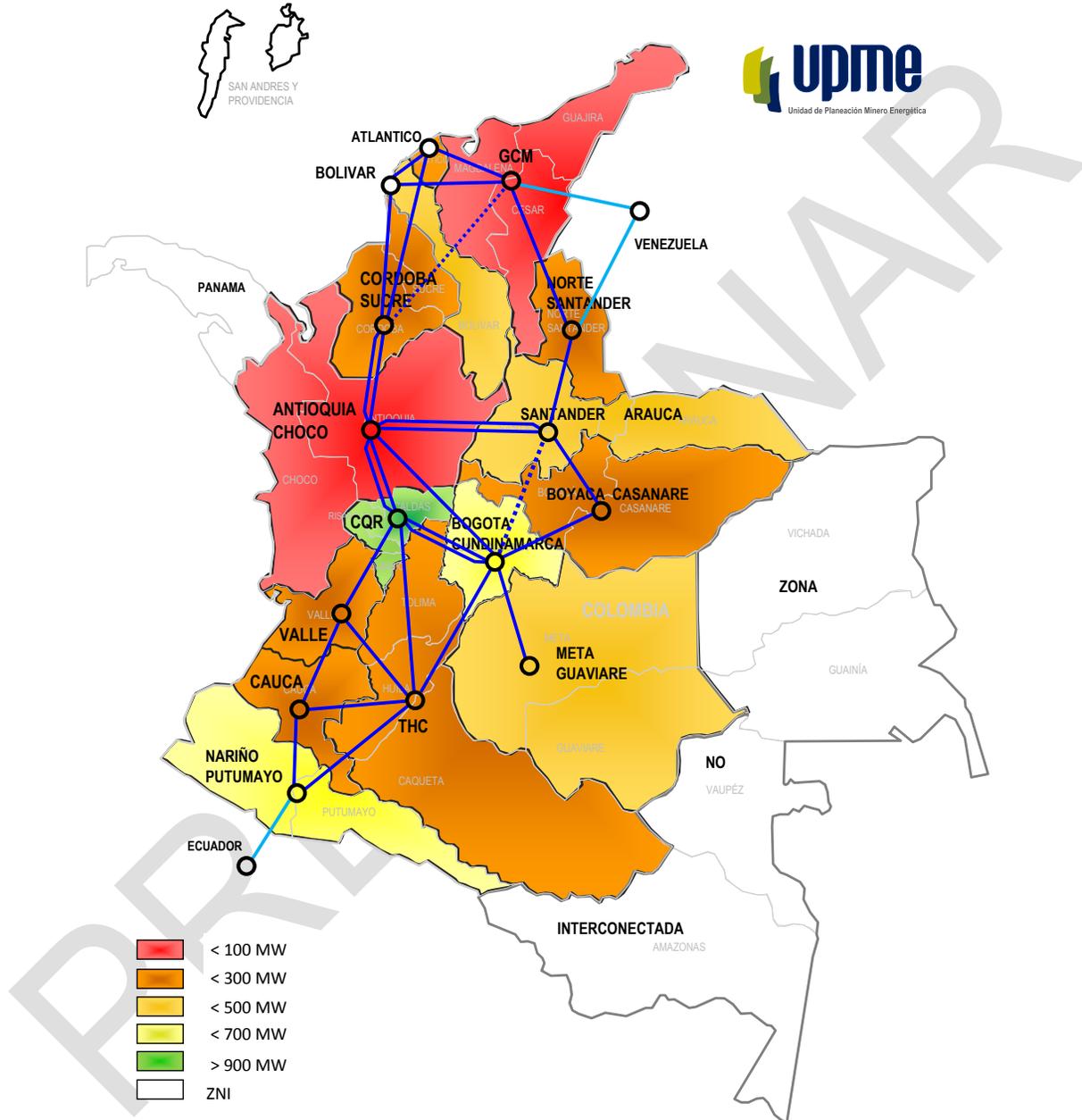
Como se puede observar, con la expansión definida, hay sub áreas que no presentan capacidad de conexión de generación adicional a la ya definida en las mismas, particularmente las sub áreas Guajira – Cesar – Magdalena y Antioquia – Chocó, estas sub áreas son las que presentan mayores potenciales Solares – eólicos para la primera e hidráulicos para el segundo.

Hay sub áreas que tienen capacidad restringida, tales como Atlántico, Bolívar, 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 sería necesario definir expansión.

3.3.5.2. Capacidad de Conexión en el STN

Gráfica 3-31: Capacidad de Conexión en el STN.



Fuente de gráfica: UPME

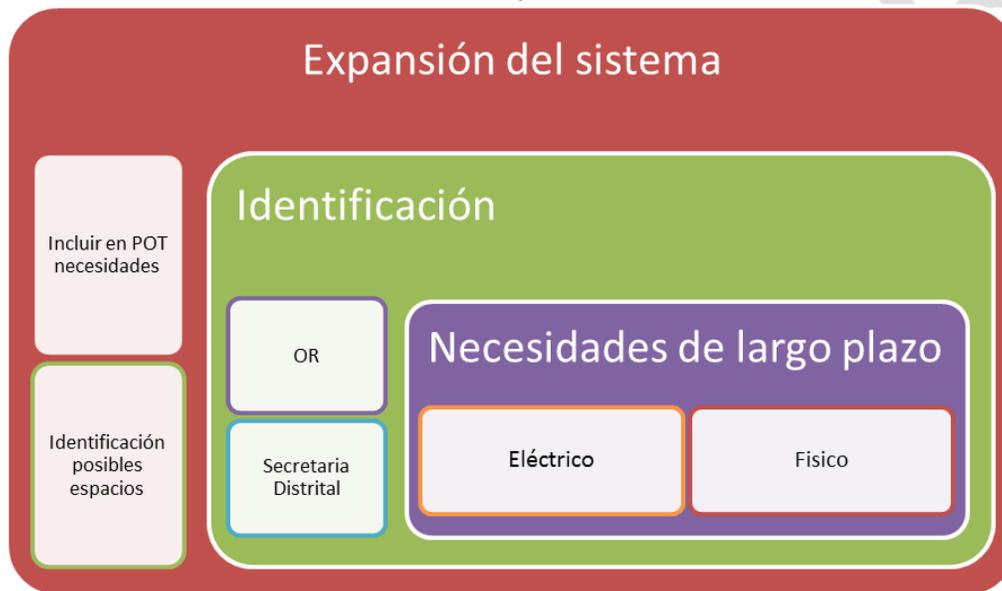
A nivel del STR, en línea con el STN, claramente las sub áreas como Guajira – Cesar – Magdalena y Antioquia – Chocó presentan restricción para la conexión de generación adicional sin que se defina expansión adicional.

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.

3.3.6. 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, 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 3-32 Esquema General.



Fuente de gráfica: UPM

3.3.6.1. 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 3-41: 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: UPME – Datos Condensa

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.

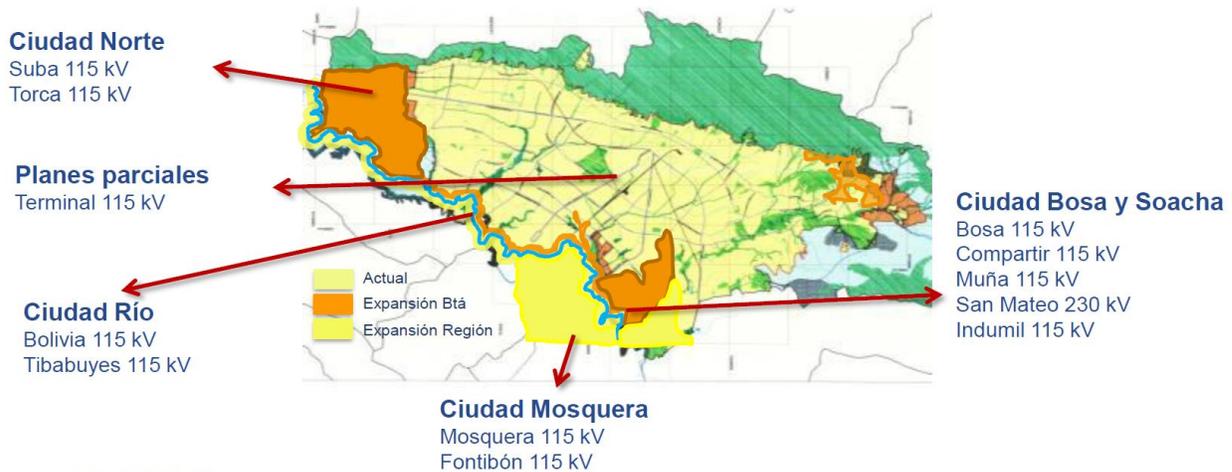
Tabla 3-42: Proyecciones de Demanda.

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 siguiente figura, muestra dichas subestaciones en 115 kV discriminadas por zona de crecimiento de la ciudad.

Gráfica 3-33: Ubicación de las S/E y la Demanda a Atender.



Fuente de gráfica: Codensa

3.3.6.2. 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 3-43: 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 3-44: 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

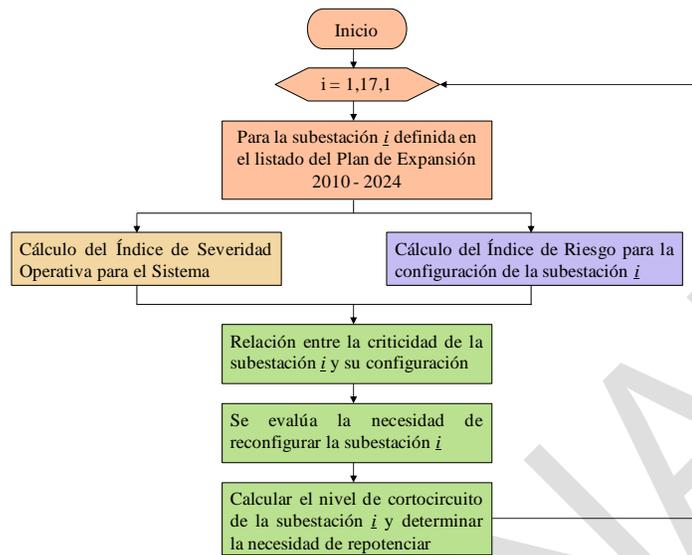
3.3.7. Cambio de la Configuración de la Subestación Mocoa

A propósito de la reconstrucción de la subestación Mocoa 230 kV, se propone que la configuración de la misma sea más robusta, y 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 3-34 presenta la metodología.

Gráfica 3-34: 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.

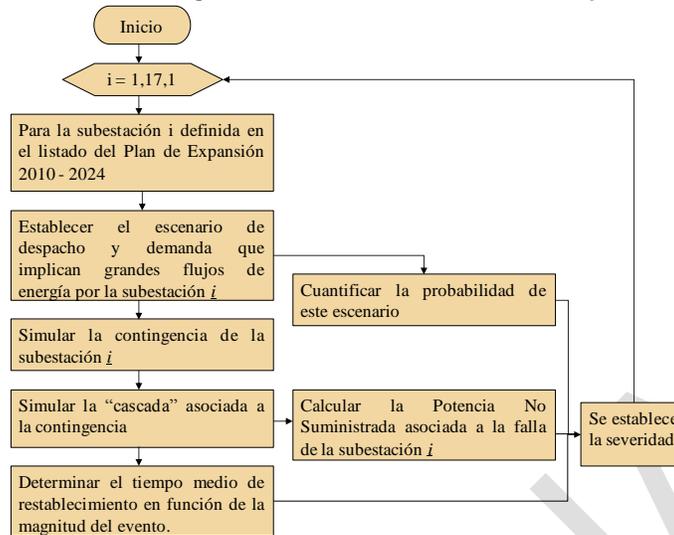
Cálculo del Índice de Severidad Operativo (ISO)

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 Estocástica³⁹), 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 3-35 presenta la metodología de cálculo del Índice de Severidad Operativo.

³⁹ 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 3-35: Metodología de Cálculo de índice de severidad operativo (ISO).



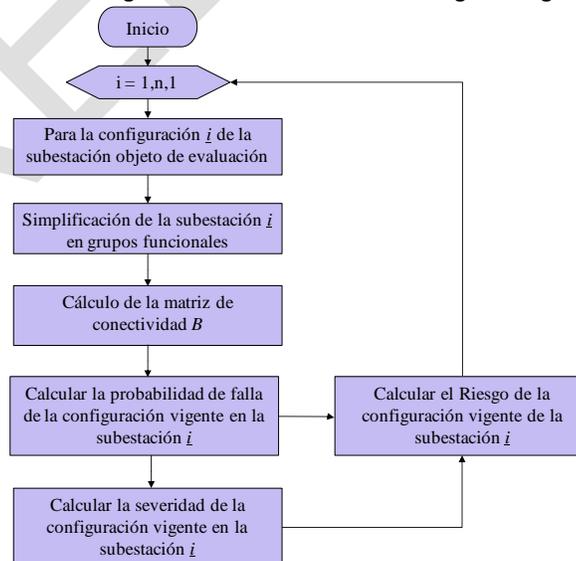
Fuente Gráfica: UPME

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 3-36.

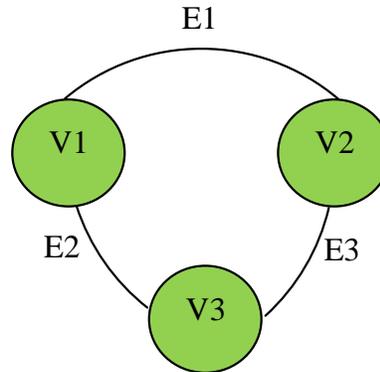
Gráfica 3-36: Metodología del cálculo del Índice de Riesgo Configuración (IRCS).



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 3-37 se puede observar un grafo sencillo.

Gráfica 3-37: Grafo de tres vértices y tres arcos.



Fuente Gráfica: UPME

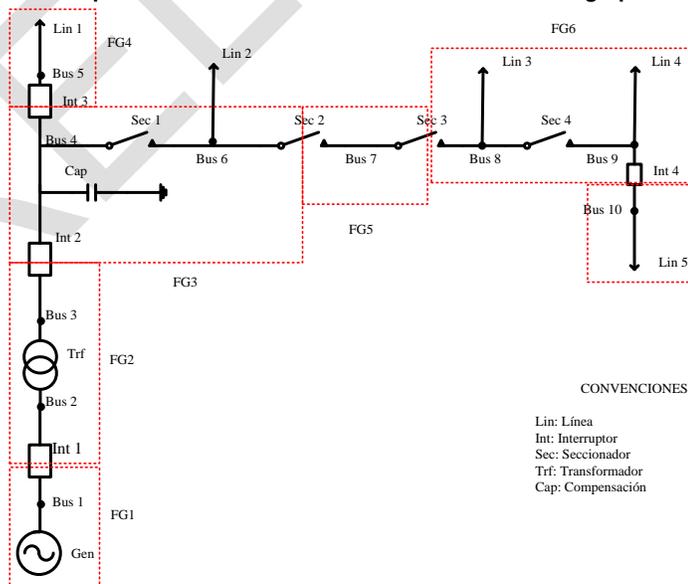
Entonces,

$$G = \{V, E\} \quad (1)$$

$$G = \{[V_1, V_2, V_3], [E_1=(V_1, V_2), E_2=(V_1, V_3), E_3=(V_2, V_3)]\}$$

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 3-38: Descomposición de un sistema de distribución radial en grupos funcionales.

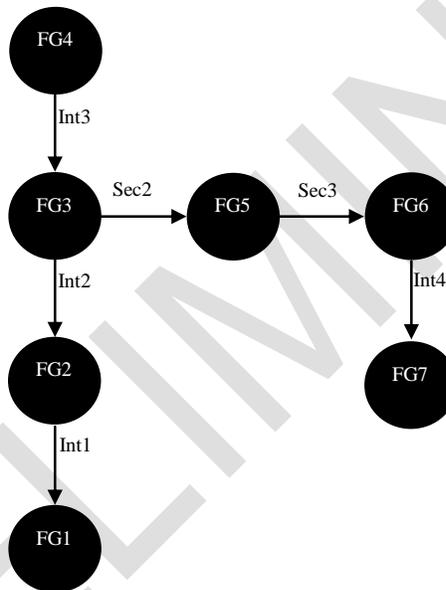


Fuente Gráfica: UPME

En la Gráfica 3-38 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 círculo 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 3-38, 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 3-39. Se observa que los vértices son los grupos funcionales y los arcos son los interruptores y seccionadores.

Gráfica 3-39: Diagrama de grafos simplificado.



Fuente Gráfica: UPME

De la figura anterior se puede obtener la siguiente expresión matemática:

$$G = \{V, E\} \quad (2)$$

$$[FG_1, FG_2, FG_3, FG_4, FG_5, FG_6, FG_7], \left[\begin{matrix} (FG_1, FG_2), (FG_2, FG_3), (FG_3, FG_4), \\ (FG_3, FG_5), (FG_5, FG_6), (FG_6, FG_7) \end{matrix} \right]$$

Para la Gráfica 3-39 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 FG_i y FG_j 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:

$$P_{ij} = P_d^{i,j} \cdot \{ (P_{FG_i}) + (P_{FG_j}) \} \quad (3)$$

$$P_{ij} = P_d^{i,j} \cdot \{ \sum_{k \in i} P_E^k + \sum_{k \in j} P_E^k \},$$

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:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{34} \\ P_{35} \\ P_{56} \\ P_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_d^{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & P_d^{2,3} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & P_d^{3,4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & P_d^{3,5} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & P_d^{5,6} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & P_d^{6,7} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{FG_1} \\ P_{FG_2} \\ P_{FG_3} \\ P_{FG_4} \\ P_{FG_5} \\ P_{FG_6} \\ P_{FG_7} \end{bmatrix} = DxBxPFG \quad (4)$$

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 continuación se presentan los resultados en mejora de la confiabilidad de esta subestación, en relación a la condición actual.

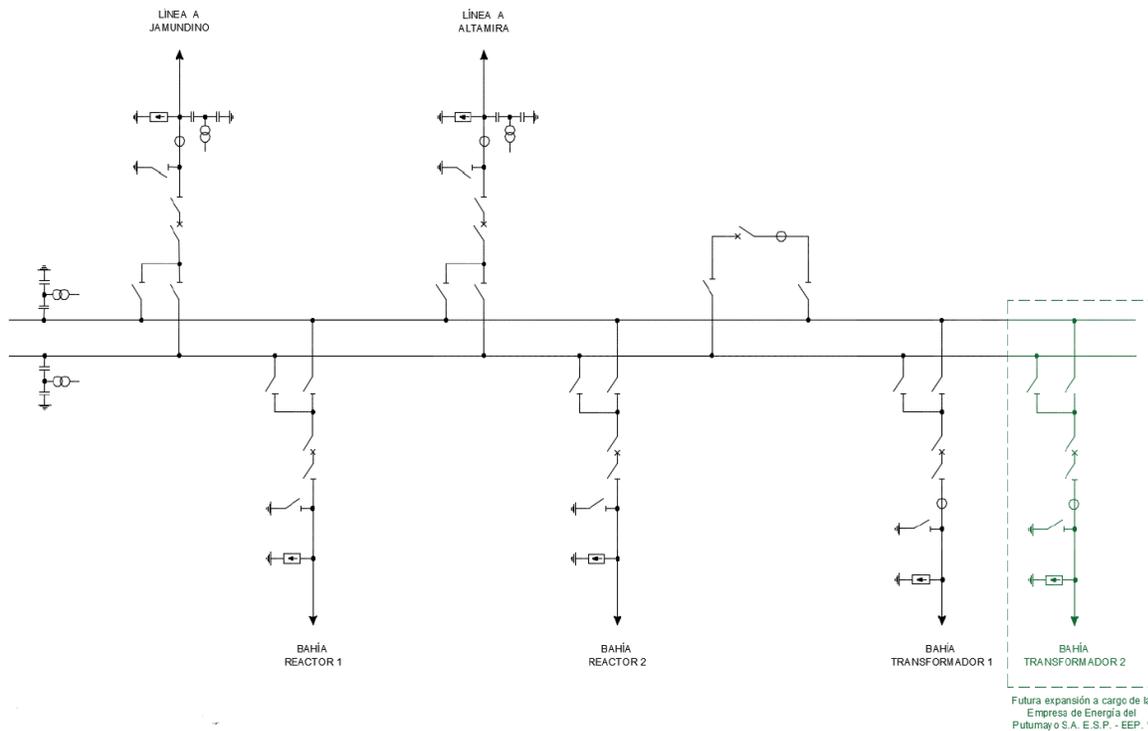
Tabla 3-45: Proyectos Propuestos.

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 3M, por lo cual se justifica este cambio de configuración. En la Gráfica 3-40 se muestra el diagrama unifilar de nueva configuración de la Subestación Mocoa 220kV.

Gráfica 3-40: Diagrama unifilar Subestación Mocoa 220kV.



Fuente Gráfica: UPME

Recomendación

Cambio de configuración Subestación Mocoa

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

Año de puesta en servicio: Marzo de 2020

3.3.8. Resumen de recomendación STN

3.3.8.1. Expansión Conexión de generación en Antioquia y Caldas – Quindío – 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 220 kV_1), realizado aproximadamente a 48,93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas doblecircuito de 16,2 km.

Año de puesta en servicio: Noviembre de 2023

En Relación al STR:

- Interconexión STN/STR mediante dos transformadores 220/110/13,8 kV 180 MVA en Hispania.
- Interconexión STN/STR mediante un transformador 220/115/13,8 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.

Año de puesta en servicio: Noviembre de 2023

3.3.8.2. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación La Portada 230/115 kV

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos líneas de 74 km Pacífico – San Marcos 220 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailon 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailon 115 kV.
- Repotenciación 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.

Año de puesta en servicio: Noviembre de 2023

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

En Relación al STN:

- 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
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Chinu 550 kV o Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

Año de puesta en servicio de Infraestructura propuesta: Diciembre 2023

3.3.8.4. Cambio de configuración Subestación Mocoa

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

Año de puesta en servicio: Marzo de 2020

PRELIMINAR

3.4. ANÁLISIS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN 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.

3.4.1. Área Caribe – Atlántico

Gráfica 3-41: 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 3-46: 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 220 kV, Min Gen Flores)	Tra. Tebsa 3 220/110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Caracolí - Tebsa 220 kV (Max Gen Tebsa 220 kV, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	El Rio - Tebsa 220 kV > 90%
N - 1 Tra. 1,2,3 Tebsa 220/110 kV (Max Gen Tebsa 220 kV, Min Gen Flores)	Sobrecargas en los Tra. Paralelos Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	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 Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	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 El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en el corredor Tebsa - TVteJulio - VteJulio 110 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	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% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	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%	Tra. Union 110/34.5 kV > 90%
N - 1 Tra. Sabanalarga 1,2 220/115 kV	Sobrecarga en el Tra. Sabanalarga 2,1 220/115 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 1,2 220/110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
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% Tebsa - VteJulio 110 kV > 90%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 TVteJulio - VteJulio 110 kV / Tebsa - TVteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 120% El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	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)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 90% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 110%	Caracolí - Tebsa 220 kV > 90%
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 Río - 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% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90% 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% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	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 área	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 Río 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 Río 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 220/110 kV en Tebsa y Termoflores:** Se observa sobrecargas ante condiciones de falla de uno de los transformadores de Tebsa o Flores 220/110 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 220/110 kV Sabanalarga:** Se observa agotamiento de la capacidad del transformador Sabanalarga 220/110 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 con la entrada de los proyectos de expansión, los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 220 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 220/110 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 220 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 220/110 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 220/110/13.8 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 110 kV.
- Segunda línea Termoflores – Las Flores 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) subterráneo Termoflores – Oasis 110 kV.
- Apertura del circuito Termoflores – Centro 110 kV en Termoflores – Estadio y Estadio – Centro 110 kV.
- Construcción de un doble circuito de 1 km de longitud desde el punto de apertura del enlace Termoflores – Centro 110 kV hasta la subestación Estadio 110 kV.
- Nueva subestación Estadio 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).

3.4.2. 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 3-47: Desempeño del sistema en Bolívar.

CONDICION DEL SISTEMA	2017	2023
C.N.O	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 50%	Cartagena - La Marina 66 kV > 60%
	Tenera - Zaragocilla 66 kV > 40%	Bocagrande - Bosque 66 kV > 60%
	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70%	Tra. El Carmen 110/66 kV > 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia)
	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 60%	Gambote - Tenera 66 kV > 90%
	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 80%	
	Tra. Bosque 1,2 220/66 kV > 60%	
	Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	
N - 1 Bosque - Chambacú 1,2 66 kV	Bocagrande - Bosque 66 kV > 70%	
	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 100%	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100% (Gen Min)
N - 1 Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 110% (Gen Min)	
	Tenera - Zaragocilla 66 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tenera - Zaragocilla 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	
	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tenera - Tolviejo 110 kV / Tra. Tenera 220/110 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 110% (Gen Min)	
	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Bosque 1,2 220/66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	
	Tra. Bosque 1,2 220/66 kV > 90% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - Bosque 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Membrillal - Proelectrica 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Cartagena - La Marina 66 kV > 90%
N - 1 Bolívar - Cartagena 220 kV (Gen Min)	Bolívar - Bosque 220 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra Cartagena 1,2 220/66 kV (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100%
N - 1 Bosque - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%
N - 1 Tolviejo - 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 220/66 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 220/66 kV – 150 MVA.
- Compensación en el Carmen 66 kV de 15 MVAR (22,6 MVAR netos).
- Repotenciación enlaces Bocagrande – Cartagena 66 kV y Bocagrande – Bosque 66 kV.
- Nuevo punto de conexión STN en Bolívar y obras asociadas (Bolívar 220 kV).
- Subestación la Marina 66 kV.

3.4.3. 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 3-48: 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% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90% 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% Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
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 Río 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. El Carmen 110/66 kV < 90% Tra. El Carmen 110/66 kV > 90%	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 - Tolúviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 120% Tra. El Carmen 110/66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Tolúviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Sierra Flor - Tolúviejo 110 kV	Tra. El Carmen 110/66 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Urabá 230/115 kV	Tra. Urrá 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Urabá - Urrá 230 kV	Tra. Urrá 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90%	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 Tolúviejo 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 Tolúviejo y obras asociadas, además de la 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.
- Compensación en Montería de 20 MVar (32,4 MVar netos).
- Conexión al STN en nueva subestación Montería 220 kV.
- Subestación Cereté 110 kV.
- Proyecto Tolúviejo STN/STR y obras asociadas.

3.4.4. 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 3-49: Desempeño del sistema en Cerromatoso.

CONDICIÓN	2017	2023
N - 1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV	Carga transformadores en servicio > 80%	Carga transformadores en servicio > 100%

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.**

3.4.5. Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas:

Tabla 3-50: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O.	Sobrecarga transformador Valledupar 220/34.5 kV. Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV*.	TR Copey 220/110 KV > 90 %
N - 1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Cuestecitas 1 220/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Santamarta 1 220/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Sobrecarga transformadores quedan en servicio
N - 1 transformador Valledupar 1 220/110 kV	Sobrecarga transformador Valledupar 220/110 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 220/110 kV definido, ni el tercer transformador 220/34.5 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 3-50 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 segundo transformador 220/110 kV o el tercer transformador 220/34,5 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 220/110 kV), se definió el segundo transformador 220/110 kV, y para el segundo, se definió el proyecto del tercer transformador 220/34.5 kV, además del proyecto San Juan STN/STR y obras asociadas.

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 220/110 kV y Valledupar 220/110 kV:** Ante la falla del transformador Copey 220/110 kV o Valledupar 220/110 kV se producirá demanda no atendida correspondiente a la radialidad que es alimentada por cada uno de estos transformadores. 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, además, ya se tiene aprobado el segundo transformador Valledupar 220/110 kV y del nuevo punto de conexión STN/STR en San Juan.

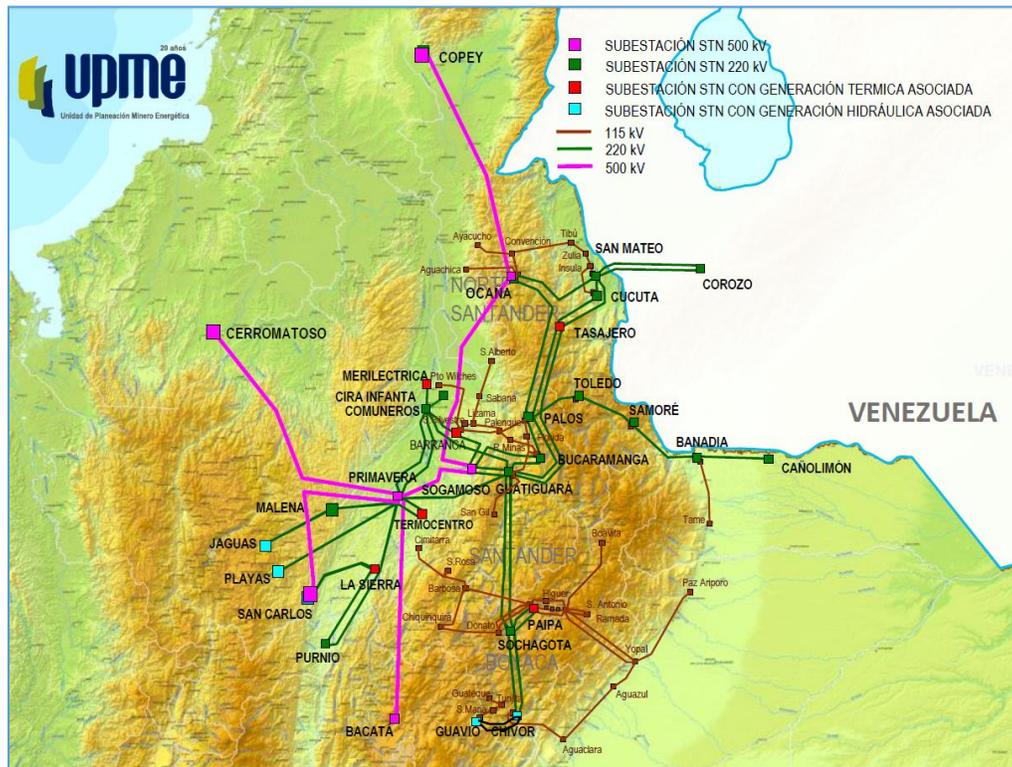
Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria o en ejecución:

Años 2016/2020

- Segundo transformador en Valledupar 220/110 kV – 100 MVA
- Compensación en Banco de 12 MVAR – (Efectivos 17.5 MVAR).
- Nueva Subestación la Loma 110 kV.
- Conexión al STN en nueva subestación Rio Córdoba 220 kV.
- Conexión STN en nueva subestación La Loma 110 kV.
- Compensación en Riohacha y Maicao de 15 MVAR cada uno.
- Tercer transformado 220/110 kV – 100 MVA, además de aumentar la capacidad de transformación de 60 MVA a 100 MVA en el transformador 220/110 kV en Cuestecitas.
- Proyecto Riohacha – Maicao (segundo circuito entre Cuestecitas y Riohacha y cierre del anillo entre Riohacha y Maicao 110 kV).
- Compensaciones en Riohacha y Maicao.
- Interconexión El Paso – La Loma 110 kV.

3.4.6. Área Nordeste – Santander

Gráfica 3-42: Área Nordeste.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Tabla 3-51: 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	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - San Silvestre 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca 2 220/115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Los Palos - Palenque 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Florida - TBucFlorida 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - TBucFlorida 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	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	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Palos 230/115	Florida - TBucFlorida 1 115 > 90 %	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.

3.4.7. 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 3-52: Desempeño del sistema en Norte de Santander.

CONDICIÓN	2017 ⁴⁰	2023
Condición Normal de Operación	TRF San Mateo 230/115 = 56% TRF Belén 230/115 kV = 50% San Mateo - La Ínsula = 24% Belén - La Ínsula = 7% Ocaña - Aguachica 115 kV = 45% Ocaña - Convención = 28% Convención - Ayacucho 115 kV = 23%	TRF San Mateo 230/115 = 65% TRF Belén 230/115 kV = 61% San Mateo - La Ínsula = 28% Belén - La Ínsula = 11% Ocaña - Aguachica 115 kV = 60% Ocaña - Convención = 42% Convención - Ayacucho 115 kV = 24%
N - 1 TRF Belén 230/115 kV	TRF San Mateo 230/115 = 78% San Mateo - La Ínsula = 68% Belén - La Ínsula = 82%	TRF San Mateo 230/115 = 96% San Mateo - La Ínsula = 84% Belén - La Ínsula = 108%
N - 1 TRF San Mateo 230/115 kV	TRF Belén 230/115 = 65% San Mateo - La Ínsula = 13% Belén - La Ínsula = 20%	TRF Belén 230/115 = 81% San Mateo - La Ínsula = 13% Belén - La Ínsula = 20%
N - 1 Ocaña - Convención 115 kV	Ocaña - Aguachica 115 kV = 65% Convención - Ayacucho 115 kV = 7% Aguachica - Ayacucho 115 kV = 22%	Ocaña - Aguachica 115 kV = 92% Convención - Ayacucho 115 kV = 20% Aguachica - Ayacucho 115 kV = 31%
N - 1 Ocaña - Aguachica 115 kV	Ocaña - Convención 115 kV = 61% Convención - Ayacucho 115 kV = 84% Aguachica - Ayacucho 115 kV = 29%	Ocaña - Convención 115 kV = 89% Convención - Ayacucho 115 kV = 110% Aguachica - Ayacucho 115 kV = 37%
N - 1 Línea San Mateo - La Ínsula 115 kV		TRF Belén 230/115 = 89%
N - 1 Línea Belén - La Ínsula 115 kV		TRF Belén 230/115 = 68%

Fuente de tabla: UPME

⁴⁰ 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, particularmente 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.
- Compensación en la subestación Tibú 115 kV.
- Dos transformadores adicionales en Ocaña 115 kV.
- Subestación Nueva Aguachica 115 kV.
- Reconfiguración de la línea Ocaña - Aguachica 115 kV.
- Compensación en Aguachica 115 kV.
- Normalización de la subestación Ayacucho 115 kV.
- Compensación en 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 Aguachica Nueva - Ayacucho 115 kV.
- Repotenciación línea Tibú - Zulia 115 kV.
- Repotenciación línea Convención - Tibú 115 Kv

3.4.8. 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 3-53: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.

CONDICIÓN	2017	2023
Condición Normal de Operación	TRF Paipa 230/115 kV = 61% TRF Sochagota 230/115 kV= 58% Paipa - Barbosa 115 kV = 92% San Antonio - Yopal 115 kV= 23% Yopal - TermoYopal 115 kV= 0	TRF Paipa 230/115 kV = 47% TRF Sochagota 230/115 kV= 40% Paipa - Barbosa 115 kV = 55% San Antonio - Yopal 115 kV= 21% Yopal - TermoYopal 115 kV= 1% Paipa - Donato 115 kV = 33%
N - 1 Paipa - Sochagota 220 kV Modo Común	TRF Paipa 230/115 kV = 44% TRF Sochagota 230/115 kV= 90% Paipa - Sochagota 115 kV= 25% Sochagota - Higuera 115 kV = 54%	TRF Paipa 230/115 kV = 44% TRF Sochagota 230/115 kV= 45% Paipa - Sochagota 115 kV= 7% Paipa - Barbosa 115 kV = 55%
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 = 22% Paipa - Donato 115 kV = 39% Chiquinquirá - Barbosa 115 kV = 27% Barbosa 115 kV = 0.97 Cimitarra 115 kV = 0.96
N - 1 Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV > 110%	Paipa - Barbosa 115 kV = 59%
N - 1 San Antonio - Yopal 115 kV	San Antonio - Yopal 115 kV = 38%	San Antonio - Yopal 115 kV = 27%
N - 1 Yopal - TermoYopal 115 kV	-	-
N - 1 TRF Paipa 220/115 kV	TRF Paipa 230/115 kV = 97% TRF Sochagota 230/115 kV= 85% Paipa - Barbosa 115 kV = 94%	TRF Paipa 230/115 kV = 68% TRF Sochagota 230/115 kV= 56% Paipa - Barbosa 115 kV = 52%
N - 1 TRF Sochagota 220/115 kV	TRF Paipa 230/115 kV = 91% Paipa - Barbosa 115 kV = 93%	TRF Paipa 230/115 kV = 62% Paipa - Barbosa 115 kV = 53%

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.

3.4.9. Área Nordeste – Arauca

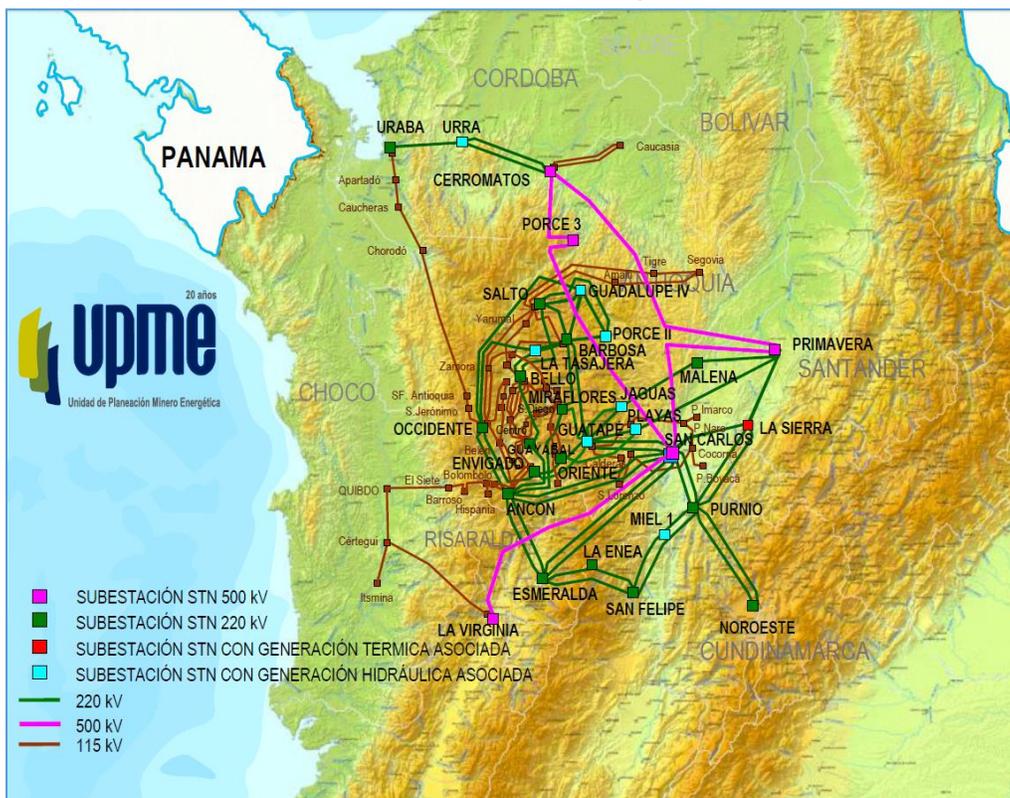
Problemáticas identificadas:

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.

3.4.10. Área Antioquia – Antioquia

Gráfica 3-43: 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 220 kV.

- **Atención radial de la demanda con bajas tensiones:** Ante la contingencia del transformador de Urabá 220/110 kV.

Tabla 3-54: Desempeño del sistema en Antioquia.

CONDICIÓN	2017	2023
	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	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 220/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Salto I 220/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Ancón Sur 220 kV Línea Occidente - Katíos 220 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)	Playas - Puerto Nare > 90% Río Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado
Línea TRF la Sierra (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Río Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	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 – Amalfi – La Cruzada 110 kV.
- San Lorenzo 110 kV y obras asociadas.
- Calizas y obras asociadas.
- La Sierra y obras asociadas.

3.4.11. 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 3-55: 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 220/115/13.8 kV de 180 MVA.

3.4.12. 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.

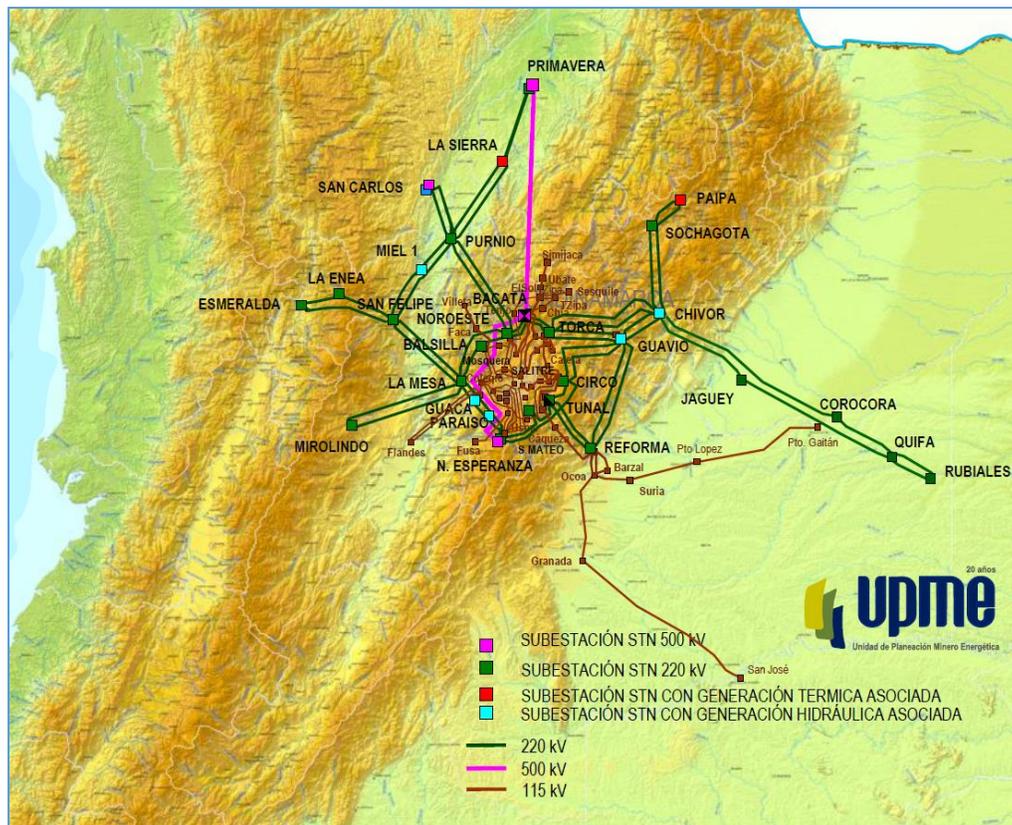
A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas y algunas soluciones definidas.

Tabla 3-56: 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% Bacatá - Suba 115 kV > 90% 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%	Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV > 90% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
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% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
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% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
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% Tra. Guaca 230/115 kV > 90%	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)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
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)	Bacatá - El Sol 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	-
N - 1 Bacatá - El Sol 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Bacatá - Chía 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	-
N - 1 Circo - Nva Esperanza 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 80%	Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 90% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
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% Colegio - La Guaca 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas,Guavio,Dario Valencia)	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

Gráfica 3-44: Área Oriental.



Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento transformación STN/STR:** se observa un agotamiento progresivo de los transformadores 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 lo estipulado en la Resolución CREG 024 de 2013.

3.4.13. 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 3-57: 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.

3.4.14. Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda

Gráfica 3-45: 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 3-58: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.

CONDICIÓN	2017 ⁴¹	2023
C.N.O	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 30%
N - 1 TR Enea 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 110%	Esmeralda 1 230/115 > 70%
	Esmeralda 2 230/115 > 110%	Esmeralda 2 230/115 > 70%
	Hermosa 1 230/115 > 100%	Hermosa 1 230/115 > 30%
N - 1 TR Esmeralda 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 120%	Esmeralda 2 230/115 > 80%
	Hermosa 1 230/115 > 100%	Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR Hermosa 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 120%	Esmeralda 1 230/115 > 70%
	Esmeralda 2 230/115 > 120%	Esmeralda 2 230/115 > 70%
N - 1 TR Cartago 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR Cartago 2 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR San Felipe 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	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.

3.4.15. Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas:

Las problemáticas en esta área están relacionadas en su mayoría con sobrecargas de circuitos del STR.

⁴¹ Sin proyecto Armenia

Tabla 3-59: Desempeño del sistema en Valle.

CONDICIÓN	2017	2023
	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyecto Calima - Bahía	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Con proyecto Calima - Bahía
C.N.O.	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 % Bajas tensiones en Bah. Málaga 115 kV, El Pailón 115 kV y Tabor 115 kV	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 % Bajas tensiones en Bah. Málaga 115 kV, El Pailón 115 kV y Tabor 115 kV
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 %	Desempeño Adecuado
N – 1 Bajo Anchicaya - Chipichape 1 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %	Desempeño Adecuado
N – 1 Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV > 110 %	Desempeño Adecuado
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 %	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %
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 %	El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 % Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 100 %
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 %	Desempeño Adecuado
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.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red:

- Subestación Bahía 115 kV y obras asociadas.
- 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.

3.4.16. 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 3-60: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.

CONDICIÓN	2016* Exportaciones 500 MW	2023 Exportaciones 500 MW
C.N.O	TRF Páez 230 kV >70 % TRF San Bernardino 230 kV >50% Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90%	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90 %
N - 1 Jamondino	TRF Páez 220/115 kV > 60 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % TRF Jamondino 2 - 220/115 kV > 70 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%	TRF Páez 220/115 kV > 74 % TRF SBernardino 220/115 kV > 60 % TRF Jamondino 2 - 220/115 kV > 80 % 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 220/115 kV > 60 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % TRF Virginia 500/220 kV < 90 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 83 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 80 % Junín, Tumaco 115 kV = 90 %
N - 1 TRF Lin El Zaque - Popayán 115 kV	TRF Páez 220/115 kV > 60 % TRF SBernardino 220/115 kV > 45 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < a 90 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 47 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < 90 %
N - 1 Lin Jamondino - Tesalia 220 kV	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 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, < 90 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 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, < 90 %
N - 1 TRF SBernardino 220/115 kV	TRF Páez 220/115 kV > 83 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 70 % Junín, Tumaco 115 kV < 90 %	TRF Páez 220/115 kV > 96 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Junín, Tumaco 115 kV < 90 %

*Sin el doble circuito Tesalia – Alférez 220 kV y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania – Miroliendo 220 kV, mínima generación en el área y máxima exportación a Venezuela.

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 incumbentes 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.

3.4.17. 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 3-61: 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% El Bote - Seboruco 115 kV > 90%	Betania - Seboruco 115 kV > 100% El Bote - Seboruco 115 kV > 90%
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	Tra. Betania 2 230/115 kV > 90%	Tra. Betania 2 230/115 kV > 90%
N - 1 Betania - Seboruco 115 kV	Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - El Bote 115 kV > 90%
N - 1 Betania - Sur 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Betania - El Bote 115 kV > 90% El Bote - Seboruco 115 kV > 90%
N - 1 El Bote - Seboruco 115 kV	Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - El Bote 115 kV > 90%
N - 1 Flandes - Prado 2 115 kV (Max gen Prado y Amoya, Min gen Paguas)	Flandes - Prado 1 115 kV > 90%	Flandes - Prado 1 115 kV > 90%
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 220/115 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:

- Nuevo punto conexión Tuluní STN/STR.
- 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.

3.4.18. 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 uso⁴².

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 %⁴³) lo cual es un beneficio 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 CAPEX⁴⁴, la tasa del crédito y los seguros, así como los costos 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).

⁴² 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

⁴³ <http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/memoria-codensa-2016.pdf>

⁴⁴ El costo de la implementación de la tecnología y su posible evolución futura.

- 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 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, así como un mayor interés por este tipo de sistemas en el Registro de Proyectos de la 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, así 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 UPME⁴⁵), de promedios horarios de radiación solar y mensual de temperatura⁴⁶ (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 planteada.

Tabla I-1: CAPEX medios y condiciones de aprovechamiento del recurso solar⁴⁷.

Área Eléctrica	US\$/kW	kWh/m ²		Temp media máx.	Estación de Meteorológica
		año	año		
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

⁴⁵ Es necesario considerar que los promedios por áreas se estimaron eliminando casos atípicos y la 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.

⁴⁶ Promedios mensuales tomados del Atlas Climatológico de Colombia, 2015, IDEAM, como una primera aproximación.

⁴⁷ 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 de los datos suministrados por el IDEAM con más de 8 años de mediciones, el caso de la temperatura ver nota 4 arriba.

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 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 plena⁴⁸ 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 1-3 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 \$61,600.00 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.

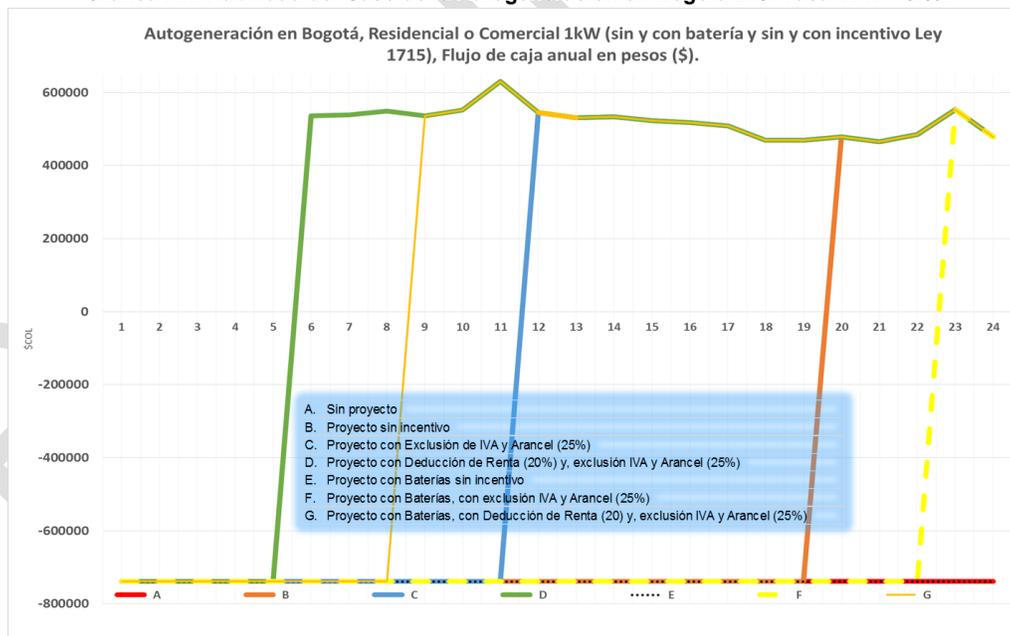
Ítem	Descripción	Valor	Unidad
Características situación actual	Demanda kWh -mes	140	kWh -mes
	Tarifa estrato 4	440	\$/kWh
	Factura anual	739,200	\$\$-año
Características Proyecto	Capacidad Proyecto Solar	1	kW
	Capex	2081	USD\$/kW
	Costo baterías	20 - 40	% Capex
	TRM	3000	\$/USD
	Costo total del Proyecto sin Baterías	6,243,000	\$
	Costo total del Proyecto con Baterías	8,740,200	\$
	Radiación media anual Bogotá_Cund	1380	kWh/m2 año
Crédito	FP	70	%
	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

⁴⁸ Para el caso de Bogotá

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. Así 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 \$ 739,200.00 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.
- 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).

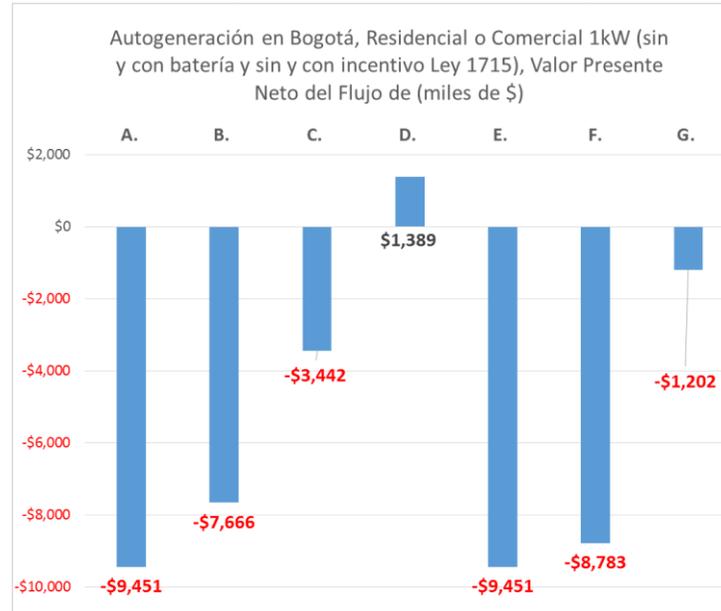
Gráfica I-1: Viabilidad del Caso de la Autogeneración en Bogotá D.C. Tasa VPN = 5.%.



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.

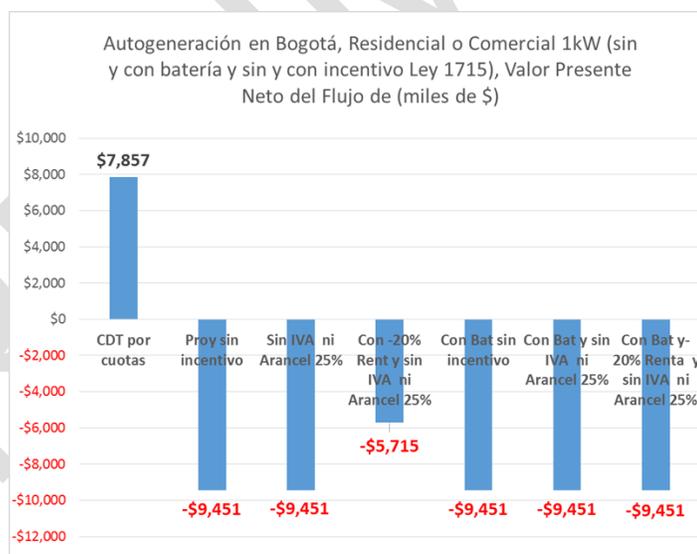
Un análisis básico de los resultados muestra que nunca sería viable **no es viable** ya que la remuneración por la venta de energía para la GD en Bogotá son cerca 160 \$/kWh, los cuales no pueden cubrir las cuotas del préstamo.

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.

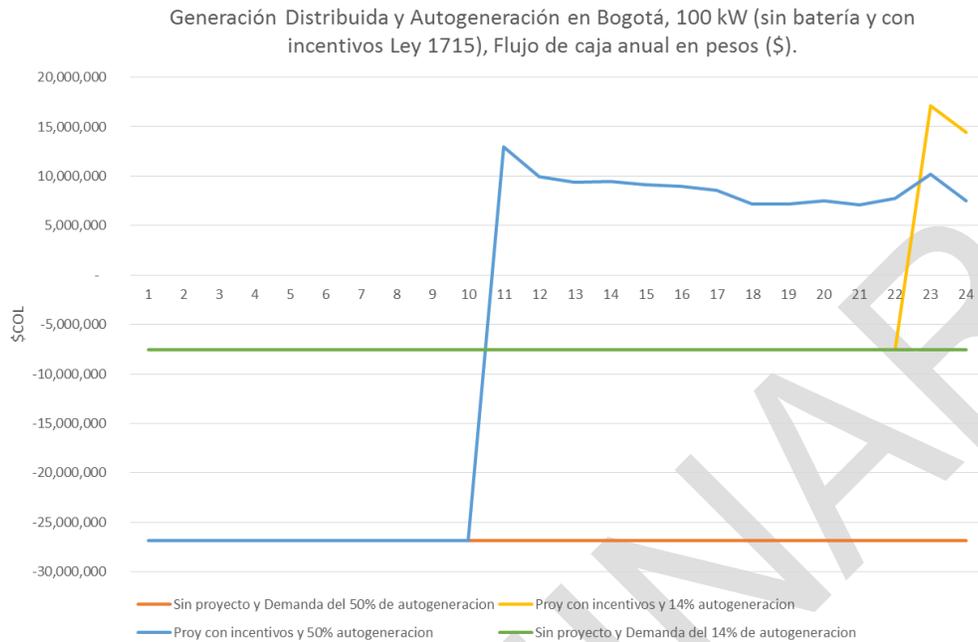
Ítem	Descripción	Valor	Unidad
Características situación actual	Inversión anual	739,200	\$
	Tasa CDT	5.6	%EA
Características Proyecto	Capacidad Proyecto Solar	1	kW
	Capex	2081	USD\$/kW
	Costo baterías	20 - 40	% Capex
	TRM	3000	\$/USD
	Costo total del Proyecto sin Baterías	6,243,000	\$
	Costo total del 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).



