

PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISIÓN 2014 - 2028



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

Tomás Gonzalez Estrada
Ministro de Minas y Energía

Ángela Inés Cadena Monroy
Directora General UPME

Alberto Rodríguez
Subdirector de Energía Eléctrica

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
Electricaribe S.A. E.S.P.
Generadora y Comercializadora de Energía del
Caribe S.A. E.S.P.
Cerro Matoso S.A.
Occidental de Colombia, Inc
Acerías Paz del Río, 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. Martinez Gil
- Juliana A. Moreno Tiusabá

DEMANDA

- Carlos A. Garcia Botero
- William A. Martinez Moreno
- Romel A. Rodriguez Hernández

HIDROCARBUROS

- Beatriz H. Jaimes
- German O. León Duarte
- Carlos A. Álvarez Díaz

Invitados permanentes de CAPT:

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

GENERACIÓN

- Marco A. Caro Camargo
- Jorge E. Fonseca Aguirre
- William J. Henao Ramirez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Dora L. Castaño Ramirez
- Juan C. Aponte Gutierrez
- Jaime F. Andrade Mahecha
- Baisser A. Jiménez Rivera

TRANSMISIÓN

- Baisser A. Jiménez Rivera
- Raúl Rodríguez Peña
- Diego F. Echeverri Yepes
- Raúl Gil Naranjo
- Carmen A. Rojas Castellanos
- Juan C. De la Torre Florián
- Karen J. Palacio Bayona
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Diana M. Pérez Orozco
- Mayerly A Becerra Pérez
- Marco A. Caro Camargo



Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
PBX: (+57 1) 222 0601
FAX: (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía



Introducción

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

Este documento contiene una revisión de las diferentes variables económicas del país, tales como el crecimiento de la economía, el Índice de Precios al Consumidor – IPC, tasa de cambio, empleo, inflación, sectores externo e interno, entre otros. Adicionalmente, incluye una revisión a la evolución de la demanda, la capacidad instalada del País y la situación más reciente del mercado de electricidad.

Es de considerar que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada durante el transcurso del año 2014, razón por la cual se utilizó la proyección de demanda, revisión julio de 2014. 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. Así mismo, el documento presenta información de demanda y expansión considerada para la formulación de este plan, en relación al sistema Colombiano, Centroamericano y Ecuatoriano.

Los resultados del plan de generación indican que en el periodo comprendido entre los años 2014 y 2019, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la Regulación, lo anterior considerando las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, aquellas que se encuentran en desarrollo, y los supuestos establecidos en este documento. En otras palabras, en el corto plazo no se vislumbran requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del Cargo, aun considerando posibles atrasos y no ejecución de proyectos.

Por otro lado, para el periodo de largo plazo, horizonte 2019 – 2028, se requiere un incremento de la capacidad instalada, ello con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética. Todas las alternativas de largo plazo consideran la segunda etapa de Ituango (1,200 MW) y una proyección de crecimiento de la capacidad de plantas menores (757.4 MW al final del periodo), salvo el escenario 14. A partir de esta expansión base, se definen las siguientes capacidades adicionales: Bajo el escenario 5 se necesitarían 1,050 MW térmicos a base de carbón; En el escenario 6 se requerirían 1,600 MW asociados a proyectos térmicos (carbón y gas natural); En el escenario 7 la instalación de 474 MW eólicos en el norte de la Guajira remplazan 250 MW térmicos a base de carbón, tomando como referencia el escenario 5; En el escenario 8 la misma capacidad eólica desplaza 300 MW térmicos a base de gas natural, ello frente al escenario 6; El escenario 10 incorpora 924.2 MW de nueva capacidad renovable (solar fotovoltaica distribuida, biomasa y geotermia), remplazando 650 MW de generación térmica convencional, teniendo como referencia el escenario 7; El escenario 11 incorpora los mismos 924.2 MW, remplazando 550 MW de generación convencional (la referencia es el escenario 8); En los escenarios 12 y 13 se consideran 1,980 MW adicionales, correspondientes a proyectos hidroeléctricos de mediana y gran escala, los cuales

reemplazan 800 y 1,000 MW térmicos, tomando como referencia los escenarios 7 y 8, respectivamente; El escenario 14 establece una mezcla óptima de todas las fuentes, convencionales y no convencionales, incorporando 150 MW hidroeléctricos de mediana escala, 600 MW térmicos a base de carbón y gas natural, una capacidad instalada de plantas menores al final del periodo de 360 MW, 248 MW de cogeneración, 474 MW eólicos, 143.5 MW de generación solar fotovoltaica distribuida, y 275 MW geotérmicos. A partir de esa misma estrategia se formuló un escenario de interconexiones internacionales (escenario 15), encontrándose que bajo la expansión propuesta, se pueden soportar las exportaciones, sin necesidades de capacidad adicional; Finalmente se realizaron varias sensibilidades, en función de la no ejecución del proyecto Porvenir II (escenarios 6.1, 8.1 y 11.1) y la implementación de programas de uso eficiente de energía (escenarios 16, 16.1, 17 y 17.1). Respecto a lo anterior, se encontró que dichos programas pueden desplazar 650 y 275 MW, tomando como referencia los escenarios 7 y 8, respectivamente.

Adicionalmente, la Unidad ha venido evaluando opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad. En este sentido, este Plan aborda nuevamente dichos ejercicios, lo anterior apalancado también por la recién sancionada ley 1715 de 2014 (ley de renovables). Es por ello que en esta versión 2014 - 2028 se propone una metodología de modelación de las fuentes renovables intermitentes en el SDDP, garantizando de esta forma la Estocasticidad y Variabilidad de este tipo de recursos. Las simulaciones muestran que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal, desplazando generación más costosa, brindando confiabilidad energética.

Al margen de lo anterior, la incorporación de este tipo de recursos representa un reto interesante en relación a la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, dada las características de la generación renovable y su ubicación en nuestra geografía nacional. Es por ello que en esta versión del Plan se establecen los impactos desde el punto de vista de la conexión y operación del SIN, cuantificando sus principales beneficios y costos.

Adicionalmente, se plantea una metodología de planificación integral, Generación – Transmisión, mostrando su aplicación para un caso piloto, estableciendo a la vez las mejores alternativas de solución para el aseguramiento del suministro eléctrico y energético de la demanda objetivo.

Como resultado del plan de transmisión se recomienda la ejecución de ocho (8) proyectos en el Sistema de Transmisión Nacional - STN: Nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Santander (Palenque), Nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Boyaca (San Antonio), Nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas, segundo circuito Copey – Fundación 220 kV, Reconfiguración del enlace Virginia – San Marcos 230 kV en virginia – Cartago 220 kV y Cartago – San Marcos 220 kV, Cambio de Nivel de tensión Hermosa – Esmeralda 230 kV y Reconfiguración Esmeralda San Felipe en Esmeralda – Enea 230 kV y Enea – San Felipe 230 kV y cambio de configuración de la subestación Barranca 230 kV.

Se analizó el impacto de la conexión de un gran (1) usuario y Cuatro (4) plantas de generación (tres de ellas eólicas).

Se presentan los análisis para la conexión del planta de generación Porvenir 2, para la cual se definirá la conexión definitiva cuando se tenga determinada la fecha de entrada en operación de la misma.

En relación a la conexión de la generación eólica, se presentan los respectivos análisis eléctricos para su incorporación, además sensibilidades para la identificación de necesidades de red, en función de diferentes capacidades.

Adicionalmente se presenta los análisis de los Sistemas de Transmisión Regional, con el fin de identificar las problemáticas de los mismos y dar señales a los Operadores de Red, con el fin que sean tenidas en cuenta para sus próximos Planes de Expansión a presentar en el mes de junio de 2015.

Finalmente, se indican otras necesidades, como bahías de alta de los transformadores que se conectan al Sistema de Transmisión Nacional en subestaciones tipo interruptor y medio o anillo, así como las obras de los Sistemas Regionales que cumplen los requisitos establecidos por la Resolución CREG 024 de 2013 para ejecutarse por convocatorias.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 – 2028, 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.

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.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
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:	Tase Representativa del Mercado.
TRF:	Transformador.
TPC:	Tirapiés cúbicos.
XM:	Expertos del Mercado.
ZCIT:	Zona de confluencia intertropical.



Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
PBX: (+57 1) 222 0601
FAX: (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía



Tabla de contenido

Introducción	1
Lista de siglas	1
Tabla de contenido	2
Lista de gráficas, tablas	8
1 ENTORNO MACROECONÓMICO INTERNACIONAL Y LA ECONOMÍA COLOMBIANA.....	44
1.1 El Crecimiento Económico en los Países Industrializados. Análisis Comparativo con Países Emergentes y Colombia.....	46
1.2 Ajustes Macro en Estados Unidos: Fortalecimiento del Dólar, Normalización de Política Monetaria y Riesgo País	49
1.3 Impacto de los Choques Macroeconómicos Externos Sobre la Economía Colombiana	54
1.4 Política Monetaria y Precios: el Rol Reciente del Banco de la República	58
1.5 Balance del Sector Público.....	62
1.6 Demanda Agregada Interna y Exportaciones	64
1.7 Oferta Agregada y Desempeño Industrial. Relación con la Demanda de Energía	68
1.8 Macroeconomía y Expectativas Mundiales de Precios de la Energía	71
1.9 Perspectivas de Crecimiento Económico de Colombia a Mediano Plazo	75
2 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELECTRICA.....	82
2.1 Proyección de la demanda de Energía Eléctrica en Colombia	82
2.1.1 Metodología	84
2.2 Grandes Consumidores.....	90

2.2.1	Características de las series de demanda eléctrica GCE	92
2.2.2	Seguimiento a los GCE	96
2.3	Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica a Largo Plazo (anual)	99
2.4	Proyecciones de Potencia Máxima a Largo Plazo (anual).....	102
2.5	Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica a Corto Plazo (Mensual)	105
2.6	Proyecciones de la Demanda de Potencia Máxima a Corto Plazo (mensual).....	108
2.7	Participación Regional en la Demanda de Energía Eléctrica.....	110
3	SITUACION DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	118
3.1	Mercado eléctrico colombiano.....	118
3.2	Oferta.....	119
3.2.1	Capacidad Instalada.....	119
3.2.2	Generación por Tecnología	122
3.2.3	Aportes Hídricos	123
3.2.4	Consumo de Combustible en el SIN	124
3.3	Evolución de la demanda de energía eléctrica en Colombia	125
3.4	interconexiones internacionales	126
3.4.1	Ecuador:	127
3.4.2	Venezuela:.....	127
3.5	precio de la electricidad en bolsa y contratos	128
3.6	Restricciones	131
3.7	Avance regulatorio 2013-2014	132
4	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCION DE PRECIOS	134

4.1	Recurso Hídrico	134
4.2	Carbón	136
4.3	Proyección de Precios	138
4.3.1	Combustibles para generación de electricidad en Colombia	139
4.3.2	Crudos WTI y BRENT	142
4.3.3	Gas natural	146
4.3.4	Combustibles líquidos	153
4.3.5	Carbón	164
5	PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA EN GENERACION	167
5.1	Introducción	167
5.2	Metodología Actual de Planificación de la Expansión de la Generación	169
5.2.1	Metodología de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP	171
5.3	Revisión de potencia y energía en Colombia	176
5.3.1	Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia	176
5.3.2	Comparación de la energía en firme y la demanda de energía eléctrica	178
5.4	Requerimientos de expansión en el corto y largo plazo	188
5.4.1	Supuestos	188
5.4.2	Análisis de Corto Plazo	189
5.4.3	Análisis de Largo Plazo	248
5.4.4	Resumen de resultados análisis de Corto y Largo Plazo	362
5.4.5	Emisiones de CO ₂ y Factor de Emisión	365
5.4.6	Planificación integral Generación – Transmisión	378

5.4.7	Análisis económicos asociados a la conexión de generación eólica en el norte de la Guajira .	398
5.5	Conclusiones	409
5.6	Referencias.....	411
6	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	413
6.1	Introducción	413
6.2	Metología	413
6.3	Análisis del Sistema del Transmisión Nacional - STN	415
6.3.1	Conexión de plantas de de generación	415
6.3.2	Conexión de cargas especiales.....	438
6.3.3	Análisis de la sub área Nordeste – Santander	442
6.3.4	Análisis de la sub área Nordeste – Boyacá.....	470
6.3.5	Análisis de la sub área Guajira Cesar Magdalena	484
6.3.6	Análisis del área Suroccidental	505
6.3.7	Análisis del área Suroccidental – Caldas Quindío Risaralda	519
6.3.8	Análisis de Incorporación Parques Eólicos en la Guajira.....	530
6.4	OTRAS NECESIDADES DEL SISTEMA	539
6.4.1	Bahias de conexión de transformadores.....	539
6.4.2	Proyectos del Sistema de Transmisión Regional – STR.....	540
6.4.3	Ampliación longitud de línea Guavio – Reforma 220 kV y Guavio – Tunal 230 kV	542
6.5	Resumen de Recomendación STN.....	542
6.6	Análisis Sistemas de Trasmisión Regionales - STR.....	544
6.6.1	Área Caribe - Atlántico	545

6.6.2	Área Caribe - Bolívar	550
6.6.3	Área Caribe – Chinú	551
6.6.4	Área Caribe – Cerromatoso.....	552
6.6.5	Área Caribe – Guajira - Cesar – Magdalena	553
6.6.6	Área Nordeste – Santander	555
6.6.7	Área Nordeste Norte de Santander	557
6.6.8	Área Nordeste – Boyacá - Casanare.....	558
6.6.9	Área Nordeste – Arauca	559
6.6.10	Área Antioquia	560
6.6.11	Área Antioquia - Chocó	562
6.6.12	Área Oriental – Bogotá	563
6.6.13	Área Oriental – Meta Guaviare.....	565
6.6.14	Área Suroccidental – Caldas- Quindio – Risaralda.....	567
6.6.15	Área Suroccidental – Valle	568
6.6.16	Área Suroccidental – Cauca – Nariño	569
6.6.17	Área Suroccidental Tolima – Huila- Caquetá	571
6.6.18	Área Suroccidental Putumayo	573
6.7	Impacto tarifario	573
6.8	Identificación de las Variables Sociambientales para los Proyectos : Alertas Tempranas.....	575
6.8.1	Objeto	575
6.8.2	Metodología	575
6.8.3	Proyecto Subestación Porvenir II 230 kv y Línea de Transmisión desde Porvenir II Hasta Interceptar el Circuito San Carlos – Purnio 230 kv.....	576

6.8.4	Proyecto Subestación Palenque 230 kv y Línea de Transmisión Desde Palenque Hasta Interceptar el Doble Circuito Sogamoso – Guatiguará	588
6.8.5	Proyecto Línea de Transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV	601
6.8.6	Proyecto Línea de Transmisión Copey - Fundación 230 kV	616
6.8.7	Proyecto Línea de Transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV	634
6.8.8	Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al Segundo Circuito la Virginia – San Marcos 230 kV .	657
6.8.9	Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al Circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV.....	670
6.9	Visión de Largo Plazo.....	685
7	LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES QUE CONTRIBUYEN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN.....	689
7.1	Direccionamiento Estratégico Sectorial e Institucional – Plan Nacional de Desarrollo y Plan Cuatrienal UPME	689
7.2	Lineamientos de Política de Sostenibilidad Ambiental del Plan de Expansión de Referencia de Generación - PERG	689
	Objetivo de sostenibilidad ambiental y social del PERG	689
	Sinergia entre actores y competencias.....	690
	Aspectos sociales y participación – Rendición de cuentas	690
7.3	Instrumentos de Gestión Ambiental: Licencia Ambiental; Permisos, Autorizaciones y Concesiones Ambientales; Proyectos de Interés Nacional y Estratégico - PINEs.....	693
7.4	Aprovechamiento del recurso hídrico (Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – PNGIRH).....	694
7.4.1	Planes Estratégicos de macrocuencas y Planes de Ordenación y Manejo de las Cuencas Hidrográficas – POMCA.....	694
7.4.2	Caudal ambiental.....	696
7.5	Emisiones Atmosféricas por Combustión y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) ...	697
7.5.1	Política de prevención y control de la contaminación del aire	697

7.5.2	Cambio climático: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) – Vulnerabilidad, adaptación y mitigación (Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono).....	697
7.6	Articulación Entre Sistemas de Información para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – Girh, y para Alertas Tempranas por Posibles Afectaciones a la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos ...	701
7.7	Reglamentaciones futuras y otros temas ambientales de interés para el sector.....	703
ANEXO I. : MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SIMULADA EN EL SDDP.....		705
I.I	Sistema actual.....	705
I.I.I	Centrales hidroeléctricas:.....	706
I.I.II	Centrales térmicas a gas:.....	708
I.I.III	Centrales térmicas a carbón:.....	709
I.I.IV	Plantas de cogeneración:.....	709
I.I.V	Plantas menores:.....	710
I.II	Escenarios de Expansión.....	712
I.II.I	Cronograma Escenario 5 – Largo Plazo – Demanda Alta	712
I.II.II	Cronograma Escenario 6 – Largo Plazo – Demanda Alta Critico	714
I.II.III	Cronograma Escenario 7 – Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Eólica... ..	716
I.II.IV	Cronograma Escenario 8 – Largo Plazo – Demanda Alta Critico – Incorporación Energía Eólica	718
I.II.V	Cronograma Escenario 9 – Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales.....	720
I.II.VI	Cronograma Escenario 10 – Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales (Remplazando expansión).....	723
I.II.VII	Cronograma Escenario 11 – Largo Plazo – Demanda Alta Critica – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales (Remplazando expansión)	726
I.II.VIII	Cronograma Escenario 12 – Largo Plazo – Demanda Alta – Gran Expansión hidráulica (Remplazando expansión).....	729

I.II.IX	Cronograma Escenario 13 – Largo Plazo – Demanda Alta Critica – Gran Expansión hidráulica (Remplazando expansión).....	731
I.II.X	Cronograma Escenario 14 – Largo Plazo – Demanda Alta – Todas las tecnologías.....	733
I.II.XI	Cronograma Escenario 16.1 – Largo Plazo – Demanda Alta – Base 7 con demanda modificada por URE (Remplazando expansión)	736
I.II.XII	Cronograma Escenario 17.1 – Largo Plazo – Demanda Alta Critica – Base 8 con demanda modificada por URE (Remplazando expansión)	738
I.III	Proyección de expansión de plantas menores.....	740
ANEXO II.	DIAGRAMAS UNIFILARES.....	742
ANEXO III.	SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	757
ANEXO IV.	SISTEMA DE TRANSMISIÓN – VISIÓN 2028	758
ANEXO V.	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL.....	759
ANEXO VI.	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL – VISIÓN 2028	760
ANEXO VII.	PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED	761

Lista de gráficas, tablas

Graficas

Gráfica 1-1 Crecimiento PIB Per Cápita.....	44
Gráfica 1-2 Crecimiento PIB Per Cápita 2000 – 2014	45
Gráfica 1-3 Crecimiento Económico Observado y Proyectado.....	46
Gráfica 1-4 Crecimiento Promedio Paises Latinoamericanos 1980 – 2014	47
Gráfica 1-5 Ingreso Per – Cápita Colombia (USD MM 2005) Versus Promedio Mundial (Excluyendo G20) ..	48
Gráfica 1-6 Crecimiento Observado Vs Previsiones	49
Gráfica 1-7 Crecimiento Observado Vs Previsiones	50
Gráfica 1-8 Crecimiento Observado Vs Previsiones	51
Gráfica 1-9 Dow Jones y Tasas a 10 años de Bonos Tesoro Americano	52
Gráfica 1-10 Euro Vs Dólar	53
Gráfica 1-11 Riesgo País (Embi).....	53
Gráfica 1-12 Composición del PIB Mundial.....	54
Gráfica 1-13 Tipo de Cambio COP/ USD.....	55
Gráfica 1-14 Deuda Externa Pública y Privada Colombia (% PIB).....	55
Gráfica 1-15 Mercado Accionario vs Variación TRM	56
Gráfica 1-16 Inversión de Portafolio Colombia (USD MM)	57
Gráfica 1-17 Credit Default Swap (CDS) Versus Tasa TES Global.....	57
Gráfica 1-18 Cuenta Corriente Colombia Vs IED (% PIB)	58

Gráfica 1-19 Inflación Observada Colombia (variación IPC)	59
Gráfica 1-20 Tasa Banco de la República (BR) Vs Crecimiento PIB – Inflación	60
Gráfica 1-21 Inflación Vs Crecimiento de M1	60
Gráfica 1-22 Reservas Internacionales de Colombia (USD MM).....	61
Gráfica 1-23 Curva Rendimiento TES	61
Gráfica 1-24 Desempleo en Colombia (Total).....	62
Gráfica 1-25 Balance Sector Público y Gobierno Nacional Central (% PIB)	63
Gráfica 1-26 Impuestos (% del PIB).....	63
Gráfica 1-27 Composición de Recaudo de Impuestos Colombia	64
Gráfica 1-28 Composición de Recaudo de Impuestos Colombia	65
Gráfica 1-29 Contribución al Crecimiento Económico 1995 – 2014	65
Gráfica 1-30 Composición de la Demanda Agregada 1995 – 2014	66
Gráfica 1-31 Exportaciones de Colombia según destino (USD MM).....	67
Gráfica 1-32 Composición de las Exportaciones Colombianas (US MM).....	67
Gráfica 1-33 Crecimiento de la Oferta Agregada en Colombia.....	68
Gráfica 1-34 Crecimiento de la Oferta Agregada en Colombia.....	69
Gráfica 1-35 Elasticidad Precio – Demanda de Energía en la Industria Colombiana.....	69
Gráfica 1-36 Inflación Versus Variación Anual de Precios Energía Eléctrica y Gas en Colombia	70
Gráfica 1-37 Inflación Versus Elasticidad Precios Energía Eléctrica y Gas en Colombia	71
Gráfica 1-38 Cotización Petróleo Referencias Brent/ WTI y Gas Natural (USD).....	72
Gráfica 1-39 Variación Anual Cotización Petróleo , Oro y Gas Natural	72
Gráfica 1-40 Producción (Millones de Barriles por Mes) Petróleo en Colombia.....	73

Gráfica 1-41 Participación del Petróleo y Carbón en Ingresos por Exportaciones Colombia.....	74
Gráfica 1-42 Participación del Petróleo y Carbón en Ingresos por Exportaciones Colombia.....	75
Gráfica 1-43 Previsión Oficial de Crecimiento Colombia 2014 – 2018	76
Gráfica 1-44 Producción Industrial Vs IPI	77
Gráfica 1-45 Crecimiento Licencias de Construcción e Índice Costos Vivienda Nacional	77
Gráfica 1-46 Metros Construidos de Vivienda.....	78
Gráfica 1-47 Índice de Actividad Económica – Imaco.....	78
Gráfica 1-48 Tasa de Cambio, Tasa Banco de la República y Bonos Tesoro a 10 años.....	79
Gráfica 1-49 Crecimiento de la Cartera del Sistema Financiero Colombiano	79
Gráfica 1-50 Composición Crédito Sistema Financiero Colombiano . Colocación de Recursos por Crédito (COP MM).....	80
Gráfica 1-51 Crecimiento Observado Versus Potencial Colombia	81
Gráfica 2-1: Seguimiento a proyecciones UPME de demanda de EE – Noviembre 2013 – Marzo de 2014 ...	83
Gráfica 2-2: Descomposición del Error Medio Cuadrático de las proyecciones	83
Gráfica 2-3: Crecimiento anual DEE (SIN 2T14) - PIB (1T14) - Coeficiente de correlación: 0,7528.....	85
Gráfica 2-4: Evolución anual de la demanda de energía eléctrica 1992 -2013	86
Gráfica 2-5: Evolución anual de la demanda de potencia máxima 1992 -2013.....	86
Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2012 – 2013.....	87
Gráfica 2-7: Evolución mensual de la demanda de potencia máxima 2012 – 2013.....	88
Gráfica 2-8: Seguimiento a proyecciones UPME de demanda de EE	89
Gráfica 2-9: Seguimiento a proyecciones UPME de demanda de PMáx	90
Gráfica 2-10: Índice de crecimiento de la demanda de grandes consumidores y resto de la demanda	91
Gráfica 2-11: Estimación de densidad de Kernel	92

Gráfica 2-12: Variabilidad observada y esperada de la demanda de grandes consumidores	93
Gráfica 2-13: Proyección de la volatilidad esperada para la demanda de grandes consumidores (GWh)	93
Gráfica 2-14: Simulación de montecarlo y resultados de las encuestas	94
Gráfica 2-15: Proyección usando – Serie mensual – Certeza 100% en innovaciones.....	95
Gráfica 2-16: Comportamiento de la demanda de Rubiales durante 2014 (GWh-día).....	96
Gráfica 2-17: Comportamiento de la demanda de OXY (GWh).....	97
Gráfica 2-18: Comportamiento de la demanda de Cerromatoso (GWh)	97
Gráfica 2-19: Comportamiento de la demanda de Cerrejón (GWh).....	98
Gráfica 2-20: Comportamiento de la demanda de La Cira Infanta (GWh).....	98
Gráfica 2-21: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año).....	101
Gráfica 2-22: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año)	104
Gráfica 2-23: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – mes).....	107
Gráfica 2-24: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes)	110
Gráfica 2-25: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año).....	113
Gráfica 2-26: Participación de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh – año).....	115
Gráfica 2-27: Demanda y crecimiento promedio regional de EE 1996 – 2024.....	117
Gráfica 2-28: Proyección del Escenario Medio de la Demanda Regional de EE	117
Gráfica 3-1: Agentes del Sector Eléctrico Registrados por Actividad.	118
Gráfica 3-2: Capacidad Efectiva Neta por Agente	119
Gráfica 3-3: Evolución de la Capacidad Instalada del SIN	120
Gráfica 3-4: Participación por tipo de planta generadora. Octubre 2014.....	121
Gráfica 3-5: Evolución histórica de la participación por tecnología	122

Gráfica 3-6: Generación real por tecnología.	123
Gráfica 3-7: Evolución mensual de aportes hídricos totales al SIN.	124
Gráfica 3-8: Consumo histórico de combustibles para generación eléctrica.	125
Gráfica 3-9: Evolución histórica Demanda Eléctrica Nacional.	126
Gráfica 3-10: Interconexión con Ecuador.	127
Gráfica 3-11: Interconexión con Venezuela.	128
Gráfica 3-12: Precio Bolsa Promedio Vs. Precio de Contratos Vs Precio de escasez.	129
Gráfica 3-13: Precio de bolsa Vs Precio de contratos UR Vs. Precio de contratos UNR.	130
Gráfica 3-14: Precio de bolsa Vs Volumen útil.	131
Gráfica 3-15: Precio Unitario de Restricciones.	132
Gráfica 4-1: Embalse Agregado Vs ONI.	135
Gráfica 4-2: Condiciones de la alteración ENSO de acuerdo al ONI.	136
Gráfica 4-3: Producción Anual de Carbón en Colombia.	137
Gráfica 4-4: Precio Histórico del carbón y el Coque.	138
Gráfica 4-5 Comportamiento de generación térmica.	141
Gráfica 4-6 Comportamiento de generación térmica desagregada.	142
Gráfica 4-7 Precios del WTI y BRENT (2009-2013).	144
Gráfica 4-8 Proyección de precios WTI y BRENT.	145
Gráfica 4-9 Historico y Proyección de precios de los combustibles para generación.	146
Gráfica 4-10 Precio en Boca de Pozo del gas natural Guajira.	150
Gráfica 4-11 Precio en Boca de Pozo del gas natural Cusiana.	152
Gráfica 4-12 Correlación Jet Fuel.	154

Gráfica 4-13 Proyección IP Jet Fuel.....	155
Gráfica 4-14 Proyección Precios en Planta del Jet Fuel.....	156
Gráfica 4-15 Correlación Fuel Oil.....	157
Gráfica 4-16 Proyección IP Fuel Oil.....	158
Gráfica 4-17 Proyección Precios en Planta del Fuel Oil.....	159
Gráfica 4-18 Correlación ACPM.....	161
Gráfica 4-19 Proyección IP ACPM.....	162
Gráfica 4-20 Proyección precios en Planta del ACPM.....	163
Gráfica 4-21 Precios Internacionales y de Compra de Carbón.....	164
Gráfica 4-22 Proyección IP del Carbón.....	165
Gráfica 4-23 Proyección precios en Planta del Carbón.....	166
Gráfica 5-1: Metodología General de Planificación de Generación.....	170
Gráfica 5-2: Caudal medio mensual estación Pescadero.....	172
Gráfica 5-3: Caudal medio mensual estación Ocaña.....	173
Gráfica 5-4: Metodología de validación de las series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP..	174
Gráfica 5-5: Proyección de demanda de potencia eléctrica y capacidad instalada.....	177
Gráfica 5-6: Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano.....	178
Gráfica 5-7: ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Julio 2014.....	179
Gráfica 5-8: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Gecelca 3 - 1) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.	180
Gráfica 5-9: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Gecelca 3 – 1.1) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.	181
Gráfica 5-10: ENFICC verificada y OEF (Atraso de El Quimbo) vs Proyecciones de demanda Julio 2014..	182

Gráfica 5-11: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Porvenir II) vs Proyecciones de demanda Julio 2014. . 183

Gráfica 5-12: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Ituango) vs Proyecciones de demanda Julio 2014..... 184

Gráfica 5-13: ENFICC verificada y OEF (Sin Termonorte) vs Proyecciones de demanda Julio 2014. 185

Gráfica 5-14: ENFICC verificada y OEF (Sin Porvenir II) vs Proyecciones de demanda Julio 2014. 186

Gráfica 5-15: ENFICC verificada y OEF (Escenario 7) vs Proyecciones de demanda Julio 2014. 186

Gráfica 5-16: ENFICC verificada y OEF (Escenario 7.1) vs Proyecciones de demanda Julio 2014. 187

Gráfica 5-17: ENFICC verificada y OEF (Escenario 8) vs Proyecciones de demanda Julio 2014. 187

Gráfica 5-18: Proyección de precios de combustible – revisión febrero 2014..... 189

Gráfica 5-19: Escenarios de demanda considerados en el Plan de Expansión de Generación 2014 – 2028. 192

Gráfica 5-20: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) - escenario 0..... 193

Gráfica 5-21: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 0. 193

Gráfica 5-22: Evolución Costo Marginal – escenario 0. 194

Gráfica 5-23: Generación hidroeléctrica – escenario 0..... 196

Gráfica 5-24: Generación termoeléctrica – escenario 0..... 197

Gráfica 5-25: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 1..... 198

Gráfica 5-26: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 1. 198

Gráfica 5-27: Evolución Costo Marginal – Escenario 1..... 199

Gráfica 5-28: Generación Hidroeléctrica – escenario 1. 201

Gráfica 5-29: Generación termoeléctrica – escenario 1..... 201

Gráfica 5-30: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 2..... 203

Gráfica 5-31: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 2. 203

Gráfica 5-32: Evolución Costo Marginal – escenario 2. 204

Gráfica 5-33: Generación hidroeléctrica – escenario 2.....	206
Gráfica 5-34: Generación térmica – escenario 2.	206
Gráfica 5-35: Metodología análisis conjunto sistema de generación y gas natural.....	208
Gráfica 5-36: Anomalías de temperatura sobre el océano Pacífico.....	209
Gráfica 5-37: Caracterización estadística de los aportes al SIN - mes de Marzo.....	210
Gráfica 5-38: Caracterización estadística de los aportes al SIN – mes de Junio.	210
Gráfica 5-39: Caracterización estadística de los aportes al SIN – mes de septiembre.....	211
Gráfica 5-40: Caracterización estadística de los aportes al SIN – mes de diciembre.	211
Gráfica 5-41: Aportes hidrológicos para la simulación de la operación del SIN bajo condiciones tipo Niño. Periodo 2014 – 2015.	212
Gráfica 5-42: Caudales afluentes al SIN bajo diferentes condiciones tipo Niño.....	213
Gráfica 5-43: Demanda de energía eléctrica bajo condiciones normales y tipo Niño, en el periodo 2014 – 2015.....	213
Gráfica 5-44: Generación eléctrica con gas natural bajo condiciones El Niño periodo 2014 – 2015.....	214
Gráfica 5-45: Consumo de gas natural bajo condiciones normales y tipo Niño periodo 2014 – 2015.....	215
Gráfica 5-46: Requerimientos de gas natural para el sector termoeléctrico para el cubrimiento de las generaciones de seguridad.....	215
Gráfica 5-47: Flujo en el sistema nacional de transporte de gas natural bajo condiciones Niño Abril 2015.....	217
Gráfica 5-48: Generación eléctrica con gas natural bajo condiciones El Niño periodo 2018 – 2019.....	218
Gráfica 5-49: Consumo de gas natural bajo condiciones normales y tipo Niño periodo 2018 – 2019.....	219
Gráfica 5-50: Requerimientos de gas natural para el sector termoeléctrico para el cubrimiento de las generaciones de seguridad. Periodo 2018 – 2019.....	219
Gráfica 5-51: Flujo en el sistema nacional de transporte de gas natural bajo condiciones Niño Marzo 2019.....	220
Gráfica 5-52: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 0.1.....	222

Gráfica 5-53: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 0.1.	223
Gráfica 5-54: Evolución Costo Marginal – escenario 0.1.	223
Gráfica 5-55: Generación hidroeléctrica – escenario 0.1.	225
Gráfica 5-56: Generación termoeléctrica – escenario 0.1.	225
Gráfica 5-57: Evolución histórica de la capacidad menor y proyección de la misma.	227
Gráfica 5-58: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 3.	229
Gráfica 5-59: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 3.	229
Gráfica 5-60: Evolución del Costo Marginal – escenario 3.	230
Gráfica 5-61: Comparación del Valor esperado del Costo Marginal – escenarios 3 y 0.	231
Gráfica 5-62: Generación hidroeléctrica – escenario 3.	232
Gráfica 5-63: Generación termoeléctrica – escenario 3.	233
Gráfica 5-64: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 4.	234
Gráfica 5-65: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 4.	234
Gráfica 5-66: Evolución del Costo Marginal – escenario 4.	235
Gráfica 5-67: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 4 y 2.	236
Gráfica 5-68: Generación hidroeléctrica – escenario 4.	237
Gráfica 5-69: Generación termoeléctrica – escenario 4.	237
Gráfica 5-70: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 3.1.	239
Gráfica 5-71: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 3.1.	239
Gráfica 5-72: Evolución del Costo Marginal – escenario 3.1.	240
Gráfica 5-73: Comparación del Valor Esperado del costo marginal – escenarios 3 y 3.1.	240
Gráfica 5-74: Generación hidroeléctrica – escenario 3.1.	242

Gráfica 5-75: Generación termoeléctrica – escenario 3.1.....	242
Gráfica 5-76: Proceso de cálculo del potencial hidroenergético.....	245
Gráfica 5-77: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz – escenario 5.....	254
Gráfica 5-78: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 5.....	255
Gráfica 5-79: Valor Esperado de Racionamiento Condicionado (VEREC) – escenario 5.....	255
Gráfica 5-80: Evolución del Costo Marginal – escenario 5.....	256
Gráfica 5-81: Generación hidroeléctrica – escenario 5.....	257
Gráfica 5-82: Generación termoeléctrica – escenario 5.....	257
Gráfica 5-83: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz – escenario 6.....	259
Gráfica 5-84: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 6.....	260
Gráfica 5-85: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 6.....	260
Gráfica 5-86: Evolución del Costo Marginal – escenario 6.....	261
Gráfica 5-87: Generación hidroeléctrica – escenario 6.....	262
Gráfica 5-88: Generación termoeléctrica – escenario 6.....	262
Gráfica 5-89: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 6.1.....	264
Gráfica 5-90: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 6.1.....	264
Gráfica 5-91: Evolución de Costo Marginal – Escenario 6.1.....	265
Gráfica 5-92: Comparación del valor esperado del costo marginal de los escenarios 6 y 6.1.....	266
Gráfica 5-93: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz – escenario 7.....	267
Gráfica 5-94: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 7.....	268
Gráfica 5-95: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 7.....	268
Gráfica 5-96: Evolución Costo Marginal – escenario 7.....	269

Gráfica 5-97: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 5 y 7.....	270
Gráfica 5-98: Generación hidroeléctrica – escenario 7.....	270
Gráfica 5-99: Generación termoeléctrica – escenario 7.....	271
Gráfica 5-100: Generación eólica – escenario 7.....	271
Gráfica 5-101: Complementariedad entre el recurso eólico y la hidroelectricidad – escenario 7.....	272
Gráfica 5-102: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 8.....	274
Gráfica 5-103: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 8.....	275
Gráfica 5-104: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 8.....	276
Gráfica 5-105: Evolución del Costo Marginal – escenario 8.....	276
Gráfica 5-106: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 6 y 8.....	277
Gráfica 5-107: Generación hidroeléctrica – escenario 8.....	277
Gráfica 5-108: Generación termoeléctrica – escenario 8.....	278
Gráfica 5-109: Generación eólica – escenario 8.....	278
Gráfica 5-110: Complementariedad entre el recurso eólico y la hidroelectricidad – escenario 8.....	279
Gráfica 5-111: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 8.1.....	281
Gráfica 5-112: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 8.1.....	281
Gráfica 5-113: Evolución de Costo Marginal – Escenario 8.1.....	282
Gráfica 5-114: Comparación del valor esperado del costo marginal de los escenarios 8 y 8.1.....	282
Gráfica 5-115: Enfoque general de la modelación de las Fuentes renovables e intermitentes.....	285
Gráfica 5-116: Metodología de modelación del recurso eólico.....	286
Gráfica 5-117: Tecnologías típicas de aerogeneradores – 2 y 3 MW.....	287
Gráfica 5-118: Metodología de modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido.....	288

Gráfica 5-119: Proyección de la capacidad solar fotovoltaica distribuida en las principales ciudades del país. 289

Gráfica 5-120: Metodología de modelación de la biomasa. 290

Gráfica 5-121: Ejemplo modelación biomasa manteniendo el valor de referencia K de las fuentes de información. 291

Gráfica 5-122: Ejemplo modelación biomasa variando el valor de referencia K en función del crecimiento del cultivo y su energía potencial asociada. 292

Gráfica 5-123: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 9. 293

Gráfica 5-124: Evolución del Costo Marginal – escenario 9. 294

Gráfica 5-125: Comparación valores esperados del costo marginal – escenarios 7 y 9. 295

Gráfica 5-126: Generación renovable no convencional agregada – escenario 9. 296

Gráfica 5-127: Generación solar fotovoltaica agregada – escenario 9. 296

Gráfica 5-128: Generación geotérmica agregada – escenario 9. 297

Gráfica 5-129: Generación eólica Agentes – escenario 9. 297

Gráfica 5-130: Generación eólica base – escenario 9. 298

Gráfica 5-131: Biomasa a partir de la caña – escenario 9. 298

Gráfica 5-132: Biomasa a partir de la palma – escenario 9. 299

Gráfica 5-133: Generación hidroeléctrica agregada – escenario 9. 299

Gráfica 5-134: Generación térmica agregada – escenario 9. 300

Gráfica 5-135: Complementariedad entre el recurso eólica de la Guajira y la hidroenergía – escenario 9. . 300

Gráfica 5-136: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 10. 303

Gráfica 5-137: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 10. 304

Gráfica 5-138: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 10. 304

Gráfica 5-139: Evolución del Costo Marginal – escenario 10.	305
Gráfica 5-140: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 7 y 10.	306
Gráfica 5-141: Generación hidroeléctrica – escenario 10.	306
Gráfica 5-142: Generación termoeléctrica – escenario 10.	307
Gráfica 5-143: Generación renovable – escenario 10.	307
Gráfica 5-144: Complementariedad entre el recurso eólico de la Guajira y la hidroenergía – escenario 10.	308
Gráfica 5-145: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 11.	310
Gráfica 5-146: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 11.	311
Gráfica 5-147: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 11.	312
Gráfica 5-148: Evolución del Costo Marginal – escenario 11.	312
Gráfica 5-149: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 8 y 11.	313
Gráfica 5-150: Generación hidroeléctrica – escenario 11.	314
Gráfica 5-151: Generación termoeléctrica – escenario 11.	314
Gráfica 5-152: Generación renovable – escenario 11.	315
Gráfica 5-153: Complementariedad entre el recurso eólico de la Guajira y la hidroenergía – escenario 11.	316
Gráfica 5-154: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 11.1.	317
Gráfica 5-155: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 11.1.	318
Gráfica 5-156: Evolución de Costo Marginal – Escenario 11.1.	318
Gráfica 5-157: Comparación del valor esperado del costo marginal de los escenarios 11 y 11.1.	319
Gráfica 5-158: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 12.	320
Gráfica 5-159: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 12.	321

Gráfica 5-160: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 12.	321
Gráfica 5-161: Evolución del Costo Marginal – escenario 12.	322
Gráfica 5-162: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 7 y 12.	323
Gráfica 5-163: Generación hidroeléctrica – escenario 12.	324
Gráfica 5-164: Generación termoeléctrica – escenario 12.	324
Gráfica 5-165: Generación eólica – escenario 12.	325
Gráfica 5-166: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 13.	326
Gráfica 5-167: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 13.	327
Gráfica 5-168: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 13.	327
Gráfica 5-169: Evolución del Costo Marginal – escenario 13.	329
Gráfica 5-170: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 8 y 13.	329
Gráfica 5-171: Generación hidroeléctrica – escenario 13.	330
Gráfica 5-172: Generación termoeléctrica – escenario 13.	330
Gráfica 5-173: Generación eólica – escenario 13.	331
Gráfica 5-174: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 14.	333
Gráfica 5-175: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 14.	334
Gráfica 5-176: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 14.	334
Gráfica 5-177: Evolución del Costo Marginal – escenario 14.	335
Gráfica 5-178: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 10 y 14.	335
Gráfica 5-179: Generación hidroeléctrica – escenario 14.	336
Gráfica 5-180: Generación termoeléctrica – escenario 14.	337

Gráfica 5-181: Generación renovable no convencional – escenario 14.	337
Gráfica 5-182: Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.	339
Gráfica 5-183: Interconexión actual Colombia – Ecuador.....	340
Gráfica 5-184: Interconexión futura Colombia – Panamá.....	340
Gráfica 5-185: Proyección de exportaciones de electricidad hacia Ecuador.....	341
Gráfica 5-186: Proyección de importaciones de electricidad desde Ecuador.....	342
Gráfica 5-187: Proyecciones de intercambios netos de electricidad con Ecuador.....	342
Gráfica 5-188: Costo marginal vs. Intercambios netos – Colombia y Ecuador.....	343
Gráfica 5-189: Comparación de ponderado de aportes hídricos mensuales de Colombia y Ecuador.....	344
Gráfica 5-190: Proyección de exportaciones hacia Panamá.....	345
Gráfica 5-191: Proyección de importaciones de electricidad desde Panamá.....	345
Gráfica 5-192: Proyecciones de intercambios netos de electricidad con Panamá.....	346
Gráfica 5-193 Costo marginal vs. Intercambios netos – Colombia y Panamá.....	347
Gráfica 5-194: Comparación de ponderado de aportes hídricos mensuales de Colombia y Centro América.	348
Gráfica 5-195: Proyección de intercambios internacionales de electricidad agregados de Colombia.....	349
Gráfica 5-196: Comparación escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica. Alto y Alto Proure.....	353
Gráfica 5-197: Evolución del Costo Marginal. Escenario 16.....	353
Gráfica 5-198: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 16 y 7.....	354
Gráfica 5-199: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) - Escenario 16.1.....	355
Gráfica 5-200: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 16.1...	355
Gráfica 5-201: Evolución del Valor Esperado del Costo Marginal. Escenario 16.1.....	356

Gráfica 5-202: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 16 y 16.1.	356
Gráfica 5-203: Comparación escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica. Alto Crítico y Alto Crítico Proure.	357
Gráfica 5-204: Evolución del Costo Marginal – Escenario 17.....	358
Gráfica 5-205: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 8 y 17.	358
Gráfica 5-206: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 17.1.	359
Gráfica 5-207: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VEREC) – Escenario 17.1.....	360
Gráfica 5-208: Evolución del Costo Marginal – Escenario 17.1.....	360
Gráfica 5-209: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 17 y 17.1.	361
Gráfica 5-210: Valor Esperado de los Costos Marginales - todas las alternativas.	363
Gráfica 5-211: Valor Esperado de la generación hidroeléctrica – todas las alternativas.	364
Gráfica 5-212: Valor Esperado de la generación termoeléctrica – todas las alternativas.	364
Gráfica 5-213: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 5.	367
Gráfica 5-214 Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 7.....	368
Gráfica 5-215: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 10.	369
Gráfica 5-216: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 16.	370
Gráfica 5-217: Valor esperado de emisiones para los escenarios 5, 7, 10 y 16.....	371
Gráfica 5-218: Valor esperado del factor de emisión para los escenarios 5, 7, 10 y 16.	371
Gráfica 5-219: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 6.	373
Gráfica 5-220: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 8.	374
Gráfica 5-221: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 11.....	375
Gráfica 5-222: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 17.	376
Gráfica 5-223: Valor esperado de emisiones para los escenarios 6, 8, 11 y 17.....	377

Gráfica 5-224: Valor esperado del factor de emisión para los escenarios 6, 8, 11 y 17.	377
Gráfica 5-225: Metodología de cuantificación de beneficios – Restricciones del SIN.....	380
Gráfica 5-226: Valoración de la Confiabilidad Energética R.....	381
Gráfica 5-227: Metodología de formulación y valoración de soluciones convencionales de red, y no convencionales como la generación localizada.	382
Gráfica 5-228: Confiabilidad del SIN para cada escenario simulado.....	384
Gráfica 5-229: Energía que incrementa la Confiabilidad – Cucuana.....	386
Gráfica 5-230: Energía que incrementa la Confiabilidad – Carlos Lleras.....	386
Gráfica 5-231: Energía que incrementa la Confiabilidad – San Miguel.....	387
Gráfica 5-232: Energía que incrementa la Confiabilidad – Termonorte.....	387
Gráfica 5-233: Energía que incrementa la Confiabilidad – Gecelca 3.....	388
Gráfica 5-234: Energía que incrementa la Confiabilidad – Porvenir II.....	388
Gráfica 5-235: Energía que incrementa la Confiabilidad – Tasajero II.....	389
Gráfica 5-236: Energía que incrementa la Confiabilidad – Gecelca 3.2.....	389
Gráfica 5-237: Energía que incrementa la Confiabilidad – El Quimbo.....	390
Gráfica 5-238: Energía que incrementa la Confiabilidad – Sogamoso.....	390
Gráfica 5-239: Energía que incrementa la Confiabilidad – Ituango.....	391
Gráfica 5-240: Función de máxima confiabilidad junto con su energía asociada.....	391
Gráfica 5-241: Diagrama Unifilar área Oriental.....	392
Gráfica 5-242: Alternativas bajo estudio – área Oriental.....	394
Gráfica 5-243: Probabilidad de activación de restricciones para cada alternativa de generación localizada.....	394
Gráfica 5-244: Beneficio / Costo Central hidráulica y expansión convencional de red.....	396

Gráfica 5-245: Beneficio / Costo Central térmica y expansión de red convencional.	396
Gráfica 5-246: Franja donde la planta de generación hidráulica representa un mayor beneficio que la expansión de red convencional.	397
Gráfica 5-247: Franja donde la planta de generación térmica representa un mayor beneficio que la expansión de red convencional.	397
Gráfica 5-248: Ubicación de los proyectos eólicos registrados en la Unidad, y que tienen estudios de conexión radicado en la UPME	399
Gráfica 5-249: Función de probabilidad acumulada, de la variación horaria de potencia de los tres parques eólicos.....	400
Gráfica 5-250: Función de probabilidad acumulada, de la potencia producida en una hora por los tres parques eólicos.	401
Gráfica 5-251: Producción promedio de los tres parques eólicos, para 24 periodos horarios característicos de todos los meses del año 2010.....	402
Gráfica 5-252: Producción promedio de los tres parques eólicos, para 24 periodos horarios característicos del mes de septiembre del año 2010.	403
Gráfica 5-253: Valor Esperado Costo Marginal contemplando o no, 474 MW eólicos en el norte de la Guajira (Escenarios 5 y 7).....	406
Gráfica 5-254: Sensibilidad relación Beneficio / Costo.	408
Gráfica 5-255: Rango de reducción costo marginal, en función del incremento de la capacidad instalada eólica en el norte de la Guajira.....	408
Gráfica 5-256: Desplazamiento de la subestación Colectora 500 kV, respecto a la ubicación de los parques Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal, al igual que Cuestecitas 500 kV.	409
Gráfica 6-1 Esquema general del planeamiento de la transmisión	414
Gráfica 6-2 Digrama general definición proyectos	414
Gráfica 6-3 Ubicación planta Porvenir 2.....	416
Gráfica 6-4 Conexión de la planta Porvenir 2	418
Gráfica 6-5 Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área	433

Gráfica 6-6 Subestación San Carlos 500/230 kV, con salida de circuitos	434
Gráfica 6-7 Posible ubicación bahía en 500 kV.....	435
Gráfica 6-8 Espacio donde eventualmente se podría construir nueva bahía de línea de 500 kV	435
Gráfica 6-9 Comportamiento transitorio de porvenir 2 – Angulo de Rotor y Potencia Activa	437
Gráfica 6-10 Alternativas expansión STN y nuevos puntos de conexión STN/STR.....	445
Gráfica 6-11 Nivel de corto circuito Monofásico.....	453
Gráfica 6-12 Nivel de corto circuito trifásico.....	453
Gráfica 6-13 Alternativas de expansión del STR	458
Gráfica 6-14 Metodología evaluación impacto.....	464
Gráfica 6-15 Metodología de Cálculo de índice de severidad operativo (ISO)	465
Gráfica 6-16 Metodología del cálculo del Índice de Riesgo Configuración (IRCS).....	466
Gráfica 6-17 Grafo de tres vértices y tres arcos.	466
Gráfica 6-18 Descomposición de un sistema de distribución radial en grupos funcionales.	467
Gráfica 6-19 Diagrama de grafos simplificado.	467
Gráfica 6-20 Cambio de índice para cambio de configuración	469
Gráfica 6-21 Alternativas expansión Boyacá.....	472
Gráfica 6-22 Nivel de corto 2017.....	477
Gráfica 6-23 Nivel de corto 2022.....	478
Gráfica 6-24 Expansión STR Boyacá.....	481
Gráfica 6-25 Diagrama Unifilar Guajira Cesar Magdalena.....	485
Gráfica 6-26 Factores de participación	489
Gráfica 6-27 Curva QV Copey 220 kV - 2015.....	490

Gráfica 6-28 Curva QV Copey 220 kV - 2019	490
Gráfica 6-29 Curva QV subestación Valledupar 220 kV - 2015	491
Gráfica 6-30 Curva QV en la subestación Valledupar - 2019	492
Gráfica 6-31 Nivel de corto para subestaciones del área	503
Gráfica 6-32 Ubicación Reconfiguración San Marcos - Virginia en San Marcos - Cartago y Cartago - Virginia 230 kV.....	506
Gráfica 6-33 Diagrama Unifilar Proyecto.....	507
Gráfica 6-34 Indisponibilidad Virginia – Cartago 230 kV y falla Cartago – San Marcos 230 kV.....	515
Gráfica 6-35 Indisponibilidad Cartago – San Marcos 230 kV y falla Cartago – Virginia 230 kV.....	516
Gráfica 6-36 Nivel de corto Monofásico, alternativa iii).....	517
Gráfica 6-37 Nivel de corto trifásico, alterantiva iii).....	518
Gráfica 6-38 Alternativas de Expansión CQR STN y puntos de conexión STN/STR	522
Gráfica 6-39 Nivel de Corto Trifásico 2019	528
Gráfica 6-40 Nivel de Corto Monofásico	529
Gráfica 6-41 Diagrama unifilar sub-área GCM. Infraestructura actual y futura. Color magenta red de 500 kV, verde 220 kV y café 115 kV.....	532
Gráfica 6-42 Diagrama unifilar sub-área GCM. Infraestructura actual, futura y alternativas de refuerzo. Color magenta red de 500 kV, verde 220 kV y café 115 kV	536
Gráfica 6-43 Diagrama unifilar conexión parques eólicos Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal. Color magenta red de 500 kV y café 115 kV.	537
Gráfica 6-44 Respuesta en frecuencia.....	537
Gráfica 6-45 Participación porcentual de cada uno de los componentes de la tabla IX en el costo total de las alternativas de refuerzo.	539
Gráfica 6-46 área Caribe	545
Gráfica 6-47 Área Nordeste.....	556