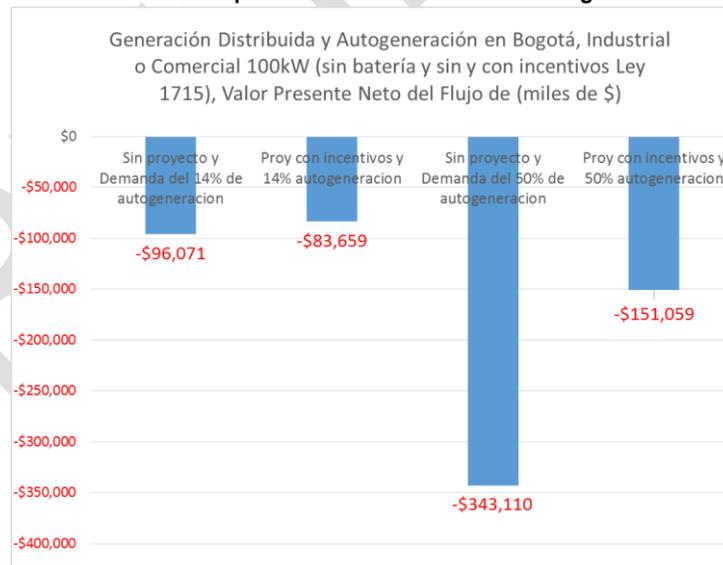
Sin embargo, si se combina la AG con la GD, resultaría un proyecto **viable** al final del periodo de los 24 años para una AG del 14 % de la energía producida que libere recursos de la factura de la tarifa de 440 \$/kWh para el pago. Desde luego a mayor necesidad de autogeneración mejora la situación, 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: GCE EXISTENTES, GCE NUEVOS															
	HTC	CAUCA	NAR-PUT	VALLE	QCR	ANT-CHO	BOLIVAR	ATLANTICO	COR-SUC	GCM	NSANT	BOY-CAS	SANT-ARA	MET-GUAV	BOG-CUN	
2017	3,188	993	1,026	7,217	2,764	9,084	3,490	5,509	4,487	4,886	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	3,409	1,052	1,103	7,556	2,861	9,695	4,004	6,000	4,693	5,730	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	4,968	6,652	2,124	2,888	4,168	3,451	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	7,289	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	7,775	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	3,045	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	4,718	1,386	1,417	8,737	3,134	12,089	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			Gas			Gas			Gas			Fo			Carbón			Carbón				
	Blla	Ctg	Int	Cent	Guaj	Vall	Yop	Acpm	Blla	Acpm	Int	Yop	Acpm	Dor	Jep	Blla	Ctg	Fo	Gec	Guaj	Pai	Tasj	Zip
2017	5.476	5.056	5.953	6.114	5.330	6.061	3.523	19.209	18.118	19.760	19.991	17.619	7.154	7.154	3.204	1.679	1.485	1.473	1.823	1.823	1.485	1.473	1.823
2018	5.222	4.910	5.718	5.959	4.782	6.099	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	1.840	1.498	1.486	1.840
2019	5.496	5.184	5.991	6.232	5.056	6.372	3.878	19.523	19.443	20.005	20.208	18.165	7.046	7.046	3.260	1.708	1.511	1.499	1.855	1.855	1.511	1.499	1.855
2020	5.866	5.554	6.361	6.603	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	1.864	1.518	1.506	1.864
2021	6.158	5.846	6.653	6.895	5.718	7.034	4.541	21.021	20.952	21.444	21.622	19.720	7.705	7.705	3.284	1.720	1.521	1.509	1.869	1.869	1.521	1.509	1.869
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	3.291	1.724	1.525	1.513	1.873	1.873	1.525	1.513	1.873
2023	6.312	6.000	6.807	7.049	5.872	7.188	4.694	21.568	21.507	21.938	22.094	20.601	7.975	7.975	3.293	1.726	1.526	1.514	1.874	1.874	1.526	1.514	1.874
2024	6.641	6.329	7.136	7.377	6.201	7.517	5.023	21.653	21.596	22.000	22.145	20.968	8.035	8.035	3.294	1.726	1.526	1.514	1.874	1.874	1.526	1.514	1.874
2025	7.213	6.901	7.709	7.950	6.773	8.090	5.596	21.867	21.813	22.191	22.328	21.423	8.142	8.142	3.295	1.727	1.527	1.515	1.875	1.875	1.527	1.515	1.875
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	3.293	1.726	1.526	1.514	1.874	1.874	1.526	1.514	1.874
2027	7.624	7.312	8.119	8.361	7.184	8.500	6.007	22.386	22.339	22.671	22.790	22.316	8.389	8.389	3.289	1.724	1.524	1.512	1.872	1.872	1.524	1.512	1.872
2028	7.797	7.485	8.292	8.533	7.356	8.673	6.179	22.426	22.382	22.692	22.804	22.517	8.424	8.424	3.285	1.721	1.522	1.510	1.870	1.870	1.522	1.510	1.870
2029	7.963	7.651	8.458	8.700	7.523	8.839	6.345	22.485	22.444	22.734	22.839	22.709	8.466	8.466	3.285	1.721	1.522	1.510	1.870	1.870	1.522	1.510	1.870
2030	8.092	7.780	8.587	8.829	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	1.870	1.523	1.511	1.870
2031	8.289	7.977	8.785	9.026	7.849	9.166	6.672	23.115	23.079	23.333	23.425	23.622	8.745	8.745	3.283	1.720	1.521	1.509	1.868	1.868	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

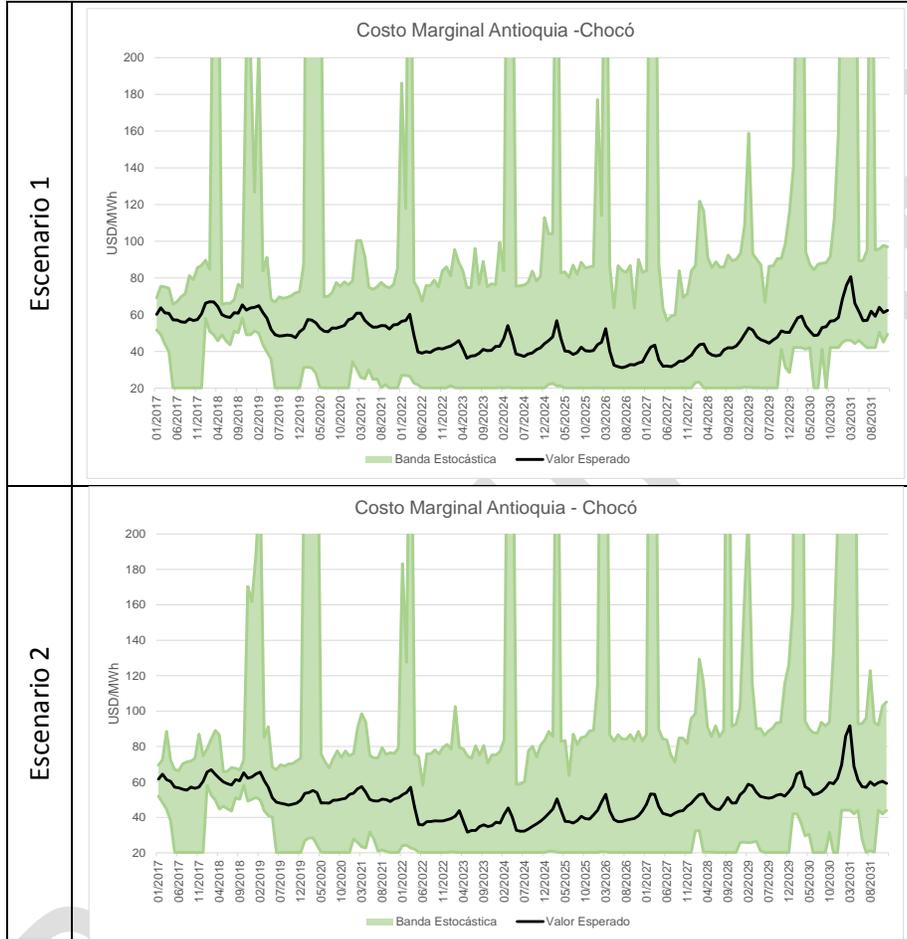
Fuente: UPME

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.

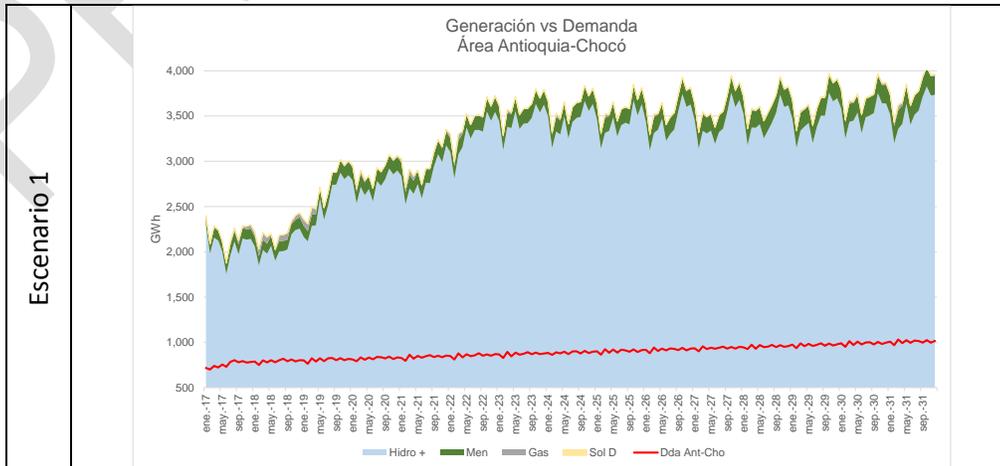
ANEXO VI. GRÁFICAS DE COSTO MARGINAL Y GENERACIÓN POR ÁREA ELÉCTRICA

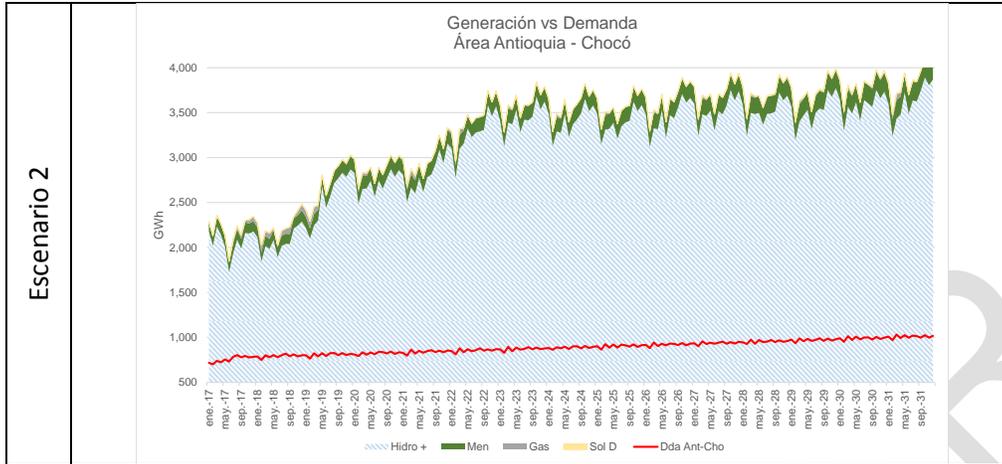
Área Antioquia –Chocó

Costo Marginal



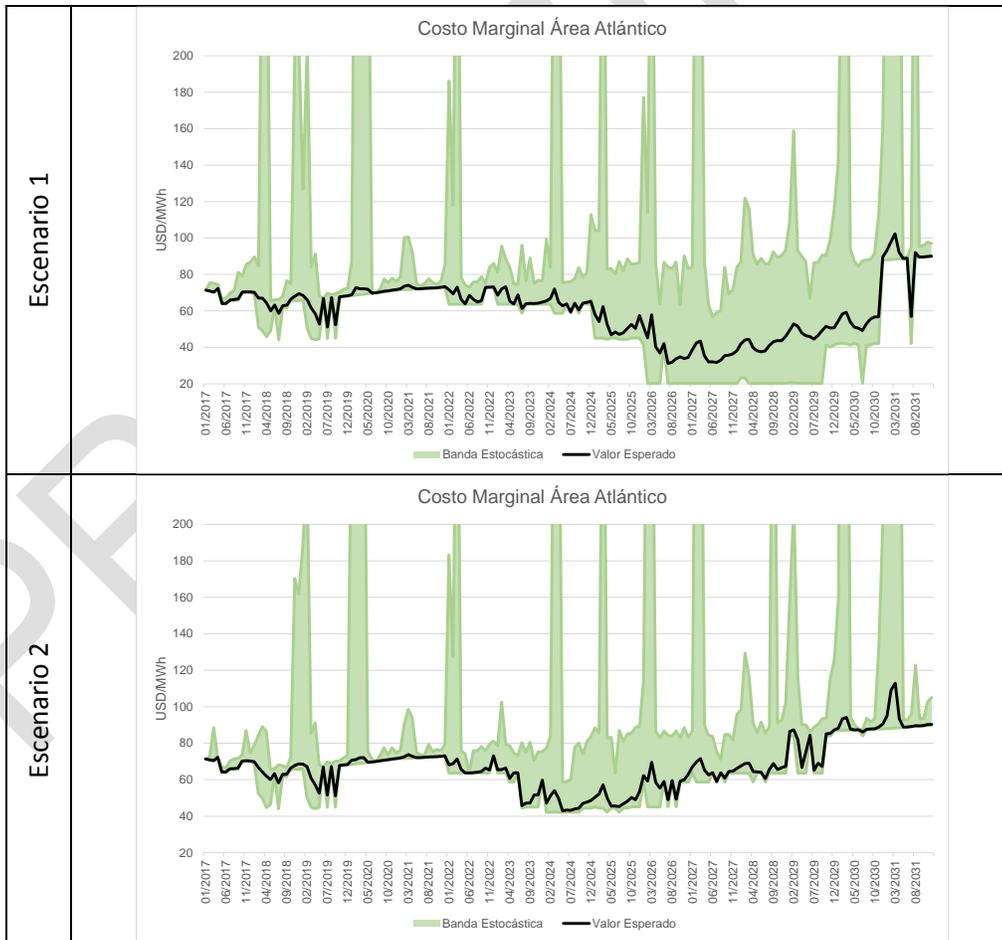
Generación Eléctrica



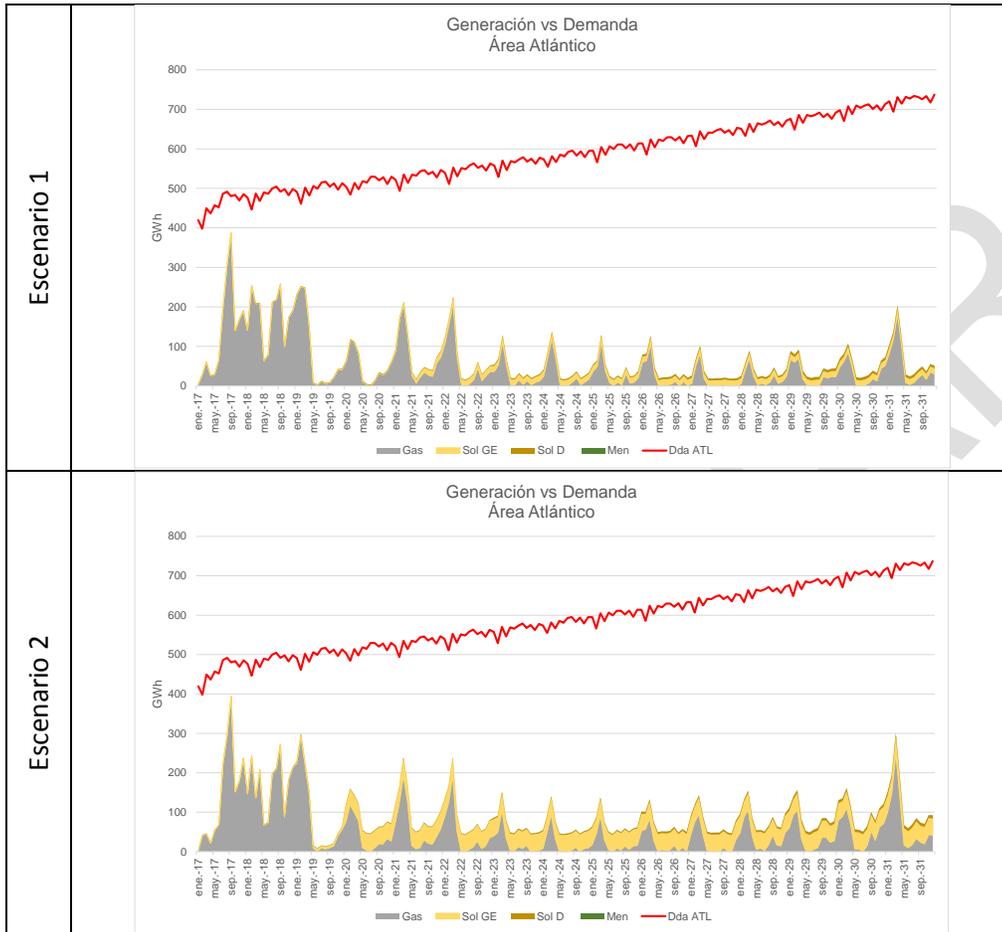


Área Atlántico

Costo Marginal

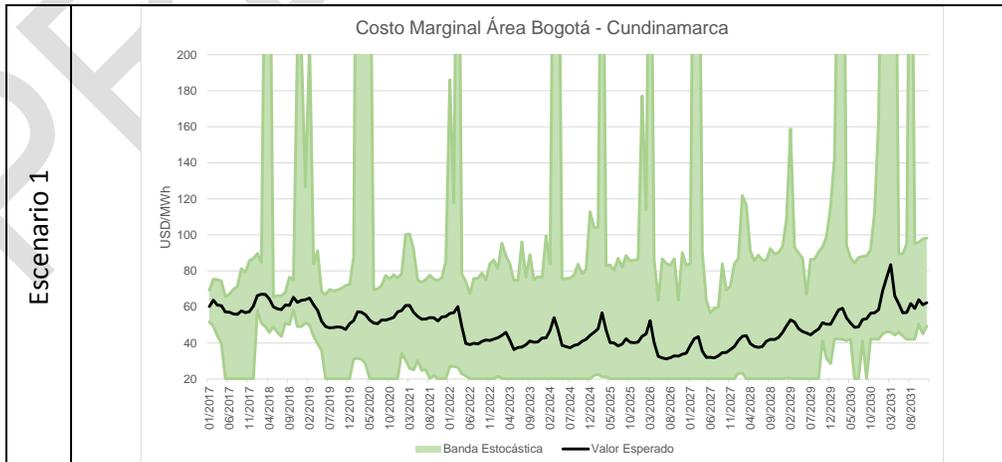


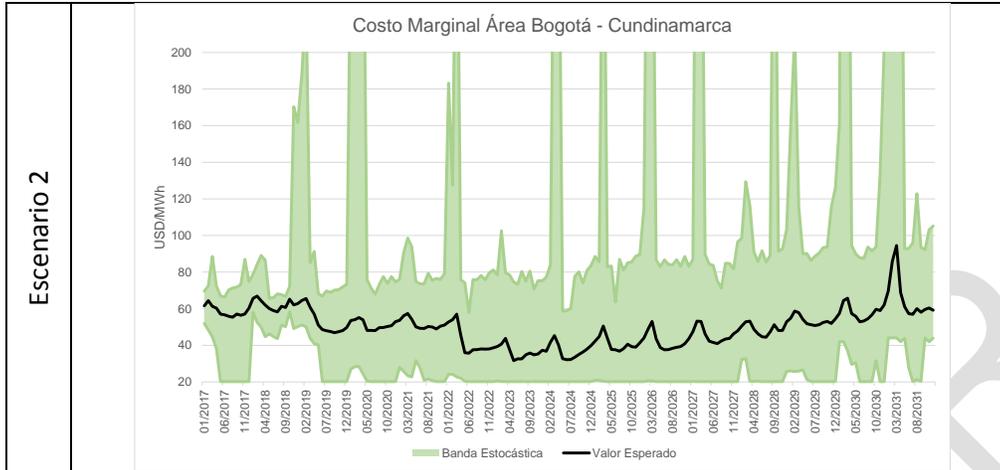
Generación Eléctrica



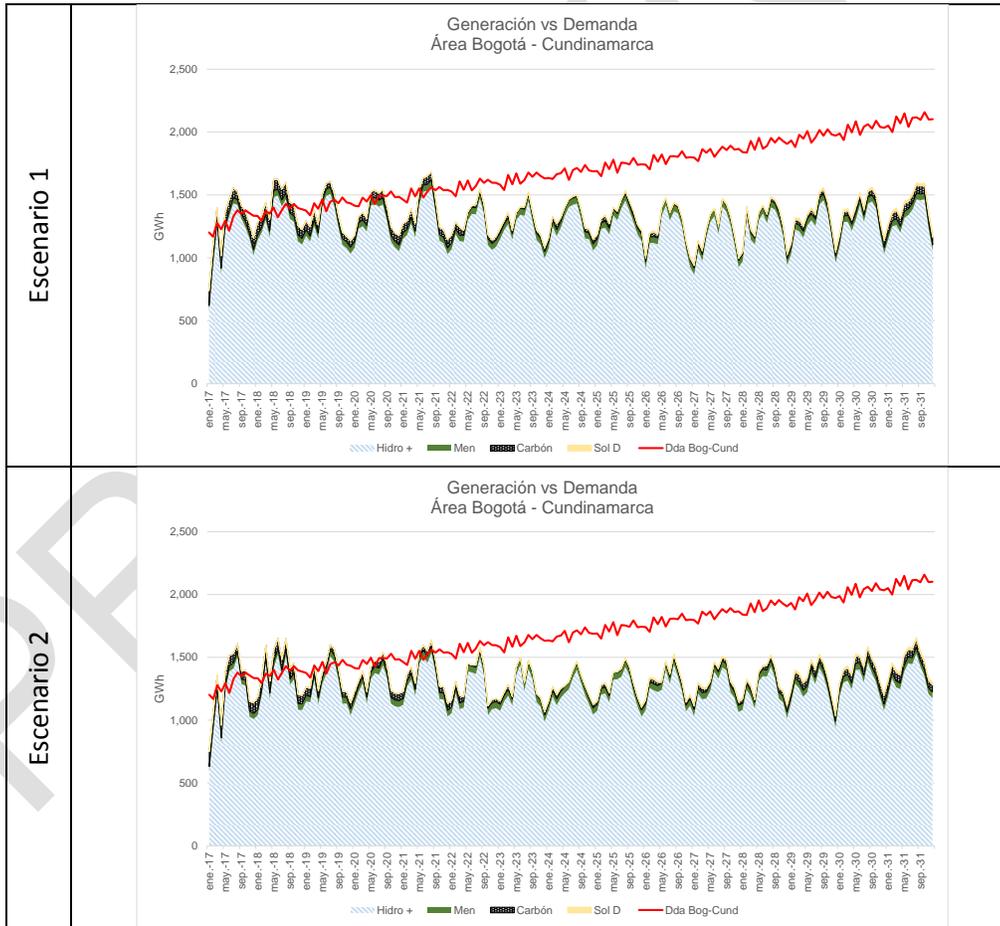
Área Bogotá –Cundinamarca

Costo Marginal



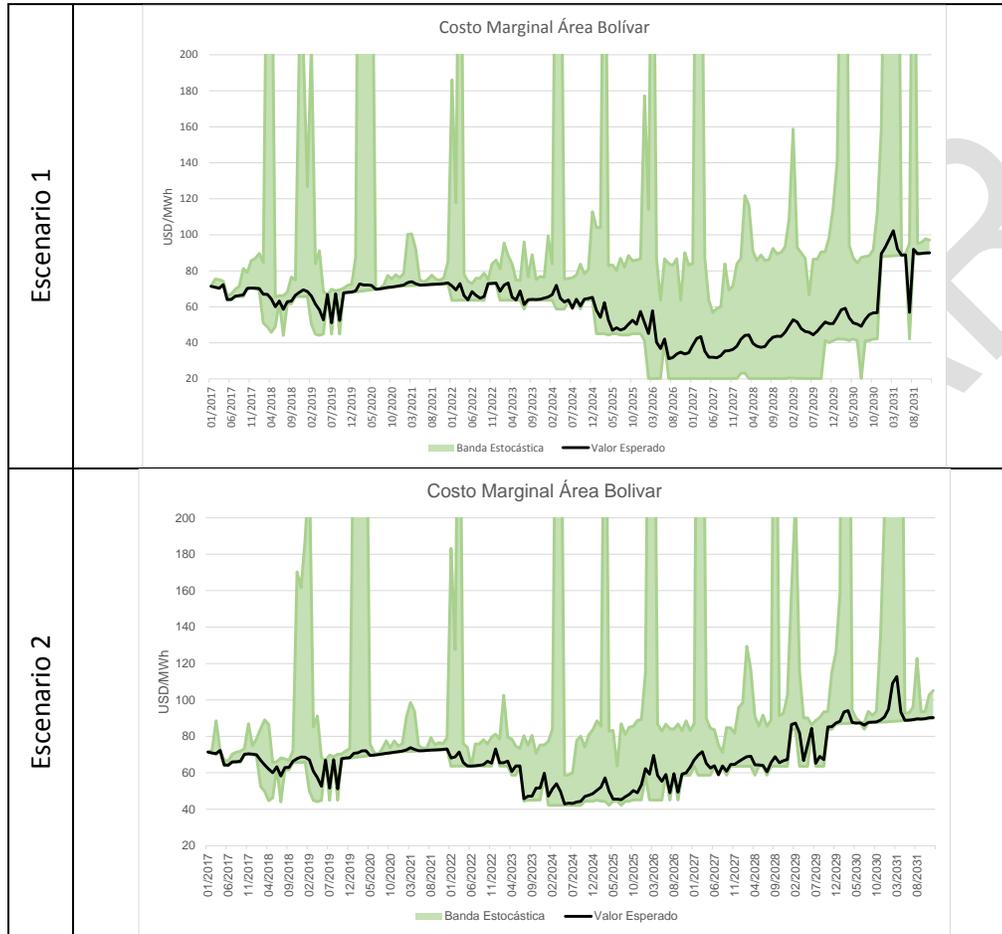


Generación Eléctrica

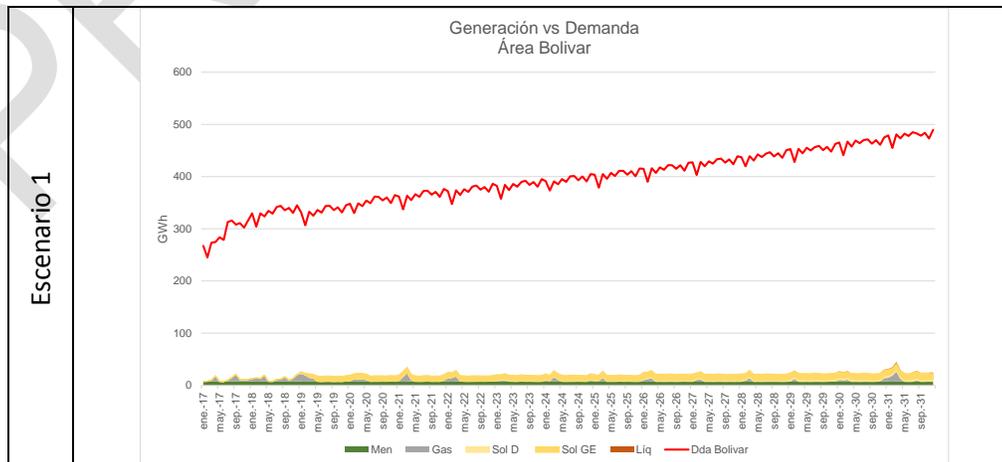


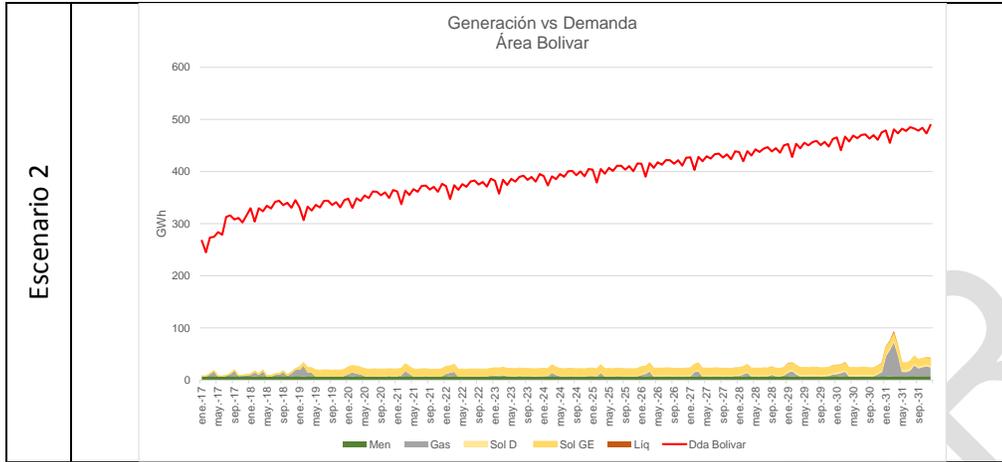
Área Bolívar

Costo Marginal



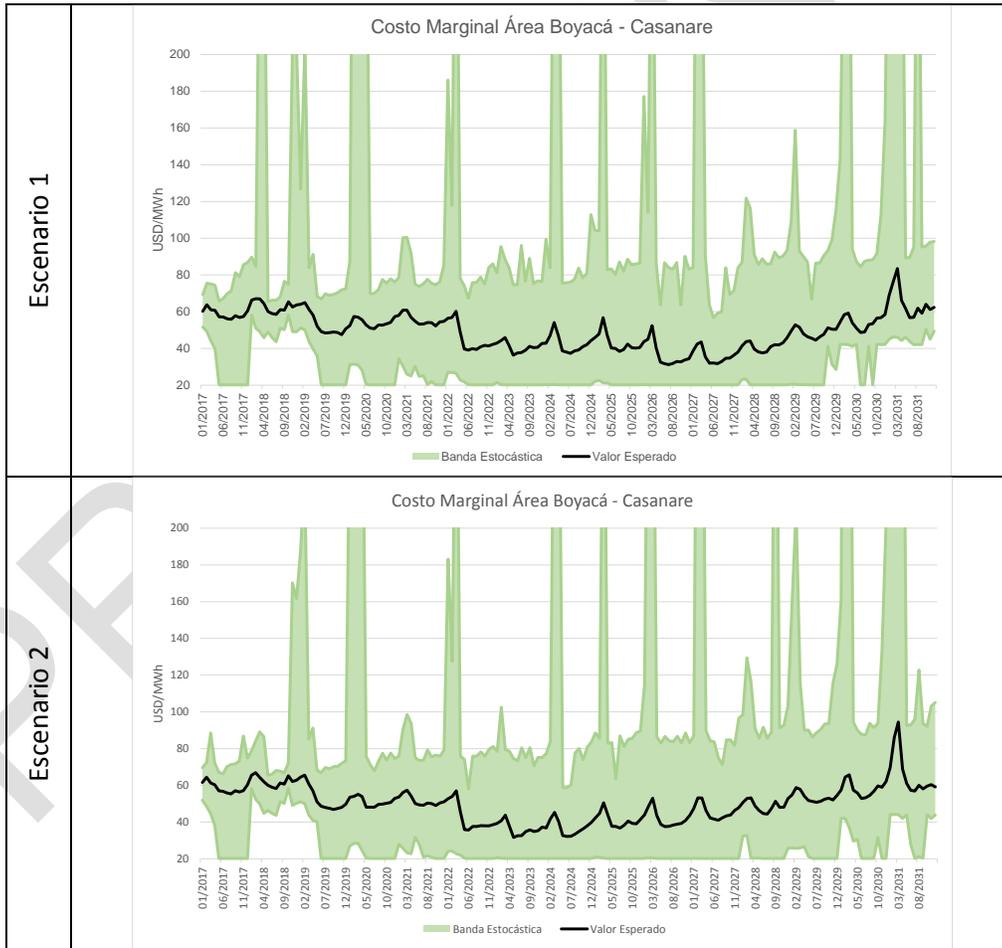
Generación Eléctrica



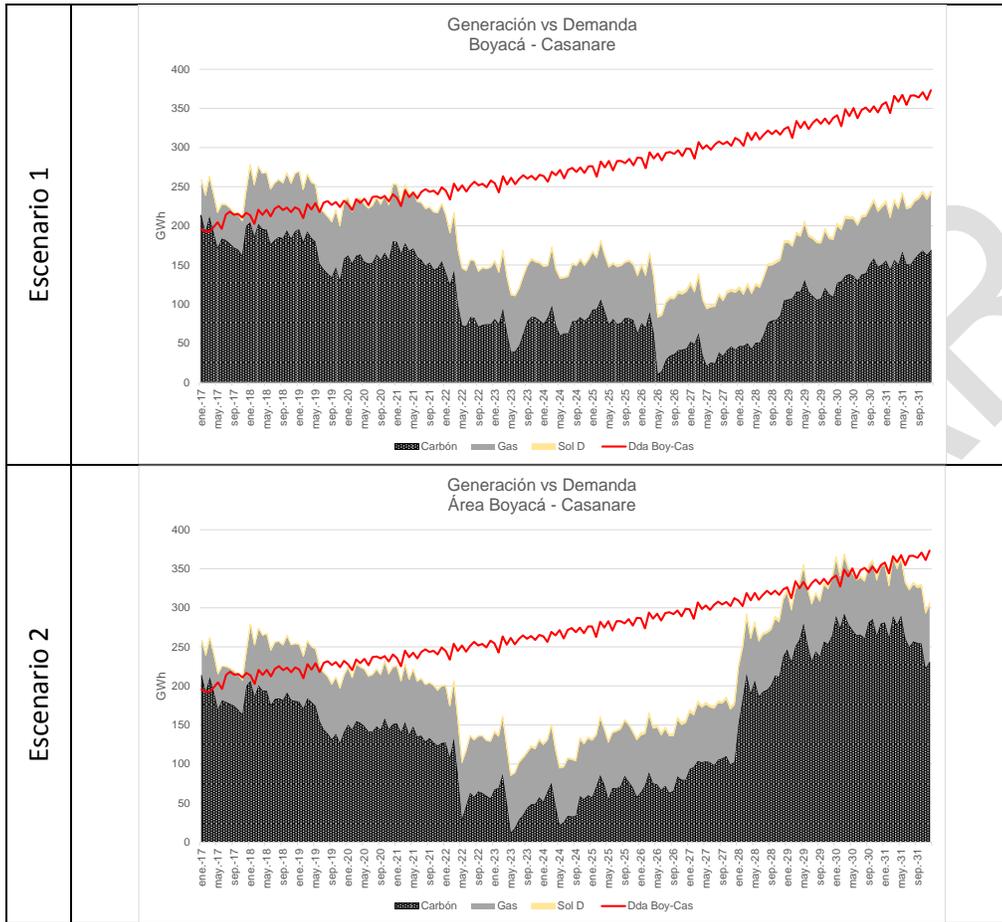


Área Boyacá –Casanare

Costo Marginal

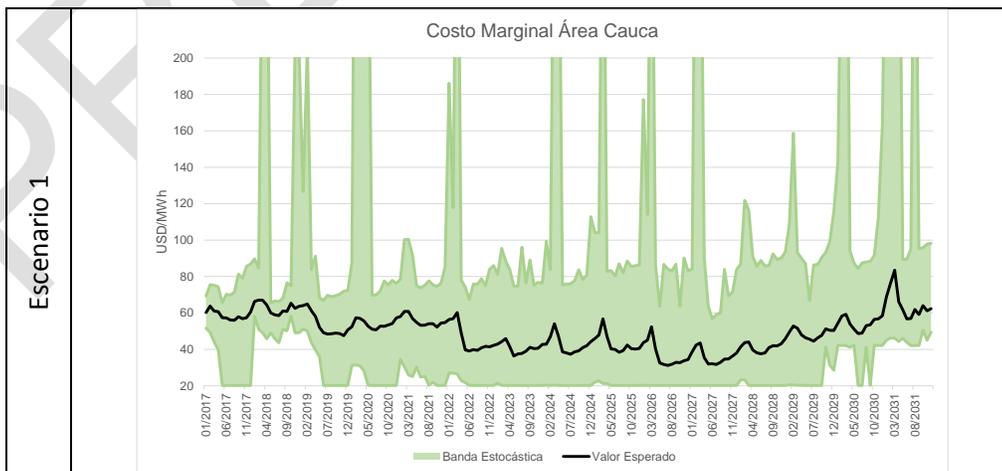


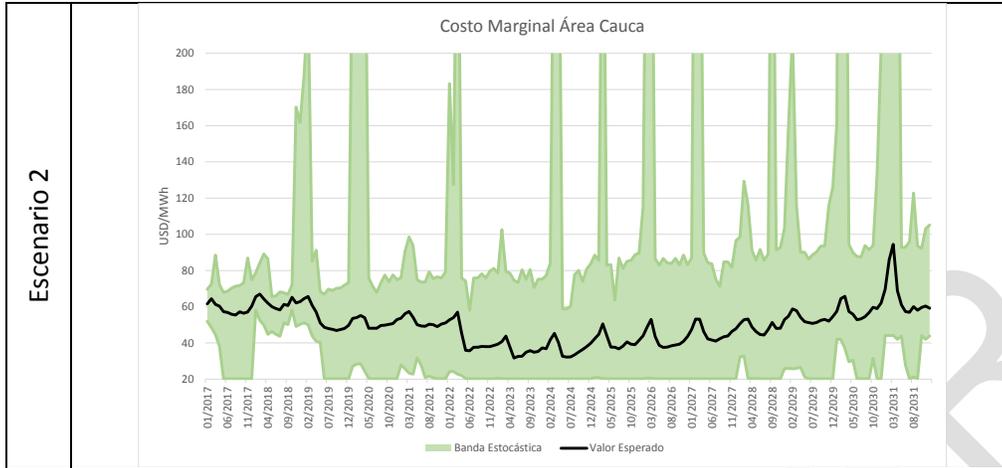
Generación Eléctrica



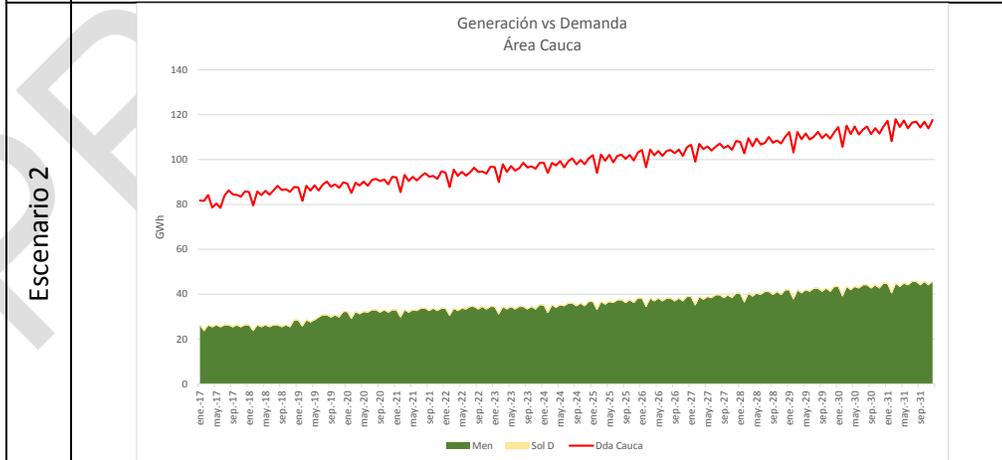
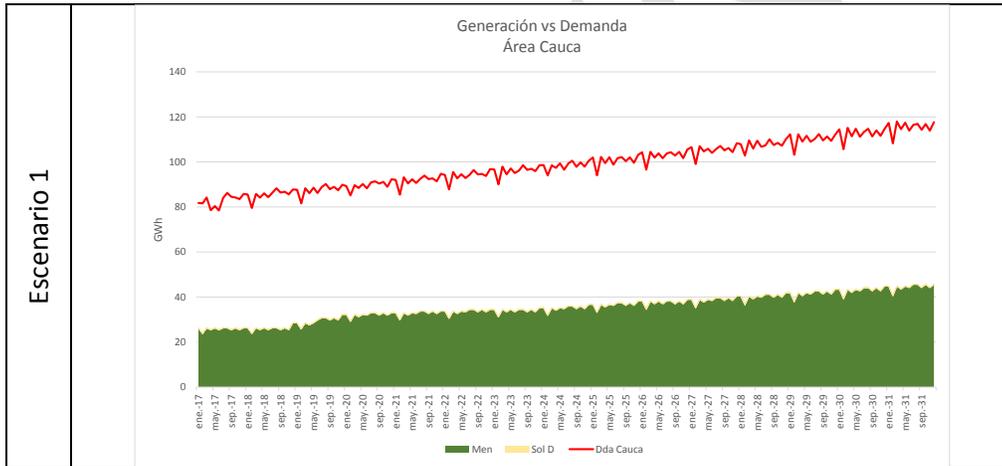
Área Cauca

Costo Marginal



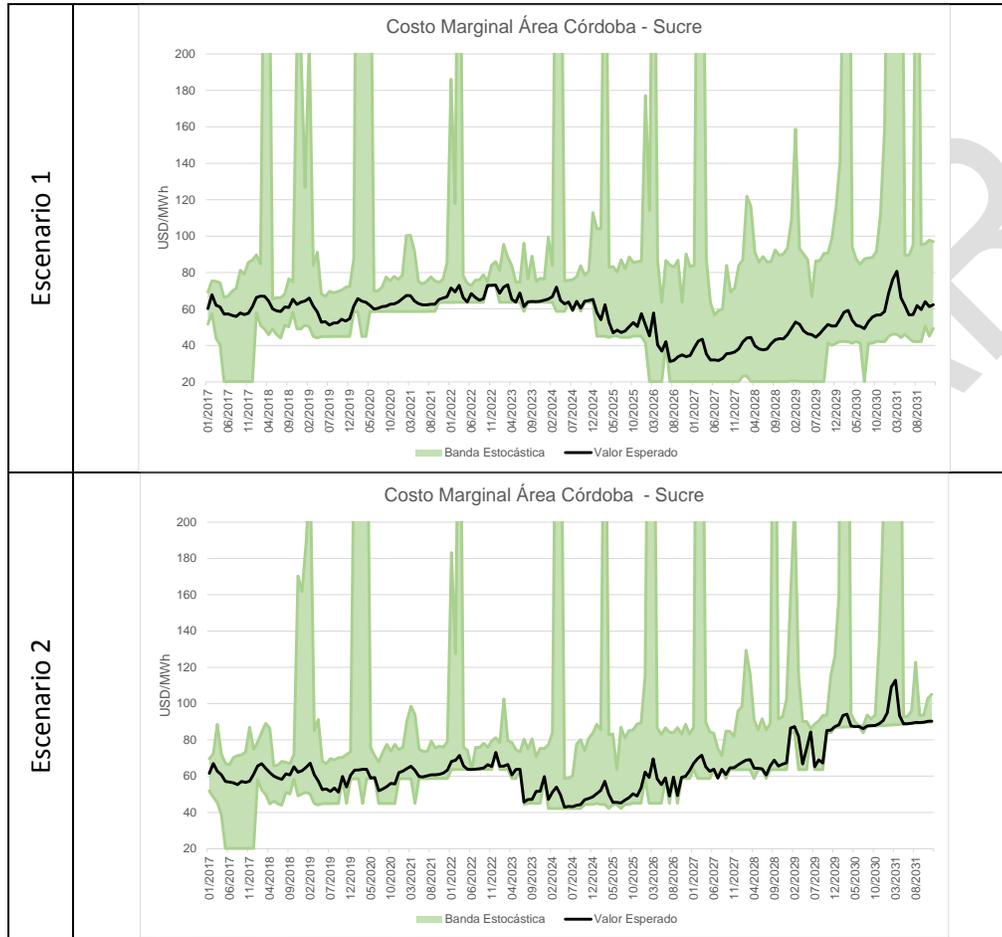


Generación Eléctrica

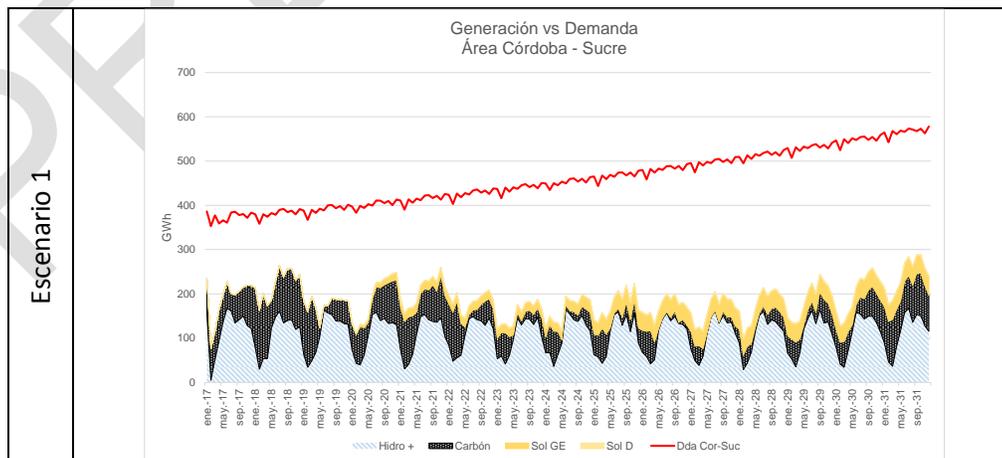


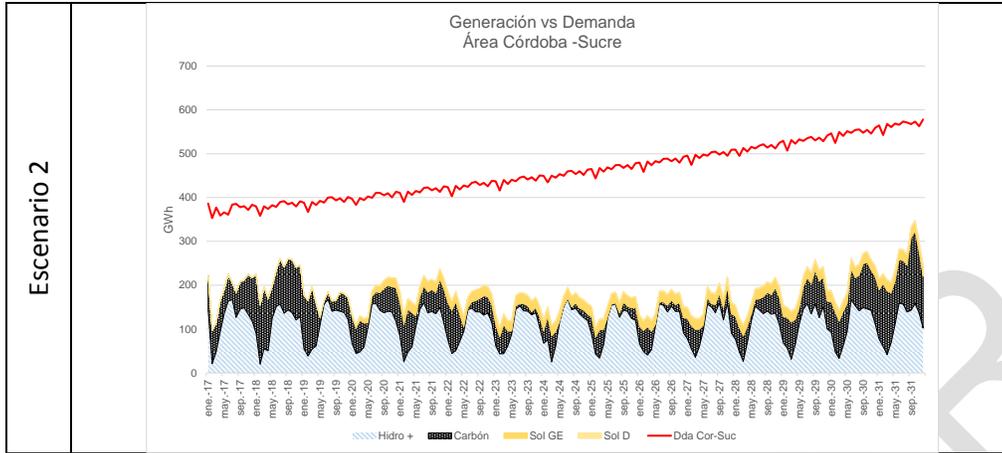
Área Córdoba - Sucre

Costo Marginal



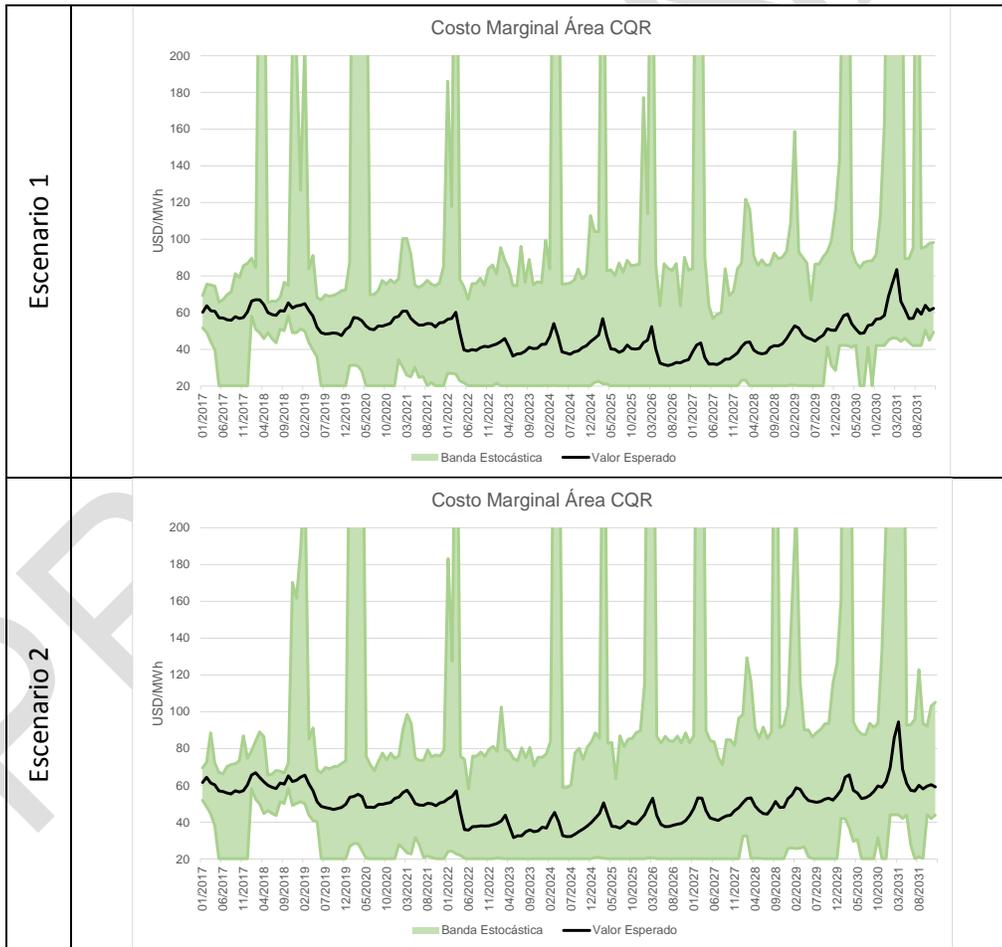
Generación Eléctrica



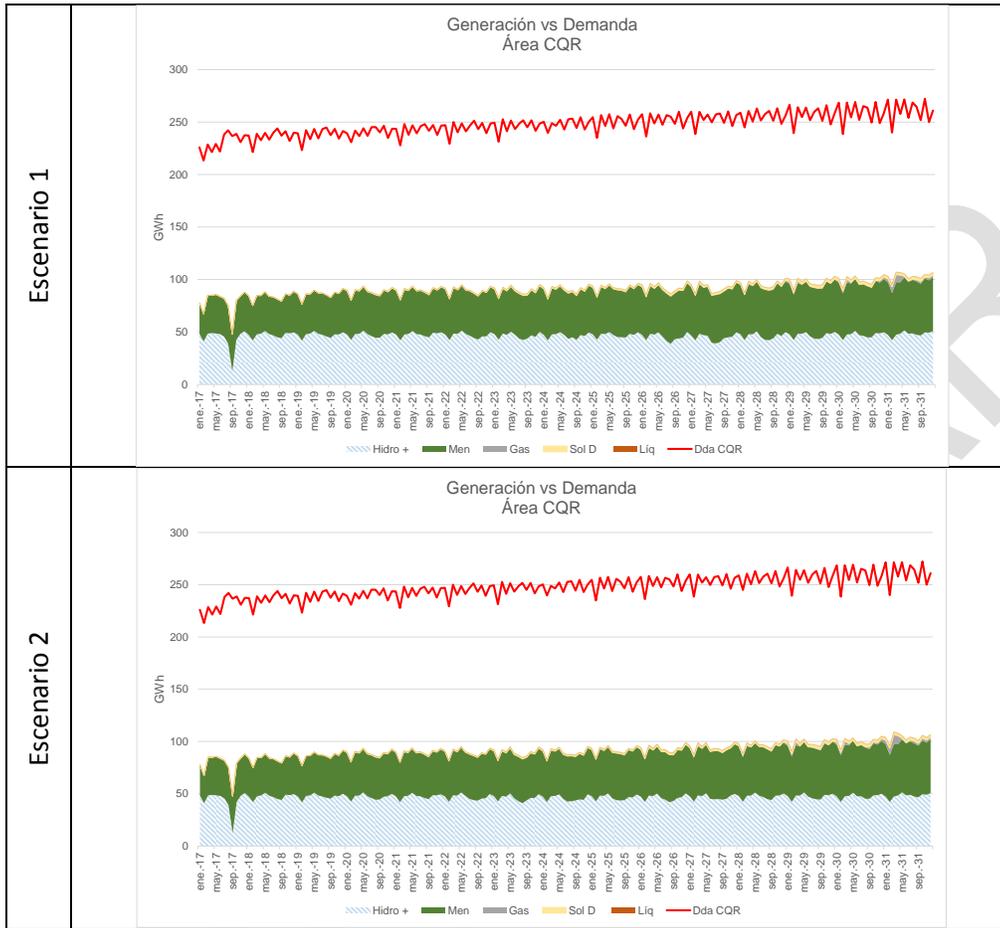


Área CQR

Costo Marginal

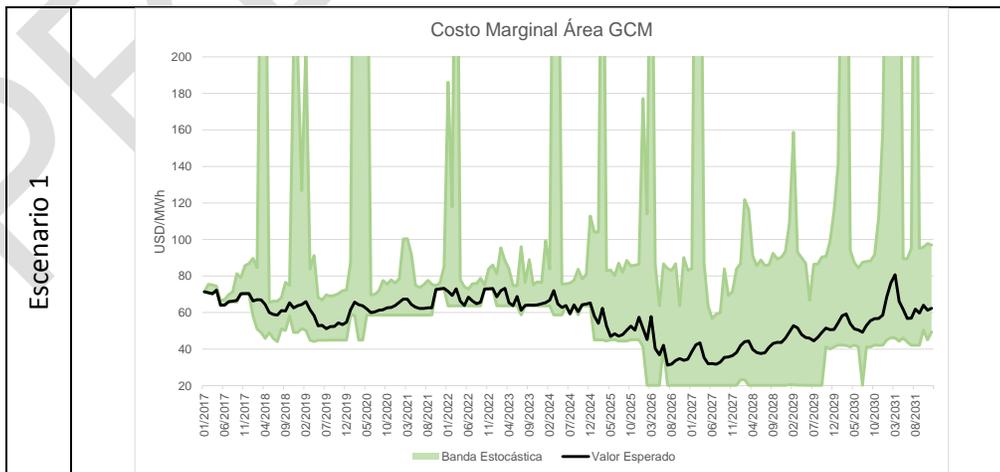


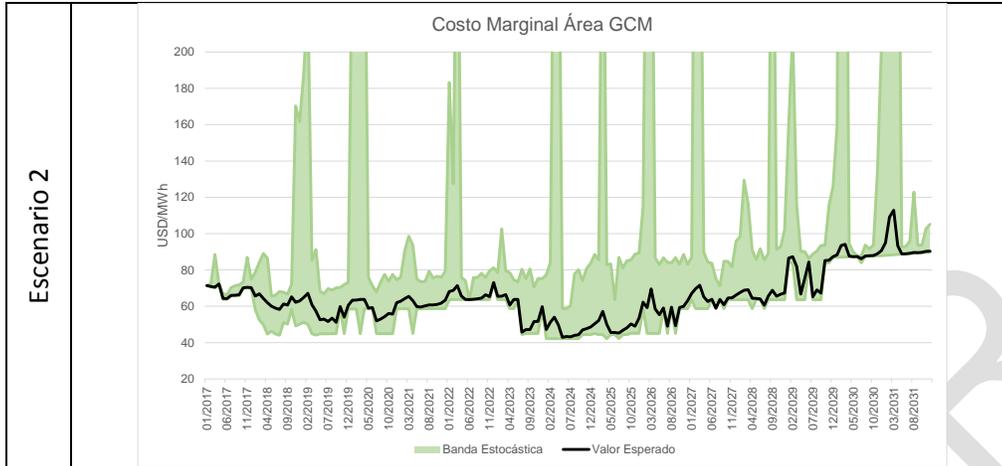
Generación Eléctrica



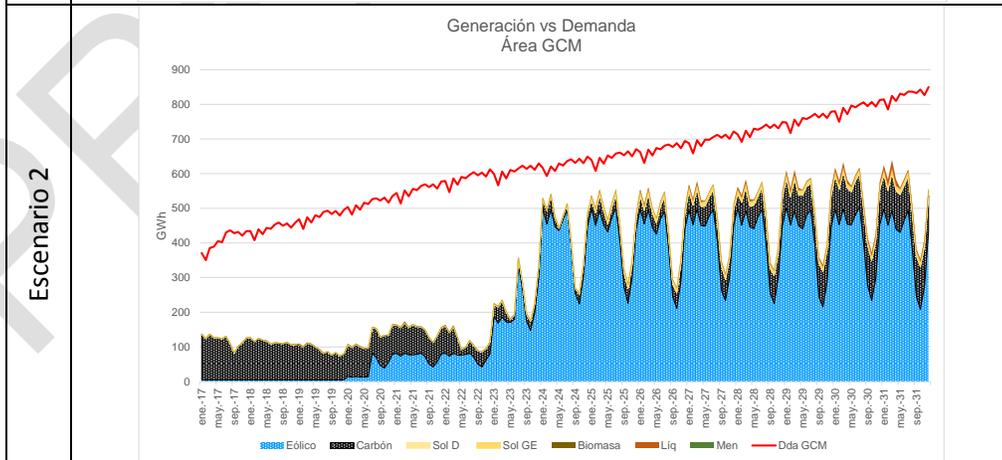
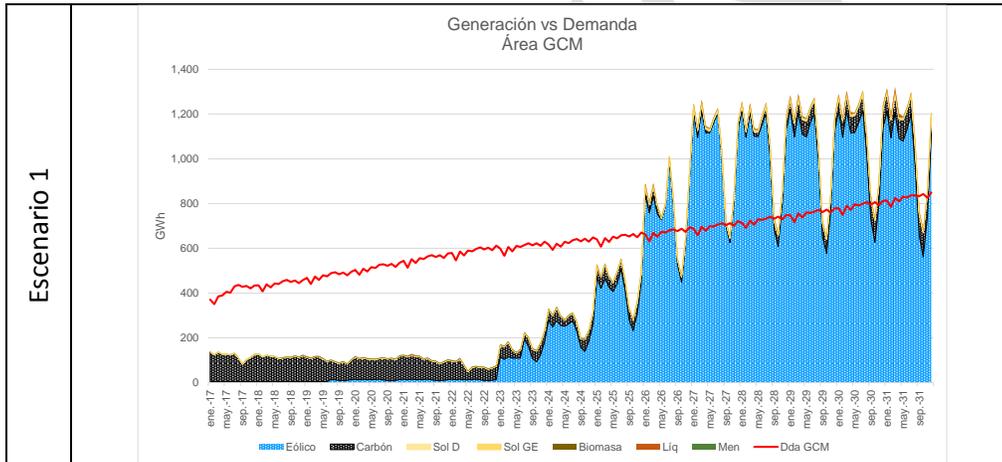
Área GCM

Costo Marginal





Generación Eléctrica

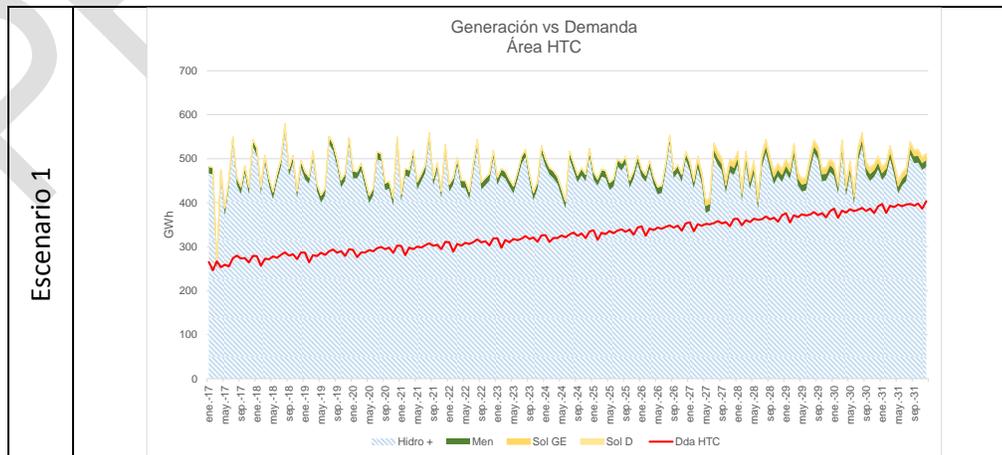


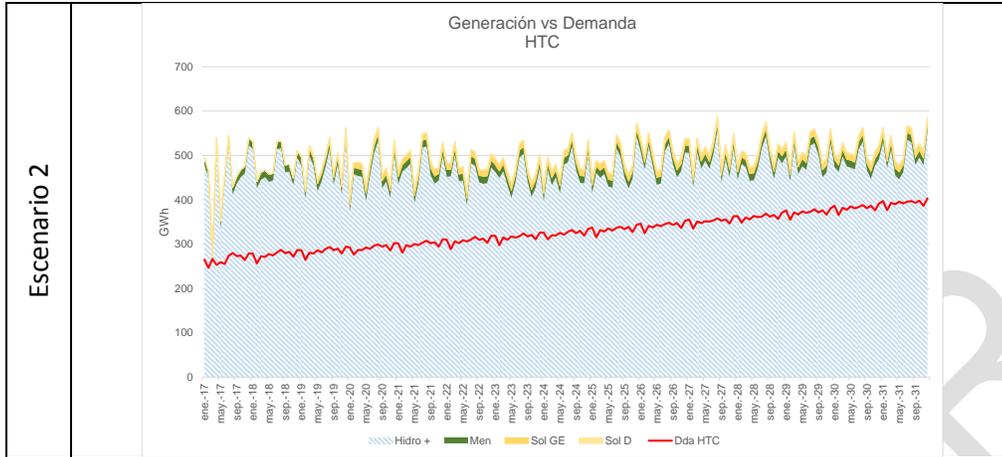
Área HTC

Costo Marginal



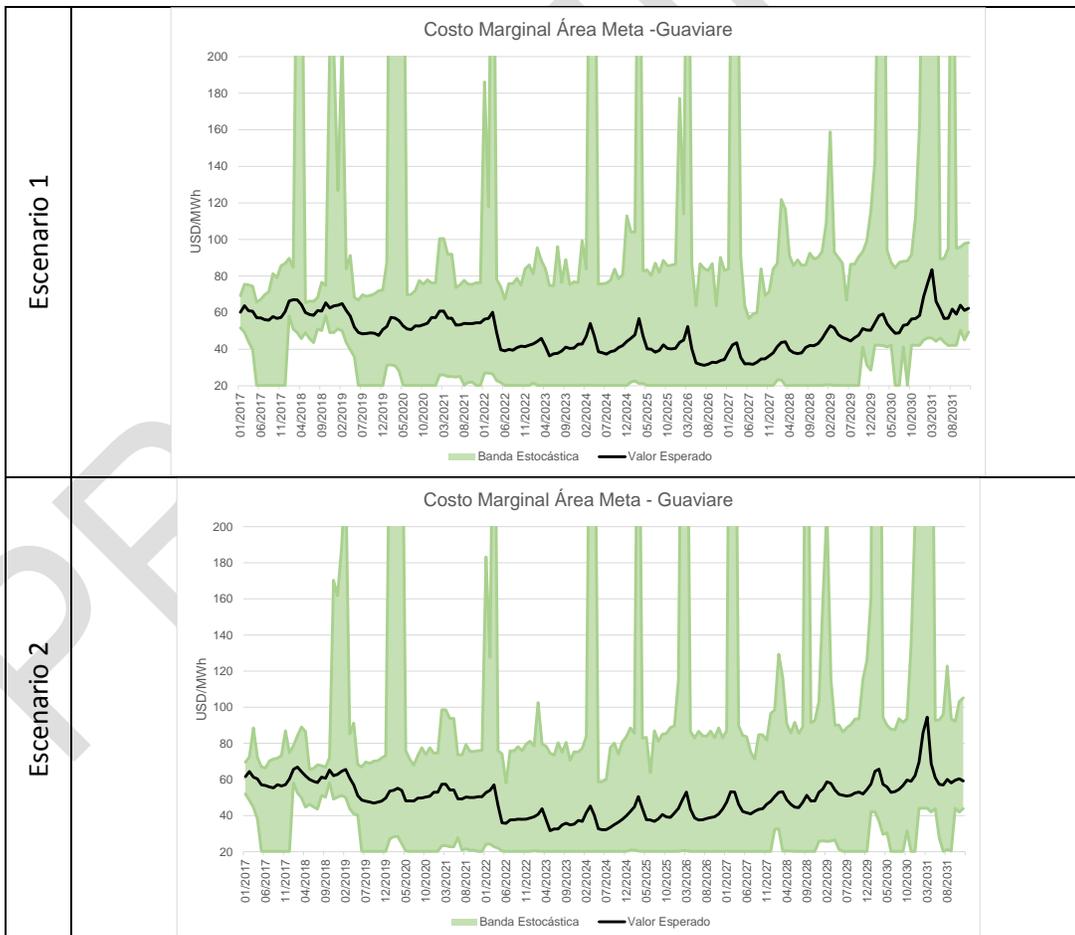
Generación Eléctrica



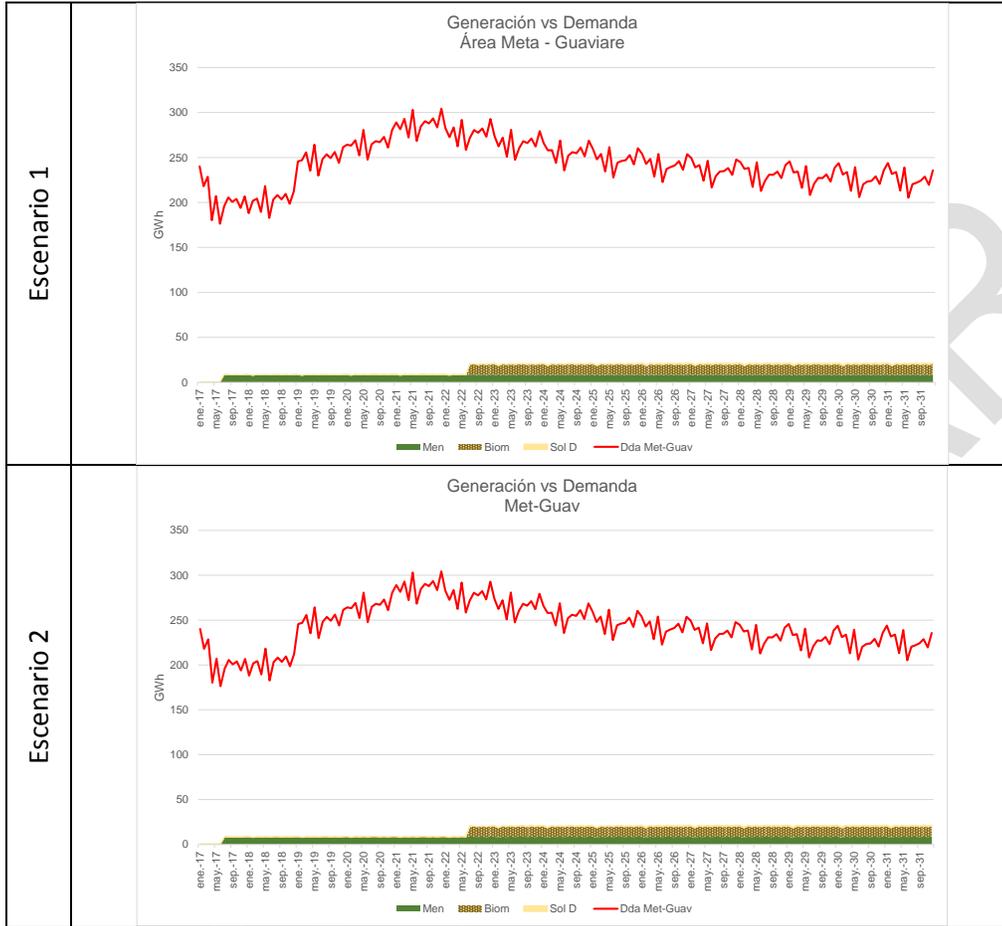


Área Meta - Guaviare

Costo Marginal

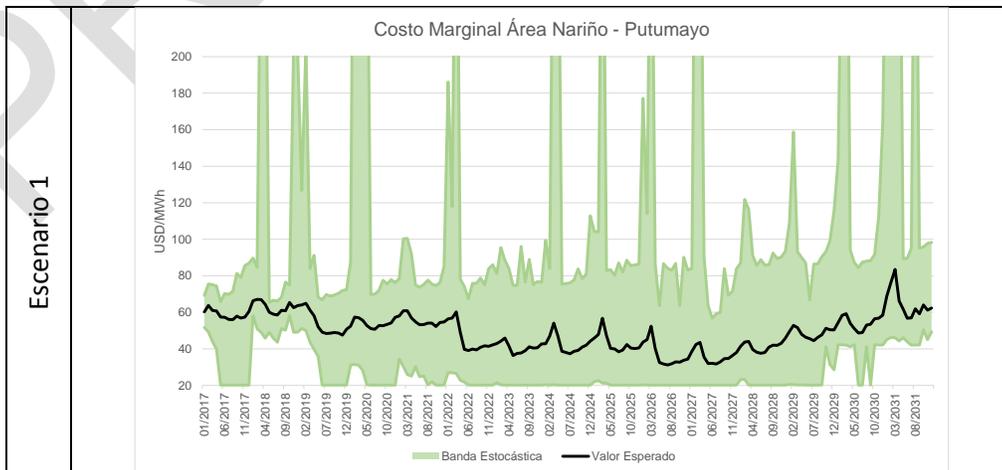


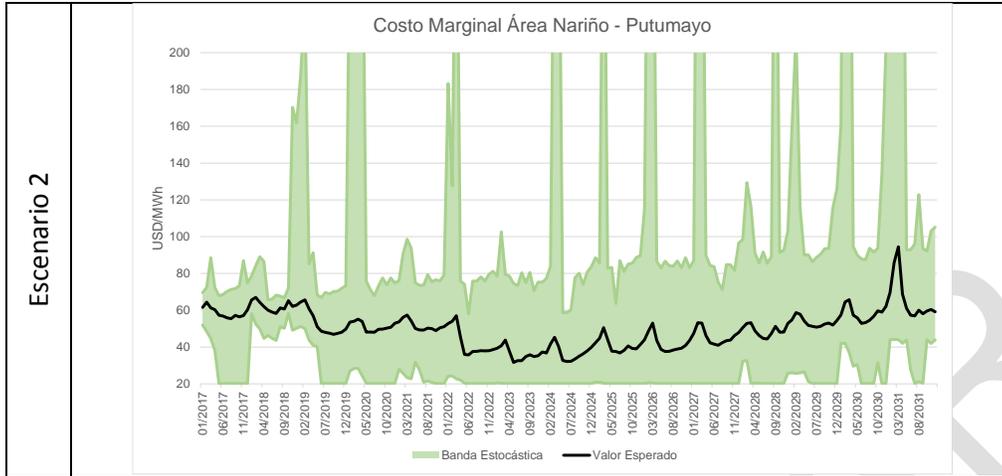
Generación Eléctrica



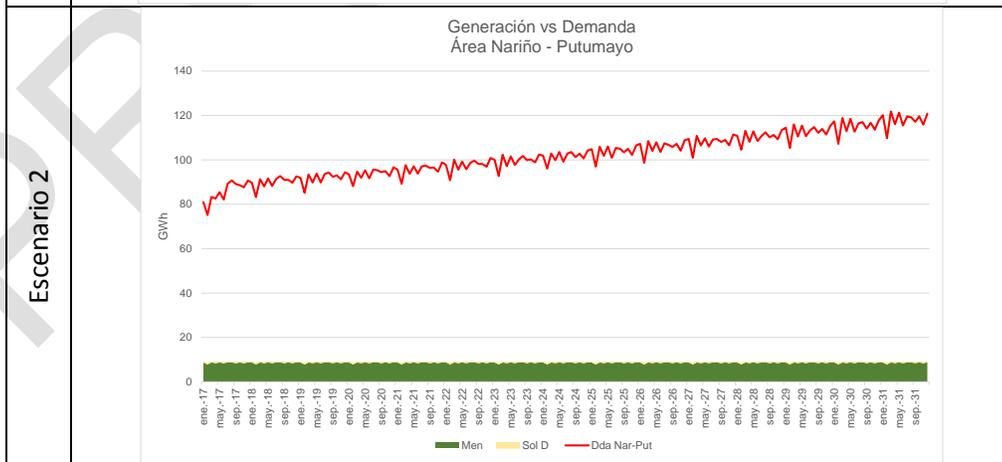
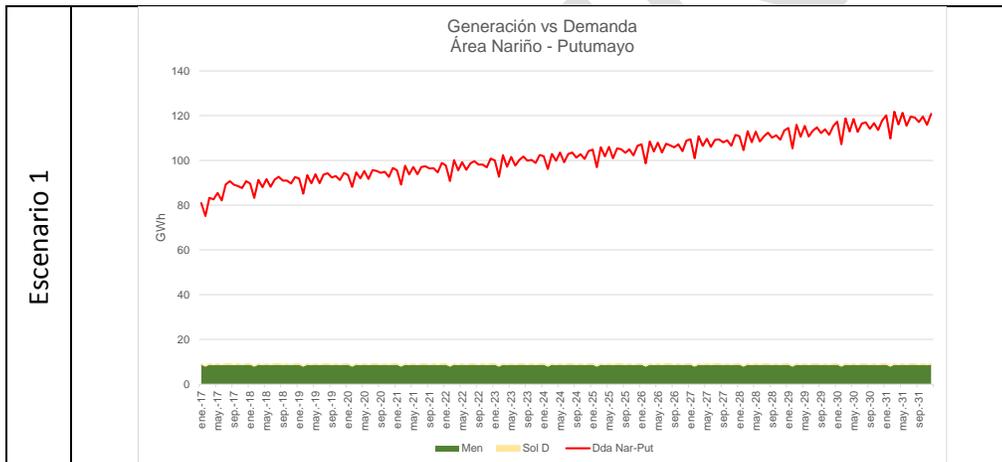
Área Nariño - Putumayo

Costo Marginal



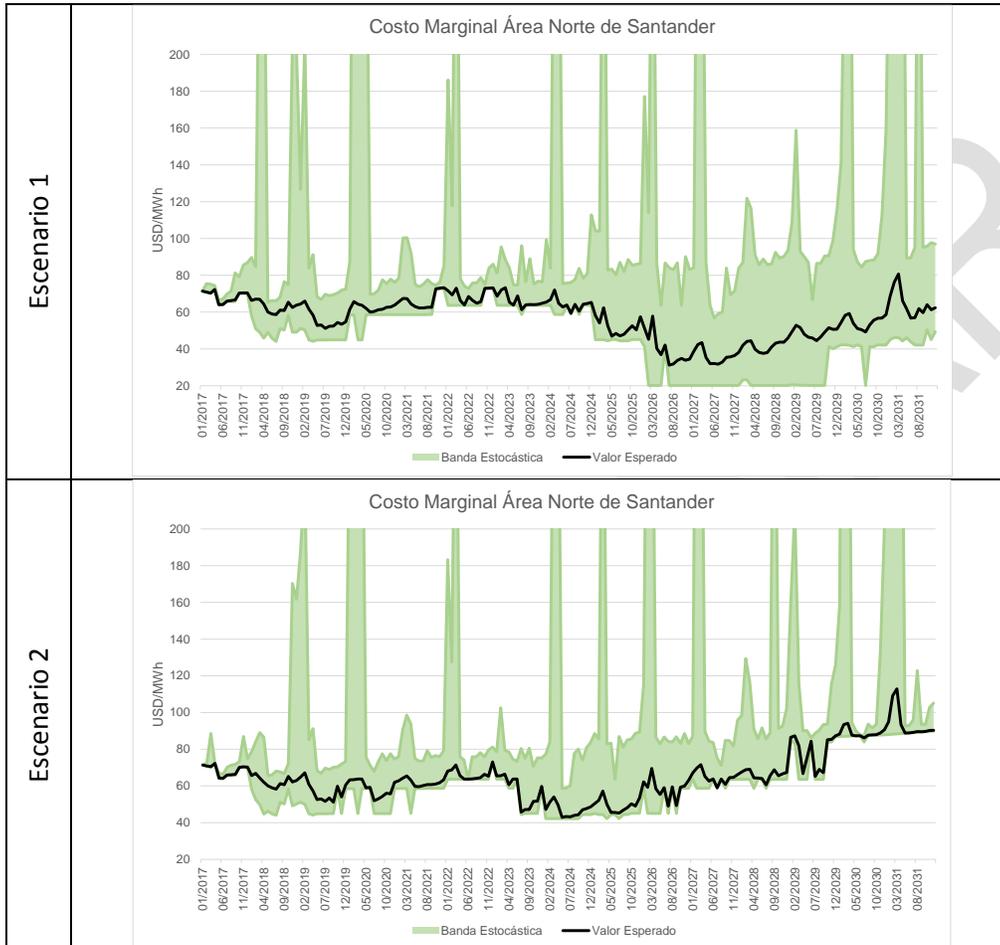


Generación Eléctrica

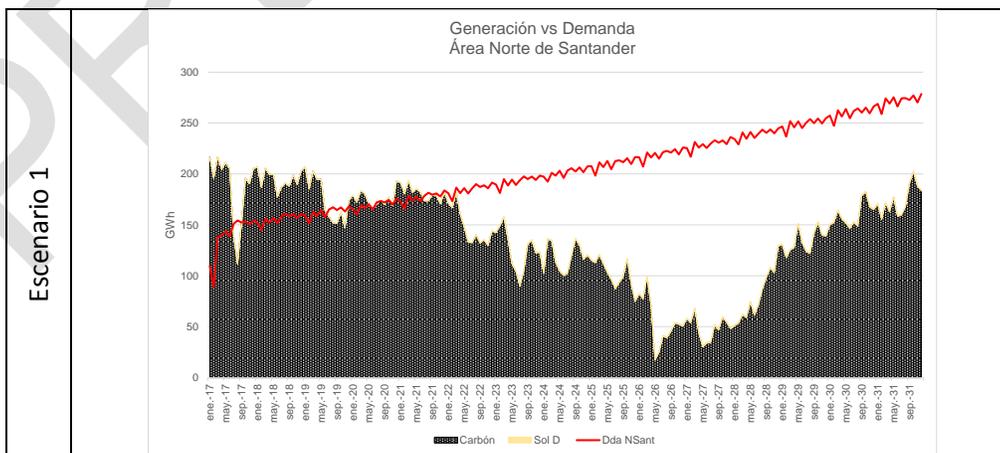


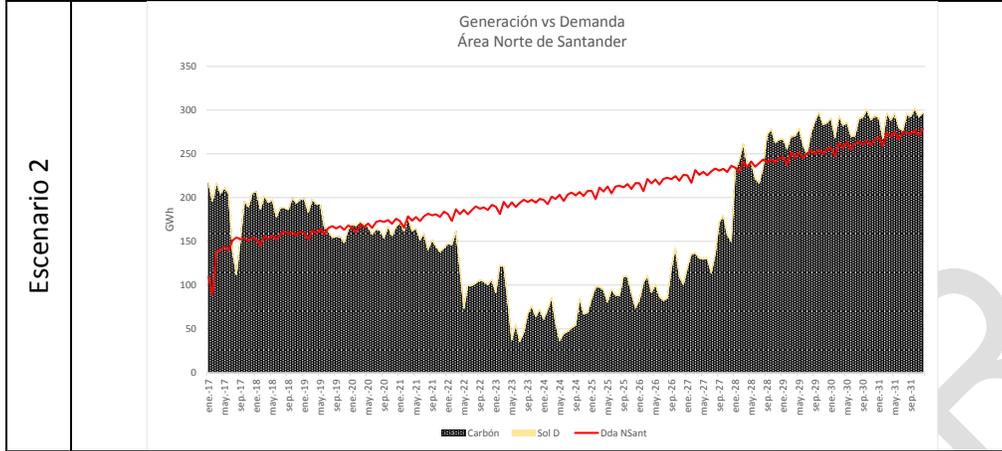
Área Norte de Santander

Costo Marginal



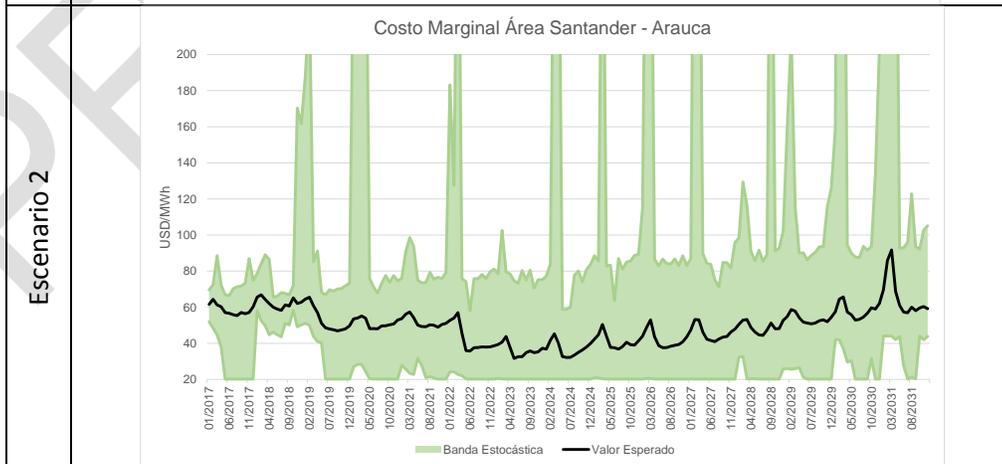
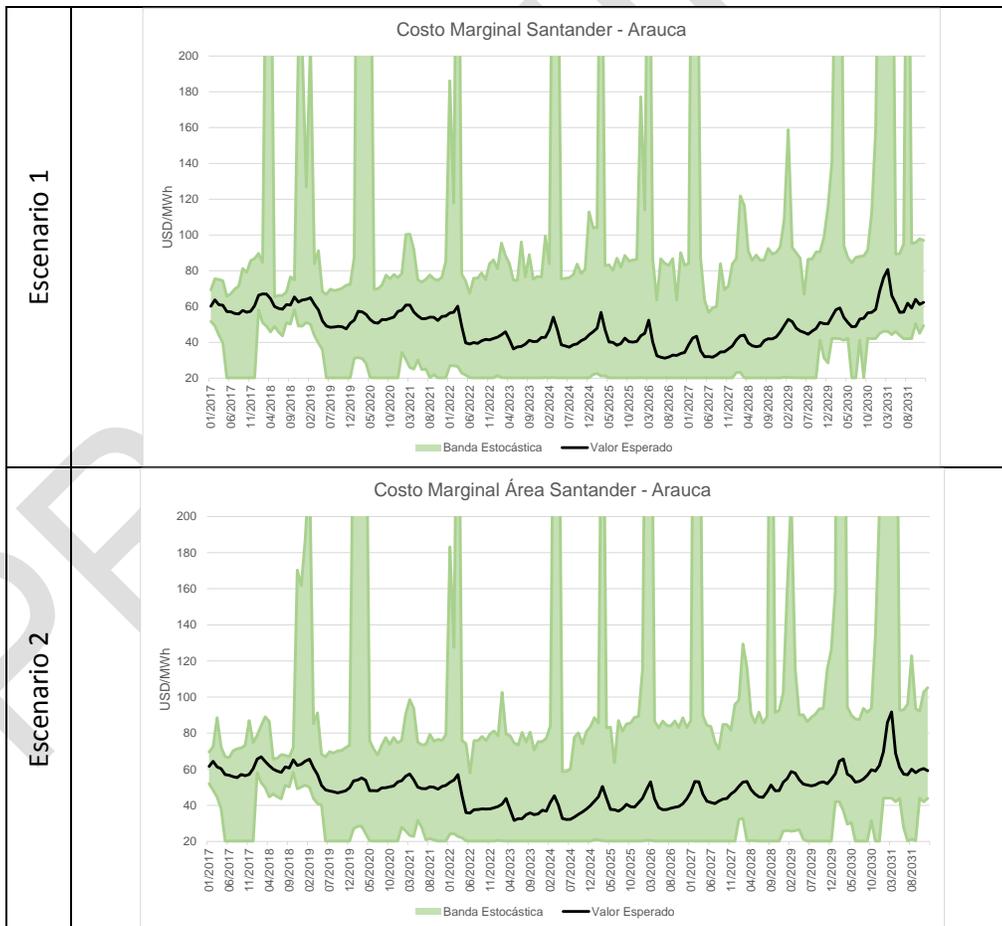
Generación Eléctrica



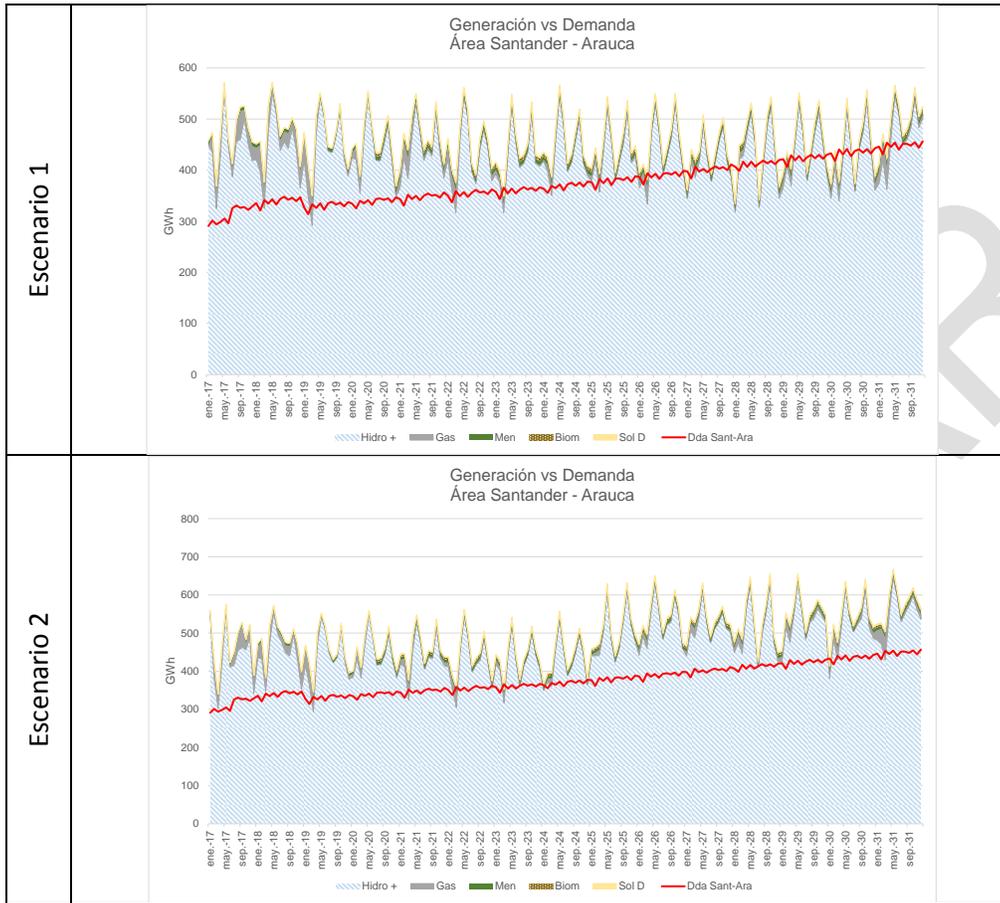


Área Santander - Arauca

Costo Marginal

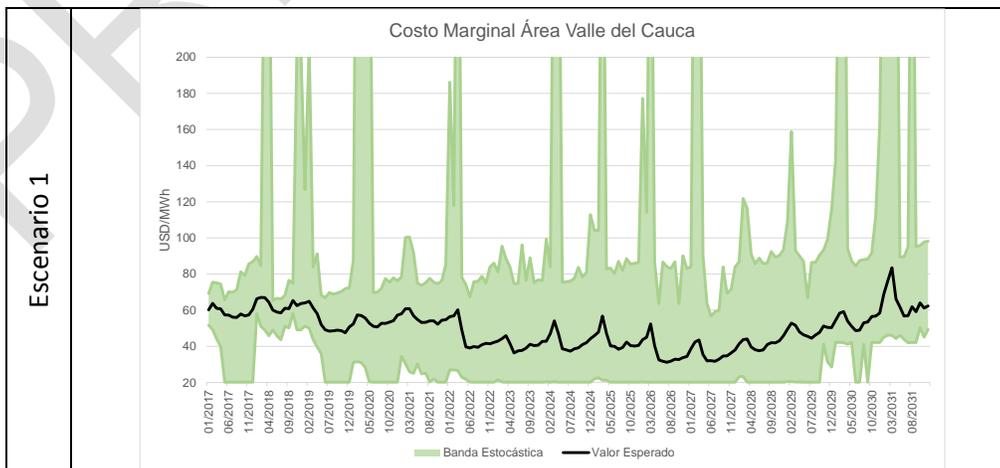


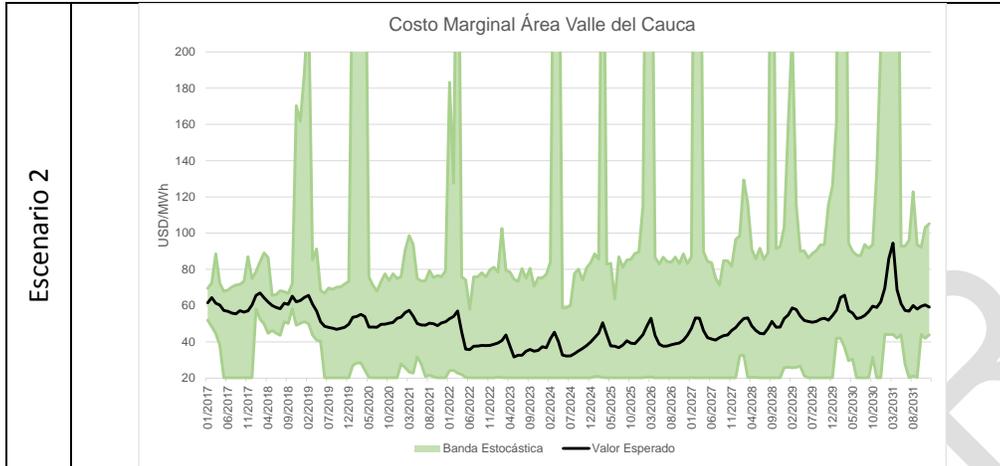
Generación Eléctrica



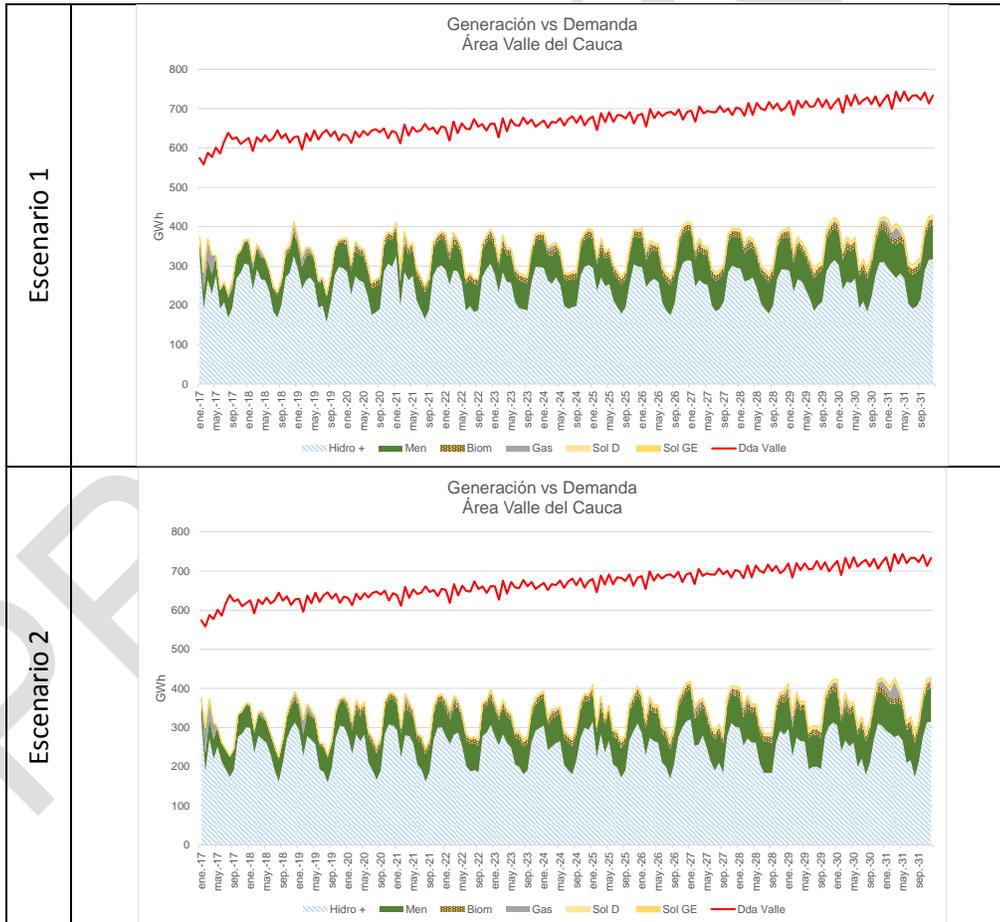
Área Valle

Costo Marginal





Generación Eléctrica



ANEXO VII. ANÁLISIS DE ALERTAS TEMPRANAS

Introducción

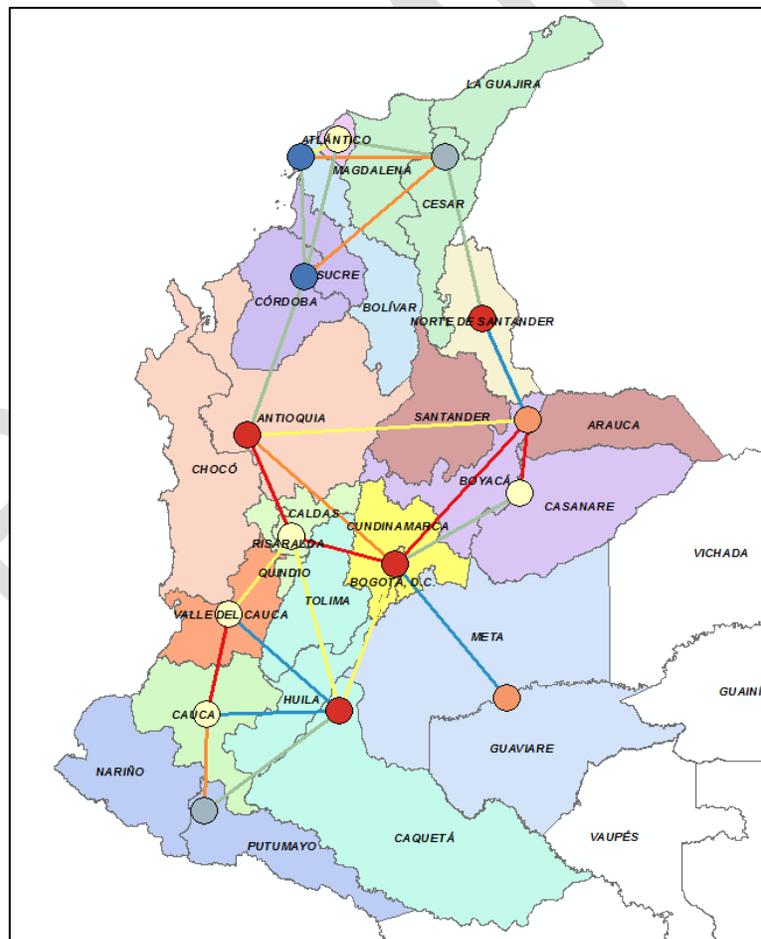
El Plan de Expansión Generación-Transmisión 2017-2031 incluye proyectos de generación de diversas fuentes de energía y también nuevos proyectos de transmisión. Además, se dividió el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en quince (15) áreas eléctricas para todos los análisis efectuados; en este sentido, 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	Artículo 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

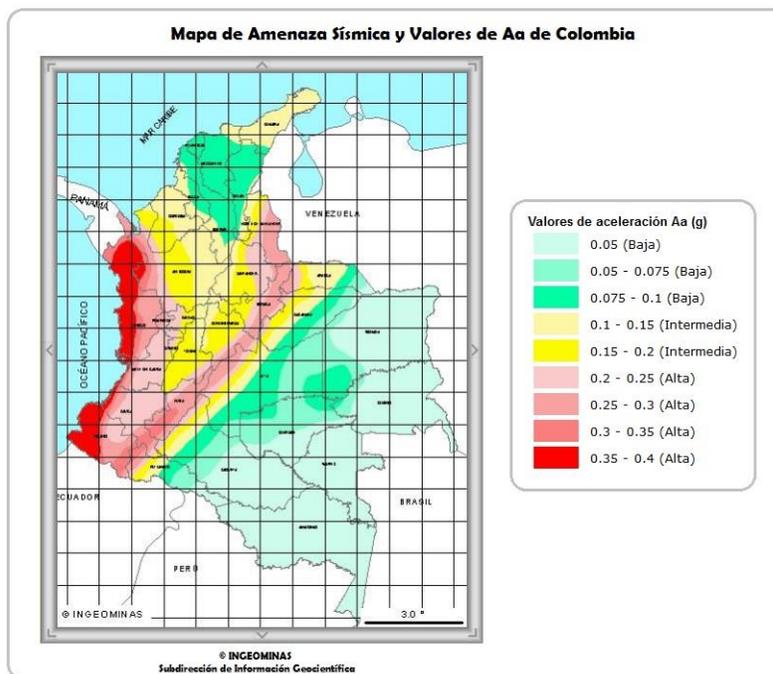
3. Análisis de Variables

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%

Región	Área [km2]	Áreas BST [km2]	Otras Áreas [km2]	Áreas BST	Otras Áreas
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%
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]⁴⁹

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 DONA 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
SANQUIANGÁ	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
SERRANÍA DE LOS CHURÚMBELOS	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 YARIGÜES	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	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
TINGUA	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

⁴⁹ 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
CAMENTSÁ 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	BO G	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	6.657,48
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
LWÁ	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
YANAONA	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:

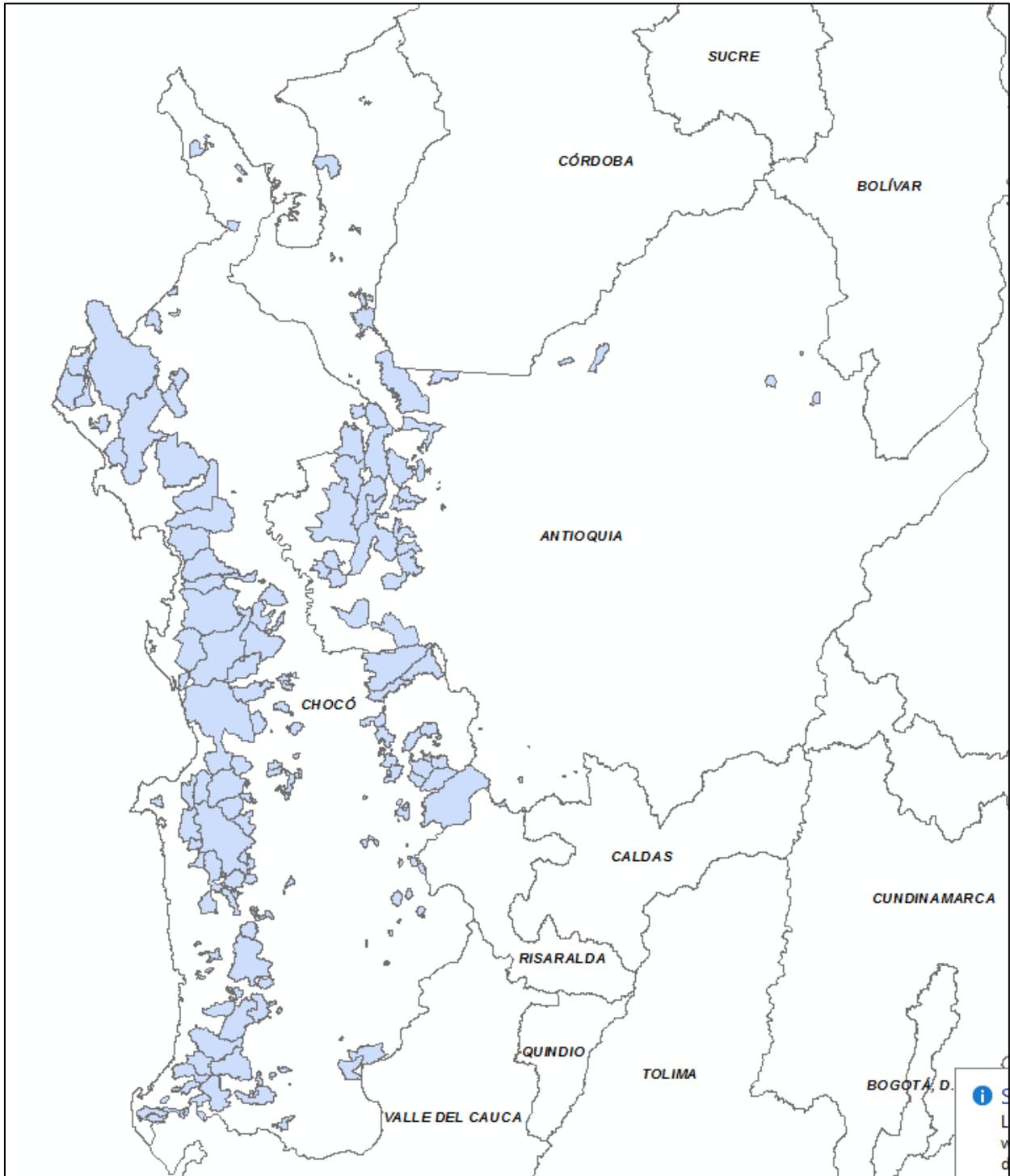
Tabla VII-11: Áreas de Comunidades Afrodescendientes.

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

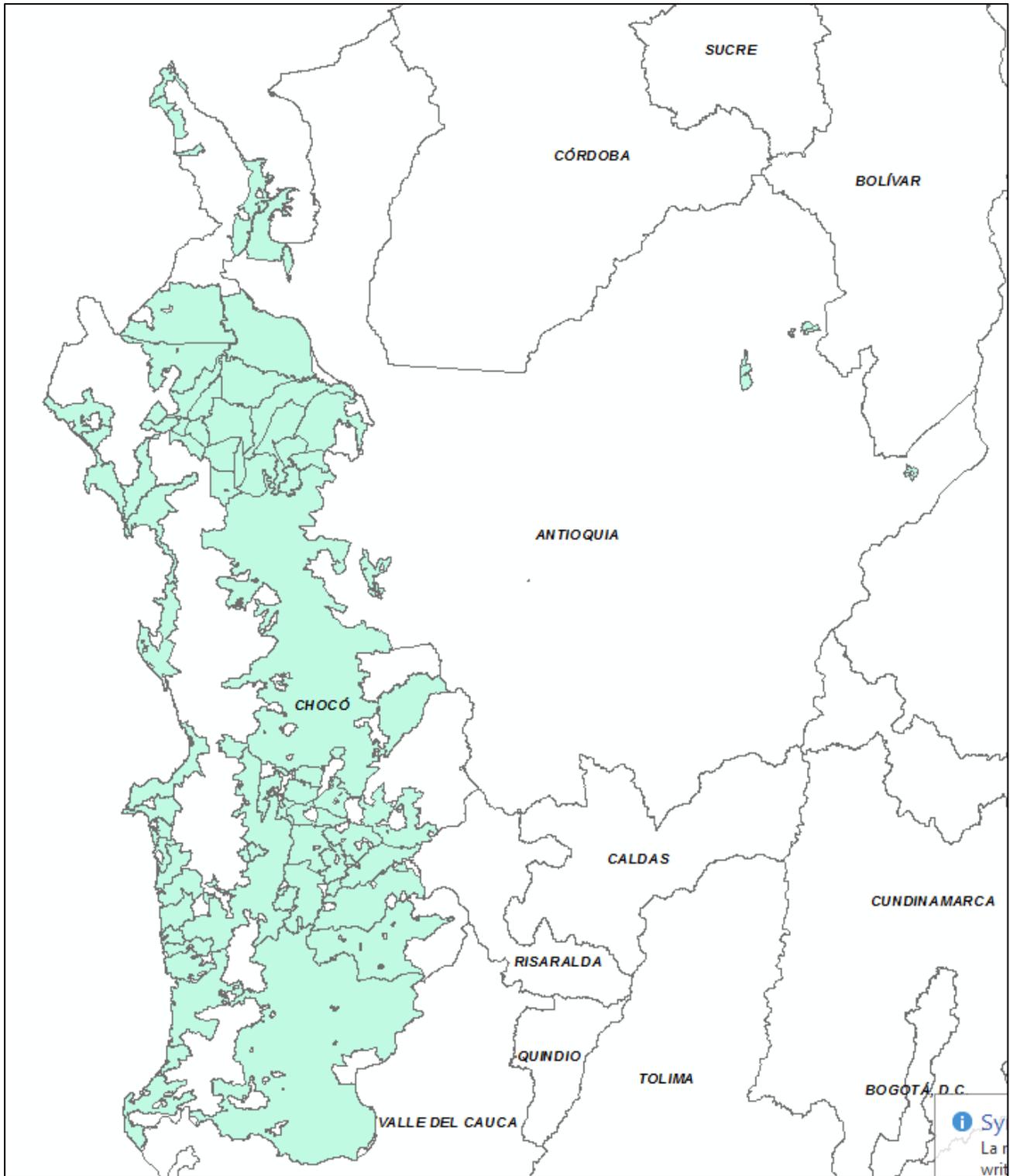
4. Mapas Anexos
4.1. Área Eléctrica ACH

Figura 4.1 – Áreas de Resguardo Indígena (ACH)



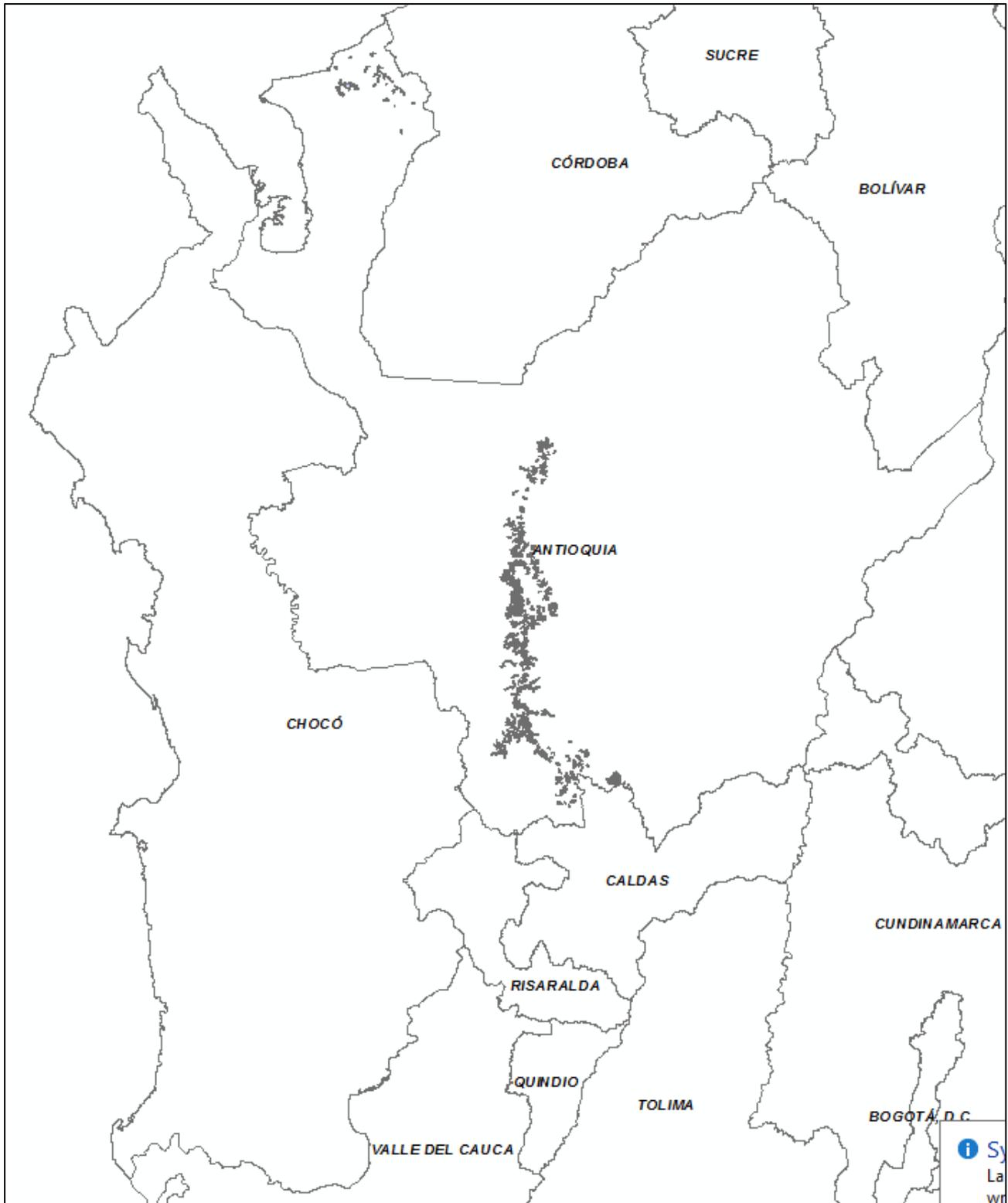
Fuente: SIG UPME

Figura 4.2 – Áreas de Comunidades Afrodescendientes (ACH)



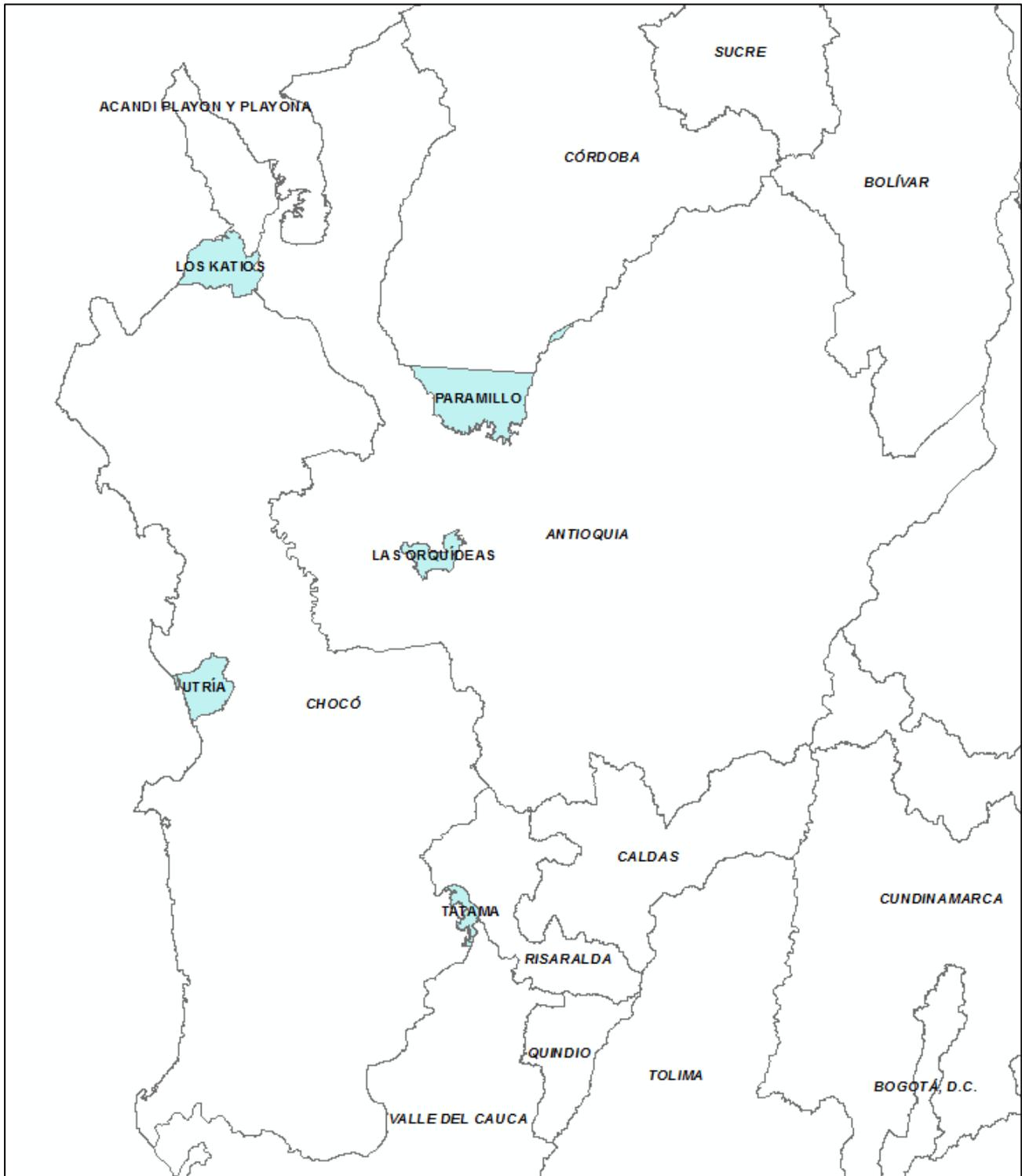
Fuente: SIG UPME

Figura 4.3 – Áreas de Bosque Seco Tropical (ACH)



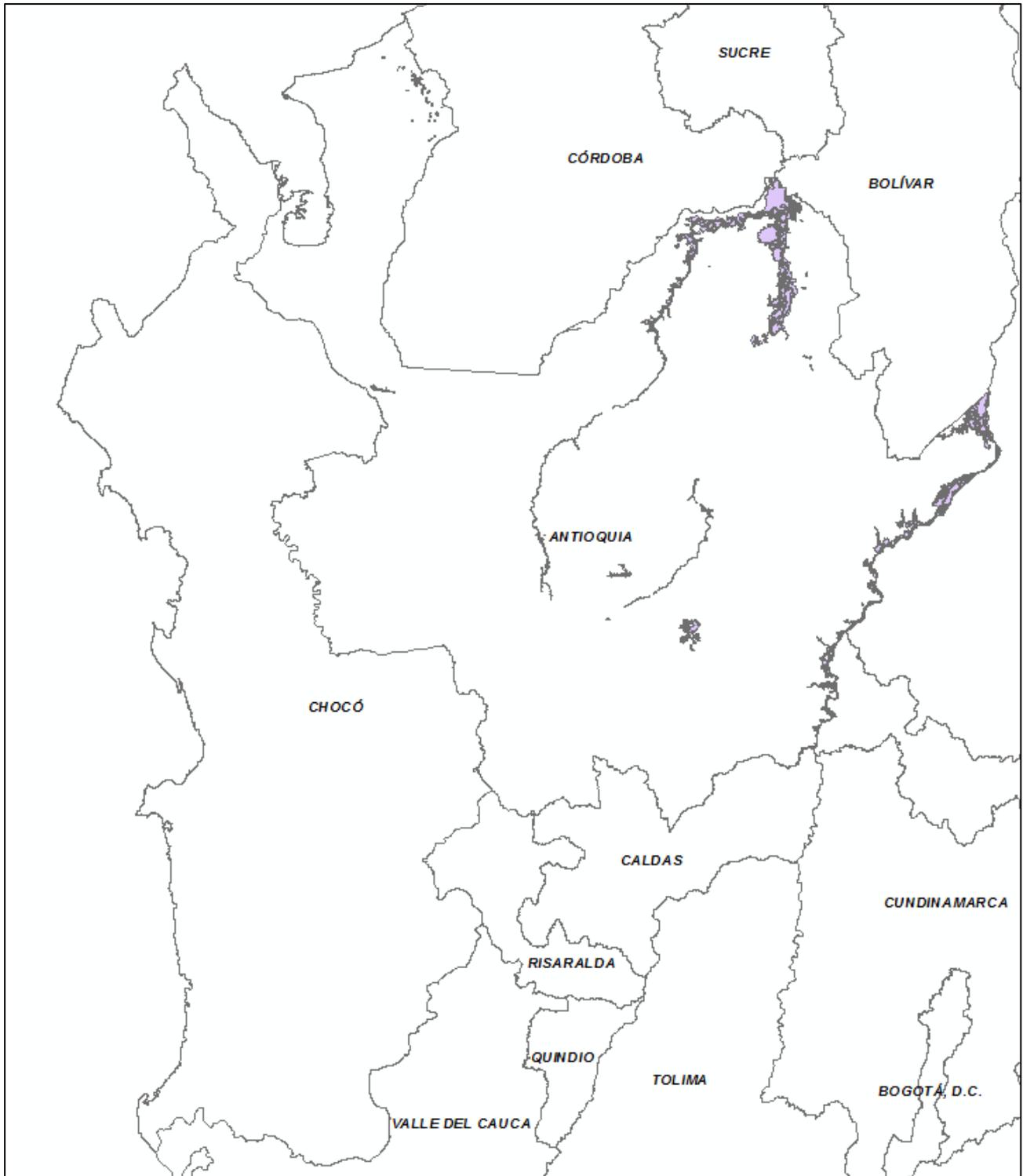
Fuente: SIG UPME

Figura 4.4 – Áreas de PNN (ACH)



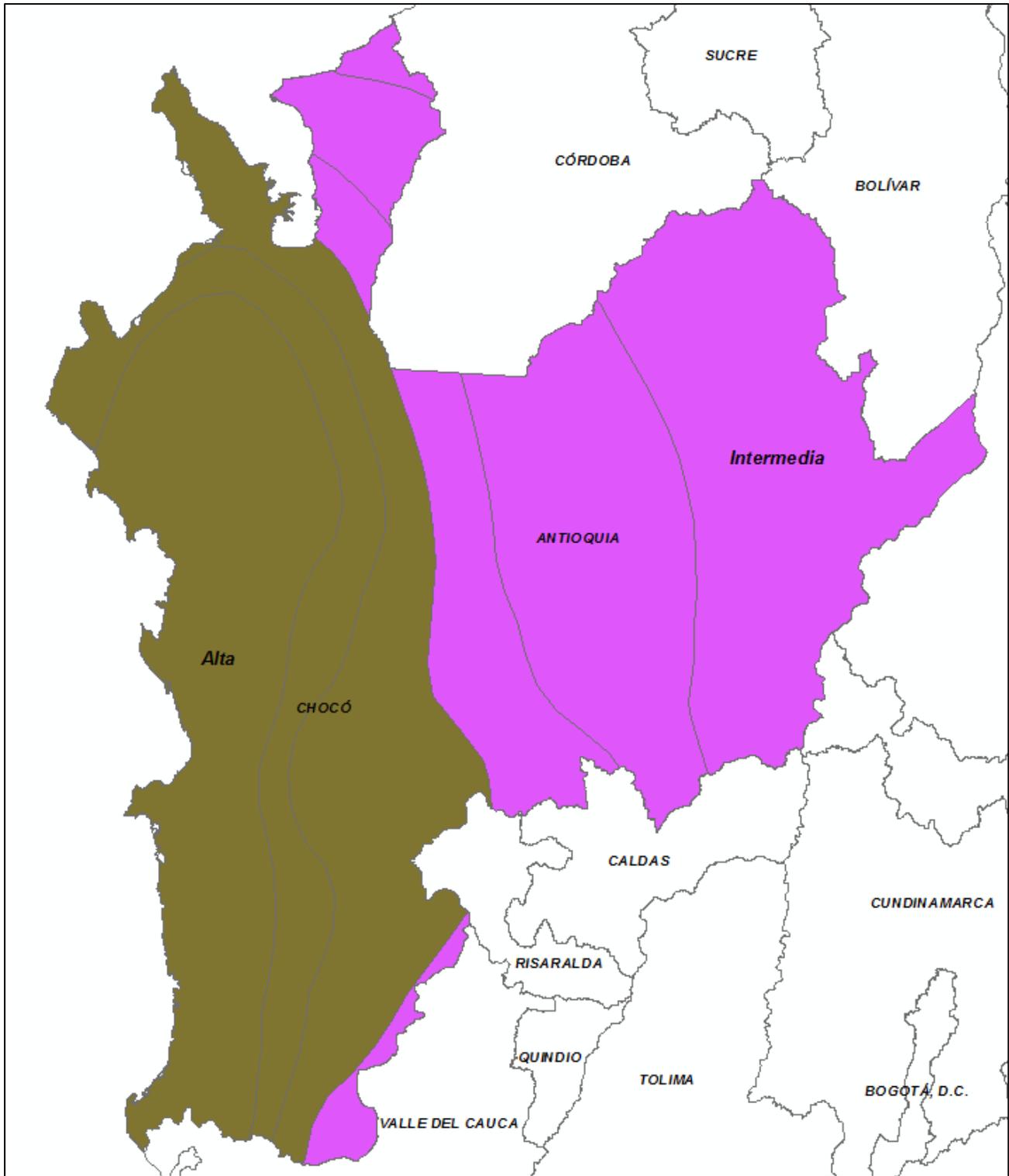
Fuente: SIG UPME

Figura 4.5 – Áreas de Amenaza de Inundación (ACH)



Fuente: SIG UPME

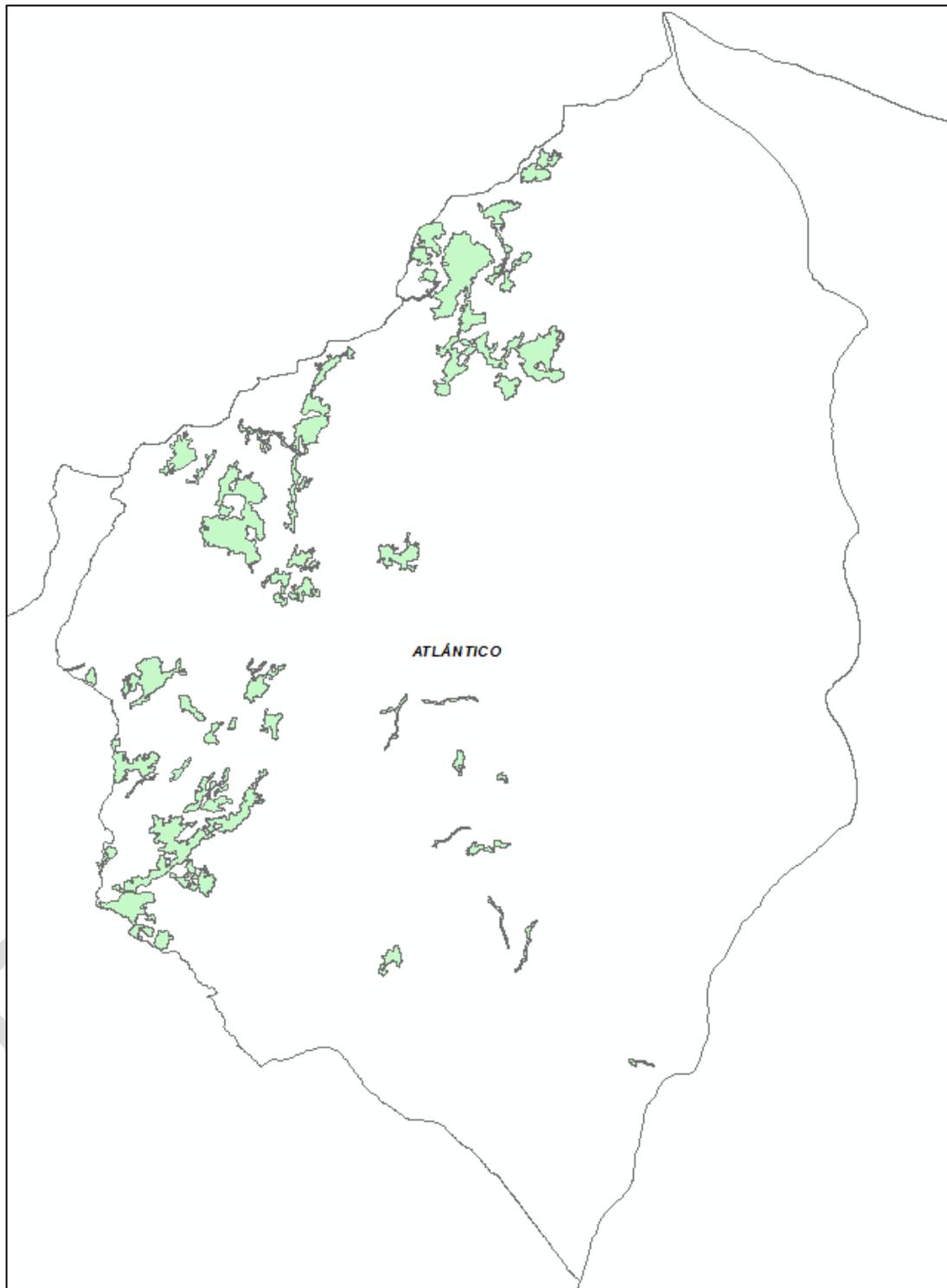
Figura 4.6 – Áreas de Amenaza Sísmica (ACH)