Gráfica 6-48 área Antioquia.....	560
Gráfica 6-49Área Oriental.....	563
Gráfica 6-50 Área Suroccidental	567
Gráfica 6-51 Impacto tarifario.....	574
Gráfica 6-52. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio.....	576
Gráfica 6-53. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV	578
Gráfica 6-54. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV.....	579
Gráfica 6-55. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV	580
Gráfica 6-56. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV.....	581
Gráfica 6-57. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV.....	582
Gráfica 6-58. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV.....	583
Gráfica 6-59. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV.....	584
Gráfica 6-60. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV.....	585
Gráfica 6-61. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV	586
Gráfica 6-62. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV	587
Gráfica 6-63. Localización general Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará ..	588

Gráfica 6-64. Localización área de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 589

Gráfica 6-65. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 590

Gráfica 6-66. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 591

Gráfica 6-67. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 592

Gráfica 6-68. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 593

Gráfica 6-69. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 594

Gráfica 6-70. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 595

Gráfica 6-71. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 596

Gráfica 6-72. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 597

Gráfica 6-73. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 598

Gráfica 6-74. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 599

Gráfica 6-75. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará 600

Gráfica 6-76. Localización general Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 601

Gráfica 6-77. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 602

Gráfica 6-78. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 603

Gráfica 6-79. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 604

Gráfica 6-80. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 605

Gráfica 6-81. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 606

Gráfica 6-82. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 607

Gráfica 6-83. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 608

Gráfica 6-84. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 610

Gráfica 6-85. Áreas protegidas y ecosistemas estratégicos dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 611

Gráfica 6-86. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 613

Gráfica 6-87. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 614

Gráfica 6-88. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV 615

Gráfica 6-89. Localización general Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 616

Gráfica 6-90. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 617

Gráfica 6-91. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 618

Gráfica 6-92. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 619

Gráfica 6-93. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 620

Gráfica 6-94. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 621

Gráfica 6-95. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 622

Gráfica 6-96. Zonas susceptibles a la inundación – 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 623

Gráfica 6-97. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 624

Gráfica 6-98. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 626

Gráfica 6-99. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 627

Gráfica 6-100. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 628

Gráfica 6-101. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 629

Gráfica 6-102. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 631

Gráfica 6-103. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 632

Gráfica 6-104. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV 633

Gráfica 6-105. Localización general Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 634

Gráfica 6-106. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV..... 635

Gráfica 6-107. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 636

Gráfica 6-108. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 637

Gráfica 6-109. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 638

Gráfica 6-110. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 639

Gráfica 6-111. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 640

Gráfica 6-112. Zonas susceptibles a la inundación – 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 641

Gráfica 6-113. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 642

Gráfica 6-114. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 645

Gráfica 6-115. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 646

Gráfica 6-116. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 648

Gráfica 6-117. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 649

Gráfica 6-118. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 653

Gráfica 6-119. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 655

Gráfica 6-120. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV 656

Gráfica 6-121. Localización general Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 657

Gráfica 6-122. Localización área de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 658

Gráfica 6-123. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 659

Gráfica 6-124. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 660

Gráfica 6-125. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 661

Gráfica 6-126. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 662

Gráfica 6-127. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 663

Gráfica 6-128. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 664

Gráfica 6-129. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 666

Gráfica 6-130. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 667

Gráfica 6-131. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 668

Gráfica 6-132. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV 669

Gráfica 6-133. Localización general Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 670

Gráfica 6-134. Localización área de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 671

Gráfica 6-135. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 672

Gráfica 6-136. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 673

Gráfica 6-137. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 674

Gráfica 6-138. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 675

Gráfica 6-139. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 676

Gráfica 6-140. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 677

Gráfica 6-141. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 679

Gráfica 6-142. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 680

Gráfica 6-143. Reserva de Ley 2da dentro del área de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 681

Gráfica 6-144. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 682

Gráfica 6-145. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 683

Gráfica 6-146. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV 684

Gráfica 7-1 Sistema de información hidrometeorológica del IDEAM 702

Gráfica I-1: Participación por tipo de central 706

Gráfica I-2: Cronograma de expansión del Escenario 5. 714

Gráfica I-3: Cronograma de expansión del Escenario 6	716
Gráfica I-4: Cronograma de expansión del Escenario 7	718
Gráfica I-5: Cronograma de expansión del Escenario 8.	720
Gráfica I-6: Cronograma de expansión del Escenario 9.	723
Gráfica I-7: Cronograma de expansión del Escenario 10.	726
Gráfica I-8: Cronograma de expansión del Escenario 11.	729
Gráfica I-9: Cronograma de expansión del Escenario 12.	731
Gráfica I-10: Cronograma de expansión del Escenario 13.	733
Gráfica I-11: Cronograma de expansión del Escenario 14.	736
Gráfica I-12: Cronograma de expansión del Escenario 16.1.	738
Gráfica I-13: Cronograma de expansión del Escenario 17.1.	740
Gráfica I-14: Capacidad instalada de plantas menores en el sistema eléctrico colombiano [MW].	741

Tablas

Tabla 2-1: Proyección de demanda de energía eléctrica para GCE y Panamá	99
Tabla 2-2: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE ni Panamá (Anual)	99
Tabla 2-3: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE y Panamá (Anual)	100
Tabla 2-4: Proyección de demanda de potencia máxima para GCE y Panamá.....	103
Tabla 2-5: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE ni Panamá (Anual).....	103
Tabla 2-6: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE y Panamá (Anual)	104
Tabla 2-7: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE (Mensual)	106
Tabla 2-8: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE (Mensual).....	106

Tabla 2-9: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE (Mensual)	108
Tabla 2-10: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE (Mensual)	109
Tabla 2-11: Agrupación por regiones	111
Tabla 2-12: Participación media por UCP respecto a la demanda nacional de EE (Por Región)	112
Tabla 2-13: Participación media por UCP respecto a la demanda nacional de EE (Por UCP Original).....	114
Tabla 2-14: Participación media por UCP respecto a la demanda nacional de EE (Por UCP desagregado)	116
Tabla 2-15: Proyección del Escenario Medio de la Demanda Regional de EE	116
Tabla 3-1: Capacidad Efectiva Neta Promedio por Tecnología.	121
Tabla 3-2: Consumo de combustibles en el SIN.	124
Tabla 3-3: Intercambio Internacional de electricidad (GWh- mes).....	126
Tabla 4-1 Capacidad efectiva de generación del SIN.....	139
Tabla 4-2 Fuentes de generación por planta	140
Tabla 5-1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.	171
Tabla 5-2: Variación máxima permitida de los parámetros estadísticos en relación a la información histórica.	175
Tabla 5-3: Ejemplo Matriz de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP del SDDP.	176
Tabla 5-4: Escenarios considerados.	179
Tabla 5-5: Escenarios de Corto Plazo.....	190
Tabla 5-6: Proyectos considerados que están en construcción y tienen compromisos de Energía en Firme – OEF.	191
Tabla 5-7: Atrasos considerados en los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme.	221
Tabla 5-8: Escenarios considerados teniendo en cuenta la expansión de plantas menores.	228
Tabla 5-9: Resultados Microcuencas.	246

Tabla 5-10: Macrocuena Magdalena-Cauca	246
Tabla 5-11: Macrocuena Caribe	247
Tabla 5-12: Macrocuena Pacífico	247
Tabla 5-13: Macrocuena Orinoquía	247
Tabla 5-14: Macrocuena Amazonía	248
Tabla 5-15: Resumen de la Potencia de las Macrocuencas	248
Tabla 5-16: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (I)	250
Tabla 5-17: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (II)	251
Tabla 5-18: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (III)	252
Tabla 5-19: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (IV)	252
Tabla 5-20: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (V)	253
Tabla 5-21: Nueva capacidad renovable – escenario 9	292
Tabla 5-22: Nueva capacidad renovable – escenarios 10 y 11	302
Tabla 5-23: Potencia ahorrada por implementación de programas de eficiencia energética (2018)	352
Tabla 5-24: Resumen de resultados (I)	362
Tabla 5-25: Resumen de resultados (II)	362
Tabla 5-26: Resumen de resultados (III)	363
Tabla 5-27: Resumen de resultados (IV)	363
Tabla 5-28: Factores de emisión de combustibles utilizados para la generación de electricidad	365
Tabla 5-29: Escenarios considerados para cuantificar la confiabilidad energética del SIN.	383
Tabla 5-30: Beneficios y Costos de cada Alternativa	395
Tabla 5-31: Relación B/C para cada una de las alternativas de refuerzo, bajo dos enfoques	407

Tabla 6-1 Escenarios Operativos	417
Tabla 6-2 Desempeño del sistema sin proyecto	418
Tabla 6-3 Desempeño de la alternativa i.....	422
Tabla 6-4 Desempeño alternativa ii)	425
Tabla 6-5 Desempeño alternativa iii).....	428
Tabla 6-6 Desempeño del sistema en mínima demanda 2018 – Antes entrada red 500 kV.	431
Tabla 6-7 Desempeño del sistema en mínima demanda 2018 – Después entrada red 500 kV.	431
Tabla 6-8 Desempeño del sistema 2016.....	438
Tabla 6-9 Desempeño del sistema para 2019	440
Tabla 6-10 Obras de expansión presentadas por ESSA	442
Tabla 6-11 Obras STR complementarias al STN.....	446
Tabla 6-12 Comportamiento del sistema sin expansiones	446
Tabla 6-13 Comportamiento del sistema con la Alternativa i.....	448
Tabla 6-14 Desempeño del sistema alternativa ii)	450
Tabla 6-15 Evaluación Económica Santander	456
Tabla 6-16 Obras del STR solicitadas ESSA.....	457
Tabla 6-17 Obras de Expansión propuestas por la UPME a nivel deSTR	457
Tabla 6-18 Obras complementarias en el Sistema de Distribución Local - SDL	459
Tabla 6-19 Obras de expansión presentadas por EBSA	470
Tabla 6-20 Desempeño del sistema sin proyecto	473
Tabla 6-21 Desempeño del sistema alterantiva i).....	474
Tabla 6-22 Desempeño del sistema alternativa ii)	476

Tabla 6-23 Evaluación económica expansión Boyacá (San Antonio)	479
Tabla 6-24 Cargas a conectar en Guajira Cesar Magdalena.....	484
Tabla 6-25 Escenarios Operativos	486
Tabla 6-26 Alternativas Expansión.....	486
Tabla 6-27 Desempeño del sistema sin proyectos de expansión.....	487
Tabla 6-28 Desempeño del sistema alternativa 1 (compensando en Copey 220 kV).....	492
Tabla 6-29 Desempeño del sistema alternativa 2 (compensando en Valledupar 220 kV).....	493
Tabla 6-30 Desempeño del sistema sin proyecto de expansión (solo compensación en Valledupar).....	496
Tabla 6-31 Desempeño del sistema con alternativa 1 (segundo circuito Fundación - Copey 220 kV) - 2019	498
Tabla 6-32 Desempeño del sistema alternativa 2 (segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas 2018).....	500
Tabla 6-33 Desempeño del sistema alternativa 2 (segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas 2022).....	501
Tabla 6-34 Desempeño del sistema ante sensibilidad demanda mínima 2015.....	502
Tabla 6-35 Sensibilidad exportaciones a Venezuela	502
Tabla 6-36 Evaluación económica Guajira Cesar Magdalena	504
Tabla 6-37 Desempeño del sistema sin proyecto	507
Tabla 6-38 Desempeño alterantiva i)	509
Tabla 6-39 Desempeño alternativa ii).....	511
Tabla 6-40 Desempeño alternativa iii).....	512
Tabla 6-41 Desempeño de las alternativas ante indisponibilidades, caso 1	515
Tabla 6-42 Desempeño de las alternativas ante indisponibildiaes Caso 2.....	516

Tabla 6-43 Evaluación Económica Reconfiguración Enlace San Marcos - Virginia 230 kV en San Marcos Cartago 230 kV y Cartago - Virginia 230 kV	519
Tabla 6-44 Obras Presentados por el OR CHEC.....	520
Tabla 6-45 Comportamiento del sistema sin expansiones	522
Tabla 6-46 Desempeño del Sistema alternativa i	524
Tabla 6-47 Desempeño del Sistema Alternativa ii	526
Tabla 6-48 Evaluación económica CQR	528
Tabla 6-49 Expansión definida por los planes de expansión 2013 – 2027 y 2014 – 2028, relacionada con la sub-área GCM.	531
Tabla 6-50 Escenarios críticos considerados.....	532
Tabla 6-51 Comportamiento del sistema considerando 474 MW. límite máximo de incorporación de nueva capacidad instalada.....	533
Tabla 6-52 Comportamiento del sistema considerando la alternativa 1 de refuerzo y 474 MW. límite máximo de incorporación de potencia.	534
Tabla 6-53 Comportamiento del sistema considerando la alternativa 2 de refuerzo y 474 MW. límite máximo de incorporación de potencia.	535
Tabla 6-54 Valor presente de los costos asociados a la conexión de 474 MW eólicos.	538
Tabla 6-55 Bahías de transformadores de conexión al STN por ampliación.....	540
Tabla 6-56 Desempeño del sistema en Atlantico.....	546
Tabla 6-57 Desempeño del sistema en Bolivar.....	550
Tabla 6-58 Desempeño del sistema en Chinú	551
Tabla 6-59 Desempeño del sistema en Cerromatoso.....	553
Tabla 6-60 Desempeño del sistema en Guajira Cesar Magdalena	554
Tabla 6-61 Desempeño del sistema en Norte de Santander	557
Tabla 6-62 Desempeño del sistema en Antioquia	561

Tabla 6-63 Desempeño del sistema en Chocó	562
Tabla 6-64 Desempeño del sistema en Bogotá	564
Tabla 6-65 Desempeño del sistema en Meta.....	565
Tabla 6-66 Desempeño del sistema en Valle.....	568
Tabla 6-67 Desempeño del sistema en Cauca - Nariño	569
Tabla 6-68 Desempeño del sistema en Tolima - Huila - Caquetá	571
Tabla 6-69. Localización área de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV	577
Tabla 6-70. Localización área de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará	589
Tabla 6-71. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará.....	595
Tabla 6-72. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV.....	602
Tabla 6-73. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV.....	609
Tabla 6-74. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV	612
Tabla 6-75. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV.....	612
Tabla 6-76. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV.....	613
Tabla 6-77. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV.....	617
Tabla 6-78. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV	625

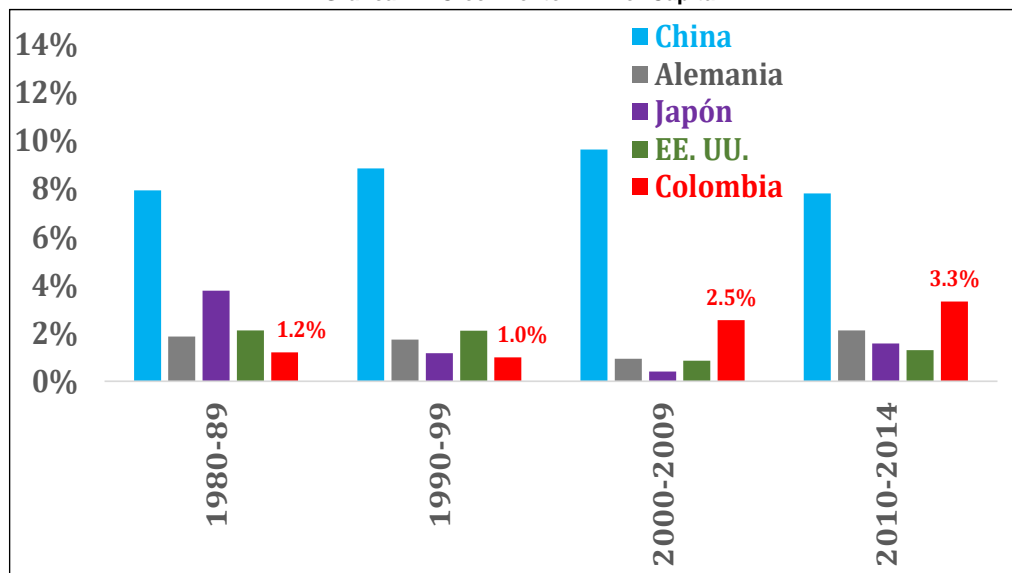
Tabla 6-79. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV	628
Tabla 6-80. Ecosistemas estratégicos dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV	629
Tabla 6-81. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV	630
Tabla 6-82. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV	630
Tabla 6-83. Localización área de estudio preliminar Proyecto Copey – Cuestecitas 500 kV.....	635
Tabla 6-84. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV	643
Tabla 6-85. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas.....	647
Tabla 6-86. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV	647
Tabla 6-87. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV.....	650
Tabla 6-88. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV.....	654
Tabla 6-89. Cobertura vegetal, biomas, ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV	665
Tabla 6-90. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV.....	678
Tabla 6-91. Áreas protegidas y especiales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV.....	681
Tabla 7-1 Nivel de Vulnerabilidad	699
Tabla I-1: Capacidad instalada por tipo de central [MW]	705
Tabla I-2: Centrales hidroeléctricas del sistema eléctrico colombiano	707

Tabla I-3: Centrales térmicas a gas del sistema eléctrico colombiano	708
Tabla I-4: Centrales térmicas a carbón del sistema eléctrico colombiano	709
Tabla I-5: Plantas de cogeneración del sistema eléctrico colombiano	710
Tabla I-6: Plantas menores del sistema eléctrico colombiano	710
Tabla I-7: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 5.....	713
Tabla I-8: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 6.....	715
Tabla I-9: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 7.....	717
Tabla I-10: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 8.....	719
Tabla I-11: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 9.....	721
Tabla I-12: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 10.....	724
Tabla I-13: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 11.....	727
Tabla I-14: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 12.....	730
Tabla I-15: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 13.....	732
Tabla I-16: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 14.....	734
Tabla I-17: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 16.1.....	736
Tabla I-18: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 17.1.....	738

1 ENTORNO MACROECONÓMICO INTERNACIONAL Y LA ECONOMÍA COLOMBIANA

La economía mundial durante la primera década y media del siglo XXI, ha estado liderada por las economías emergentes, contrario a la experiencia del siglo XX (Gráfica 1-1). Alemania, Estados Unidos (EE. UU.) y Japón, las tres principales economías industrializadas, no han conseguido crecer su ingreso por habitante por encima del 2.5% por año durante las primeras dos décadas, lo cual pone en evidencia el impacto negativo de la crisis financiera de 2007 – 2009; en el caso de Europa, su bajo desempeño económico actual revela el efecto del envejecimiento de su población, que sumado a los altos costos laborales y la alta carga fiscal para sostener su Estado de Bienestar, han restringido su avance en productividad, limitando así el producto potencial de su economía. Sin embargo, “el boom” de las economías emergentes según su desempeño en los últimos dos años parece estar por concluir. El ingreso per cápita de China que creció al 9.6% durante la primera década del siglo XXI, lo hace actualmente al 6.7%; por su parte, India que llegó en 2007 a crecer su ingreso por habitante en 8.3%, en 2013 lo hizo sólo al 3.7%.

Gráfica 1-1 Crecimiento PIB Per Cápita



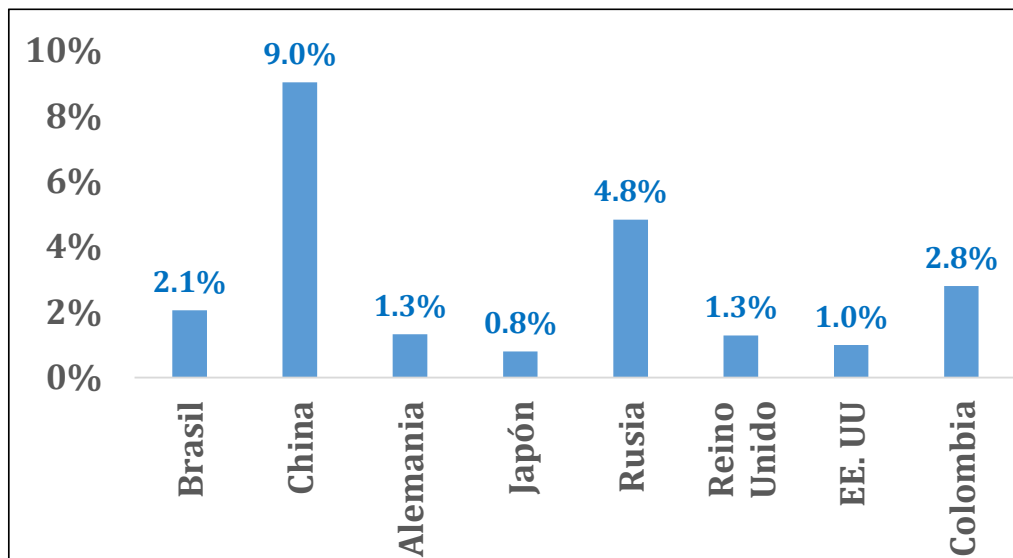
Fuente de datos: World Bank – Datastream – Wood Mackenzie

Fuente de gráfica: UPME

Esta desaceleración no responde a factores coyunturales originados por deterioro en los fundamentales macro; de hecho, las economías emergentes son hoy más sólidas en los aspectos fiscal y financiero, y generan ya más del 60% del PIB mundial.

La reducción de la dinámica de crecimiento de los países emergentes responde fundamentalmente a dos aspectos: a) un aumento de la percepción de riesgo por la disminución del precio de materias primas (que conduce al deterioro de los términos de intercambio de países emergentes y el mejoramiento de la posición competitiva de los países industrializados; b) la recomposición de los flujos de inversión extranjera, tanto directa como de portafolio, por parte de fondos de inversión

Gráfica 1-2 Crecimiento PIB Per Cápita 2000 – 2014



Fuente de datos: World Bank – Datastream – Wood Mackenzie
 Fuente de gráfica: UPME

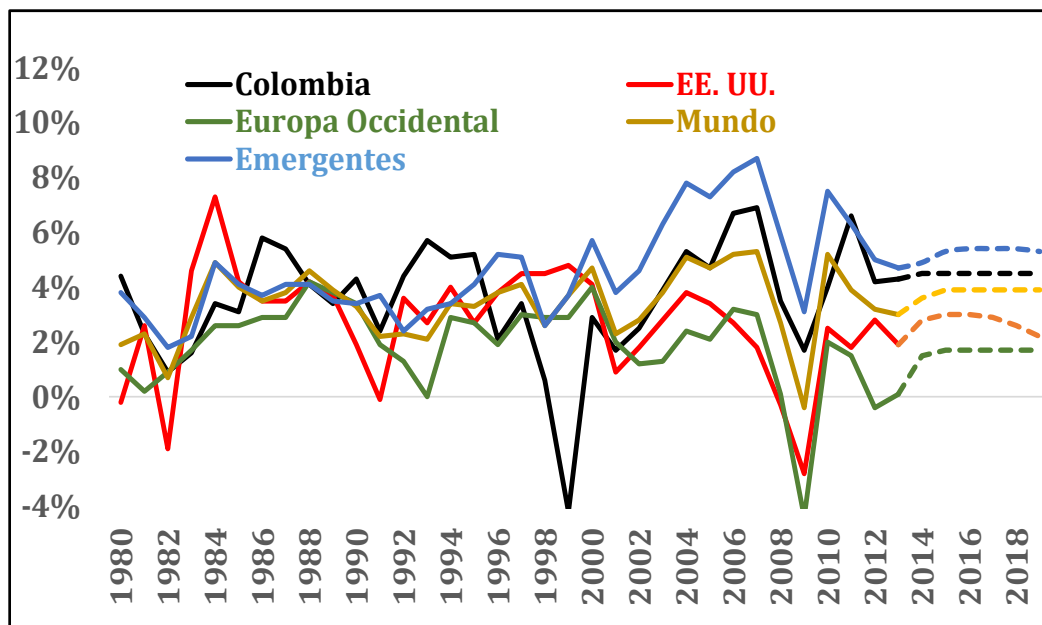
Parte de éstos flujos de inversión que alimentaron la demanda interna de las economías emergentes en los últimos 7 años, salieron de EE. UU. y Europa al momento de la crisis financiera de 2007 – 2009, y ahora están retornando a los países industrializados de origen, principalmente EE. UU, lo cual ha generado mayor demanda de dólares y salida de divisas, teniendo por consecuencia, la apreciación del dólar en los mercados de divisas. En un entorno macroeconómico volátil, Colombia ha conseguido casi triplicar su ingreso per cápita en los últimos 30 años. Gracias a la implementación de reformas estructurales que han estimulado su competitividad, otorgando solvencia a su sistema financiero, y procurando la sostenibilidad de sus finanzas públicas, Colombia es hoy la economía latinoamericana que más crece, y es en la actualidad, una de las economías emergentes mundiales de mejor desempeño (Gráfica 1-2). No obstante, los retos de Colombia a futuro son enormes: su proceso de inclusión a la Organización para la Cooperación y Desarrollo (OCDE), la necesidad de profundizar la apertura de su economía, avanzar en la calificación de su mano de obra, y reducir sus niveles de pobreza extrema y de población bajo el umbral de pobreza, obligan a que Colombia incluso deba acelerar su crecimiento, como lo ha venido haciendo en la última década, aún a pesar de haber enfrentado entre 1998 y 1999 la peor recesión en un siglo, y no obstante mantener un conflicto armado por alrededor de siete décadas que ha condicionado la ejecución del gasto público y la inversión privada.

A continuación se describe, el actual entorno macroeconómico internacional, la forma como la economía colombiana se ha desempeñado recientemente y comparativamente frente a su comportamiento histórico, a fin de comprender el condicionamiento que el impacto de la macroeconomía, tanto nacional como internacional, tiene sobre el sistema eléctrico nacional.

1.1 El Crecimiento Económico en los Países Industrializados. Análisis Comparativo con Países Emergentes y Colombia

En los últimos 35 años se han presentado tres recesiones mundiales de consideración: 1980 – 1982 (crisis por inflación y desempleo, y endeudamiento externo en el caso de Latinoamérica), 1997 – 1999 (crisis asiática) y 2007 – 2009 (crisis financiera). Aunque las tres crisis en mención, han obedecido a causas distintas, coinciden en haber afectado la trayectoria de crecimiento de largo plazo en países desarrollados, reduciendo su crecimiento potencial; y que en el caso de las economías emergentes, éstas se han hecho más fuertes a choques externos, dado que fueron las que más rápidamente recobraron su senda de crecimiento en la última crisis al término de la década anterior (Gráfica 1-3). EE. UU que sufrió una profunda recesión a raíz de la crisis financiera de 2007 – 2009, ha conseguido recuperarse, mostrando crecimientos alrededor del 2%, aunque aún distantes de su crecimiento potencial (3% – 4%).

Gráfica 1-3 Crecimiento Económico Observado y Proyectado Comparativo Colombia Vs Resto del Mundo

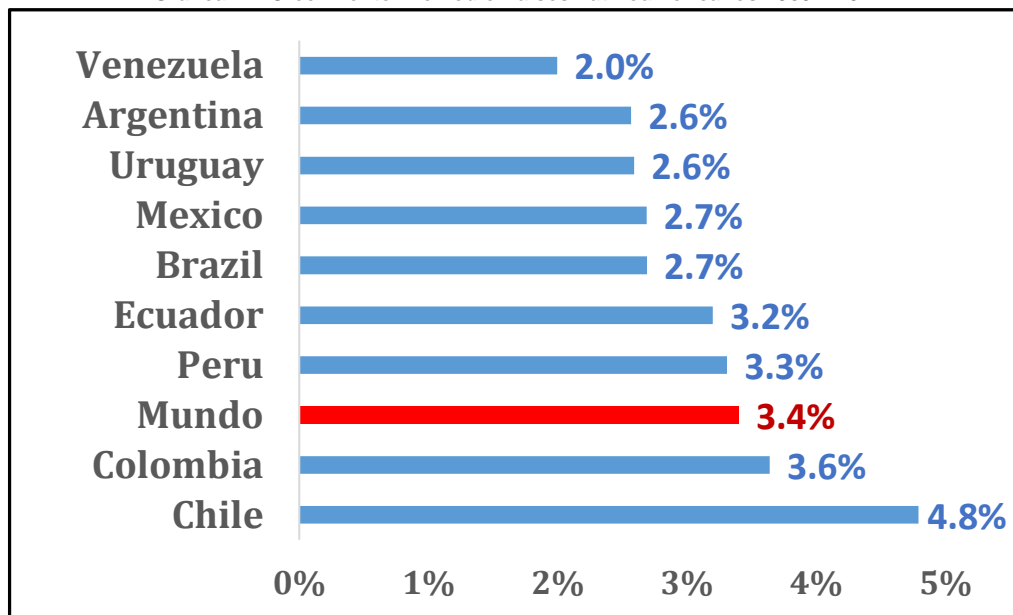


Fuente de datos: World Economic Outlook – FMI
 Fuente de gráfica: UPME

Europa Occidental es la región a la que más le ha costado superar la crisis; la magnitud de su recesión fue mayor a la de EE.UU, y apenas consigue actualmente crecer al 1% anual en promedio, sin mostrar signos que evidencien pueda incluso crecer por encima del 2% en los próximos 5 años. En el caso de los países emergentes, la afectación por la crisis financiera de 2007 – 2009 fue menor, y aunque se ha desacelerado respecto al crecimiento que llevaba hasta 2006, su proyección de crecimiento en los próximos 5 años se ubica en el 5.2%, siendo entonces el grupo de economías con mejor previsión de crecimiento a mediano plazo.

Colombia, que completa 15 años consecutivos de crecimiento desde 2000, y en línea con la dinámica de los emergentes, prevé crecer a una tasa promedio del 4.5% hasta 2019, cifra que se ubica en el límite inferior de su crecimiento potencial (4.5% – 5%). En un contexto regional y examinando los últimos 30 años, la economía colombiana es la segunda de mejor desempeño (después de Chile) creciendo en promedio 3.6%, 20 Pp por encima del promedio mundial y superando a México y Brasil, las dos economías de mayor tamaño de la región (Gráfica 1-4).

Gráfica 1-4 Crecimiento Promedio Países Latinoamericanos 1980 – 2014



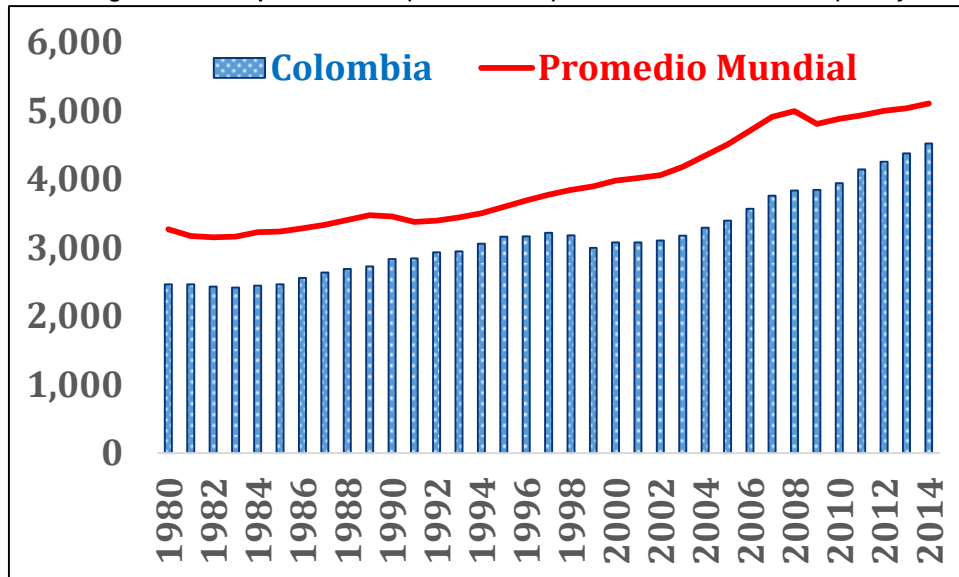
Fuente de datos: World Economic Outlook – FMI

Fuente de gráfica: UPME

El logro más relevante de Colombia en cuanto a su dinámica de crecimiento es duplicar en precios constantes (dólares 2005) su ingreso per cápita (Gráfica 1-5), siendo inferior en 11% al promedio mundial (excluyendo los países del G20). El nivel actual de ingreso per cápita de Colombia, US 4,519 MM (Dólares de 2005), equivalente a USD 8292 dólares de hoy, lo ubica en el grupo de países con ingreso medio alto, aspecto que resalta el ascenso que por su desempeño macro ha alcanzado la economía nacional.

La meta del Plan de Desarrollo “Todos por un nuevo país: Paz, Equidad, Desarrollo 2014 – 2018” es subir el ingreso per cápita a USD 11000 dólares, para lo cual será necesario que el país crezca por encima del 5%, acompañado de estabilidad del tipo de cambio, como aconteció entre 2004 y 2014. Las previsiones de crecimiento a largo plazo (horizonte de 20 años), indican que Estados Unidos retornaría a su crecimiento potencial, alrededor del 3%, mientras las economías de Japón y Alemania crecerían 0.8% y 1.1% respectivamente. Sin embargo, el aspecto más inquietante es la significativa desaceleración que tendría la economía de China, la cual disminuiría su tasa de crecimiento del 9.7% que tuvo en los últimos 10 años, al 6.9% en promedio, entre 2014 y 2034 (Gráfica 1-6). Esta desaceleración de China implicaría una reducción en las previsiones de crecimiento de su demanda por importación de materias primas, aspecto que afectaría a economías emergentes intensivas en agricultura y minería, y condicionaría la sostenibilidad de un crecimiento mundial por encima del 5% anual.

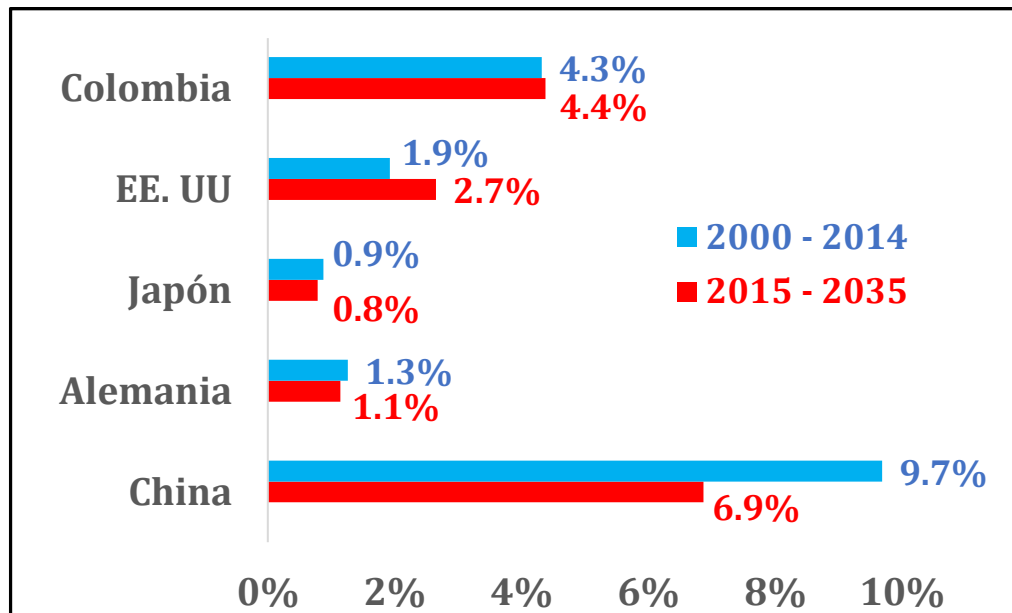
Gráfica 1-5 Ingreso Per – Cápita Colombia (USD MM 2005) Versus Promedio Mundial (Excluyendo G20)



Fuente de datos: World Economic Outlook – FMI

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-6 Crecimiento Observado Vs Previsiones
 Colombia Vs Principales Economías



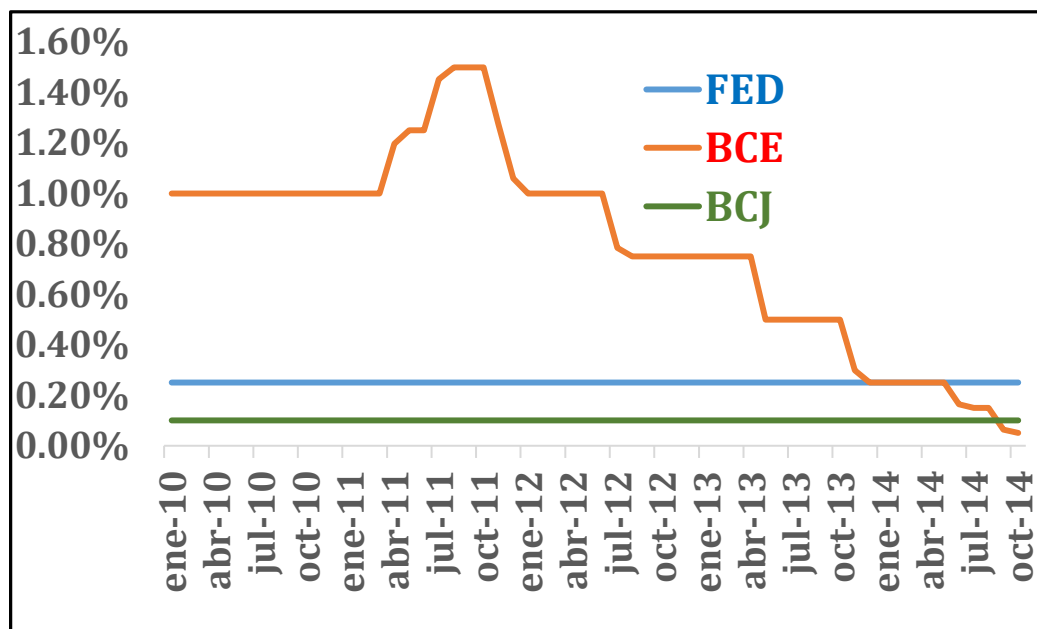
Fuente de datos: World Economic Outlook – FMI

Fuente de gráfica: UPME

1.2 Ajustes Macro en Estados Unidos: Fortalecimiento del Dólar, Normalización de Política Monetaria y Riesgo País

Luego de la crisis financiera, la Reserva Federal de EE.UU (FED) implementó una política monetaria no convencional **“Quantitative easing” (QE)** que consistió en fuertes inyecciones de liquidez, con una de tasa de interés mínima en un rango 0% - 0.25%, acompañada de la compra de bonos basura y de poca liquidez a entidades financieras que los tenían en su portafolio, en su mayoría provenientes de operaciones de titularizaciones de crédito previas a la crisis financiera de 2007 – 2009. Esta política fue seguida por los bancos centrales de las demás potencias económicas (Banco Central de Inglaterra, Banco Central Europeo – BCE y Banco Central del Japón – BCJ) con el propósito de estimular el crédito, y por ésta vía el consumo y la inversión, para maximizar la recuperación de éstas economías después de la última crisis (Gráfica 1-7).

Gráfica 1-7 Crecimiento Observado Vs Previsiones
 Colombia Vs Principales Economías



Fuente de datos: Data Stream – Banco Central de Chile

Fuente de gráfica: UPME

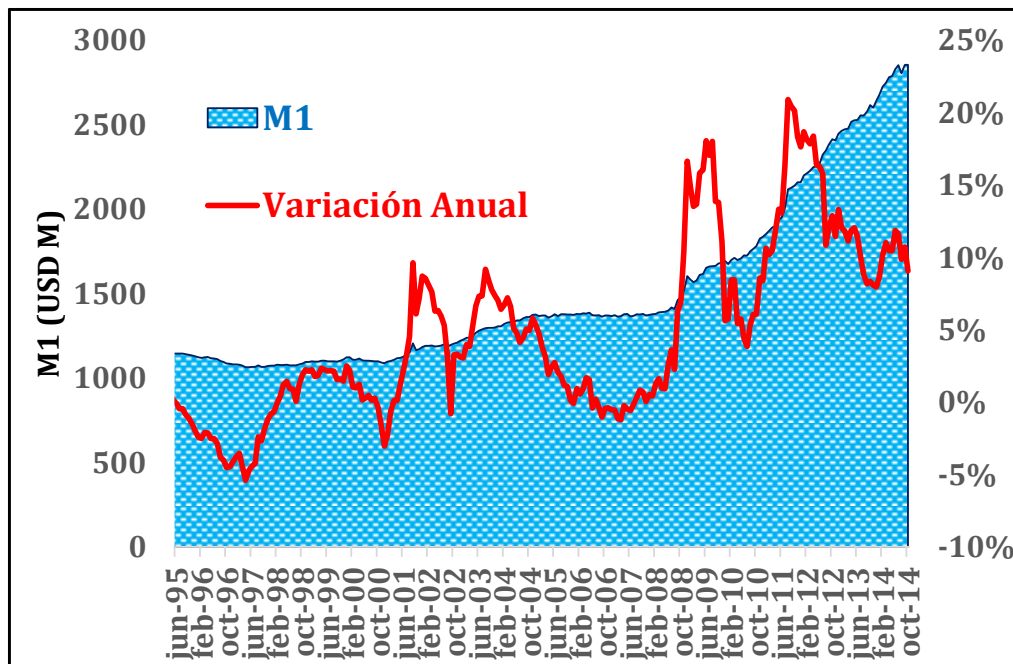
Como consecuencia de los estímulos monetarios de la FED, la economía de EE. UU consiguió salir de la recesión antes que Japón y la Unión Europea (remitirse a la En los últimos 35 años se han presentado tres recesiones mundiales de consideración: 1980 – 1982 (crisis por inflación y desempleo, y endeudamiento externo en el caso de Latinoamérica), 1997 – 1999 (crisis asiática) y 2007 – 2009 (crisis financiera). Aunque las tres crisis en mención, han obedecido a causas distintas, coinciden en haber afectado la trayectoria de crecimiento de largo plazo en países desarrollados, reduciendo su crecimiento potencial; y que en el caso de las economías emergentes, éstas se han hecho más fuertes a choques externos, dado que fueron las que más rápidamente recobraron su senda de crecimiento en la última crisis al término de la década anterior (Gráfica 1-3). EE. UU que sufrió una profunda recesión a raíz de la crisis financiera de 2007 – 2009, ha conseguido recuperarse, mostrando crecimientos alrededor del 2%, aunque aún distantes de su crecimiento potencial (3% – 4%).

Gráfica 1-3) sin generar presiones inflacionarias, consiguiendo a la vez una reducción del desempleo, que en 2009 alcanzaba el 9.1%, al 5.9% al finalizar el tercer trimestre de 2014.

Los satisfactorios resultados del QE y el temor porque se pudiera estimular una burbuja en el precio de activos durables, por el bajo costo del dinero, llevó en Julio de 2013 al entonces Presidente de la Reserva Federal Ben Bernanke, al anuncio de las políticas del QE, aspecto que implicaría una reducción de los niveles de liquidez, y a nivel mundial, la reducción del endeudamiento en dólares, ante una previsible alza en

las tasas de interés en el sector financiero norteamericano. El impacto del anuncio de Bernanke se evidenció en la moderación del crecimiento de la oferta monetaria (M1) en EE. UU. (Gráfica 1-8). Aunque las tasas de interés para suministro de liquidez se mantienen en el rango 0% -0.25%, la actual presidenta de la FED, Janeth Yellen, ha reconocido que si la economía de EE. UU sigue fortaleciéndose, el aumento en las tasas deberá ocurrir a mediano plazo a fin de cumplir con la meta de inflación de EE. UU a largo plazo (2% según la FED).

**Gráfica 1-8 Crecimiento Observado Vs Previsiones
 Colombia Vs Principales Economías**



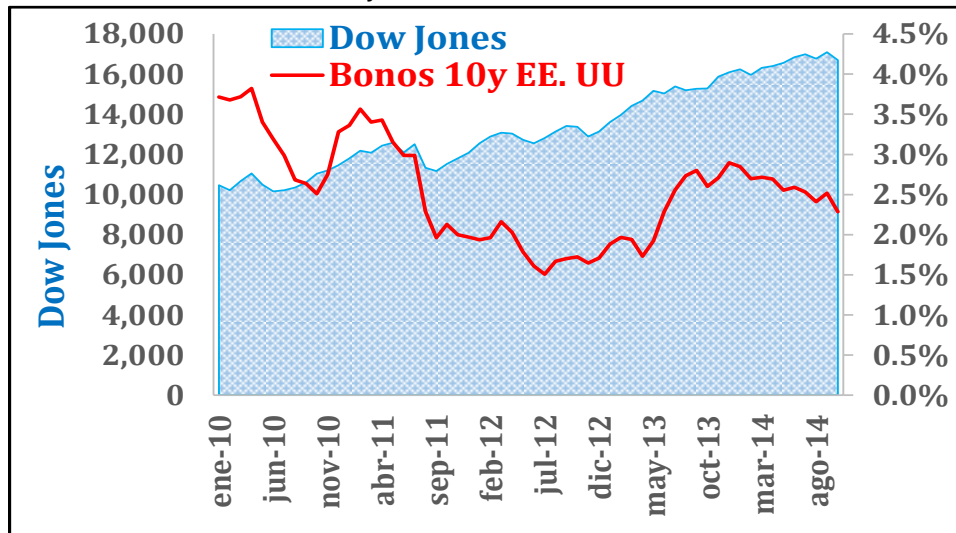
Fuente de datos: Federal Reserve

Fuente de gráfica: UPME

El temor por el fin del QE, la recuperación de EE. UU y el estancamiento del crecimiento europeo trajeron consigo una nueva dinámica en los flujos de capital. En los mercados se comenzó a dar una fuerte rotación de activos de renta fija y variable, aumentando la demanda por dólares y redireccionándose flujos de inversión extranjera directa y de portafolio en países emergentes, provenientes de países desarrollados. En consecuencia, índices bursátiles americanos de referencia (Dow Jones, Nasdaq) han tenido una fuerte tendencia al alza, y la mayor demanda de bonos del tesoro ha reducido su tasa de negociación aumentando su valor de mercado (Gráfica 1-9). Así mismo, la contraparte de la valorización del dólar, ha sido una depreciación generalizada del resto de monedas frente al dólar, el repunte del riesgo país y un menor crecimiento de los flujos de inversión extranjera (Gráfica 1-10, Gráfica 1-11). Aunque los partidos políticos de

oposición a los Gobiernos actuales de los países Emergentes, han querido responsabilizar a deficiencias en el manejo fiscal y la coordinación entre Hacienda Pública y Banca Central, los indicadores macro revelan claramente que se asiste a un cambio de ciclo económico (lo que es normal cada 10 – 12 años) que pasa de ser liderado por los emergentes (2003 – 2014) a ser nuevamente impulsado por la economía de EE. UU

Gráfica 1-9 Dow Jones y Tasas a 10 años de Bonos Tesoro Americano

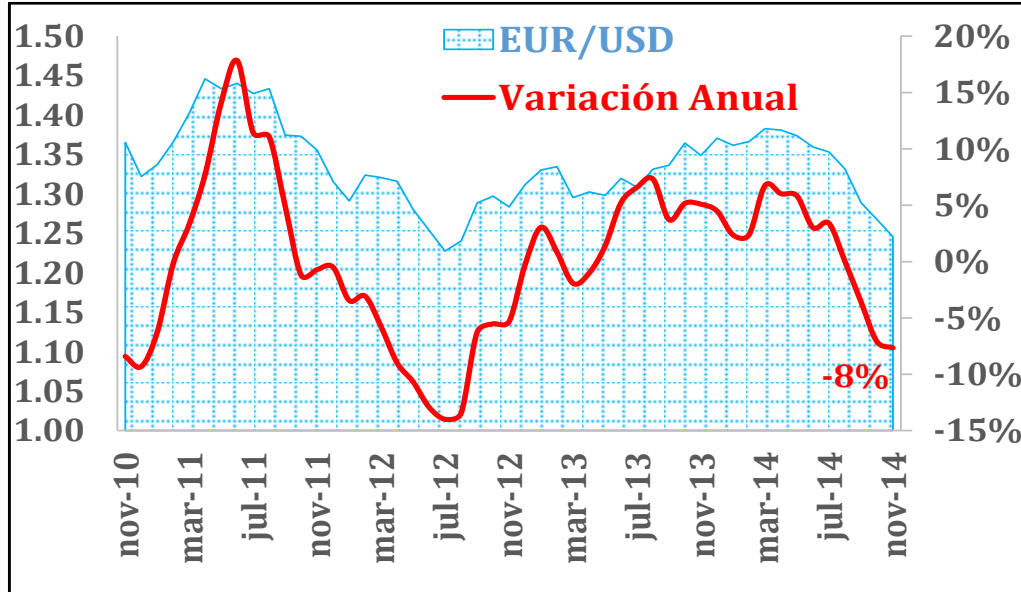


Fuente de datos: Federal Reserve

Fuente de gráfica: UPME

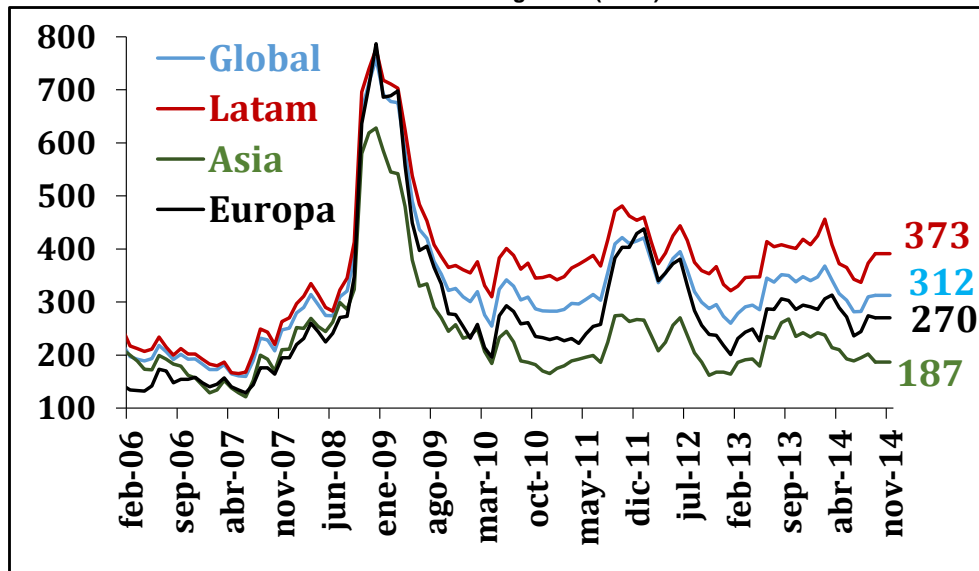
La depreciación del Euro con respecto al dólar en 8% durante el último año, y la apreciación de los bonos del tesoro americano han llevado a que se produzca un efecto *“flight quality”* y haya una venta de activos de países emergentes, incluyendo opciones y futuros sobre materias primas, siendo este uno de los causantes de la caída durante 2014, en los precios del petróleo y el carbón. Además, si se examina la composición del Producto Interno Bruto (PIB) Mundial, es evidente que EE.UU, sigue siendo por amplio margen, la economía que más impacta el crecimiento económico (Gráfica 1-12), por tanto no puede considerarse sorprendentes los ajustes macro que se han descrito (mayor preferencia por activos norteamericanos frente a expectativas de mayor crecimiento en 2016 – 2018) y que han fortalecido el dólar. De hecho, el dólar en una canasta de inversiones es considerado un sustituto de las materias primas; por tanto, el fortalecimiento del dólar que tímidamente se venía dando desde 2013 y que solo se frenó en Colombia por el anuncio del Banco JP Morgan de aumentar la participación de bonos soberanos de Colombia en su índice de referencia de portafolios de inversión, es el factor que principalmente explica la desaceleración observada en las materias primas, lo que a su vez está desacelerando el crecimiento observado y las expectativas de crecimiento en las economías emergentes (la mayoría, exportadora de materias primas como petróleo, gas natural, carbón, cobre y oro).