Fuente: SIG UPME

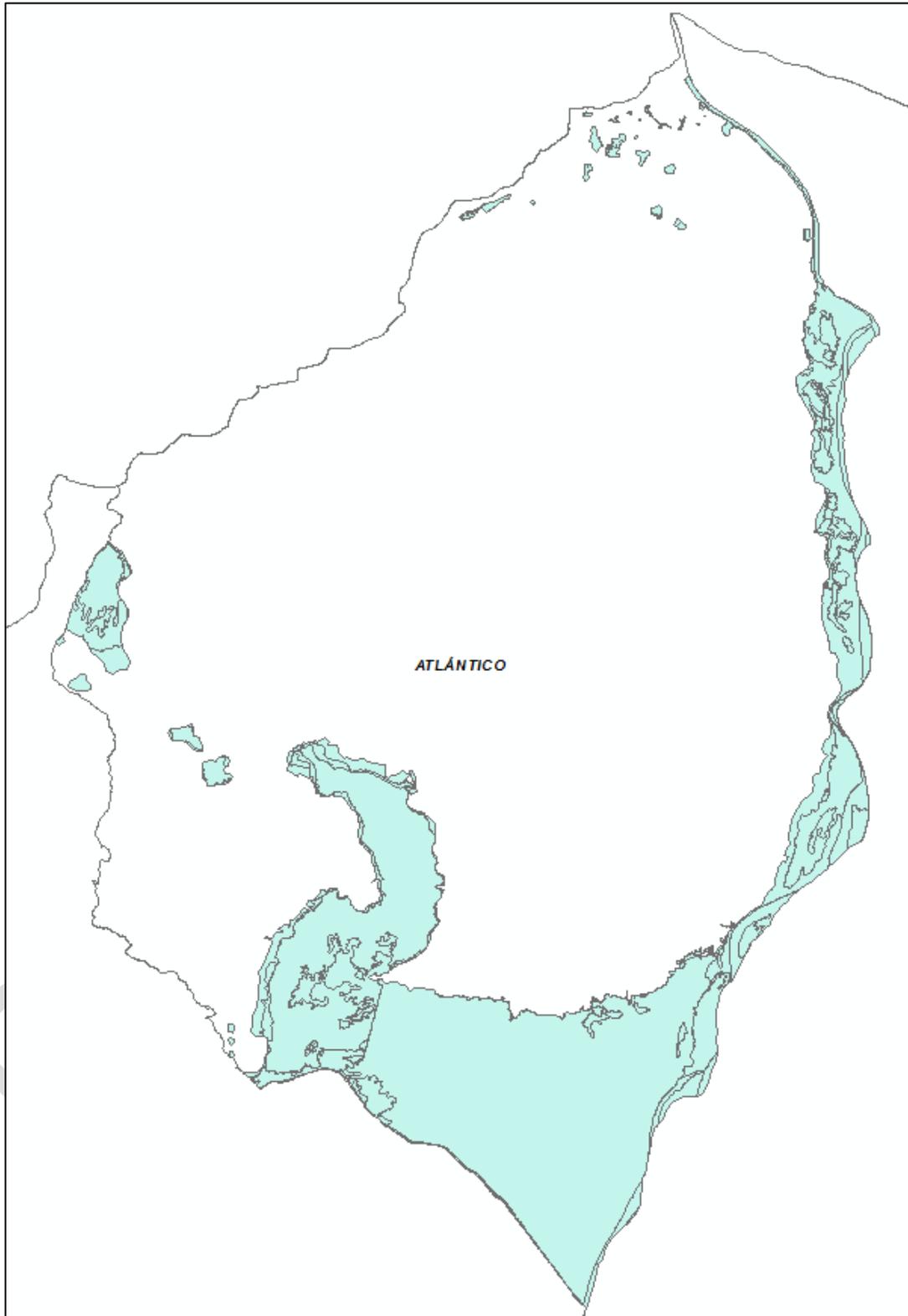
4.2. Área Eléctrica ATL

Figura 4.7 – Áreas de Bosque Seco Tropical (ATL)



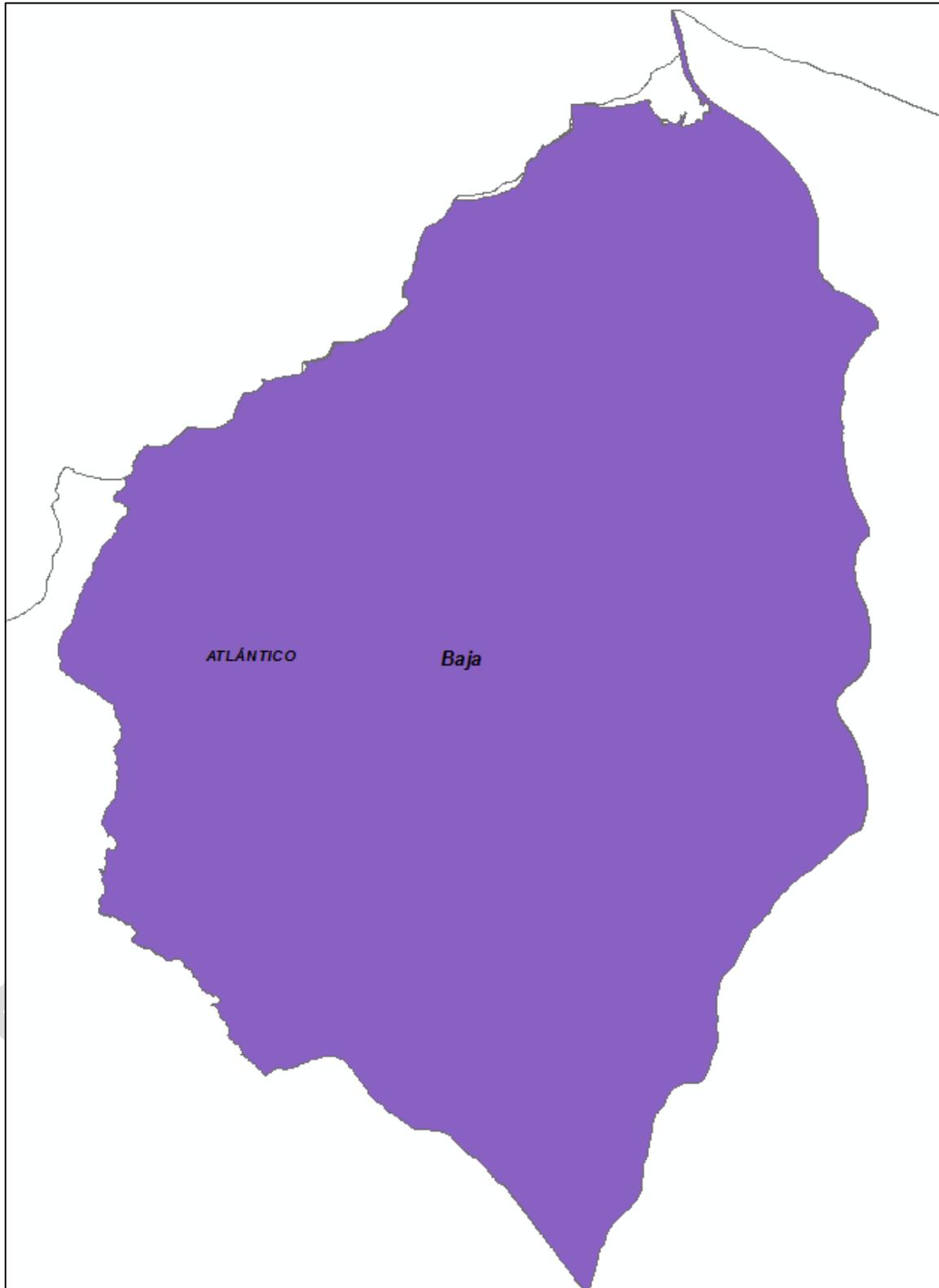
Fuente: SIG UPME

Figura 4.8 – Áreas de Amenaza de Inundación (ATL)



Fuente: SIG UPME

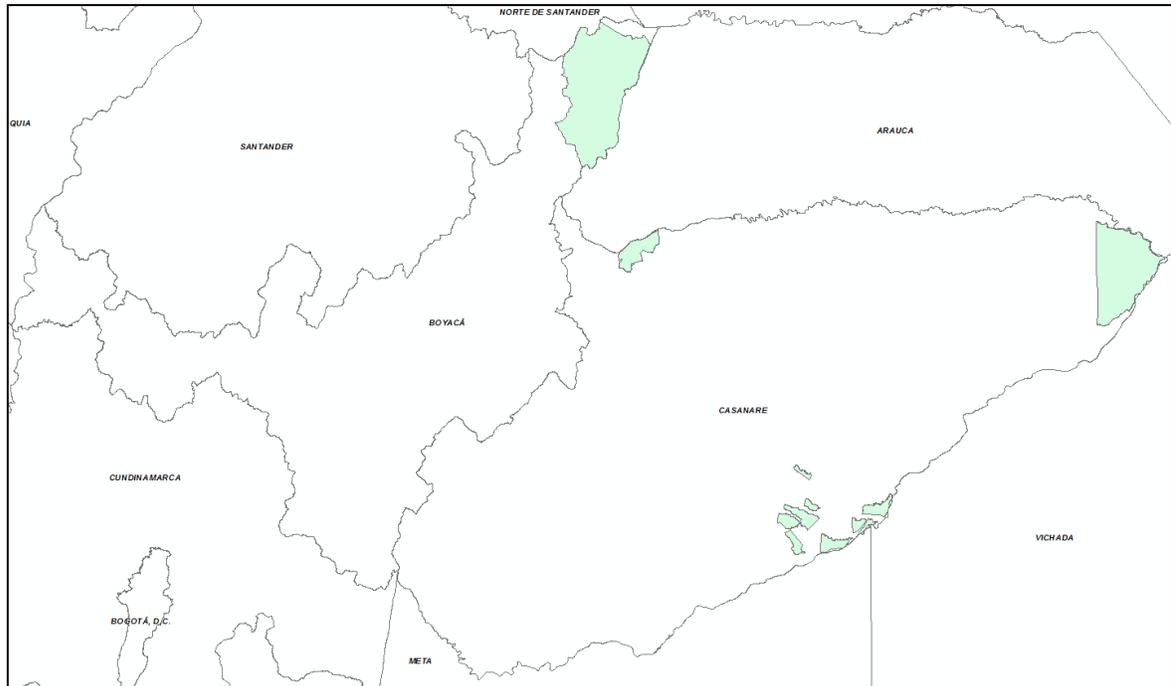
Figura 4.9 – Áreas de Amenaza Sísmica (ATL)



Fuente: SIG UPME

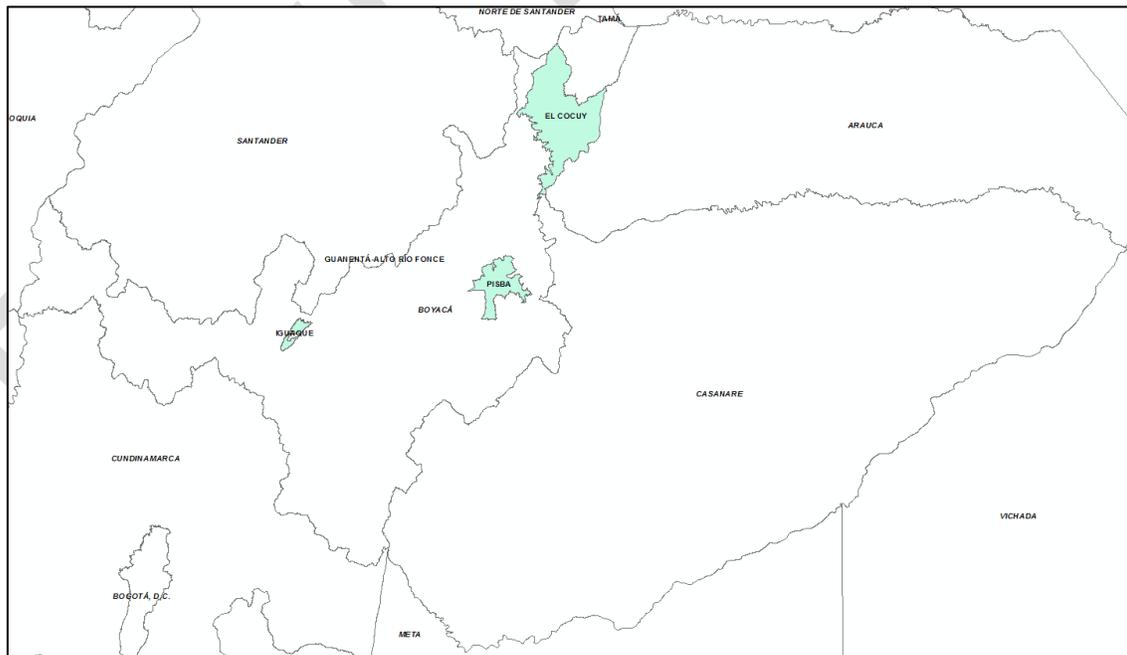
4.3. Área Eléctrica BCS

Figura 4.10 – Áreas de Resguardo Indígena (BCS)



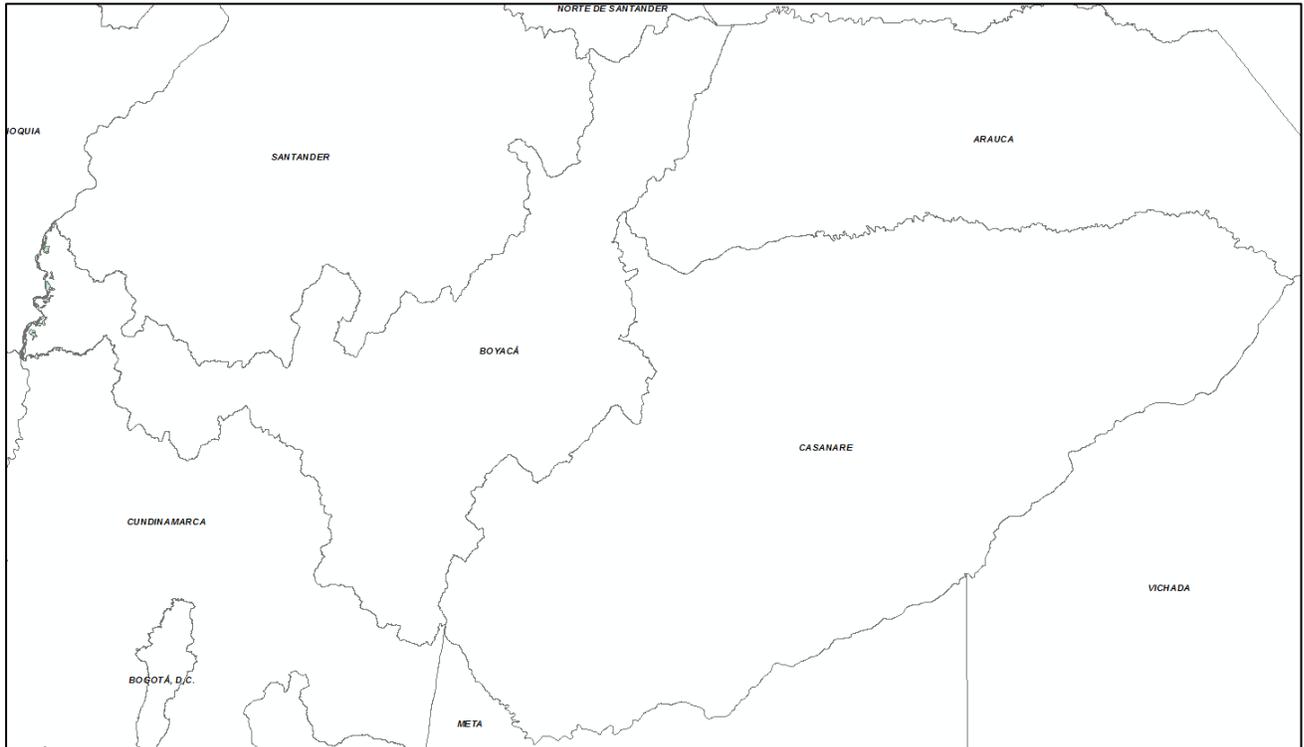
Fuente: SIG UPME

Figura 4.11 – Áreas de PNN (BCS)



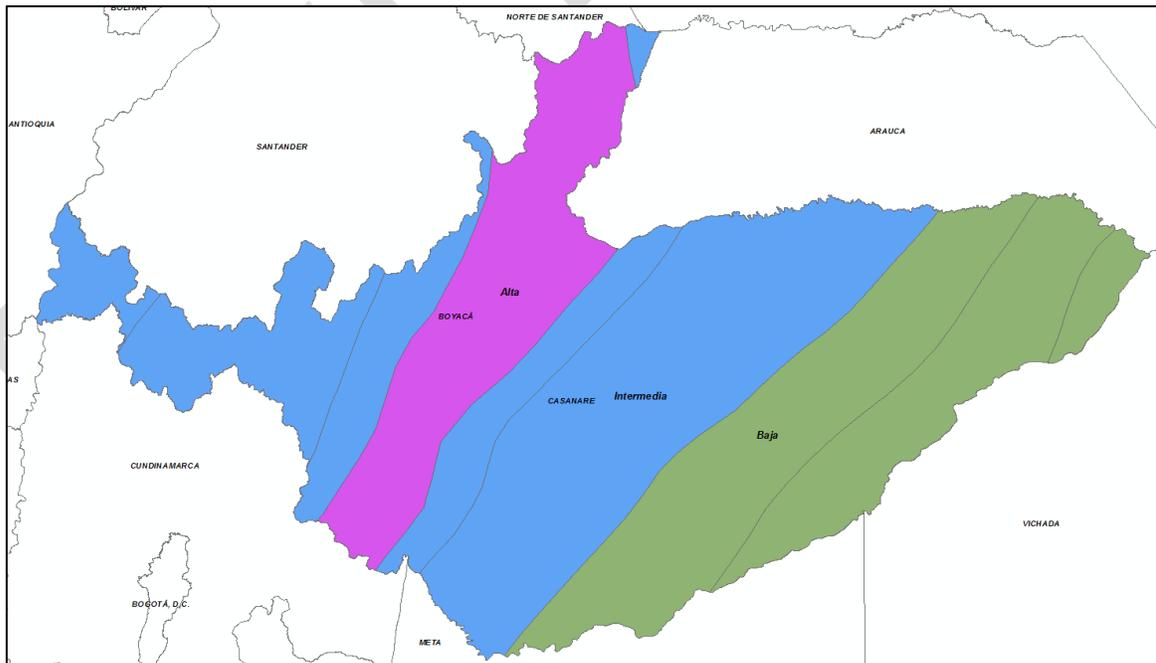
Fuente: SIG UPME

Figura 4.12 – Áreas de Amenaza de Inundación (BCS)



Fuente: SIG UPME

Figura 4.13 – Áreas de Amenaza Sísmica (BCS)



Fuente: SIG UPME

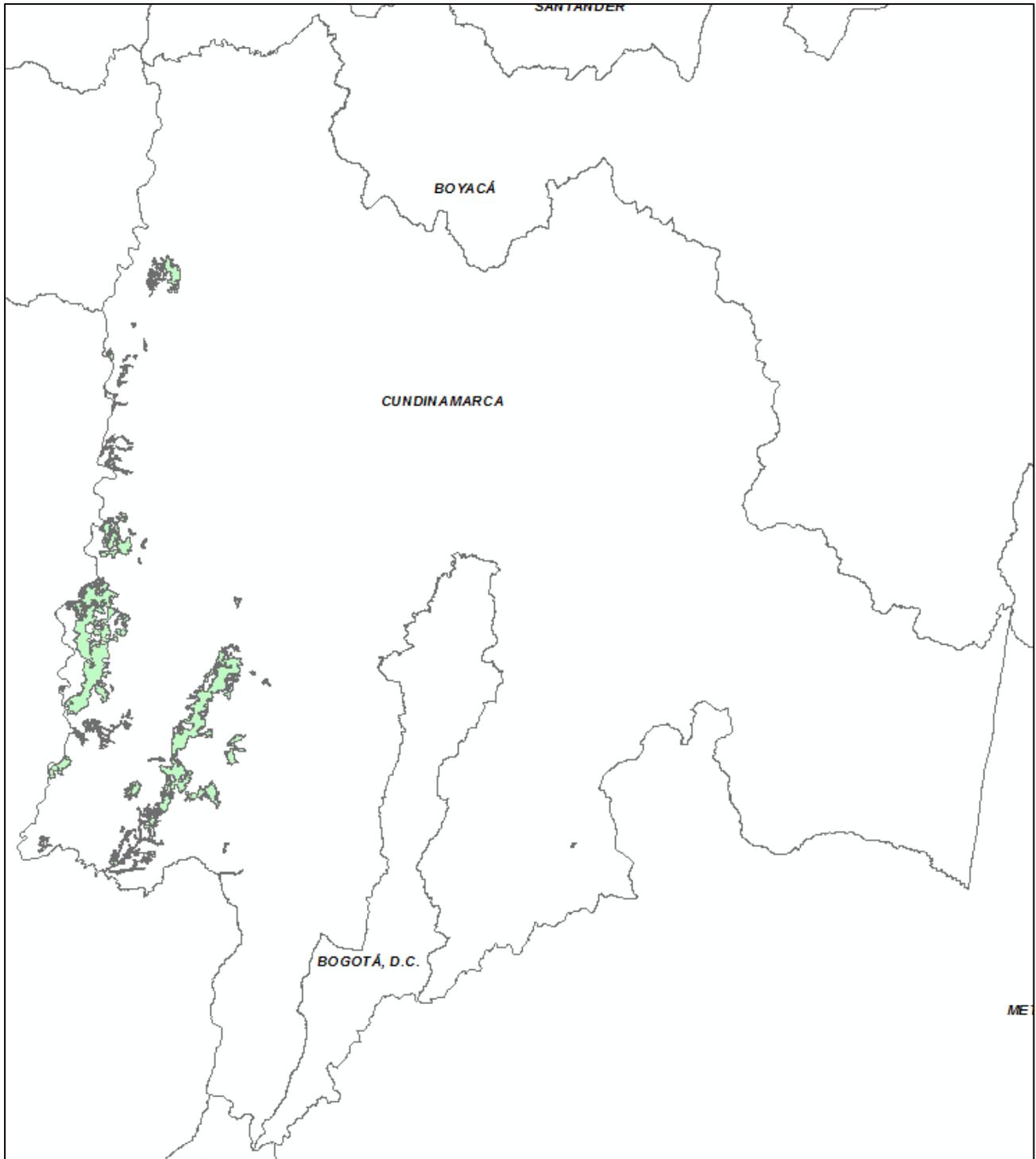
4.4. Área Eléctrica BOG

Figura 4.14 – Áreas de Resguardo Indígena (BOG)



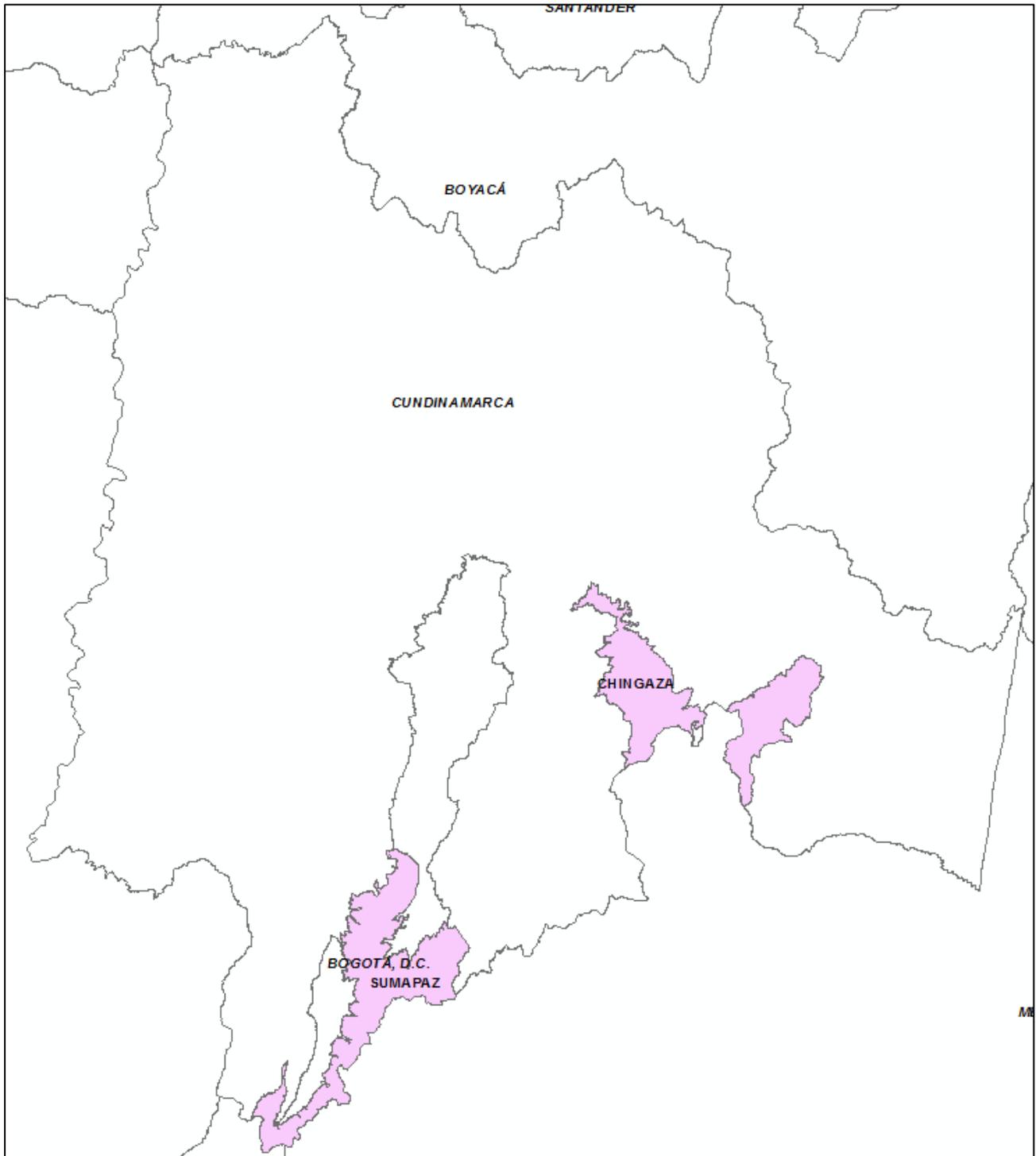
Fuente: SIG UPME

Figura 4.15 – Áreas de Bosque Seco Tropical (BOG)



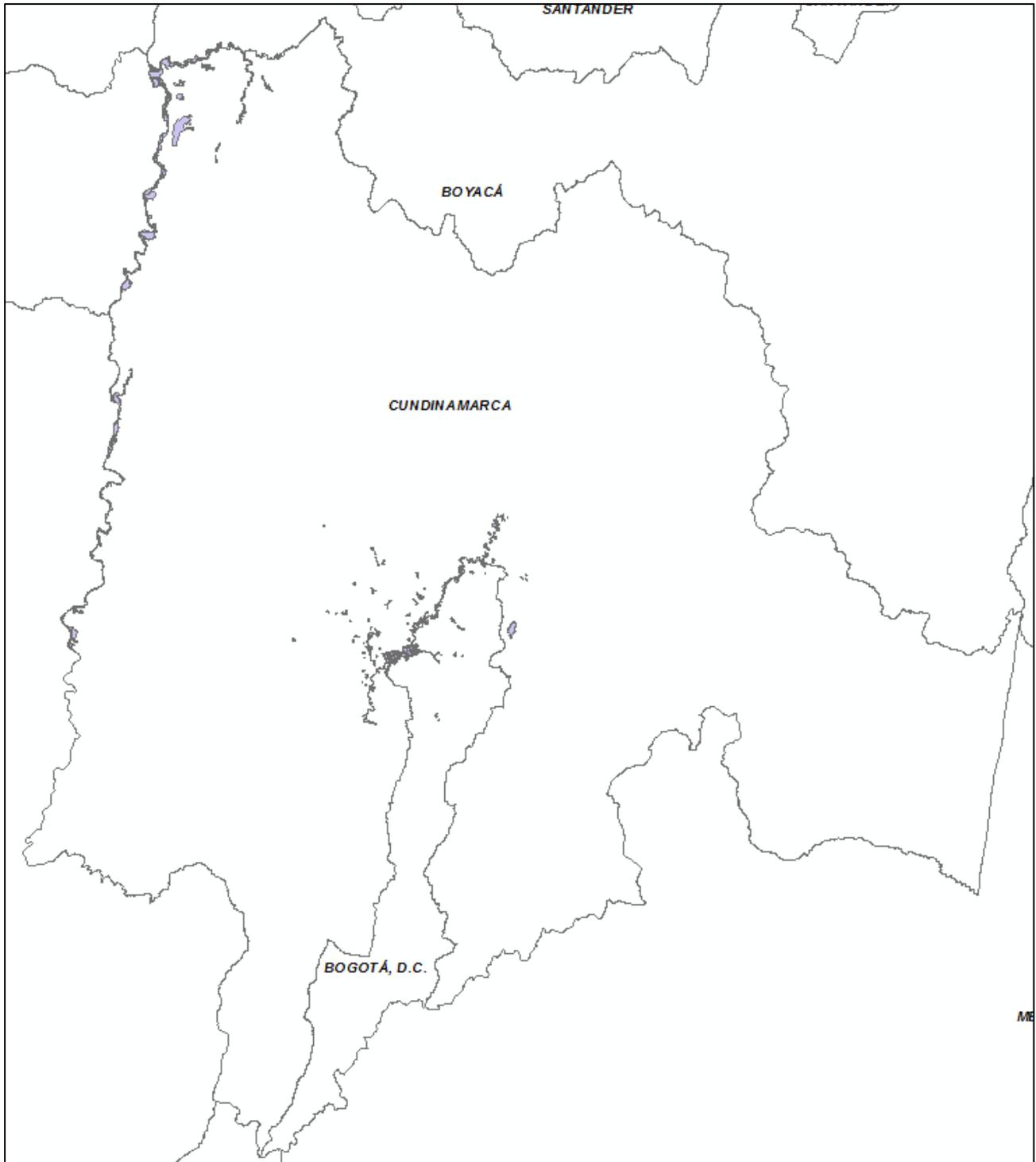
Fuente: SIG UPME

Figura 4.16 – Áreas de PNN (BOG)



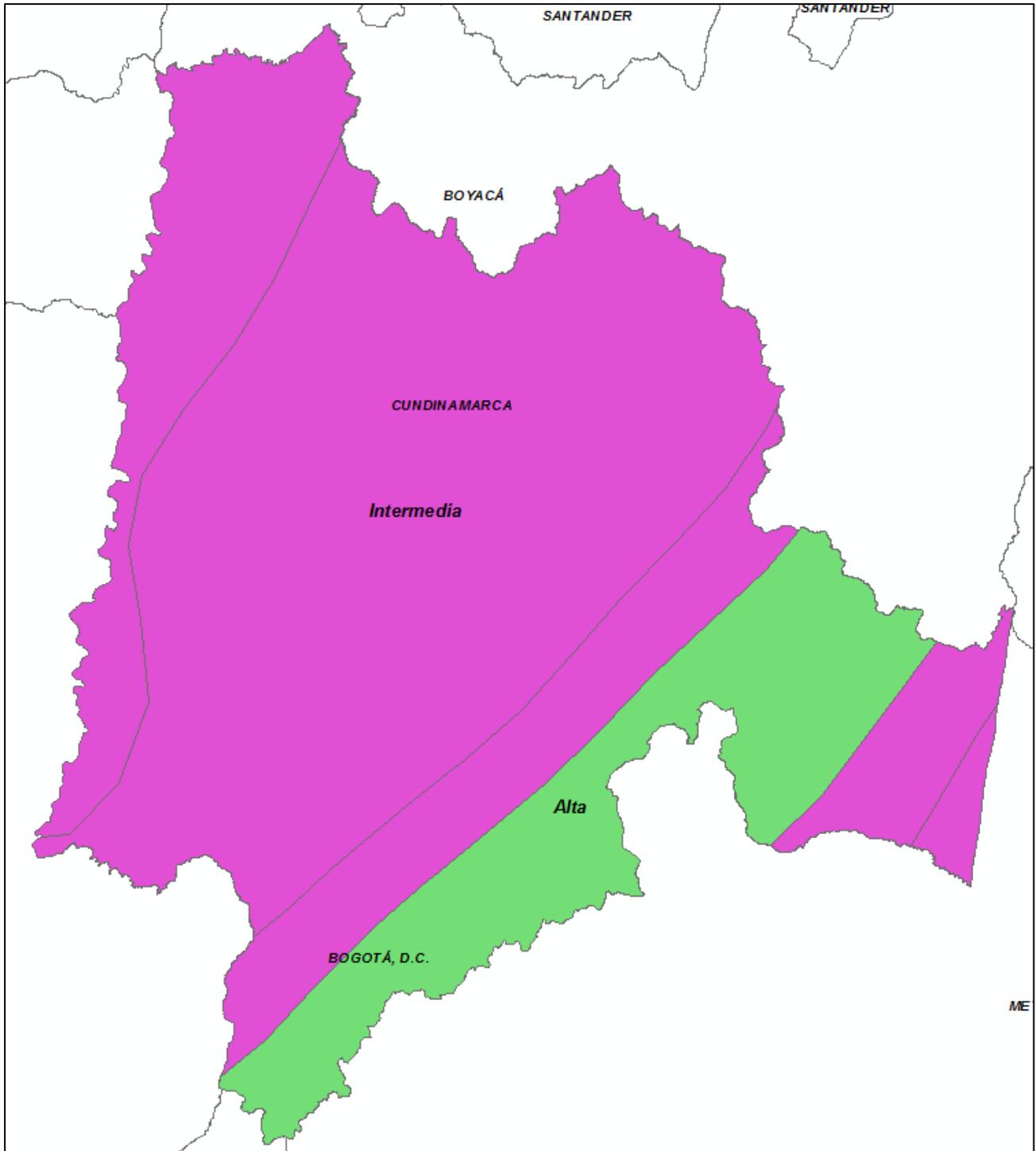
Fuente: SIG UPME

Figura 4.17 – Áreas de Amenaza de Inundación (BOG)



Fuente: SIG UPME

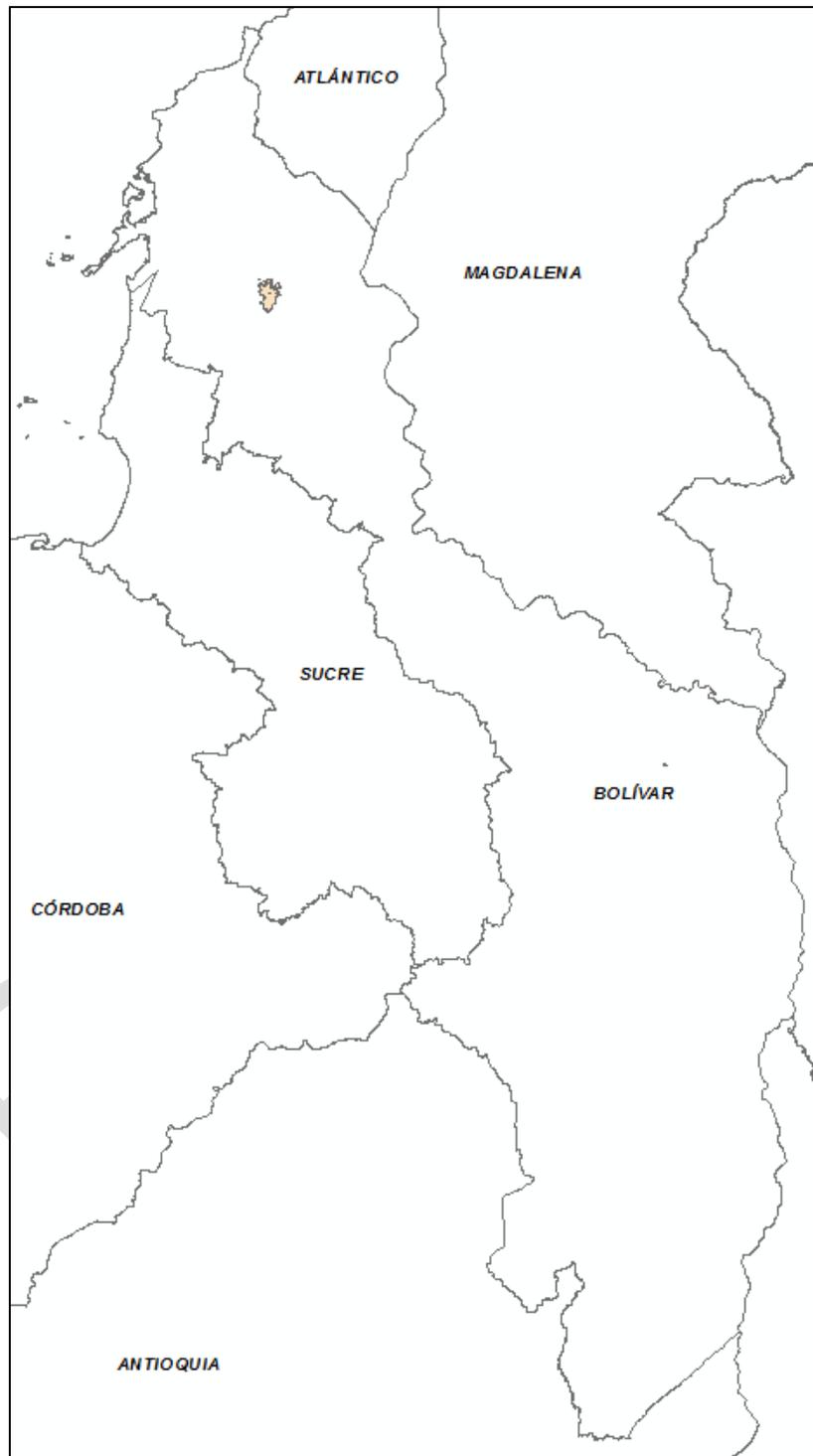
Figura 4.18 – Áreas de Amenaza Sísmica (BOG)



Fuente: SIG UPME

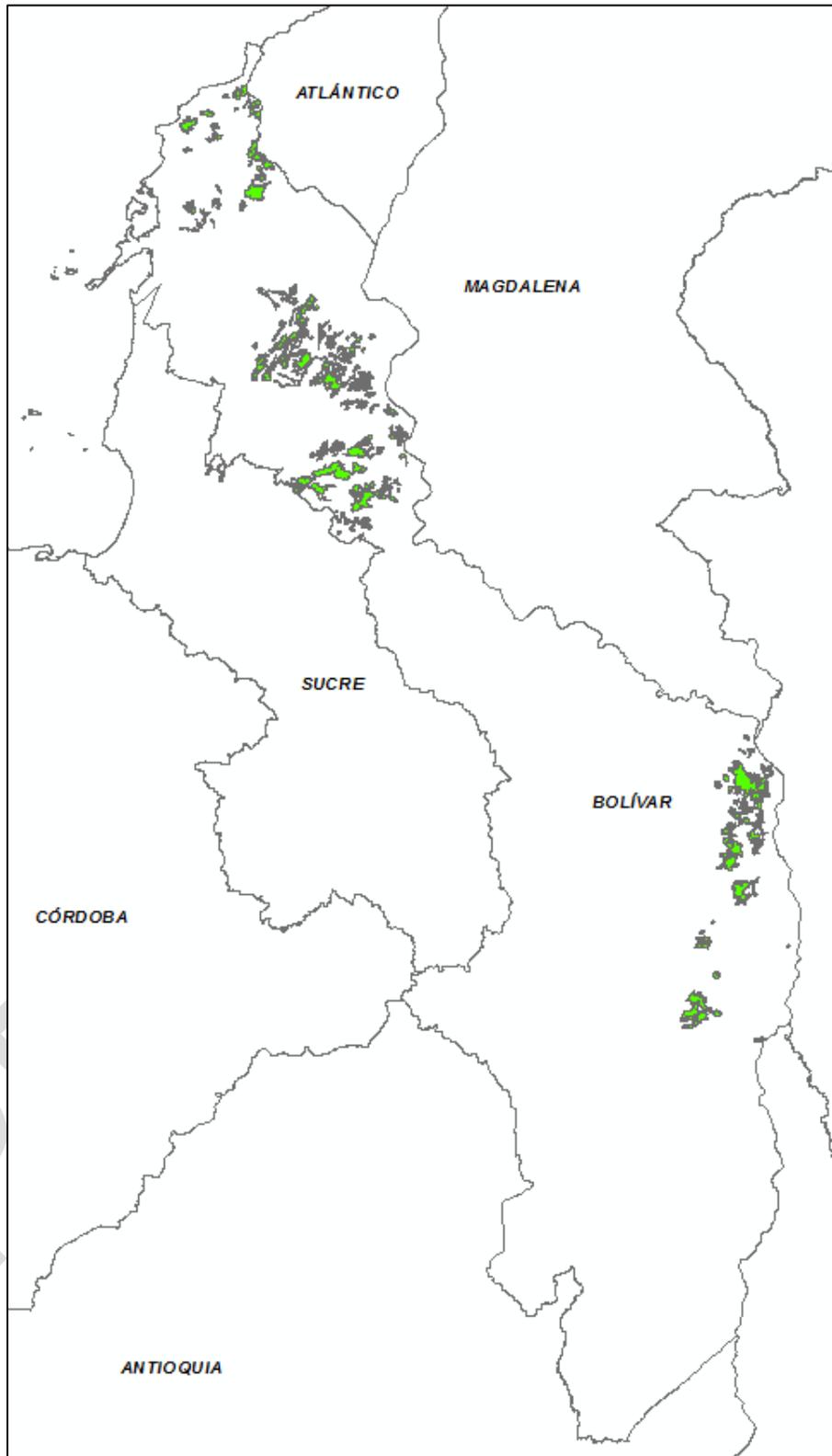
4.5. Área Eléctrica BOL

Figura 4.19 – Áreas de Comunidades Afrodescendientes (BOL)



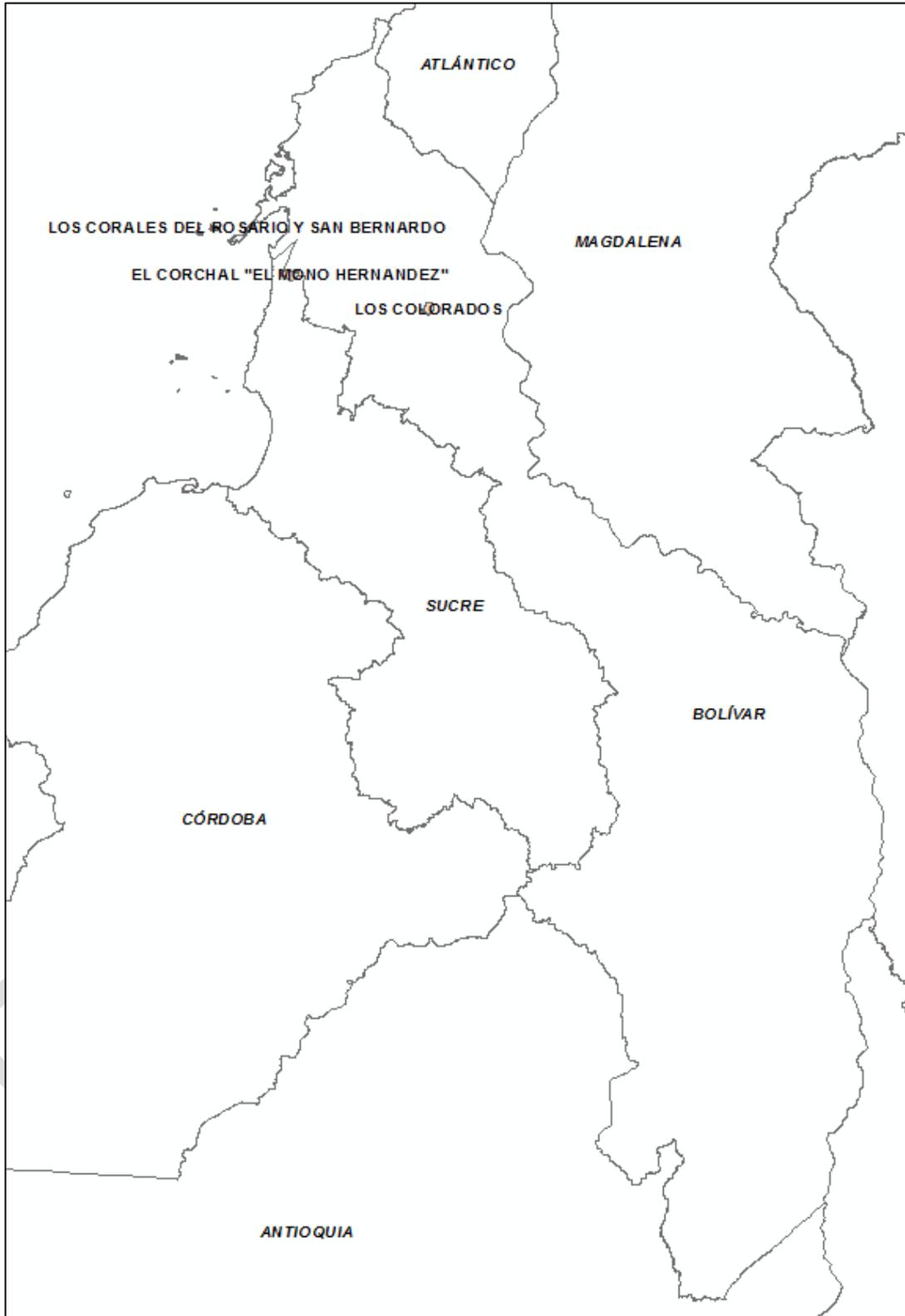
Fuente: SIG UPME

Figura 4.20 – Áreas de Bosque Seco Tropical (BOL)



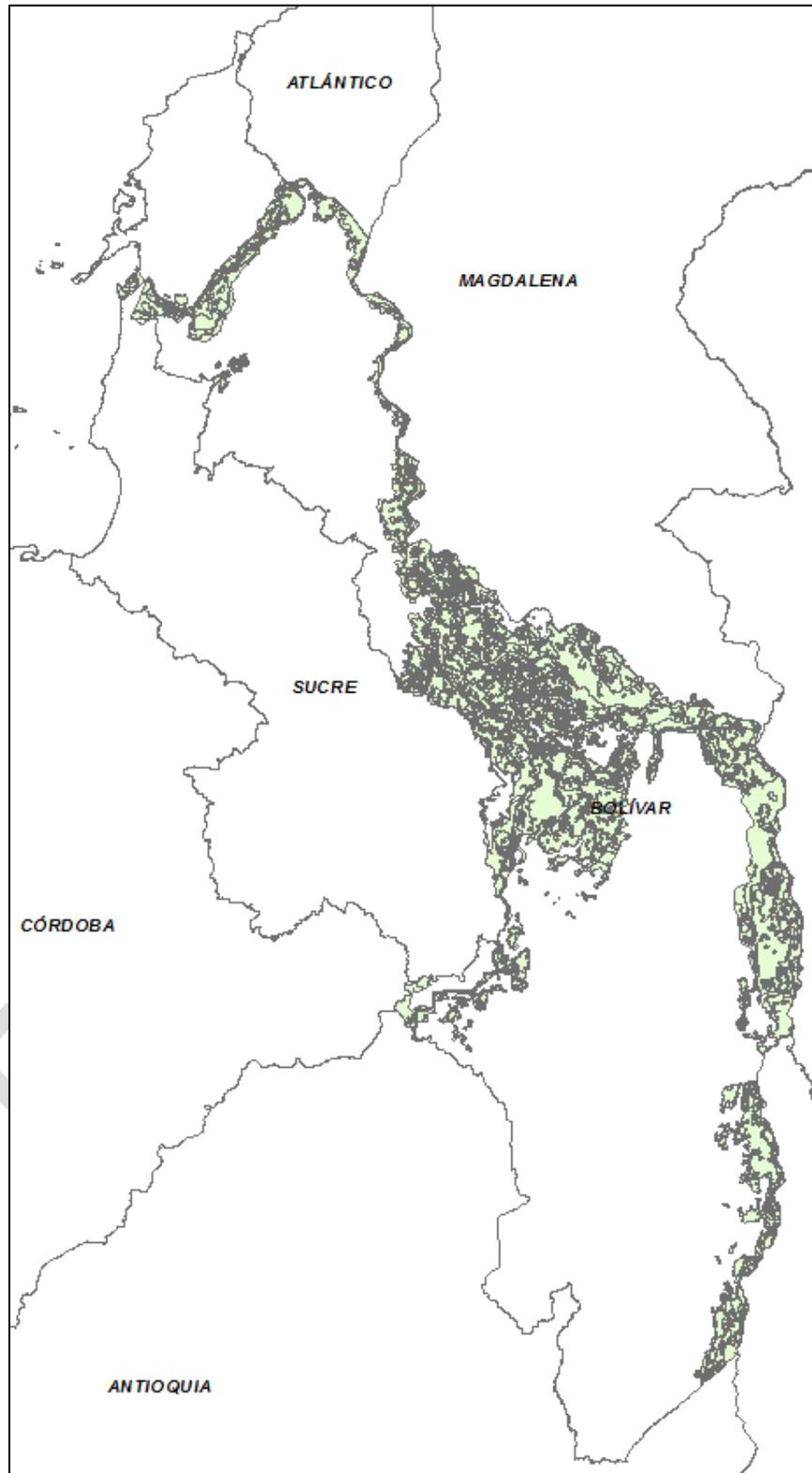
Fuente: SIG UPME

Figura 4.21 – Áreas de PNN (BOL)



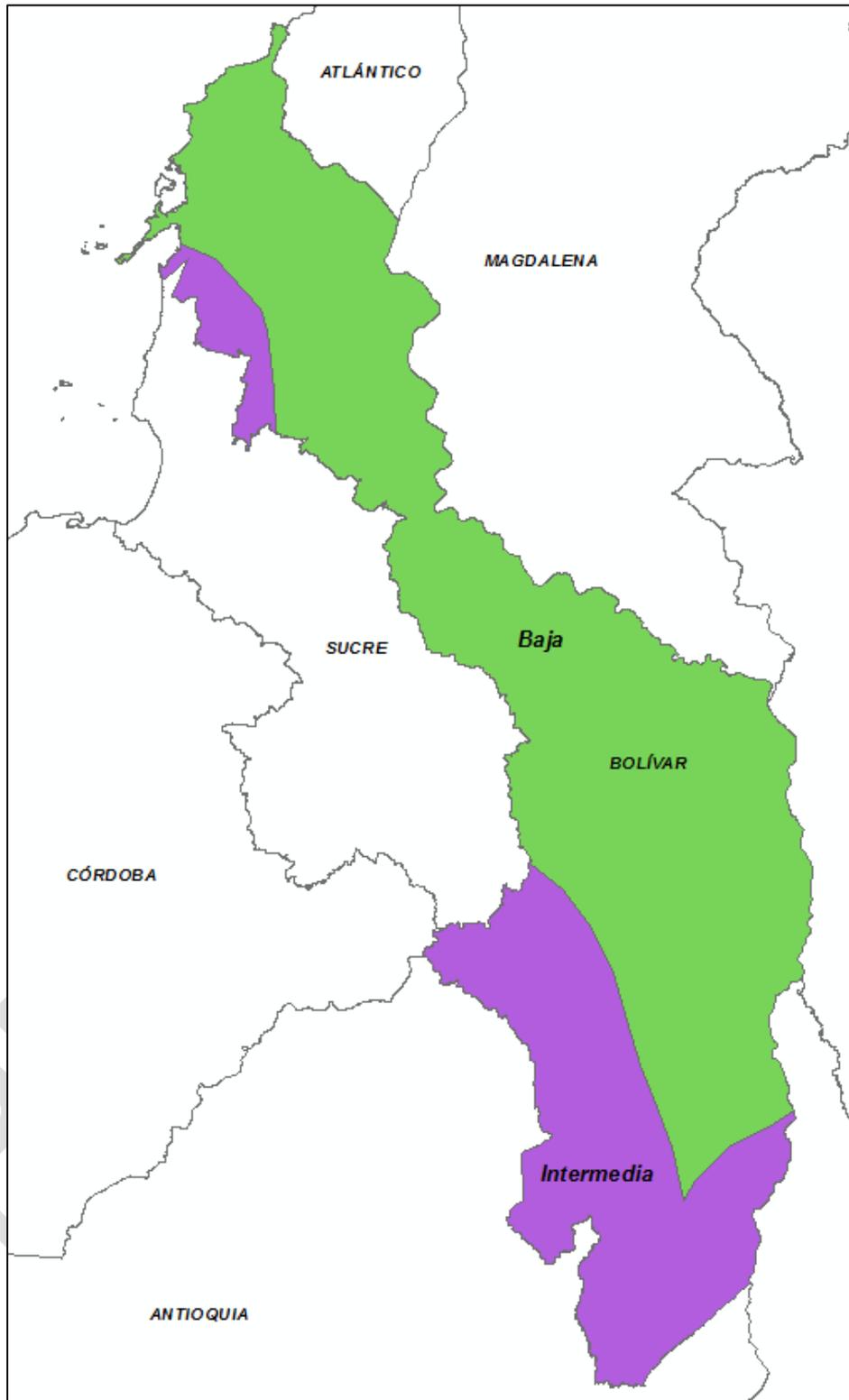
Fuente: SIG UPME

Figura 4.22 – Áreas de Amenaza de Inundación (BOL)



Fuente: SIG UPME

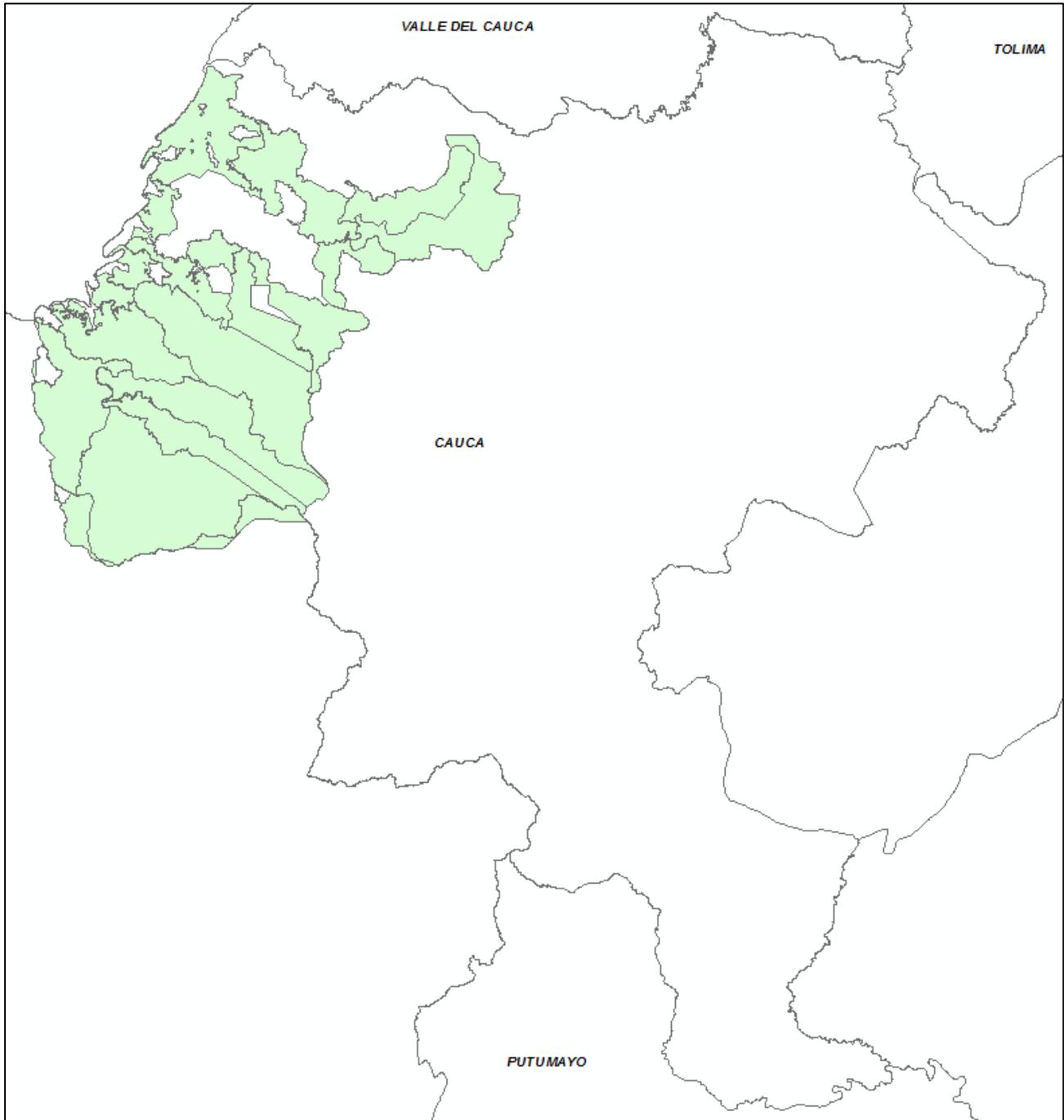
Figura 4.23 – Áreas de Amenaza Sísmica (BOL)



Fuente: SIG UPME

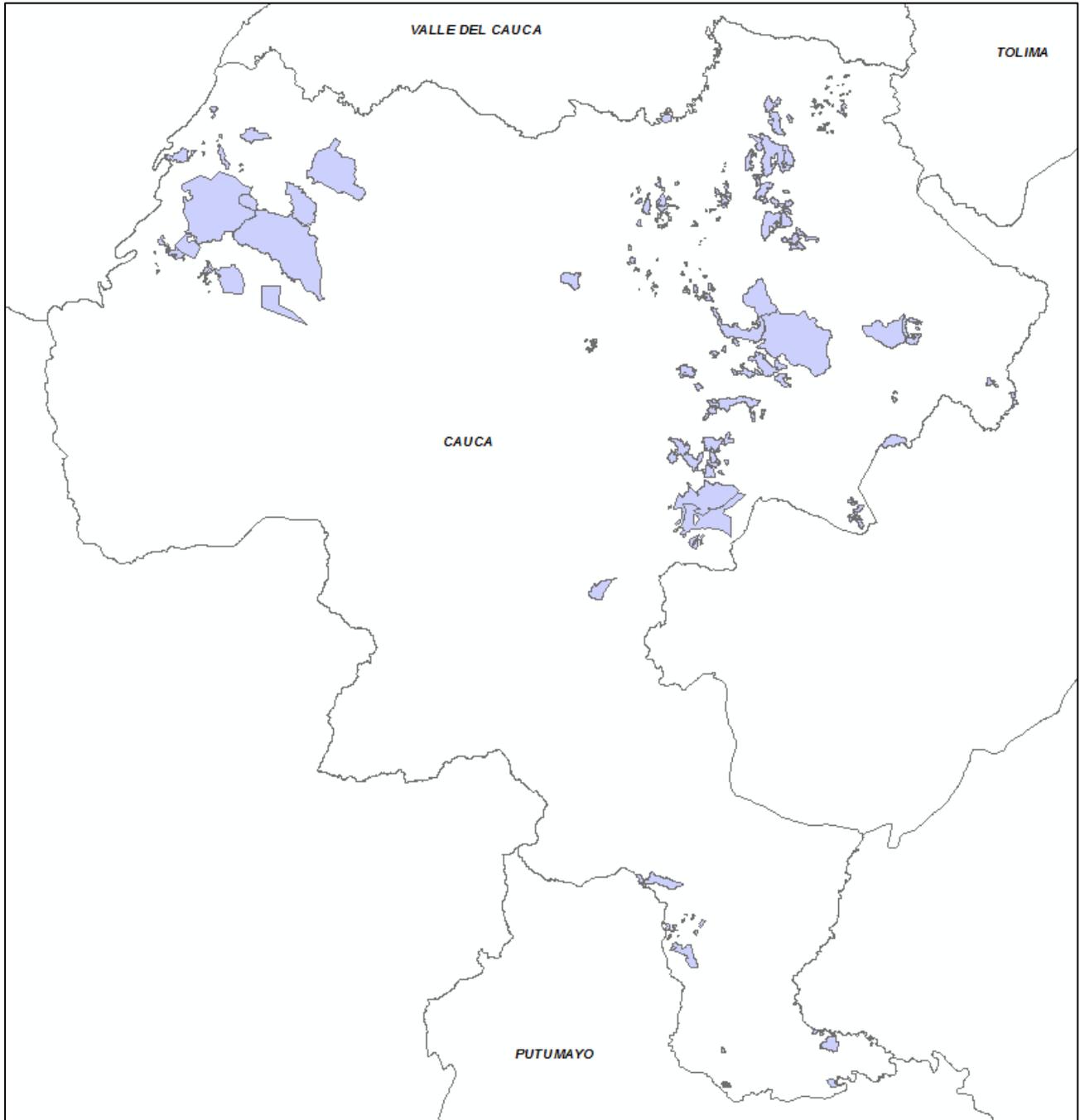
4.6. Área Eléctrica CAU

Figura 4.24 – Áreas de Comunidades Afrodescendientes (CAU)



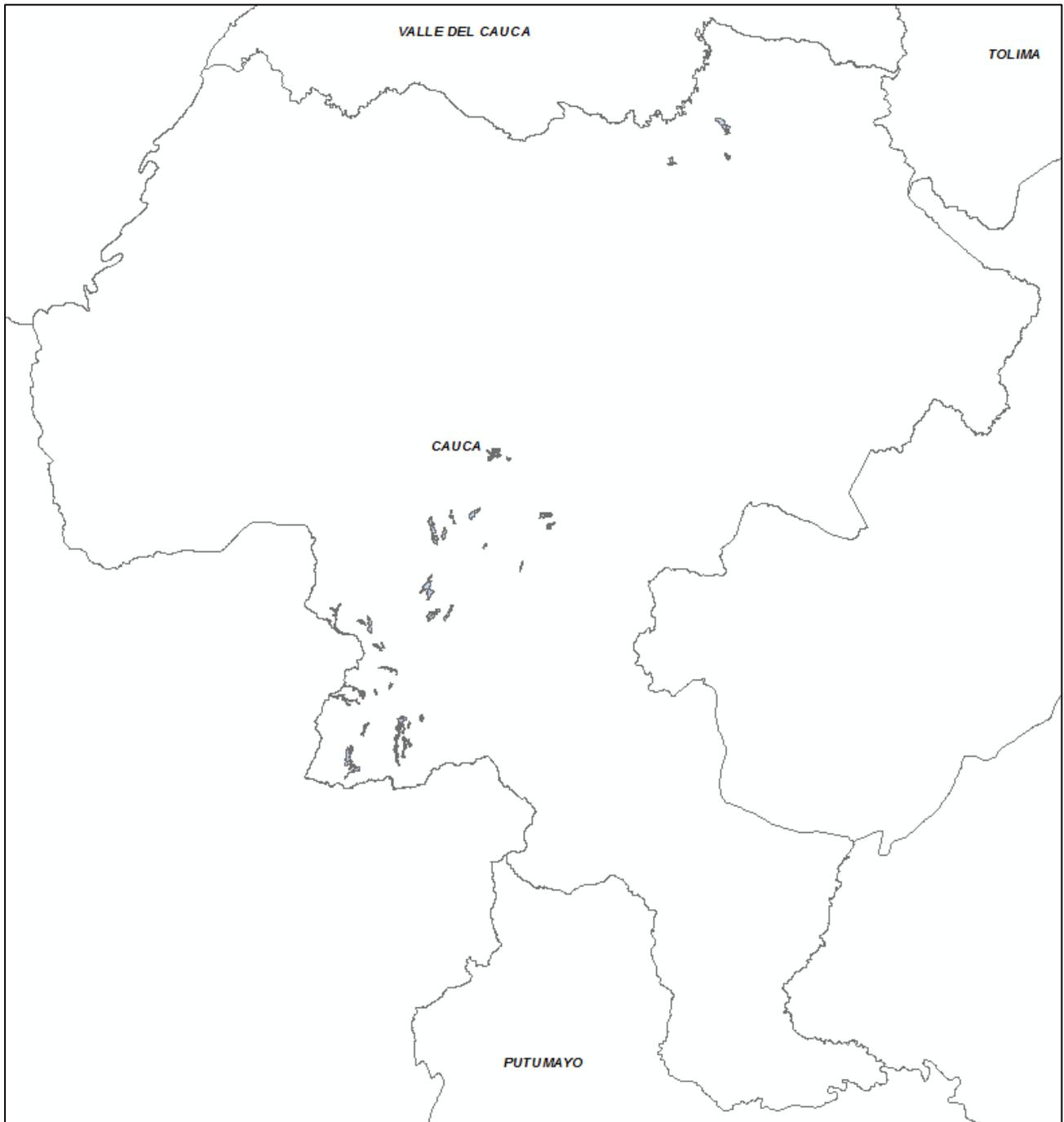
Fuente: SIG UPME

Figura 4.25 – Áreas de Resguardo Indígena (CAU)



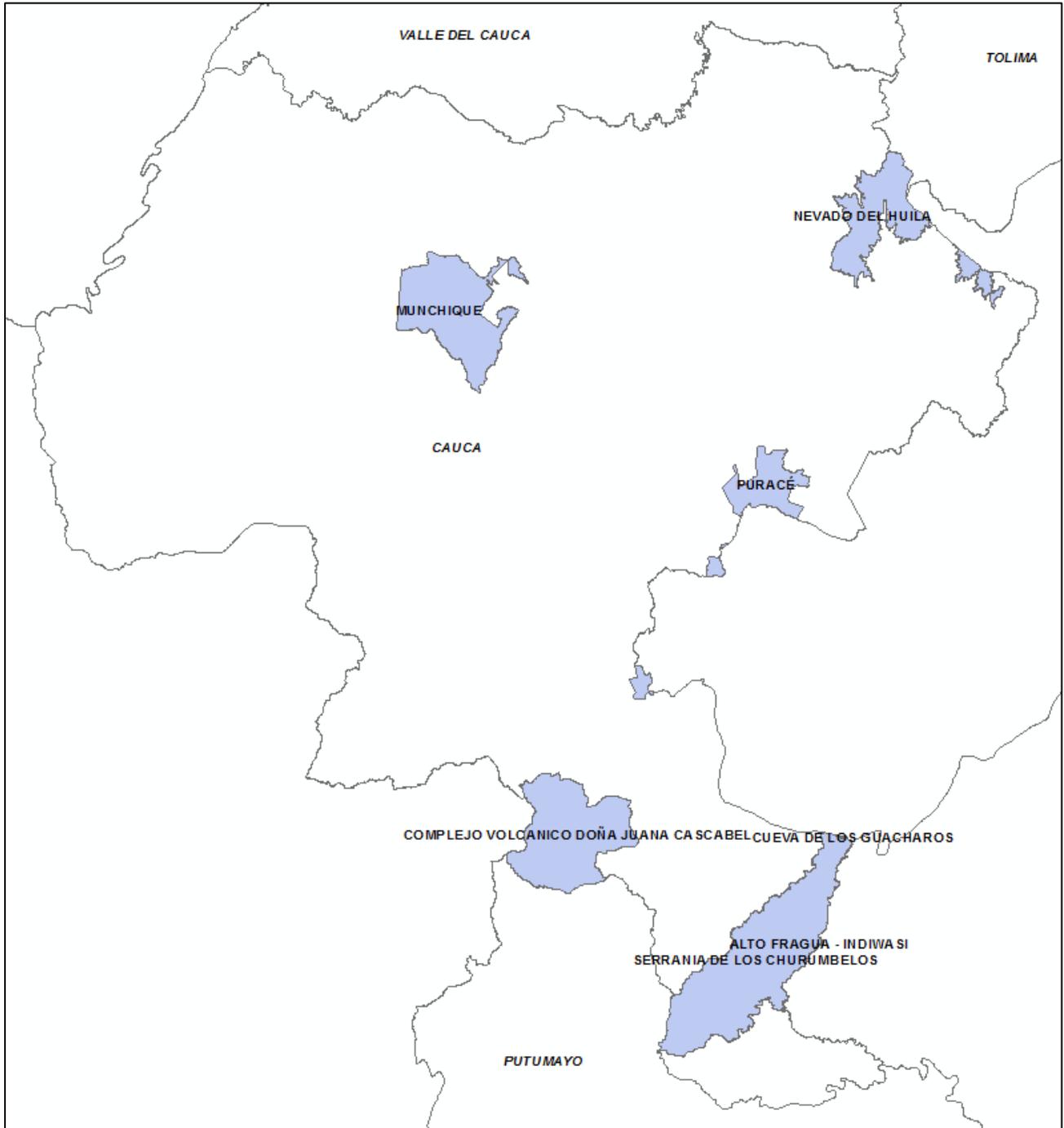
Fuente: SIG UPME

Figura 4.26 – Áreas de Bosque Seco Tropical (CAU)



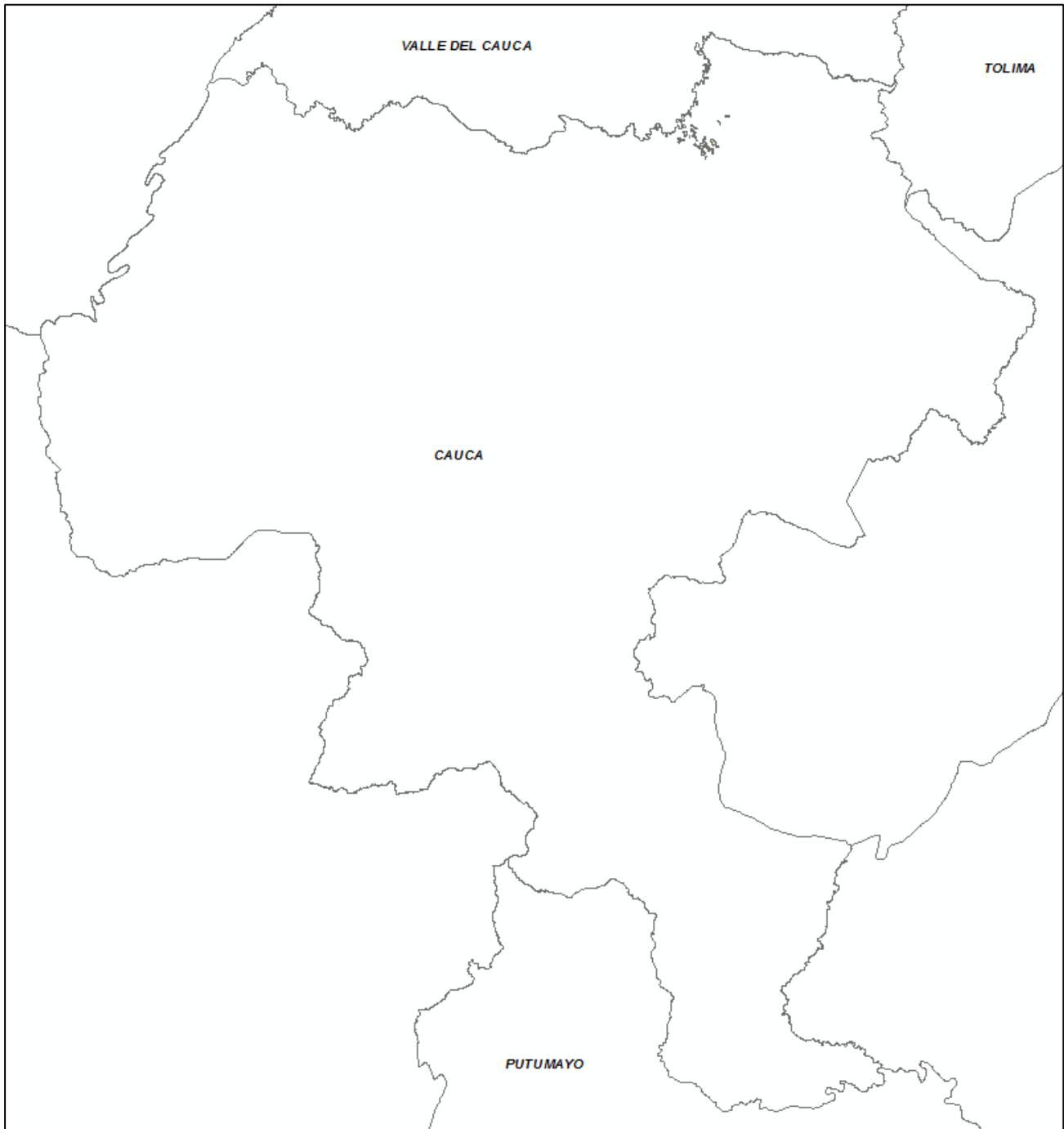
Fuente: SIG UPME

Figura 4.27 –Áreas de PNN (CAU)



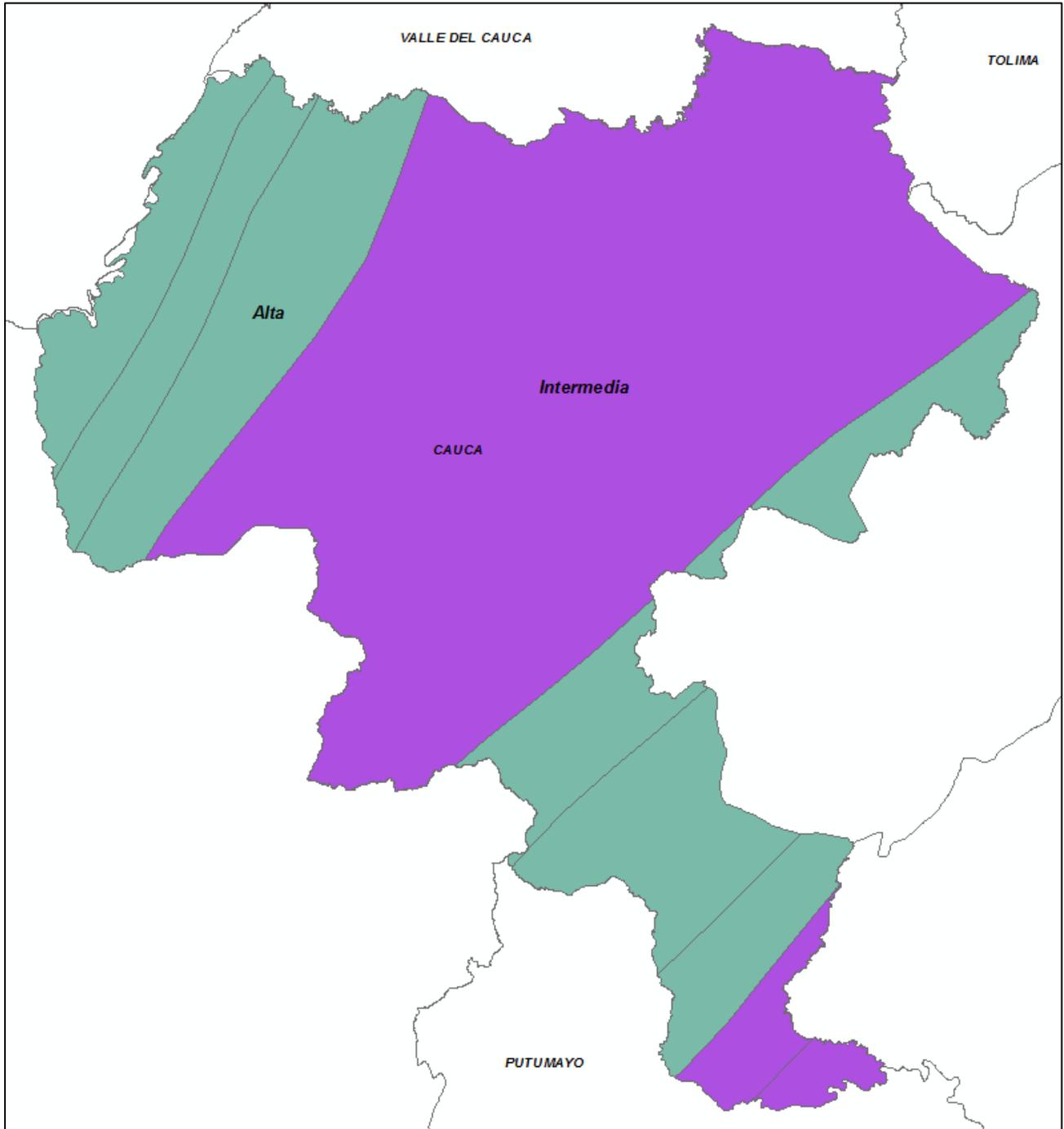
Fuente: SIG UPME

Figura 4.28 – Áreas de Amenaza de Inundación (CAU)



Fuente: SIG UPME

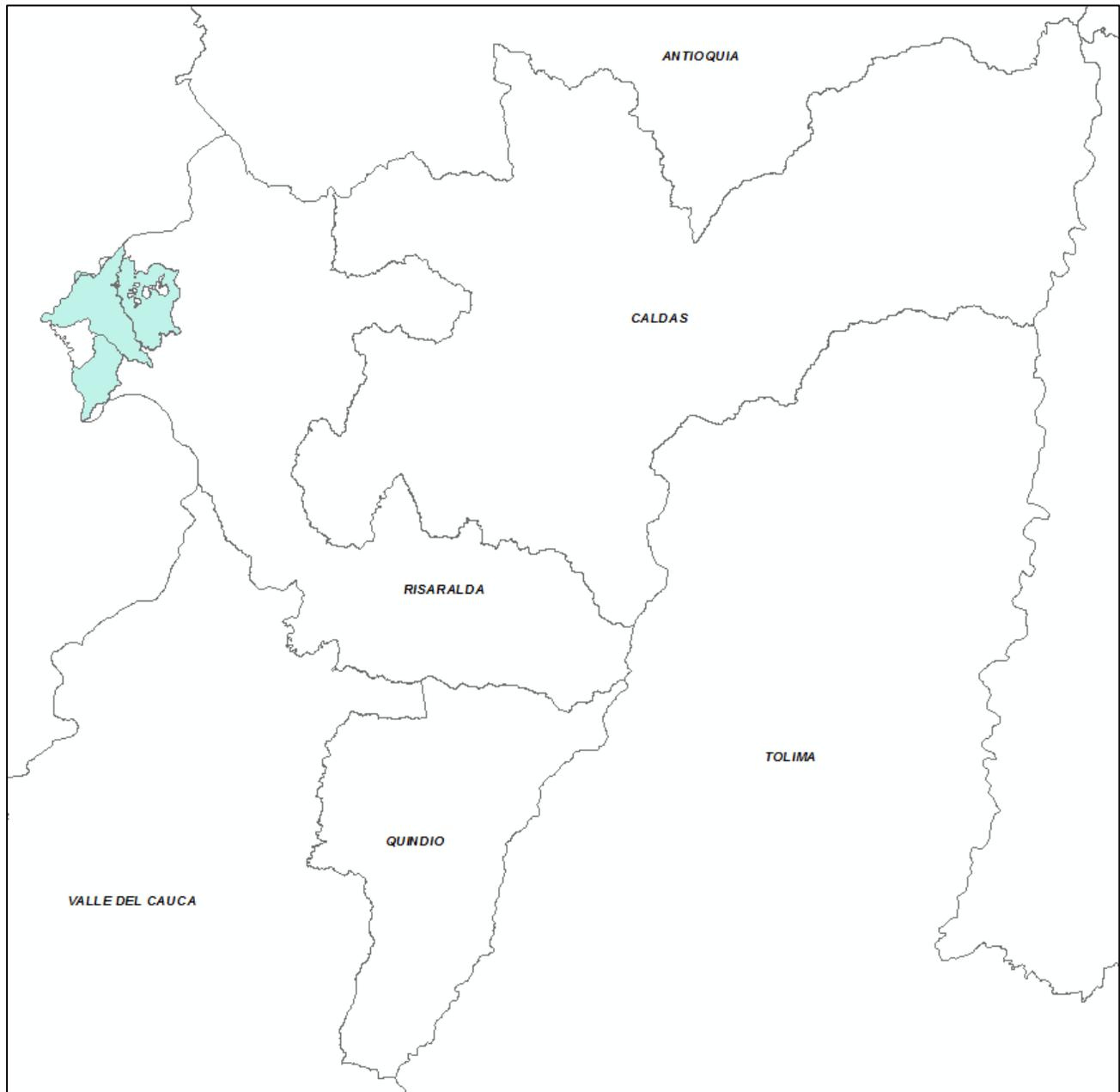
Figura 4.29 – Áreas de Amenaza Sísmica (CAU)



Fuente: SIG UPME

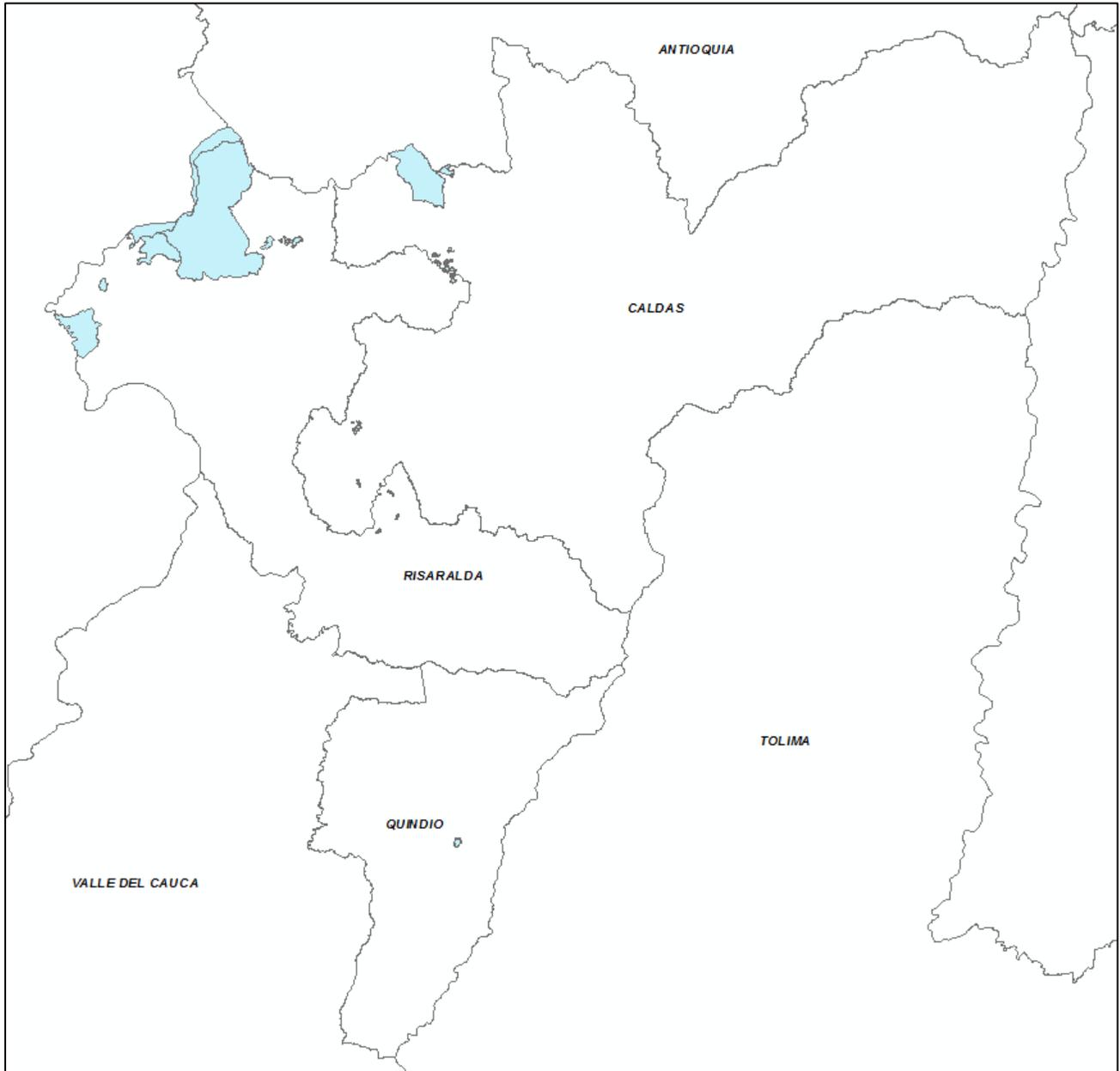
4.7. Área Eléctrica CRQ

Figura 4.30 – Áreas de Comunidades Afrodescendientes (CRQ)



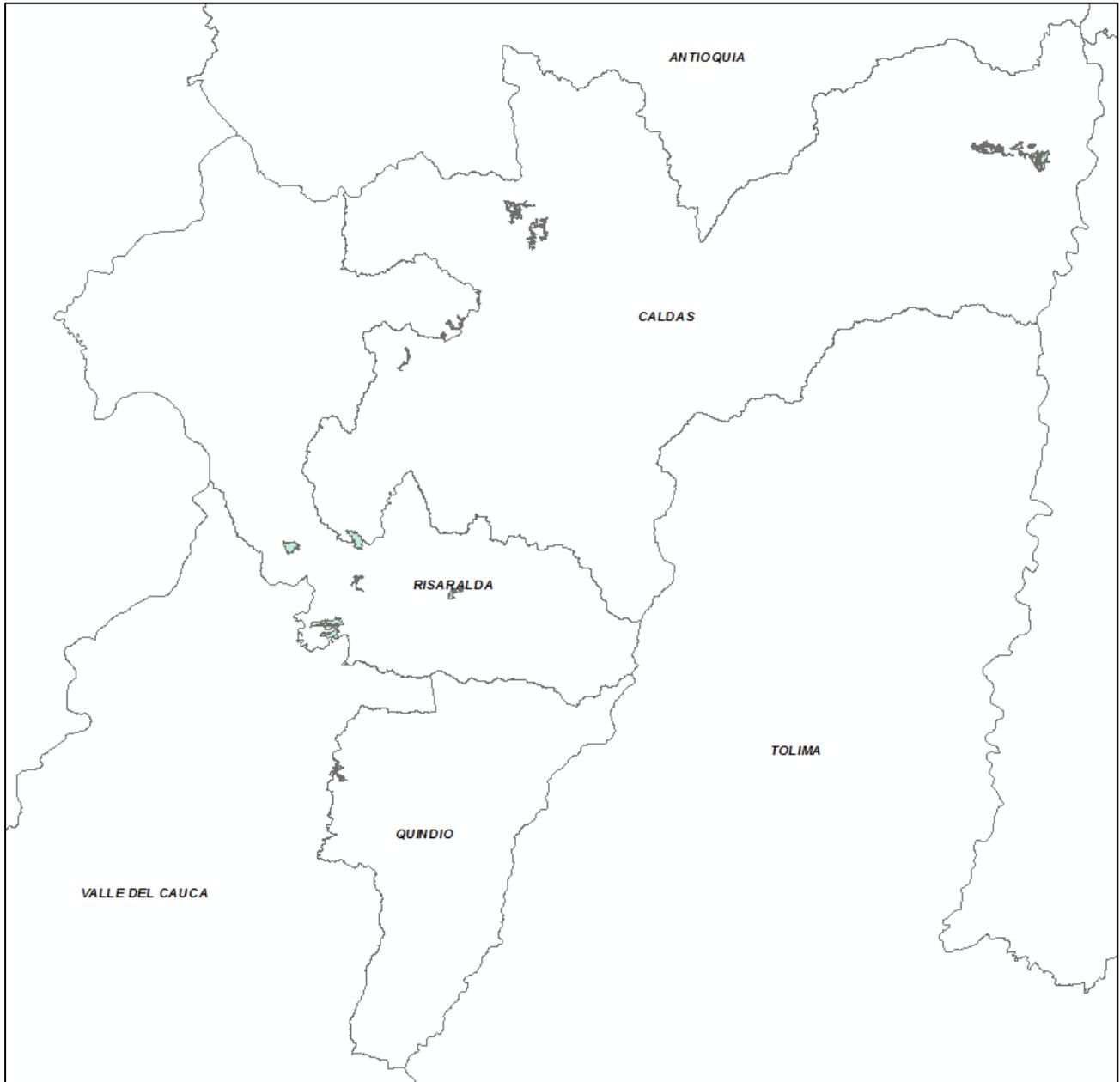
Fuente: SIG UPME

Figura 4.31 – Áreas de Resguardo Indígena (CRQ)



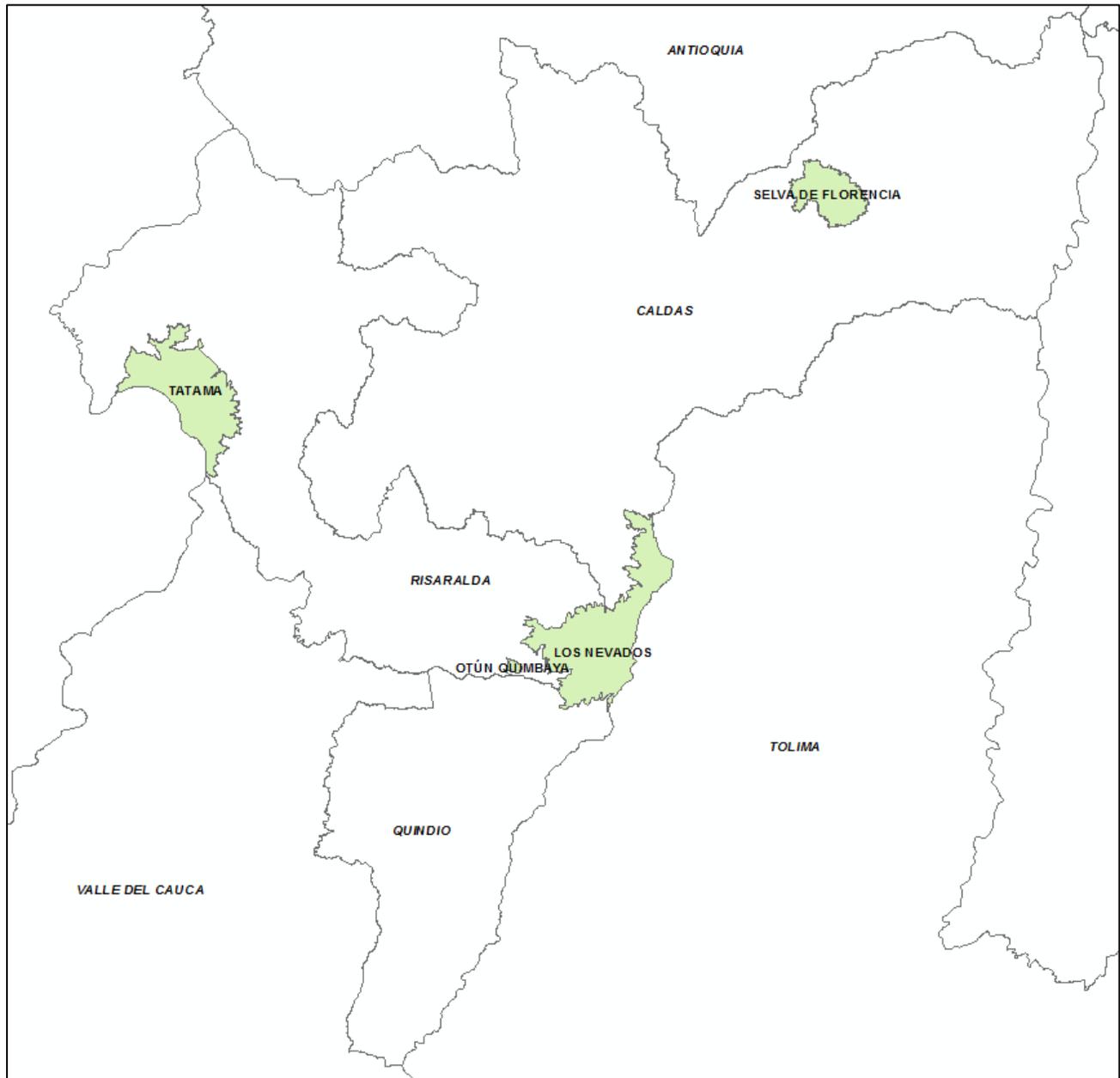
Fuente: SIG UPME

Figura 4.32 – Áreas de Bosque Seco Tropical (CRQ)



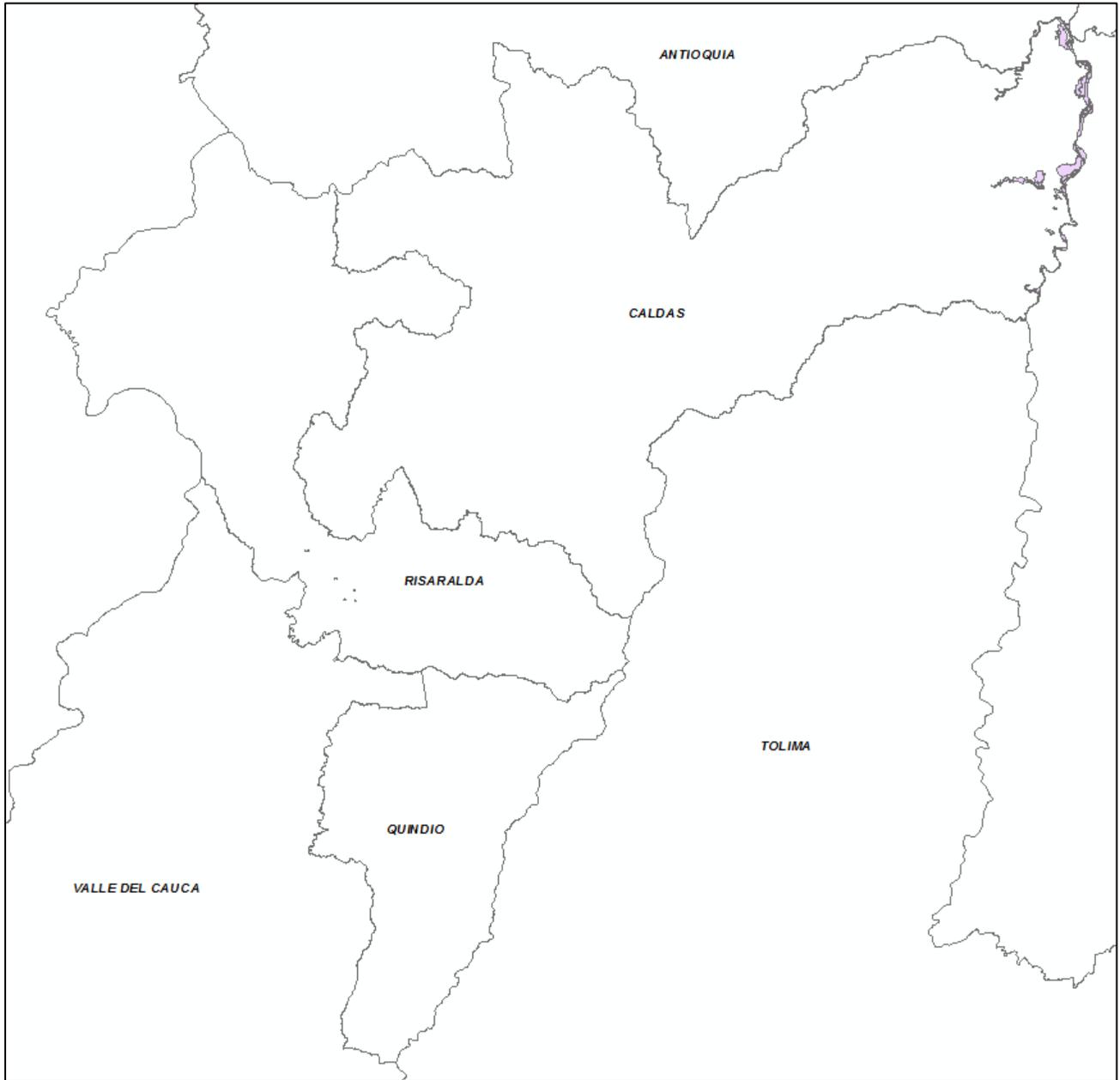
Fuente: SIG UPME

Figura 4.33 – Áreas de PNN (CRQ)



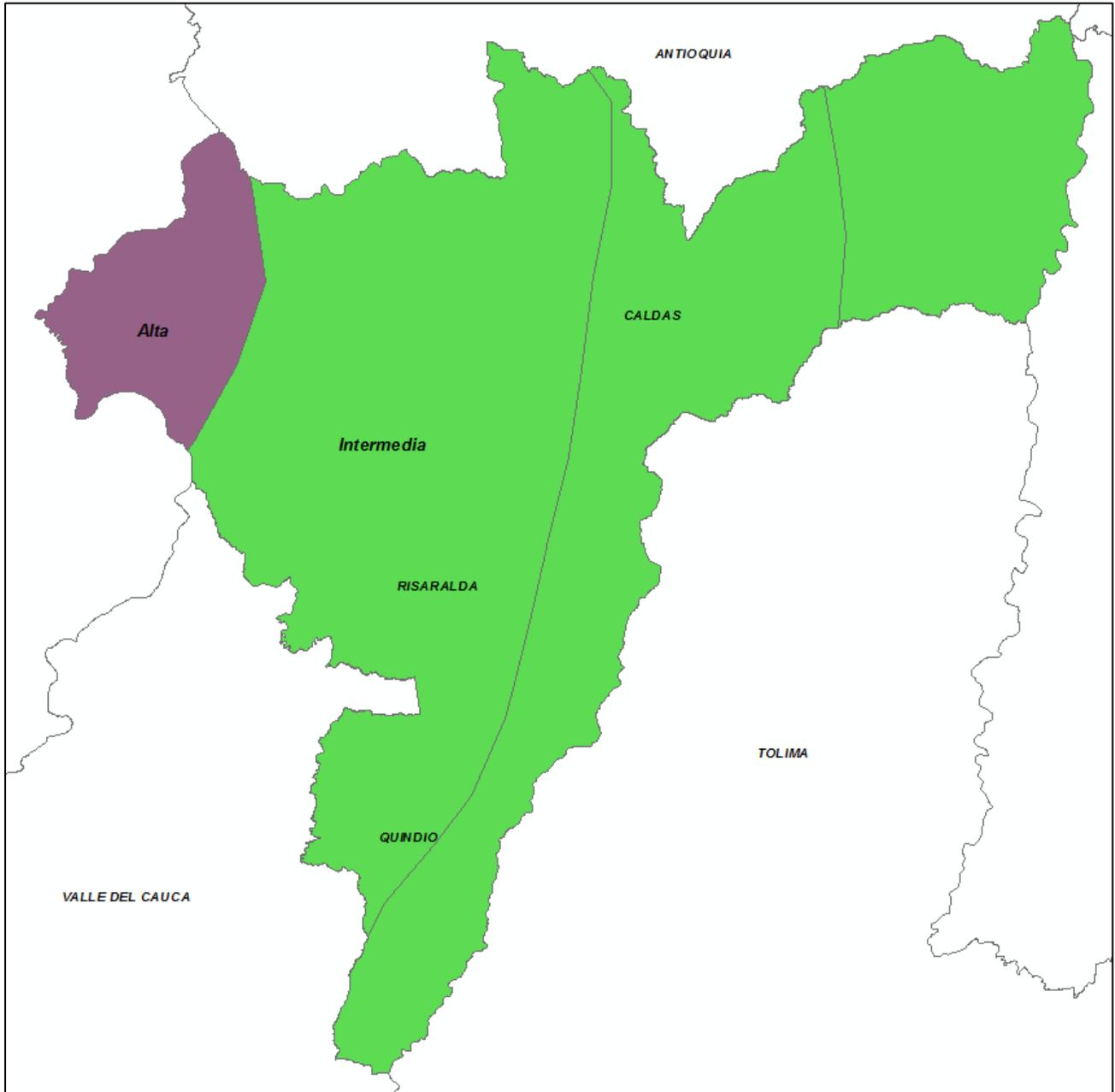
Fuente: SIG UPME

Figura 4.34 – Áreas de Amenaza de Inundación (CRQ)



Fuente: SIG UPME

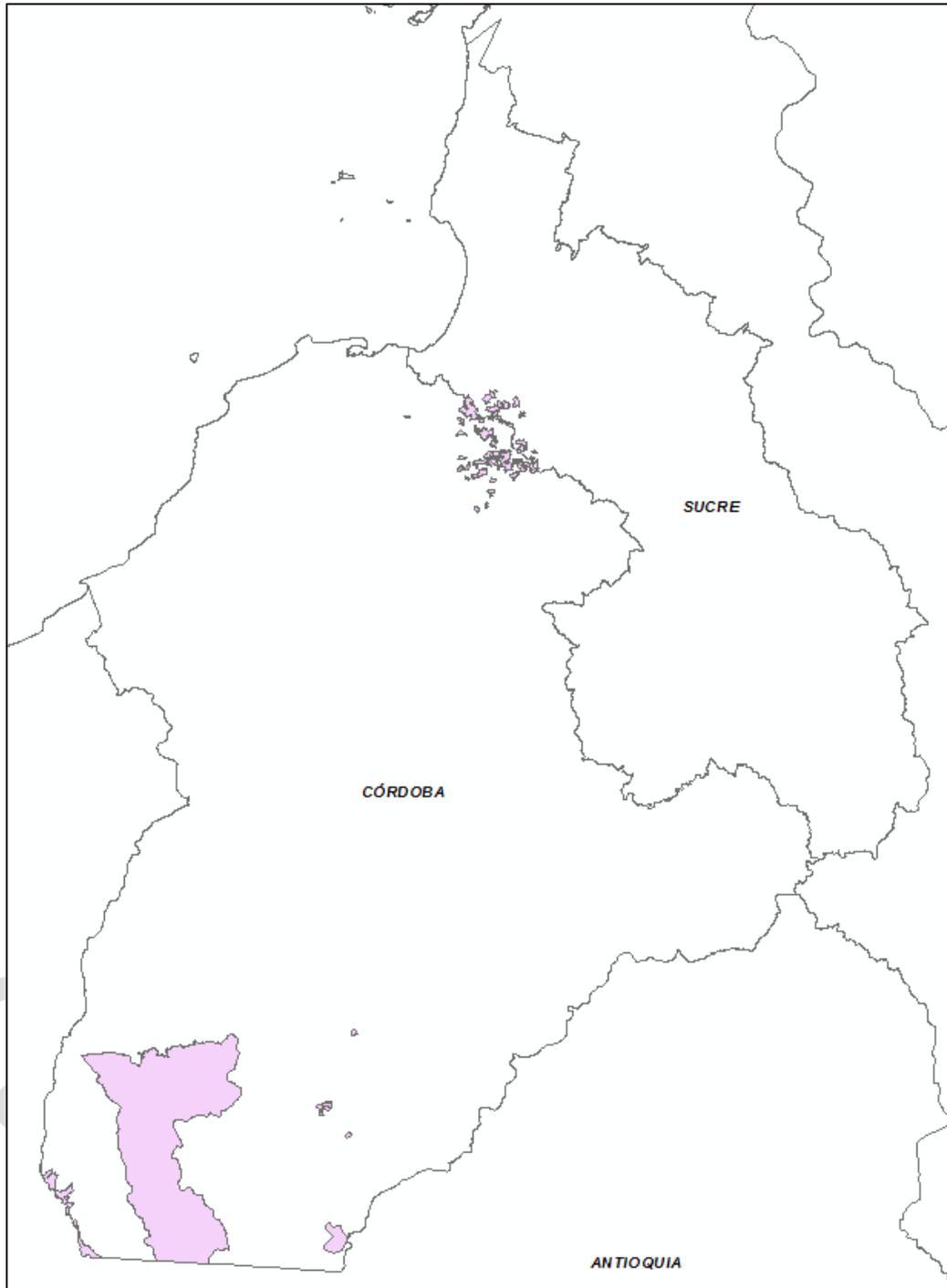
Figura 4.35 – Áreas de Amenaza Sísmica (CRQ)



Fuente: SIG UPME

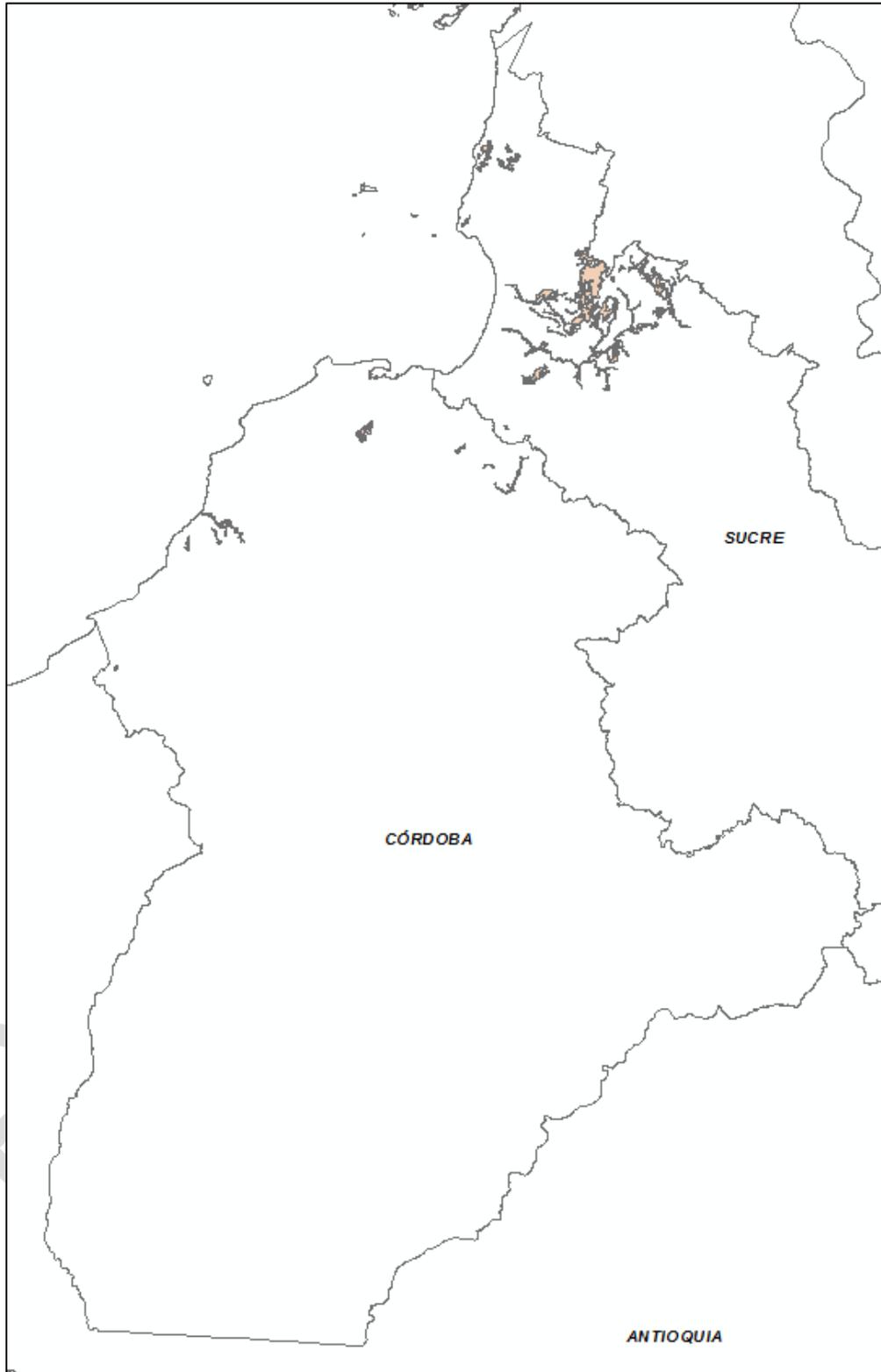
4.8. Área Eléctrica CSU

Figura 4.36 – Áreas de Resguardo Indígena (CSU)



Fuente: SIG UPME

Figura 4.37 – Áreas de Bosque Seco Tropical (CSU)



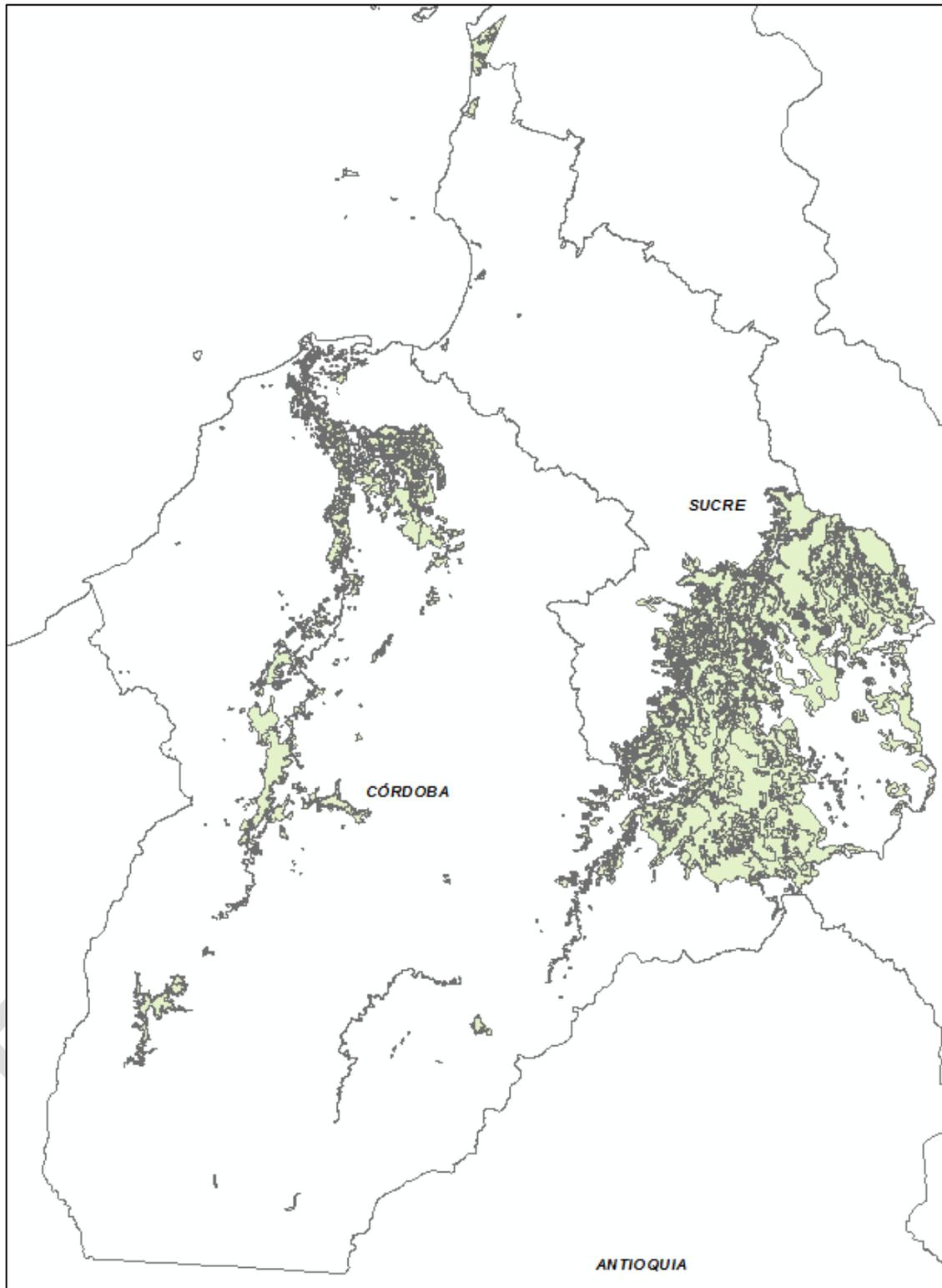
Fuente: SIG UPME

Figura 4.38 – Áreas de PNN (CSU)



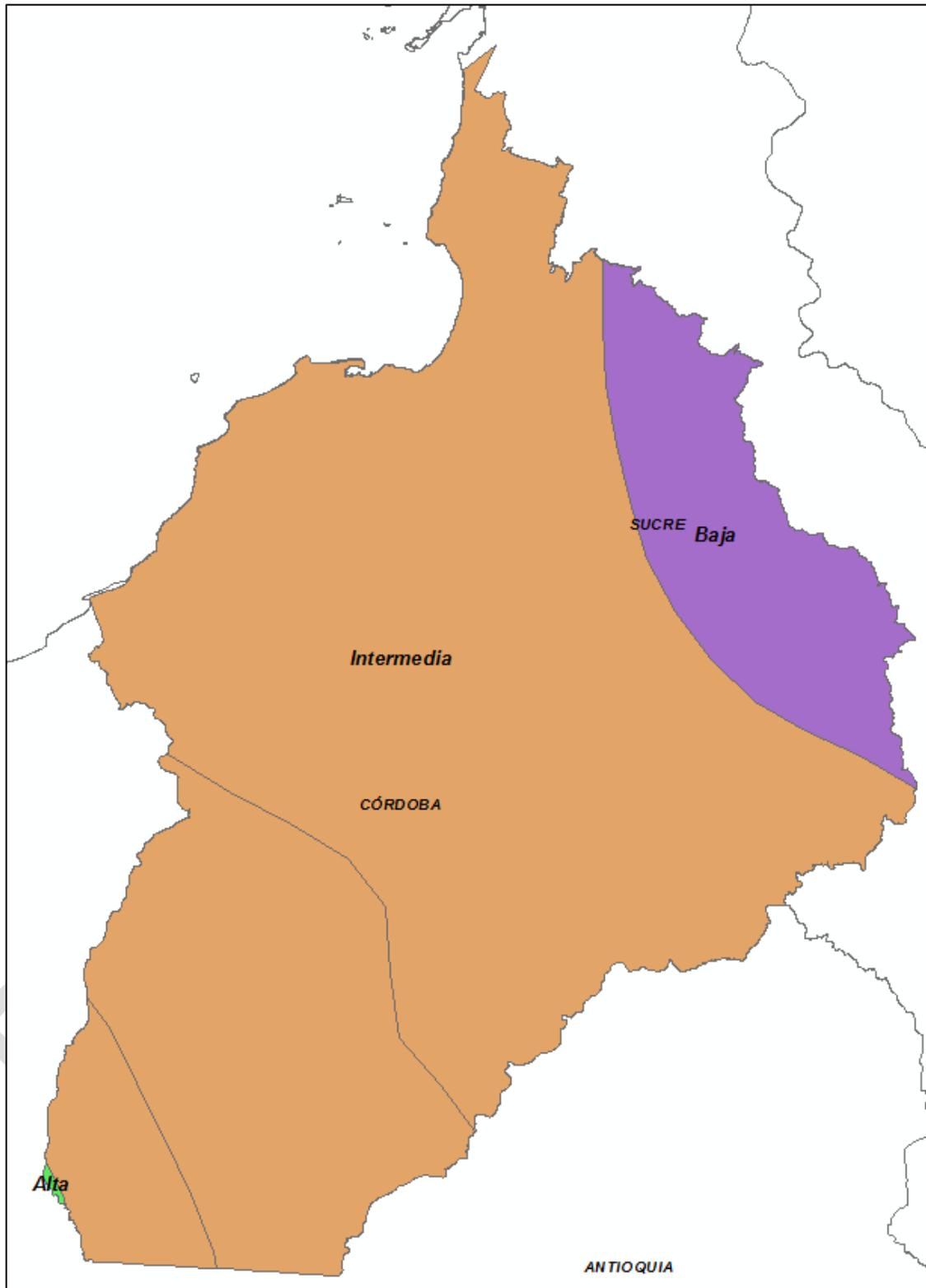
Fuente: SIG UPME

Figura 4.39 – Áreas de Amenaza de Inundación (CSU)



Fuente: SIG UPME

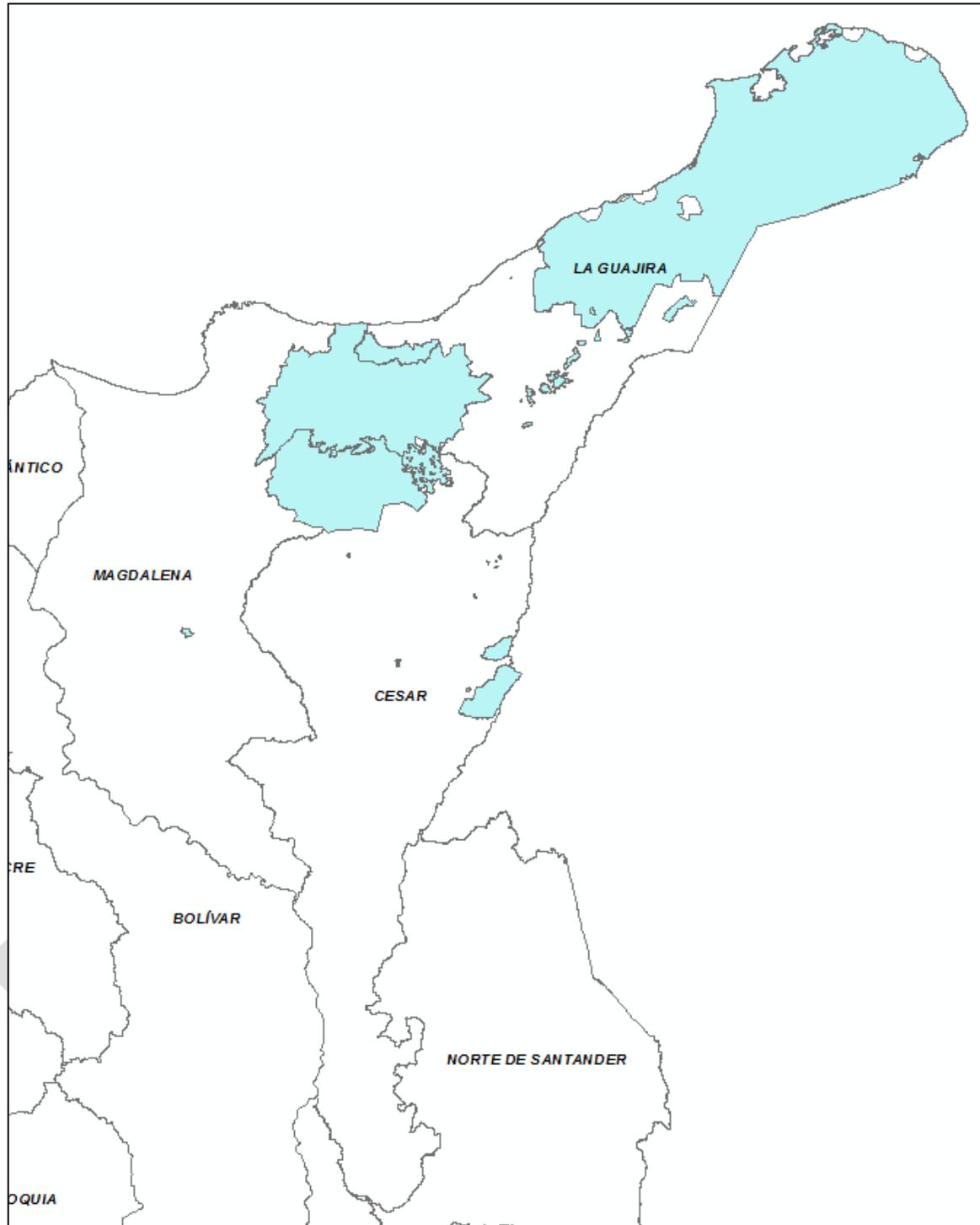
Figura 4.40 – Áreas de Amenaza Sísmica (CSU)