Gráfica 1-10 Euro Vs Dólar



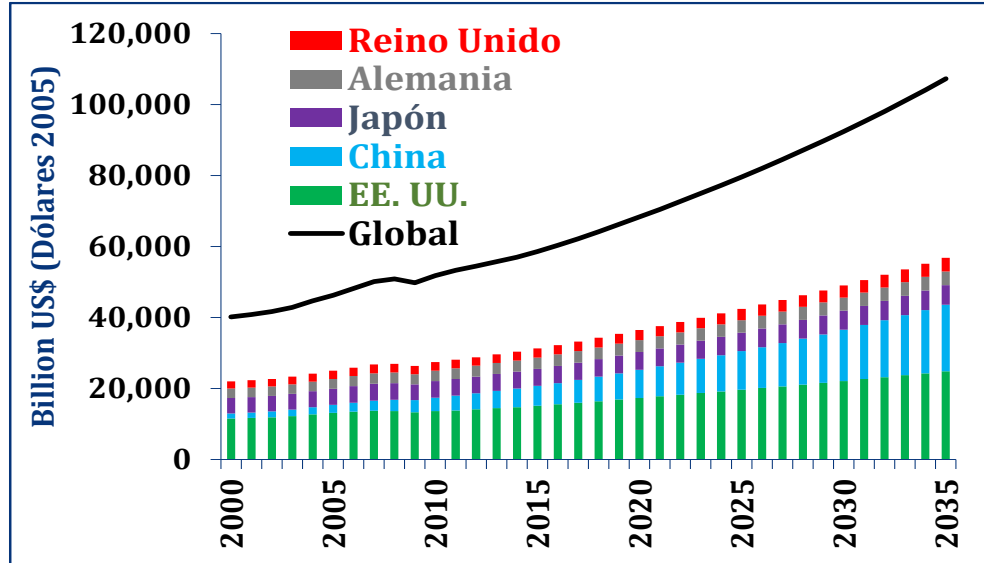
Fuente de datos: Federal Reserve
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-11 Riesgo País (Embi)



Fuente de datos: Bloomberg - Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-12 Composición del PIB Mundial

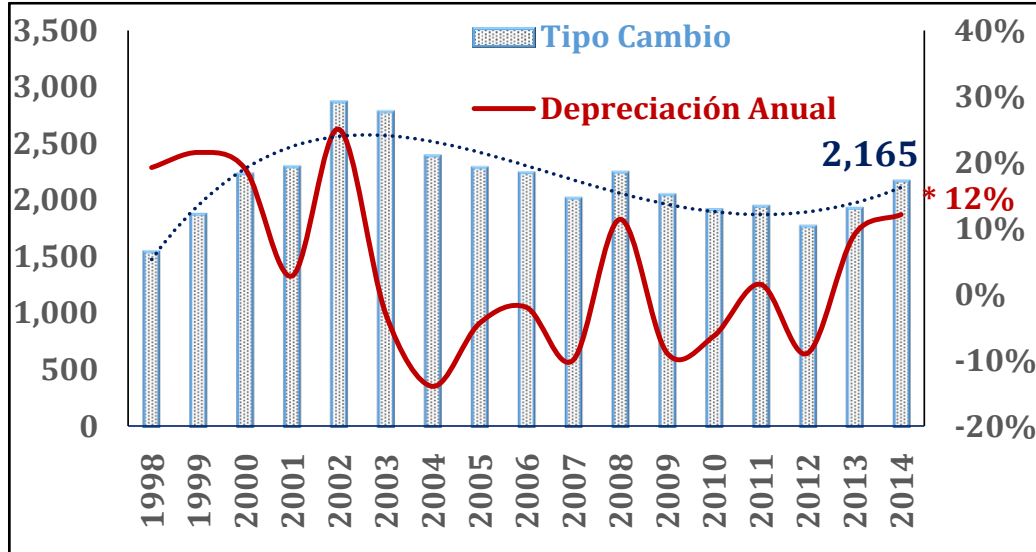


Fuente de datos: Bloomberg – Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

1.3 Impacto de los Choques Macroeconómicos Externos Sobre la Economía Colombiana

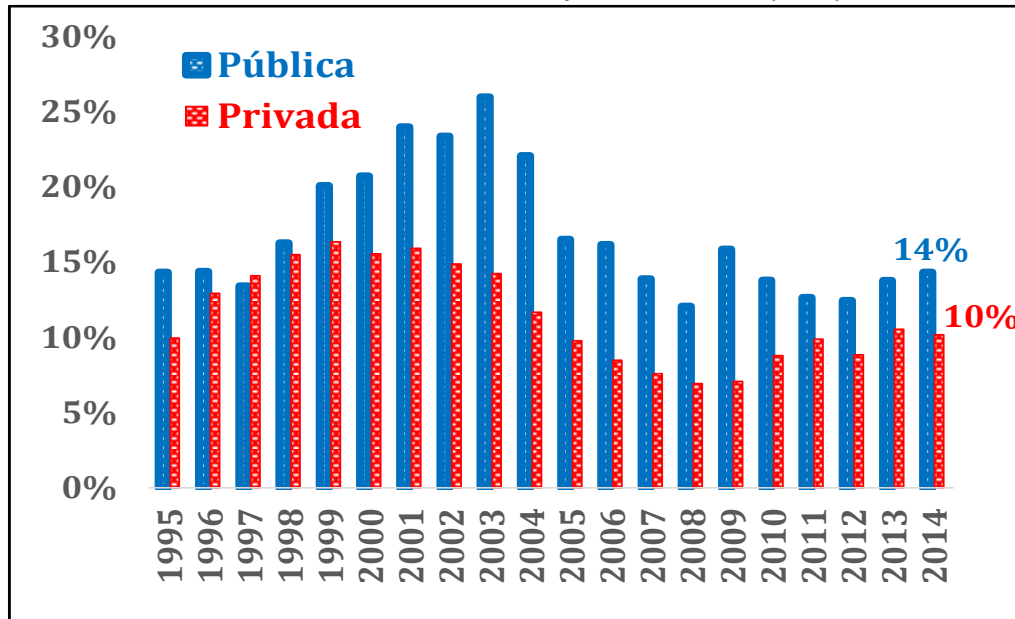
La economía colombiana no ha sido inmune al cambio en el entorno macroeconómico internacional. A noviembre de 2014, el peso se depreció frente al dólar en 12%, acentuando una tendencia al alza de la divisa desde el primer trimestre de 2013, superando los COP 2,100 (Gráfica 1-13). Las implicaciones de un dólar más costoso, son varias: a) el incremento en el ingreso por exportaciones; b) el desestímulo a las importaciones; c) la venta de activos domésticos (que por ende se desvalorizan) como el caso de acciones, bonos y títulos de deuda pública, y la mayor compra de dólares (que lleva a acentuar la apreciación del dólar); d) el aumento del valor en moneda nacional de los pasivos en dólares del Gobierno, entidades públicas y privadas, afectando negativamente el estado de sus finanzas; e) el mayor costo de nuevas emisiones de deuda mediante bonos, así como de colocaciones futuras de acciones; f) desestímulo de la inversión extranjera, particularmente la de portafolio (corto plazo); g) deterioro en los términos de intercambio, incremento en el déficit de cuenta corriente y desaceleración de los flujos de capital, particularmente, por la menor dinámica de la inversión de portafolio. Para el caso colombiano, los datos evidencian los factuales anteriormente enunciados, con la diferencia, que los niveles de endeudamiento del sector público y privado, en moneda extranjera son relativamente bajos, exhibiendo una tendencia decreciente (como porcentaje del PIB) y concentrados en el largo plazo (Gráfica 1-14). A junio de 2014, sólo el 29% de la deuda privada, y apenas el 15 de la deuda pública, están concentradas en el corto plazo.

Gráfica 1-13 Tipo de Cambio COP/ USD



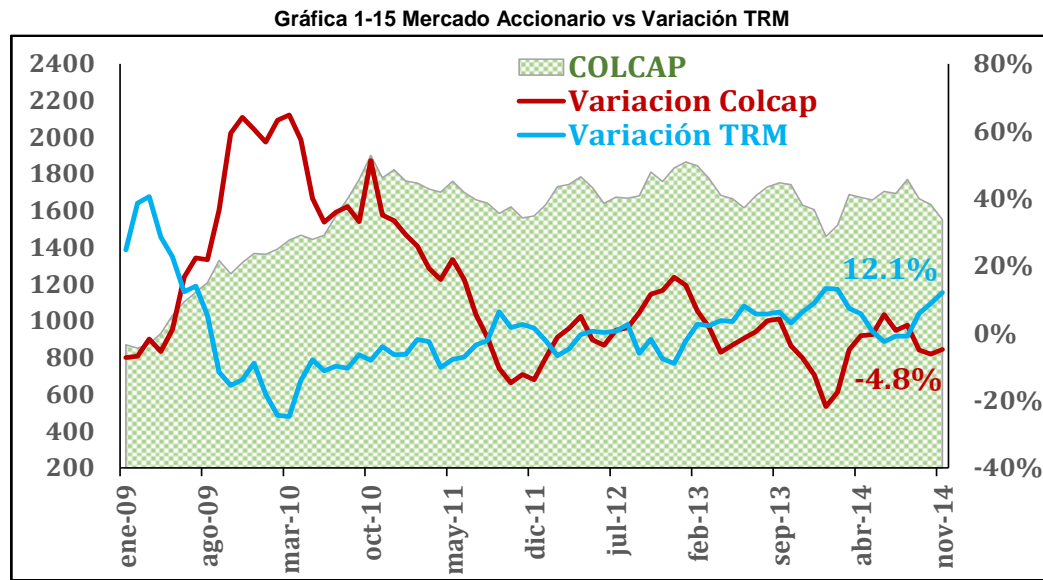
Fuente de datos: Bloomberg – Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-14 Deuda Externa Pública y Privada Colombia (% PIB)



Fuente de datos: Bloomberg – Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

El índice COLCAP, que mide el desempeño del mercado accionario colombiano, ha venido bajando desde octubre de 2013, en consonancia con la depreciación del peso (Gráfica 1-15). responde a un menor interés por activos domésticos, pero no a un efecto de “hojas de balance”.

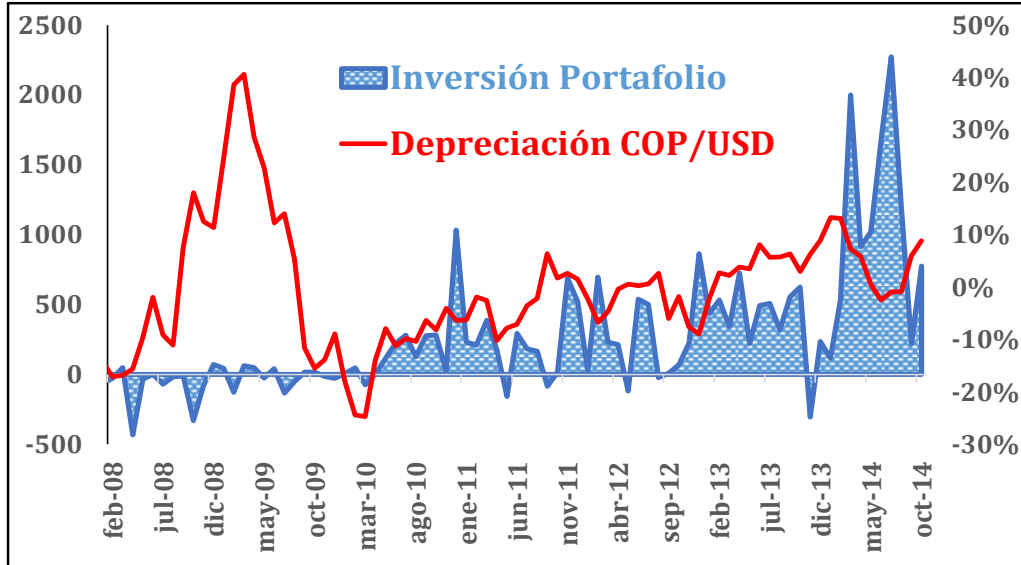


Fuente de datos: Bloomberg – Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

La inversión de portafolio, refleja una reducción reciente, pero no se observa claro que responda un patrón de correlación con la depreciación del peso, mostrando volatilidad durante el segundo semestre del año (Gráfica 1-16). Sin embargo, el Credit Default Swap (CDS) de Colombia está en niveles históricamente bajos, al igual que la tasa del TES Global 2027, referencia de la deuda soberana en los mercados internacionales (Gráfica 1-17).

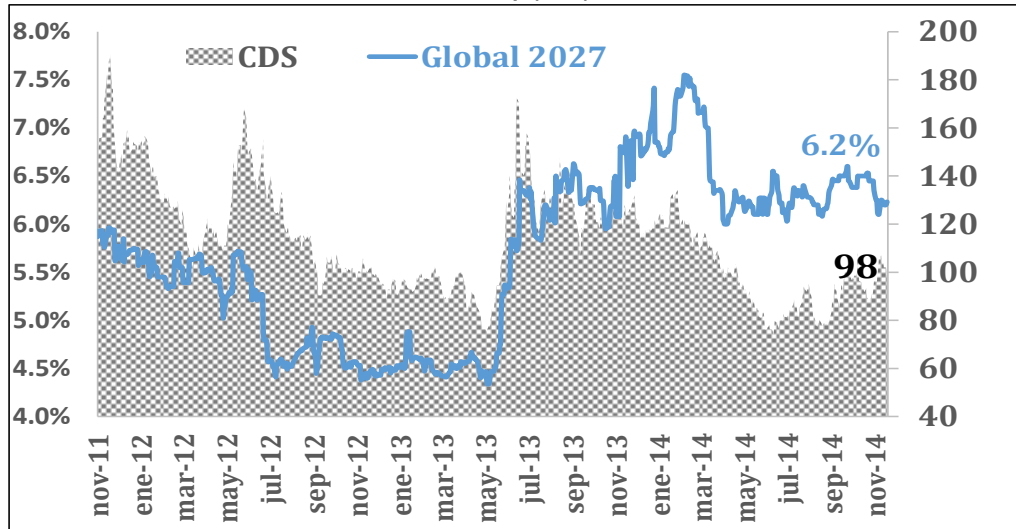
El impacto más relevante del ajuste macroeconómico por cuenta de la depreciación del peso, se revela en la cuenta corriente, que determina el nivel de ahorro o déficit (si es negativa) de una economía con el resto del mundo. En el caso de Colombia, el déficit en cuenta corriente se ha incrementado en los últimos 4 años, situándose en 4.6% del PIB. No obstante, los flujos de IED se han mantenido estables, financiando el déficit de cuenta corriente; la preocupación surgiría en un escenario de sudden stop, donde los flujos de IED cayeran abruptamente (Gráfica 1-18). Para que esto no pase, es fundamental que el Gobierno siga siendo responsable con el nivel de endeudamiento del gobierno, y que se siga fortaleciendo la parte institucional, para garantizar la confianza de los inversionistas extranjeros a largo plazo.

Gráfica 1-16 Inversión de Portafolio Colombia (USD MM)



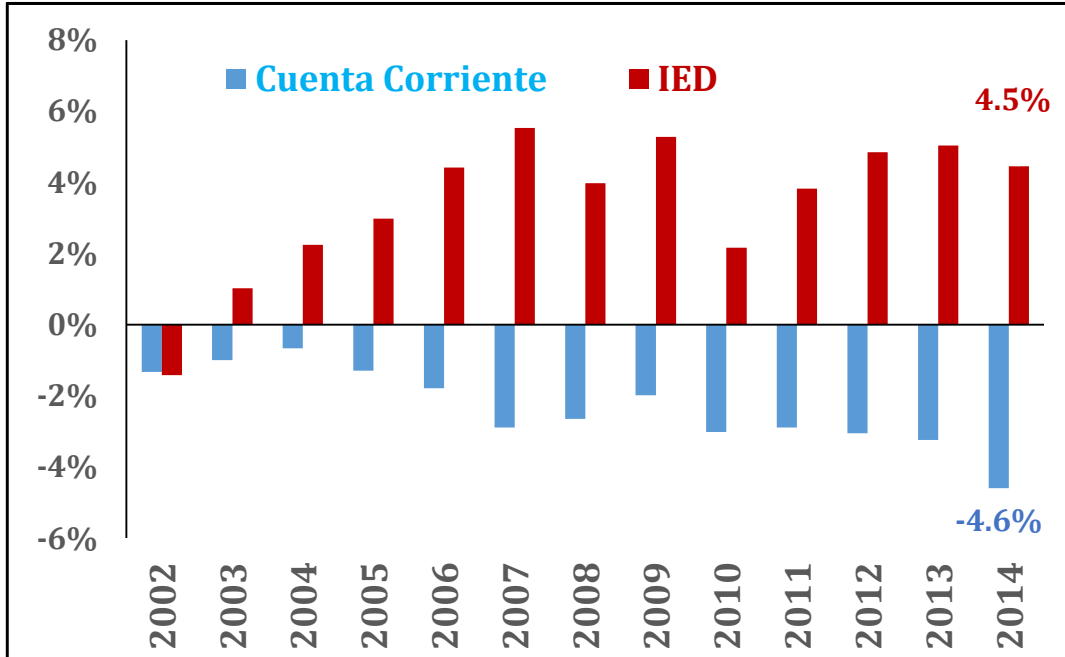
Fuente de datos: Banco de la República
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-17 Credit Default Swap (CDS) Versus Tasa TES Global



Fuente de datos: Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-18 Cuenta Corriente Colombia Vs IED (% PIB)



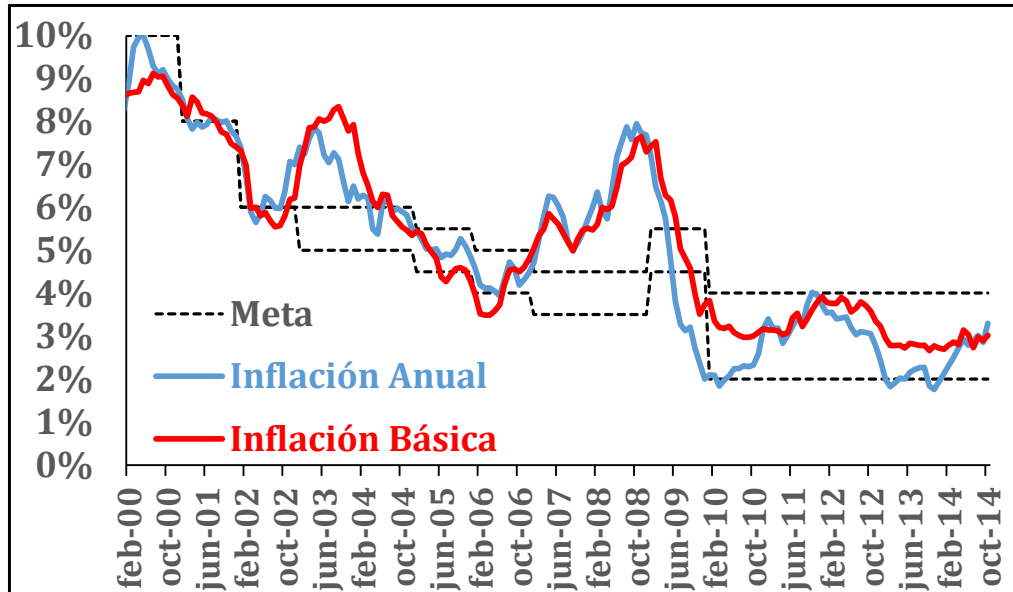
Fuente de datos: Banco de la República

Fuente de gráfica: UPME

1.4 Política Monetaria y Precios: el Rol Reciente del Banco de la República

El comportamiento de la inflación se ha mantenido dentro de la banda objetivo del Banco Central (2% - 4%). Aun así, la fuerte expansión de la demanda interna durante los últimos 4 años, ha llevado a que la inflación que en 2013 llegó al mínimo histórico de 1.9%, en 2014 haya repuntado hasta situarse en el punto medio del rango meta, siendo 3.3% al mes de octubre del presente año (Gráfica 1-19). Debe resaltarse que desde Abril de 2009, la inflación colombiana no se ha ubicado por encima del techo del rango meta, lo que resalta el éxito de la política monetaria de inflación objetivo adoptada por la Junta Directiva del Banco de la República (JDBR).

Gráfica 1-19 Inflación Observada Colombia (variación IPC)



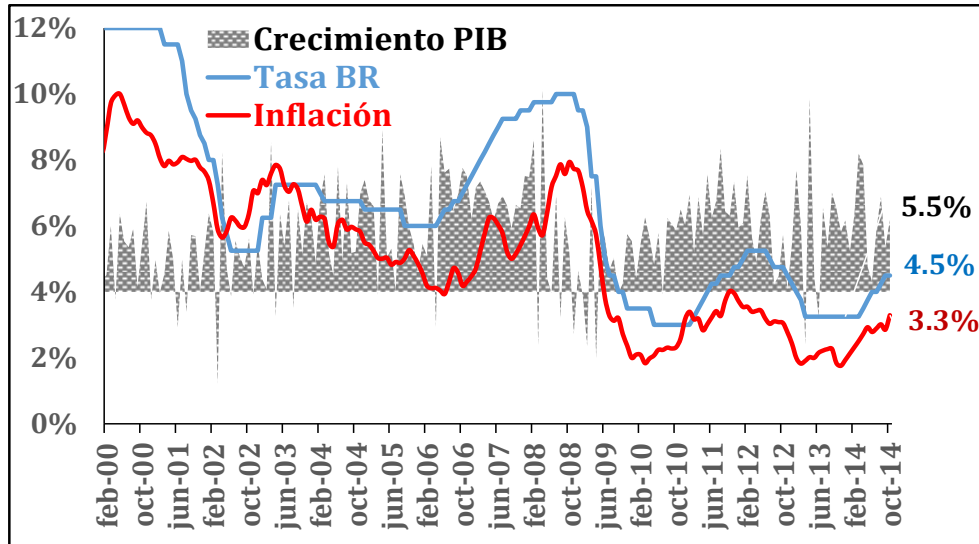
Fuente de datos: Banco de la República
 Fuente de gráfica: UPME

Dado que la política de inflación objetivo hace seguimiento a la demanda interna, considerando dos variables (diferencial inflación observada –objetivo, y brecha de producto – crecimiento observado menos potencial) y debe anticiparse a presiones inflacionarias que puedan comprometer la meta de inflación, en atención al repunte de inflación doméstica, la presión sobre los bienes transables (pass – trough) por la depreciación del peso, y dado que la demanda interna estaba creciendo (y lo sigue haciendo al corte del primer semestre de 2014) por encima del 5%, la JDBR decidió desde abril de 2014 subir su tasa de intervención del nivel en ese entonces del 3.25%, haciendo subidas graduales (política monetaria heterodoxa) de 25 Pb hasta llegar al nivel actual del 4.5% (Gráfica 1-20).

El diferencial positivo entre el crecimiento de M1 (efectivo más depósitos – dinero de alta potencia) e inflación, muestra que la política monetaria aunque se ha endurecido por la subida de tasas, sigue siendo acomodaticia por cuanto la liquidez suministrada por el Emisor es aun amplia, evitando presiones sobre la captación de recursos de la banca (Gráfica 1-21). Por tanto, la JDBR tiene margen amplio para endurecer la política monetaria, si fuera el caso, de seguir repuntado la inflación (escenario probable de seguirse fortaleciendo el peso vía bienes transables), para cumplir con el rango meta de corto y largo plazo (2% – 4%).

Respecto al manejo de las fluctuaciones del dólar, la JDBR cuenta con el respaldo de un nivel alto de reservas, que al término del tercer trimestre de 2014, alcanza USD 47MM, nivel que le permite al emisor con amplio margen, intervenir en el mercado cambiario, vendiendo dólares, en una hipotético escenario de dólar acentuando su tendencia al alza a niveles que pudiera el Emisor considerar no convenientes para su meta de inflación (Gráfica 1-22).

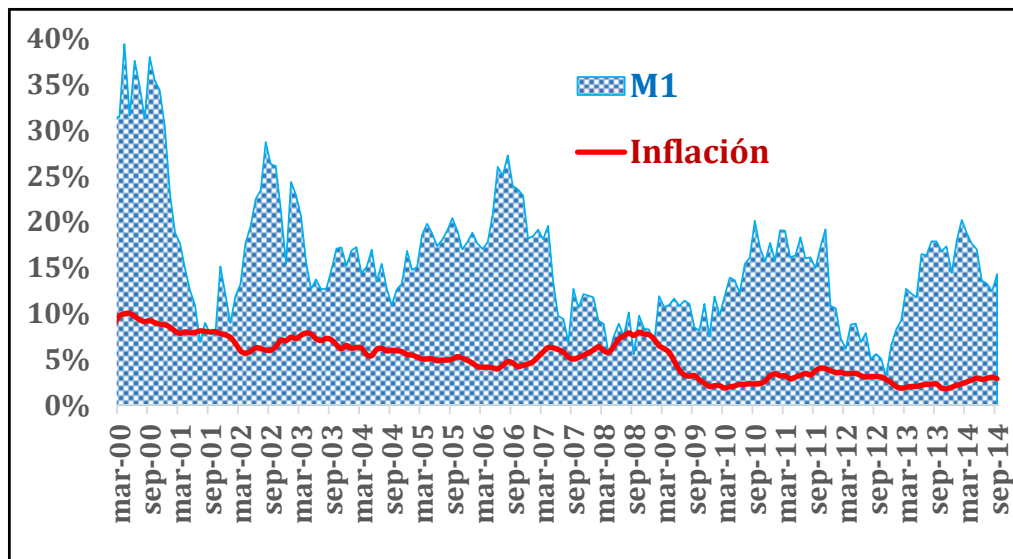
Gráfica 1-20 Tasa Banco de la República (BR) Vs Crecimiento PIB – Inflación



Fuente de datos: Banco de la República

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-21 Inflación Vs Crecimiento de M1

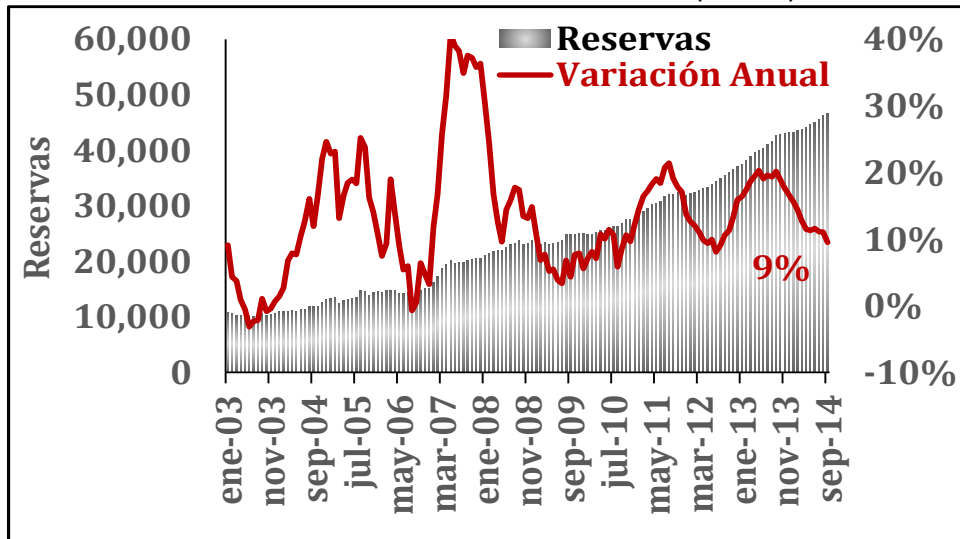


Fuente de datos: Banco de la República

Fuente de gráfica: UPME

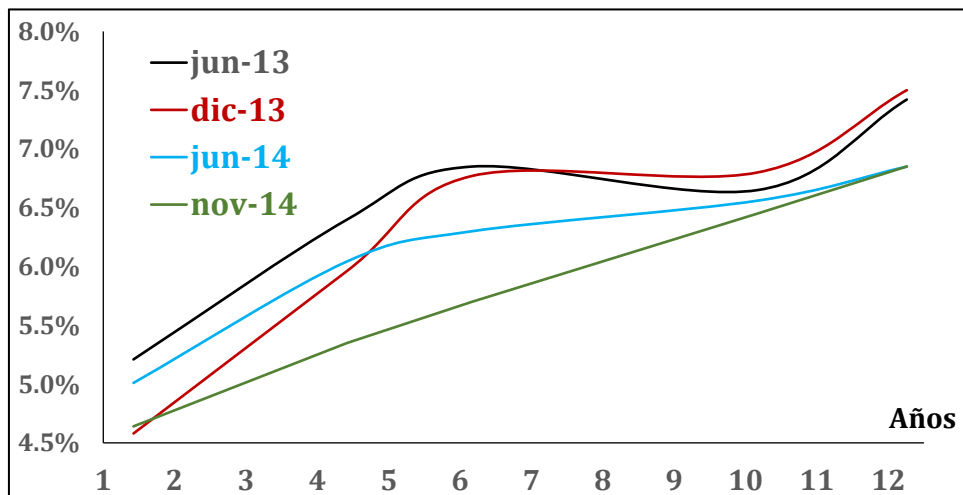
Reflejo del aumento de la tasa del BR, ha sido la pérdida de concavidad de la curva de rendimientos de los TES, y su menor empinamiento, dada la reducción entre el nivel de las tasas largas y las tasas cortas, en un entorno donde las tasas de corto plazo han subido y las tasas largas se han mantenido estables alrededor del 6.3%, lo que denota confianza en los niveles de inflación a largo plazo (Gráfica 1-23).

Gráfica 1-22 Reservas Internacionales de Colombia (USD MM)



Fuente de datos: Banco de la República
 Fuente de gráfica: UPME

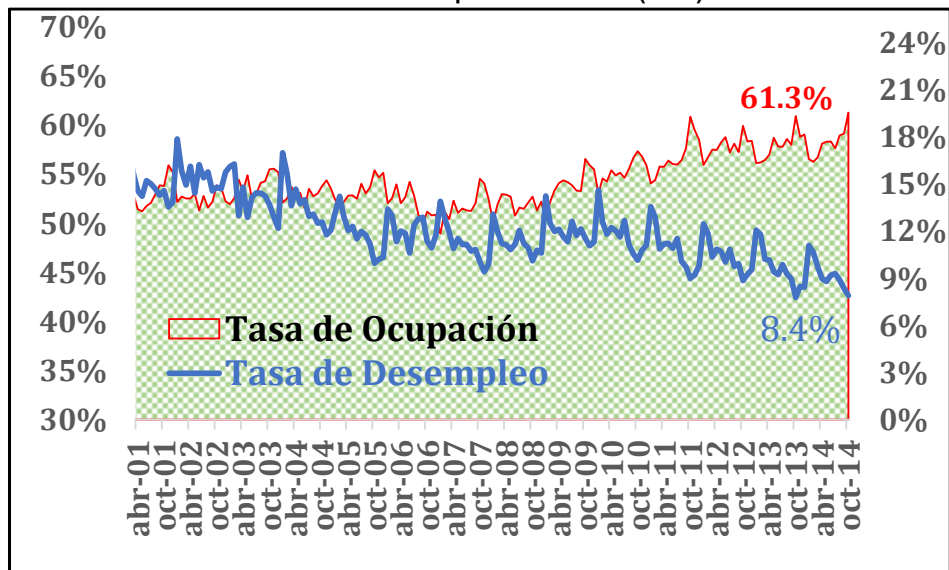
Gráfica 1-23 Curva Rendimiento TES



Fuente de datos: Data Stream
 Fuente de gráfica: UPME

Sobresale que el buen comportamiento de la inflación, se da a la par de una reducción significativa del desempleo, que se situó en octubre de 2014 en 7.9%, por debajo incluso de la tasa NAIRU (no aceleradora del nivel de inflación) que se estima en 8% para Colombia (Gráfica 1-24).

Gráfica 1-24 Desempleo en Colombia (Total)



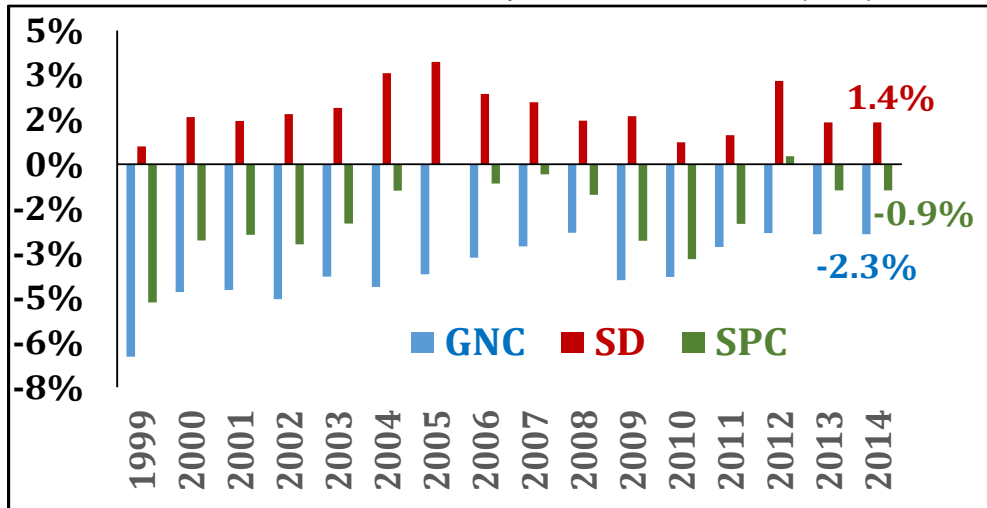
Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

1.5 Balance del Sector Público

Luego de la recesión de 1999 bajo la cual el déficit del Gobierno Nacional Central (GNC) llegó a ser del 4.6% del PIB, el país diseñó e implementó reformas estructurales que se orientaron a desestimular el excesivo endeudamiento del sector descentralizado (SD) pertinente a municipios y departamentos, mejorar la capacidad de recaudo y a través de privatizaciones generar recursos adicionales, todo ello con el objetivo de reducir gradualmente el déficit del GNC. Adicional a ello, el establecimiento de una regla fiscal a partir de un marco fiscal de mediano plazo para hacer seguimiento a las metas de balance del sector público (SP), ha llevado a que tanto a nivel central como descentralizado, se haya exhibido una mejora que asegure la sostenibilidad de las finanzas públicas. Para 2014 se espera que el déficit del SPC sea 0.9% del PIB, explicado por un déficit de 2.3% del GNC y un superávit de 1.4% del SD, cifras consistentes con el marco fiscal de mediano plazo (Gráfica 1-25). Debe así mismo destacarse el esfuerzo que en materia tributaria Colombia ha adelantado al subir en los últimos 20 años el recaudo de impuestos de 9% a 16% del PIB, cifra aún por debajo de países con niveles similares de ingreso per capital, y que deberá seguirse incrementando para no afectar el bienestar del gasto público sin comprometer las finanzas de la Nación (Gráfica 1-26).

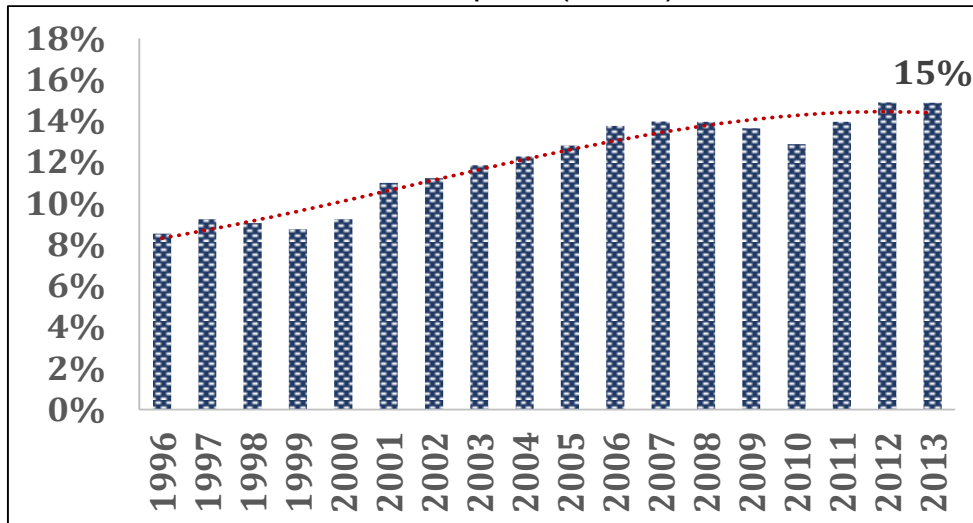
La composición del recaudo tributario muestra el bajo peso de los impuestos externos, y la mayor dependencia de los impuestos a la renta y patrimonio, los cuáles explican a 2014 en un 57% el total de impuestos (Gráfica 1-27). Los impuestos a las ventas solo constituyen el 27% del recaudo actual.

Gráfica 1-25 Balance Sector Público y Gobierno Nacional Central (% PIB)



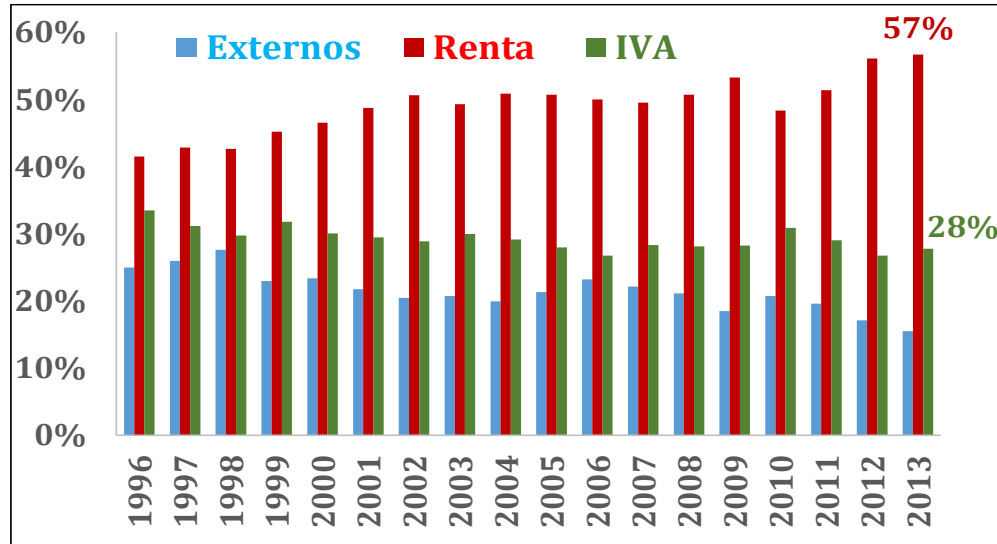
Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-26 Impuestos (% del PIB)



Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-27 Composición de Recaudo de Impuestos Colombia



Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

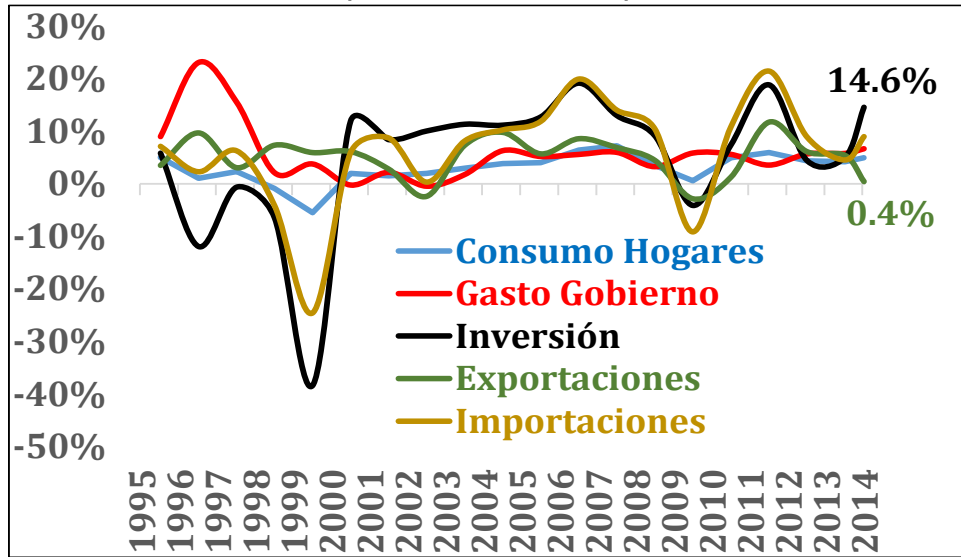
1.6 Demanda Agregada Interna y Exportaciones

Al considerar el comportamiento del PIB, por el lado de la demanda, se evidencia que el principal impulsor del crecimiento es la inversión, que en promedio ha crecido al 10% en los últimos 14 años (Gráfica 1-28). Así mismo, el gasto del gobierno y el consumo con un crecimiento promedio en los últimos 10 años al 55 aproximadamente, han contribuido a estimular el crecimiento económico. Por su parte, las exportaciones que venían creciendo hasta 2013 por encima del 5%, han tenido en 2014 una fuerte desaceleración, creciendo al 0.4% en el primer semestre del año, a pesar que el peso colombiano se ha depreciado 22% en los dos últimos años (Dic. 2012 - Nov. 2014), aspecto que abarata su precio e incrementa su competitividad, lo que evidencia problemas estructurales que van más allá de la coyuntura cambiaria y la dinámica de los precios externos.

En una perspectiva histórica, durante el período 1995 – 2014, el consumo de los hogares explica el 51% del crecimiento económico, seguido de la inversión con un 30% (Gráfica 1-29). Por su parte, las exportaciones son el elemento de la demanda agregada que menos contribuye al crecimiento (25%). La mayor aportación del consumo de los hogares, se sustenta en la mayor participación que históricamente ha tenido en la estructura de la demanda agregada; la participación promedio del consumo en los últimos 20 años se ha situado en el 67%, mientras la inversión y el gasto público lo han hecho en 22% y 16% respectivamente (Gráfica 1-30).

En el mismo período, las importaciones constituyeron el 22% del PIB mientras las exportaciones solo representaron el 16%, lo que evidencia las dificultades que el país enfrenta para nivelar su balanza comercial.

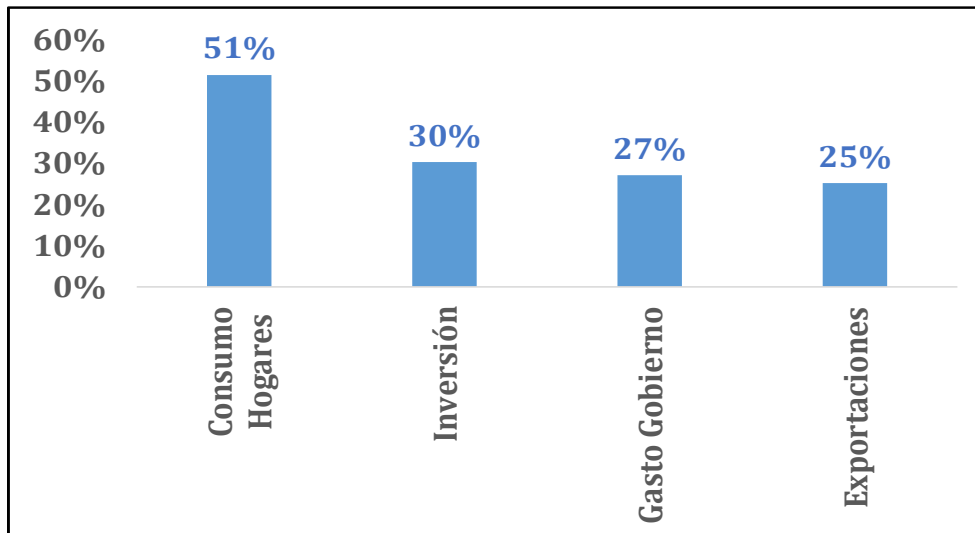
Gráfica 1-28 Composición de Recaudo de Impuestos Colombia



Fuente de datos: DANE

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-29 Contribución al Crecimiento Económico 1995 – 2014

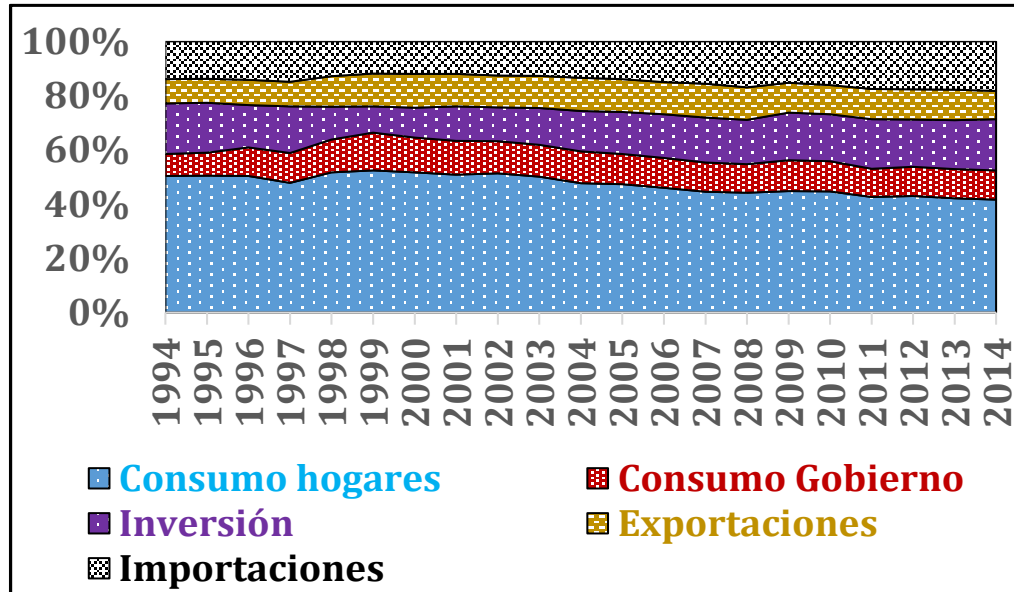


Fuente de datos: DANE

Fuente de gráfica: UPME

Las exportaciones se han disminuido en US 4400 MM en 2014, de las cuales 70% corresponde a países industrializados. Este dato preocupa porque Latinoamérica ha perdido importancia para Colombia (Venezuela principalmente, y el comercio con China sólo aporta el 6.6% de las exportaciones colombianas (Gráfica 1-31).

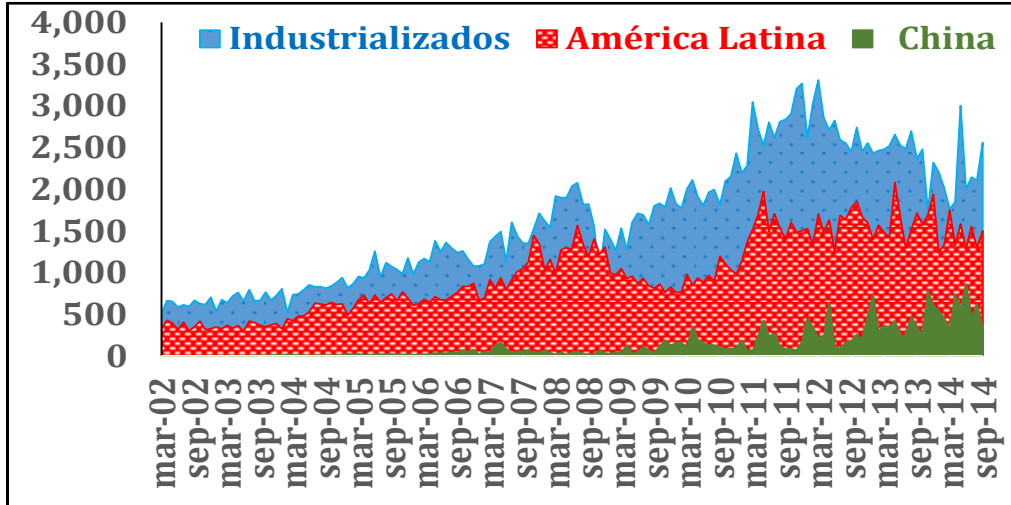
Gráfica 1-30 Composición de la Demanda Agregada 1995 – 2014



Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

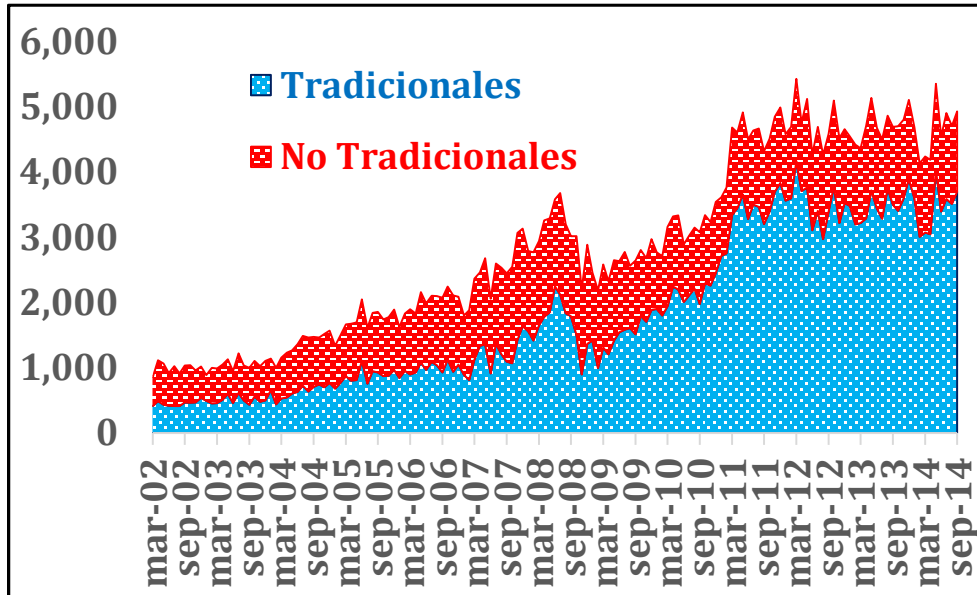
Además, las exportaciones colombianas siguen dependiendo en un alto porcentaje de las materias primas, razón por la cual una reducción de precios de éstas afecta directamente los términos de intercambio del país (Gráfica 1-32). Incluso, mientras en enero de 2000 las exportaciones tradicionales generaban el 54% del total de exportaciones, hoy constituyen el 76%.