Fuente: SIG UPME

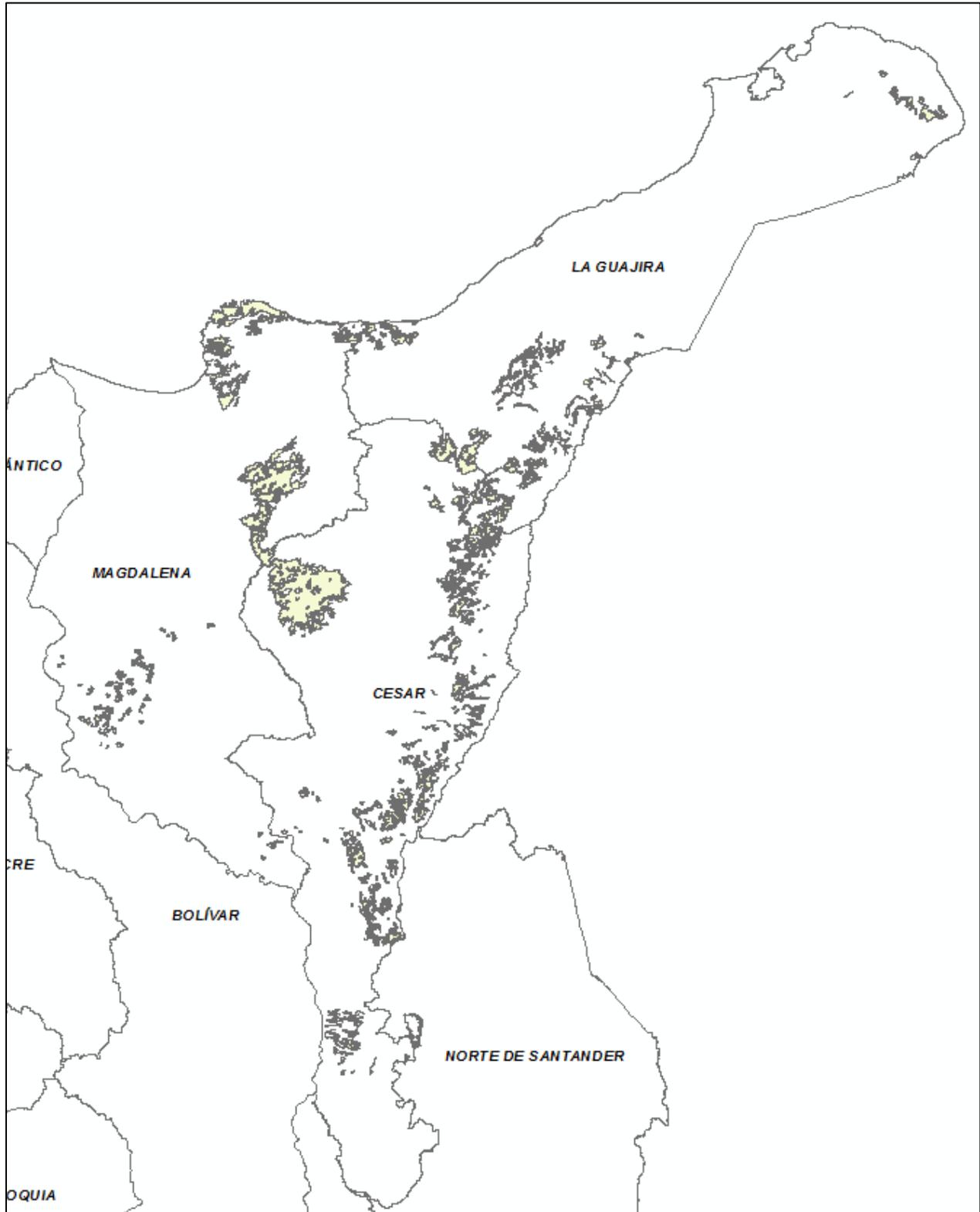
4.9. Área Eléctrica GCM

Figura 4.41 – Áreas de Resguardo Indígena (GCM)



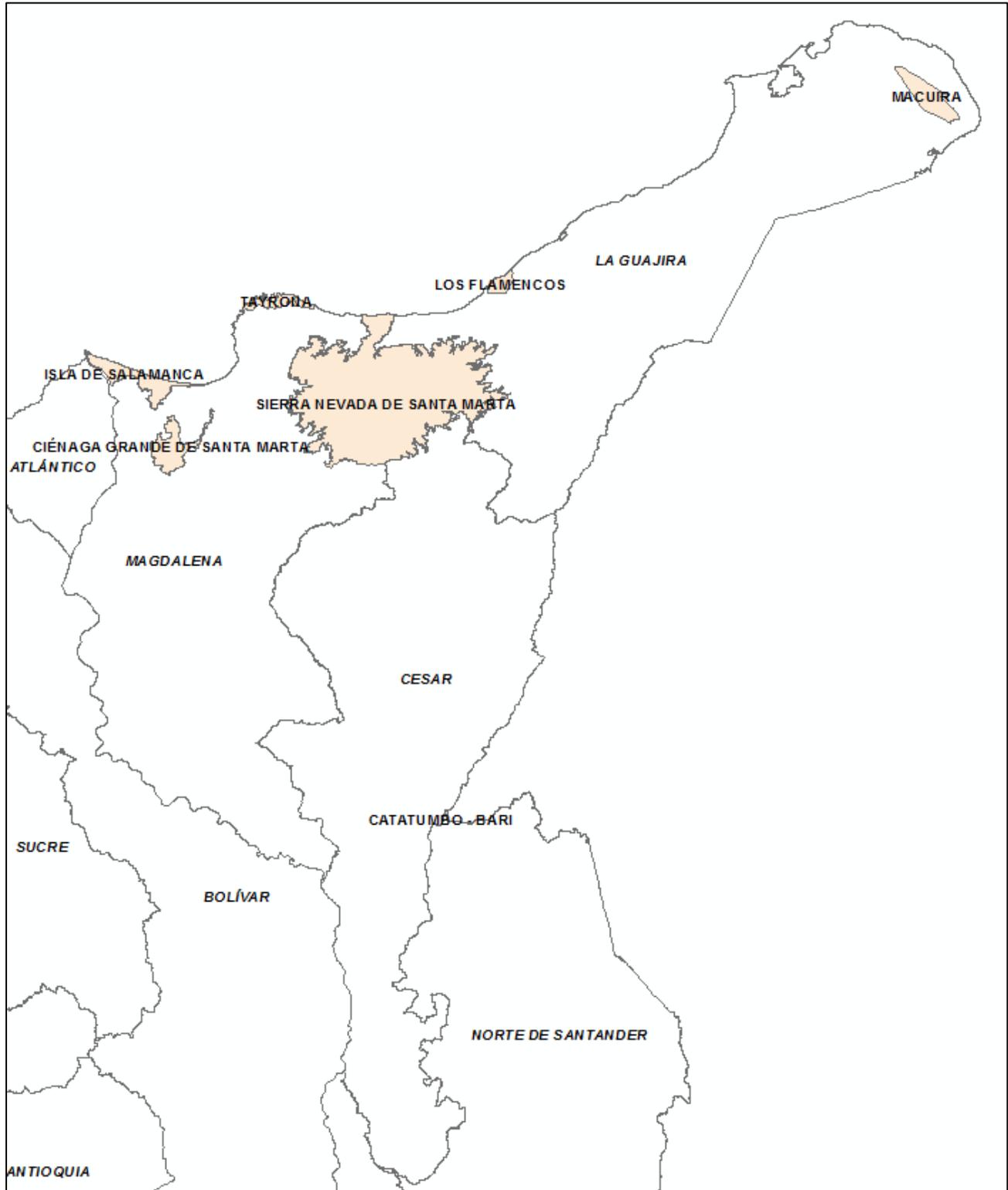
Fuente: SIG UPME

Figura 4.42 – Áreas de Bosque Seco Tropical (GCM)



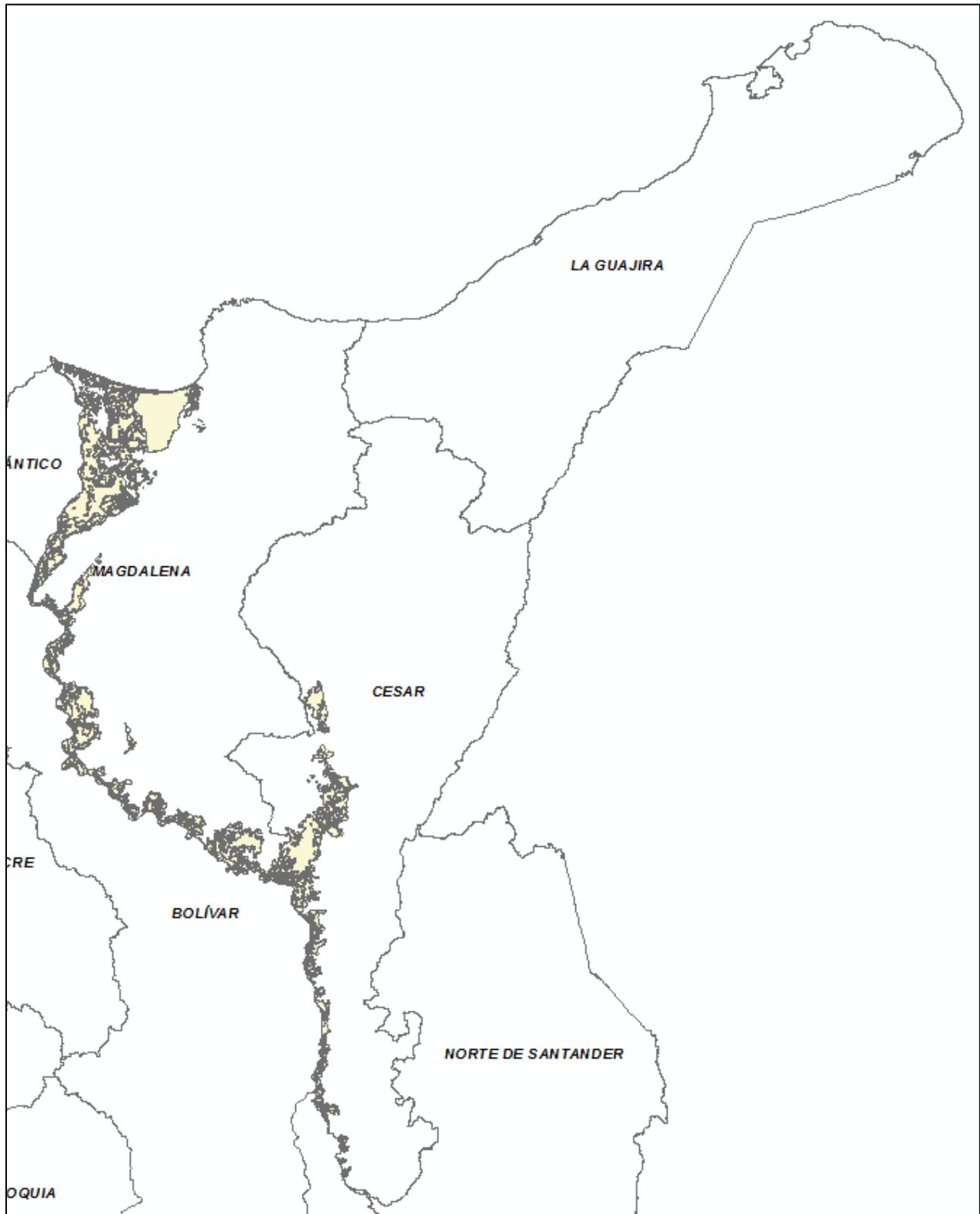
Fuente: SIG UPME

Figura 4.43 – Áreas de PNN (GCM)



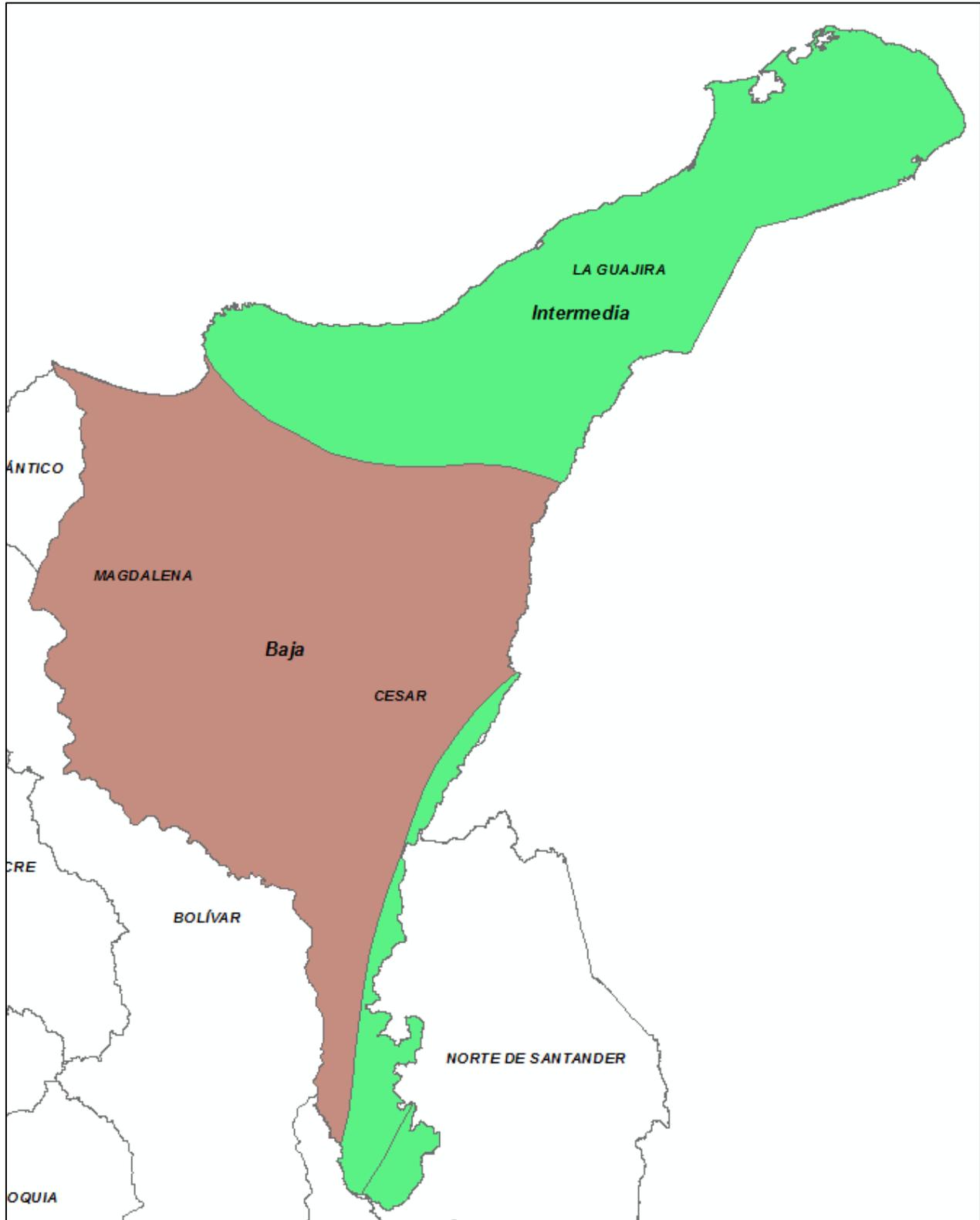
Fuente: SIG UPME

Figura 4.44 – Áreas de Amenaza de Inundación (GCM)



Fuente: SIG UPME

Figura 4.45 – Áreas de Amenaza Sísmica (GCM)



Fuente: SIG UPME

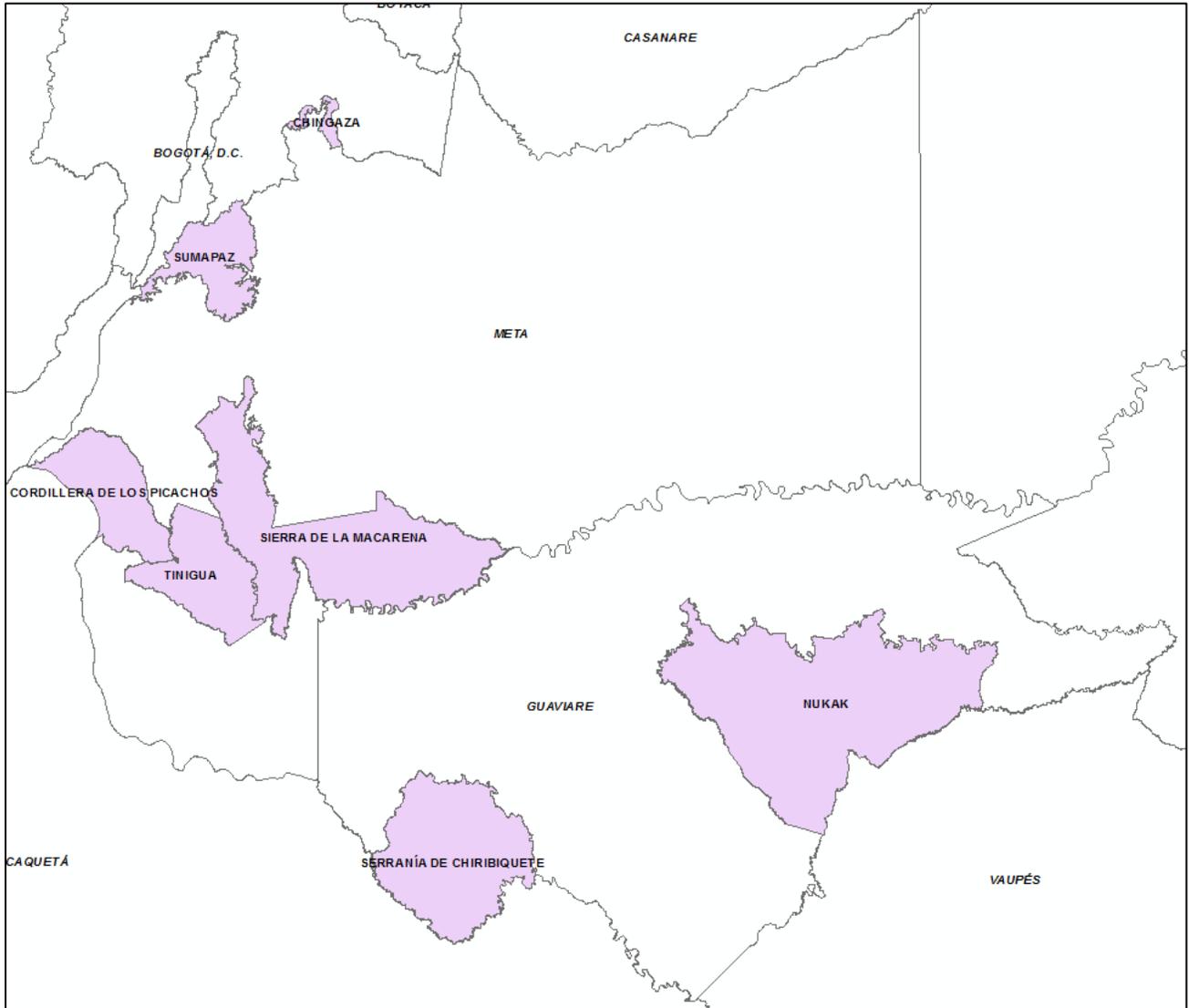
4.10. Área Eléctrica MGU

Figura 4.46 – Áreas de Resguardo Indígena (MGU)



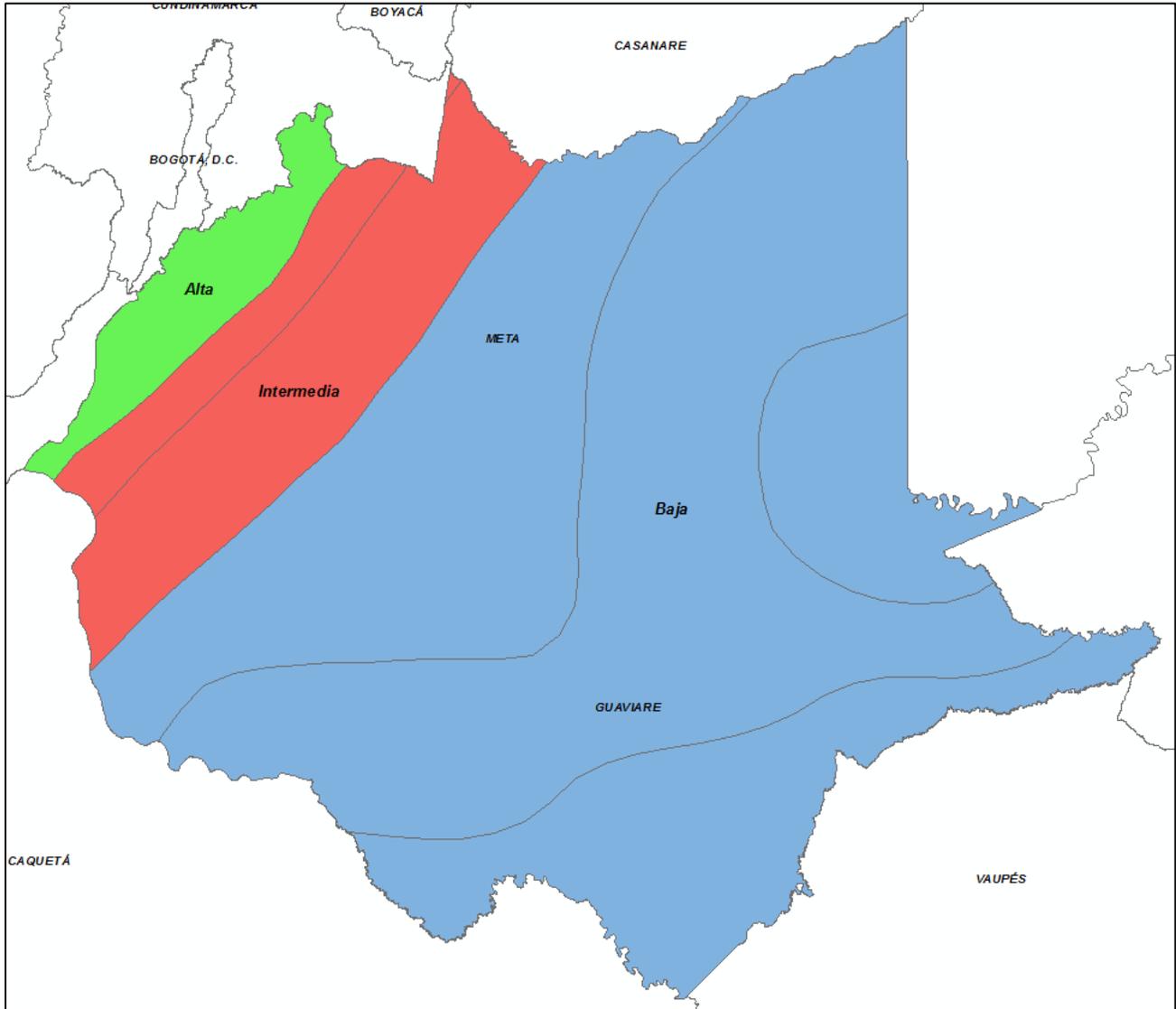
Fuente: SIG UPME

Figura 4.47 – Áreas de PNN (MGU)



Fuente: SIG UPME

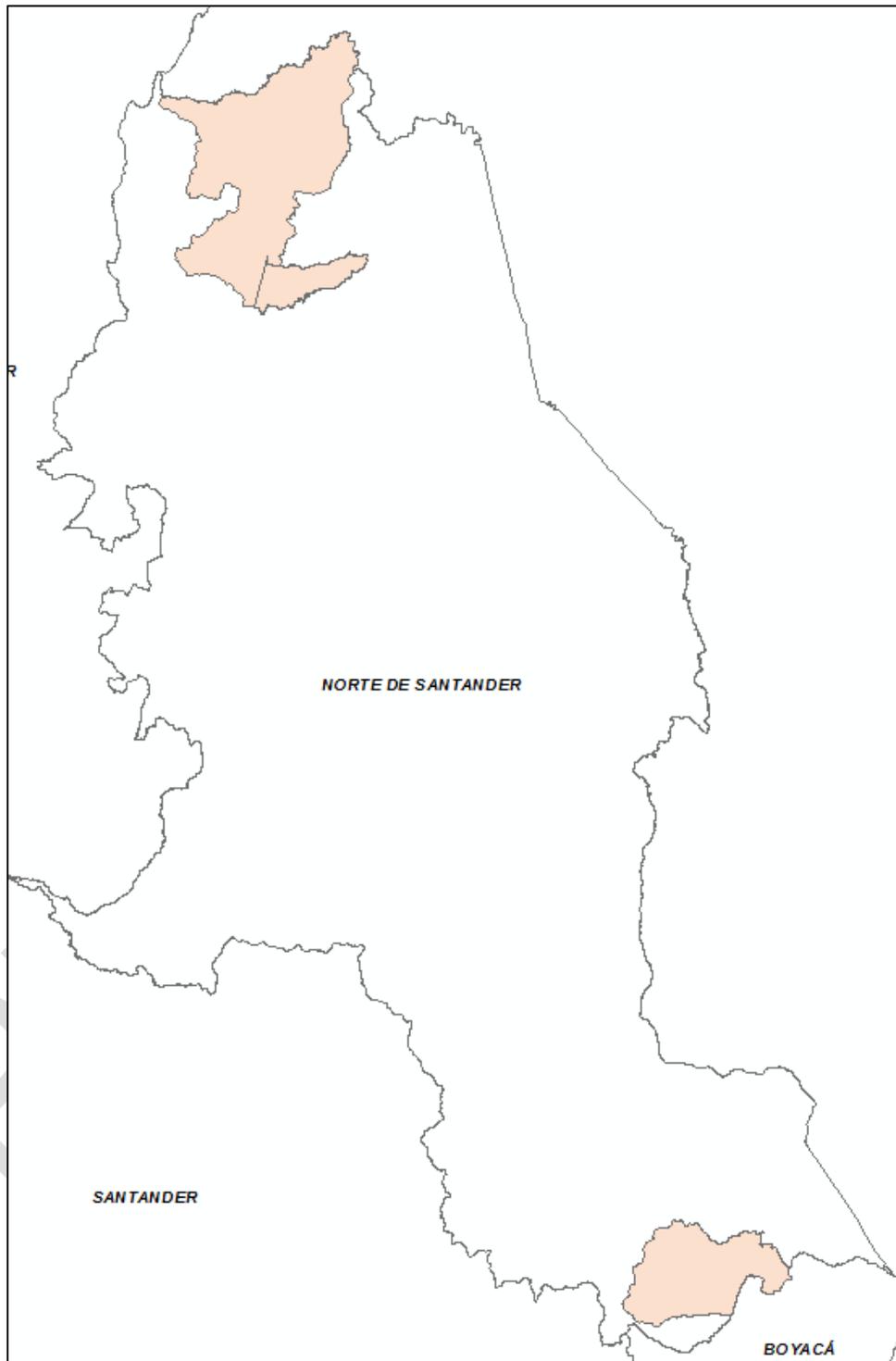
Figura 4.48 – Áreas de Amenaza Sísmica (MGU)



Fuente: SIG UPME

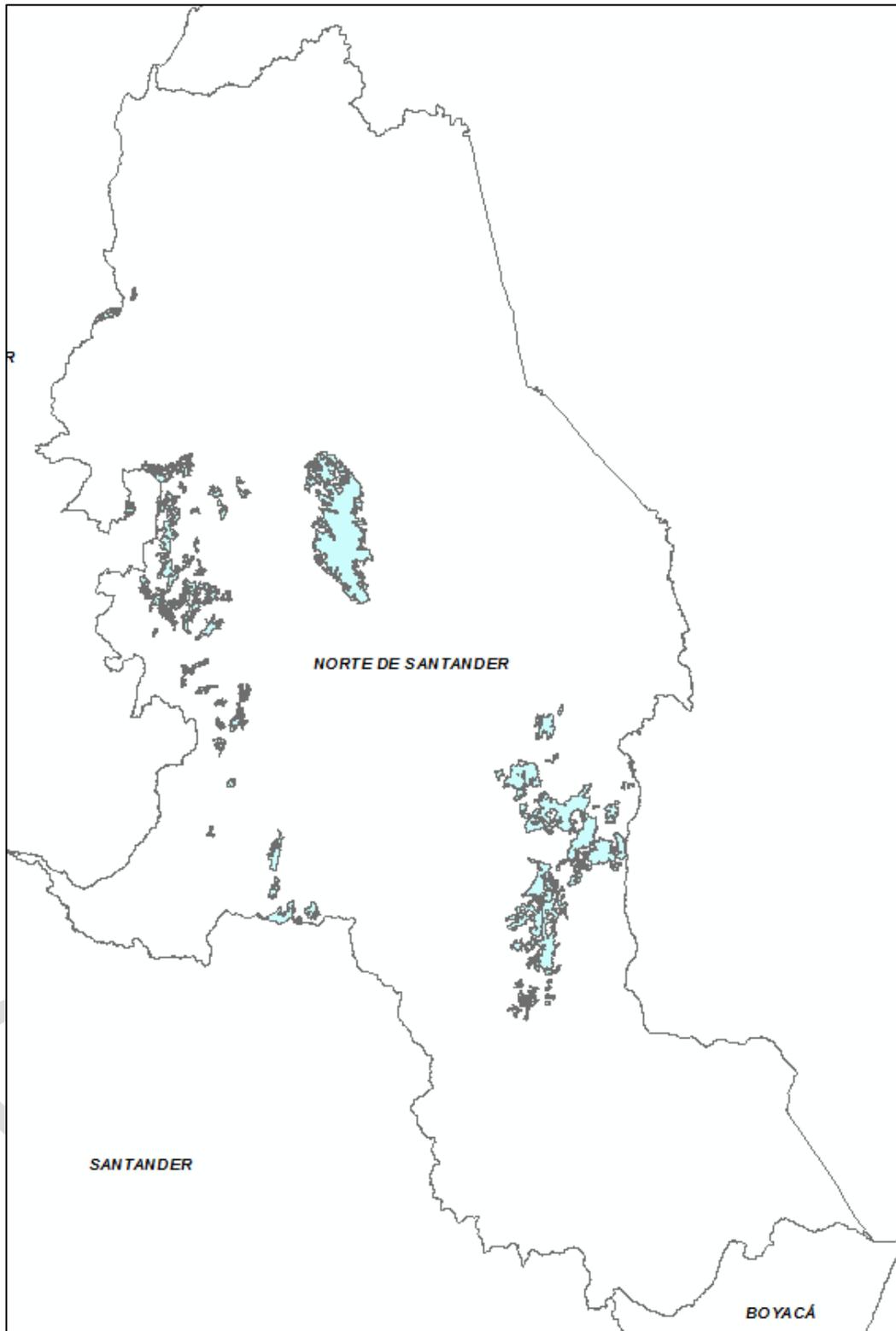
4.11. Área Eléctrica NDS

Figura 4.49 – Áreas de Resguardo Indígena (NDS)



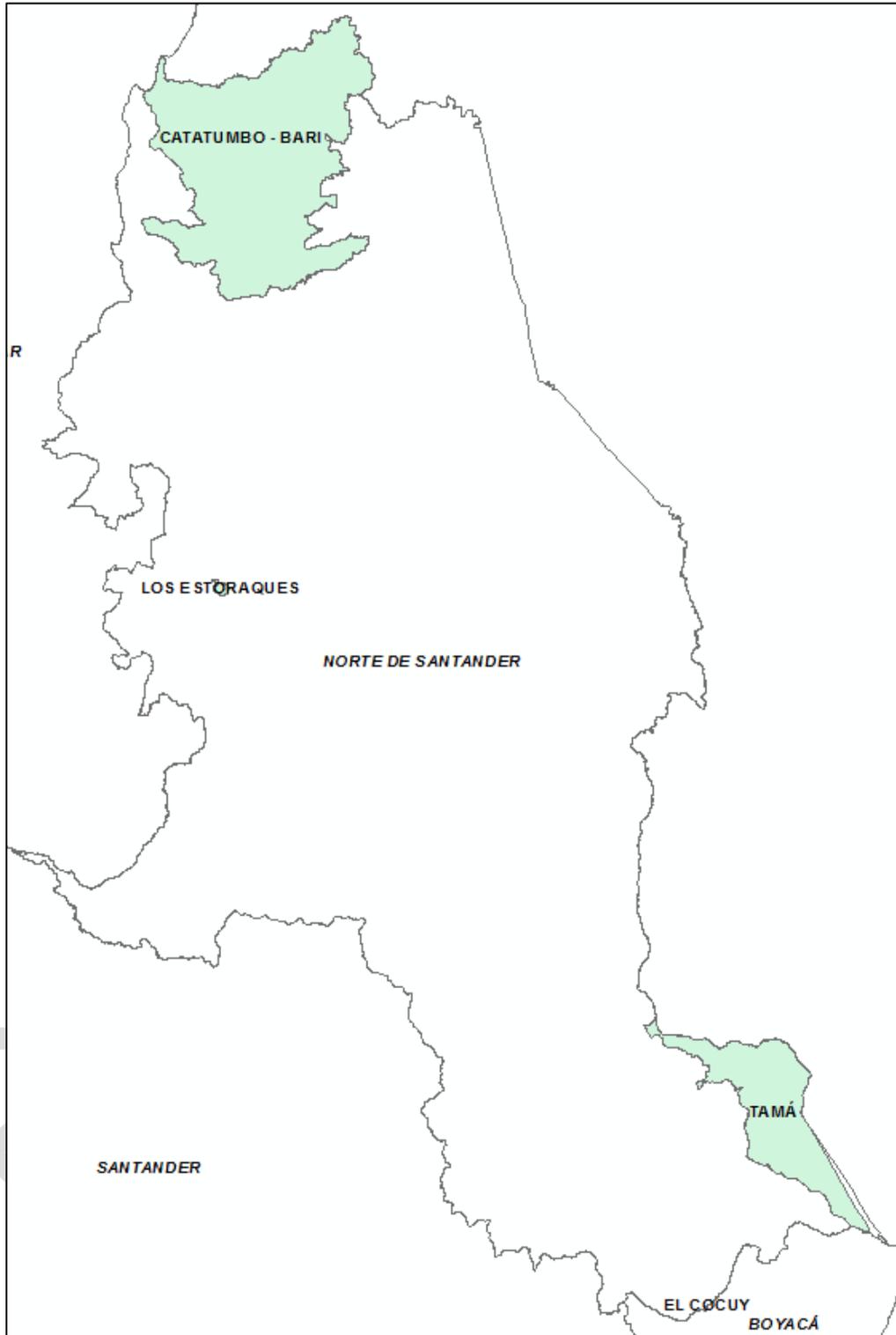
Fuente: SIG UPME

Figura 4.50 – Áreas de Bosque Seco Tropical (NDS)



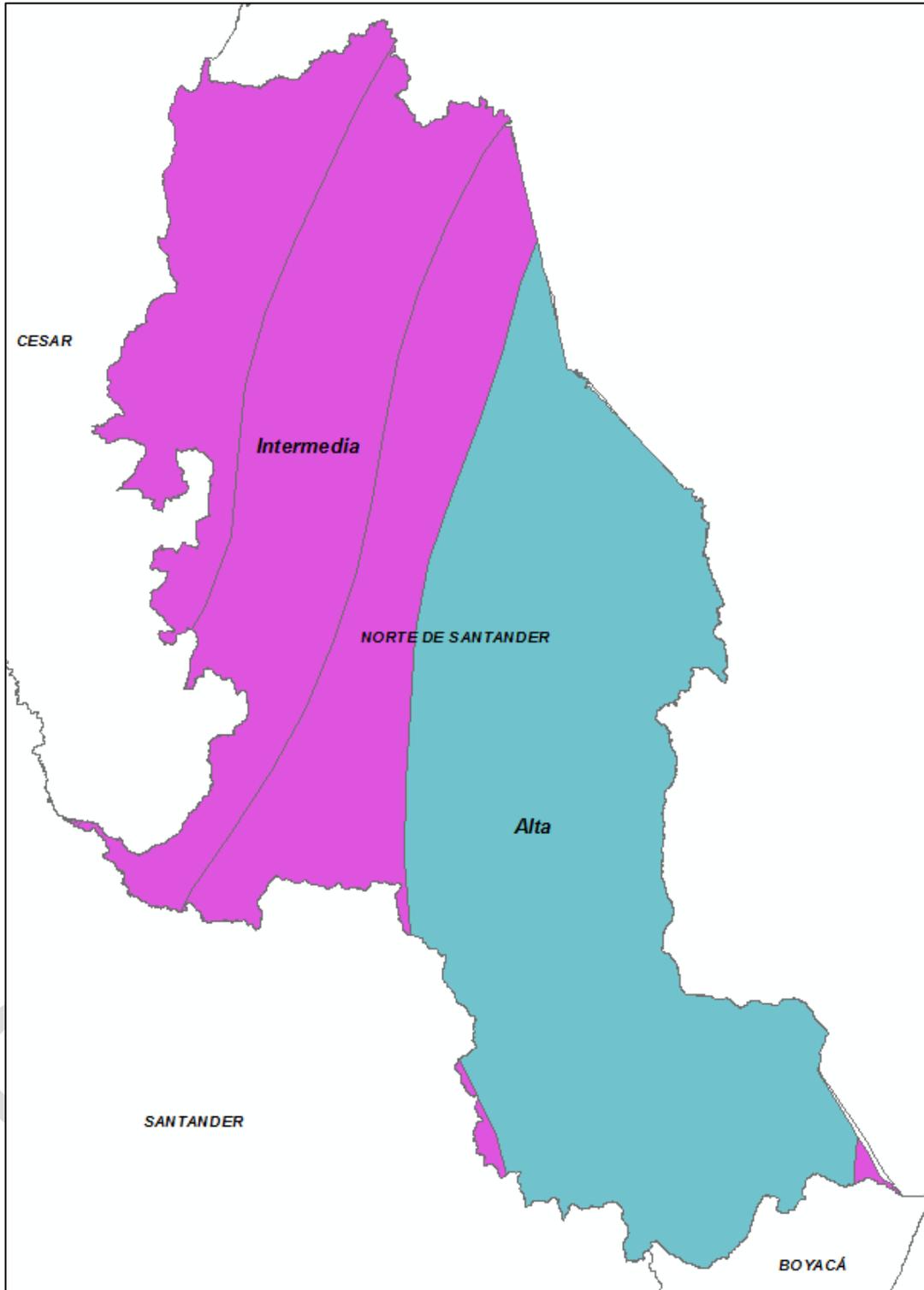
Fuente: SIG UPME

Figura 4.51 – Áreas de PNN (NDS)



Fuente: SIG UPME

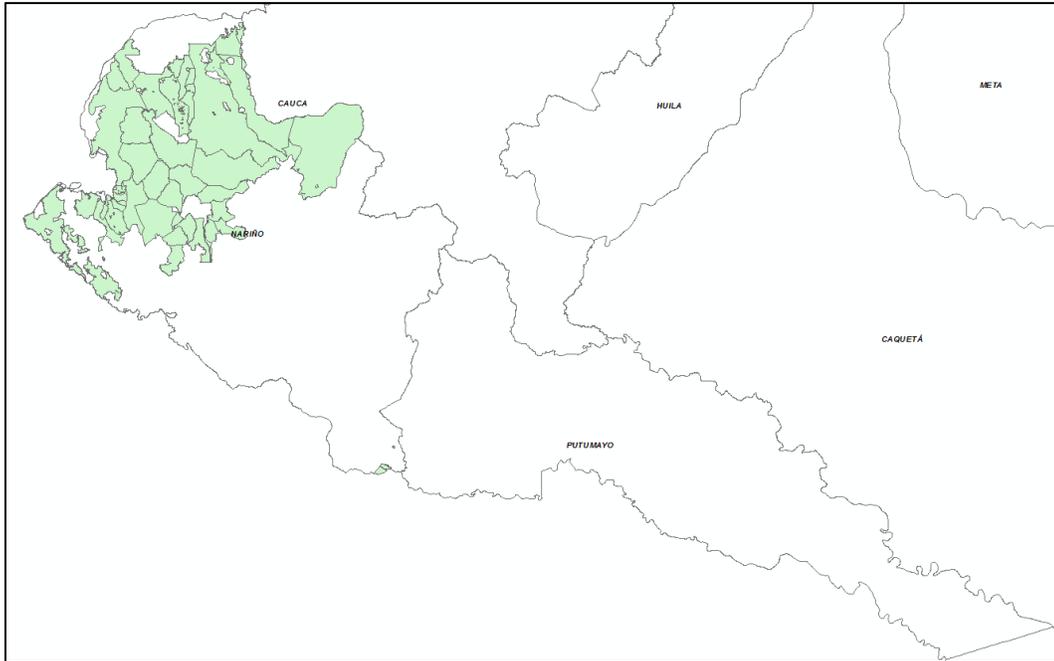
Figura 4.52 – Áreas de Amenaza Sísmica (NDS)



Fuente: SIG UPME

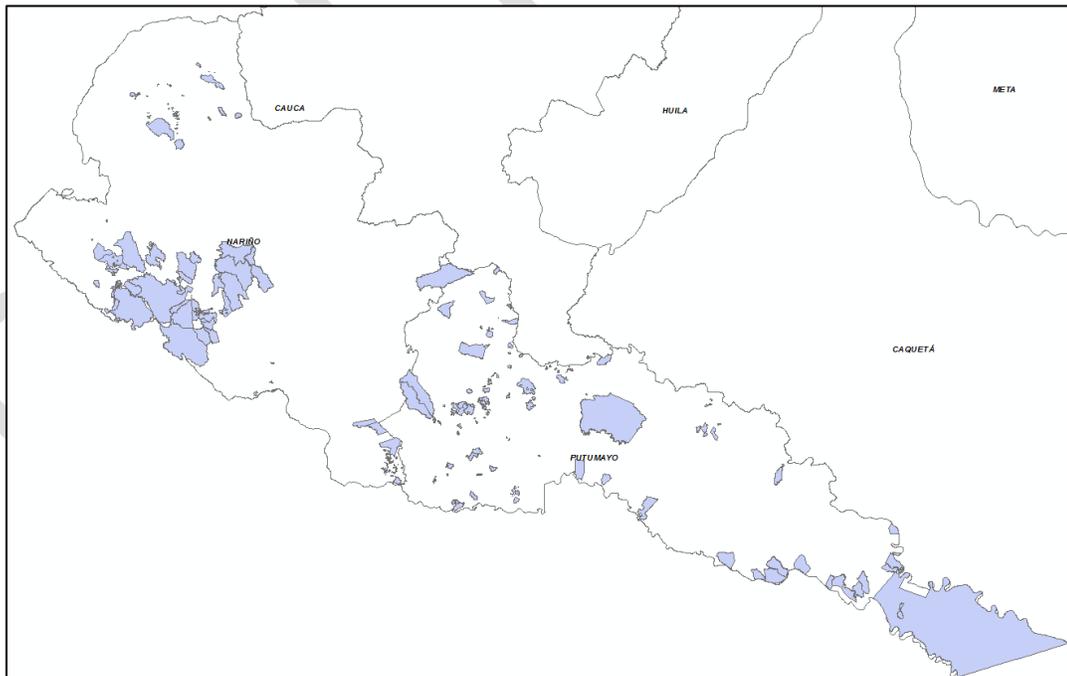
4.12. Área Eléctrica NPU

Figura 4.53 – Áreas de Comunidades Afrodescendientes (NPU)



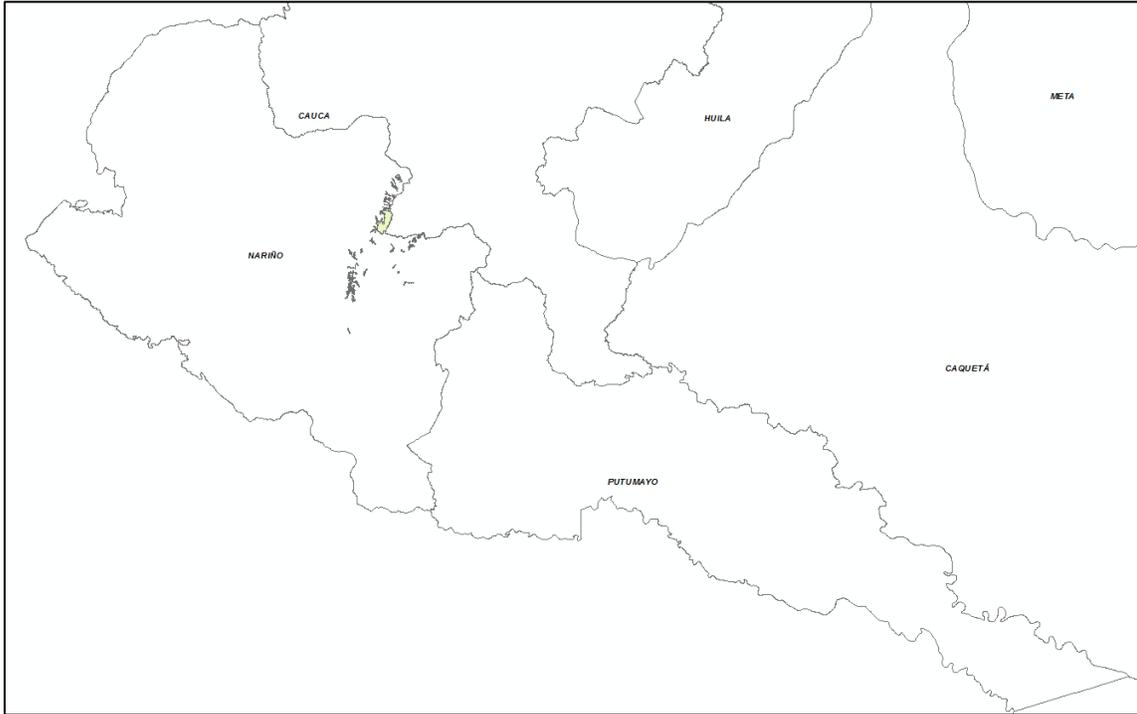
Fuente: SIG UPME

Figura 4.54 – Áreas de Resguardo Indígena (NPU)



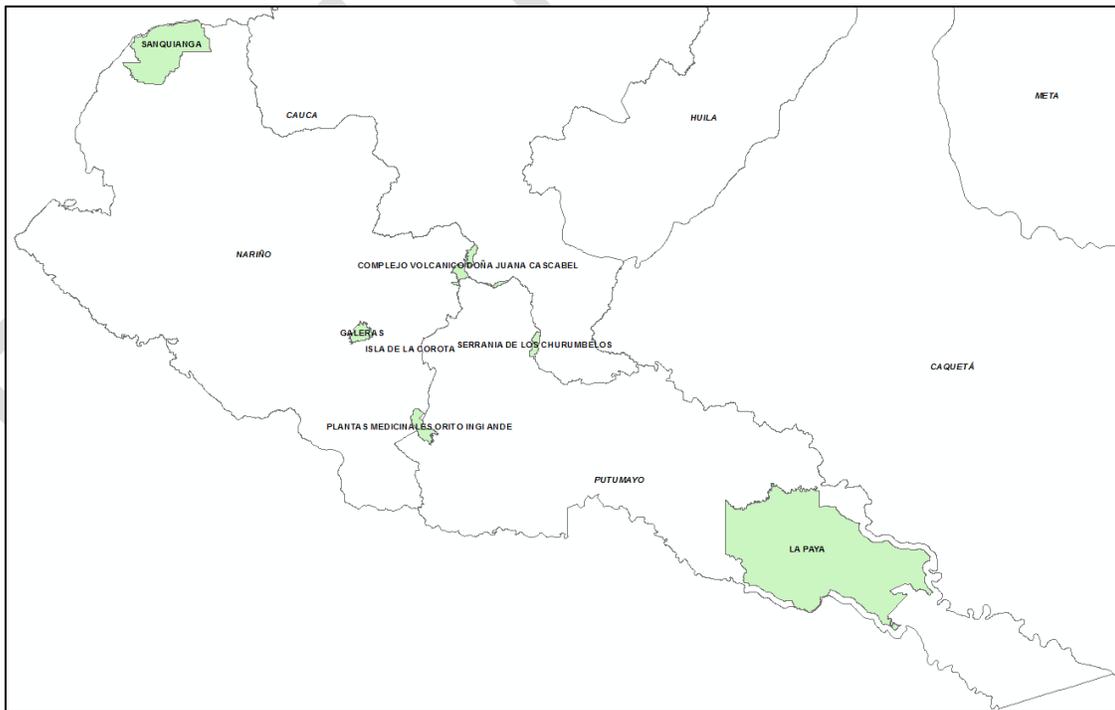
Fuente: SIG UPME

Figura 4.55 – Áreas de Bosque Seco Tropical (NPU)



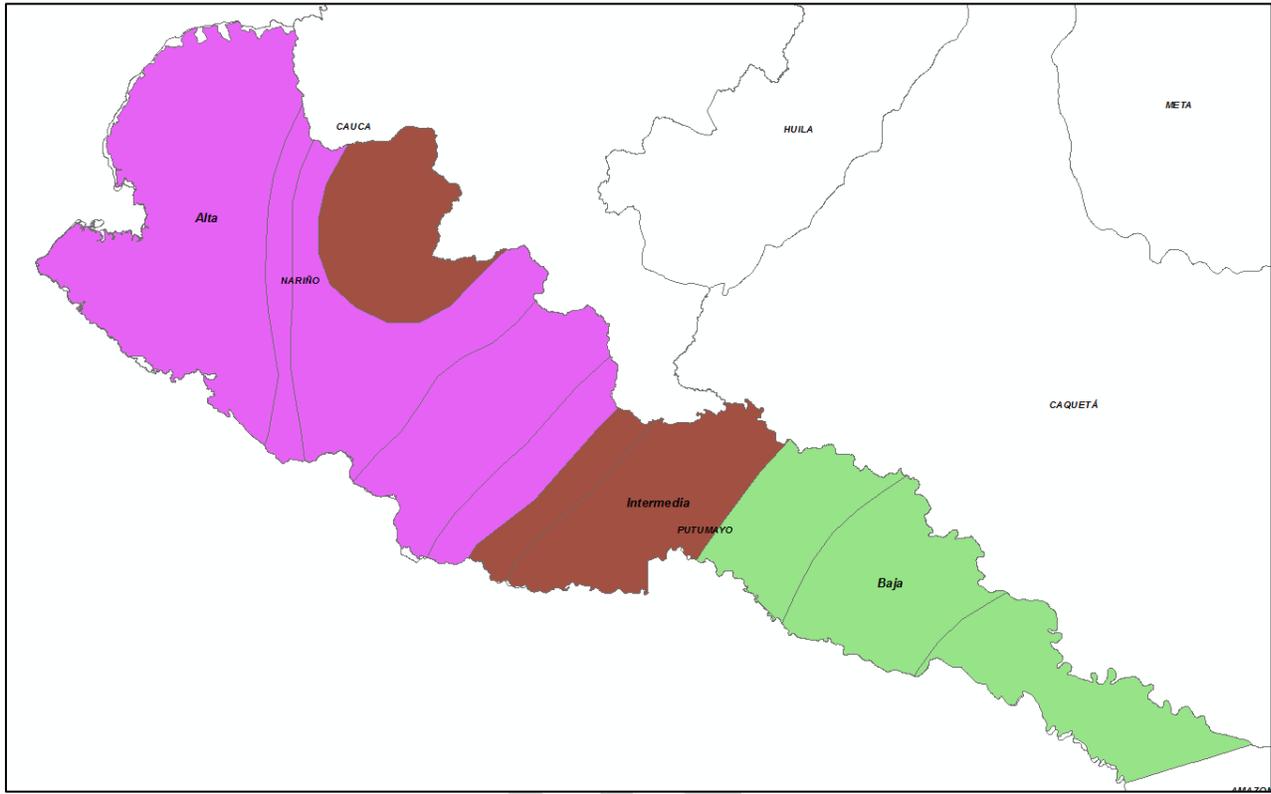
Fuente: SIG UPME

Figura 4.56 – Áreas de PNN (NPU)



Fuente: SIG UPME

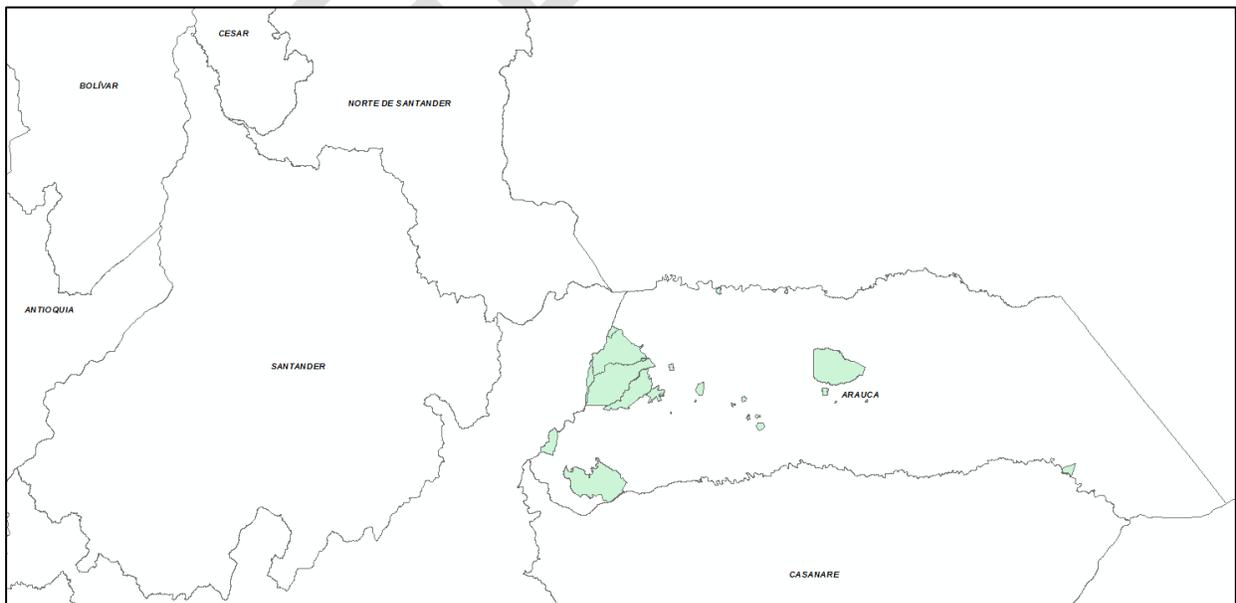
Figura 4.57 – Áreas de Amenaza Sísmica (NPU)



Fuente: SIG UPME

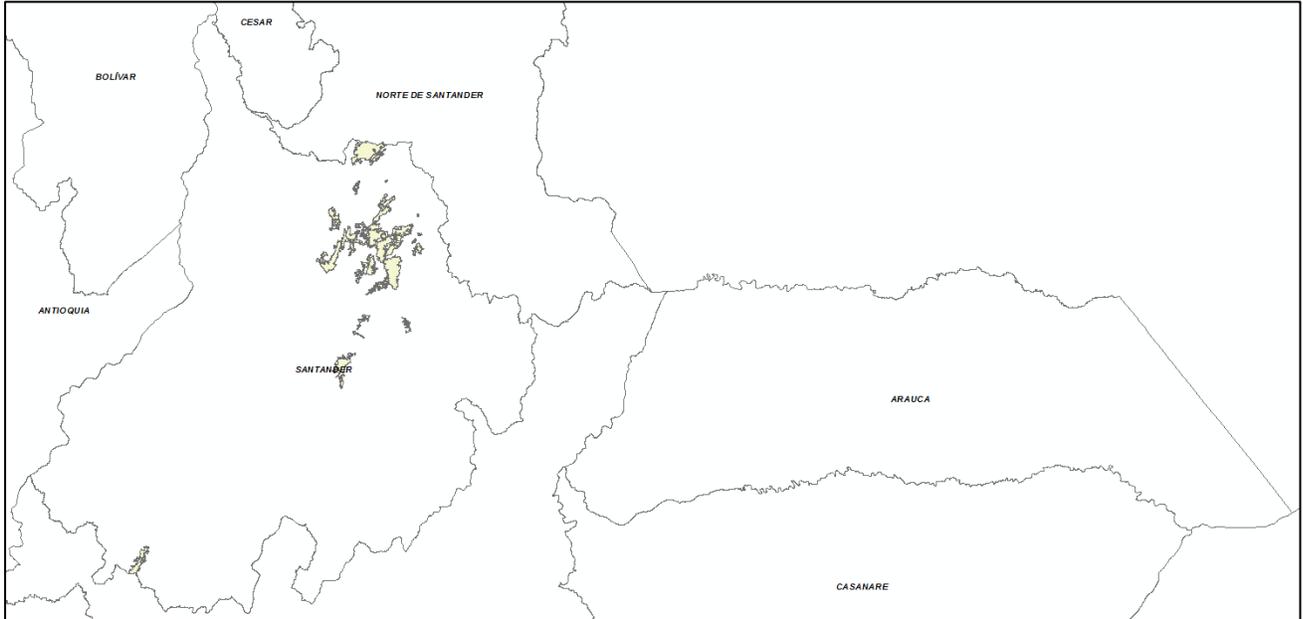
4.13. Área Eléctrica SAR

Figura 4.58 – Áreas de Resguardo Indígena (SAR)



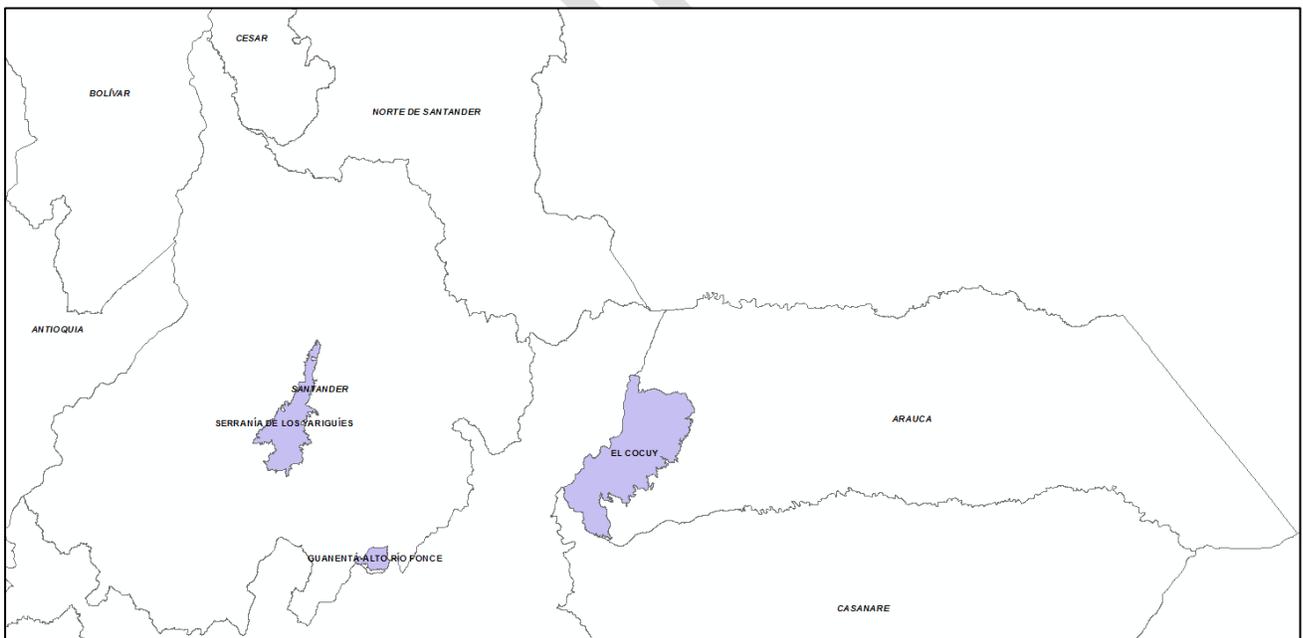
Fuente: SIG UPME

Figura 4.59 – Áreas de Bosque Seco Tropical (SAR)