Gráfica 1-31 Exportaciones de Colombia según destino (USD MM)



Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-32 Composición de las Exportaciones Colombianas (US MM)



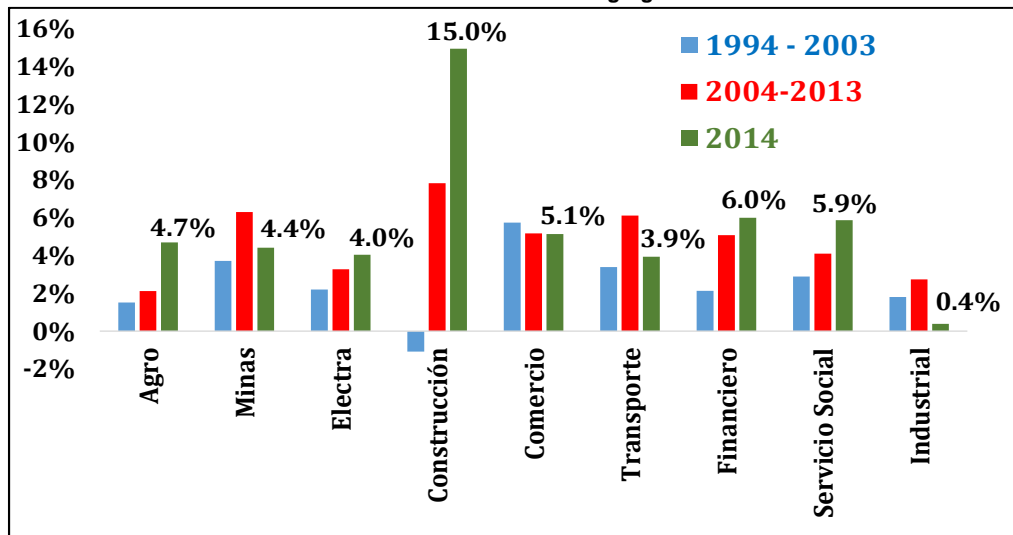
Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

1.7 Oferta Agregada y Desempeño Industrial. Relación con la Demanda de Energía

El crecimiento económico de Colombia por el lado de la oferta agregada revela fundamentalmente tres aspectos: a) la construcción es desde hace 10 años el sector que impulsa el crecimiento; b) el sector financiero y el comercio se consolidan creciendo por encima del PIB; c) la agricultura y la industria han dejado de ser el motor que impulsaba el crecimiento (Gráfica 1-33). La industria creció durante el primer semestre del año sólo en 0.4%. No obstante, la desaceleración de la industria viene de hace dos décadas. Entre 1994 y 2003 la industria creció 1.8% mientras el resto de los sectores lo hizo al 2.6%; entre 2004 y 2013, la industria creció 2.7%, mientras los demás sectores lo hicieron al 5%. Es evidente que la caída de la actividad industrial refleja problemas estructurales asociados a costos, localización geográfica (lejana a centros de distribución y puertos), calificación de mano de obra e innovación. Así mismo, a pesar de ser un sector generador de empleo, que el desempleo este bajando a pesar de la poca dinámica de la industria, muestra que en el rubro de creación de puestos de trabajo también comienza a ceder su importancia.

La industria viene exhibiendo además una pérdida de correlación con la industria (Gráfica 1-34), la cual hoy es de sólo 0.2 cuando hace 20 años se ubicaba alrededor de 0.7. Este aspecto puede estar evidenciando que los costos de energía estén siendo una barrera de entrada para la industria, o que manteniendo niveles de consumo de energía similares, hay un menor volumen de producción, infiriéndose en este caso problemas de productividad.

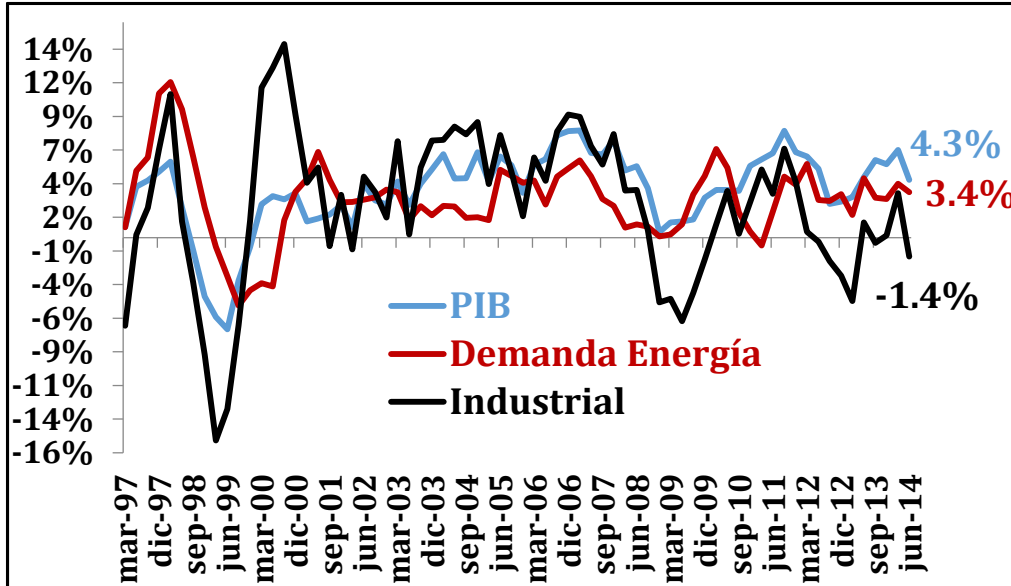
Gráfica 1-33 Crecimiento de la Oferta Agregada en Colombia



Fuente de datos: DANE

Fuente de gráfica: UPME

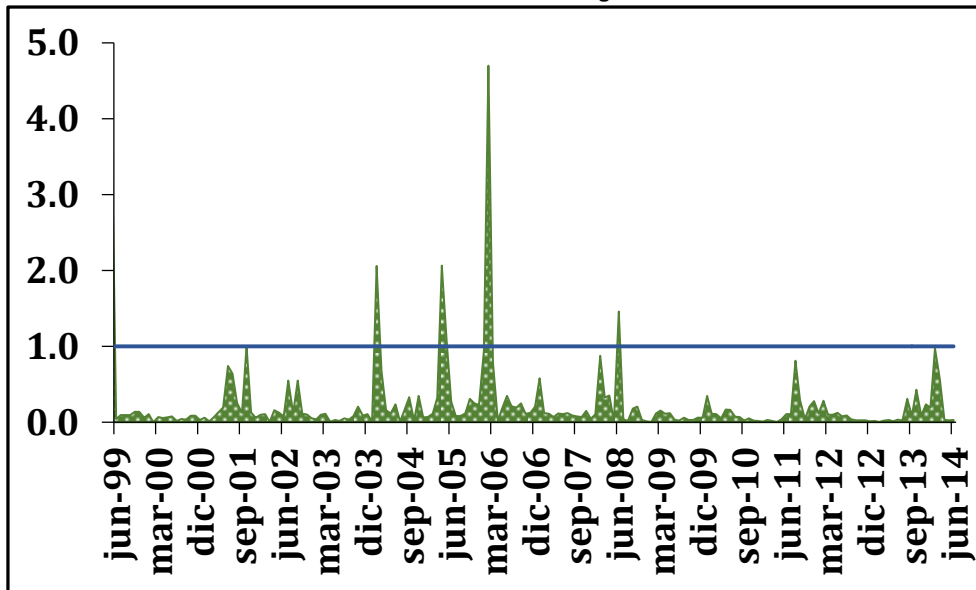
Gráfica 1-34 Crecimiento de la Oferta Agregada en Colombia



Fuente de datos: DANE – DNP – XM

Fuente de gráfica: UPME

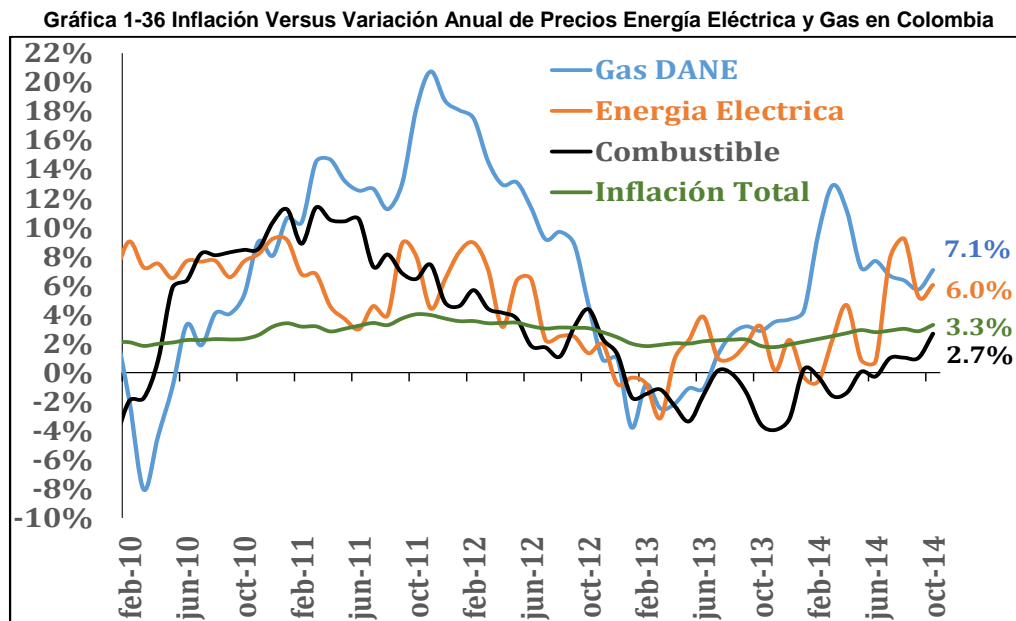
Gráfica 1-35 Elasticidad Precio – Demanda de Energía en la Industria Colombiana



Fuente de datos: DANE

Fuente de gráfica: UPME

Al estimar la elasticidad de la demanda de energía con relación a su precio, se encuentra que la demanda es altamente inelástica, con un nivel promedio de 0.22 durante el período 1999 – 2014, que indica que la demanda es insensible a los costos generados por energía, y que se comporta como precio – aceptante sin capacidad de poder influir en las condiciones de fijación de precios por parte de comercializadores y distribuidores (Gráfica 1-35). Sin embargo, los costos de energía no son hoy competitivos para la industria. Al contrastar el comportamiento de los precios de la energía eléctrica y el gas, con la inflación, es evidente que la energía eléctrica y el gas se están comportando muy por encima del nivel promedio de precios en la economía (Gráfica 1-36).

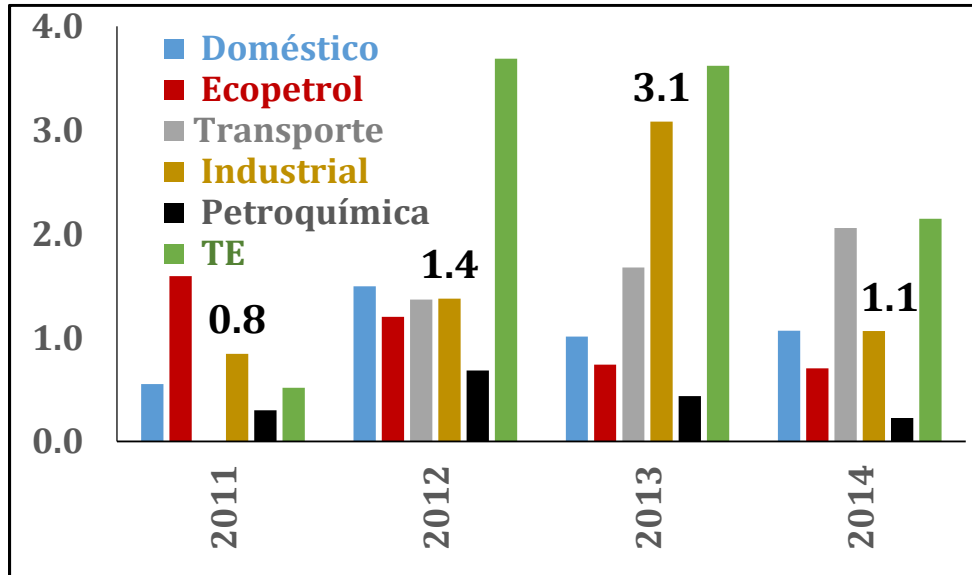


Fuente de datos: DANE

Fuente de gráfica: UPME

La inflación que al mes de octubre se situaba en el 3.3%, esta significativamente por debajo del incremento del gas (7.1%) y la energía (6%). Por tanto, ajustes adicionales en los precios de gas, energía y combustibles a través de impuestos adicionales o sobretasas, deben ser examinados, previendo el impacto inflacionario que ello podría originar. Adicionalmente, los estudios hechos por la UPME en gas evidencian que la inelasticidad de la demanda del sector industrial es incluso mayor a la de otros sectores de producción consumidores de gas como petroquímicas, transporte y termoeléctricas (Gráfica 1-37).

Gráfica 1-37 Inflación Versus Elasticidad Precios Energía Eléctrica y Gas en Colombia

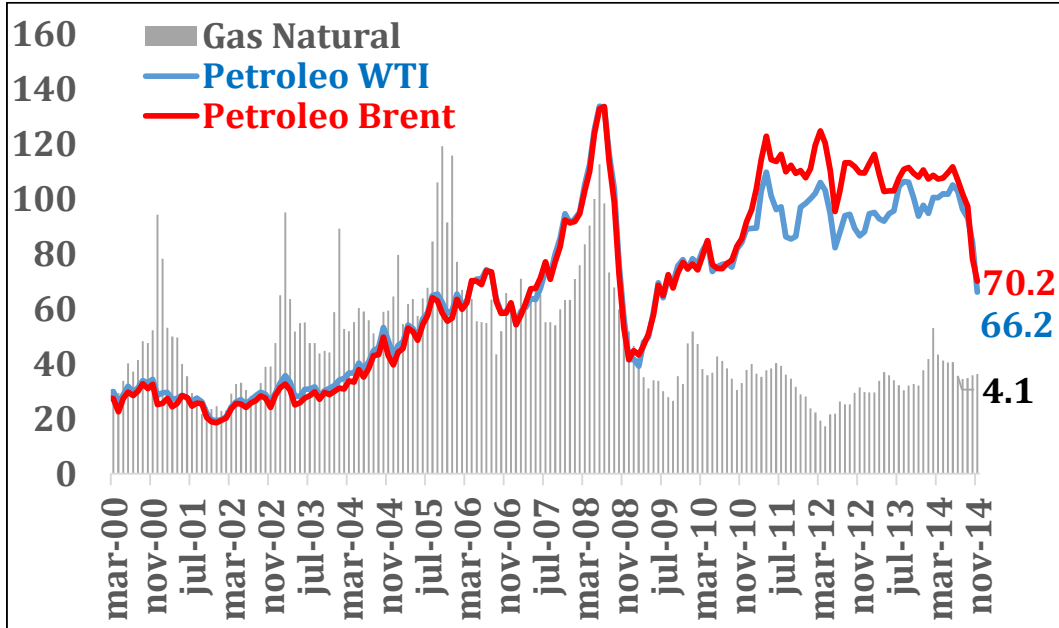


Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

1.8 Macroeconomía y Expectativas Mundiales de Precios de la Energía

Los cambios presentados en 2014 con relación a los precios internacionales del petróleo, evidencian cambios en la dinámica de la producción, así como pone en cuestión la capacidad del cartel de la Organización de Países Exploradores de Petróleo (OPEP) para influir de manera determinante en el nivel de precios. El fuerte descenso en el nivel de precios del barril de crudo, USD 70 para el WTI y USD 66.2 para el Brent, responde a la mayor oferta de petróleo generada por la producción no convencional con Esquisto, liderada por Estados Unidos (Gráfica 1-38). La OPEP a pesar de su poder histórico para incidir sobre el precio según ampliación o recortes de la producción, no ha podido ejercer su rol tradicional, y ha visto la nueva dinámica de precios. Aunque con una intensidad mucho más leve, el gas natural también ha comenzado a moderar su cotización. Con un dólar fuerte y un petróleo débil, las materias primas restantes como el oro también sufren desvalorizaciones. La preocupación para Colombia es saber que efectos le generará convivir a futuro con una realidad distinta en materia de precios de petróleo.

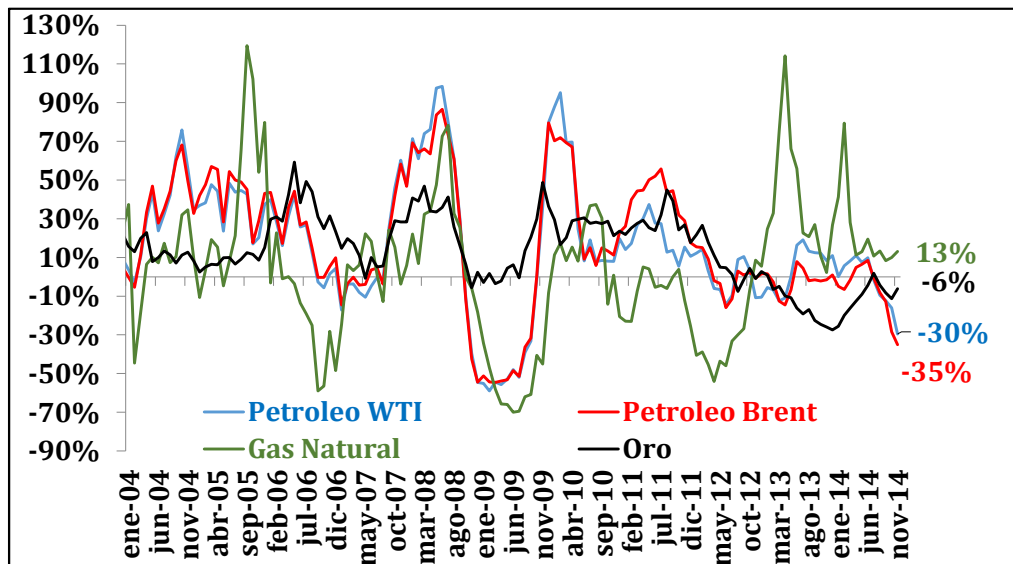
Gráfica 1-38 Cotización Petróleo Referencias Brent/ WTI y Gas Natural (USD)



Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-39 Variación Anual Cotización Petróleo , Oro y Gas Natural

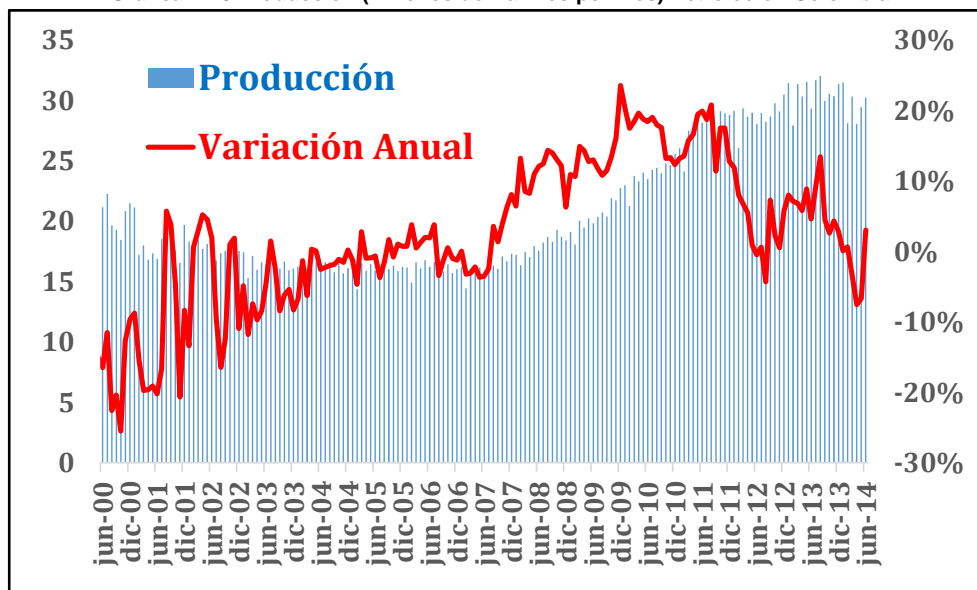


Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie

Fuente de gráfica: UPME

El petróleo no experimentaba desde hacía 5 años, una caída en sus precios, y lo hacía en aquel entonces en el contexto de una crisis financiera que llevó a Europa y EE. UU a su peor recesión desde la crisis de 1929 (Gráfica 1-39). En la actualidad, el contexto es distinto. Si bien Europa no ha conseguido retornar a una senda de crecimiento, con la excepción de Reino Unido y Alemania, Estados Unidos proyecta crecer entre 2.5% y 3% los próximos años, nivel de crecimiento en línea con el PIB Potencial de su economía. Si en un entorno de aceleración del crecimiento de EE. UU, donde usualmente incrementa su demanda de materias primas, el precio de éstas cae, es un escenario que evidencia un nuevo rol de EE. UU como país en búsqueda de la autosuficiencia, y para el caso colombiano el replanteamiento de su política de producción de minerales.

Gráfica 1-40 Producción (Millones de Barriles por Mes) Petróleo en Colombia



Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie

Fuente de gráfica: UPME

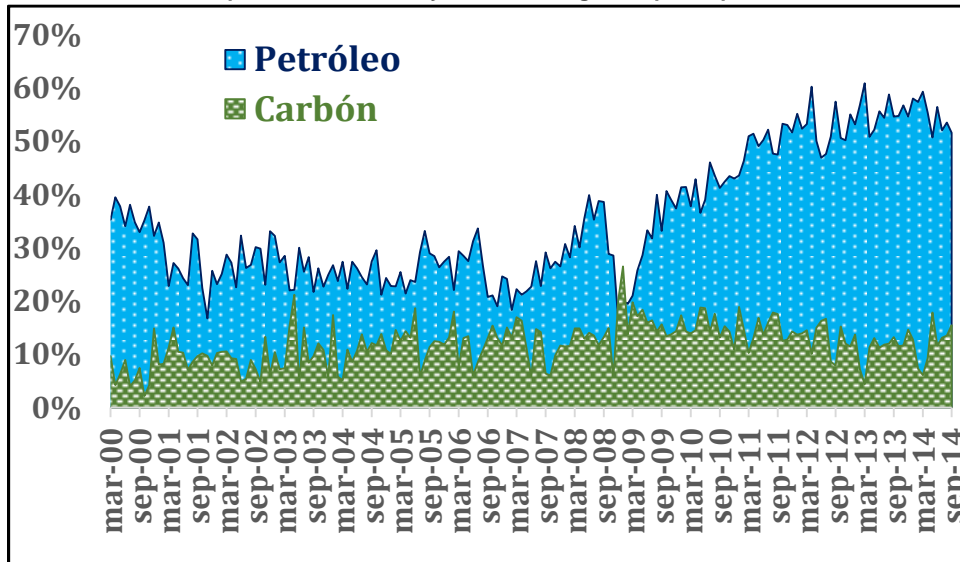
Para Colombia, que sólo produce el 0.8% del petróleo mundial, es evidente que tendrá que ajustarse a unas nuevas condiciones de mayor oferta donde el margen para que el precio del crudo vuelva a niveles por encima de US 90 es muy complejo si con el fortalecimiento de la producción no convencional, siguen aumentando los inventarios de crudo (Gráfica 1-40). Si bien la producción no convencional es más costosa, también su masificación a largo plazo debería llevar a economías a escala, que incrementen su margen de rentabilidad.

La opción que en el corto plazo Colombia tiene, es el incremento de su nivel de producción, que desde hace dos años se ha mantenido alrededor del millón de barriles diario, con la salvedad, que el país debe pensar primero en su sostenibilidad energética, y que a la par de un ajuste ya experimentado con el tipo de cambio, Colombia pueda mantener su senda de expansión de crecimiento económico.

El impacto de un petróleo de bajo precio es relevante para el caso colombiano. El petróleo genera el 57% de los ingresos por exportaciones (Gráfica 1-41), y los ingresos que genera por impuesto a la renta, regalías y utilidades de Ecopetrol, equivalen al 4% del PIB, siendo una fuente de ingreso no sustituta en el corto plazo. Reconociendo la dificultad que el petróleo retorne a su dinámica de precio por encima de USD90 en el corto plazo, el Gobierno revisó a la baja sus proyecciones de precio del barril WTI de USD 100 a USD 78 (Gráfica 1-42).

El efecto neto sobre las finanzas quedará sujeto a la trayectoria que siga el dólar, que al apreciarse compensa el impacto negativo de los precios bajos, teniendo en cuenta que el margen de apreciación del dólar podría ser mayor con un aumento de las tasas de interés por parte de la FED y una política monetaria expansiva en Europa y las economías emergentes para mantener su dinámica de crecimiento.

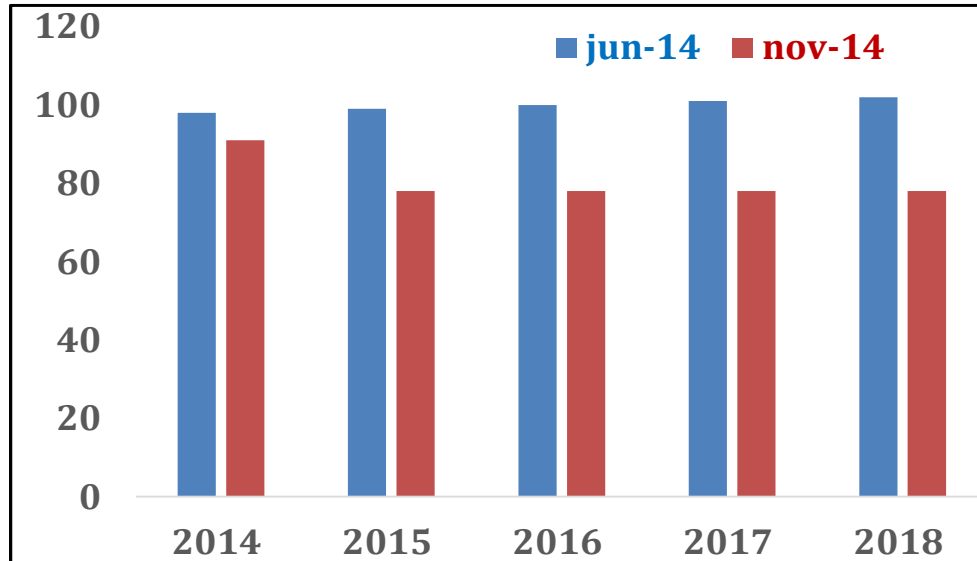
Gráfica 1-41 Participación del Petróleo y Carbón en Ingresos por Exportaciones Colombia



Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie

Fuente de gráfica: UPM

Gráfica 1-42 Participación del Petróleo y Carbón en Ingresos por Exportaciones Colombia



Fuente de datos: Ministerio de Hacienda

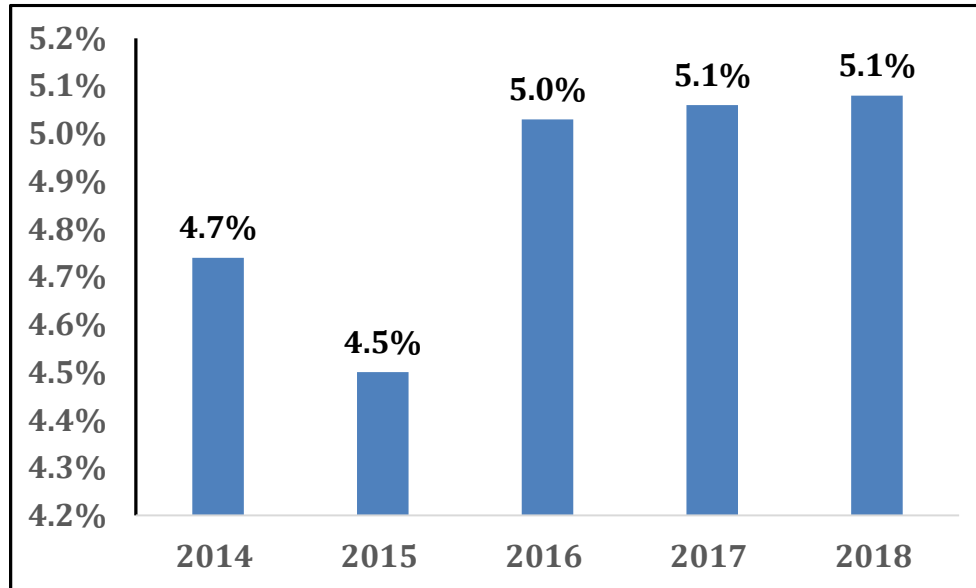
Fuente de gráfica: UPME

1.9 Perspectivas de Crecimiento Económico de Colombia a Mediano Plazo

Las previsiones descritas sobre crecimiento económico para Colombia, indican que el crecimiento económico en 2014 se situará en el 4.7%, lo que convertiría a Colombia en la economía de mayor crecimiento en Latinoamérica (Gráfica 1-43). Para 2015, se espera una desaceleración que en todo caso no incide en que Colombia se mantenga creciendo dentro de su potencial (4.5% – 5%).

Las bases para que la economía colombiana siga manteniendo un buen desempeño se fundamentan en la estabilidad de sus finanzas públicas, su bajo nivel de endeudamiento tanto público como privado, el mantenimiento de altos flujos de IED para financiar el déficit en cuenta corriente, la alta participación de la inversión en el PIB (27%), la calificación en grado de inversión que tienen la economía (BBB y BAA), la credibilidad de la banca central (JDBR) y la solidez de su sistema financiero.

Gráfica 1-43 Previsión Oficial de Crecimiento Colombia 2014 – 2018



Fuente de datos: Ministerio de Hacienda
 Fuente de gráfica: UPME

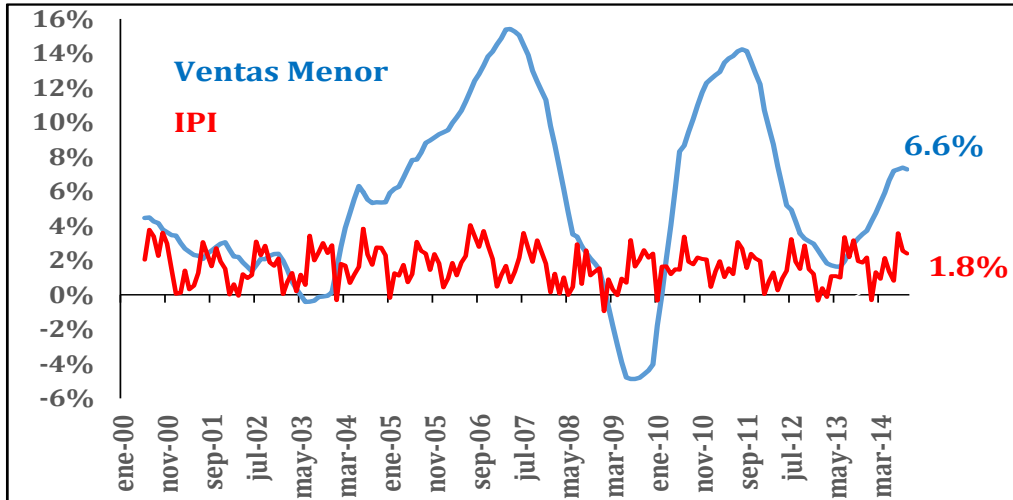
Los indicadores líderes además, siguen mostrando señales que la economía colombiana a pesar de la desaceleración de la industria, sigue teniendo una aceptable dinámica de consumo. Las ventas del comercio al por menor completan 5 años de crecimiento positivo, y su tendencia al alza se reafirma (Gráfica 1-44). Por su parte, las licencias de construcción aunque vienen creciendo al 7%, una tasa inferior respecto a 2012, se mantiene dentro de una tendencia positiva (Gráfica 1-45) respaldada por una estabilidad de los costos de la construcción de vivienda (ICV) que crecen al 1.7% anual, por debajo de la inflación (3.3%). Esto debe llevar en 2015 – 2016 al repunte del número de metros de construcción, el cual aunque se ha desacelerado, se mantiene ajustado a su promedio histórico (Gráfica 1-46).

Así mismo, el índice IMACO del Banco de la República exhibe un promedio mensual de crecimiento del 3.2%, similar al exhibido para 2013, lo que fortalece la probabilidad que el crecimiento económico se mantenga en los próximos trimestres en un rango del 4% – 5% (Gráfica 1-47).

Por su parte, la JDBR ha venido ajustando sus tasas de interés, independientemente de la fluctuación del dólar. Dado el régimen de libre flotación y la credibilidad del emisor (Gráfica 1-48), la JDBR tiene el suficiente margen para reconsiderar alzas en su tasa de intervención de seguir repuntando el dólar, así como reducirlas en la medida que la economía colombiana se desacelerara (creciendo por debajo del 4%).

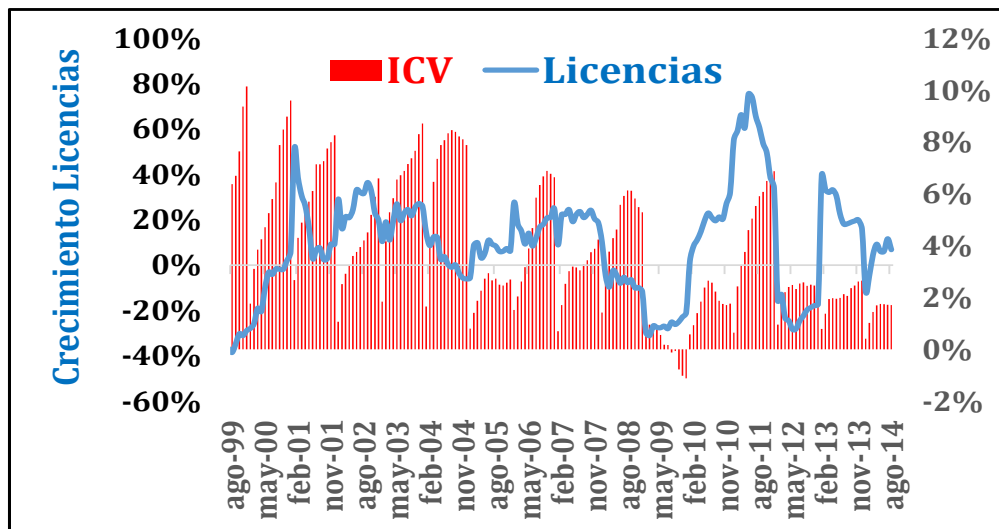
La financiación del crecimiento económico esta apalancada en cuanto a recursos con terceros, a través de la gestión de un sistema financiero sólido, donde la cartera hipotecaria, de la mano con el impulso a la construcción, ha venido ganando espacio, creciendo en 2014 a una tasa anual promedio del 28% (Gráfica 1-49, Gráfica 1-50).

Gráfica 1-44 Producción Industrial Vs IPI



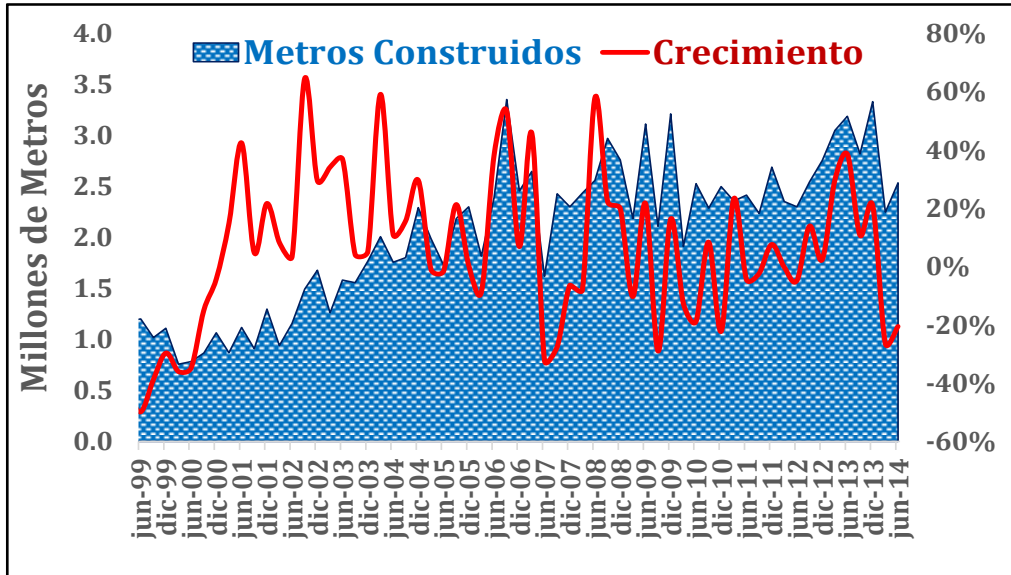
Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-45 Crecimiento Licencias de Construcción e Índice Costos Vivienda Nacional



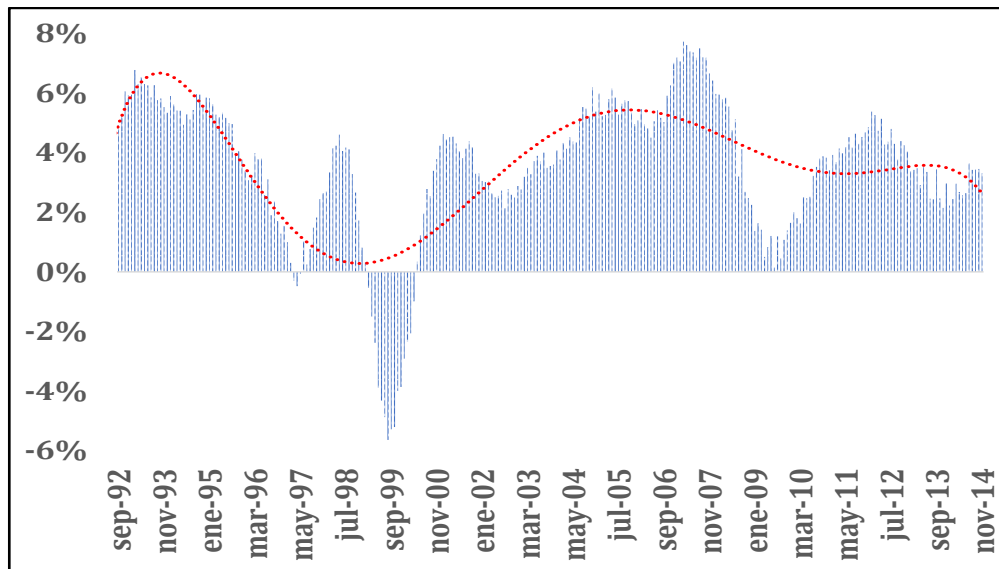
Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-46 Metros Construidos de Vivienda



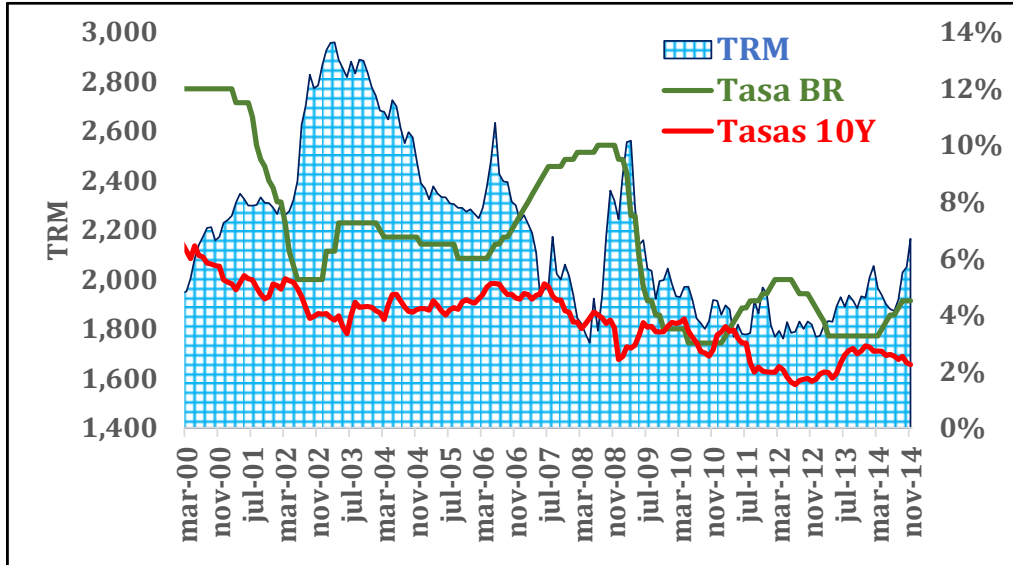
Fuente de datos: DANE
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-47 Índice de Actividad Económica – Imaco



Fuente de datos: Banco de la República
 Fuente de gráfica: UPME

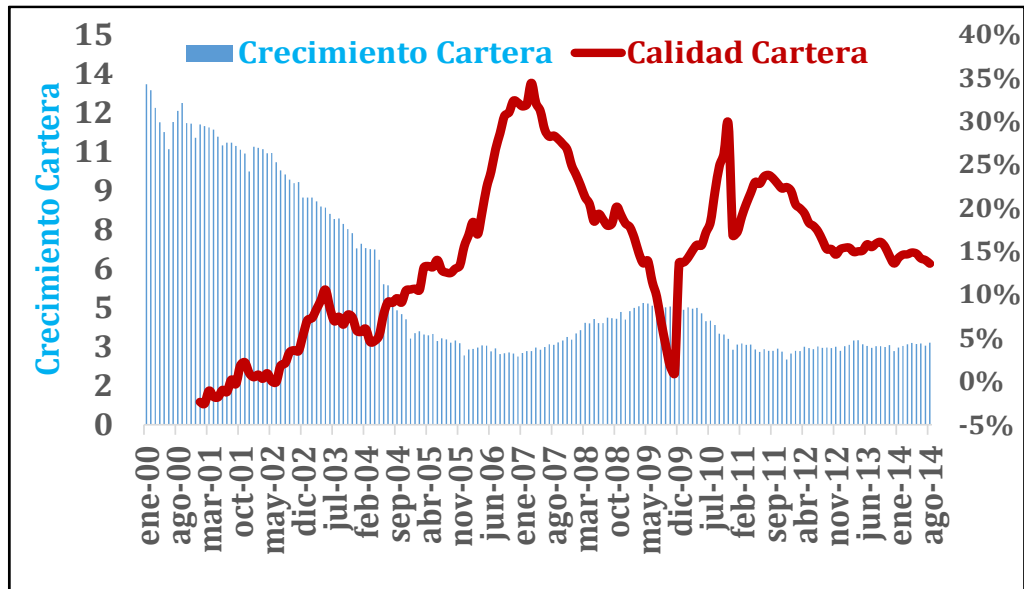
Gráfica 1-48 Tasa de Cambio, Tasa Banco de la República y Bonos Tesoro a 10 años



Fuente de datos: Banco de la República

Fuente de gráfica: UPME

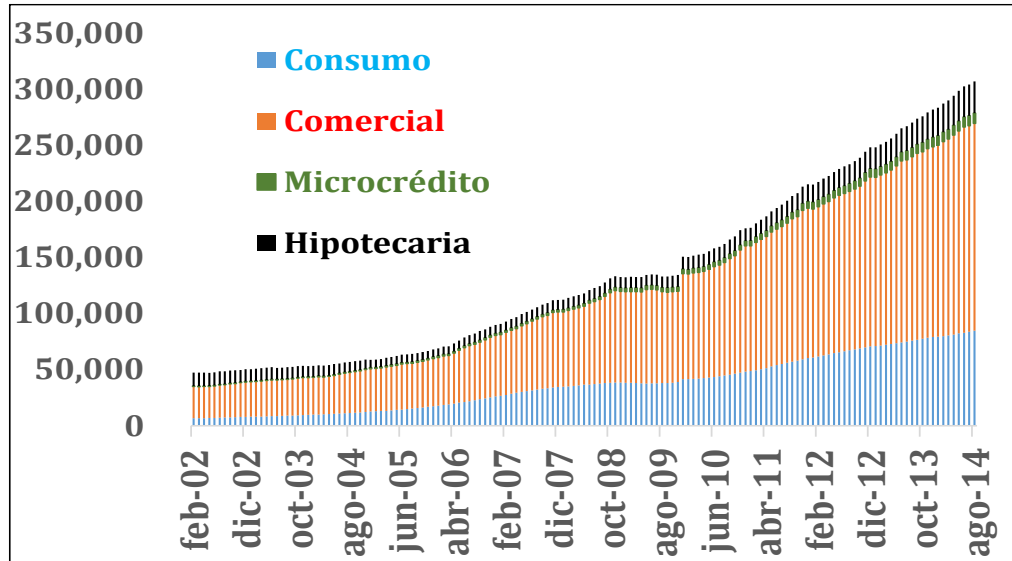
Gráfica 1-49 Crecimiento de la Cartera del Sistema Financiero Colombiano



Fuente de datos: Banco de la República

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 1-50 Composición Crédito Sistema Financiero Colombiano . Colocación de Recursos por Crédito (COP MM)

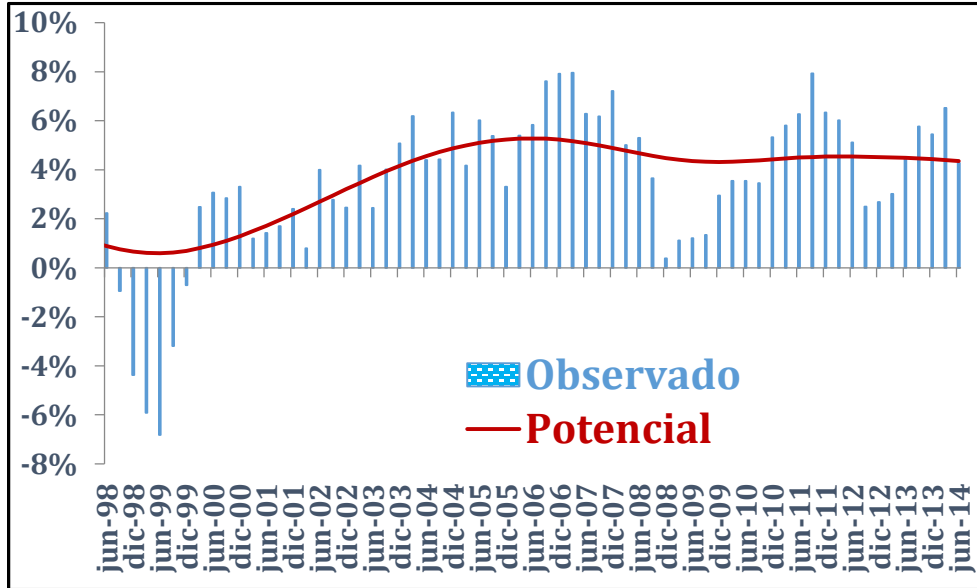


Fuente de datos: Banco de la República
 Fuente de gráfica: UPME

En síntesis, la estabilidad macroeconómica de Colombia invita al optimismo. Una economía que lleva cuatro años en promedio creciendo por encima de su nivel potencial, y que de mantenerse las previsiones estatales, seguiría creciendo por encima de su potencial hasta 2018. (Gráfica 1-51). A pesar de haber un entorno que no es favorable por la desaceleración de las economías líderes latinoamericanas (México, Brasil, Chile, Argentina), la recesión de las economías europeas, el repunte del dólar, el comportamiento discreto de las exportaciones y el mantenimiento de un conflicto armado que restringe el gasto público, a pesar de esos factores, la economía colombiana crece por encima del 4.5%, su percepción de riesgo para los inversionistas es bajísima, los flujos de inversión extranjera se mantienen por encima del 4% del PIB, y las reservas internacionales se sitúan alrededor de los US50 BB, nivel que respaldaría medidas futuras del emisor para evitar episodios no deseables de volatilidad cambiaria.

Adicionalmente, el endeudamiento de los sectores público y privado es bajo en comparación a crisis previas, y concentrado en corto plazo, lo que le da suficiente margen a las empresas públicas y privadas como al Gobierno, para conjurar presiones alcistas en el tipo de cambio y las tasas de interés. Las metas del Plan de Desarrollo 2014 – 2018 son ambiciosas en términos de crecimiento (alcanzar un ingreso per cápita de US 11,000), lo que requiere de un excelente desempeño macro, y una economía viable y fiable, factores que han caracterizado históricamente a la economía colombiana, al punto de ser reconocida como la economía más estable, con mejor historial crediticio de su deuda soberana y de mayor crecimiento histórico en Latinoamérica

Gráfica 1-51 Crecimiento Observado Versus Potencial Colombia



Fuente de datos: Banco de la República
 Fuente de gráfica: UPME

2 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELECTRICA

A continuación se presentan los escenarios de proyección de la demanda de energía y potencia, revisión julio de 2014, junto con los supuestos considerados, así como la metodología empleada por la UPME para llevar a cabo este ejercicio de planificación.

2.1 Proyección de la demanda de Energía Eléctrica en Colombia

Para el desarrollo de esta revisión, se ha venido realizando el seguimiento de las proyecciones publicadas en noviembre de 2013 y marzo de 2014 por medio del metaanálisis explicado en el informe de la Revisión de Marzo de 2014. Según estas mediciones se ha mejorado sustancialmente la calidad de las proyecciones, pues se reporta un alto grado de correspondencia entre los valores observados y los proyectados (Gráfica 2-1).

Teniendo en cuenta, que el siguiente análisis no se incluye la demanda del Gran Consumidor Especial Rubiales, debido a que inicialmente se tenía prevista su entrada en el año 2016. Es decir, Por lo tanto, de la demanda observada se sustrajo la demanda de Rubiales, para no introducirle perturbación al metaanálisis.

Para la validación se ha optado por utilizar el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), el Error Cuadrático Medio (MSE), el Sesgo (B), el Modelo (M) y los Aleatorios (R). Para lo cual se empleó el Error Cuadrático Medio para medir las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados.

Los resultados son los siguientes:

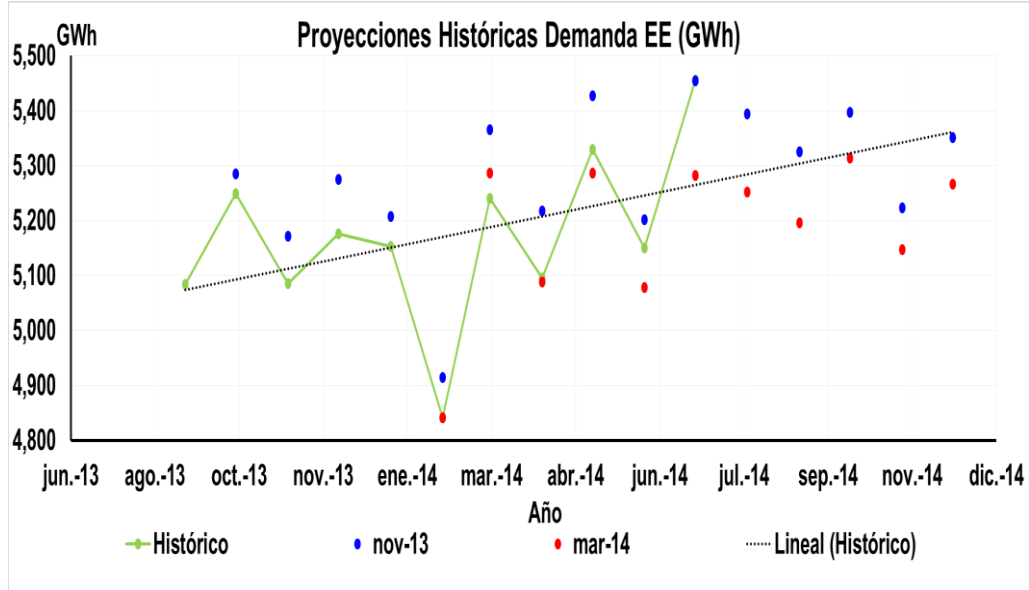
- Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad noviembre 2013 y marzo de 2014, con respecto a los valores realmente demandados.

	Noviembre-2013	Marzo-2014
APE	1,68%	-0,02%
AAE	74,58	57,00
MSE	0,0267%	0,0246%

- Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentaban un sesgo sistemático o aleatorio (Gráfica 2-2). Al determinar el tipo de errores de cada proyección, se descompuso el MSE en las tres componentes: Errores por sesgo (B), Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), donde se obtuvieron los siguientes resultados:

MSE	Noviembre-2013	Marzo-2014
Sesgo (B)	78.86%	25.65%
Modelo (M)	0.62%	1.04%
Aleatorio (R)	20.51%	73.31%

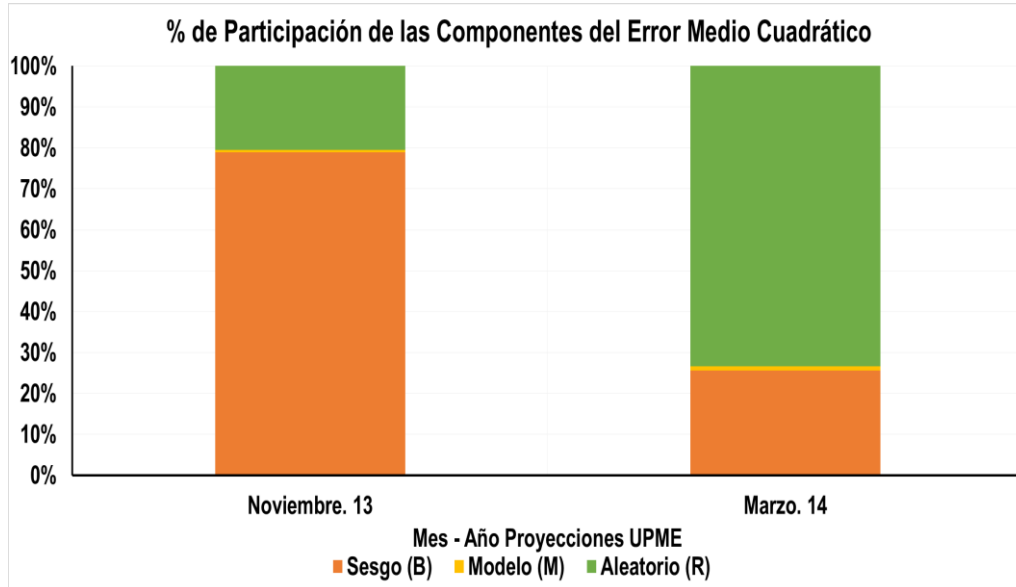
Gráfica 2-1: Seguimiento a proyecciones UPME de demanda de EE – Noviembre 2013 – Marzo de 2014



Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, 2014

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-2: Descomposición del Error Medio Cuadrático de las proyecciones



Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, 2014

Fuente de gráfica: UPME

Por lo tanto, se han venido minimizando el sesgo sistemático y el error de la proyección se atribuye a sus características aleatorias. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 y marzo de 2014 que son modelos VAR endógeno y exógeno respectivamente, han mostrado un alto grado de precisión.

2.1.1 Metodología

Se ajustó un modelo con el cual se logra una mayor coherencia estadística con los datos históricos, con el cual se toman en cuenta las series históricas de Demanda de Energía Eléctrica mensual del SIN desde Enero de 1991 a Mayo de 2014 publicadas por XM y los datos trimestrales del PIB, Población y Temperatura de Colombia desde los años 1991 a 2028, publicados por el DANE y el IDEAM.

Para reducir aún más el sesgo sistemático, se utilizará a partir de la presente revisión el método de combinación de pronósticos¹ de diferentes modelos. Con este objetivo se consideraron tres modelos que predicen la demanda de energía eléctrica en Colombia, los cuales son modelos multivariados (VAR y VEC). Los modelos empleados fueron un VAR endógeno, VAR exógeno, y un VEC endógeno con la variable temperatura exógena. Los modelos emplean como en las revisiones anteriores, las variables de demanda de energía eléctrica, PIB Total, Población y Temperatura.

Los modelos multivariados como los VAR (modelo de vectores autorregresivos) y los VEC (modelo de vectores de corrección de error), proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir. Así, cada variable es explicada por los retardos de sí misma y por los retardos de las demás variables.

Para la estimación eficiente de las ponderaciones para cada modelo se calculan los valores aproximados de los parámetros de cada uno, y se otorga la mayor ponderación a aquel modelo que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto. Para el modelo VAR endógeno se le asigna una participación de 20%, para el modelo VAR exógeno, 60% y para el Modelo VEC, 20%.

Además, se requirió que las series sean estacionarias, por lo tanto se realizó la Prueba de Raíz Unitaria - Phillips - Perron (PP). Además, que entre las variables existan una combinación lineal de las mismas, por lo tanto también se realizó la Prueba de Cointegración de Johansen.

A partir de estas consideraciones se estimó el modelo con las diferencias logarítmicas estacionarias de cada una de las variables, que se indican a continuación:

1./ ¹ CASTAÑO V., ELKIN. Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".

DEM	Demanda de Energía Eléctrica
PIBTotal:	PIB Total
POB	Población
TEMP	Temperatura Media

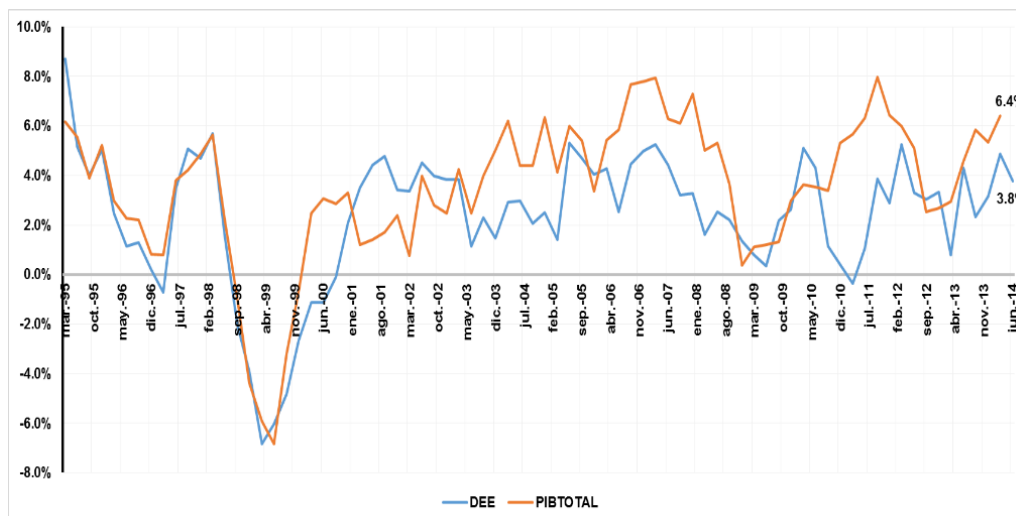
Los datos de PIB y de población son publicados por el DANE, la información de PIB se encuentra disponible hasta el primer trimestre de 2014 y la de población corresponde a proyecciones hechas por dicha entidad.

El escenario de crecimiento económico UPME corresponde a las proyecciones estimadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Según el MHCP, se espera que el crecimiento alcance su potencial en los próximos años y tienda a una tasa cercana a 4,6% en el largo plazo.

Los resultados se obtienen para periodos anuales y se mensualizan 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.

El crecimiento económico del primer trimestre de 2014 (1T14) registró una tasa de crecimiento anual de 6.4% anual reflejando el buen momento por el que pasa la economía impulsada por el dinamismo del sector de la construcción. Los indicadores líderes conocidos a la fecha ya adelantaban una recuperación del ritmo de crecimiento de la economía nacional y de la demanda de energía eléctrica (Gráfica 2-3).

Gráfica 2-3: Crecimiento anual DEE (SIN 2T14) - PIB (1T14) - Coeficiente de correlación: 0,7528



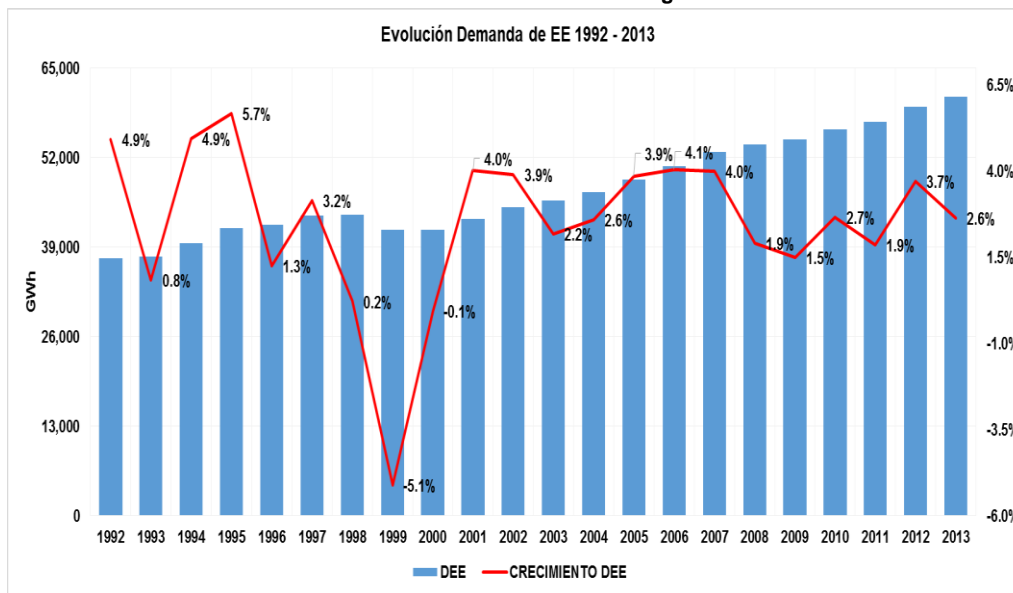
Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, 2014

Fuente de gráfica: UPME

El comportamiento reciente de la demanda de energía eléctrica y del PIB sugieren un desacople de dichas variables como consecuencia de un crecimiento económico soportado en sectores con un bajo consumo de energía eléctrica. Se espera que en 2014 los sectores económicos que impulsen el crecimiento del producto continúen siendo sectores de baja intensidad eléctrica, razón por la cual se aprecia una menor transmisión del comportamiento de la actividad económica general al comportamiento de la demanda eléctrica.

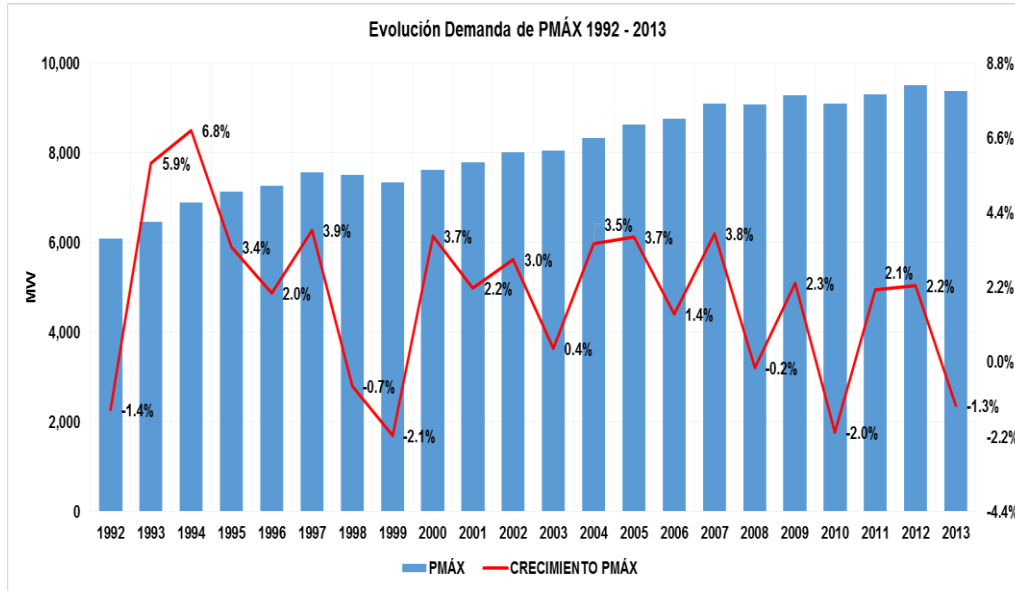
El crecimiento anual, en los últimos 5 años para demanda de energía eléctrica ha presentado un crecimiento promedio de 2,5% y para la demanda de potencia máxima un crecimiento promedio de 0,7%. Durante el periodo de 1992 a 2013 la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima se han visto influenciadas por la presencia de ciclos económicos aproximadamente con una frecuencia de cada 10 años, tales como en 1998 - 1999 la crisis del sudeste asiático y en 2008 - 2009 la crisis de las hipotecas suprime. (Gráfica 2-4 y Gráfica 2-5).

Gráfica 2-4: Evolución anual de la demanda de energía eléctrica 1992 -2013



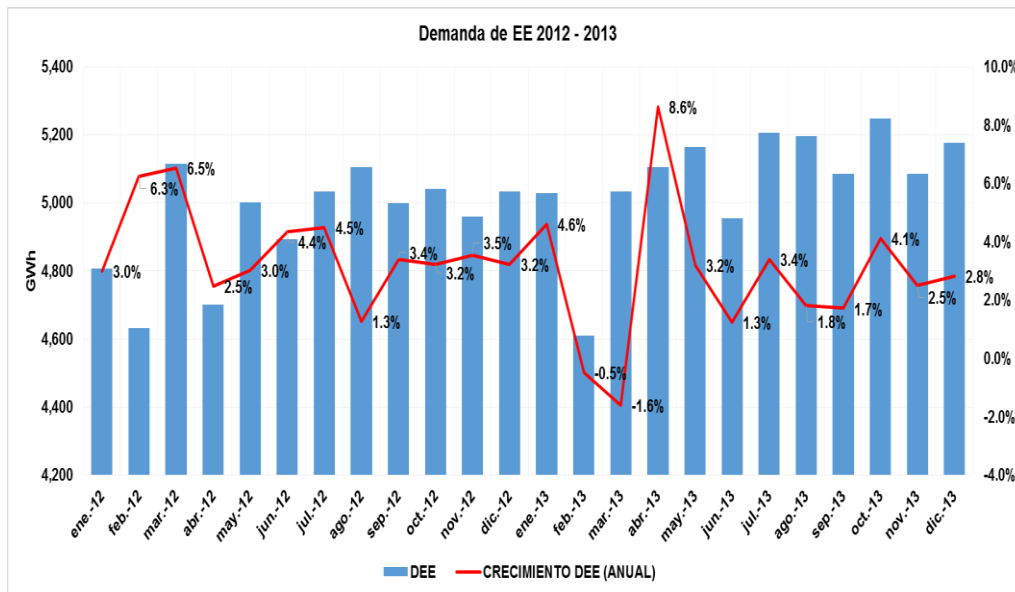
Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-5: Evolución anual de la demanda de potencia máxima 1992 -2013



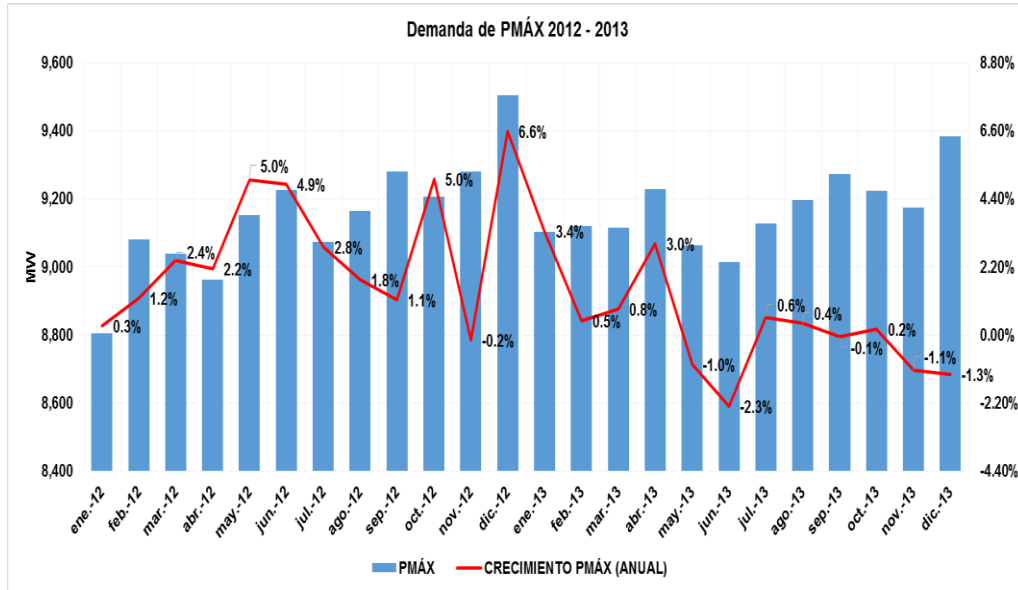
Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2012 – 2013



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-7: Evolución mensual de la demanda de potencia máxima 2012 – 2013



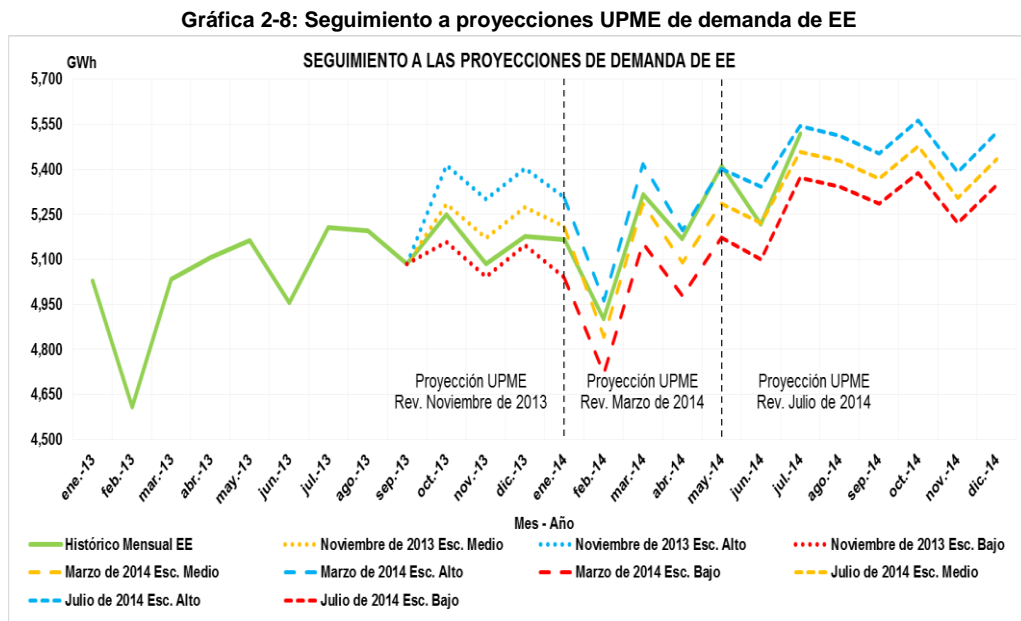
Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

Como se muestra en la

Gráfica 2-8, en la revisión de julio se actualiza con la entrada adelantada del GCE Rubiales desde enero del presente año, demanda que se había mantenido en las revisiones anteriores a partir del año 2016. Sin

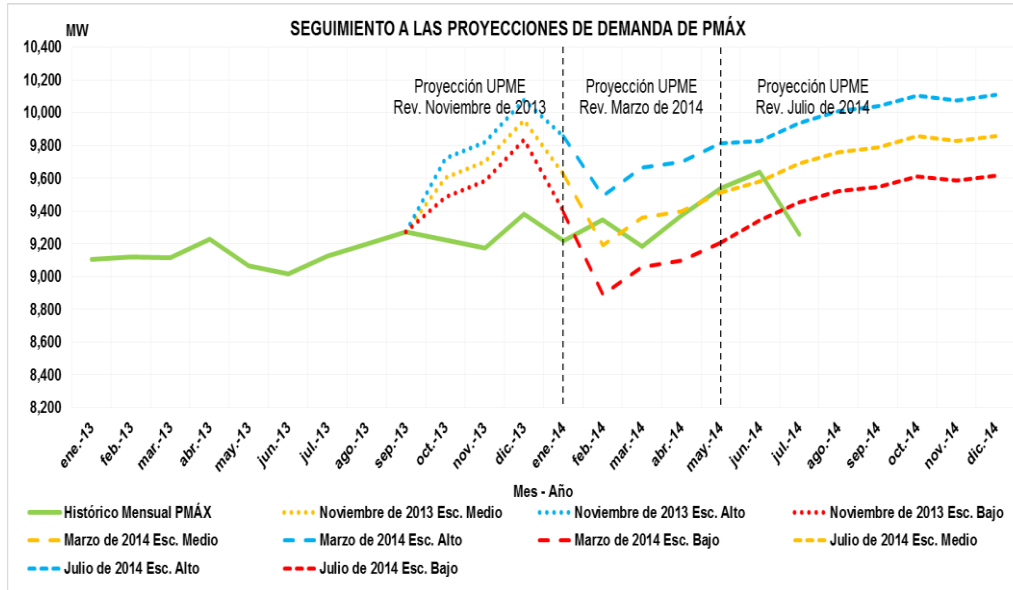
embargo, los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado fielmente el comportamiento de la demanda real del SIN.



Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, IDEAM, 2014

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-9: Seguimiento a proyecciones UPME de demanda de PMáx

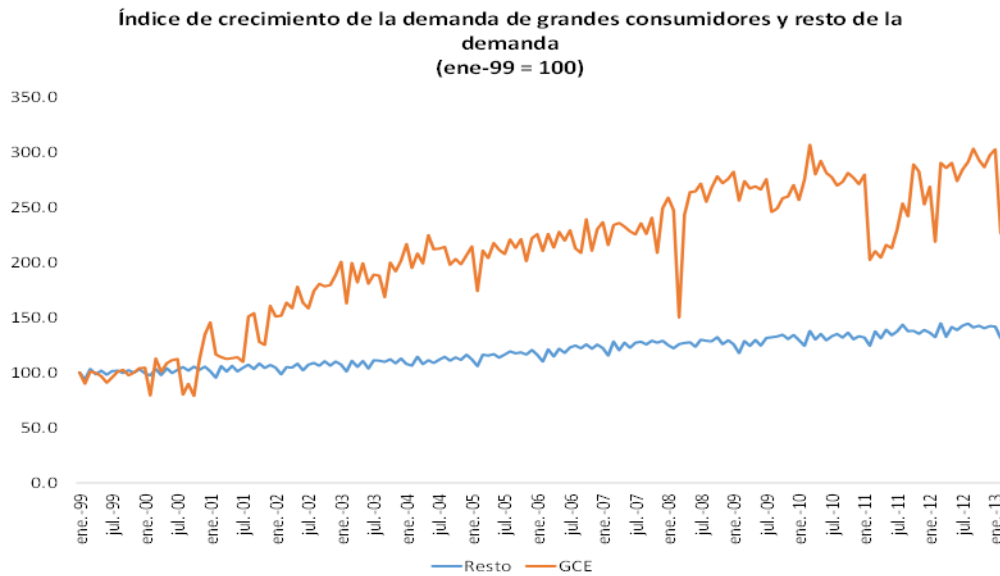


Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, IDEAM, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

2.2 Grandes Consumidores

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-infantas) y OXY, los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores Especiales” (GCE), se puede apreciar un aumento importante de su participación en la demanda total del SIN que pasa de alrededor de 2.4% de la demanda total a finales de 1999 y llega hasta 4.7% en enero de 2014, mostrando un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda capturada por el SIN.

Gráfica 2-10: Índice de crecimiento de la demanda de grandes consumidores y resto de la demanda



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Si se tiene en cuenta que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el sector residencial se encuentra acotado por una cobertura residencial muy cercana al 100%, las novedades en la demanda de los grandes consumidores constituye uno de los factores relevantes en términos de variabilidad de la demanda total de energía eléctrica.

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, sin embargo, la incertidumbre que plantean estos agentes radica en sus solicitudes de nuevas demandas, las cuales, dada su magnitud y características específicas, por lo general, implican una ampliación de la infraestructura con el fin de atenderlas.

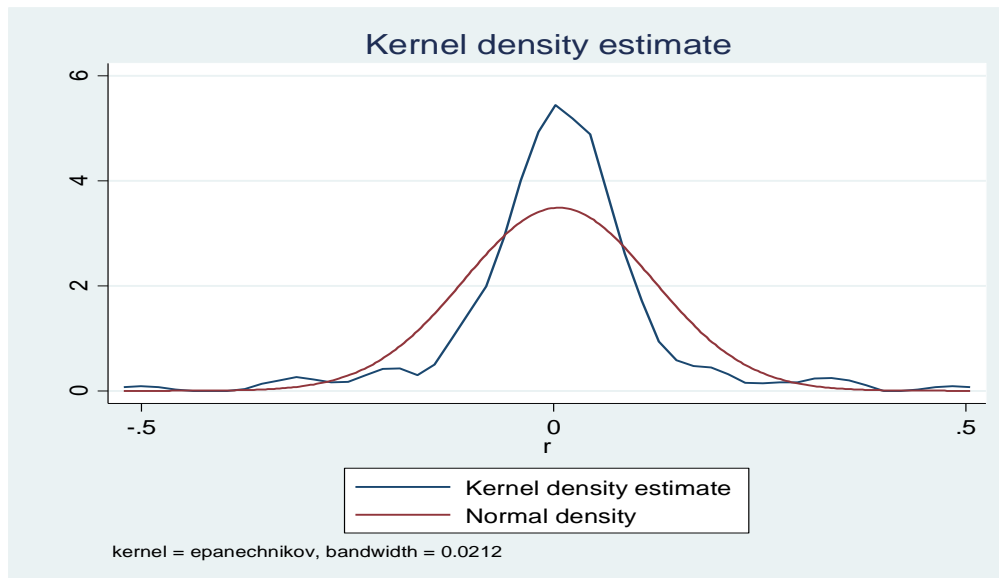
Esta situación plantea riesgos de sobreinversión para el sistema en el sentido que de no cumplirse la magnitud de la demanda, su duración, etc., la inversión hecha para satisfacerla puede quedar ociosa, produciendo una asignación ineficiente de recursos en la economía.

Cabe resaltar que la incertidumbre está planteada no solo para la entrada de nuevos proyectos, sino también sobre la duración, vida útil, declinación de campos o explotaciones mineras, etc.

2.2.1 Características de las series de demanda eléctrica GCE

La serie de grandes consumidores tiene un valor esperado más probable que una serie normal, pero también se caracteriza por una alta ocurrencia de valores atípicos. Se puede decir que la serie tiene una alta ocurrencia de valores extremos que revierten rápidamente a su media.

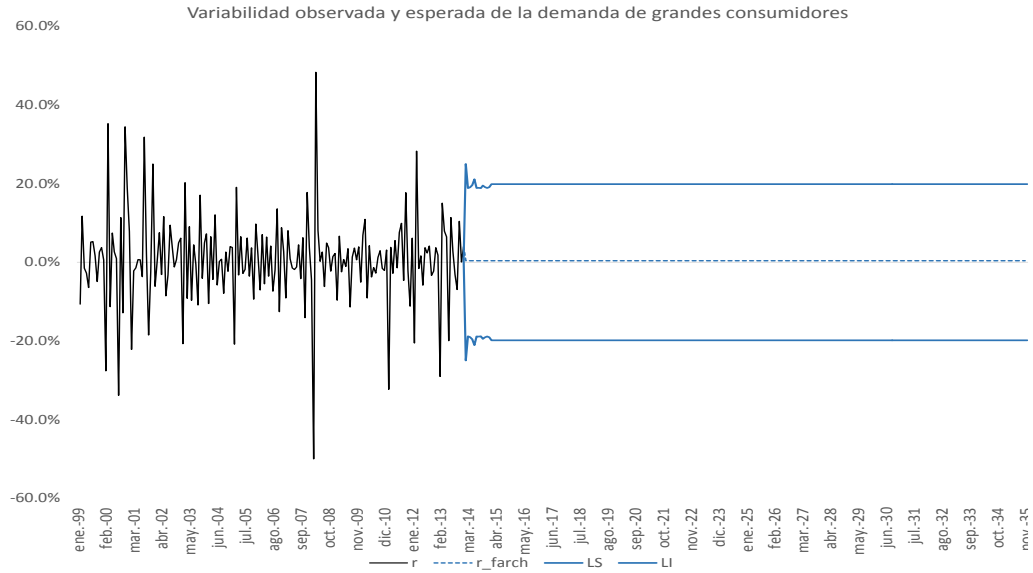
Gráfica 2-11: Estimación de densidad de Kernel



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

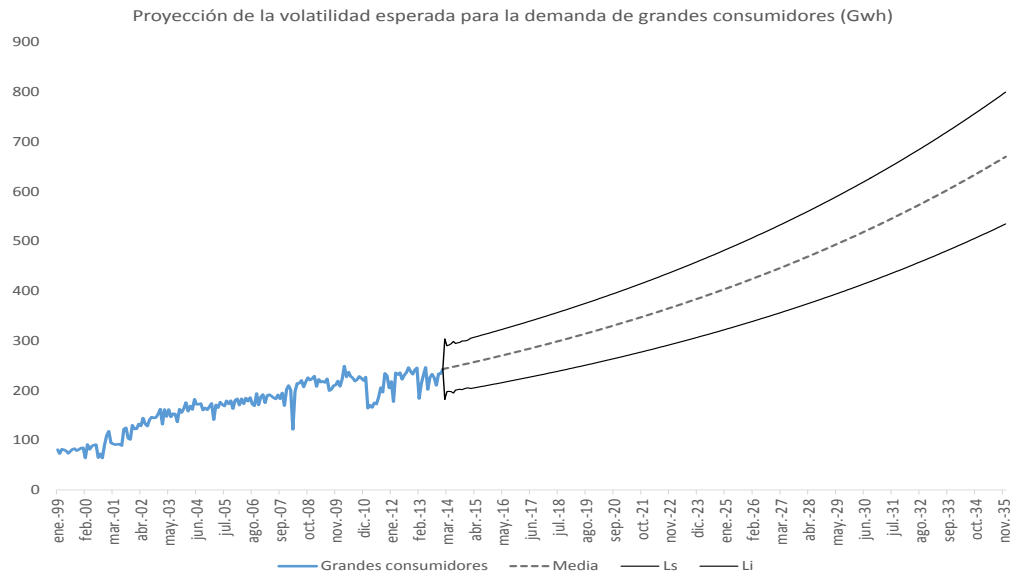
Esto quiere decir también que la serie es heterocedástica y comparte ciertas características con las series financieras. Dadas estas características, una primera aproximación fue la de modelar la serie usando un modelo autoregresivo de heterocedasticidad condicional. modelo autoregresivo de heterocedasticidad condicional.

Gráfica 2-12: Variabilidad observada y esperada de la demanda de grandes consumidores



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-13: Proyección de la volatilidad esperada para la demanda de grandes consumidores (GWh)

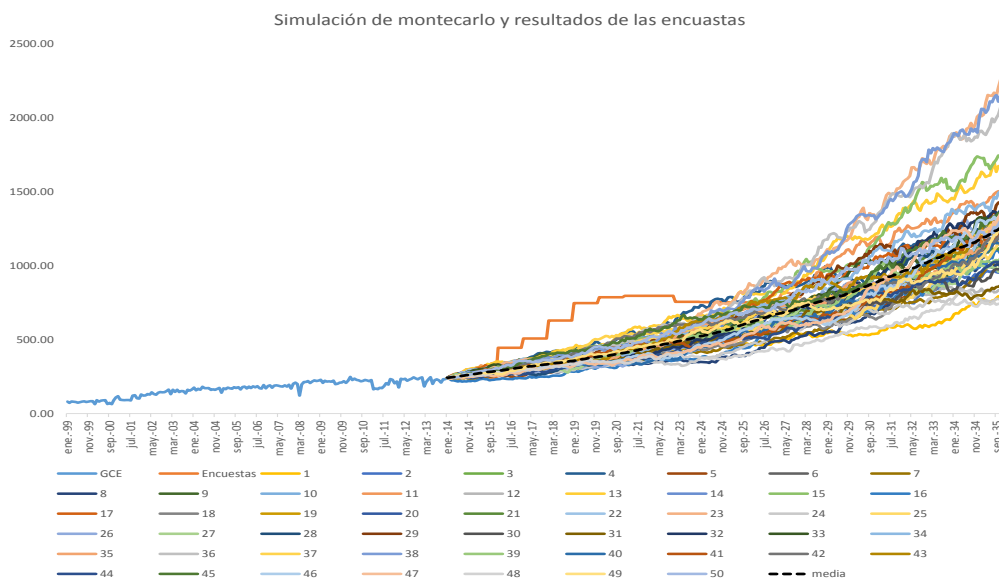


Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Aunque éste modelo brinda una buena idea acerca del comportamiento esperado de una serie en el corto plazo, no es muy útil para modelar el largo plazo y la posible entrada (o salida) de nuevos proyectos que afecten estructuralmente la serie.

Actualmente se realizan encuestas a las grandes industrias en las que se obtiene información sobre grandes proyectos que impliquen consumos adicionales de energía eléctrica, esta información es adicionada a la proyección de demanda de energía eléctrica total que se hace con métodos econométricos.

Gráfica 2-14: Simulación de montecarlo y resultados de las encuestas



Fuente de datos: Portal BI - XM

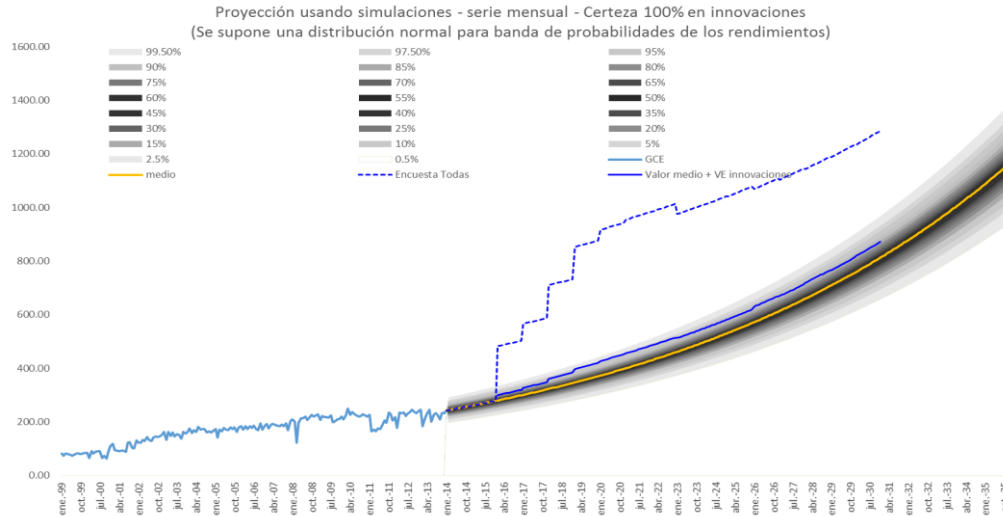
Fuente de gráfica: UPME

Al comparar las respuestas a la encuesta con simulaciones hechas sobre la serie de consumo, se aprecia que las demandas adicionales implicarían un quiebre estructural en la serie, por lo menos en las fechas en las que menciona la posibilidad de entrada de los nuevos consumos.

Una forma de cuantificar la incertidumbre que presentan los posibles nuevos consumos especiales es mediante la adopción de valores esperados en los que se pondera la posibilidad de entrada de las nuevas demandas de las compañías interesadas en desarrollar proyectos que impliquen una ampliación importante en la demanda eléctrica.

Usando el escenario de probabilidades implícito en la simulación de la serie de grandes consumidores, se puede calcular un valor esperado.

Gráfica 2-15: Proyección usando – Serie mensual – Certeza 100% en innovaciones



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Si se usa únicamente la distribución resultante del proceso de simulación de la serie, el valor esperado de las cargas especiales disminuye de forma considerable respecto a la información inicial, situación que tampoco es muy realista, ya que con información cualitativa disponible existe un mayor grado de certeza en la entrada de algunos proyectos.

El paso a seguir sería tratar de encontrar una forma de combinar estas aproximaciones con el fin de obtener un mayor grado de certidumbre tanto en los consumos esperados de energía eléctrica como en la vida de los proyectos de estos agentes.

En esta revisión de las proyecciones se utiliza la información reportada por los GCE y en la siguiente revisión se presentarán los resultados del trabajo de análisis de escenarios más probables asociados con las demandas de los proyectos anunciados y de otras demandas puntuales, que representarán un cambio estructural.

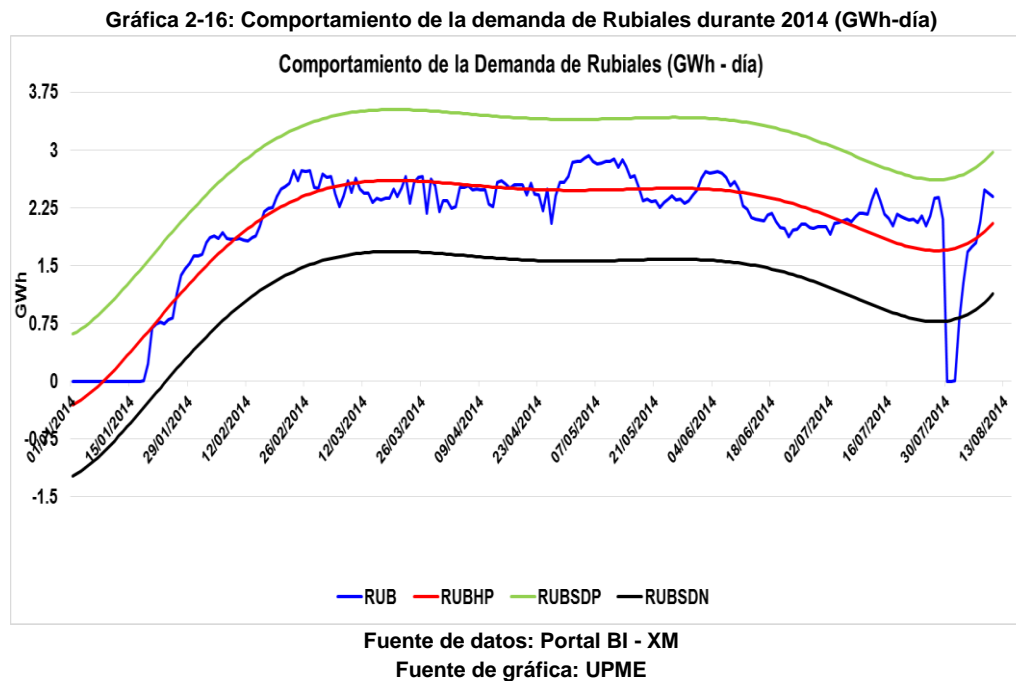
Partiendo de las solicitudes de conexión al SIN presentadas a la UPME y de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible, se consideran las cargas de Rubiales, Ecopetrol y Drummond como Grandes Consumidores Especiales (GCE). Se consideran las fechas de entrada informadas por cada uno de estos consumidores.

Otros Grandes Consumidores Especiales como son Cerrejón, Cerromatoso, OXY y el campo de La Cira Infantas no se incluyeron en este análisis, pues su demanda de energía eléctrica y de potencia máxima forman parte de la demanda histórica nacional, registrada como ventas de los comercializadores.

En los escenarios de demanda eléctrica proyectados a largo plazo en energía, y en potencia máxima, se incluye las exportaciones de demanda de energía y potencia máxima asociada hacia Panamá a partir del año 2018.

2.2.2 Seguimiento a los GCE

Los GCE tuvieron un comportamiento atípico durante la primera parte del año. Primero se destacó la entrada (antes de lo previsto) de rubiales con un consumo cercano a los 81 GWh en mayo.

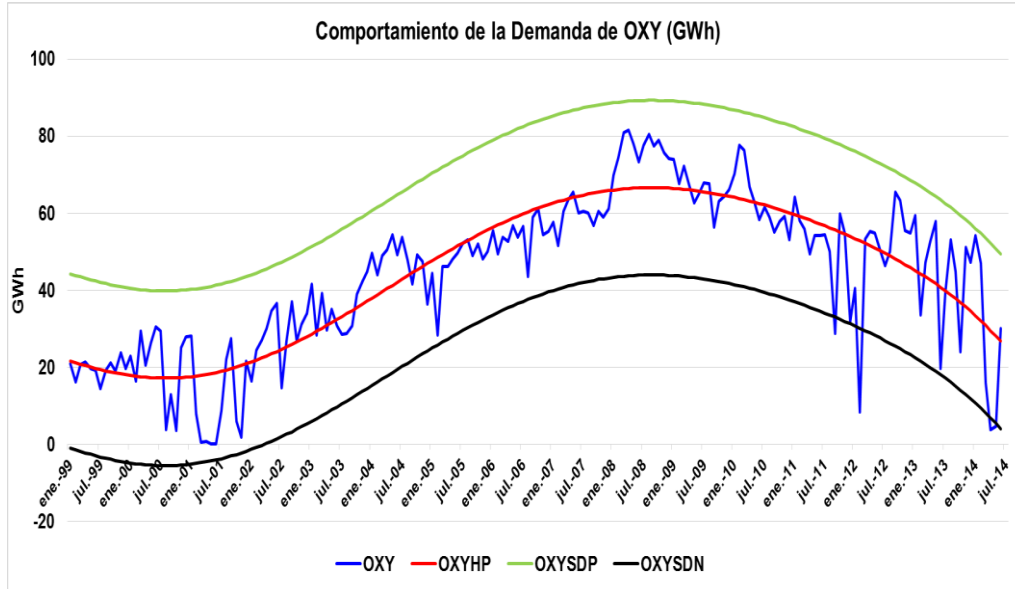


La entrada de este nuevo agente compensó en parte la fuerte caída en el consumo de este grupo de demanda, la cual se produjo principalmente por factores coyunturales que afectaron las conexiones de OXY y Cerromatoso.

La conexión de OXY, cuya actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, se vió afectada por factores de orden público que comprometieron la continuidad de su actividad, afectando su demanda por energía eléctrica.

Por otro lado, Cerromatoso también redujo anormalmente su consumo debido a operaciones de mantenimiento.

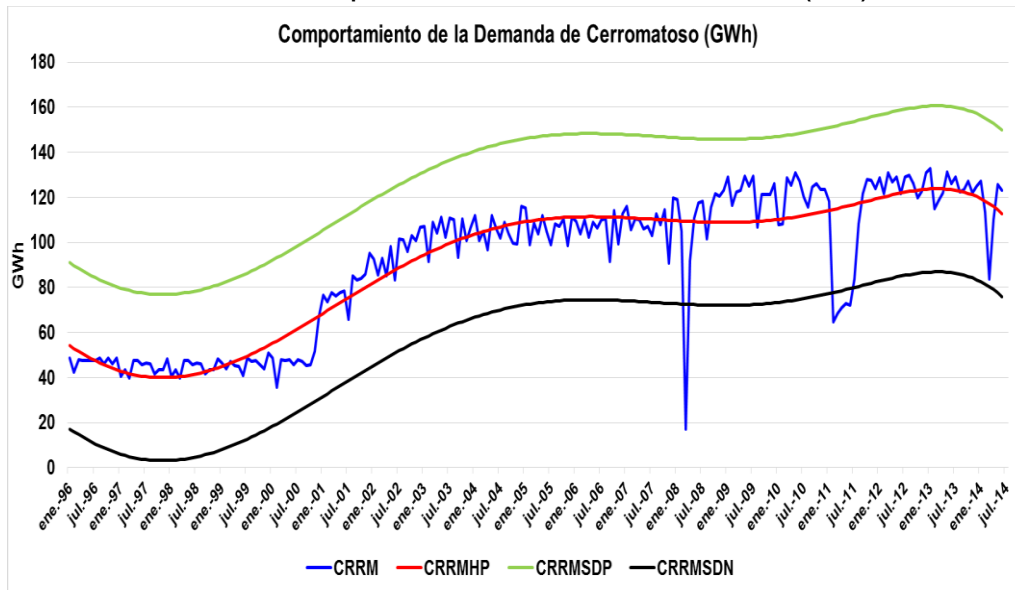
Gráfica 2-17: Comportamiento de la demanda de OXY (GWh)



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

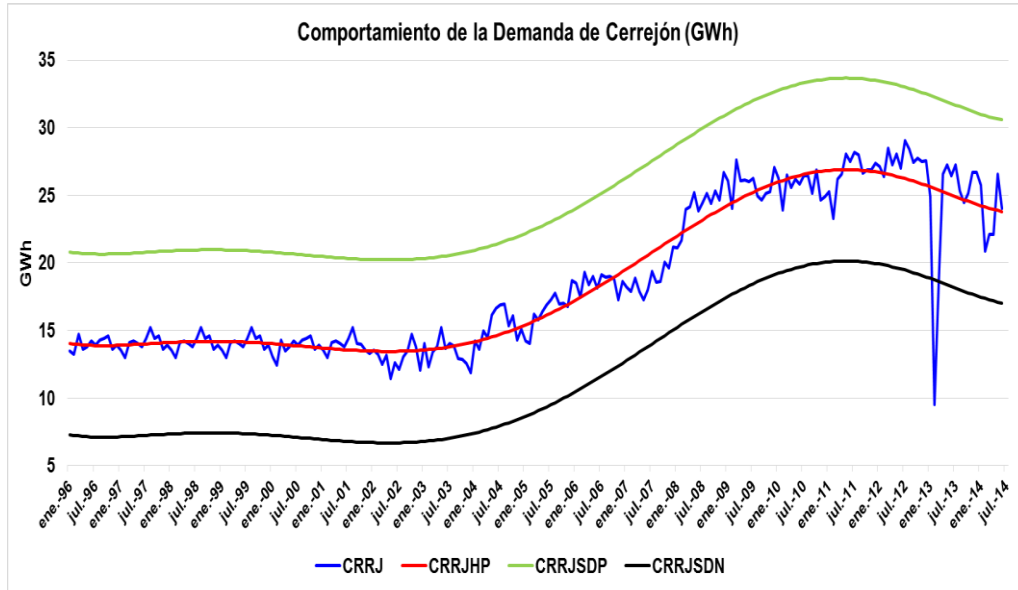
Gráfica 2-18: Comportamiento de la demanda de Cerromatoso (GWh)



Fuente de datos: Portal BI - XM

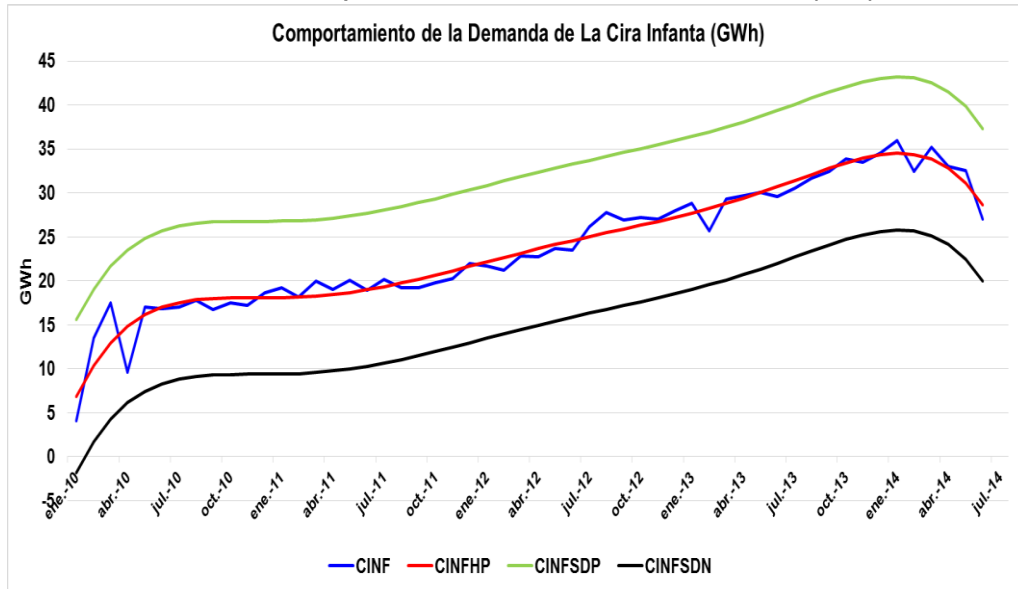
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-19: Comportamiento de la demanda de Cerrejón (GWh)



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-20: Comportamiento de la demanda de La Cira Infanta (GWh)



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

2.3 Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica a Largo Plazo (anual)

Las proyecciones de energía a largo plazo, se estimaron de acuerdo con la carga declarada en las solicitudes de conexión de los Grandes Consumidores Especiales (GCE), los atrasos o adelantos presentados en su entrada. Como se indicó, esta revisión incluye la demanda de energía eléctrica esperada desde 2014 en los campos de Rubiales, conectados hoy desde la subestación del STN en Chivor.

La Tabla 2-1 presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 2-1: Proyección de demanda de energía eléctrica para GCE y Panamá

PROYECCIÓN GCE (GWh)				
AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	1 211,33			
2015	1 362,65	482,11	508,72	
2016	1 540,73	964,22	1 009,15	
2017	1 597,43	964,22	1 011,92	
2018	1 433,62	964,22	1 009,15	1 313,38
2019	1 162,85	1 813,54	1 009,15	1 696,43
2020	865,89	2 081,12	1 009,15	1 843,96
2021	755,46	2 081,12	1 011,92	2 127,38
2022	626,48	2 081,12	1 011,92	2 393,19
2023	509,36	2 081,12	1 011,92	2 212,26
2024	414,38	2 081,12	1 011,92	2 296,32
2025	344,66	2 081,12	1 011,92	2 396,31
2026	283,26	2 081,12	1 011,92	2 362,54
2027	232,27	2 081,12	1 011,92	2 362,54
2028	190,87	2 081,12	1 011,92	2 362,54

Nota: El tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente de datos: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond.

Fuente de tabla: UPME

La Tabla 2-2 y la Tabla 2-3, muestran la proyección de demanda de energía eléctrica esperada sin incluir e incluyendo los GCE y ventas a Panamá.