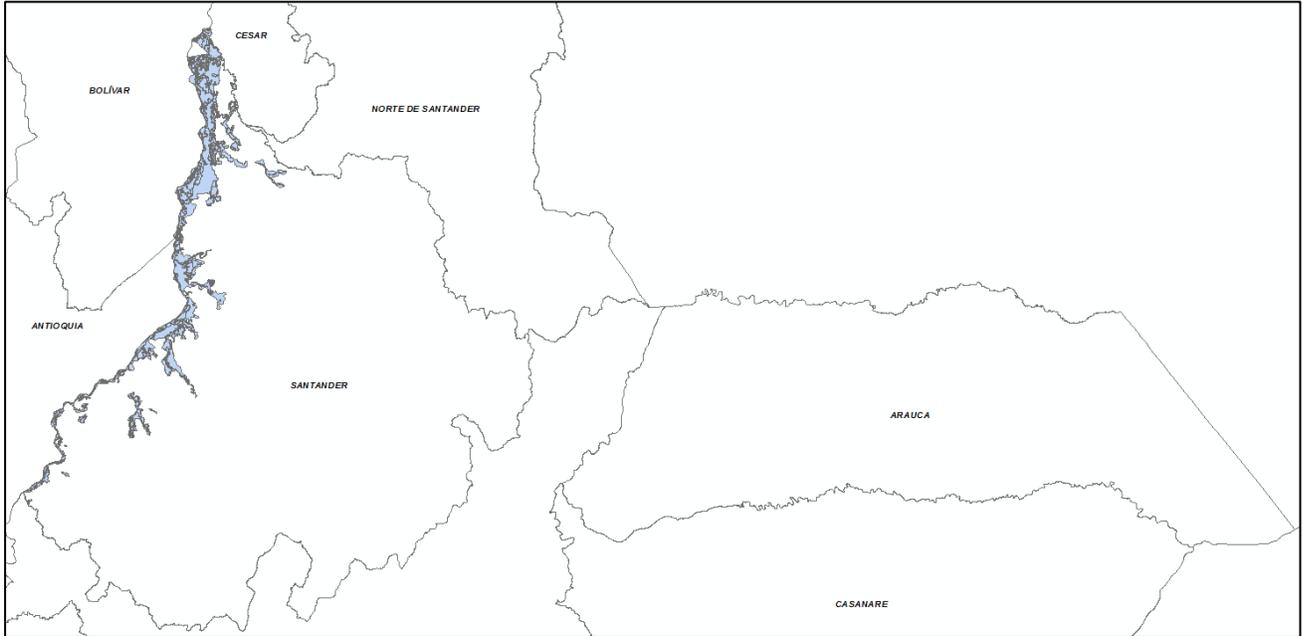
Fuente: SIG UPME

Figura 4.60 – Áreas de PNN (SAR)



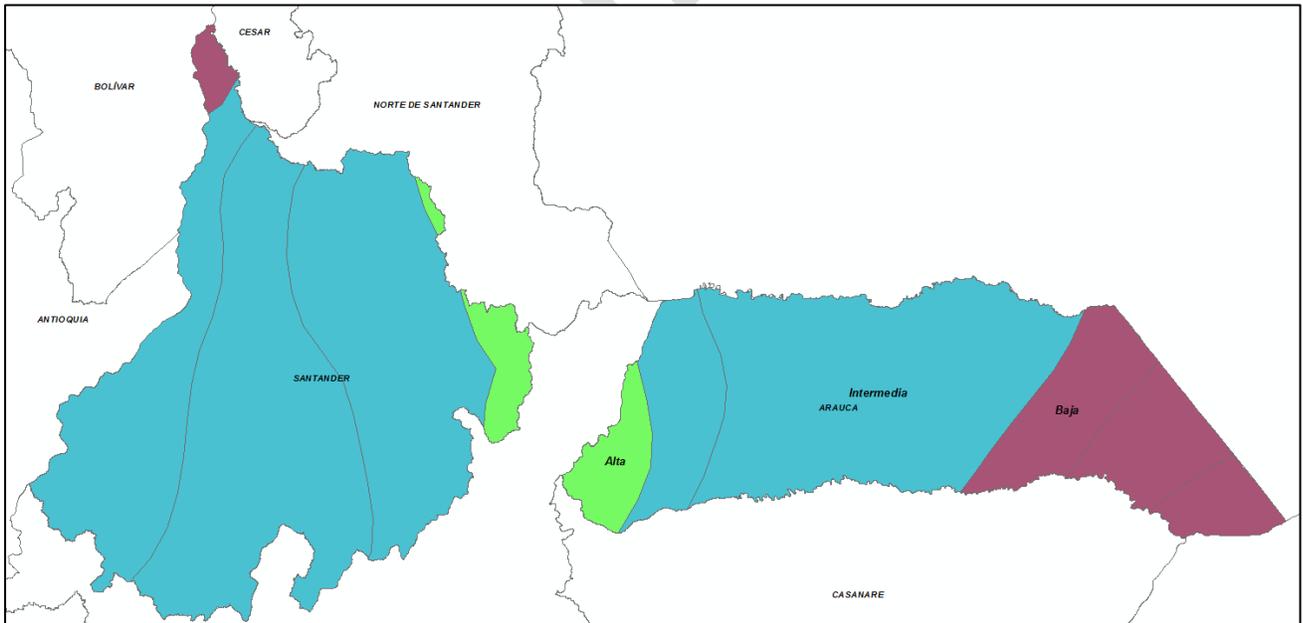
Fuente: SIG UPME

Figura 4.61 – Áreas de Amenaza de Inundación (SAR)



Fuente: SIG UPME

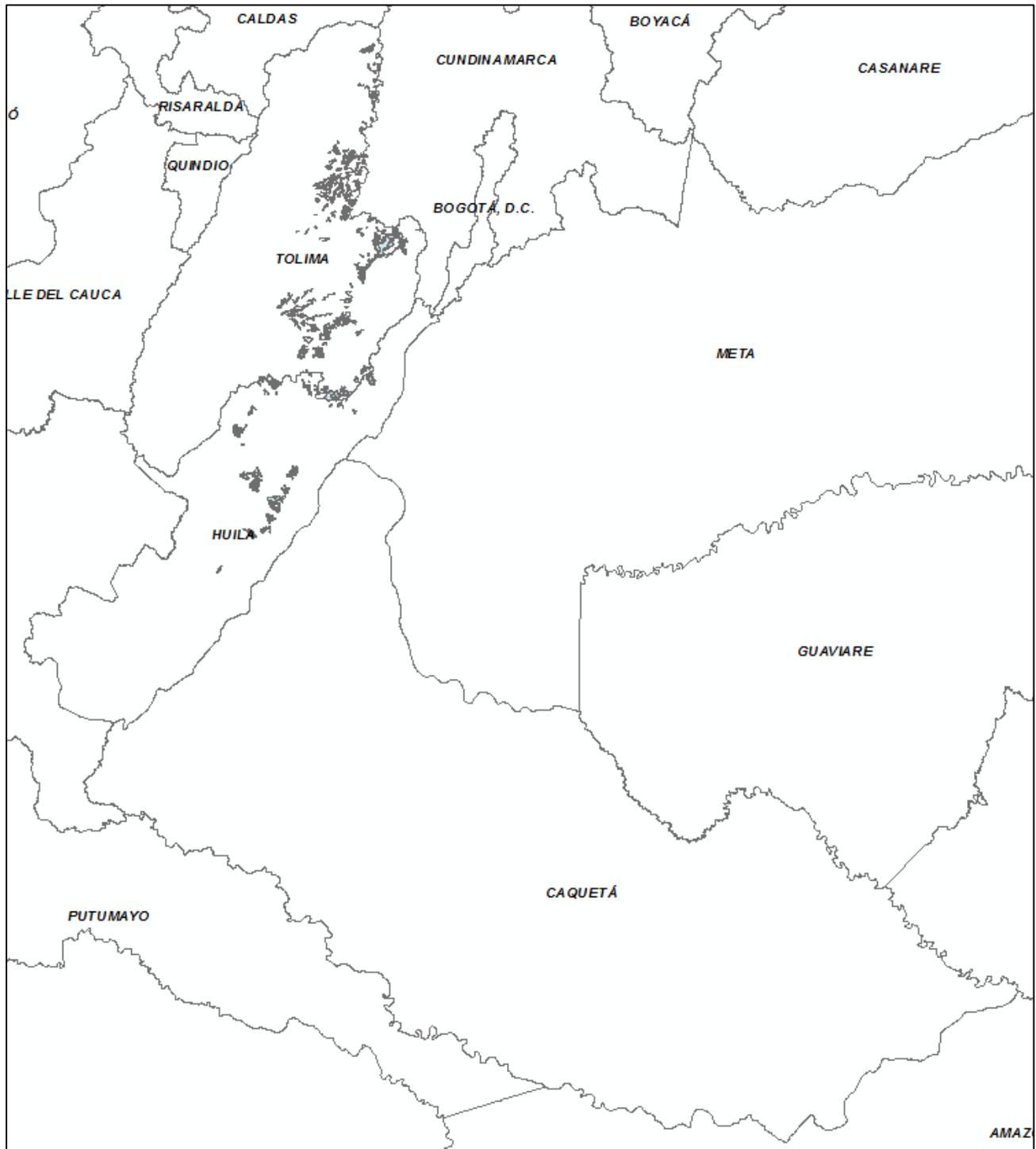
Figura 4.62 – Áreas de Amenaza Sísmica (SAR)



Fuente: SIG UPME

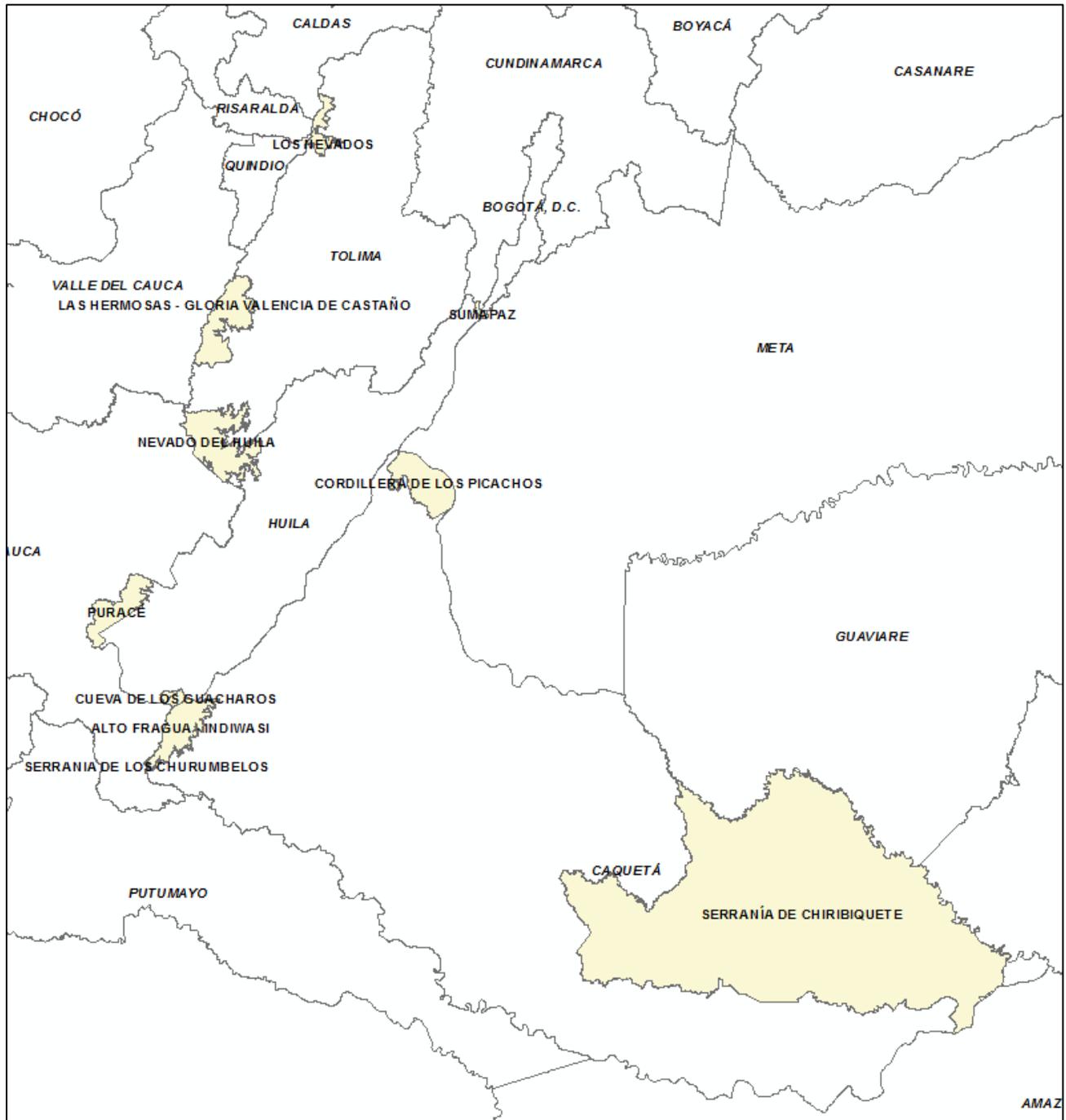
4.14. Área Eléctrica THC

Figura 4.63 – Áreas de Bosque Seco Tropical (THC)



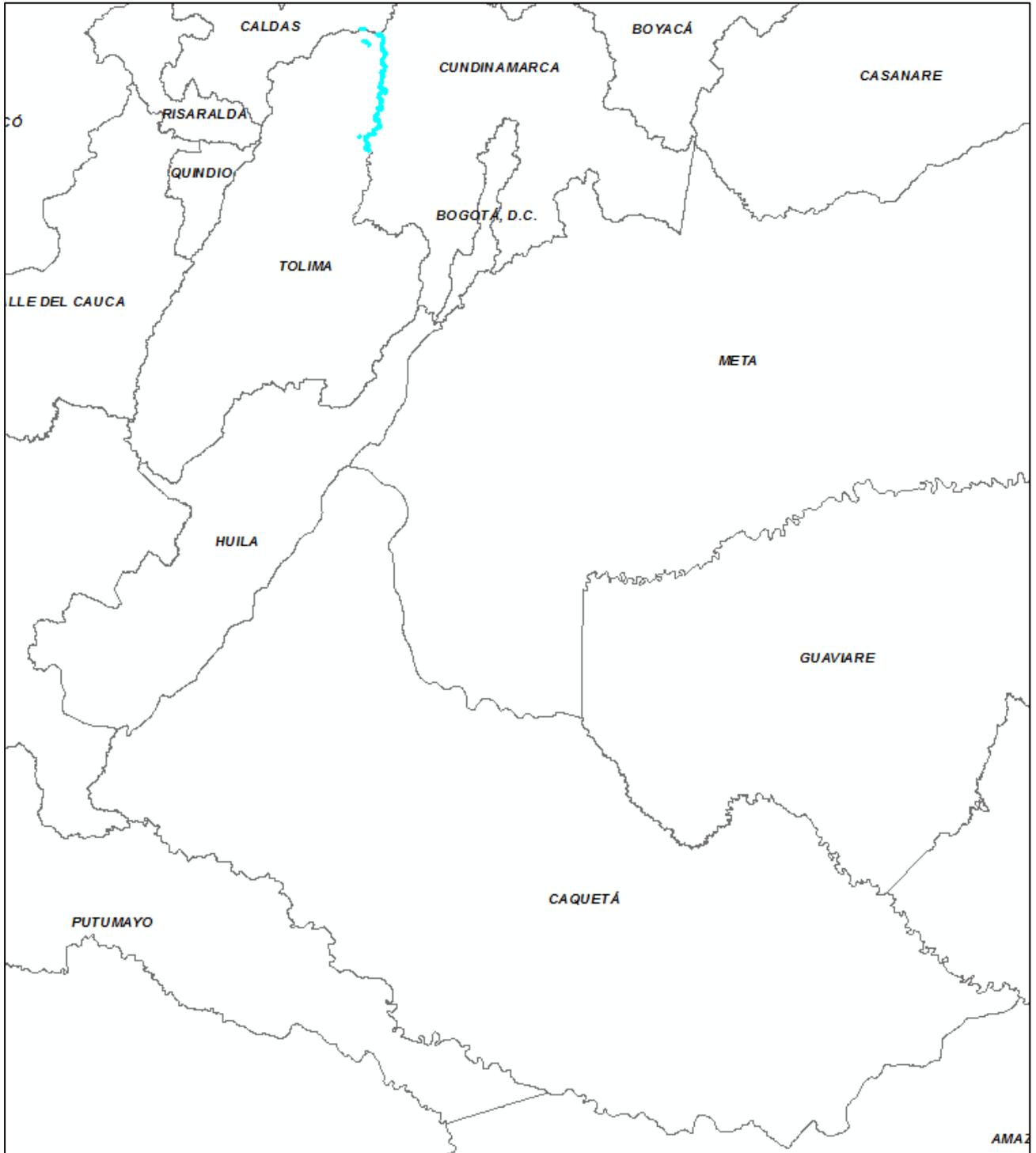
Fuente: SIG UPME

Figura 4.64 – Áreas de PNN (THC)



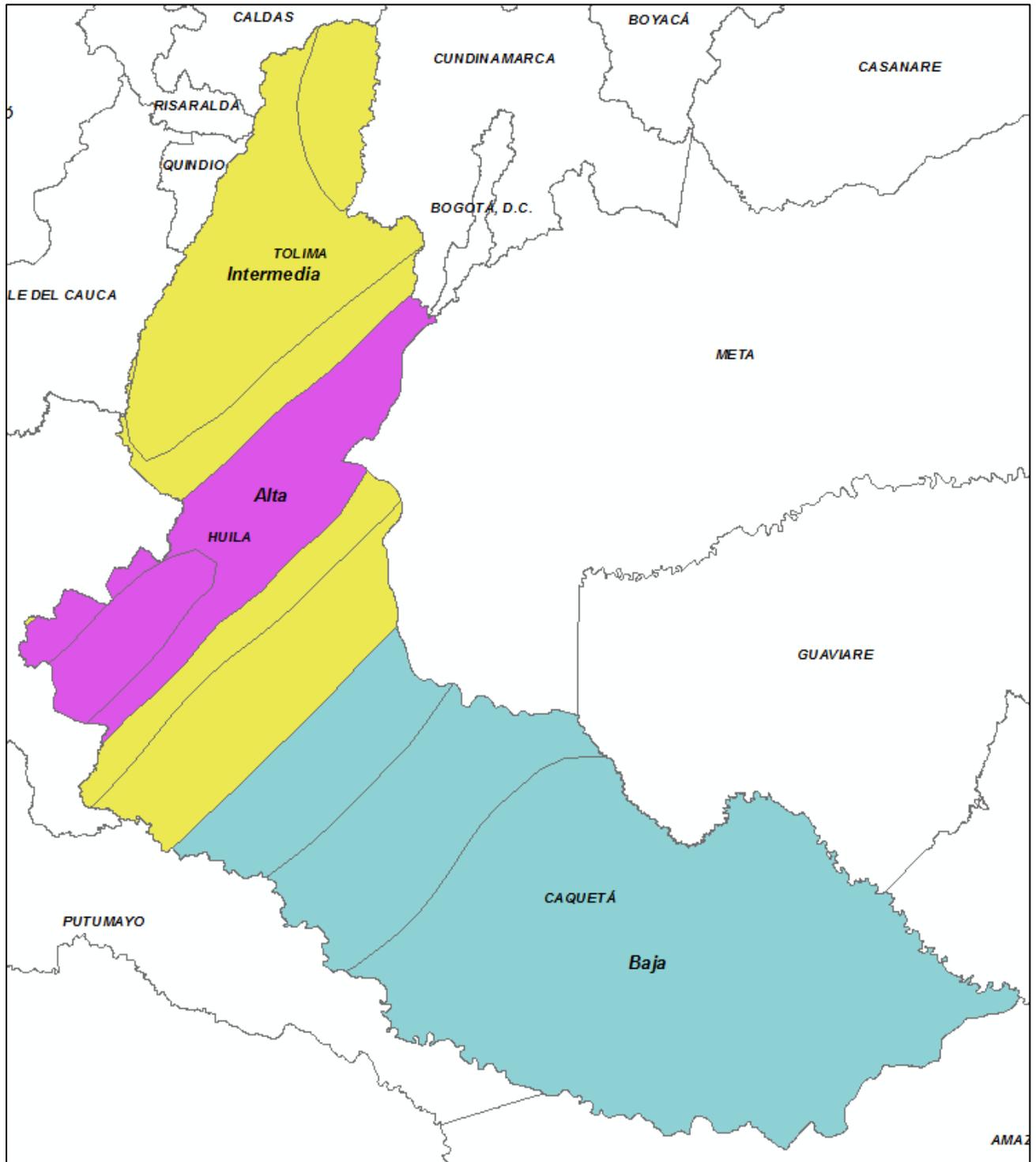
Fuente: SIG UPME

Figura 4.65 – Áreas de Amenaza de Inundación (THC)



Fuente: SIG UPME

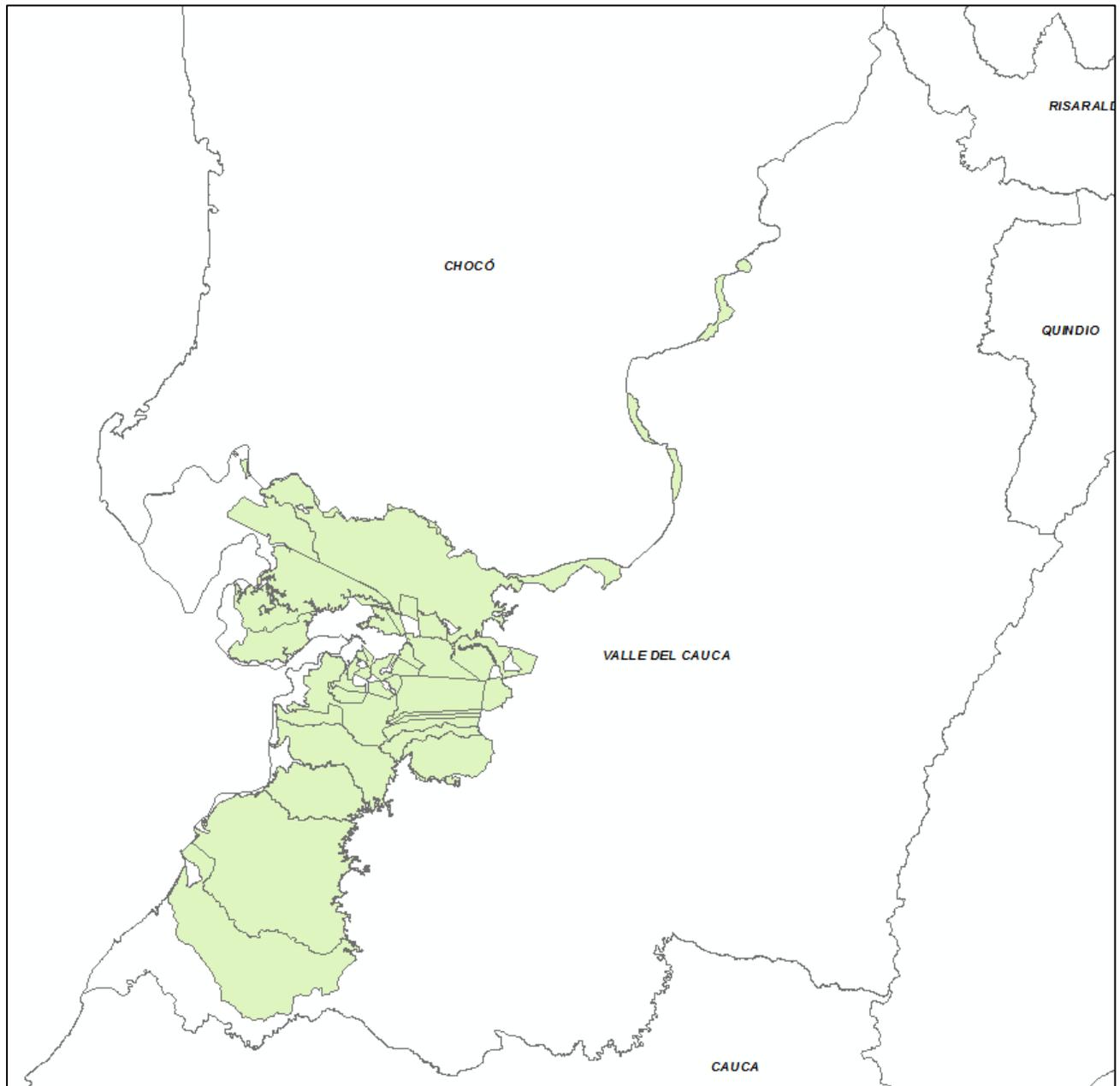
Figura 4.66 – Áreas de Amenaza Sísmica (THC)



Fuente: SIG UPME

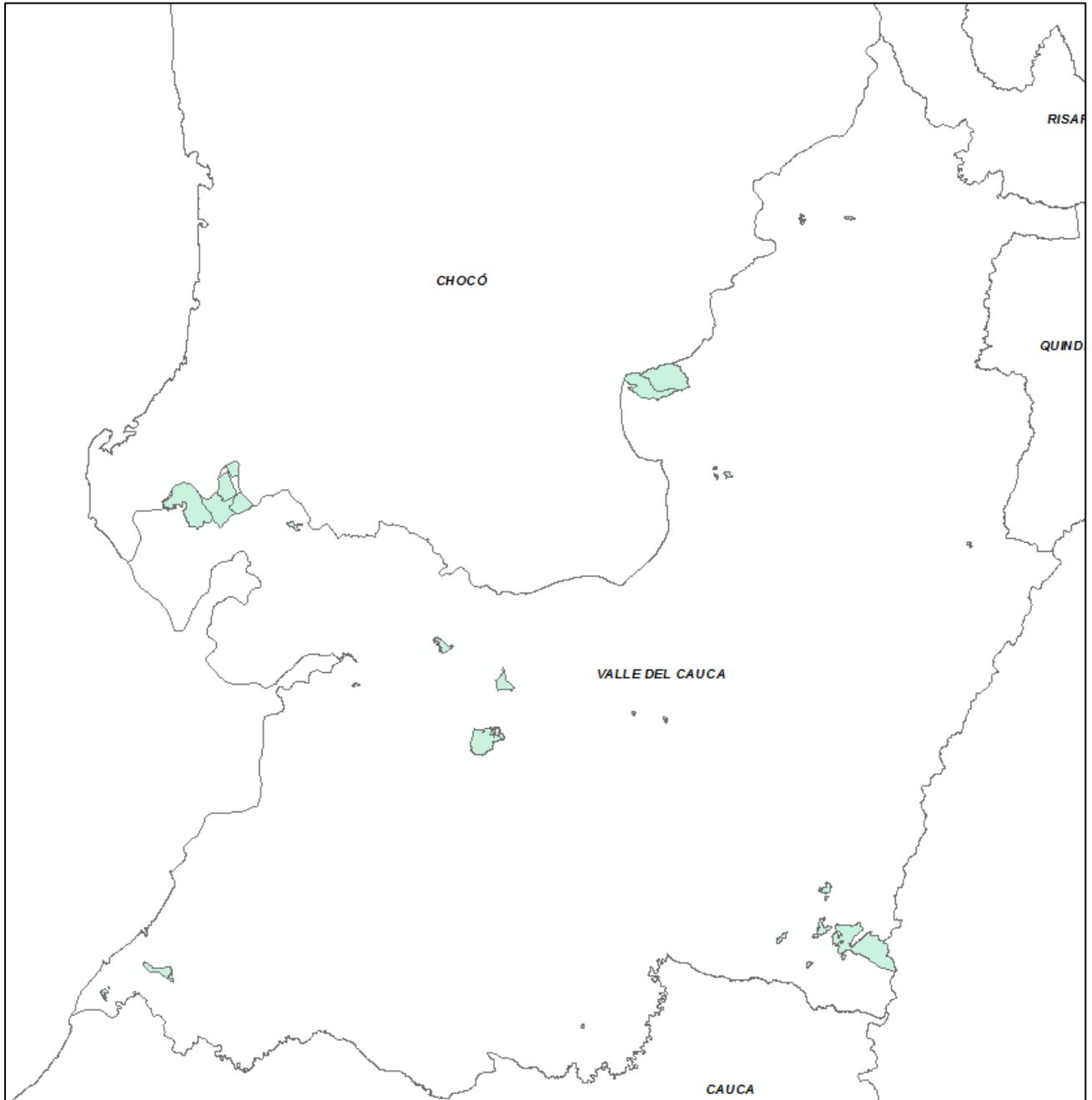
4.15. Área Eléctrica VAL

Figura 4.67 – Áreas de Comunidades Afrodescendientes (VAL)



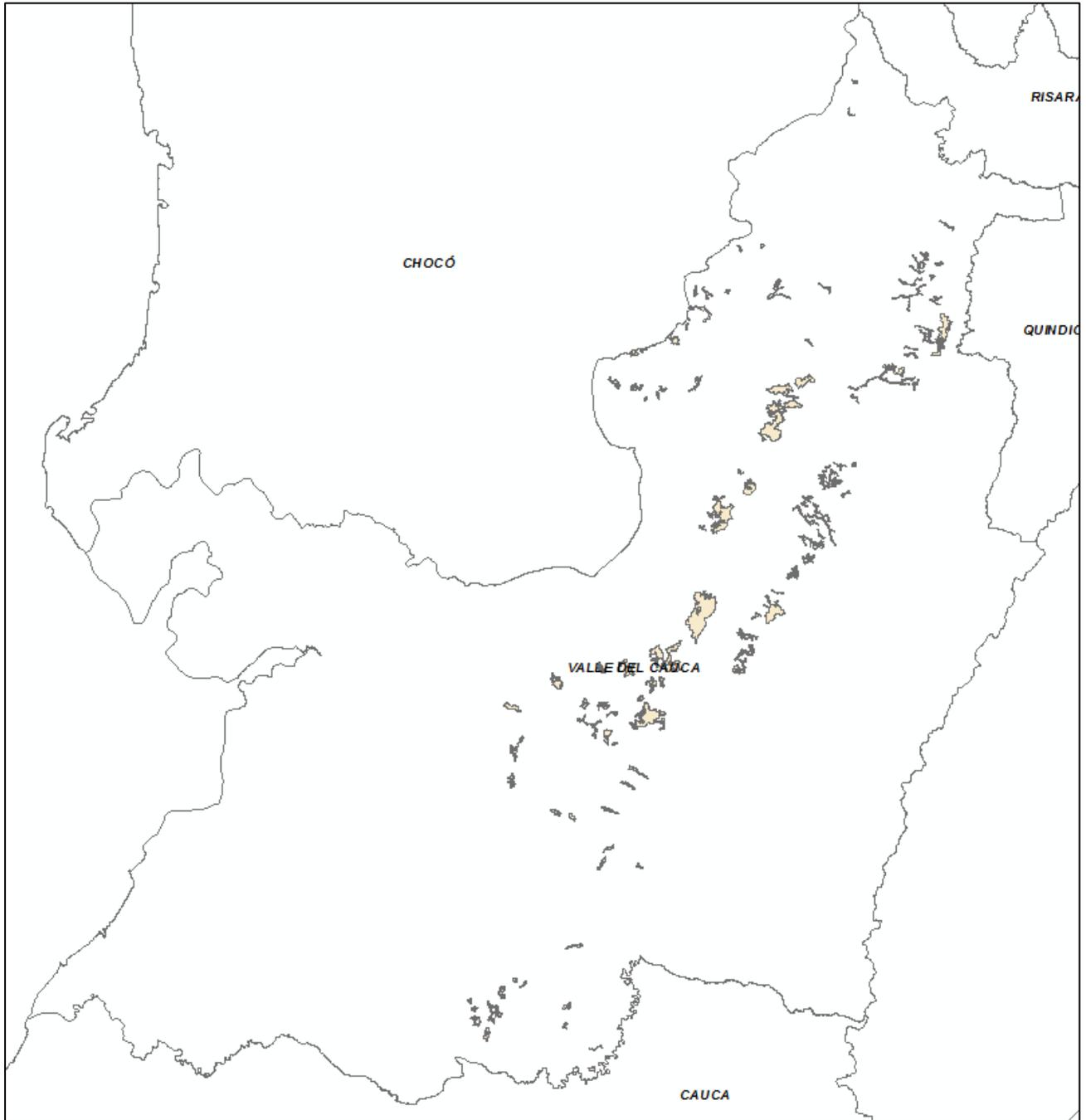
Fuente: SIG UPME

Figura 4.68 – Áreas de Resguardo Indígena (VAL)



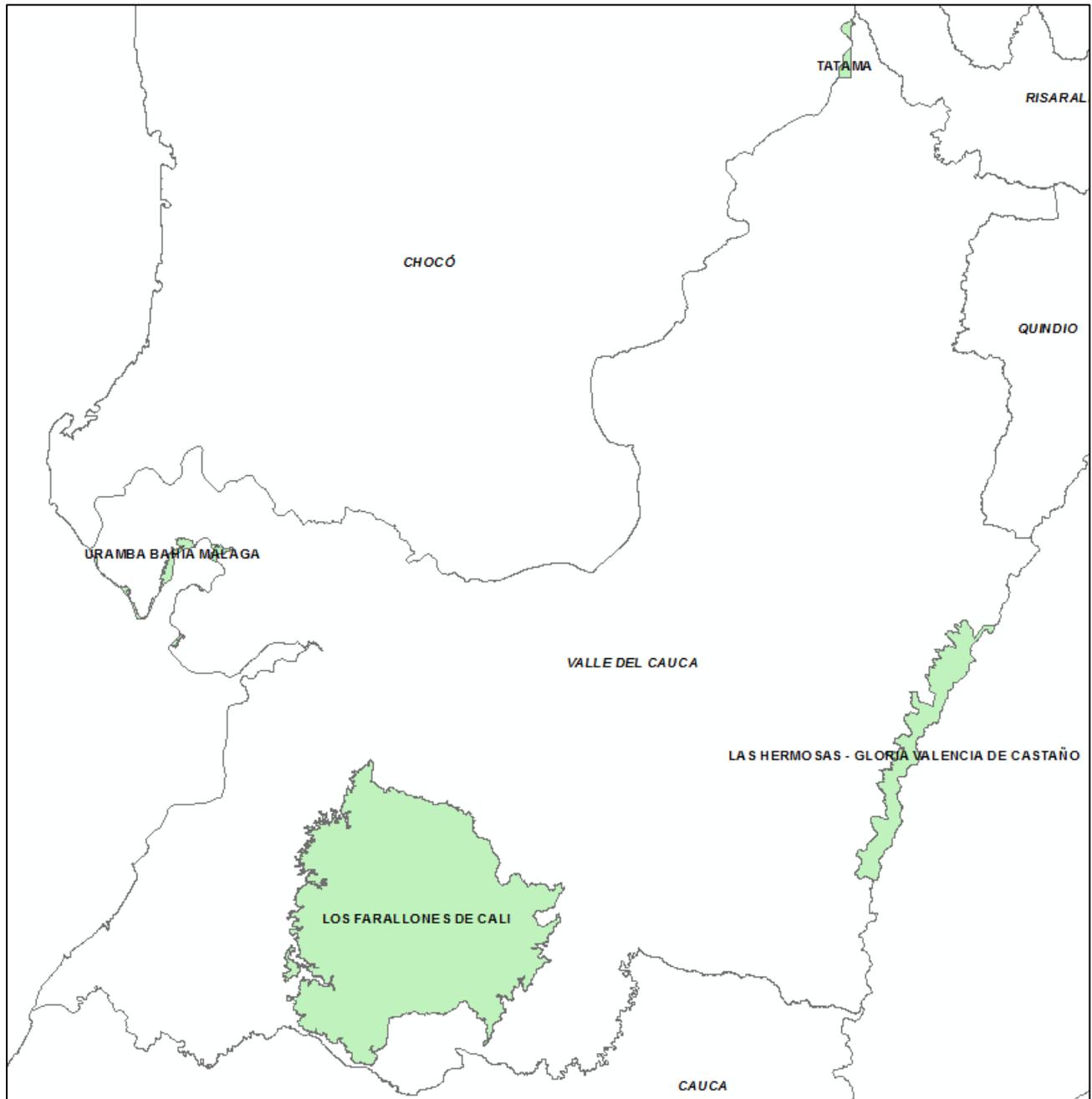
Fuente: SIG UPME

Figura 4.69 – Áreas de Bosque Seco Tropical (VAL)



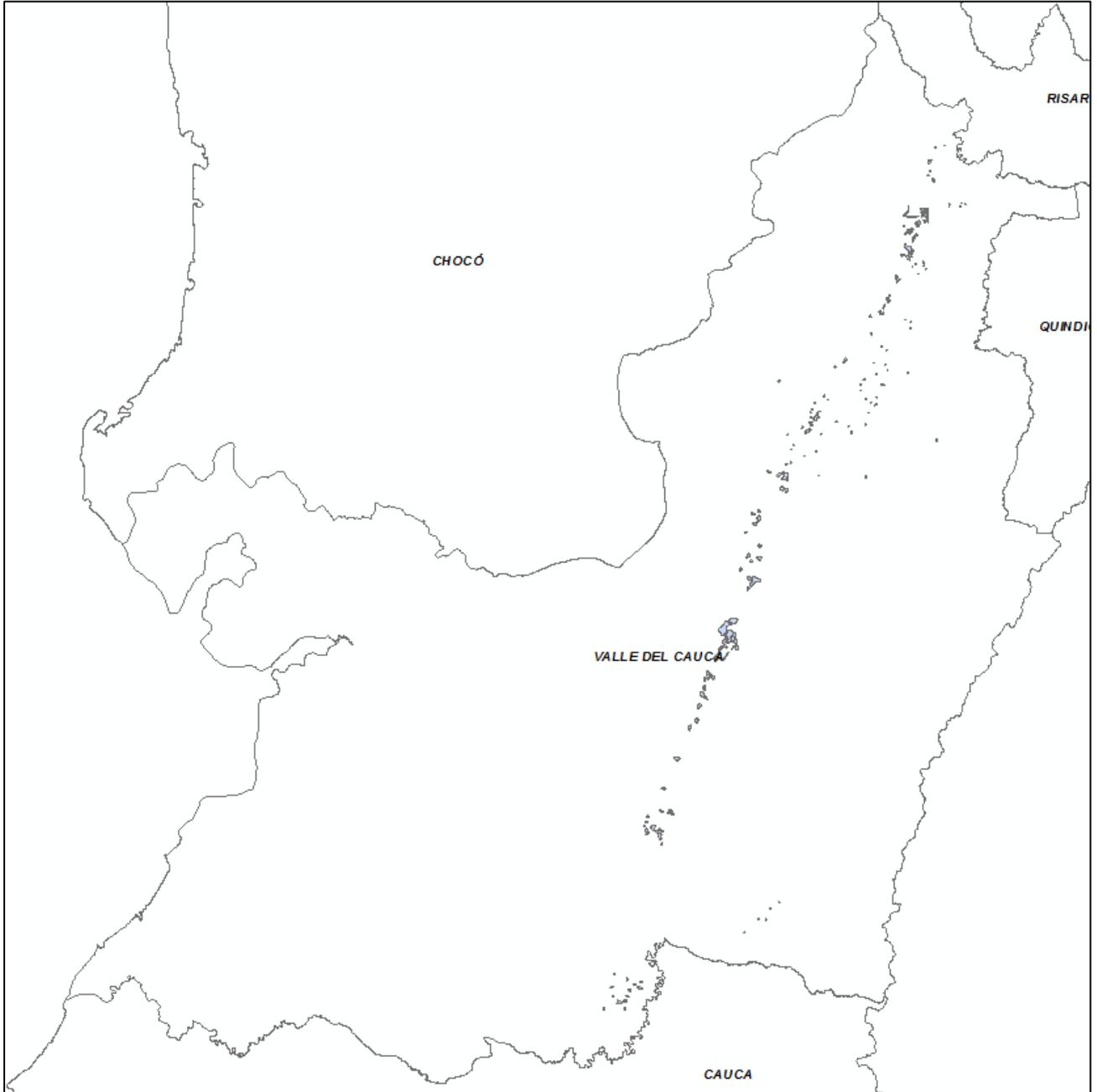
Fuente: SIG UPME

Figura 4.70 – Áreas de PNN (VAL)



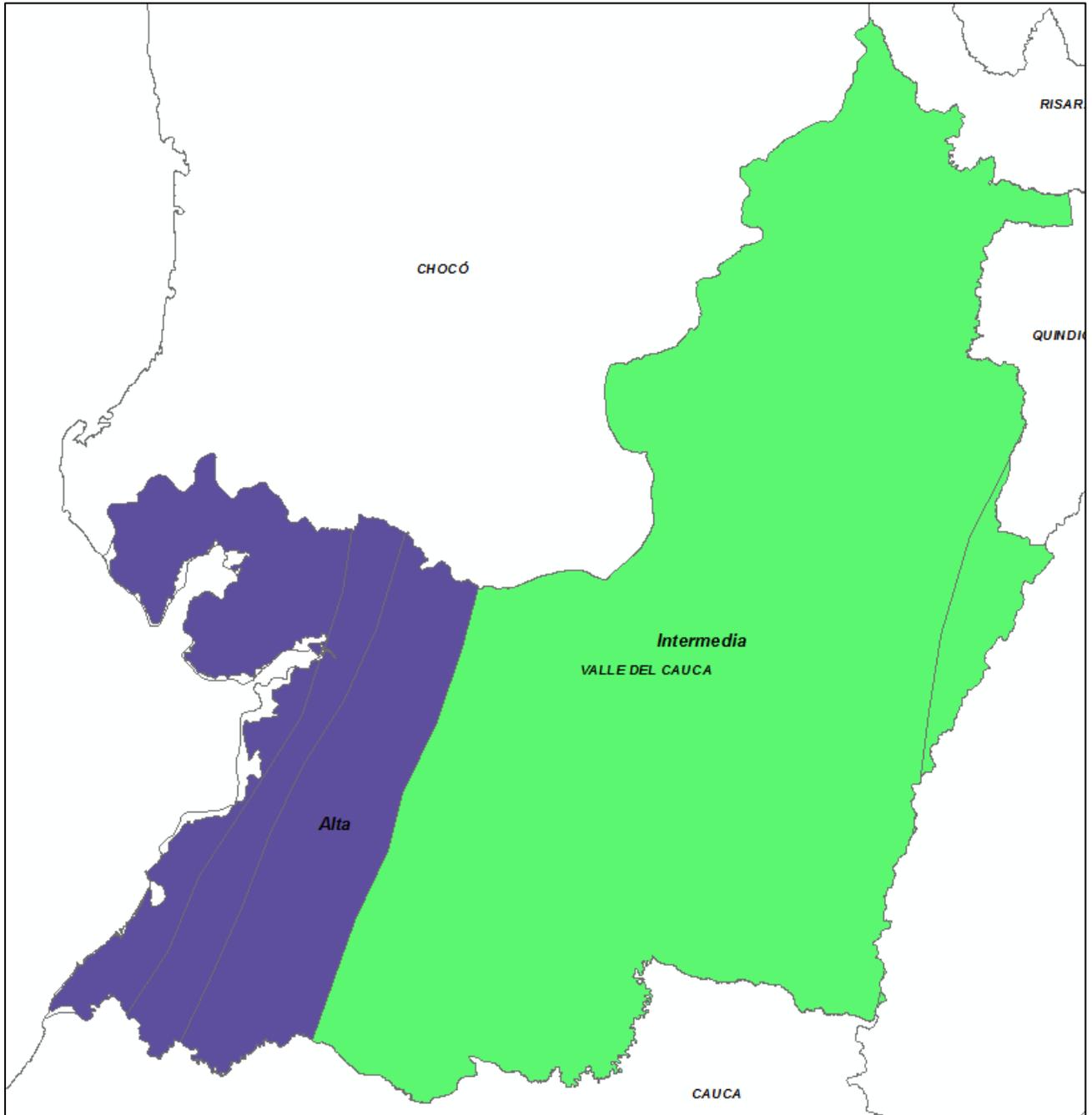
Fuente: SIG UPME

Figura 4.71 – Áreas de Amenaza de Inundación (VAL)



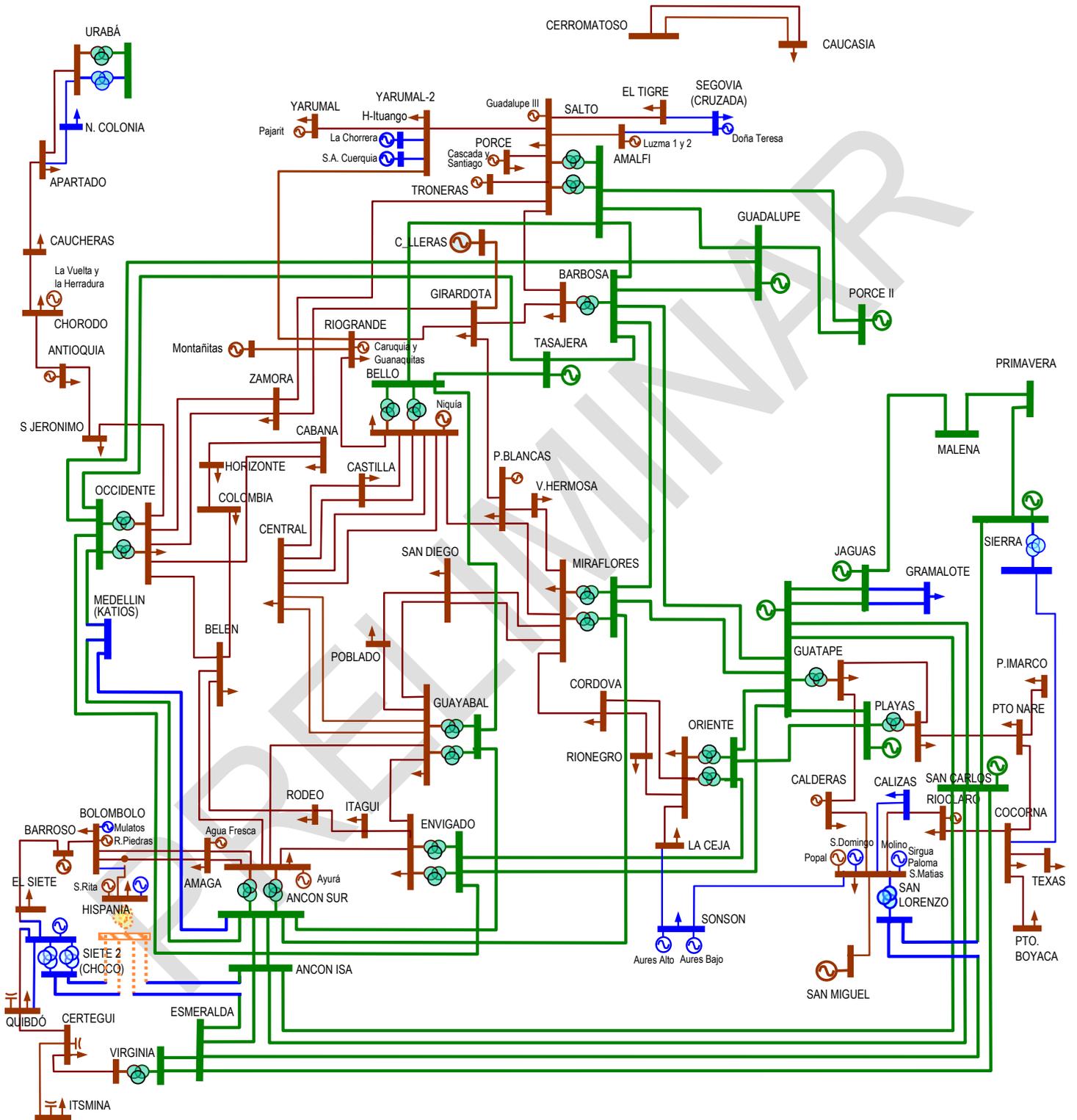
Fuente: SIG UPME

Figura 4.72 – Áreas de Amenaza Sísmica (VAL)



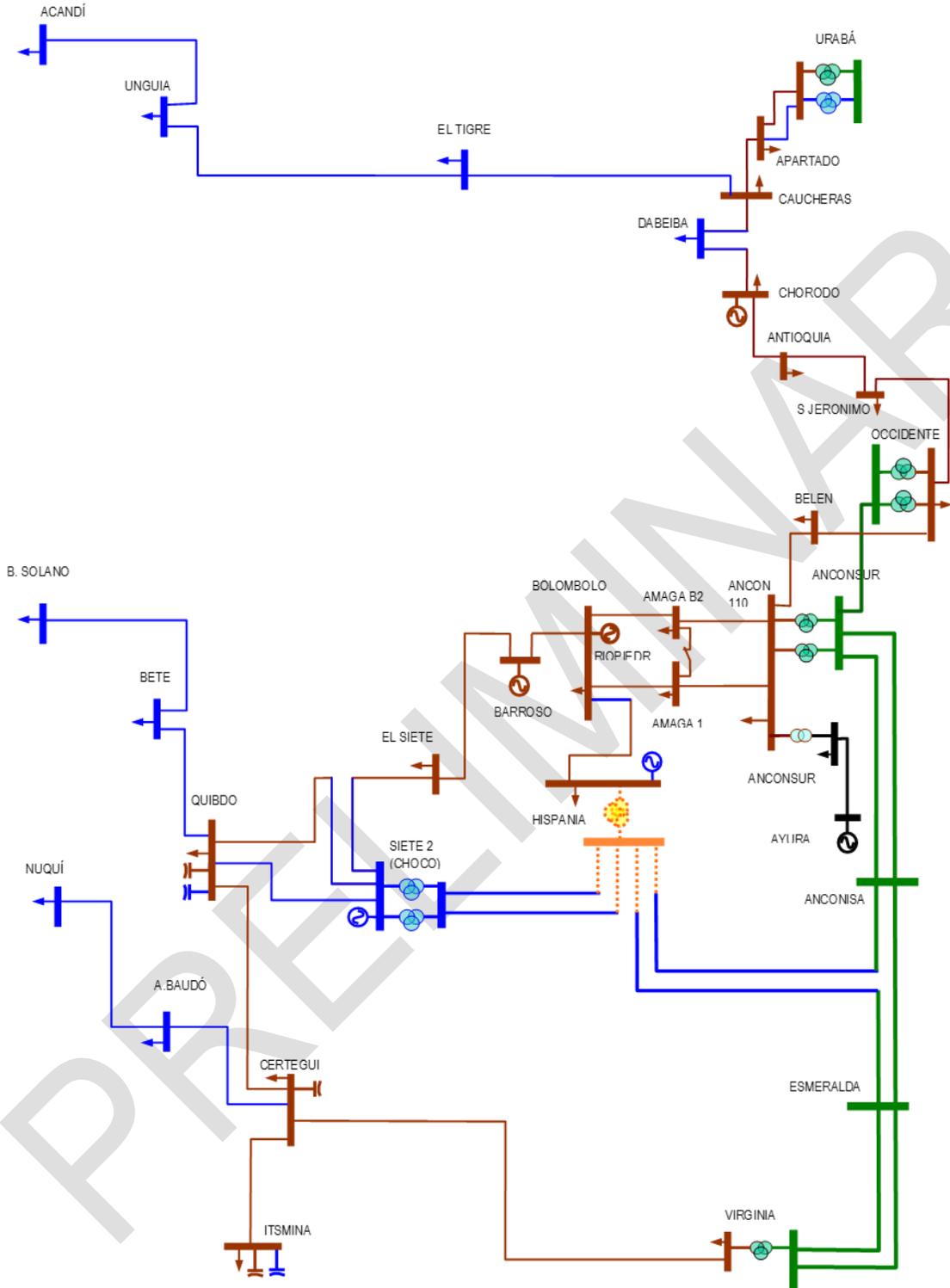
Fuente: SIG UPME

ANEXO VIII. DIAGRAMAS UNIFILARES



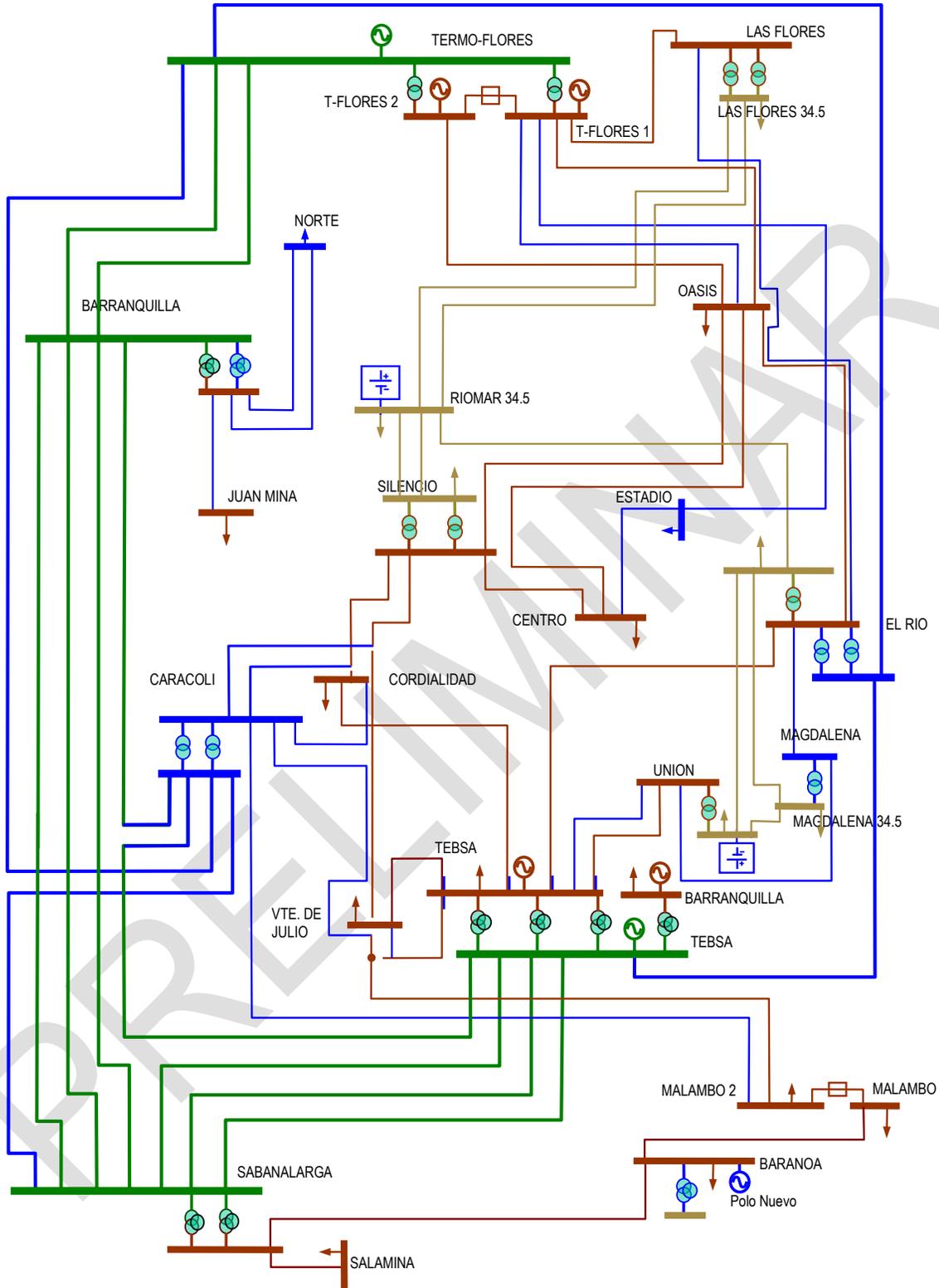
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 220 kV Expansión en Análisis
 ■ Proyectos de Expansión



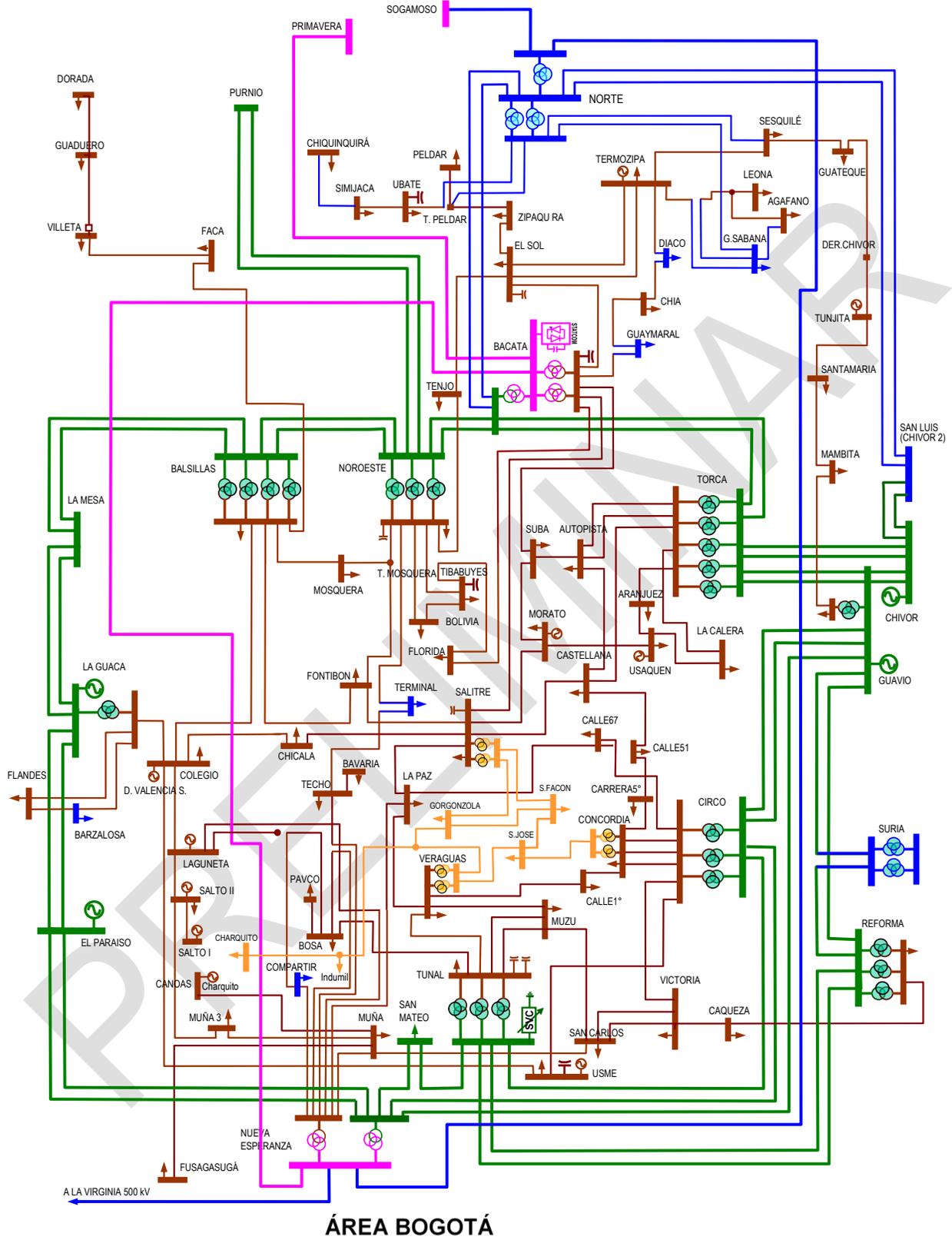
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión

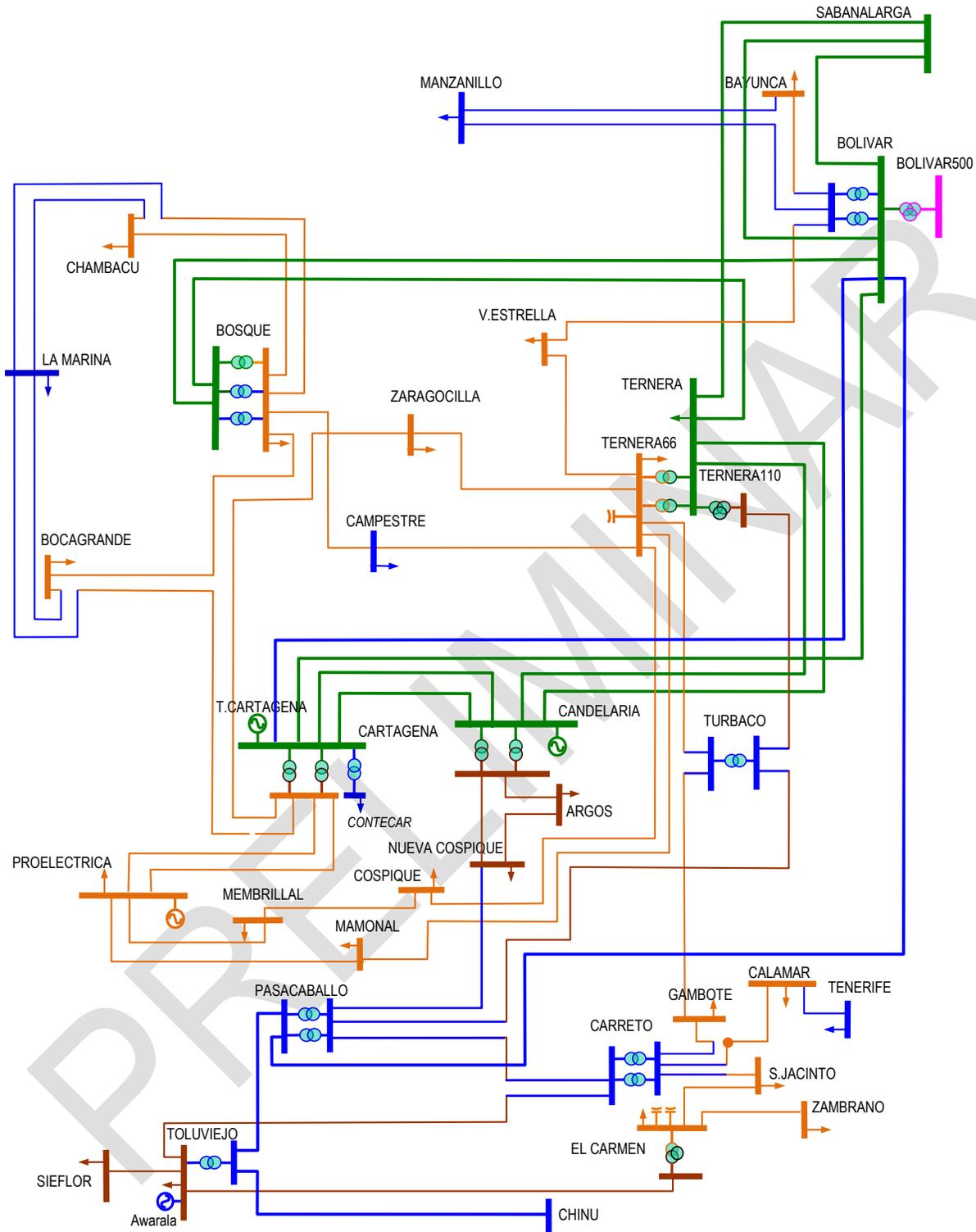


ÁREA ATLÁNTICO

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión

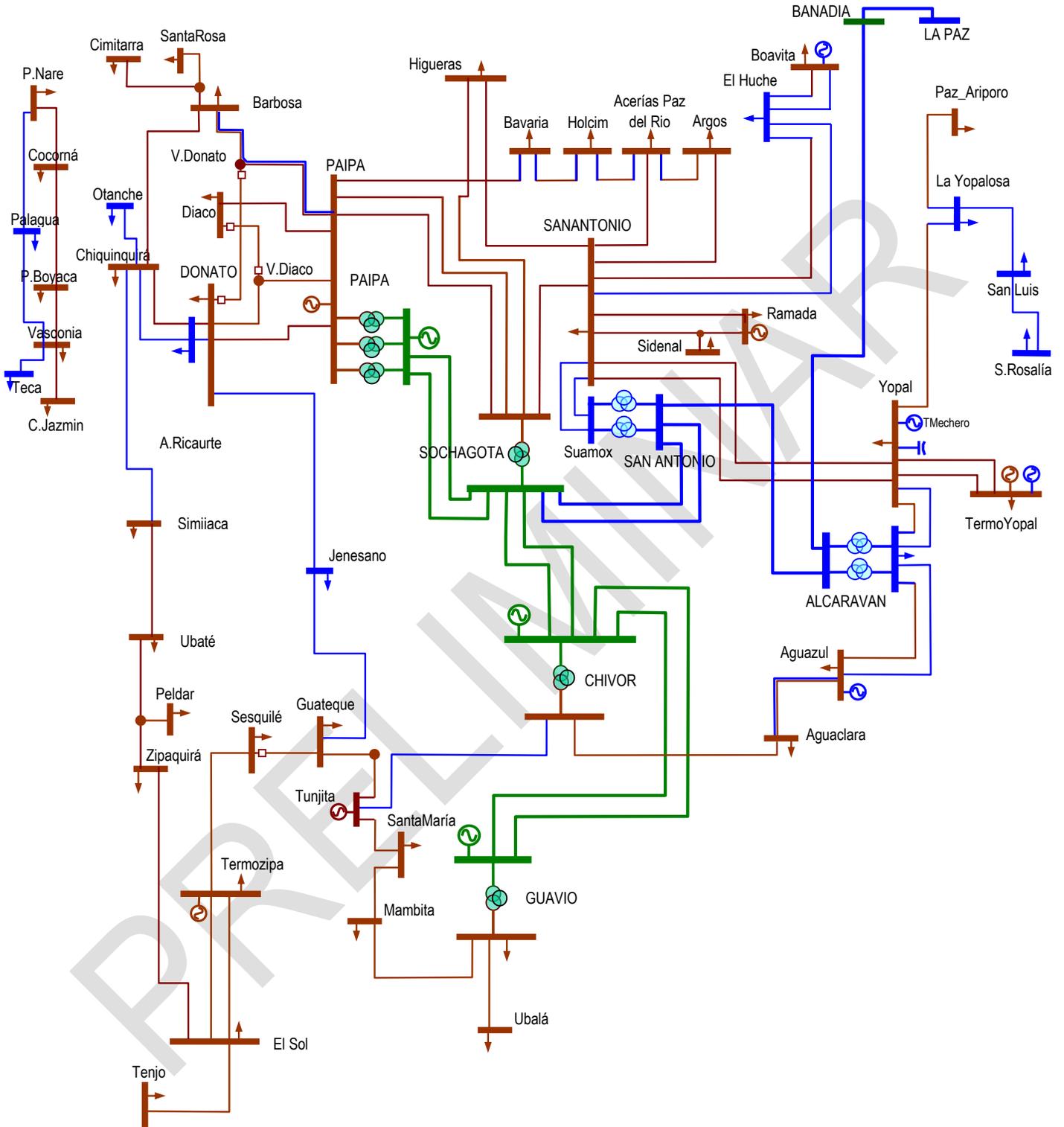


■ 500 kV
 ■ 230 kV
 ■ 115 kV
 ■ 57.5 kV
 ■ Proyectos de Expansión



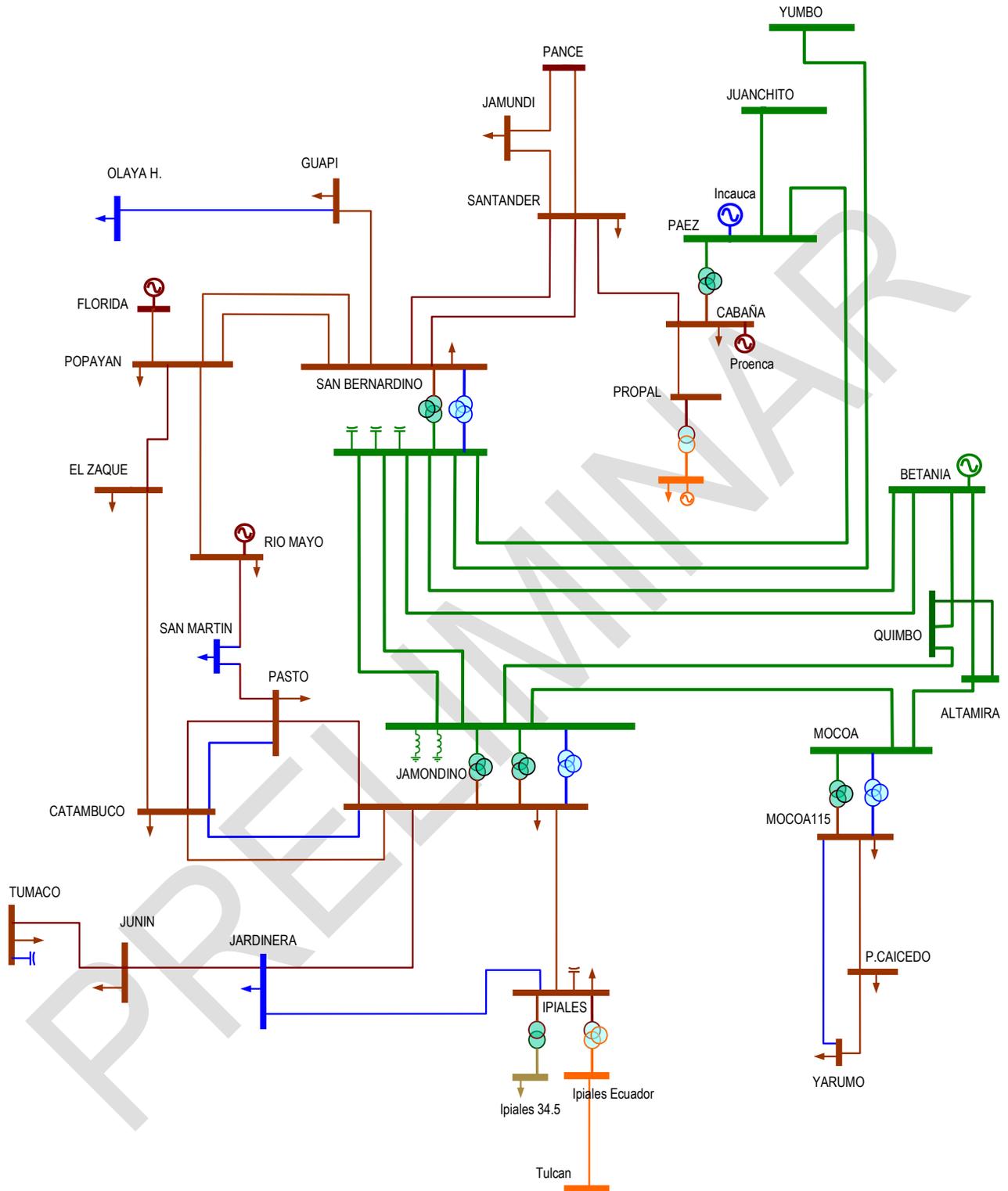
ÁREA BOLIVAR

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 66 kV
 ■ Proyectos de Expansión



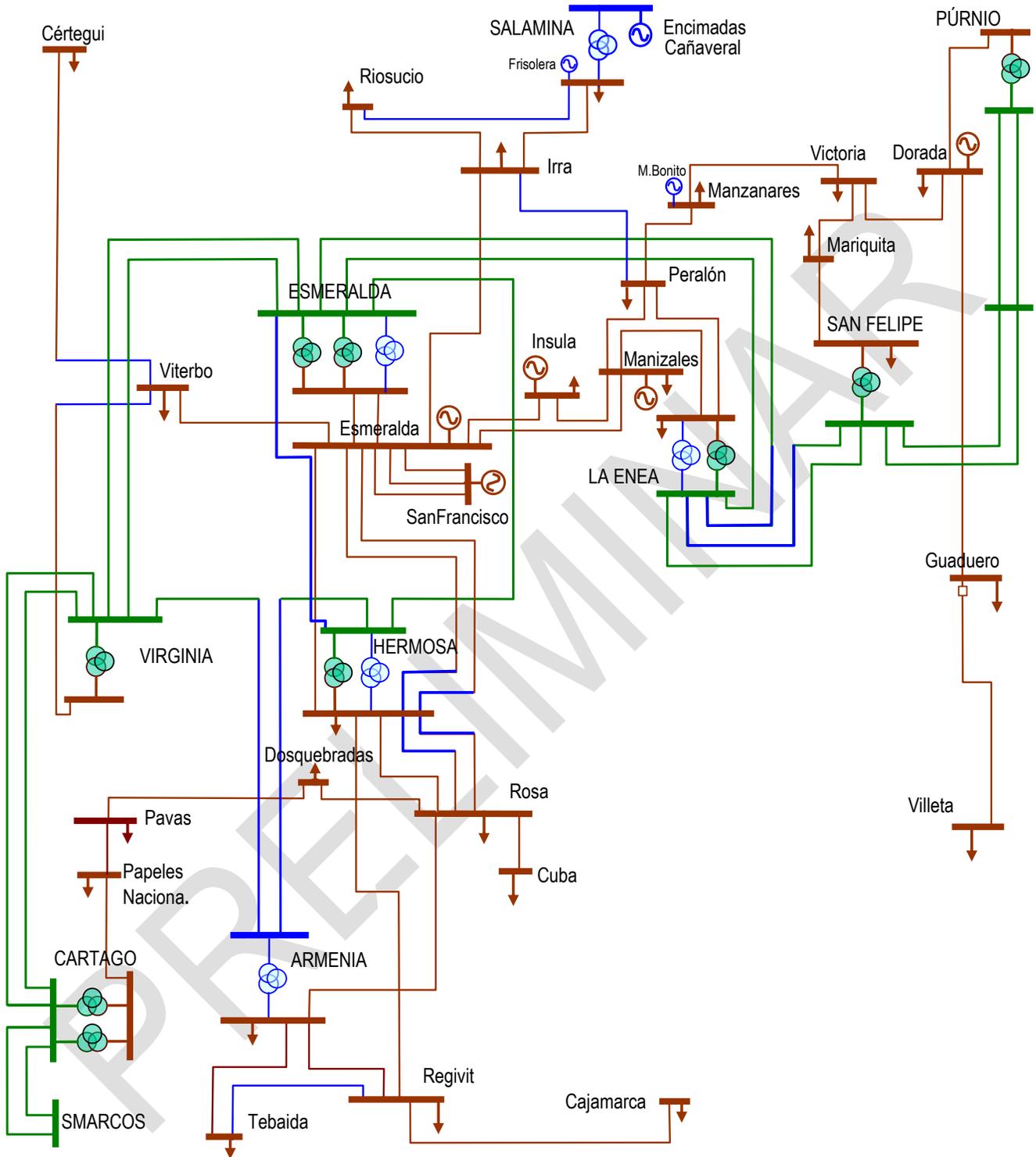
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



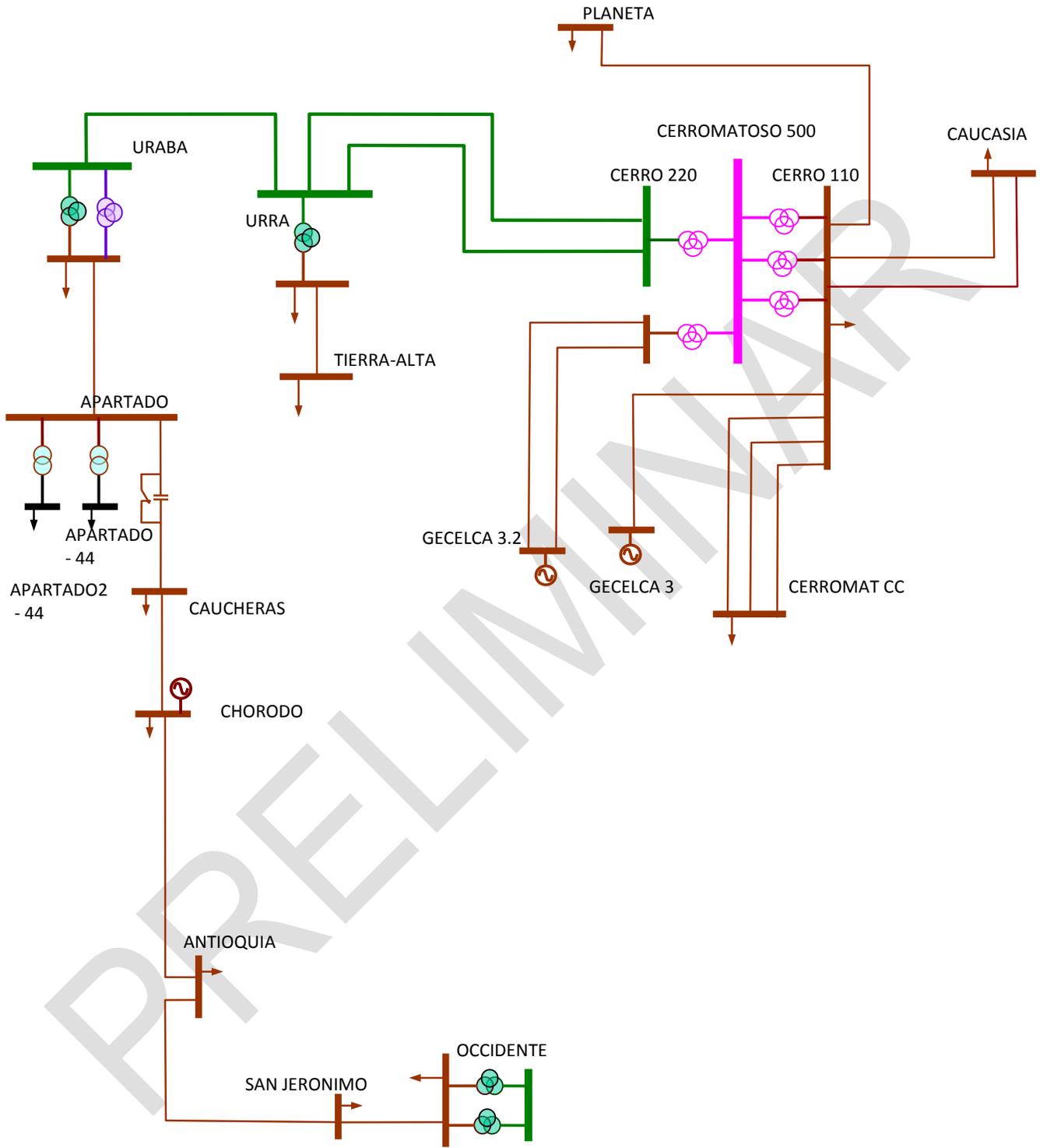
ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ 138 kV
 ■ Recomendación UPME
 ■ Proyectos de Expansión



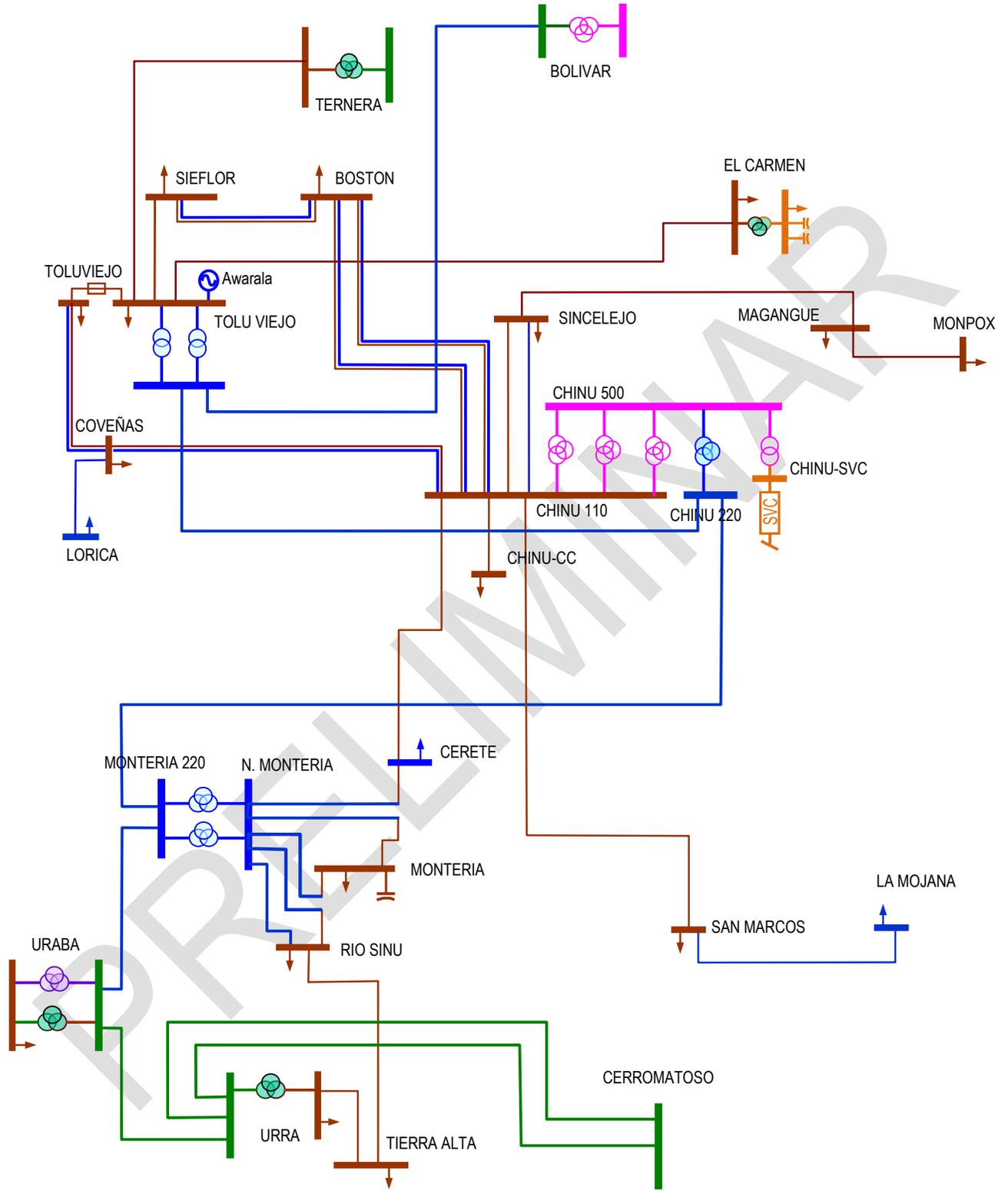
ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión en análisis 230 kV



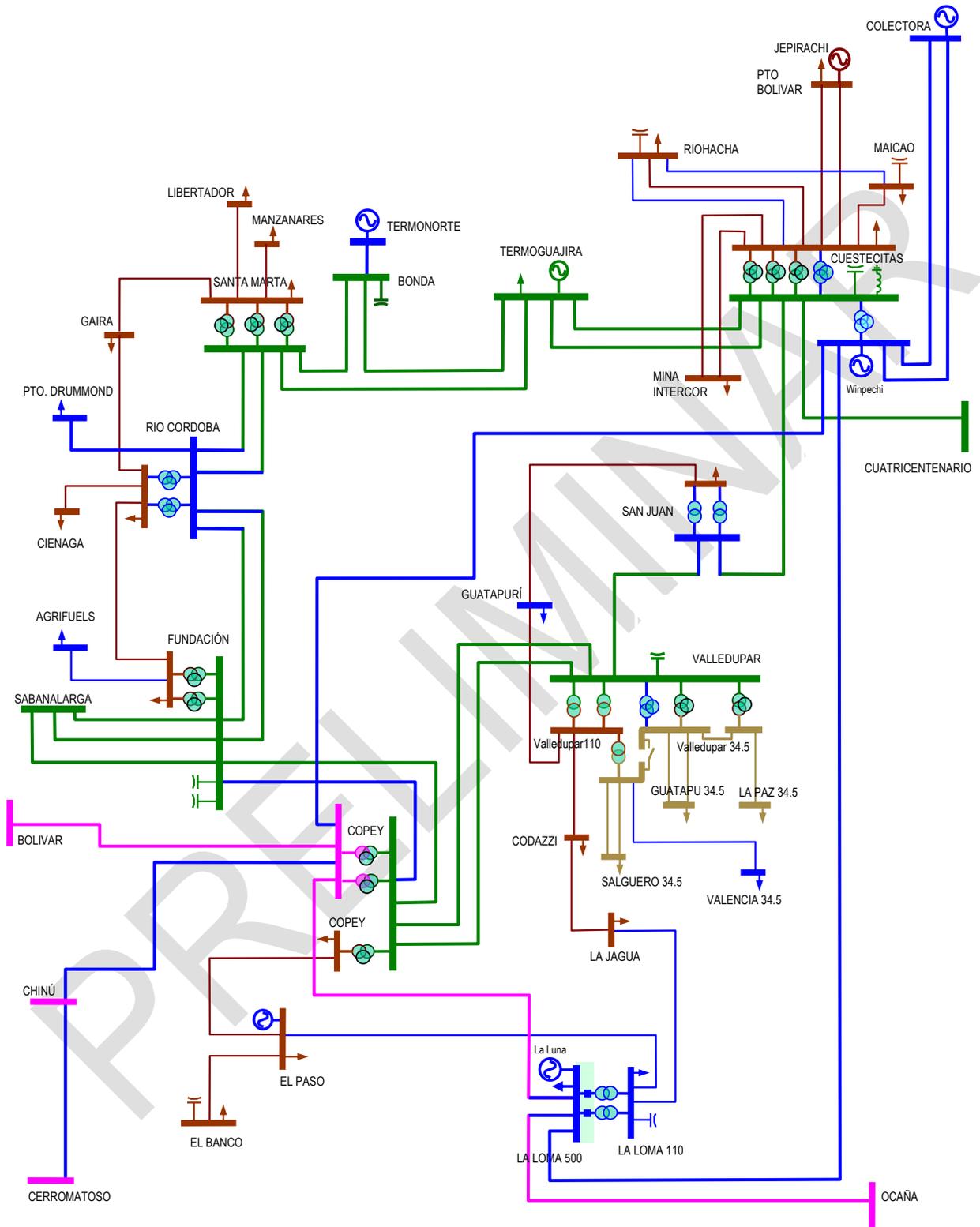
ÁREA CERROMATOSO

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión



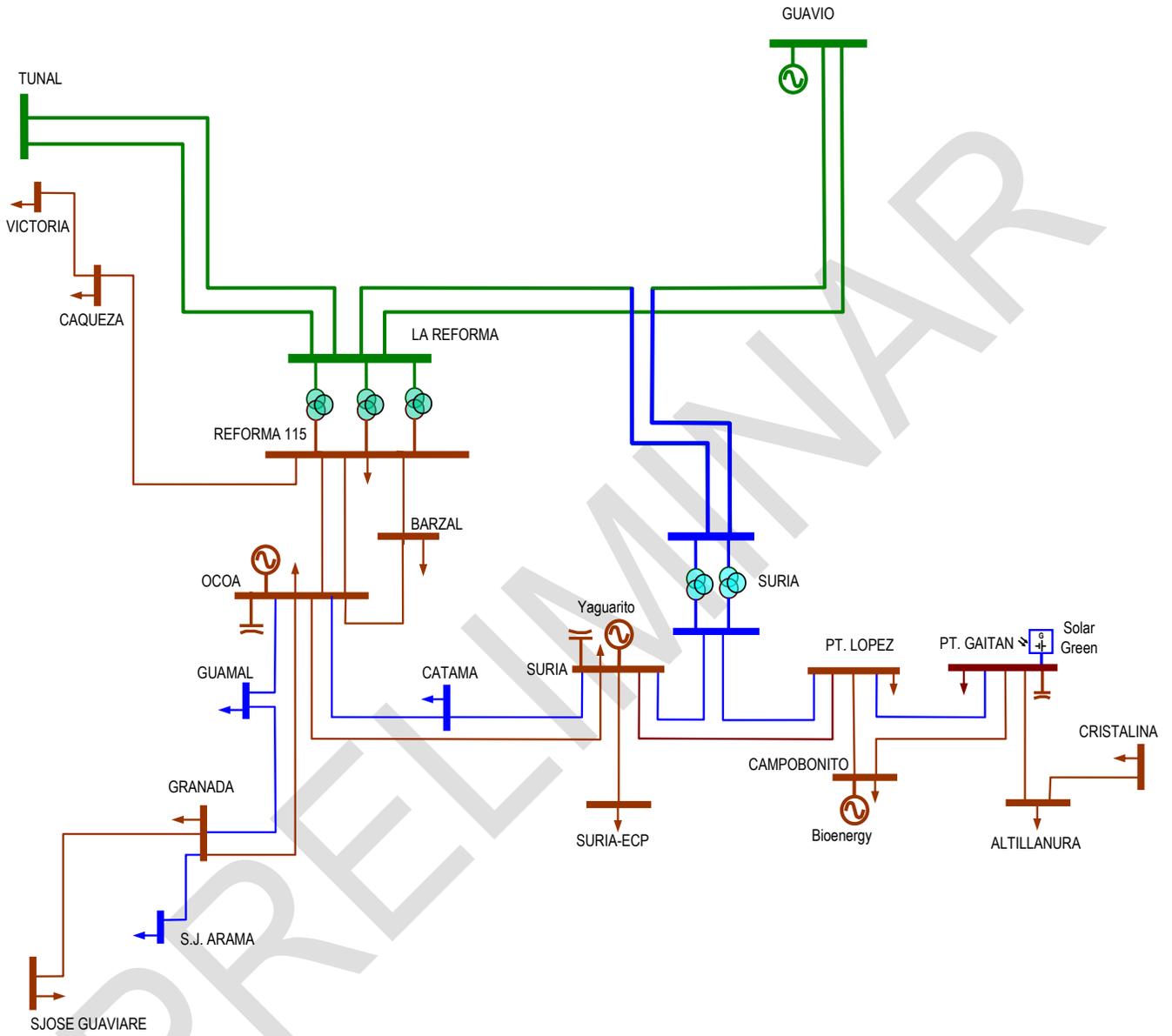
ÁREA CORDOBA - SUCRE

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión



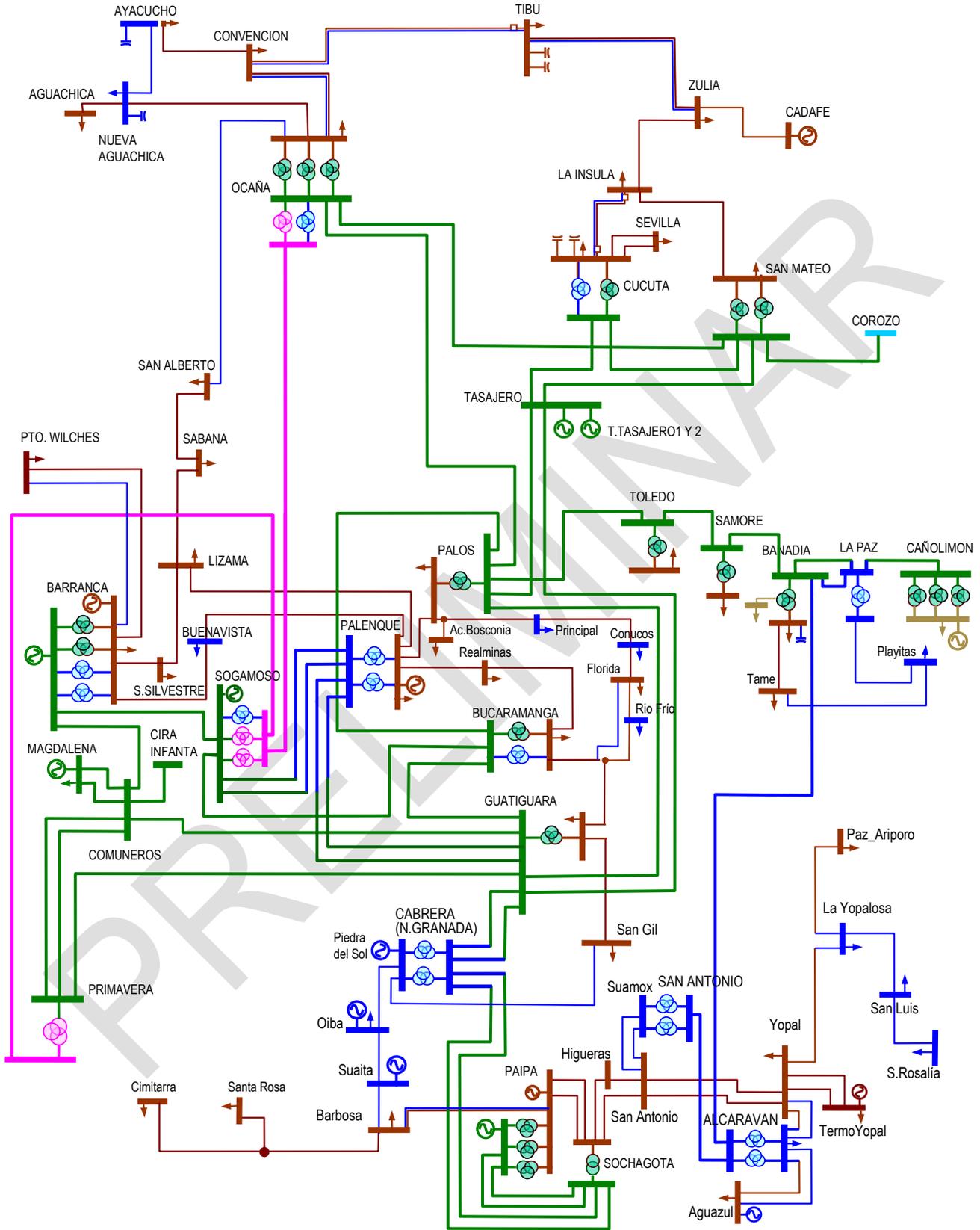
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Proyectos de Expansión



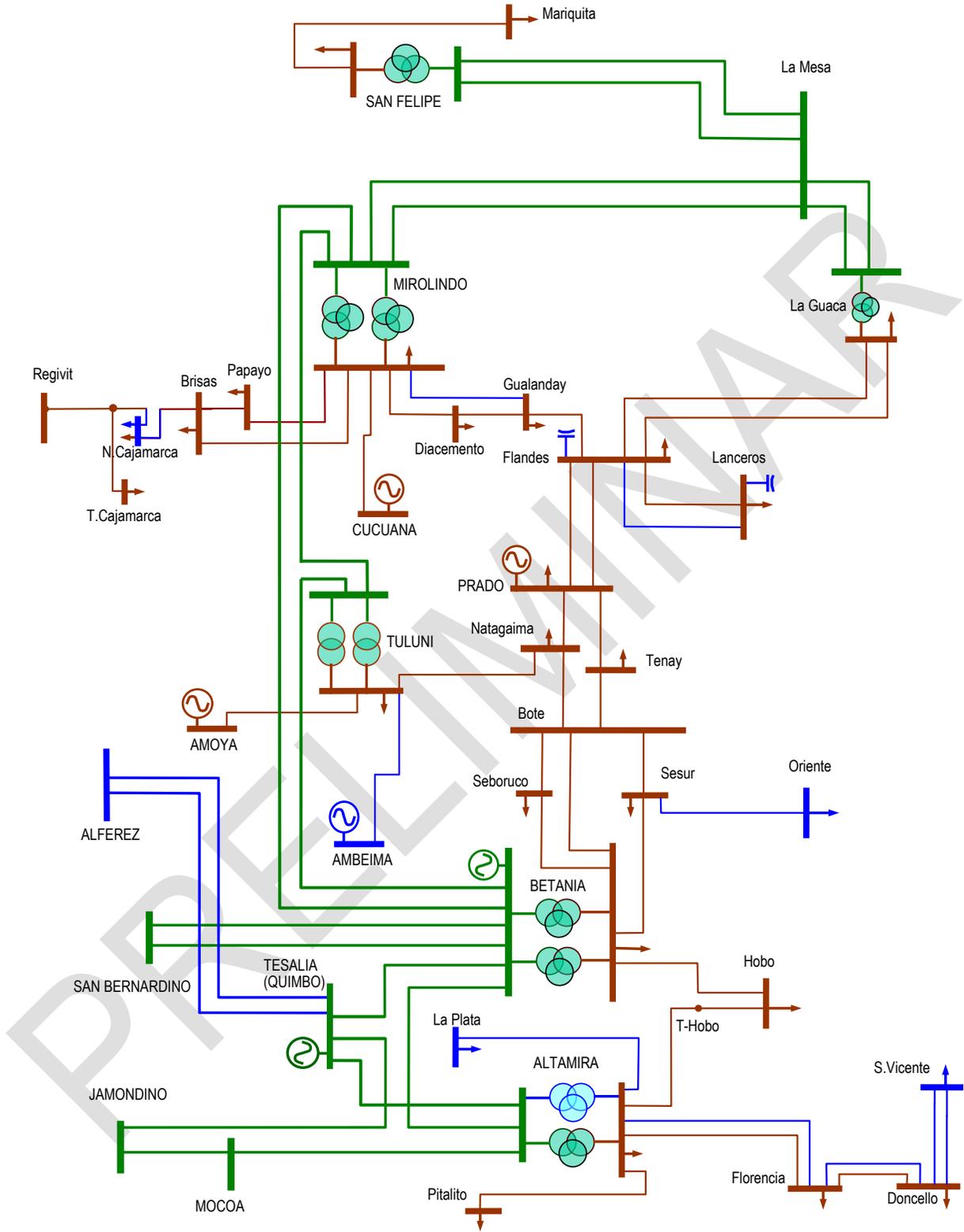
ÁREA META - GUAVIARE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



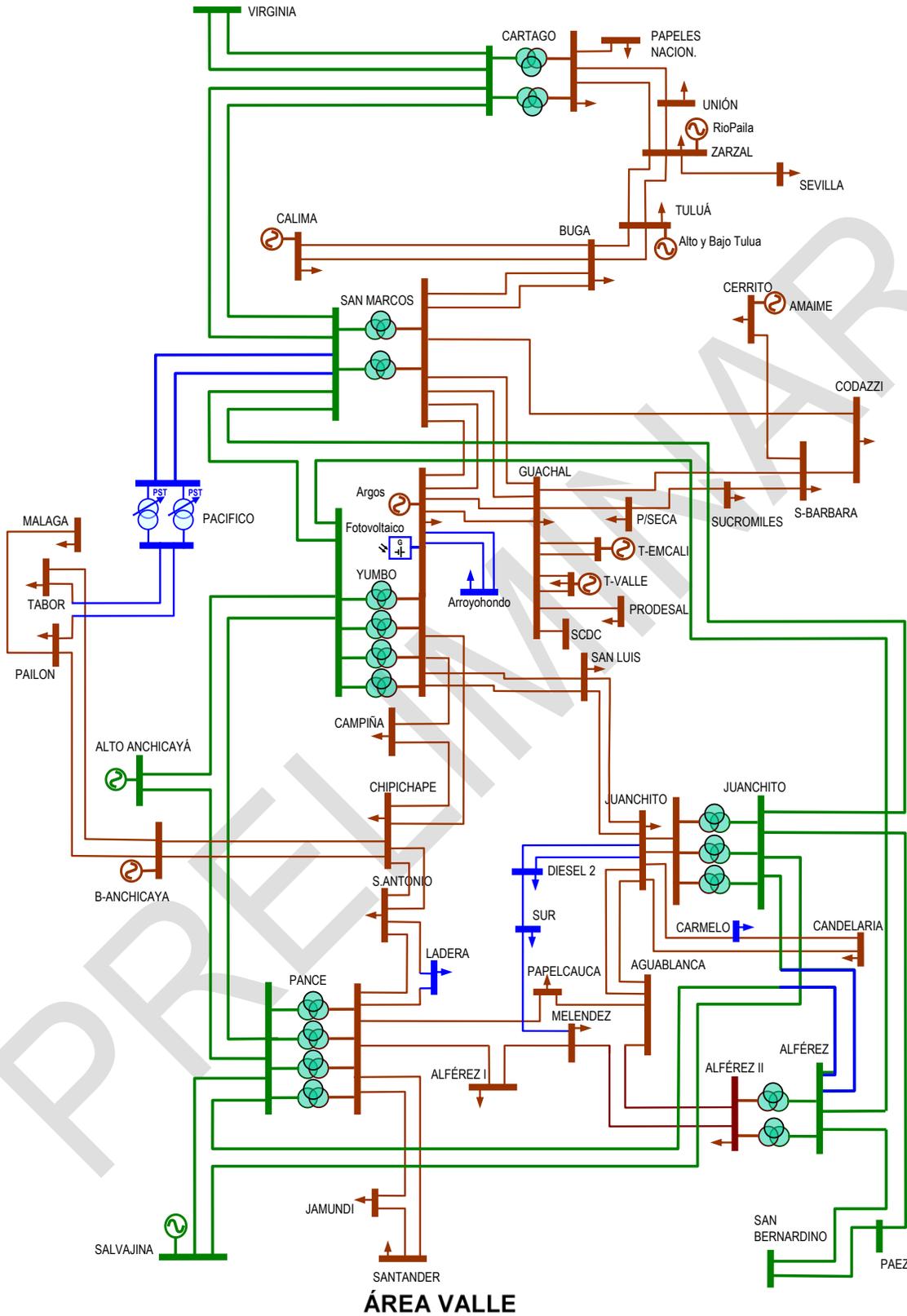
ÁREA NORDESTE

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

ANEXO IX. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2017



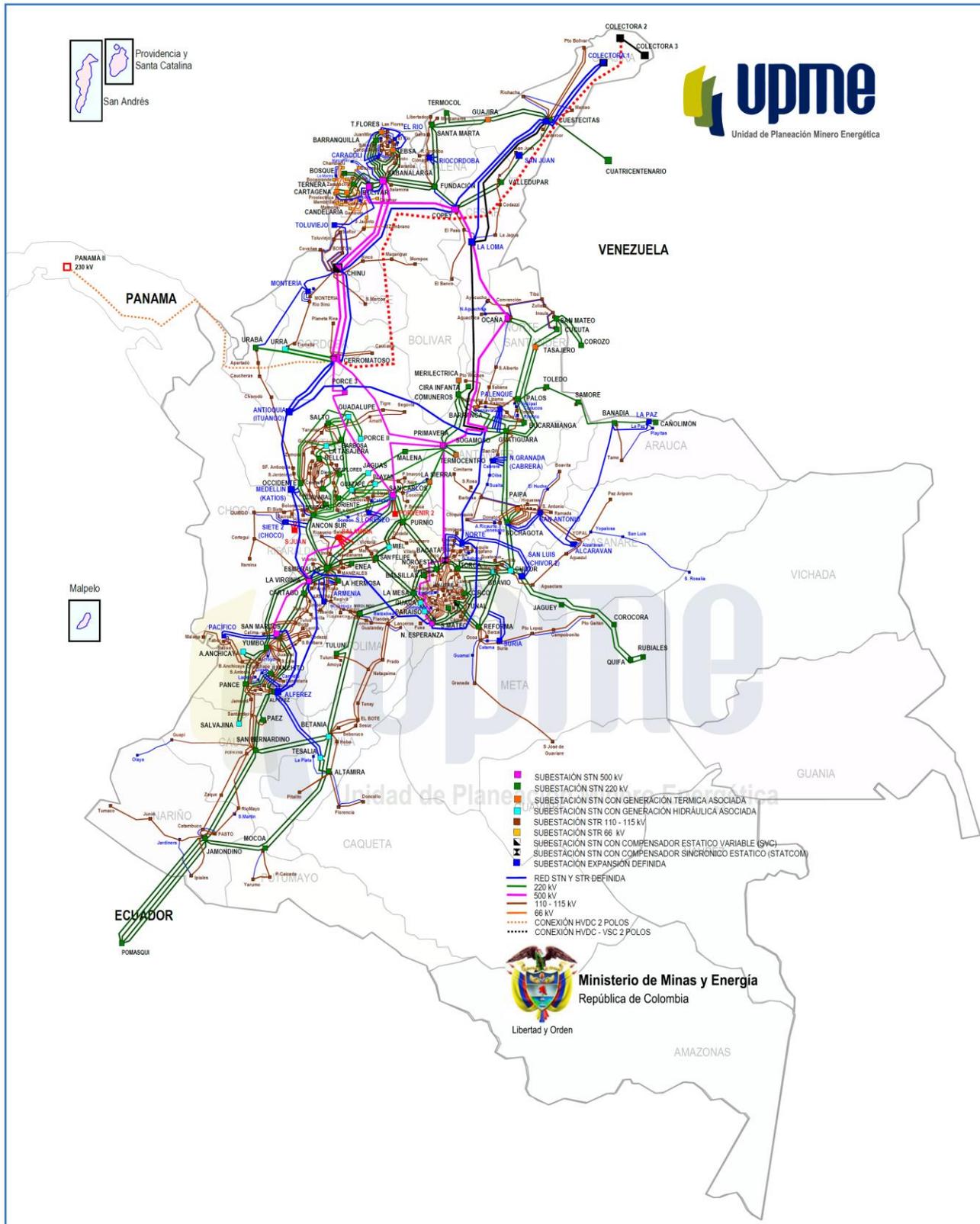
ANEXO X. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2031



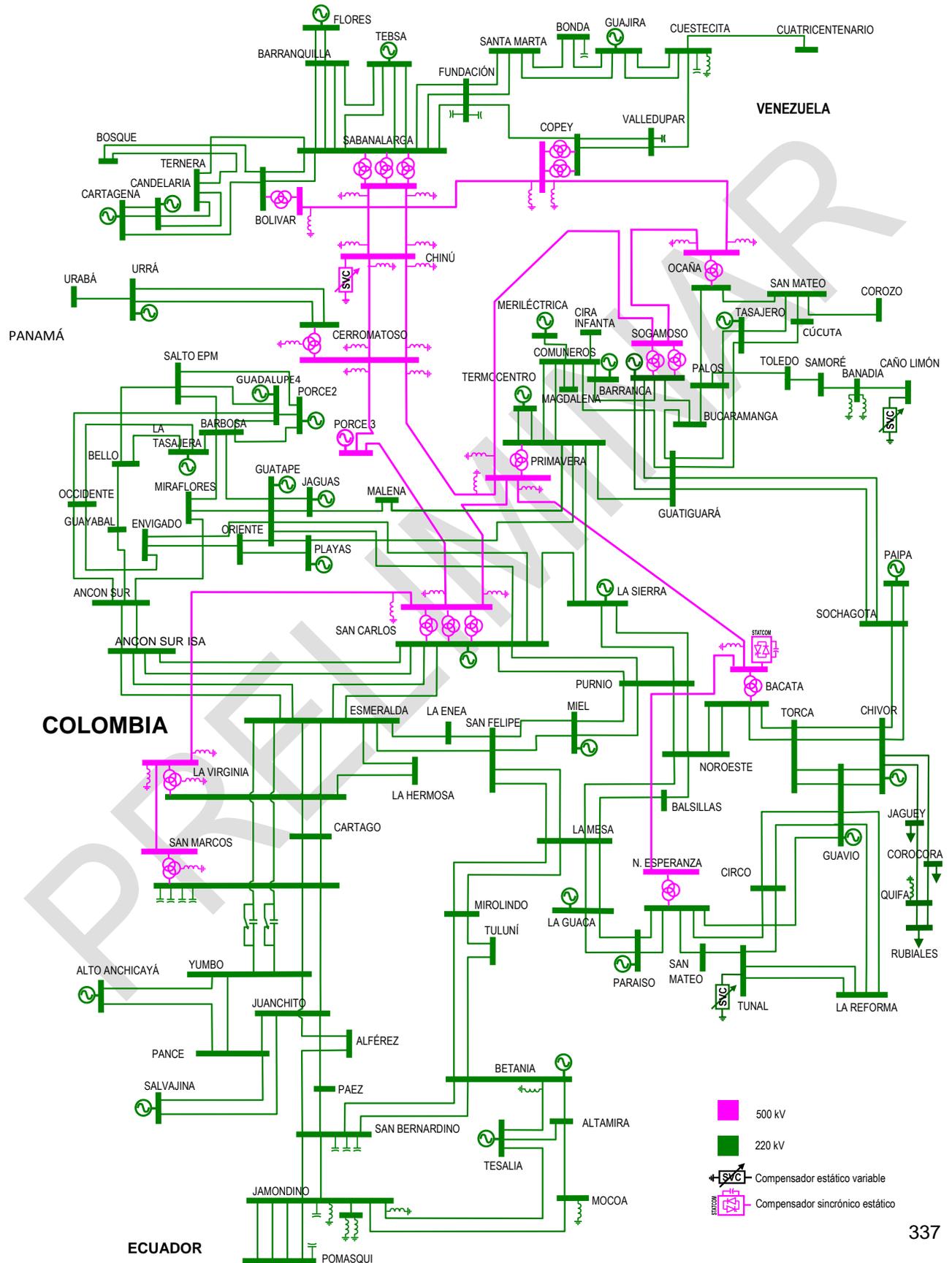
ANEXO XI. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL A LARGO PLAZO



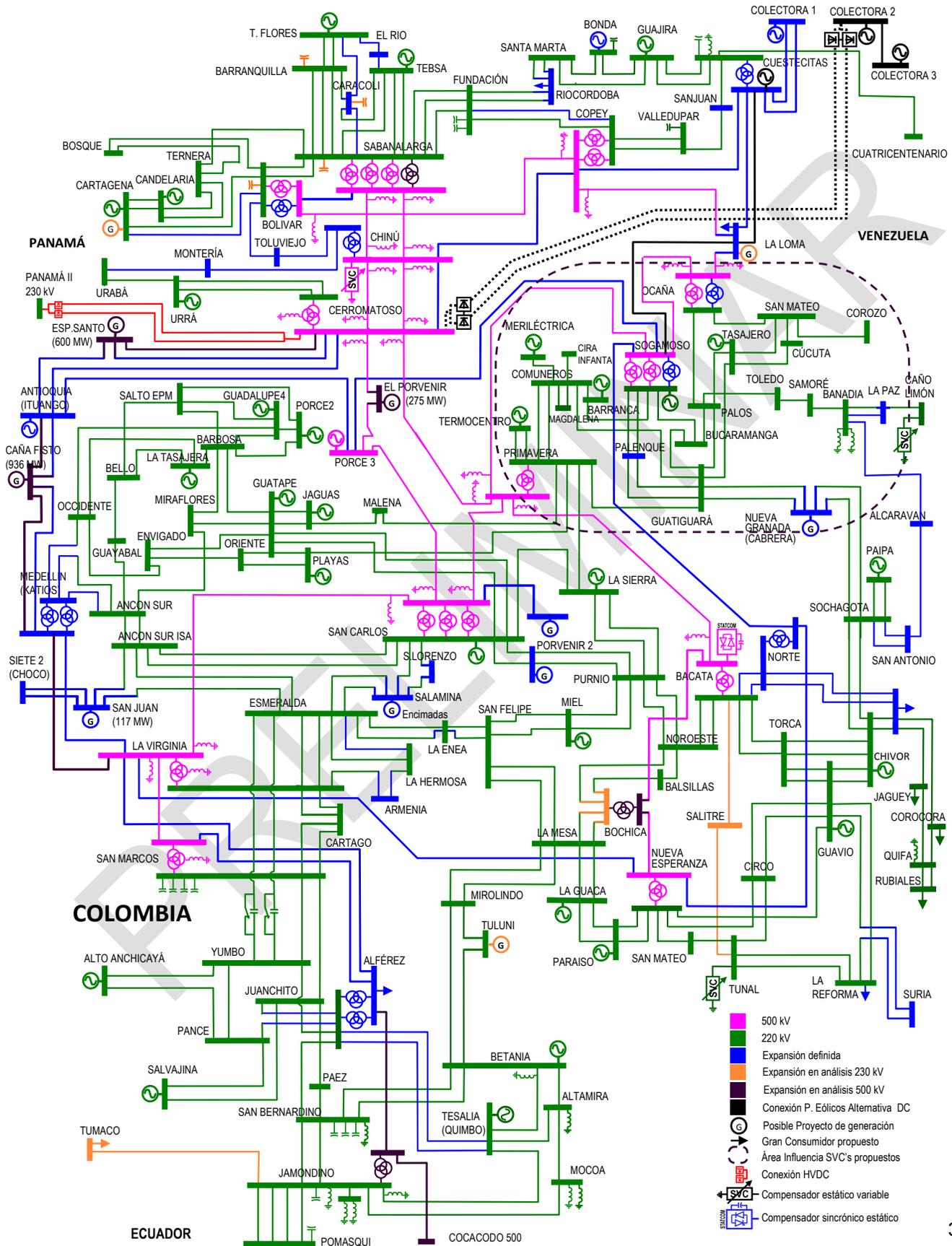
ANEXO XII. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN



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
EPM	CONFIABILIDAD URBÁ	SEGUNDO TRANSFORMADOR 220/110/44 KV DE 150/150/60 MVA EN LA S/E URBÁ	2020
		SUBESTACIÓN NUEVA COLONIA A 110 KV	2020
		CIRCUITOS SENCILLO URBÁ – 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
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 CIRCUITO 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
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

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	INTERVENTOR	CRONOGRAMA	GARANTÍA	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 BAHÍA DE CONEXIÓN	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
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
ELECTRICARIBE	REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR TEBSA 220/110 KV DE 180 MVA POR UN TRANSFORMADOR DE 100 MVA.	220/110	SI	SI	SI	SI	SI	2018
ELECTRICARIBE	TRASLADO DE LA GENERACIÓN DE TERMOBARRANQUILLA A LA BARRA A 220 KV DE LA S/E TEBSA (CONECTADA ACTUALMENTE A 110 KV), UTILIZANDO EL TRANSFORMADOR DE 180 MVA DE LA S/E TEBSA	220	SI	SI	SI	N/A	NO	2018
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
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
ELECTRICARIBE	CHINÚ - TOLUVIEJO	110					NO	2020
ELECTRICARIBE	EL RIO	220/110					NO	2020

ANEXO XVI. 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 XVI-1.

Tabla XVI-1: Estado de ejecución de un proyecto según índice de cumplimiento.

Rangos de Ic	Estado de ejecución del proyecto
$0\% \leq Ic < 50\%$	Atraso muy grave
$50\% \leq Ic < 70\%$	Atraso grave
$70\% \leq Ic < 85\%$	Atraso significativo
$85\% \leq Ic < 95\%$	Atraso leve
$95\% \leq Ic < 100\%$	En cumplimiento
$Ic \geq 100\%$	Adelantado

Fuente de tabla: UPME

En la Tabla XVI-2 se presenta, de manera resumida, la información requerida en los informes de interventoría, para realizar un seguimiento adecuado de los proyectos:

Tabla XVI-2: Información requerida en los informes de interventoría.

Información básica	Requisitos UPME	Requisitos CREG
<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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%. 	<ul style="list-style-type: none"> 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

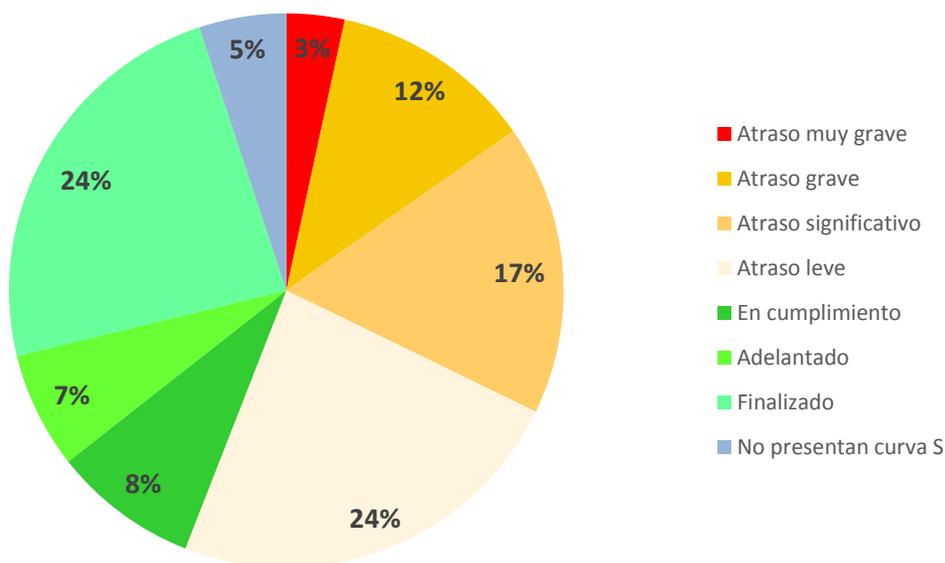
En la Tabla XVI-3 se presenta el número de proyectos por estado de ejecución al 19 de octubre de 2017:

Tabla XVI-3: Número de proyectos por estado de ejecución.

Estado de ejecución del proyecto	Número de proyectos
Atraso muy grave	2
Atraso grave	7
Atraso significativo	10
Atraso leve	14
En cumplimiento	5
Adelantado	4
Finalizado	14
No presentan curva S	3
TOTAL PROYECTOS	59

Fuente de tabla: UPME

Gráfica XVI-1: Número de proyectos por estado de ejecución a 19 de octubre de 2017 (curva S).



Fuente de gráfica: UPME

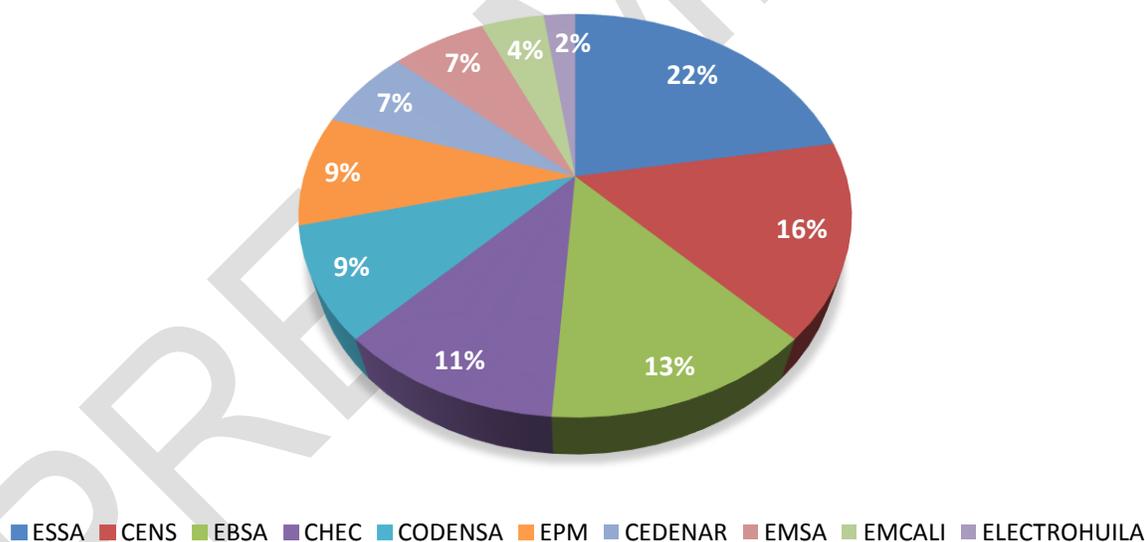
De los 59 proyectos del STR con informe de interventoría, 14 están finalizados y los otros 45 están en ejecución. Estos 45 proyectos se distribuyen de la siguiente forma por Operador de Red (ver Tabla XVI-4 y Gráfica XVI-2).

Tabla XVI-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 XVI-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.