Tabla 2-2: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE ni Panamá (Anual)

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63 079	62 445	61 813
2015	64 992	63 954	62 919
2016	66 735	65 670	64 609
2017	68 595	67 500	66 410
2018	70 266	69 145	68 027
2019	71 996	70 847	69 702
2020	73 808	72 630	71 456

2021	75 484	74 280	73 079
2022	77 293	76 060	74 832
2023	79 319	78 053	76 792
2024	80 848	79 559	78 274
2025	82 743	81 424	80 109
2026	84 766	83 415	82 069
2027	87 066	85 679	84 297
2028	88 985	87 566	86 153

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-3: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE y Panamá (Anual)

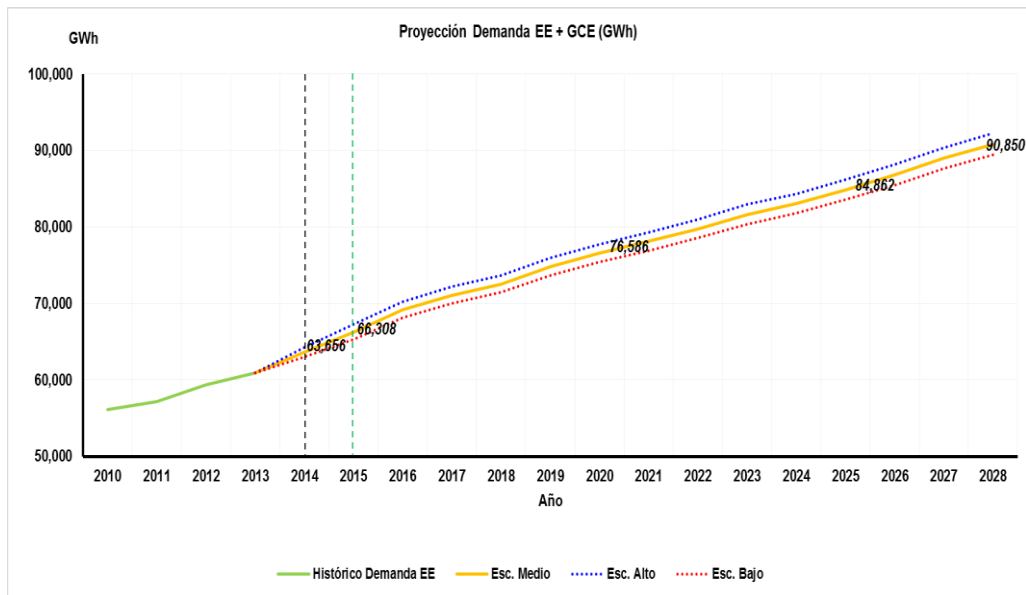
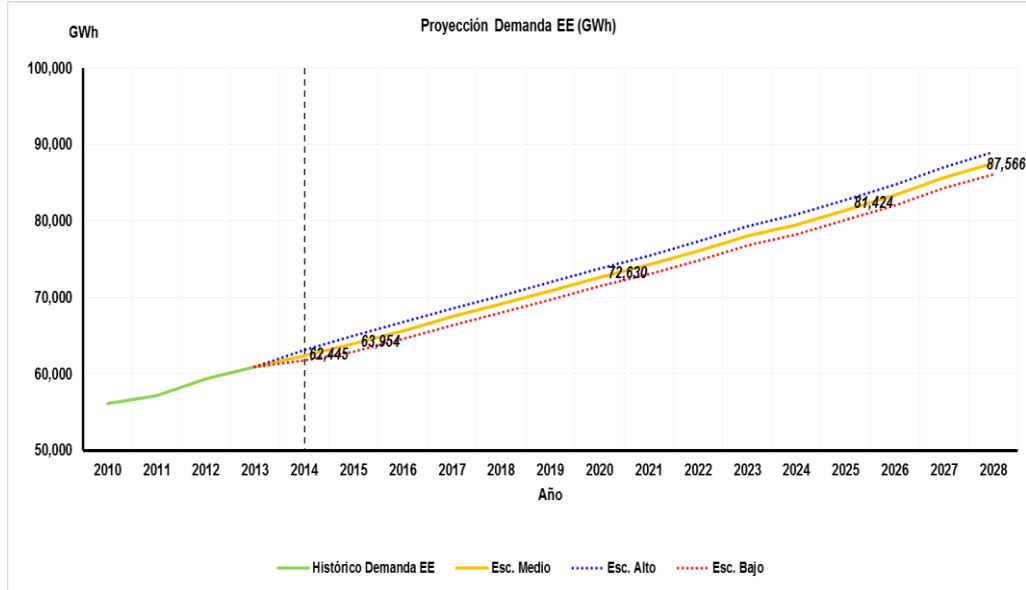
PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64 290	63 656	63 024
2015	67 346	66 308	65 273
2016	70 249	69 185	68 123
2017	72 168	71 074	69 983
2018	74 986	73 865	72 748
2019	77 678	76 529	75 384
2020	79 608	78 430	77 256
2021	81 459	80 255	79 055
2022	83 406	82 173	80 945
2023	85 133	83 868	82 607
2024	86 652	85 363	84 078
2025	88 577	87 258	85 943
2026	90 505	89 154	87 808
2027	92 754	91 367	89 985
2028	94 631	93 213	91 799

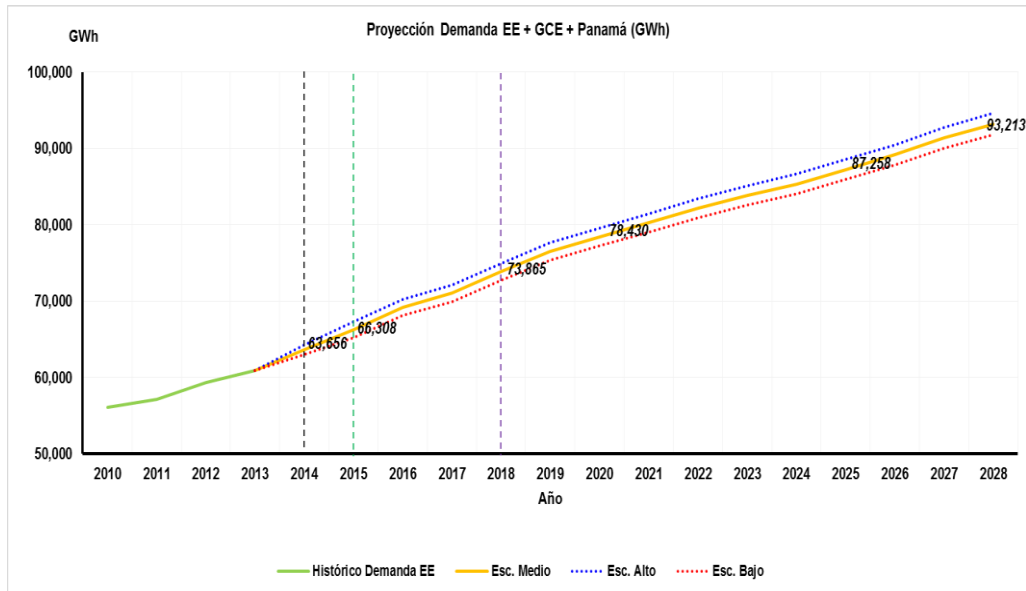
Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-21, muestra los resultados de la proyección para el período 2014-2028, iniciando con la demanda Nacional, seguida de la demanda nacional más GCE y por último la demanda nacional más GCE y Panamá.

Gráfica 2-21: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año)





Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

2.4 Proyecciones de Potencia Máxima a Largo Plazo (anual)

Con los resultados de proyección de la demanda de energía eléctrica del escenario combinado, se realiza un modelo de regresión lineal donde se obtienen las potencias máximas anuales asociadas. Se emplearon tres variables para la proyección de la potencia máxima: la demanda de energía eléctrica, la potencia máxima rezagada un periodo, y una variable Dummy que toma en cuenta el efecto del racionamiento.

La metodología recoge la relación estadística entre potencia y demanda usando una regresión de mínimos cuadrados ordinarios dinámica. Por tal motivo, cabe resaltar, que esta proyección muestra la demanda máxima de potencia que debe ser despachada en cada uno de los años de la proyección.

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 2-4 presenta los resultados de la proyección de demanda de potencia máxima esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 2-4: Proyección de demanda de potencia máxima para GCE y Panamá

PROYECCIÓN GCE (MW)				
AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	145,00			
2015	163,20	108,00	115,20	
2016	181,40	108,00	115,20	
2017	184,30	108,00	115,20	
2018	174,70	108,00	115,20	270,00
2019	152,60	108,00	115,20	270,00
2020	114,20	108,00	115,20	270,00
2021	91,20	240,00	115,20	270,00
2022	77,50	240,00	115,20	270,00
2023	63,26	240,00	115,20	270,00
2024	50,84	240,00	115,20	270,00
2025	40,87	240,00	115,20	270,00
2026	33,44	240,00	115,20	270,00
2027	27,10	240,00	115,20	270,00
2028	21,93	240,00	115,20	270,00

Nota: El tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente de datos: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond.

Fuente de tabla: UPME

La Tabla 2-5 y la Tabla 2-6, muestran la proyección de demanda de potencia máxima sin incluir e incluyendo los GCE y ventas a Panamá.

Tabla 2-5: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE ni Panamá (Anual)

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 969	9 718	9 475
2015	10 185	9 930	9 681
2016	10 397	10 136	9 882
2017	10 630	10 363	10 103
2018	10 831	10 559	10 294
2019	11 036	10 760	10 490
2020	11 255	10 973	10 697
2021	11 443	11 156	10 877
2022	11 663	11 371	11 086
2023	11 900	11 602	11 311
2024	12 075	11 772	11 477
2025	12 300	11 991	11 690
2026	12 541	12 226	11 920
2027	12 789	12 468	12 156
2028	13 008	12 682	12 363

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-6: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE y Panamá (Anual)

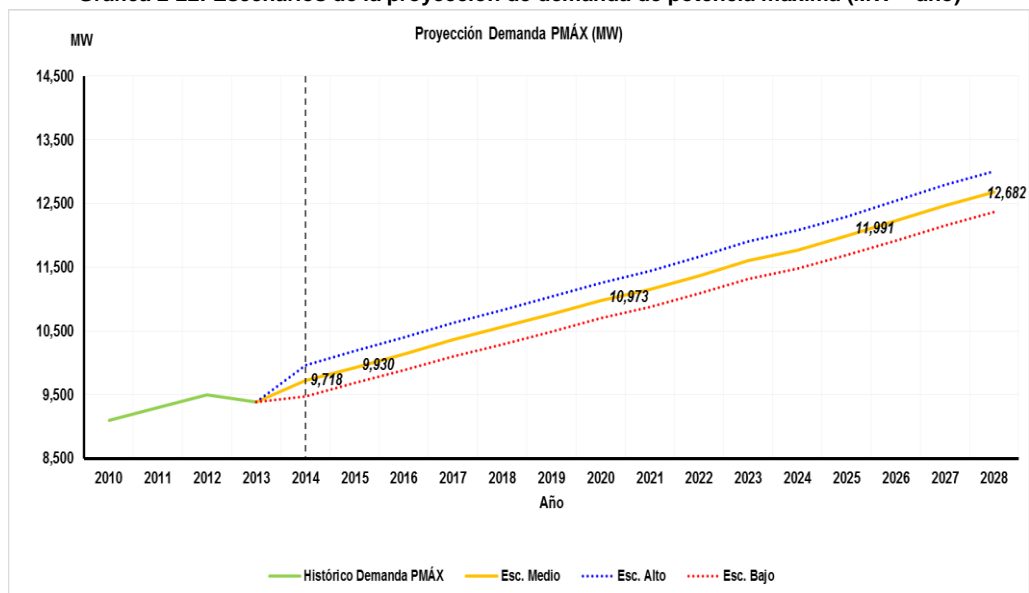
PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	10 111	9 860	9 617
2015	10 572	10 316	10 067
2016	10 802	10 541	10 287
2017	11 037	10 771	10 511
2018	11 473	11 201	10 936
2019	11 656	11 379	11 110
2020	11 837	11 554	11 279
2021	12 134	11 847	11 567
2022	12 340	12 048	11 762
2023	12 563	12 265	11 974
2024	12 725	12 422	12 127
2025	12 940	12 632	12 331
2026	13 174	12 859	12 553
2027	13 416	13 095	12 782
2028	13 629	13 303	12 985

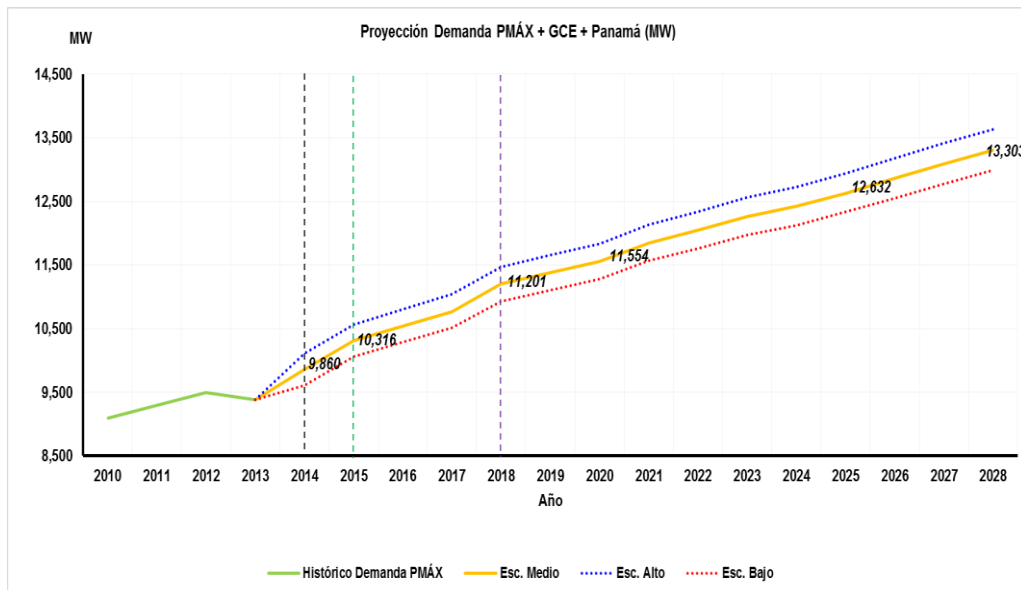
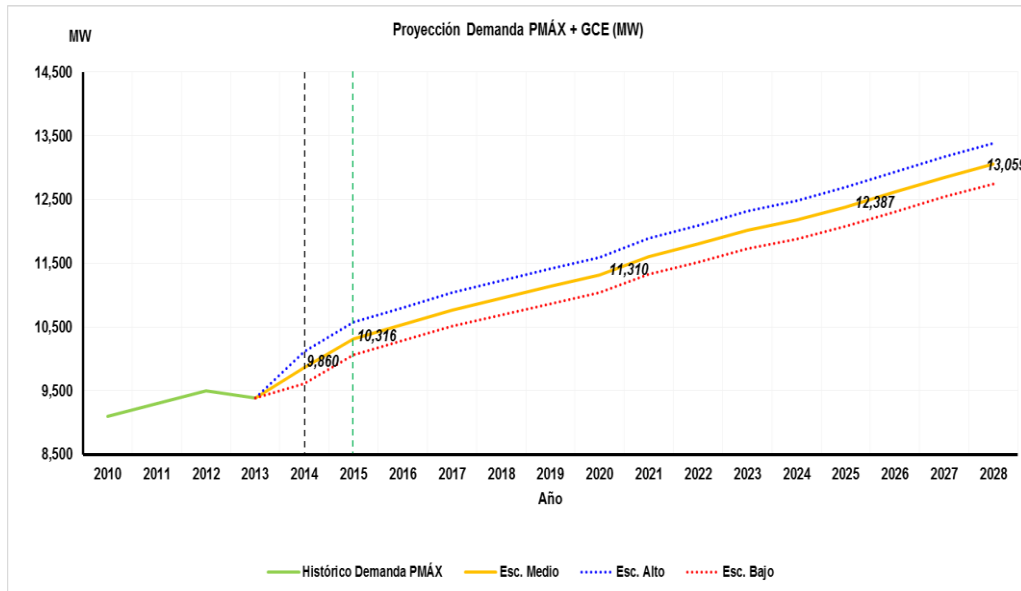
Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-22, muestra los resultados de la proyección para el período 2014-2028, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE y por último la demanda nacional más GCE y Panamá.

Gráfica 2-22: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año)





Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

2.5 Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica a Corto Plazo (Mensual)

Para mensualizar se utiliza el método proporcional de Denton, que interpola series de baja frecuencia (en este caso la serie trimestral que produce el modelo combinado, resultado de los modelos VAR y VEC), usando como base para hacer dicha interpolación una serie de mayor frecuencia (mensual), en este caso

una serie estimada con un modelo ARIMA que mantiene las características estacionales de la demanda. El método mantiene la proyección trimestral distribuyéndola de forma mensual usando como base para hacer esto la serie mensual. El método utiliza la técnica de mínimos cuadrados restringidos como base para hacer la interpolación².

La Tabla 2-7 y la Tabla 2-8, muestran la proyección de demanda de energía eléctrica esperada sin incluir e incluyendo los GCE.

Tabla 2-7: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE (Mensual)

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	5 217	5 095	4 974
jul-14	5 415	5 330	5 245
ago-14	5 383	5 298	5 214
sep-14	5 327	5 243	5 159
oct-14	5 434	5 346	5 259
nov-14	5 262	5 177	5 093
dic-14	5 384	5 298	5 212
ene-15	5 338	5 252	5 166
feb-15	5 043	4 961	4 880
mar-15	5 487	5 398	5 309
abr-15	5 331	5 247	5 163
may-15	5 499	5 412	5 325
jun-15	5 349	5 264	5 180
jul-15	5 539	5 451	5 364
ago-15	5 522	5 435	5 348
sep-15	5 476	5 389	5 303
oct-15	5 538	5 449	5 359
nov-15	5 376	5 289	5 203
dic-15	5 496	5 407	5 319

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-8: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE (Mensual)

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	5 342	5 221	5 099
jul-14	5 543	5 458	5 373
ago-14	5 512	5 427	5 343
sep-14	5 453	5 370	5 286
oct-14	5 563	5 476	5 389

2./ ² El método puede ser consultado en detalle en Fonzo T. y Marini M. "On extrapolation with the Denton Proportional Benchmarking Method". IMF, junio de 2012

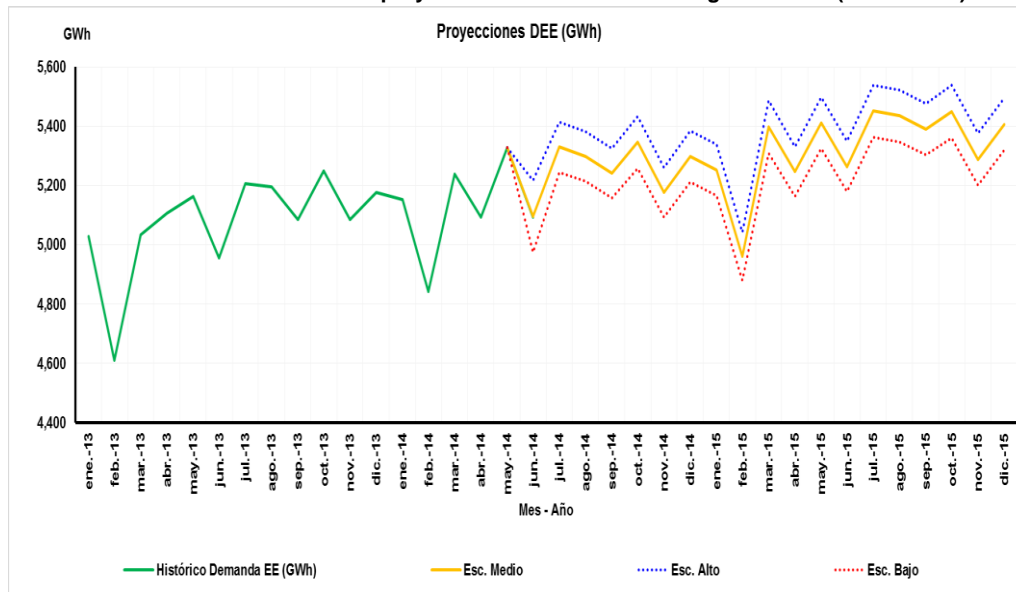
nov-14	5 390	5 305	5 221
dic-14	5 522	5 435	5 349
ene-15	5 538	5 451	5 365
feb-15	5 220	5 138	5 057
mar-15	5 677	5 588	5 500
abr-15	5 523	5 439	5 355
may-15	5 700	5 613	5 526
jun-15	5 541	5 457	5 373
jul-15	5 736	5 649	5 562
ago-15	5 721	5 634	5 547
sep-15	5 671	5 585	5 499
oct-15	5 738	5 648	5 559
nov-15	5 573	5 486	5 400
dic-15	5 707	5 619	5 530

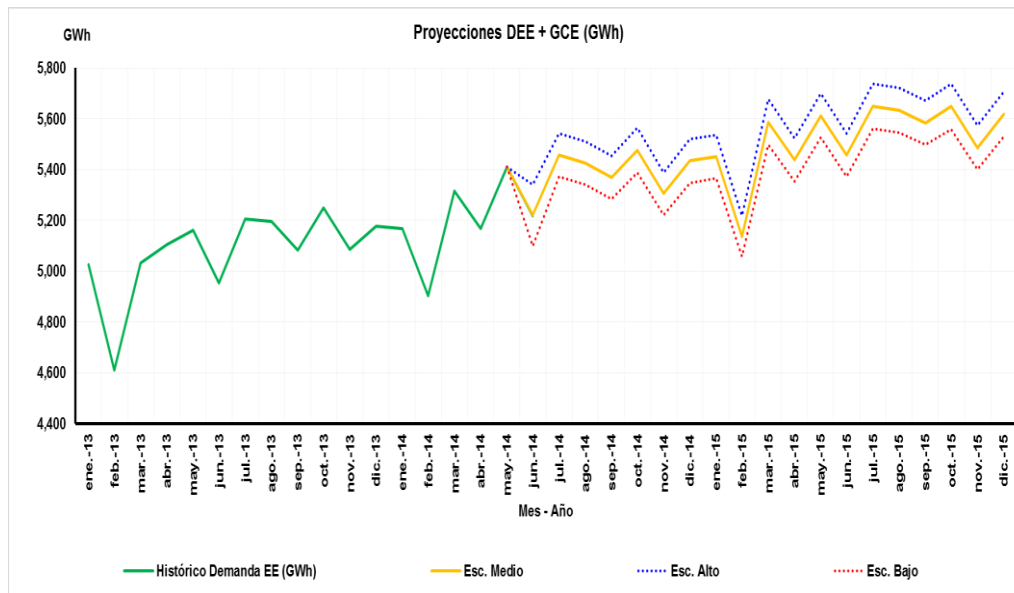
Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-23, muestra los resultados de la proyección para el período junio de 2014 – diciembre de 2015, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE.

Gráfica 2-23: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – mes)





Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

2.6 Proyecciones de la Demanda de Potencia Máxima a Corto Plazo (mensual)

Con los datos mensuales de la demanda de energía eléctrica se realiza una regresión de mínimos cuadrados ordinarios dinámica. La proyección de potencia a corto plazo también guarda consistencia con el comportamiento esperado de la demanda de energía eléctrica, además esta proyección muestra la demanda máxima de potencia que debe ser despachada en cada uno de los meses de la proyección.

La Tabla 2-9 y la Tabla 2-10, muestran la proyección de demanda de potencia máxima esperada sin incluir e incluyendo los GCE.

Tabla 2-9: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE (Mensual)

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	9 684	9 441	9 205
jul-14	9 799	9 553	9 313
ago-14	9 869	9 622	9 380
sep-14	9 898	9 649	9 407
oct-14	9 960	9 711	9 467
nov-14	9 936	9 687	9 444
dic-14	9 969	9 718	9 475
ene-15	9 973	9 723	9 479
feb-15	9 853	9 606	9 365
mar-15	9 949	9 700	9 456
abr-15	9 957	9 707	9 464

may-15	10 030	9 778	9 533
jun-15	10 022	9 771	9 526
jul-15	10 093	9 840	9 593
ago-15	10 138	9 883	9 635
sep-15	10 151	9 897	9 648
oct-15	10 185	9 930	9 681
nov-15	10 144	9 890	9 642
dic-15	10 163	9 908	9 660

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-10: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE (Mensual)

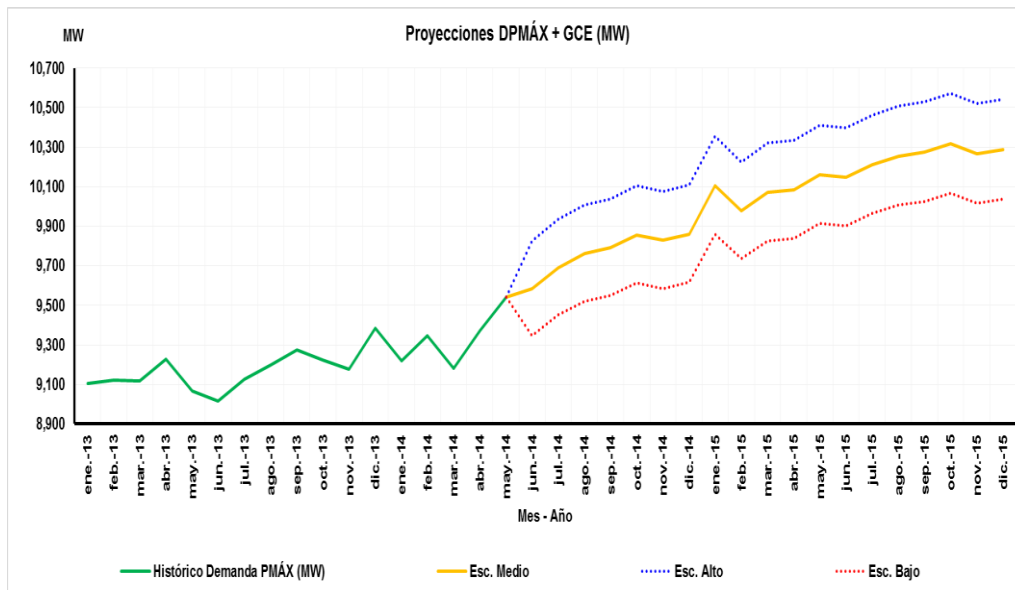
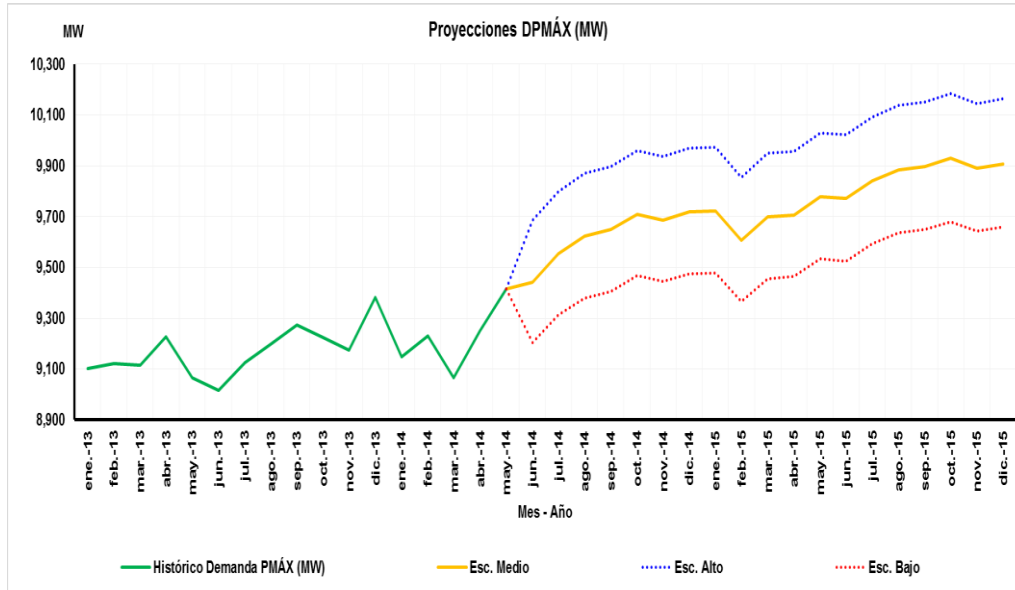
PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-14	9 826	9 583	9 346
jul-14	9 938	9 692	9 452
ago-14	10 009	9 761	9 520
sep-14	10 039	9 791	9 549
oct-14	10 105	9 856	9 612
nov-14	10 077	9 828	9 585
dic-14	10 111	9 860	9 617
ene-15	10 355	10 105	9 861
feb-15	10 226	9 978	9 737
mar-15	10 320	10 070	9 827
abr-15	10 333	10 083	9 840
may-15	10 411	10 159	9 914
jun-15	10 399	10 147	9 902
jul-15	10 464	10 210	9 964
ago-15	10 509	10 254	10 007
sep-15	10 529	10 275	10 027
oct-15	10 572	10 316	10 067
nov-15	10 520	10 266	10 018
dic-15	10 542	10 287	10 038

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-24, muestra los resultados de la proyección para el período junio de 2014 – diciembre de 2015, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE.

Gráfica 2-24: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes)



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

2.7 Participación Regional en la Demanda de Energía Eléctrica

La regionalización permite tener un mejor insumo para estructurar las soluciones de abastecimiento, mediante construcción de infraestructura necesaria y suficiente. En esta actualización se emplean los datos reportados por XM, para cada una de las 30 Unidades de Control de Pronóstico (UCP).

La información de demanda eléctrica suministrada periódicamente por XM a nivel de UCP, permite regionalizarla para tener la misma división que la demanda de otros energéticos, y luego agregarla como demanda total nacional de energía. Con base en esta información se realiza el análisis desagregado con resolución mensual. (Ver informe Proyecciones Regionales de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia - Revisión Julio 2014)

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica regionales, es decir, desagregadas en UCP, se emplea el modelo econométrico VAR de la proyección nacional de Demanda de EE y de las series de tiempo a fin de obtener la mejor aproximación para el horizonte de pronóstico. (Ver metodología empleada en los informes de Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia: Noviembre de 2013, Marzo y Julio de 2014).

Utilizando el modelo econométrico VAR de Demanda de EE que proyecta a largo plazo, con resolución anual y trimestral que combina el comportamiento de las series de demanda de energía por UCP con relación a diferentes variables como PIB, Población y temperatura.

De otra parte, para realizar proyecciones mensuales se realiza un análisis de series de tiempo utilizando datos mensuales de demanda regional de energía eléctrica nacional. Éste, considerando efectos calendario, permite la obtención de proyecciones mensuales de la demanda de electricidad regional.

Las proyecciones de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico se obtienen aplicando de manera complementaria y coherente ambas metodologías descritas anteriormente.

Luego, se evalúa la serie histórica de demanda de energía para cada UCP, empezando por las series con información desde enero de 1996, y luego, para las UCP recientemente desagregadas, se pondera respecto a la serie de la UCP original.

Tabla 2-11: Agrupación por regiones

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA
CENTRO	CENTRO	CODENSA
		CUNDINAMARCA
	META	EMSA GUAVIARE
CARIBE	BARRRANQUILLA	BARRRANQUILLA
	TAIRONA	TAIRONA
COSTA	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINÚ	SINÚ
NOROESTE	NOROESTE	ANTIOQUIA
		CHOCÓ
ORIENTE	ORIENTE	CENS
		EBSA
		ENELAR
		ENERCA
		SANTANDER

VALLE	CALI	CALI
	EPSA	CARTAGO
		PACÍFICO
CQR	CAFETEROS	TULUÁ
		CHEC
		QUINDIO
TOLIMA GRANDE	PEREIRA	PEREIRA
	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
SUR	PIJAOS	PIJAOS
	PASTO	BAJO PUTUMAYO
		CEDENAR
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente de datos: Portal BI – XM

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-12: Participación media por UCP respecto a la demanda nacional de EE (Por Región)

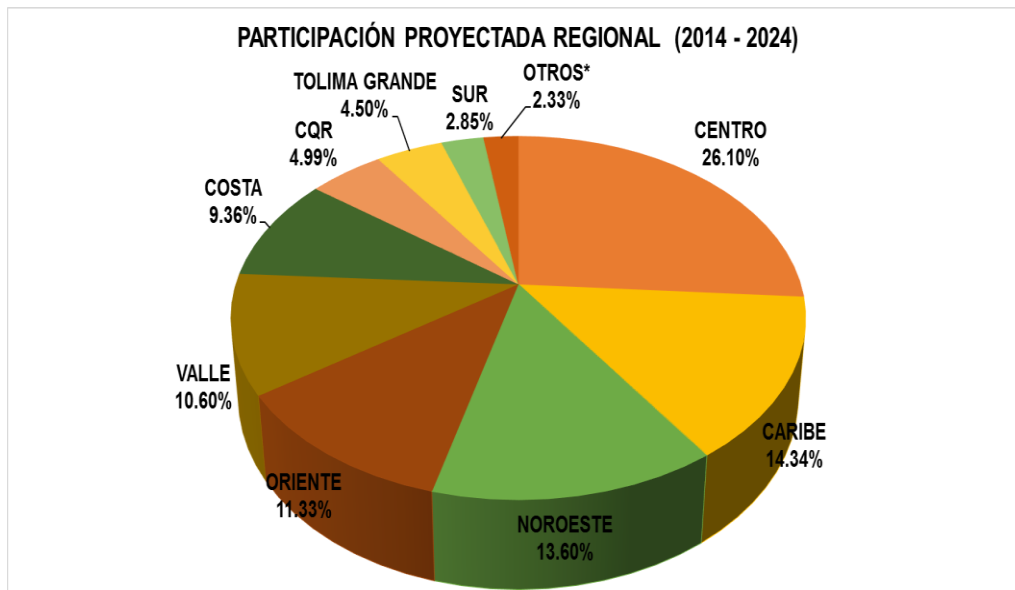
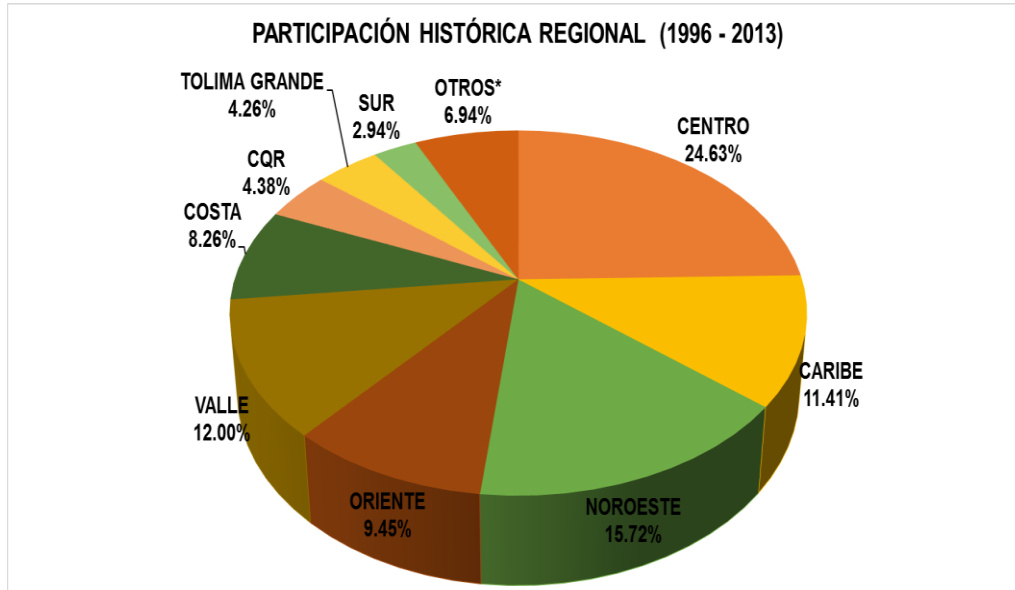
REGIÓN	HISTÓRICO 1996 - 2013	PROYECTADO 2014 - 2024
CENTRO	24,63%	26,10%
CARIBE	11,41%	14,34%
COSTA	8,26%	9,36%
NOROESTE	15,72%	13,60%
ORIENTE	9,45%	11,33%
VALLE	12,00%	10,60%
CQR	4,38%	4,99%
TOLIMA GRANDE	4,26%	4,50%
SUR	2,94%	2,85%
OTROS*	6,94%	2,33%

Nota: *Incluye pérdidas

Fuente de datos: Portal BI – XM

Fuente de tabla: UPME

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



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional, se encuentra en primer lugar Centro, seguida de Caribe y Costa, Noroeste y Oriente con una participación de 74,73% del total de la demanda Nacional. Sin embargo, algunas regiones pierden participación, tales como Noroeste con un 2,12%, seguido de Valle con un 1,40% y por último Sur con un 0,08%.

Tabla 2-13: Participación media por UCP respecto a la demanda nacional de EE (Por UCP Original)

UCP ORIGINAL	HISTÓRICO 1996 - 2013	PROYECTADO 2014 - 2024
CENTRO	23,24%	23,39%
META	1,39%	2,71%
BARRRANQUILLA	6,89%	7,88%
TAIRONA	4,52%	6,46%
CARTAGENA	4,62%	5,12%
PLANETA RICA	0,38%	0,56%
SINÚ	3,26%	3,68%
NOROESTE	15,72%	13,60%
ORIENTE	9,45%	11,33%
CALI	7,66%	6,12%
EPSA	4,34%	4,48%
CAFETEROS	3,28%	4,00%
PEREIRA	1,11%	0,99%
ANDAKÍ	0,29%	0,36%
PACANDÉ	1,41%	1,45%
PIJAOS	2,56%	2,69%
PASTO	1,55%	1,42%
SUR	1,39%	1,44%
OTROS*	6,94%	2,33%

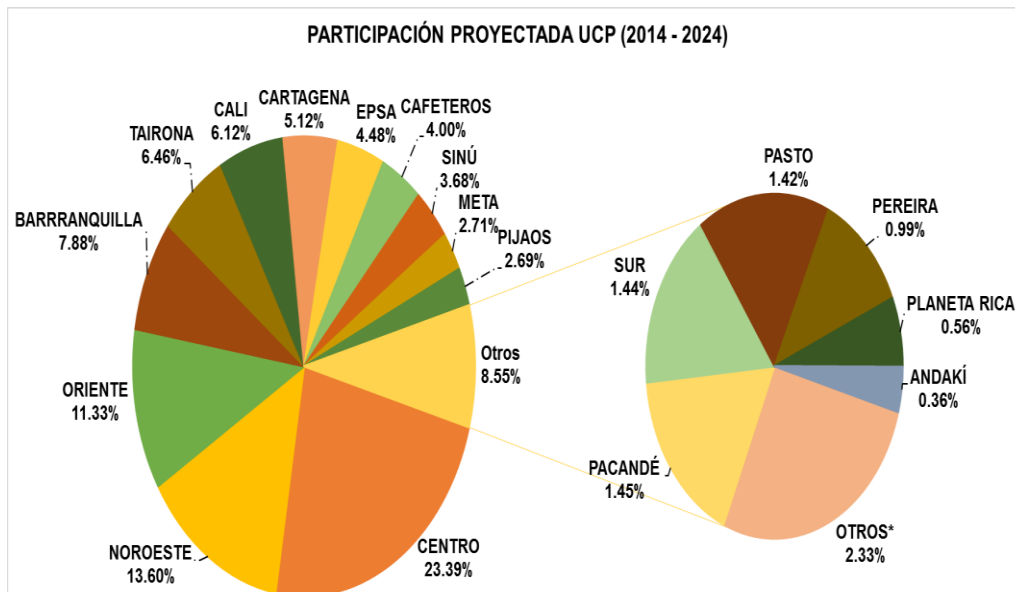
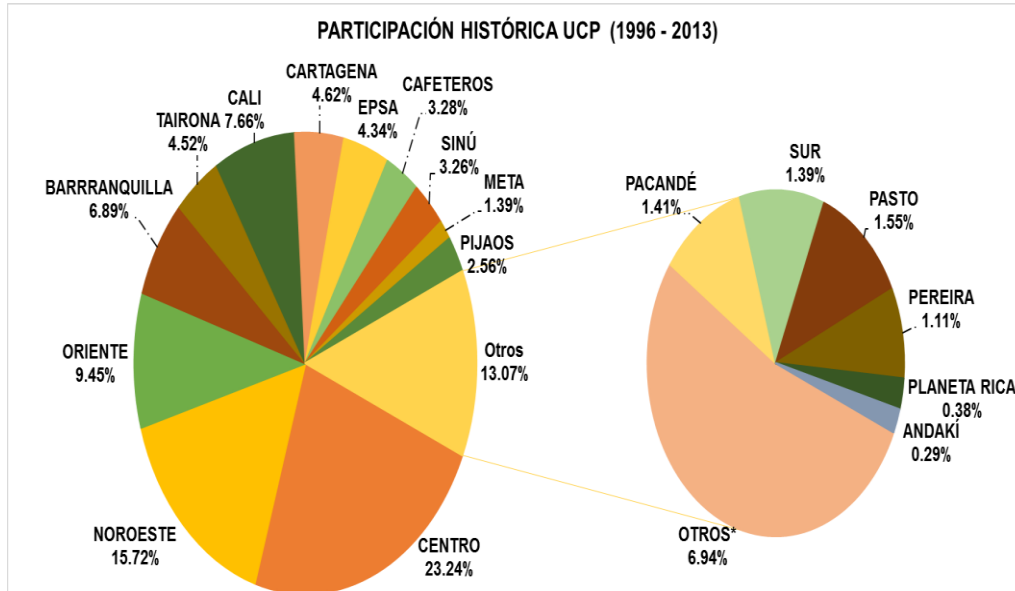
Nota: *Incluye pérdidas

Fuente de datos: Portal BI – XM

Fuente de tabla: UPME

Por otra parte cabe resaltar, que las pérdidas se estarían reduciendo considerablemente en un 33,56% del valor actual, convirtiéndose el STN en un sistema mucho más eficaz, eficiente y efectivo.

Gráfica 2-26: Participación de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh – año)



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Tabla 2-14: Participación media por UCP respecto a la demanda nacional de EE (Por UCP desagregado)

UCP DESAGREGADO	PROYECTADO 2014 - 2024	UCP DESAGREGADO	PROYECTADO 2014 - 2024
CODENSA	22,98%	CALI	6,12%
CUNDINAMARCA	2,61%	CARTAGO	0,30%
EMSA	2,61%	PACÍFICO	3,81%
GUAVIARE	0,10%	TULUÁ	0,36%
BARRRANQUILLA	7,88%	CHEC	3,04%
TAIRONA	6,46%	QUINDIO	0,95%
CARTAGENA	5,12%	PEREIRA	0,99%
PLANETA RICA	0,56%	ANDAKÍ	0,36%
SINÚ	3,68%	PACANDÉ	1,45%
ANTIOQUIA	13,30%	PIJAOS	2,69%
CHOCÓ	0,30%	BPUTUMAYO	0,09%
CENS	2,60%	CEDENAR	1,17%
EBSA	3,29%	PUTUMAYO	0,16%
ENELAR	0,35%	SUR	1,44%
ENERCA	0,68%	OTROS*	0,13%
SANTANDER	4,42%		

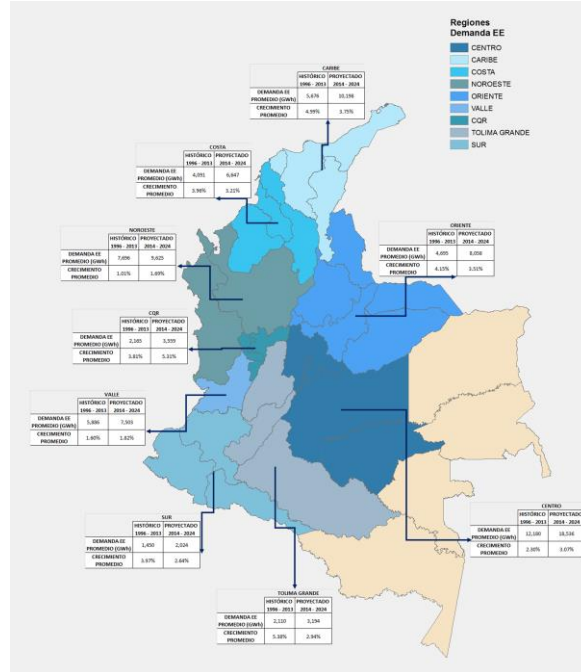
Nota: *Incluye pérdidas
 Fuente de datos: Portal BI – XM
 Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-15: Proyección del Escenario Medio de la Demanda Regional de EE

Año	PROYECCIÓN GWh								
	CENTRO	CARIBE	COSTA	NOROESTE	ORIENTE	VALLE	CQR	TOLIMA GRANDE	SUR
2014	15 743	8 504	5 711	8 829	6 733	6 827	2 591	2 763	1 751
2015	16 348	8 776	5 859	9 007	6 917	6 975	2 881	2 853	1 837
2016	16 904	9 080	6 028	9 170	7 166	7 115	3 108	2 936	1 893
2017	17 469	9 416	6 218	9 333	7 455	7 254	3 294	3 025	1 943
2018	17 998	9 764	6 412	9 484	7 733	7 385	3 455	3 107	1 987
2019	18 530	10 126	6 613	9 633	8 018	7 513	3 604	3 191	2 031
2020	19 079	10 505	6 822	9 786	8 317	7 641	3 751	3 278	2 076
2021	19 609	10 888	7 031	9 931	8 604	7 765	3 893	3 360	2 119
2022	20 161	11 286	7 247	10 080	8 908	7 891	4 037	3 447	2 164
2023	20 767	11 709	7 477	10 241	9 250	8 023	4 193	3 545	2 213
2024	21 291	12 120	7 694	10 380	9 538	8 144	4 343	3 625	2 255

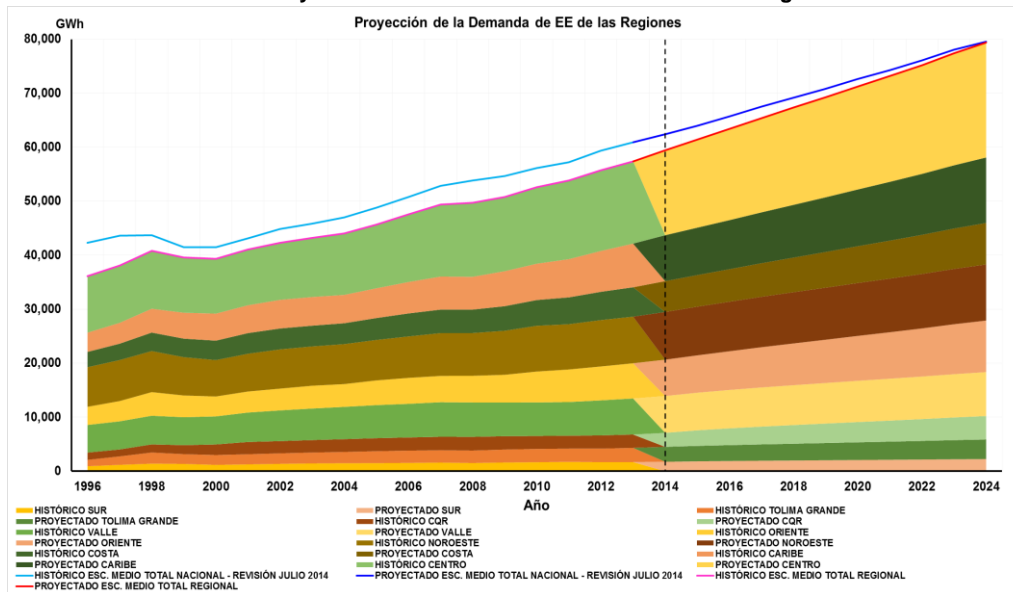
Fuente de datos: UPME
 Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-27: Demanda y crecimiento promedio regional de EE 1996 – 2024



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-28: Proyección del Escenario Medio de la Demanda Regional de EE



Fuente de datos: Portal BI - XM
 Fuente de gráfica: UPME

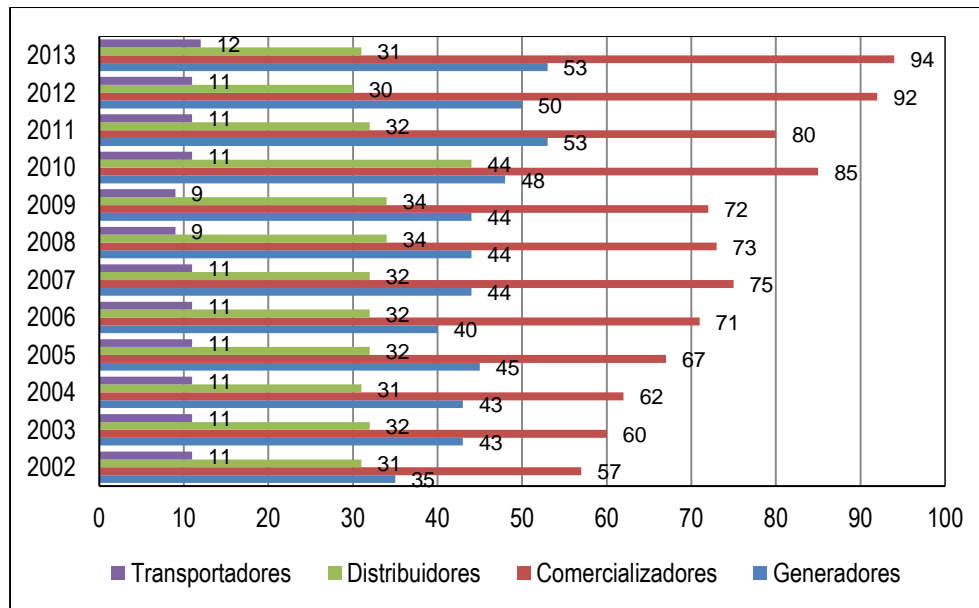
3 SITUACION DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

El mercado de electricidad en Colombia se ha caracterizado en los últimos años por una variación en su composición, especialmente por el aumento de agentes comercializadores; la variación entre 2012 y 2013, es la menor en los últimos años, se mantuvo casi constante en el número total de agente. Asimismo, se analiza la oferta, la demanda y otras variables representativas del sistema eléctrico, intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, restricciones y generación fuera de mérito en el SIN. Por último, se incluye las principales novedades regulatorias que impactan la expansión de la generación.

3.1 Mercado eléctrico colombiano

Respecto a 2012, la composición del sector eléctrico colombiano al final de 2013 presentó variación muy pequeña en el número de agentes por cada tipo, los comercializadores pasaron de 92 a 94, mientras que los agentes generadores se mantuvieron en 53, los distribuidores pasaron de 30 a 31 y los transmisores de 11 a 12. En la Gráfica 3-1 se muestra la evolución histórica del número de agentes del sector eléctrico colombiano según su tipo.

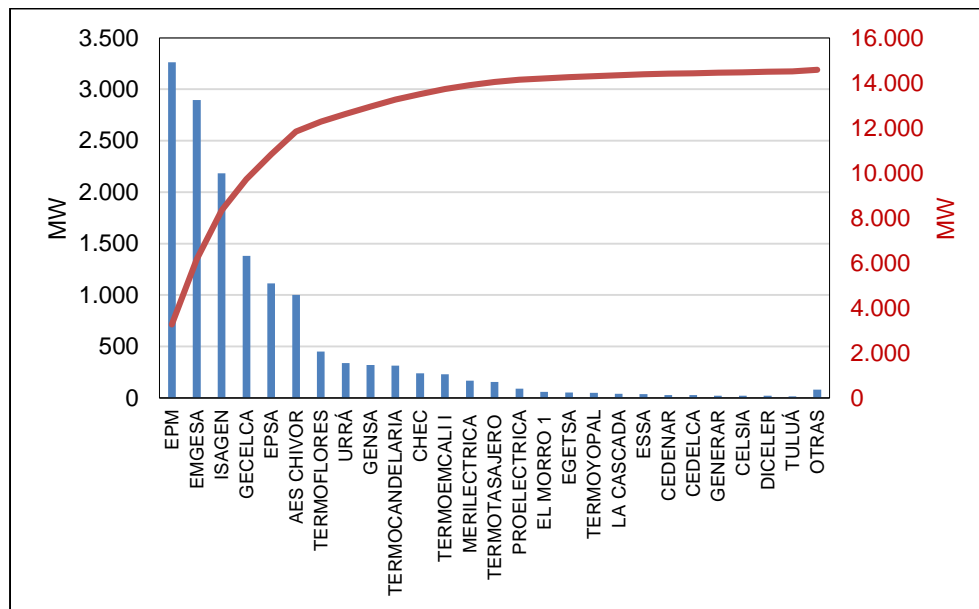
Gráfica 3-1: Agentes del Sector Eléctrico Registrados por Actividad.



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

Para los agentes generadores de electricidad, se destaca que al finalizar 2013, la Capacidad Efectiva Neta del SIN fue 14,559 MW, es decir, un incremento de 198 MW respecto a 2012, 9,315 MW hidroeléctricos, 4,515 MW asociados a plantas térmicas, 662 MW en plantas menores y 66 MW de cogeneradores. En cuanto a la Capacidad Efectiva Neta por agente, Epm participó con el 22.37%, seguida por Emgesa con 19.85%, Isagen 14.96%, Gecelca 9.46%, Epsa 7.62% y AES Chivor con 6.86% (ver Gráfica 3-2). Se destaca que entre estos 6 agentes suman el 81% de la capacidad efectiva neta de generación del país.

Gráfica 3-2: Capacidad Efectiva Neta por Agente



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

3.2 Oferta

En cuanto a las variables que representan la oferta de energía, se contemplan las que presentan mayor incidencia en los precios, ya que una variación en ellas puede afectar el costo de la energía, adicionalmente, se muestran la disponibilidad de recursos para generación de energía eléctrica.

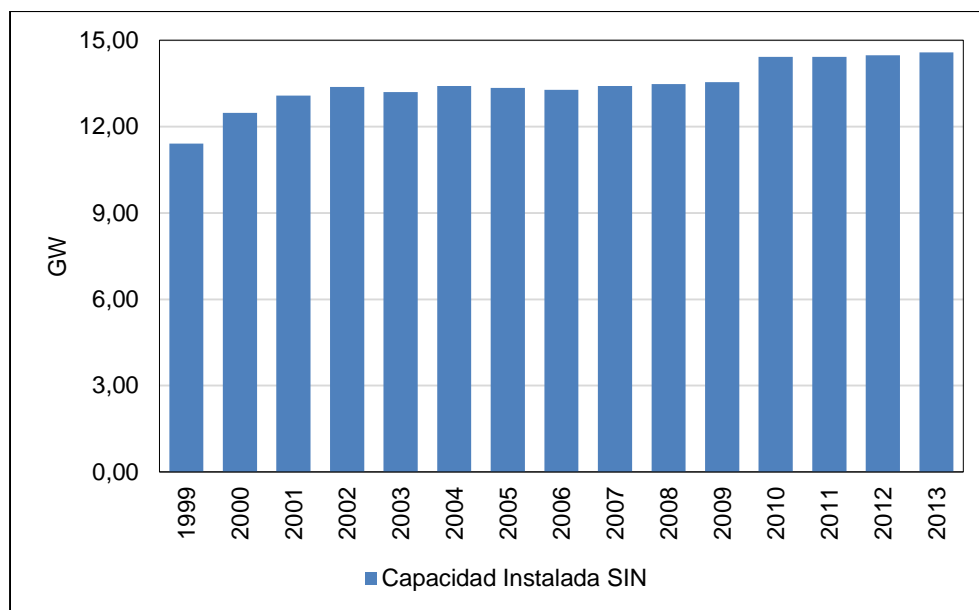
3.2.1 Capacidad Instalada

En el 2013 la capacidad instalada aumentó con la entrada de los proyectos Amoyá, 80 MW, la segunda unidad de la central Darío Valencia, 50 MW, y la actualización de los combustibles principales que respaldan

las OEF en las centrales térmicas Termosierra, que pasó de ACPM a Gas Natural; Flores I y Flores IV que pasaron de Gas Natural a ACPM.

La evolución anual de la Capacidad Instalada en el SIN se muestra en la Gráfica 3-3, identificándose que en los últimos cuatro años, descontando el 2014, no ha aumentado de manera significativa.

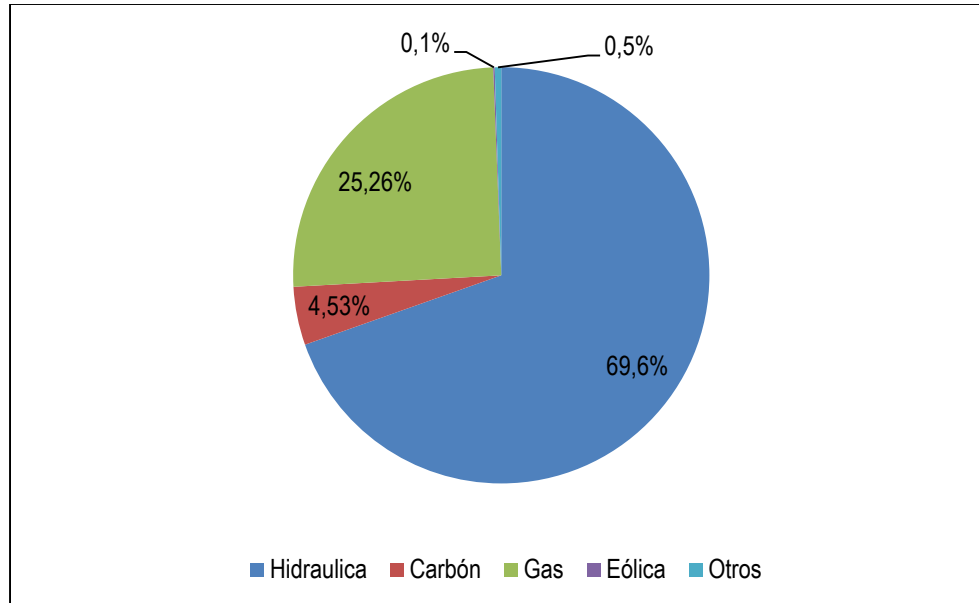
Gráfica 3-3: Evolución de la Capacidad Instalada del SIN



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

Respecto a la capacidad instalada del SIN a octubre de 2014, la misma fue de 15,478 MW, con una variación de 6.15% respecto al mismo mes de 2013. La participación por tipo de recurso se ilustra en la Gráfica 3-4, prevaleciendo como tecnología dominante la hidroelectricidad, con cerca del 69.6% de la capacidad instalada, seguida por las centrales térmicas (gas y carbón) con cerca de 29.79%. Estas tecnologías representan alrededor del 95% del total de la capacidad instalada del sistema.

Gráfica 3-4: Participación por tipo de planta generadora. Octubre 2014.



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

Realizando un comparativo de la participación por recurso entre octubre de 2014 y el mismo mes de 2013, se obtiene la información mostrada en la Tabla 3-1.

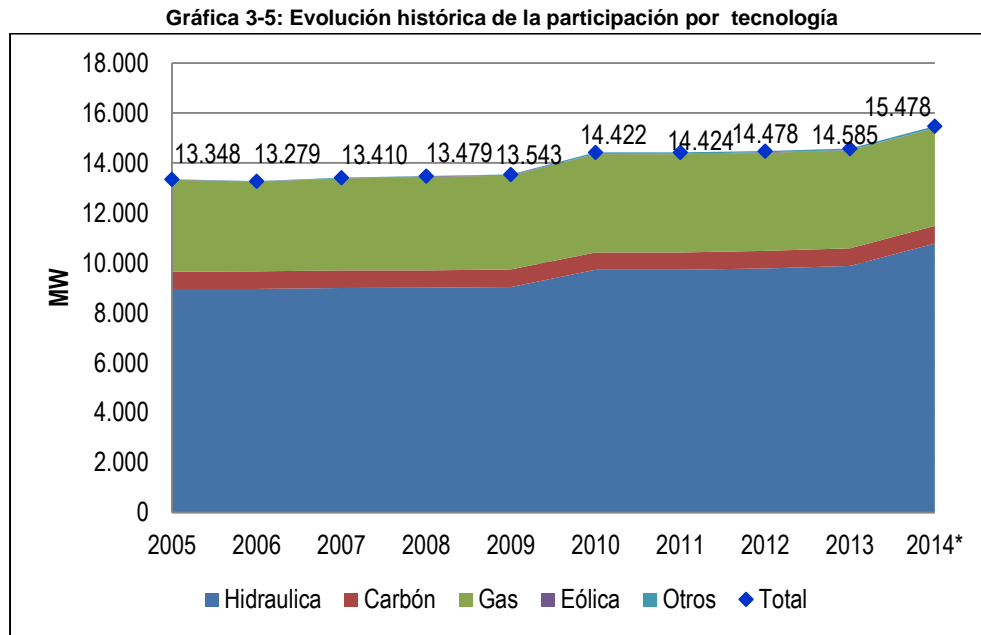
Tabla 3-1: Capacidad Efectiva Neta Promedio por Tecnología.

Tipo de Planta Generadora	2013	% Participación	Octubre-2014	% Participación
Hidráulica	9,874.44 MW	67.70%	10,771.6 MW	69.59%
Térmica Gas	3,924.8 MW	26.91%	3,909 MW	25.26%
Térmica a Carbón	701 MW	4.81%	701 MW	4.53%
Biomasa	52.8 MW	0.36%	52.8 MW	0.34%
Eólica	18 MW	0.10%	18.0 MW	0.12%
Otras	14 MW	0.12%	25.0 MW	0.16%
Total Capacidad Efectiva Neta	14,585.04 MW	100%	15,478.2 MW	100%

Fuente de datos: XM
 Fuente de Tabla: UPME

Analizando la evolución histórica de la participación por tecnología en la capacidad instalada del SIN, se evidencia la prevalencia de plantas hidroeléctricas, las cuales aumentaron notoriamente su participación con la entrada del proyecto Sogamoso en el segundo semestre de 2014. Por otro lado, la participación de

plantas térmicas, tanto de Gas como de Carbón, ha permanecido casi constante en los últimos 10 años. Se espera que en 2015 aumente su participación con la entrada de los proyecto Gecelca 3 y 3.2, al igual que Termotasajero II.

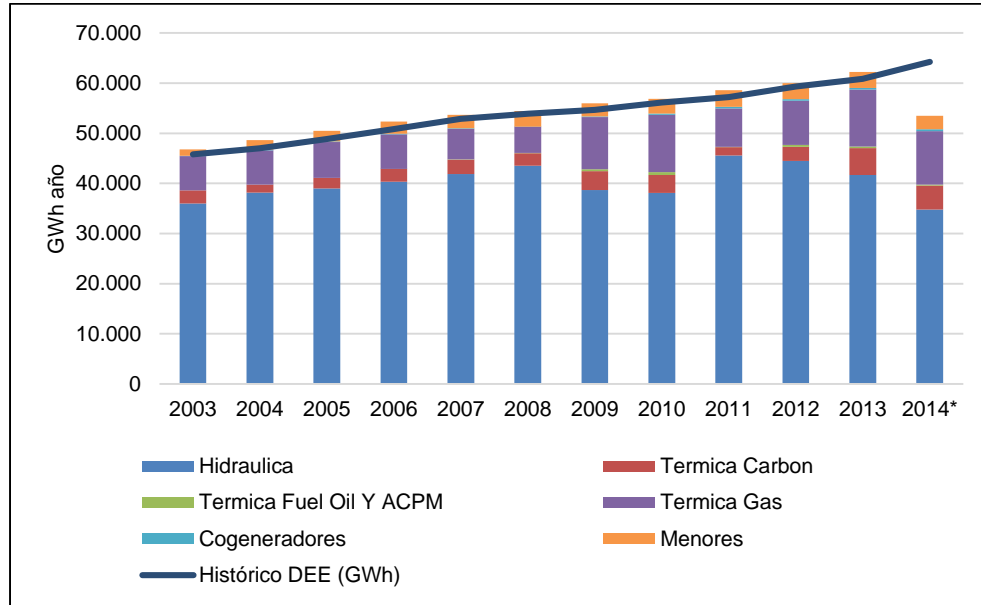


Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

3.2.2 Generación por Tecnología

La generación de energía anual en 2013 fue de 62,225 GWh, con un incremento de 3.7% respecto a la energía generada en 2012. Del total generado, las plantas térmicas participaron con 27.1%, las plantas hidráulicas con 67.3% y las menores y cogeneradores con 5.7%. Es importante resaltar que en 2012 la participación de las plantas hidráulicas fue de 74.9%, la reducción en la generación hidroeléctrica en 2013 se asocia con la disminución de aportes y la incertidumbre sobre la ocurrencia o no de El Niño. La generación real histórica y la participación por tipo de tecnología se muestra en la Gráfica 3-6.

Gráfica 3-6: Generación real por tecnología.



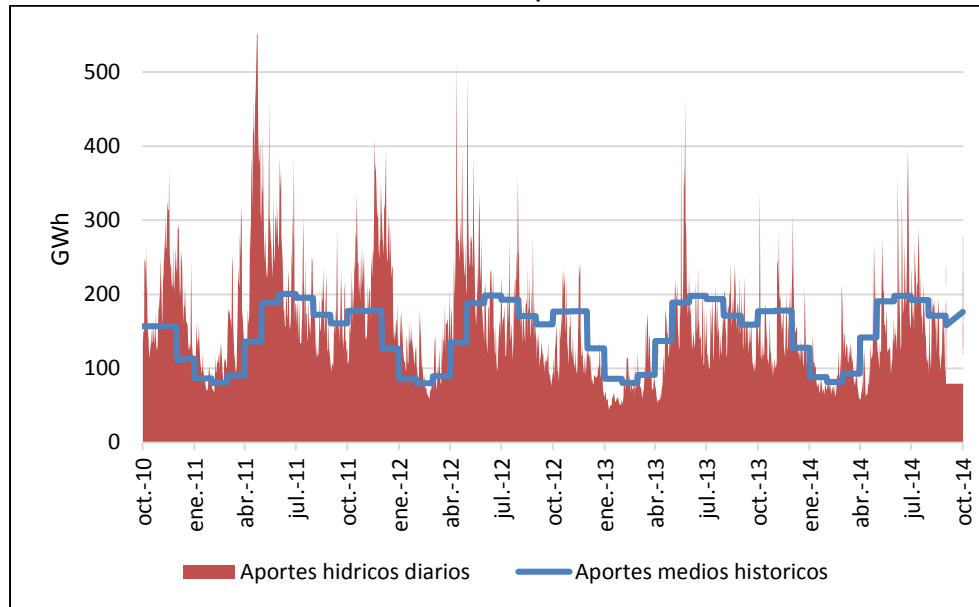
- Hasta Octubre de 2014.

Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

3.2.3 Aportes Hídricos

Como se mencionó, la generación hidroeléctrica en 2013 presentó una disminución respecto al año anterior, explicada en parte por los menores aportes hídricos. Como se muestra en la Gráfica 3-7 y Gráfica 3-7, la mayor parte del año se evidenciaron aportes por debajo de la media, ocasionando un déficit del 9% en términos de la energía equivalente. Sin embargo, al mirar el histórico de los aportes, se encuentra que para 2011 y 2012, estuvieron muy por encima de la media histórica hasta esa fecha, lo cual puede generar un incremento en la media, ocasionando que los aportes posteriores aparezcan deficitarios en términos de porcentaje.

Gráfica 3-7: Evolución mensual de aportes hídricos totales al SIN.



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

3.2.4 Consumo de Combustible en el SIN

Para la generación térmica, se tiene un consumo de energía equivalente en GBTU para cada tipo de combustible; en la Tabla 3-2 se describe el consumo por combustible, encontrando un incremento de 30% en el Gas y de 86% en el carbón, mientras el Diesel y el Combustóleo presentaron disminución.

Tabla 3-2: Consumo de combustibles en el SIN.

Combustible	2011 (GBTU)	2012 (GBTU)	2013 (GBTU)	2014* (GBTU)	Participación en 2013	Participación en 2014
Gas	71,359.40	75,576.40	98,224.60	93,286.74	64.81%	65.97%
Carbón	16,748.90	26,894.90	50,017.30	45,593.74	33.00%	32.24%
Diesel	38.3	1,635.80	1,547.90	1,099.79	1.02%	0.78%
Combustóleo	1,589.00	2,326.00	1,757.80	1,433.94	1.16%	1.01%
TOTAL	89,735.60	104,797.30	151,547.60	141,414.21	100.00%	0.00%

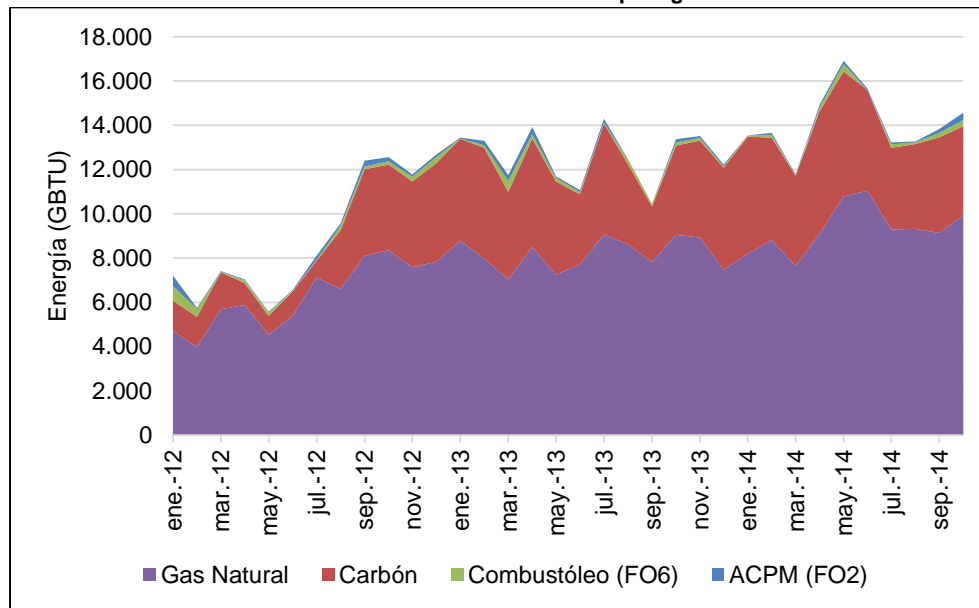
- Hasta octubre 2014

Fuente de datos: XM
 Fuente de Tabla: UPME

El comportamiento del consumo de combustibles para generación térmica, es consecuente con los menores aportes hídricos ocurridos, por lo que la participación de generación térmica aumentó en este periodo. Como se muestra en la Gráfica 3-8, en 2014 aumentó la participación de la generación con gas y carbón en los

meses de mayo y junio, periodo en el que, además de presentarse aportes hídricos deficitarios, se tenía incertidumbre sobre la ocurrencia o no de un fenómeno El Niño, por lo que los agentes decidieron manejar los embalses para conservar el agua.

Gráfica 3-8: Consumo histórico de combustibles para generación eléctrica.

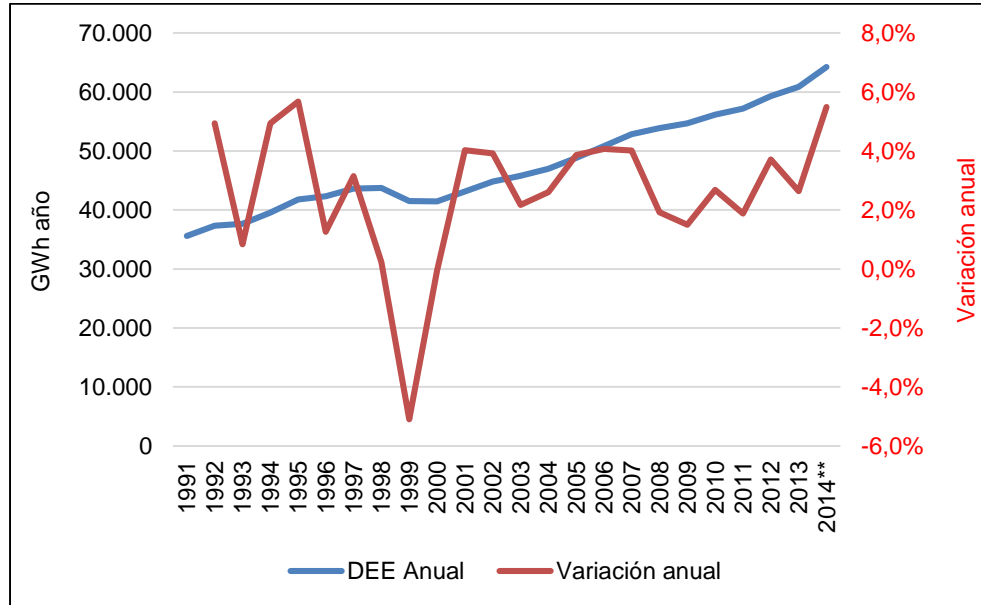


Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

3.3 Evolución de la demanda de energía eléctrica en Colombia

La demanda eléctrica en Colombia ha tenido un comportamiento de crecimiento fluctuante en los últimos años, con un crecimiento promedio anual cercano al 2.8%. Sin embargo, ha presentado variaciones extremas, tanto por valores máximos de 4.1% en 2006, como mínimo de 1.5% en 2009; años en los que se presentó una fluctuación económica hacia el alza, que coincidió con su máximo crecimiento, y luego la crisis económica mundial, que tuvo su mayor efecto en nuestro país en 2009, coincidiendo con el menor crecimiento de demanda eléctrica. En la Gráfica 3-9 se describe la demanda histórica de las últimas dos décadas, encontrando que luego de la crisis económica de 1999, el crecimiento ha sido relativamente constante. Las variaciones anuales en porcentaje, muestran con mayor detalle, debido a la escala del eje, la fluctuación anual, incluyendo el crecimiento estimado para el escenario medio, según la revisión de julio de 2014 publicada por la UPME.

Gráfica 3-9: Evolución histórica Demanda Eléctrica Nacional



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

3.4 interconexiones internacionales

El sistema eléctrico colombiano cuenta con interconexiones que permiten realizar intercambios de electricidad con Ecuador y Venezuela. En la Tabla 3-3, se presenta un resumen de las operaciones de intercambio durante el mes de septiembre de 2014. Allí se puede observar que durante este periodo se mantuvieron transferencias con los dos países, sin embargo, casi la totalidad de las mismas fueron con Ecuador.

Tabla 3-3: Intercambio Internacional de electricidad (GWh- mes)

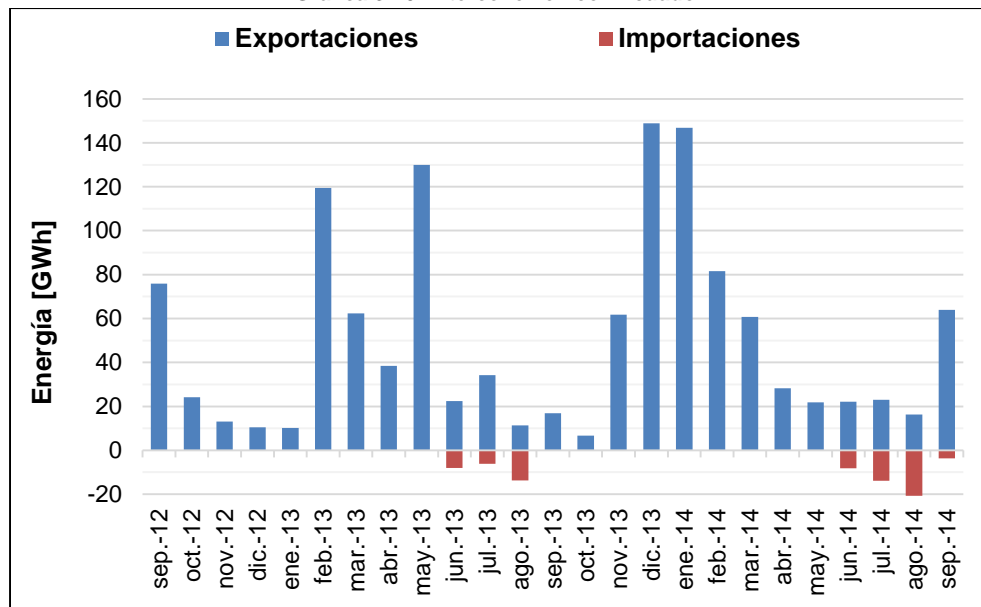
	Exportaciones	63.99
Colombia - Ecuador	Importaciones	3.63
	Neto	60.36
	<hr/>	
	Exportaciones	0.05
Colombia - Venezuela	Importaciones	0.00
	Neto	0.05

Fuente de datos: Sistema de información de XM
 Fuente de tabla: UPME

3.4.1 Ecuador:

En el registro histórico se encuentra que los intercambios con Ecuador han alcanzado picos de exportación que superan los 180 GWh–mes. Como se observa en la Gráfica 3-10, en el mes de agosto se incrementaron las importaciones de electricidad desde este país, a tal punto que superaron las exportaciones, las cuales registraron el menor valor en lo que va corrido del año. Esta combinación representa el primer registro de intercambio neto de energía negativo en los últimos dos años, el cual significa que Colombia requirió 4.43 GWh de Ecuador para satisfacer su demanda eléctrica.

Gráfica 3-10: Interconexión con Ecuador.



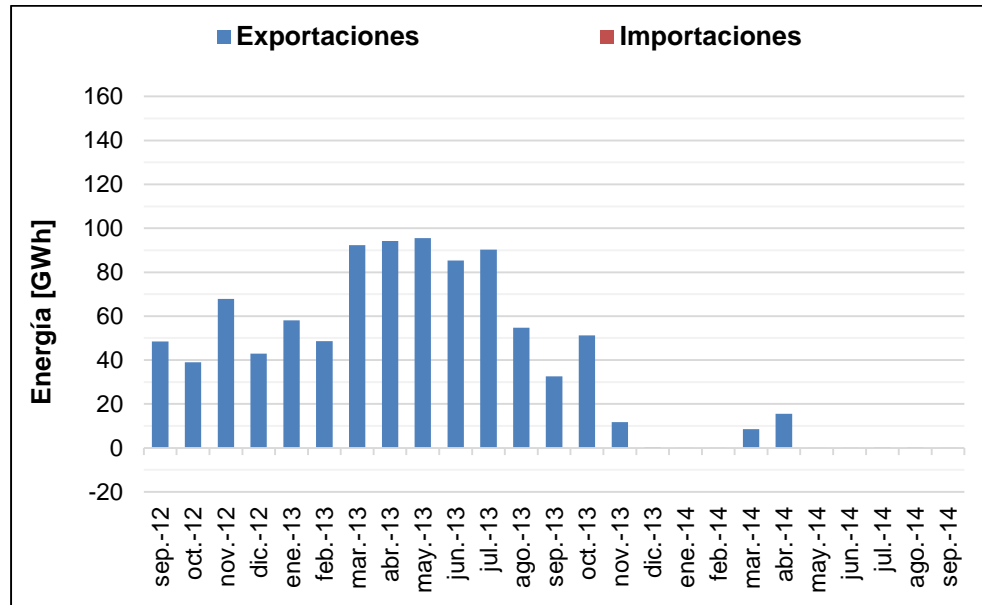
Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

3.4.2 Venezuela:

En relación con los intercambios con Venezuela, el valor de las exportaciones se mantuvo en valores similares a los últimos 4 meses, ubicándose en tan solo 0.20 GWh. Respecto a las importaciones, no se presentó ningún registro (ver Gráfica 3-11).

Gráfica 3-11: Interconexión con Venezuela.



Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

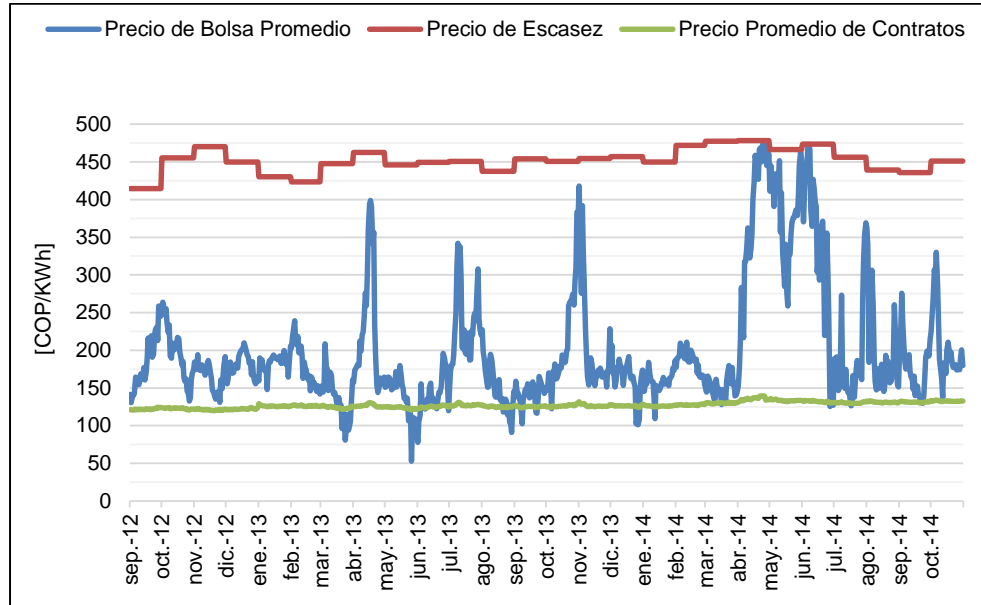
3.5 precio de la electricidad en bolsa y contratos

En la Gráfica 3-12 se presenta el histórico del precio de bolsa promedio, el precio promedio de contratos y el precio de escasez de los últimos 2 años. Se observa que a mediados de 2014 el precio de bolsa tubo su máximo, acercándose durante varios días al precio de escasez. Este comportamiento se puede explicar por la incertidumbre sobre la ocurrencia del fenómeno El Niño, lo que generó especulación en la bolsa.

En octubre de 2014, el precio promedio de contratos se mantuvo por encima de 132.0 COP/kWh y alcanzo un máximo de 134.0 COP/kWh. De la misma forma, se encuentra que el precio de escasez aumentó 3.5% respecto a septiembre, ubicándose en 451.18 COP/kWh.

Finalmente, se puede observar en la gráfica que el precio de bolsa promedio, presentó máximos entre abril y junio de 2014, con un valor máximo de 478.09 COP/kWh el 24 de abril, mes en el que el precio de escasez fue de 478.37.

Gráfica 3-12: Precio Bolsa Promedio Vs. Precio de Contratos Vs Precio de escasez.



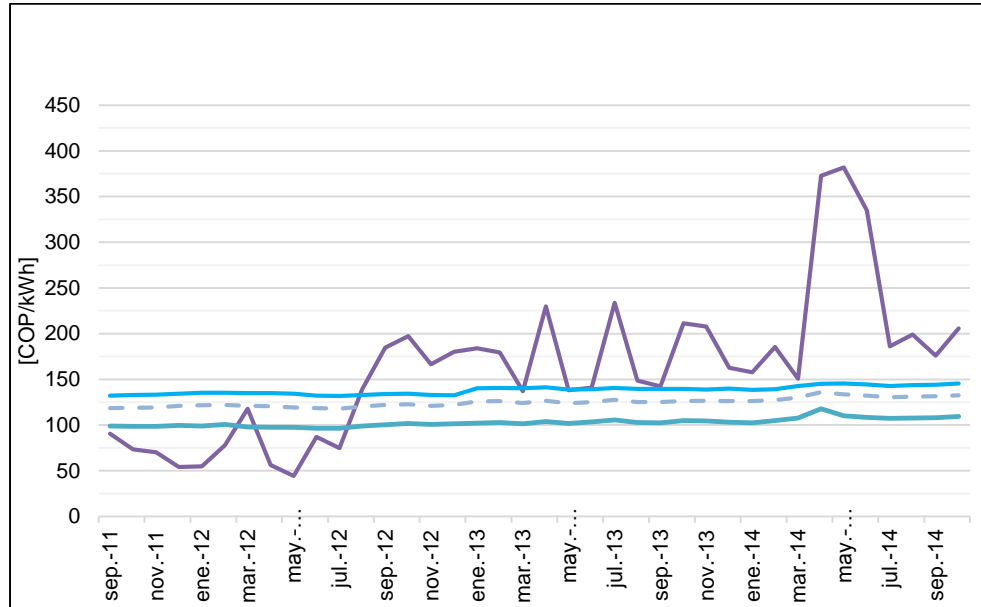
Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

De la misma forma, en la Gráfica 3-13 se muestra la evolución del precio promedio de contratos de usuarios regulados (UR) y de usuarios no regulados (UNR). En este caso, se observa un comportamiento estable con medias de 140.37 COP/kWh y 105.04 COP/kWh, respectivamente, durante los últimos 24 meses.

Al comparar el precio promedio de bolsa con los precios promedio de contratos, regulados y no regulados, se observa que este desde agosto de 2012 ha sido superior, con excepción en los meses de marzo y mayo de 2013.

Gráfica 3-13: Precio de bolsa Vs Precio de contratos UR Vs. Precio de contratos UNR

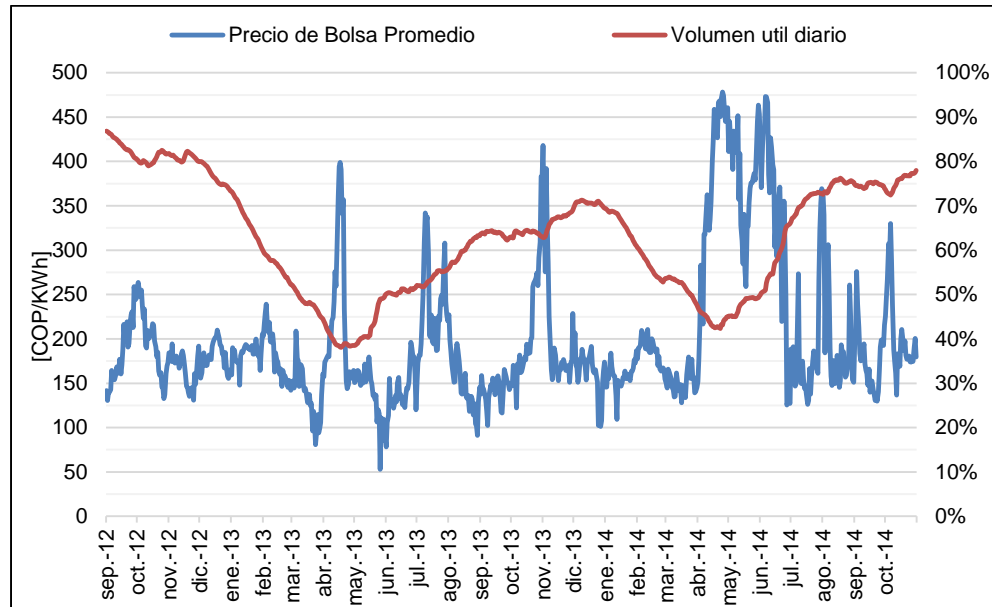


Fuente de datos : Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

Finalmente, la Gráfica 3-14 muestra una comparación entre la evolución del precio de bolsa promedio y el volumen útil diario de los embalses. De manera general, se encuentra en el histórico una correlación entre la disponibilidad de los recursos utilizados para la generación de electricidad y el precio de la misma; en especial con la disponibilidad de recursos hídricos.

Gráfica 3-14: Precio de bolsa Vs Volumen útil



Fuente de datos: Sistema de información de XM

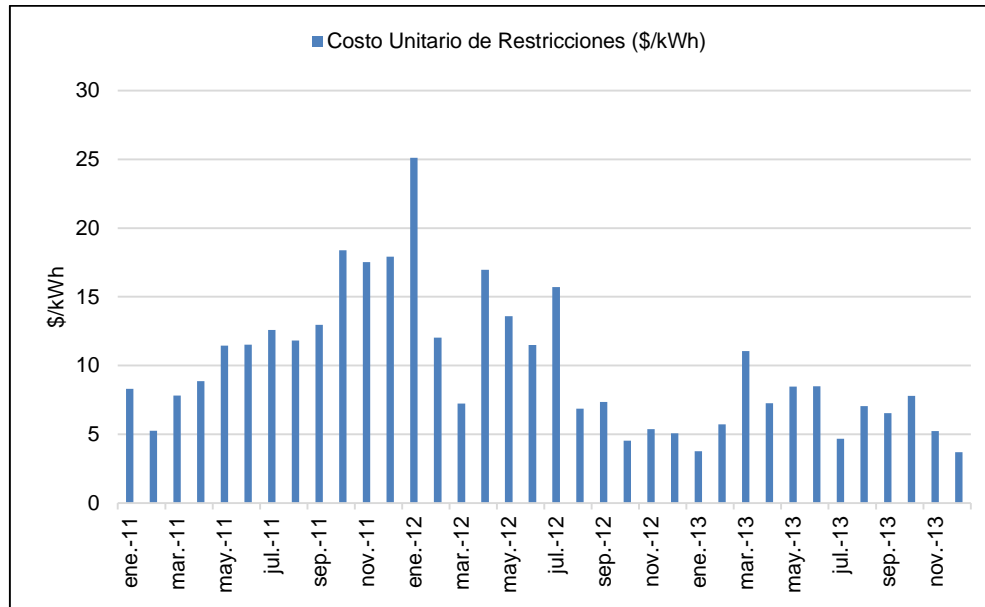
Fuente de gráfica: UPME

Asimismo, se puede observar que desde mediados de diciembre de 2013 hasta mayo de 2014, se presentó una reducción del volumen útil diario de los embalses, coincidiendo con el incremento del precio promedio de bolsa; posteriormente inició una recuperación sostenida, finalizando octubre de 2014 con un nivel cercano al 78% del volumen útil diario; se observa que ante la recuperación del nivel de los embalses, el precio de bolsa disminuye, esto también está asociado con los pronósticos climáticos.

3.6 Restricciones

El valor de las restricciones a cargo de la demanda en 2013 fue de \$393.7 mil millones, con una disminución cercana al 40% respecto a 2012, en el que tuvo un valor de \$642.2 mil millones. El costo unitario de las restricciones, que se obtienen al dividir el costo total de las restricciones en un año, por la demanda comercial anual, fue de 6.64 \$/kWh para 2013 y de 10.94 \$/kWh para 2012. En la Gráfica 3-15, se muestra la evolución mensual del precio unitario de restricciones para los últimos 3 años, encontrando su valor máximo en enero de 2012

Gráfica 3-15: Precio Unitario de Restricciones.



Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

En septiembre y octubre de 2013, la demanda obtuvo un alivio en las restricciones por valor de \$25,000 y \$23,000 millones respectivamente, producto la ejecución de la garantía asociada a las OEF de Termocol.

3.7 Avance regulatorio 2013-2014

Teniendo en cuenta las novedades en el tema regulatorio durante el periodo 2013 – 2014, a continuación se listan las relacionadas con el tema de generación eléctrica.

- Resolución CREG 001 de 2013. Por la cual se modifica la fecha para la entrega de la manifestación escrita para acogerse a la OPACGNI para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.
- Resolución CREG 005 de 2013. Por la cual se modifica la Resolución CREG 148 de 2010 y se adoptan otras disposiciones sobre la asignación de OEF para el período 2014-2015.
- Resolución CREG 058 de 2013. Por la cual se modifica la Demanda Objetivo, se dispone un plazo para la modificación de los parámetros declarados y se modifica la fecha de asignación de Obligaciones de Energía Firme para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2015..
- Resolución CREG 061 de 2013. Por la cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.
- Resolución CREG 062 de 2013. Por la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad.

- Resolución CREG 110 de 2013. Por el cual se establece el esquema de participación en los mecanismos definidos en las Resoluciones 139 de 2011 y 062 de 2013.
- Resolución CREG 143 DE 2013. Por la cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.
- Resolución CREG 144 de 2013. Por la cual se modifica la fecha para la entrega de los contratos de combustibles líquidos para el período 2014-2015.
- Resolución CREG 152 de 2013. Por la cual se modifica la Resolución 062 de 2013 “Por medio de la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad”.
- Resolución CREG 153 de 2013. Por la cual se establece el reglamento sobre los Contratos de Suministro de Combustible de Origen Agrícola para el Cargo por Confiabilidad.
- Resolución CREG 154 de 2013. Por la cual se modifican las resoluciones CREG 138 de 2012 y 085 de 2007, en relación con la definición Mg del proceso aleatorio que se realiza para las pruebas de disponibilidad de plantas o unidades de generación.
- Resolución CREG 155 de 2013. Por la cual se define la cobertura con combustible alternativo ante atraso de construcción de la infraestructura de regasificación para la opción de participar en asignaciones del cargo por confiabilidad con gas natural importado -OPACGNI -para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.
- Resolución CREG 192 de 2013. Por la cual se modifica la fecha de entrega de contratos y documento de logística de combustibles líquidos del período 2015-2016 para las plantas del grupo térmico.
- Resolución CREG 082 de 2013. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación”.
- Resolución CREG 116 de 2013. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la DDV y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad.
- Resolución CREG 117 de 2013. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por medio de la cual adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

4 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCION DE PRECIOS

Como actividad fundamental para la elaboración del Plan de Expansión de Generación, se debe realizar un análisis de la oferta de recursos y de sus precios; permitiendo la elaboración de escenarios, basados en supuestos de suministro energético y costos asociados al mismo. Esta actividad permite a la Unidad proyectar alternativas de expansión del parque generador a corto, mediano y largo plazo. En este capítulo se presenta la situación actual y el futuro probable de la disponibilidad de los recursos hídricos y térmicos, listando los supuestos considerados para su proyección de precios.

4.1 Recurso Hídrico

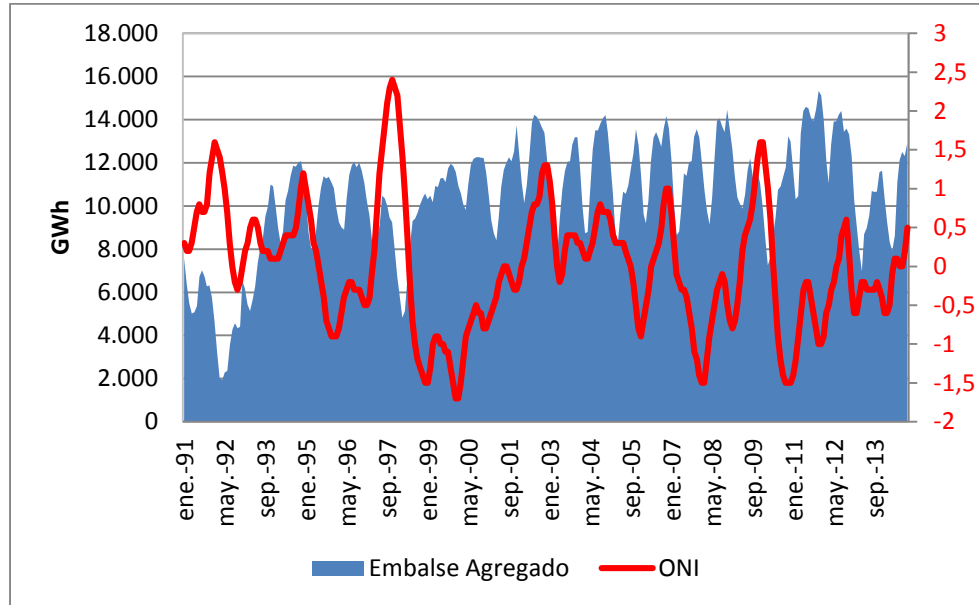
La disponibilidad del recurso hídrico para generación de electricidad en nuestro país está determinada, entre otros aspectos, por la ubicación geográfica de nuestro territorio, la orografía y su interacción con la zona de confluencia intertropical (ZCIT), determinándose los regímenes anuales de lluvias en cada región. Por lo anterior, gran parte del territorio nacional cuenta con 2 temporadas de lluvias, lo cual, en condiciones normales, garantiza un continuo abastecimiento de agua para generación eléctrica.

Sin embargo esta posición geográfica privilegiada, también genera que nuestro país esté expuesto a las alteraciones producidas por eventos macroclimáticos asociados con la Oscilación de El Niño (ENSO). En la Gráfica 4-1, se presenta la evolución del embalse agregado en GWh para los últimos 20 años, y la variación del índice ONI³ en el mismo periodo.

No obstante, aunque en la literatura se ha estudiado ampliamente esta interacción, no es la única que afecta la disponibilidad de agua, existen otros eventos con diferente estacionalidad, que pueden acentuar o suavizar los efectos esperados ante la ocurrencia de un fenómeno El niño o La Niña; por ejemplo la Oscilación Madden-Julian (MJO), es una oscilación intraestacional de los patrones de precipitación tropical, que pasa por un ciclo identificado, con un período de 60 a 90 días; se caracteriza por un desplazamiento hacia el oriente y ocurre normalmente en el sistema acoplado mar-atmósfera, afectando especialmente la circulación de trópicos y subtropicos. Predecir la evolución de esta onda es importante dado que estudios en el hemisferio norte detectaron que está relacionada con las tormentas de invierno en Estados Unidos, con situaciones de bloqueo, en verano con el desarrollo de tormentas tropicales, y posiblemente con el ENSO.

³ El Índice Oceánico de El Niño (ONI) es calculado como la media móvil de tres puntos de la serie mensual de anomalías en la temperatura de la superficie del mar en la Región Niño 3-4, para el monitoreo, evaluación y predicción del ENSO.

Gráfica 4-1: Embalse Agregado Vs ONI



Fuente de datos: Sistema de información de XM, NOAA

Fuente de gráfica: UPME

De la misma gráfica se puede intuir que ante un aumento del ONI (El Niño), el embalse agregado disminuye, y para valores negativos del ONI (La Niña), el embalse agregado se incrementa. Esta relación se hace muy importante, principalmente en los modelos de predicción, pero se ve distorsionada por la operación propia de cada central (aspectos de mercado). Debido a esta situación es necesario recurrir a otras variables para explicar el comportamiento de la disponibilidad hídrica ante la variabilidad climática.

Teniendo en cuenta la definición del ONI y su valor histórico, en la Gráfica 4-2, se identifica los periodos de ocurrencia para las alteraciones que indican eventos El Niño⁴ (1991-1992, 1997-1998, 2002-2003, 2004-2005, 2005-2006 y 2009-2010), y La Niña⁵ (1995-1996, 1998-2001, 2005-2006, 2007-2008, 2010-2011, 2011-2012), los cuales incidieron en las precipitaciones, alterando el caudal de los ríos asociados con embalses y por ende, también el volumen de los mismos.

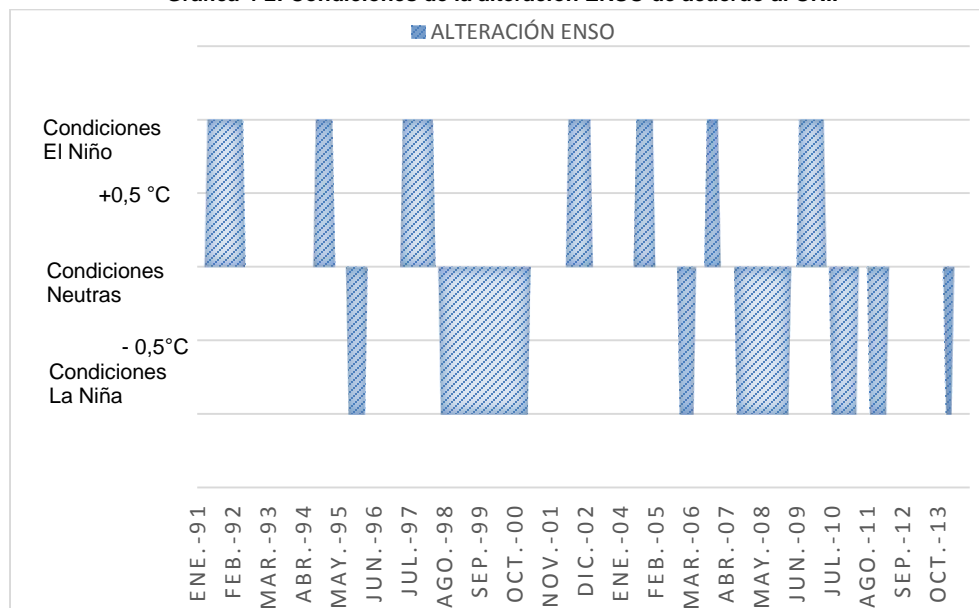
El área achurada de la gráfica corresponde a cada periodo de tiempo en que se presentó la anomalía, no necesariamente a un evento declarado como El Niño o La Niña (5 periodos consecutivos con anomalía). El objetivo de la gráfica es indicar que estos fenómenos no tienen una periodicidad definida, su duración

4 El Centro de Predicción Climática de la NOAA, declara un episodio de El Niño cuando la media móvil trimestral de la temperatura superficial del mar en el Pacífico (índice ONI), tiene un valor de 0,5 °C o superior, durante 5 periodos consecutivos.

5 Un episodio de La Niña se declara cuando la media móvil trimestral de la temperatura superficial del mar en el Pacífico (índice ONI), tiene un valor de -0,5 °C o inferior, durante 5 periodos consecutivos..

tampoco es constante; por tanto, la realización de pronósticos para estimar la ocurrencia de El Niño o La Niña, es una actividad que requiere más análisis, basados en información de variables que puedan explicar su ocurrencia.

Gráfica 4-2: Condiciones de la alteración ENSO de acuerdo al ONI.



Fuente de datos: Sistema de información de XM, NOAA

Fuente de gráfica: UPME

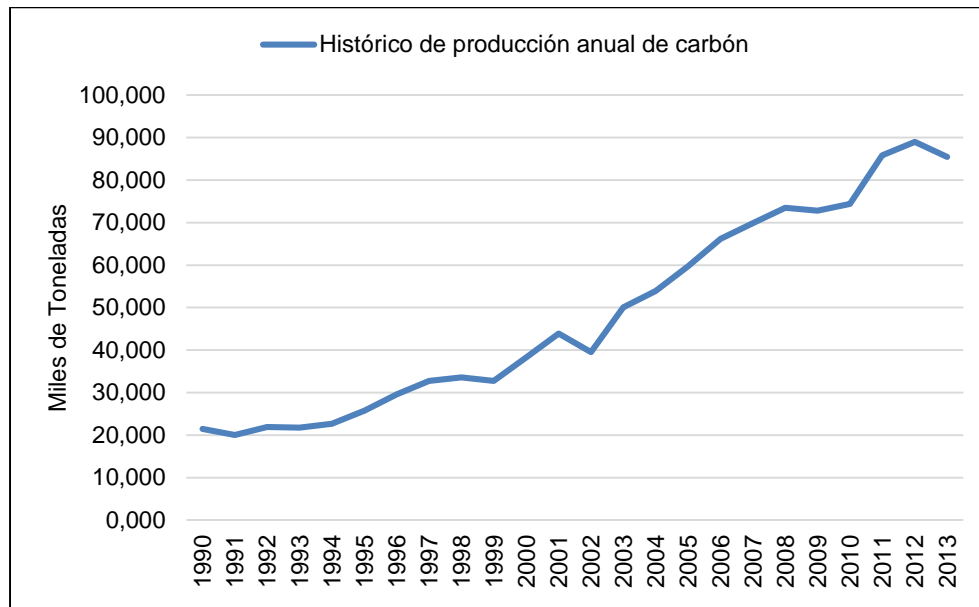
4.2 Carbón

De acuerdo con el documento de La Cadena del Carbón⁶, Colombia cuenta con recursos de carbón de excelente calidad, suficientes para participar en el mercado mundial por largo tiempo. Las reservas medidas son de 6.508 Mt, distribuidas en las tres cordilleras: Oriental, Central y Occidental. Se ubican principalmente en la costa atlántica, donde se encuentra el 89.80% del total del carbón nacional, que a su vez corresponde al 98% del carbón térmico.

⁶ La Cadena del Carbón. UPME 2012. <http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=ghcA7YSxZko=>

Los proyectos de la costa atlántica desde el 2004 representan cerca del 90% del total de la producción y el interior muestra tendencia a la reducción en esta participación desde 1980, cuando era el 100%, con una producción de 3.9 Mt; esta producción se ha incrementado a 8.45 Mt en el 2011, a pesar de perder participación. Como se muestra en la Gráfica 4-3, en los últimos años la producción de carbón ha tenido un crecimiento continuo, siendo en ocasiones superior al 10% anual. No obstante, en 2013 la producción se redujo un 4.0%, asociada a problemas de seguridad y conflictos laborales.

Gráfica 4-3: Producción Anual de Carbón en Colombia.

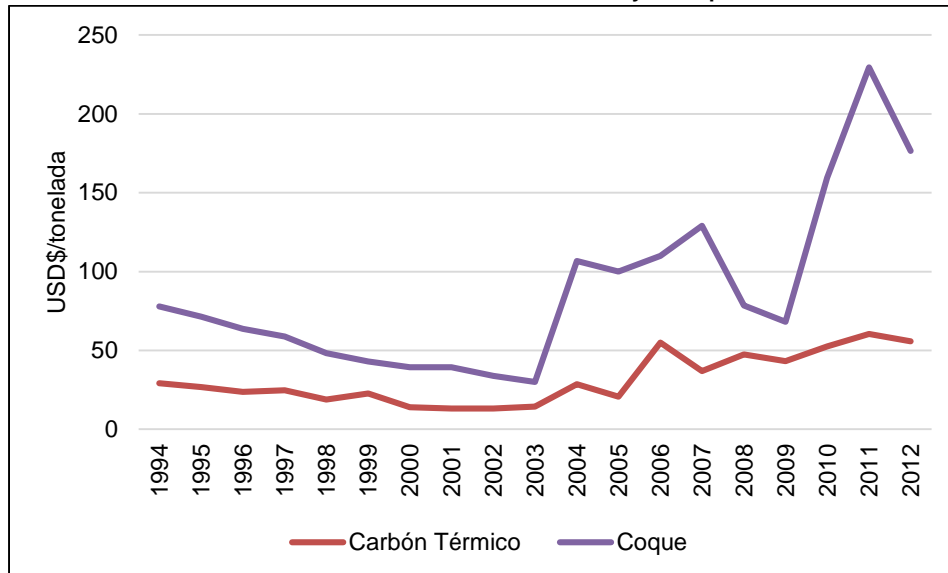


Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

En cuanto al precio del carbón, específicamente el carbón térmico, en la Gráfica 4-4 se describe su comportamiento, y del Coque; en la última década el carbón térmico casi ha duplicado su precio, pasando de USD\$ 29 por tonelada en 1994 a 56 USD\$ por tonelada en 2012. Por su parte, el Coque ha tenido mayor fluctuación en su precio, alcanzando un máximo de 229 USD\$ por tonelada en 2012, para posteriormente caer a 176 USD\$ por tonelada en 2012.

Gráfica 4-4: Precio Histórico del carbón y el Coque.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

4.3 Proyección de Precios

El objetivo de esta sección es presentar una estimación de los precios de los energéticos usados comúnmente para generación de energía eléctrica, siendo esta información un insumo fundamental en el proceso de planeamiento energético por parte de la UPME y otros agentes sectoriales. Simultáneamente es una fuente de información para la realización de estudios, cálculos, presupuestos, etc., que permiten la orientación en la toma de decisiones de inversión.

Los precios futuros de los energéticos en los mercados son inciertos y pueden fluctuar de manera inesperada, aunque existan factores y variables que permitan pronosticar su evolución y niveles. A manera de ilustración, los grados de desarrollo económico son un componente significativo, puesto que mayor crecimiento implica mayor consumo de energía, lo cual a su vez supone una acelerada declinación tanto de reservas de las fuentes fósiles como de los recursos disponibles y por ende, costos más elevados generando una situación repetitiva o círculo vicioso que no conduce a buen efecto, cuando no se toman las medidas adecuadas.

La lógica indica que la oferta y la demanda es prácticamente la principal causa de la fluctuación de los precios del petróleo. Otro de los factores fundamentales, es el nivel de producción de los recursos y su disponibilidad, debido a que un menor grado de extracción de los recursos puede involucrar precios más altos y viceversa. En general, los factores que afectan los precios de los recursos fósiles, especialmente el del petróleo crudo, son diversos y están vinculados con distintos elementos que van desde los niveles

mundiales de consumo, el clima, los cambios estacionarios, la especulación financiera, la cantidad de reservas disponibles, hasta los sucesos sociales importantes, particularmente en países productores.

Las estimaciones de precios son el reflejo de los diversos supuestos de la concepción de futuro que realizan los expertos sobre fuentes y suministros de petróleo en el mundo, el cual al mismo tiempo es el referente o guía del precio de las distintas fuentes energéticas. Este análisis considera las proyecciones de precios de los crudos WTI y BRENT, Gas Natural, Jet Fuel, Fuel Oil, ACPM (Diésel) y Carbón.

4.3.1 Combustibles para generación de electricidad en Colombia

La generación de electricidad en Colombia se realiza mayoritariamente a través de plantas hidráulicas y en menor proporción con plantas térmicas, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores en los que son utilizados como combustibles para la generación el gas natural, el carbón, el fuel-oil, el combustóleo, el ACPM, el jet A1 y los residuos de los procesos productivos en las industrias.

A continuación se presenta capacidad efectiva de generación del Sistema Interconectado Nacional a diciembre 31 de 2013.

Tabla 4-1 Capacidad efectiva de generación del SIN

Tipo de Central	Capacidad MW	Participación %
Hidraulica	9.313	63,85%
Termica	4.556	31,24%
Gas	2.891	19,82%
Carbon	701	4,81%
Fuel-Oil	243	1,67%
Combustoleo	187	1,28%
ACPM	205	1,41%
Jet A1	51	0,35%
Gas-Jet A1	278	1,91%
Menores	663	4,55%
Hidraulica	561	3,85%
Termica Gas	84	0,57%
Eolica	18	0,12%
Cogeneradores	53	0,36%
Total	14.585	-

Fuente de datos: XM
 Fuente de tabla: UPME

Es de anotar que dicha capacidad se incrementó 1,4% con respecto a 2012, debido a la entrada de los proyectos de Amoyá con 80 MW y Darío Valencia Samper Cundinamarca 50 MW. La generación total en 2013 alcanzó los 62,196 GWh que equivalen cerca de 170.40 GWh promedio día. La generación térmica

promedio día llegó a los 46,13 GWh, que corresponde a un 28% de la generación total, logrando un crecimiento de 46,3% con respecto a 2012.

La generación térmica utiliza distintos recursos energéticos y en muchos casos se dispone hasta de tres fuentes, con las cuales se asegura la confiabilidad del sistema.

Tabla 4-2 Fuentes de generación por planta

Unidad	Capacidad MW	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 3
TEBSA B	791	Gas		
TERMO SIERRA B	460	Gas	ACPM	
FLORES 4B	450	Gas	Fuel-Oil	Gas Fuel-Oil
MERILECTRICA 1	167	Gas		
FLORES 1	160	Gas	ACPM	
TERMO CANDELARIA 1	157	Gas	Fuel-Oil	
TERMO CANDELARIA 2	157	Gas	Fuel-Oil	
GUAJIRA 1	151	Gas	Carbón	Gas - Carbón
GUAJIRA 2	151	Gas	Carbón	Gas - Carbón
BARRANQUILLA 3	64	Gas	Fuel-Oil	Gas Fuel-Oil
BARRANQUILLA 4	63	Gas	Fuel-Oil	Gas Fuel-Oil
PROELÉCTRICA 1	45	Gas		
PROELÉCTRICA 2	45	Gas		
TERMOYOPAL 1	20	Gas		
TERMOYOPAL 2	30	Gas		
CARTAGENA 3	66	Combustoleo	Gas	
CARTAGENA 1	61	Combustoleo	Gas	
CARTAGENA 2	60	Combustoleo	Gas	
TERMOEMCALI 1	229	Fuel-Oil	Gas	
TERMOCENTRO 1	278	Gas - Jet A1	Jet A1	Gas
TERMOVALLE 1	205	ACPM	Gas	
TERMODORADA 1	51	Jet A1	Gas	ACPM
TASAJER 1	155	Carbón		
PAIPA 4	150	Carbón		
PAIPA 2	70	Carbón		
PAIPA 3	70	Carbón		
ZIPA 4	64	Carbón		
ZIPA 5	64	Carbón		

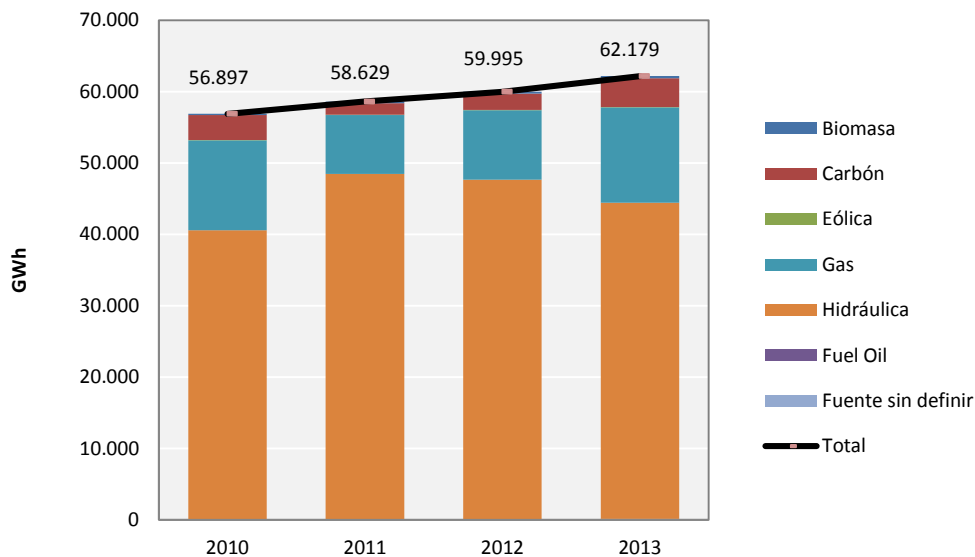
ZIPA 2	63	Carbón
ZIPA 4	34	Carbón
PAIPA 1	31	Carbón

Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

Durante 2013 la generación térmica alcanzó una participación cercana a los 46,13 GWh, que corresponde al 28% de la energía total generada, que representó un 46,3% con respecto a 2012 cuando alcanzó 31,6 GWh promedio día. Dentro de la generación térmica, el gas natural y el carbón son los recursos fósiles de mayor uso, aunque el fuel oil y el ACPM hacen parte de los recursos que eventualmente se utilizan con este propósito.

En el mismo 2013 la generación térmica a gas alcanzó una participación de 36,6 GWh, que corresponde al 21,5% de la energía total generada, seguida de la generación con carbón que logró un 6,5%, mientras que los combustibles líquidos reportaron una participación inferior a 1%. El comportamiento de la generación de electricidad en los últimos años y de la térmica, se puede apreciar a continuación.

Gráfica 4-5 Comportamiento de generación térmica

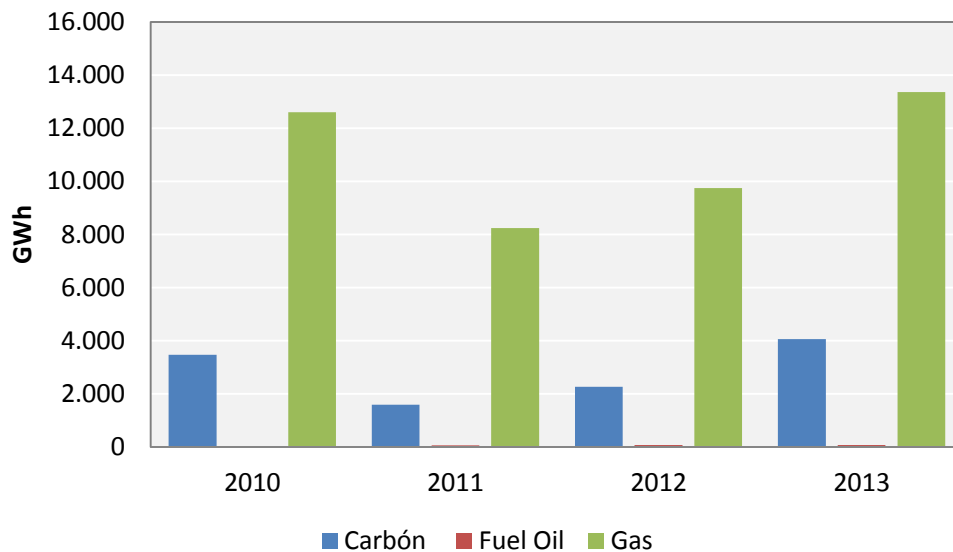


Fuente Agentes y Cálculos Propios Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

La generación térmica ha aumentado en los últimos tres años no sólo para satisfacer la mayor demanda, sino el menor aporte de generación hidroeléctrica en 2013, tal como se aprecia en la Gráfica 4-5, habida cuenta de la menor disponibilidad de agua y por consiguiente la necesidad de acumular mayor cantidad de

agua en los embalses para hacer frente a las anomalías generadas por el cambio climático, de allí que la demanda de energéticos fósiles con destino a la generación haya aumentado.

Gráfica 4-6 Comportamiento de generación térmica desagregada



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

En estas condiciones y dado el esquema del mercado eléctrico colombiano, los precios de la energía eléctrica, entre otros factores, se ven influenciados por el comportamiento de los precios internacionales del petróleo, debido a que muchas de las centrales térmicas emplean distintos energéticos fósiles para respaldar las obligaciones de electricidad, pactadas en el cargo y que responden por la confiabilidad del sistema.

4.3.2 Crudos WTI y BRENT

El horizonte de proyección de los precios de crudo se extiende desde enero de 2014 hasta diciembre de 2037, a fin de servir de insumo para procesos de toma de decisiones en técnicas de planeación energética tendientes a garantizar el abastecimiento energético futuro, la elaboración de presupuestos y, en general, de convertirse en documento que proporcione información confiable y oportuna a los diferentes agentes tanto privados como públicos.

La formación del precio del crudo en los mercados, al igual que los elementos determinantes de su evolución, es continuamente objeto de evaluación y discusión. Por las notables implicaciones del precio del crudo en la economía mundial, coexiste un gran interés en predecir su precio y estudiar las variables y la

dimensión que explican su evolución, especialmente, si las variables no-fundamentales, como la actividad financiera, impacta de manera regular la evolución del precio del petróleo.

El precio spot que se presenta refleja las circunstancias más recientes de la oferta y la demanda de las materias primas en los mercados. Es evidente que la entrada en fase de crecimiento sostenido en los países emergentes (alta población) requiere mayores cantidades energía para suplir sus necesidades, la cual proviene en casi dos terceras partes de energéticos fósiles, estimándose que continuará durante los próximos años, con lo cual se estima que los precios no cederán. También es claro los precios actuales son más altos que en el pasado y que esto, más allá de consideraciones financieras, es una señal de la creciente demanda.

Conjuntamente, la evolución de la economía mundial y de los mercados financieros en los últimos años, ha puesto de manifiesto el carácter de “activo de inversión” de las materias primas como el petróleo. El surgimiento de derivados financieros ha disminuido el protagonismo de los inventarios como factor determinante del precio del crudo, pero si ha favorecido el rol de las expectativas, las cuales son cada vez más relevantes, pero con alto grado de volatilidad por las dificultades de información e incertidumbre sobre los fundamentos del mercado, tanto en el corto como en el largo plazo.

En Colombia, los precios de los crudos se correlacionan con las cotizaciones internacionales de los crudos de referencia así: el WTI (West Texas Intermediate) que domina el hemisferio occidental se comercializa en la Costa del Golfo y el Brent, el cual se extrae principalmente del Mar del Norte y es el precio que arca la referencia en los mercados europeos.

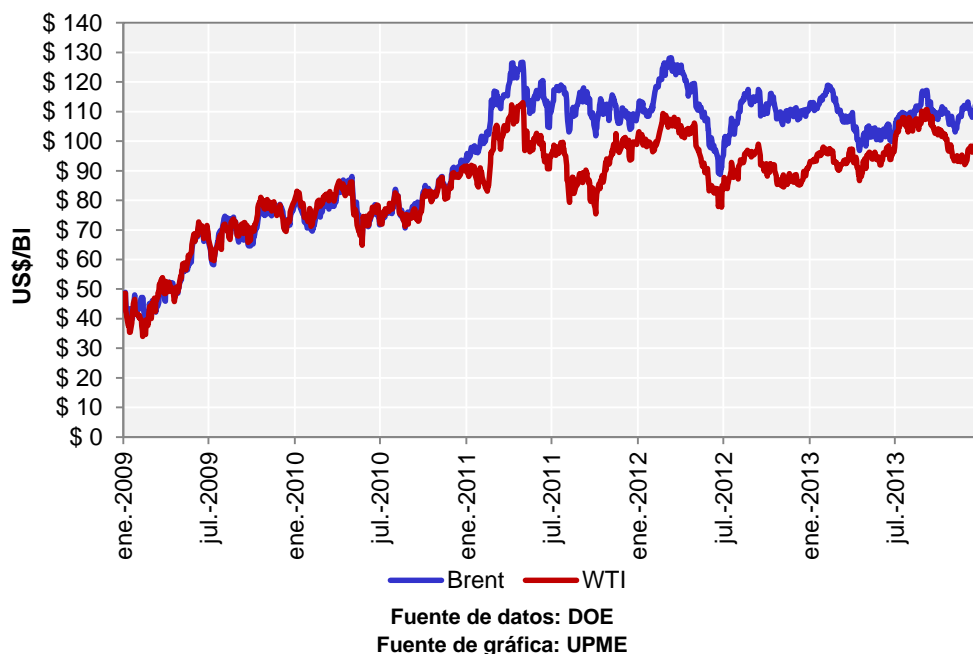
Según los expertos, estos dos tipos de crudos son considerados ligeros, dado que cuentan con una gravedad API mayor a 35 grados, donde el WTI se acerca a los 40°, mientras que el Brent se aproxima a los 38°, siendo más ligero el que cuenta con mayor gravedad. A pesar de la mejor calidad del crudo WTI, el mercado del crudo Brent viene marcando una tendencia hacia el alza, originada en factores que incluyen aspectos técnicos, económicos y geopolíticos.

El diferencial entre el crudo Brent y el WTI ha venido variando desde el año 2011, con una diferencia a favor del Brent. Sin embargo, desde comienzos de 2013, el spread se ha reducido considerablemente debido a la disminución en el excedente de petróleo en el medio oeste norteamericano por la evacuación en las refinerías de la Costa del Golfo, gracias al nuevo modo de transporte de petróleo, cuya nueva infraestructura ha ayudado a aliviar problemas de abastecimiento al sur de los Estados Unidos.

No obstante, cuando las tensiones en Oriente Medio y el conflicto de Siria empezaron, se incrementó nuevamente el precio del petróleo, especialmente el del Brent, con lo que se amplió de nuevo la brecha en razón al posible descenso del suministro de WTI por la participación de Estados Unidos en este conflicto. Expertos estiman que el diferencial entre los dos tipos de petróleo se mantenga, hasta que se tome una decisión definitiva para la evacuación de los crudos al interior de los Estados Unidos.

A continuación se presenta la evolución de los precios de los dos crudos mencionados en el periodo comprendido entre enero de 2009 y diciembre de 2013.

Gráfica 4-7 Precios del WTI y BRENT (2009-2013)



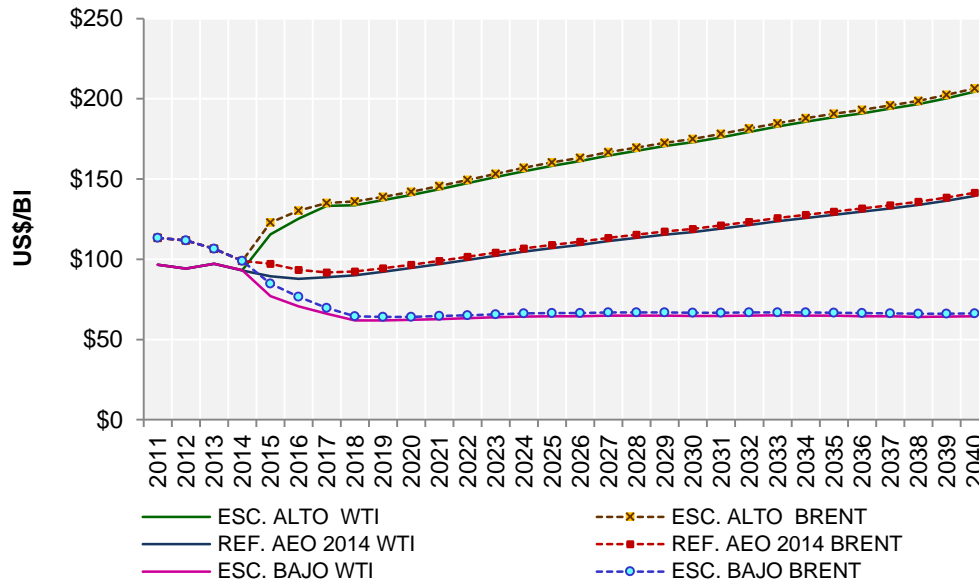
Como se puede apreciar en la gráfica anterior, los precios tanto del WTI como del BRENT presentan una tendencia de crecimiento y el promedio entre enero y diciembre de 2013 llegó a los US\$98 y US\$110 dólares por barril respectivamente, manteniéndose un spread de US\$12.

4.3.2.1 Escenarios de precios del crudo

Este acápite considera tres escenarios de precios de los crudos WTI y Brent en el largo plazo, correspondiendo a lo definido en el “*Annual Energy Outlook 2014 Early Release*” como escenario de referencia. Para la estimación de los escenarios alto y bajo se empleó la información correspondiente a los escenarios presentados en el *Annual Energy Outlook 2013* y aplicado al de referencia de 2014. En el corto plazo (24 meses), se consideró el caso base del “*Short-Term Outlook*” publicado el 7 de enero de 2014 por el U.S Energy Information Administration, EIA.

La Gráfica 4-8 Proyección de precios WTI y BRENT que a continuación se presenta, evidencia la estimación de precios de largo plazo para el crudo WTI y para el BRENT en los tres escenarios considerados (alto, base o referencia y bajo) por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el cual señala que en la estimación de los precios del petróleo en el escenario de referencia o base, consideró una amplia gama de tendencias y variables que pueden tener incidencia e impactar los mercados de energía de ese país, particularmente en el corto plazo.

Gráfica 4-8 Proyección de precios WTI y BRENT



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

Igualmente considera que en el corto plazo la oferta y demanda en el mercado mundial del petróleo está equilibrada gracias a los continuos cambios en la producción de crudo en Estados Unidos, lo que ayudó a mitigar el impacto generado por la disminución de suministros en otras partes del mundo, especialmente en Libia e Irán durante 2013.

La estimación también incorpora factores que afectan los precios de largo plazo que van desde la reactivación económica en países desarrollados, que puede compensar cierta desaceleración de los países emergentes. Adicionalmente incluye consideraciones sobre decisiones de inversión y producción de los países OPEP, además de criterios de abastecimiento fuera de OPEP, influencia del crecimiento económico de Estados Unidos y sus socios comerciales, además de las perspectivas de la demanda mundial de crudo y combustibles.

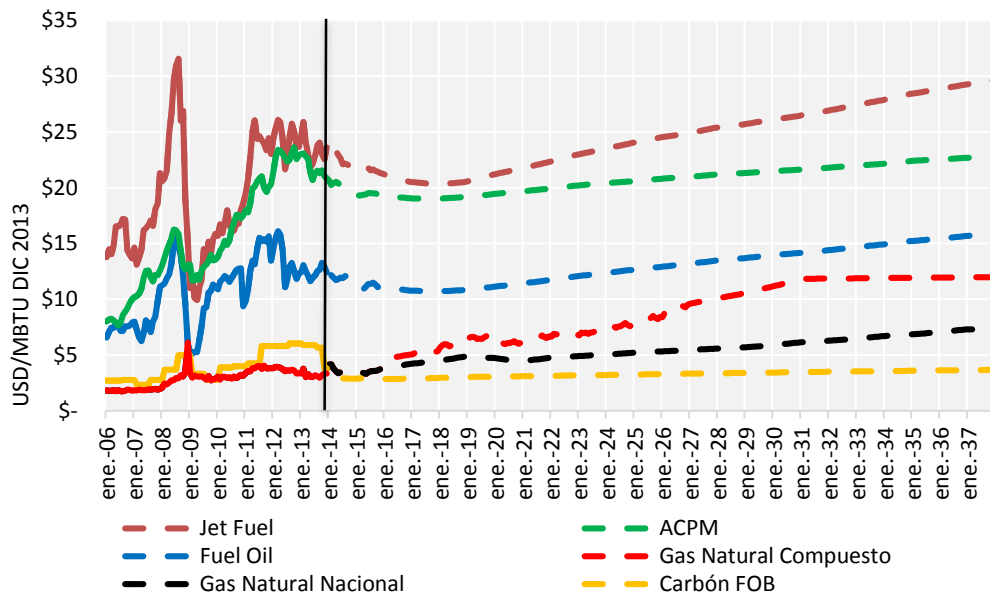
El escenario de referencia prevé un incremento del precio del 0,9% promedio anual entre 2013 y 2040 para el crudo BRENT, en tanto que para el WTI la tasa de crecimiento medio alcanza el 1,4% en el mismo horizonte. En términos reales, los precios del escenario de referencia, oscilan entre los US\$98,9/BI en 2014 y US\$141,4/BI en 2040 para el BRENT y de US\$93,1/BI y US\$139,4/BI en el WTI.

Como la información presentada por el DOE-EIA contempla proyección de corto plazo con resolución mensual (Short Term Energy Outlook, STEO) y de largo plazo de manera anual (Annual Energy Outlook,

AEO), se realizó la normalización de las series, de forma tal que se pudieran armonizar el corto y largo plazo del escenario base, para obtener resolución mensual.

Cabe anotar que los análisis realizados en este documento utilizan el WTI como indexador de precios de los distintos energéticos, puesto que la regulación Colombiana ha definido como referencia los precios de los combustibles en la Costa del Golfo de Estados Unidos, avalando que las señales de precios de los combustibles nacionales estén valoradas desde esa perspectiva y cuyo propósito es seleccionar el mejor referente de proyección en cada uno de los combustibles.

Gráfica 4-9 Histórico y Proyección de precios de los combustibles para generación



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

4.3.3 Gas natural

4.3.3.1 Panorama nacional

Con la promulgación del Decreto 2100 de 2011 se definió una política orientada a asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio de gas natural, como la estimulación de exportaciones e importaciones y diferentes modalidades contractuales para promover la competencia y la fijación de precios eficientes.

Aunque Colombia es un país con un potencial importante de hidrocarburos y ha tomado decisiones de política en torno a la actividad de exploración de estos recursos, lo cual ha originado un aumento sostenido de la actividad de modo notable, aún no ha logrado hallazgos importantes en materia de gas natural que

permitan sostenibilidad en el largo plazo, por lo que se hace necesario duplicar los esfuerzos y mantener la inversión en el sector, para reducir la incertidumbre en la búsqueda de los hidrocarburos.

Nuevas tecnologías y mecanismos para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y técnicas propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, se vienen implementando para aprovechar al máximo los recursos ya existentes o para la búsqueda de recursos no convencionales.

Respecto al gas no convencional y en caso particular, el colombiano, la incertidumbre se ve acrecentada en razón al impacto que puedan tener las variables sociales y ambientales para el desarrollo de este tipo de fuentes en el país. No obstante, el Gobierno recientemente lanzó la Ronda Colombia 2014 en la cual se ofrecen 97 bloques, de los cuales 57 corresponden a convencionales continentales, 13 costa afuera, 19 no convencionales de petróleo y gas de esquistos y 8 bloques no convencionales de gas asociado a mantos de carbón

Mediante este mecanismo se tienen una gran oportunidad de aumentar las reservas y producción de hidrocarburos en el país, por la prospectividad de las áreas que, sin duda, serán la apuesta principal para incrementar a corto plazo las reservas de hidrocarburos nacionales.

En consideración al balance colombiano de oferta y demanda con los recursos probados de los cuales se dispone y para asegurar la prestación continua e ininterrumpida del servicio de gas natural, se requiere aumentar la capacidad de suministro a corto y mediano plazo, mientras la actividad exploratoria rinde los beneficios esperados conforme a la política pública establecida para incentivar la exploración.

Por ello en el corto plazo se requiere de una oferta adicional que complemente el recurso interno ya sea de importaciones directas de Venezuela vía gasoducto o la instalación de una planta de regasificación. La primera opción se encuentra establecida en un contrato entre agentes de la cadena de Colombia y Venezuela, enmarcado dentro de la normatividad vigente de los dos países y se espera que las exportaciones reviertan a Colombia, proceso que será gradual en el tiempo y que se realizará después del año 2015, dada la información reciente sobre negociaciones para extender el actual contrato de exportación.

La segunda opción es un esquema ya en marcha que se encuentra reglamentado por la CREG para la utilización de esta tecnología que permitirá garantizar los consumos termoeléctricos principalmente, del periodo 2016 a 2018, ocasionados por las restricciones eléctricas particularmente en la Costa Atlántica.

Con la operatividad del nuevo marco de comercialización del gas natural, los precios del gas natural fueron definidos entre compradores y vendedores mediante negociaciones bilaterales realizadas en el pasado mes de octubre de 2013, donde se observaron reducciones importantes del precio del gas Guajira, el cual pasó de 5,65 US\$/MBTU a un valor promedio cercano a los 3.8 US\$/MBTU.

A partir de este valor se estimó el precio del gas natural en boca de pozo del campo Guajira, mediante varios escenarios con diferentes indexadores, en la búsqueda de una amplia gama de trayectorias futuras que permita reducir el grado de incertidumbre de mediano y largo plazo, para que responda a la finalidad y

características del análisis prospectivo pretendido, con lo que se espera al final que la trayectoria real de los precios esté contenida, con alta verosimilitud, por las diversas trayectorias correspondientes a los escenarios definidos.

De esta forma, los análisis realizados incluyen amplia gama de factores que pueden impactar la estimación de los precios de gas, así como el supuesto básico de evolucionar hacia la paridad de importación, lo cual se convertiría en el costo de oportunidad en el caso en que no se supere el desbalance de mediano plazo. Esta señal busca incentivar la entrada de nuevos competidores al mercado y la formación eficiente de precios.

La estimación de los precios del gas natural en el largo plazo con destino a la generación de electricidad, es la resultante de la sumatoria entre los componentes de: i) el precio en boca de pozo en las distintas fuentes de suministro (Guajira, Cusiana y gas importado) y ii) los cargos por transporte de dichas fuentes de producción hasta cada una de las plantas de generación, adicionados por costos de la cadena de valor en el caso de GNL.

4.3.3.2 Proyección precios boca de pozo

Para la proyección se consideraron los siguientes supuestos:

- Liberalización precio del gas natural en boca de pozo en el campo Guajira a partir de noviembre de 2013.
- Entrada de planta de regasificación en enero de 2016 según la normatividad vigente para asegurar la confiabilidad por medio de las importaciones de GNL para generaciones de seguridad y para lo cual se tienen en cuenta los costos de la cadena de valor del GNL (tabla No. 7). Así mismo, por cuanto el balance oferta demanda solo supone desequilibrio a partir del 2017 en un escenario de demanda media y oferta con reservas probadas, se consideran importaciones de GNL para asegurar el abastecimiento.
- Precio del gas Guajira oscila en un rango definido por el precio de largo plazo de NBP y acotado por el precio de largo plazo escenario de referencia de Henry Hub, puesto en un punto de entrada de la Costa Atlántica.
- Precio del gas Cusiana sigue los mismos mecanismos de indexación que el gas Guajira.
- Costos de la cadena de valor del GNL de 0,83 US\$/MBTU.

4.3.3.2.1 *Precios del gas natural Guajira*

Luego de la decisión de revisar de manera cuidadosa y ponderada tomando en consideración los diferentes ángulos del mercado colombiano de gas natural, tanto de la oferta como de la demanda, las autoridades tomaron la decisión de liberar el precio del gas procedente del campo Guajira, permitiendo así una mayor libertad de negociación entre productores y los agentes del mercado.

A continuación, se plantean diferentes alternativas que se han estudiado para la estimación de largo plazo de los precios en boca de pozo del gas natural producido en el campo Guajira. A partir de la promulgación de la Resolución CREG 088 de 2013, se libera el precio para el gas natural colocado en punto de entrada al

sistema nacional de transporte, con lo cual el precio del gas natural del campo Guajira es definido dependiendo de las condiciones de oferta y demanda al momento de negociarlo, lo que efectivamente ocurrió y las transacciones mostraron como resultado la disminución del valor del gas natural de Guajira cercana a los dos dólares con respecto al precio del gas, cuando éste se encontraba regulado.

Con esta perspectiva y bajo la influencia del contexto internacional del mercado del gas natural, se estimó el precio de mediano y largo plazo considerando diferentes referentes internacionales, visto desde el impacto que viene causando el fenómeno del *shale gas* norteamericano y el poder de compra de los importadores asiáticos como elementos impulsores de la transformación del mercado global.

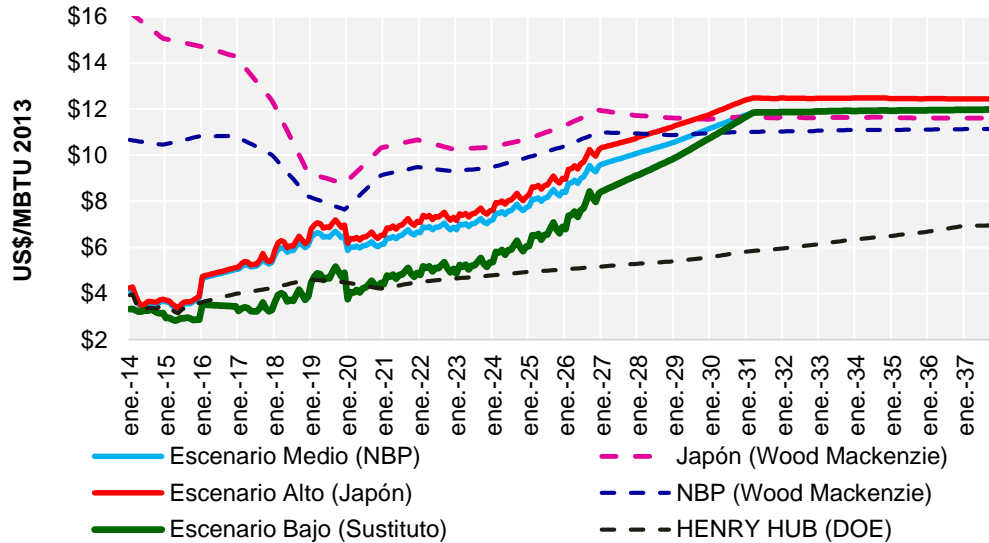
Es evidente que existe un vínculo reducido entre los precios del gas en la Costa Atlántica colombiana y los precios en Estados Unidos motivado por el esquema de formación de los mismos. Sin embargo, la perspectiva a largo plazo sugiere que los precios internos se aproximarán a los precios de importación de GNL, a causa de los análisis recientes sobre garantía de abastecimiento. En consecuencia, los estudios para la determinación del posible precio del campo Guajira ha contemplado la valoración de distintos escenarios, buscando la mejor referencia para su estimación.

Revisadas las tendencias de precios de las diferentes fuentes de información, se consideró pertinente tomar como referencia para la proyección, los mercados de Henry Hub, NBP en Inglaterra y el valor del sustituto inmediato (Fuel Oil). Para el precio del LNG Japón se tomó la proyección elaborada por Wood Mackenzie y para el Henry Hub se tomaron los distintos escenarios de largo plazo definidos por Departamento de Energía de los Estados Unidos. --DOE-EIA.

Bajo esta dinámica, los escenarios de precios de gas seleccionados marcan una tendencia del largo plazo con crecimiento moderado, no solo por seguir al índice Henry Hub, sino porque el precio de LNG de los distintos mercados denota ascenso en el mediano plazo, justo cuando se hace necesaria su importación en razón al balance oferta demanda.

A continuación, la Gráfica 4-10 presenta los resultados de la estimación de precios de largo plazo de los escenarios definidos para el gas del campo Guajira.

Gráfica 4-10 Precio en Boca de Pozo del gas natural Guajira



Fuente de datos: DOE y Wood Mckenzie

Fuente de gráfica: UPME

En esta oportunidad y dada la complejidad de la situación futura, toda vez que el gas natural ni el GNL a diferencia de otros commodities, no disponen de precios basados exclusivamente en balances entre oferta y demanda, la UPME considera que el precio del gas de Guajira podría ser compuesta desde el momento que llegue el GNL y se mezcle con gas del mercado local. Igualmente, se incluye dentro de la proyección la información contenida en el “*Annual Energy Outlook 2013*”, el “*Annual Energy Outlook 2014 Early Release*” y del “*Short-Term Outlook*” publicado el 7 de enero de 2014 por el U.S Energy Information Administration, EIA.

El escenario medio o de referencia parte del precio medio de las negociaciones bilaterales del pasado octubre, cuyo valor alcanzó los 3,8 US\$/MBTU y crece en la misma magnitud como lo hace el escenario de referencia del gas Henry Hub del DOE-IEA, adicionado por el producto entre precio de importación del índice NBP y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, sumados los costos de transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago.

Si bien los resultados mantienen una tendencia creciente en el horizonte de análisis, éstos fluctúan en una banda en términos reales de 2013, cuyo precio mínimo es de 4 US\$/MBTU y un techo de 11,5 US\$/MBTU puesto en puerto colombiano. La proyección muestra dos periodos diferenciados, uno de corto y mediano plazo que sigue el comportamiento del mercado Henry Hub en su escenario base y a partir de 2018, el precio seguirá las señales del mercado NBP europeo.

La proyección del escenario bajo de precios del gas Guajira se construyó a partir del valor de la negociaciones bilaterales siguiendo comportamiento de precios del escenario bajo de fuel oil elaborado por DOE-IEA, sumándole el producto entre precio de importación del índice NBP y porcentaje del déficit nacional

en cada mes, más los costos de transporte y regasificación puesto en puerto colombiano para el periodo 2014 a 2037.

El escenario bajo de precios muestra en el corto plazo una disminución en términos reales y luego desde mediados del año 2016 sigue una senda creciente, hasta igualarse con el escenario medio en el largo plazo.

El escenario alto se construyó aplicando al precio medio de la subasta las tasas de crecimiento del escenario alto de Henry Hub del DOE-IEA adicionado por el producto entre precio de importación del índice Japón y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago, como se realizó en los escenarios medio y bajo.

Como lo presenta la Gráfica 4-10 los escenarios altos y medio presentan similar comportamiento en el corto plazo y a partir de 2017 se hace visible la diferencia. En la gráfica anterior se puede apreciar además, lo que la UPME considera podría ser el precio compuesto de Guajira una vez comience a llegar el GNL a un precio internacional de referencia y ser mezclado con el del mercado local el cual ira generando un precio de transición que refleje dicha situación.

4.3.3.2 Precios del gas natural Cusiana

El precio en boca de pozo del gas de Cusiana es libre desde que su capacidad de producción superó los 180 MPCD, situación que se dio en junio de 2006, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2005. En consecuencia, para determinar los precios futuros de mediano y largo plazo se venía realizando un análisis aplicando la metodología “*Netback*” con el propósito de establecer la competitividad del precio del gas Cusiana en relación con el precio del campo Guajira, en un punto determinado del sistema de transporte.

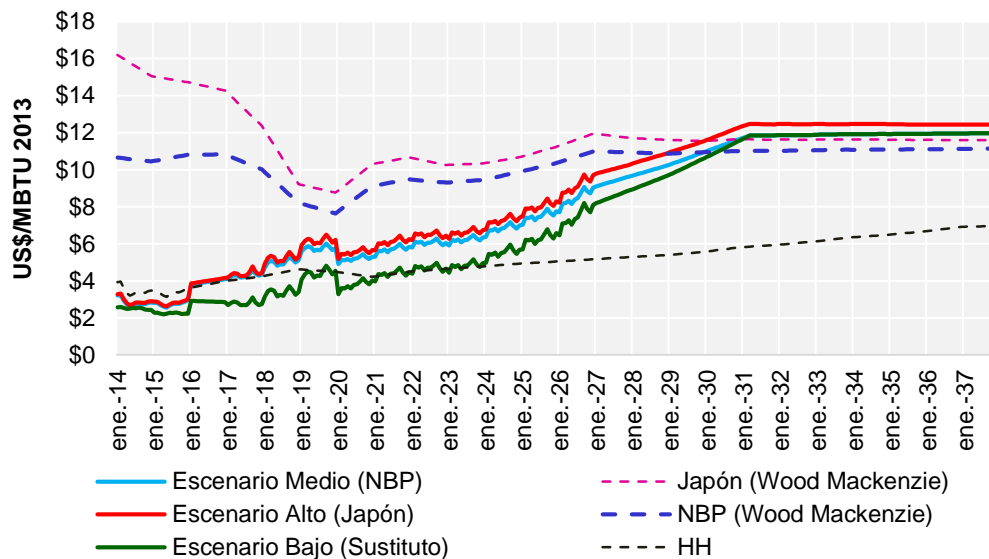
Con dicha metodología se venía proyectando los precios de gas en boca de pozo de Cusiana y para calcular el precio final en planta de generación, se le adicionaban los costos de transporte correspondientes desde el campo Cusiana.

Sin embargo, la promulgación por parte del Ministerio de Minas y Energía del marco normativo que definió los mecanismos para promover el abastecimiento pleno de gas natural en el país, permitió la publicación de la Resolución CREG 118 de 2011 donde se estipuló el marco de comercialización de gas de corto plazo y se definió el esquema de subastas para la comercialización del gas proveniente de campos no regulados.

Los resultados de las negociaciones desarrolladas a finales del 2011 para la venta del gas de Cusiana y Cupiagua (2012 y 2013), mostraron precios a la entrada del sistema nacional de transporte con tendencia a la baja, fluctuando entre los US\$ 2.72/MBTU para la demanda no regulada y los US\$ 3.96/MBTU para la demanda regulada. A partir de los resultados obtenidos en la subasta de 2011 se proyectaron los precios de gas del campo Cusiana, siguiendo una señal de paridad de importación, por la instalación de la planta de regasificación en la Costa Atlántica.

La Gráfica 4-11 presenta la estimación del precio en tres escenarios, los que guardan analogía con los calculados para el gas de la Costa Atlántica, dado que se espera una competencia gas-gas entre las fuentes provenientes de la Costa Atlántica (importación o nacional) y las del interior, las cuales atenderán la demanda del país. En dicha gráfica además se incluye el precio de transición de Cusiana una vez empiece a llegar el GNL importado.

Gráfica 4-11 Precio en Boca de Pozo del gas natural Cusiana



Fuente de datos: DOE y Wood Mckenzie
 Fuente de gráfica: UPME

El escenario bajo corresponde al precio más alto de Cusiana alcanzado en la subasta, indexado posteriormente con las tendencias de crecimiento del escenario bajo de fuel oil proveniente del “Annual Energy Outlook 2013”, del “Annual Energy Outlook 2014 Early Release” y del “Short-Term Outlook” este último publicado el 7 de enero de 2014 por el U.S. Energy Information Administration -EIA- sumándole el producto entre precio de importación del índice NBP y porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de transporte y regasificación puesto en puerto colombiano para el periodo 2014 a 2037.

El escenario medio o de referencia se construyó a partir del valor más alto alcanzado en la subasta siguiendo las tendencias de crecimiento del precio Henry Hub del escenario de referencia, adicionado con el producto entre precio de importación del índice NBP y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, sumados los costos de transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago.

El escenario alto de precio para el campo Cusiana es el resultado del valor más alto de las subasta, siguiendo el crecimiento del escenario alto de Henry Hub del DOE, adicionado por el producto entre precio de importación del índice Japón y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de

transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago, como se realizó en los escenarios medio y bajo.

4.3.3.2.3 Tarifas de Transporte

Para determinar el precio máximo de transporte por gasoducto, se consideraron las resoluciones vigentes expedidas por la CREG y aplicables a cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior, al momento de la realización del ejercicio, considerando que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones. Adicionalmente, se supuso una pareja de cargos regulados, cargo fijo/cargo variable, 80%/20%, durante todo el periodo de proyección.

- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012

Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideraron los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (boca de pozo más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta generadora.

Los costos de transporte para cada una de las parejas se indexó de acuerdo con el procedimiento definido en la Resolución CREG 126 de 2010 y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

4.3.4 Combustibles líquidos

4.3.4.1 Jet Fuel

La metodología utilizada para la estimación del precio colombiano del JET A incorporó en primera instancia, los mandatos definidos en el artículo 116 de la Ley 1450 de 2011, la Ley 681 de 2001 y las resoluciones Minminas 80299 de 2001 y 180088 de 2003, las cuales hacen referencia a la estructura del precio para su comercialización nacional. Tal estructura está conformada por: i) ingreso al productor, ii) IVA y iii) tarifa de transporte así:

$$PMV = IP + IVA + TI$$

Donde,

PMV = Precio de venta de la gasolina de aviación Jet A-1 al Distribuidor Mayorista

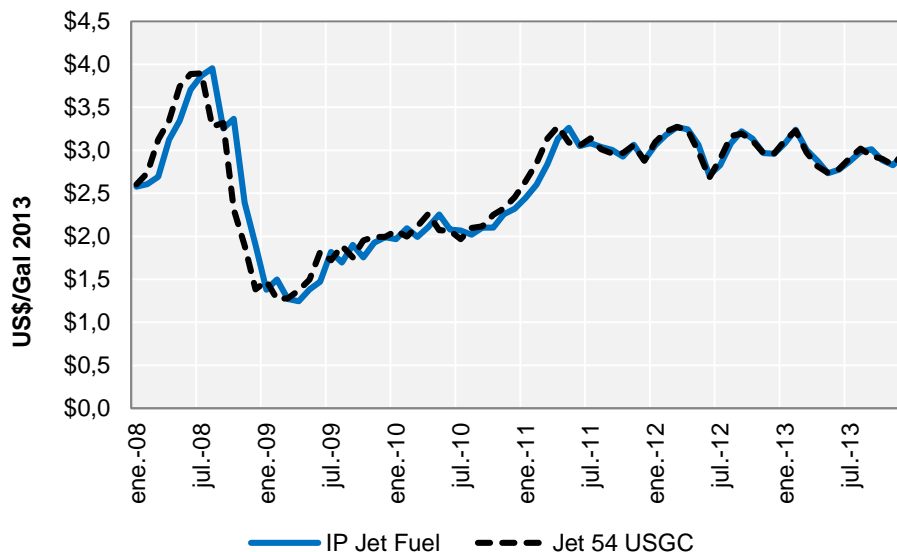
IP = Ingreso al productor

IVA = Impuesto al Valor Agregado

TI = Valor del transporte a través del sistema de poliductos

Para la estimación del primer componente o ingreso al productor fue necesario escoger un driver con el cual se pudiera efectuar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo (*Índice JET 54 USGC*).

Gráfica 4-12 Correlación Jet Fuel

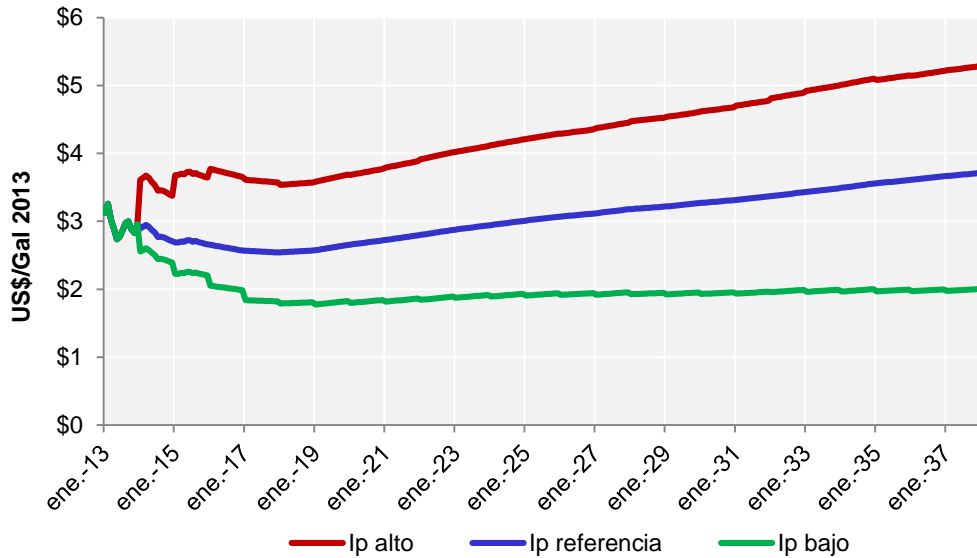


Fuente de datos: Platts y Ecopetrol
 Fuente de gráfica: UPME

El análisis se realizó con el índice *Jet 54 US Gulf Coast* de la publicación Platt's, con el cual se determinó alta correlación mostrando una superposición desde el segundo semestre de 2011. Por tanto, para la proyección del ingreso al productor (Ip) en el periodo 2014-2037 se consideraron las tasas de crecimiento del "*Jet Fuel*" de refinería de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2014 y de STEO de enero de 2014 del DOE EIA. Los resultados de los tres escenarios evaluados son presentados en la Gráfica 4-13 a continuación.

Se aprecia una disminución del precio entre el 2013 y 2014 que corresponde al entorno alcanzado durante el año pasado. El ingreso al productor del escenario base o de referencia varía entre 2,9 US\$/galón y 3,7 US\$/galón en términos reales de 2013 durante el horizonte de estimación. El escenario alto fluctúa entre 3,6 y 5,2 US\$/galón y el escenario bajo finaliza el periodo de análisis con valores inferiores a los 2 US\$/galón.

Gráfica 4-13 Proyección IP Jet Fuel

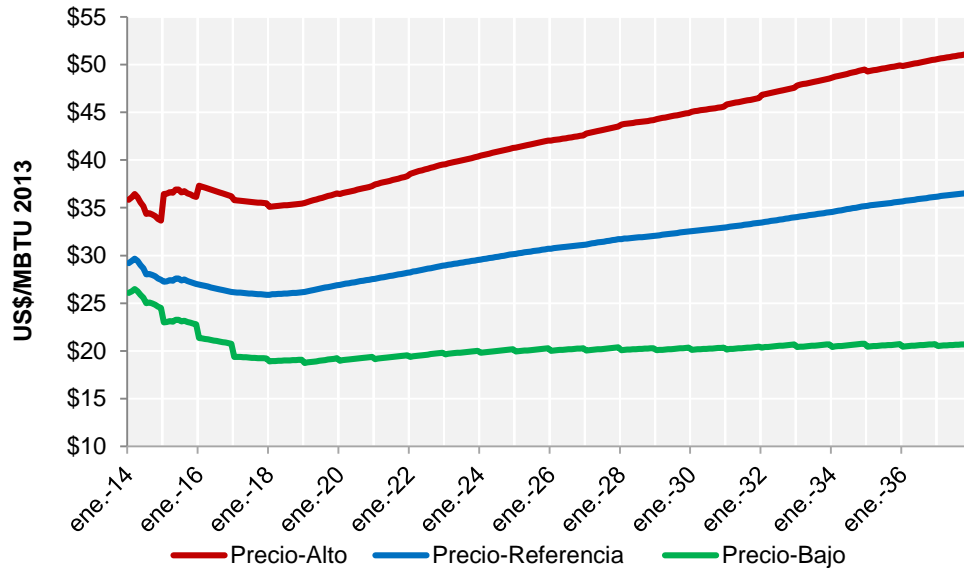


Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

La construcción del precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA y los cargos de transporte en punto de entrega más cercana a la planta de generación a ser atendida -Los cargos de comercialización y transporte a dicha planta se basaron en la aplicación de los mismos a otros combustibles líquidos. Finalmente la estimación en cada escenario implicó la agregación de cada uno de los ítems antes mencionados a los escenarios de IP o ingreso al productor.

Teniendo en cuenta que la planta de Termocentro utiliza como combustible Jet Fuel, se tomó como centro de producción y acopio la refinería Barrancabermeja, cuyos resultados son esquematizados en la gráfica siguiente.

Gráfica 4-14 Proyección Precios en Planta del Jet Fuel



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

La estimación indica que los precios en planta de generación del escenario de referencia, en este caso en Termocentro, oscilarán entre los 25 y los 36 US\$/MBTU de 2013 con un crecimiento promedio año de 1.43%, mientras que el escenario alto representa una tasa de aumento de 1.29 % y el bajo de 0.2% promedio año entre 2014 y 2037. En términos generales, el intervalo calculado comprende un máximo de 50 US\$/MBTU de 2013 y un mínimo de 19 US\$/MBTU del mismo año.

4.3.4.2 Fuel Oil

El cálculo del precio futuro del Fuel Oil colombiano de mediano y largo plazo, contempló la aplicación de la normatividad vigente del Ministerio de Minas y Energía, estipulada en las resoluciones 18 1193 del 12 de noviembre de 2007 y 18 2147 de diciembre de 2007, cuyos componentes hacen referencia a el ingreso al productor, el cual está bajo el régimen de libertad, adicionado por IVA (16%), más el costo de transporte.

$$PMV = IP + IVA + TI$$

Donde,

PMV = Precio de venta del Fuel Oil al Distribuidor Mayorista

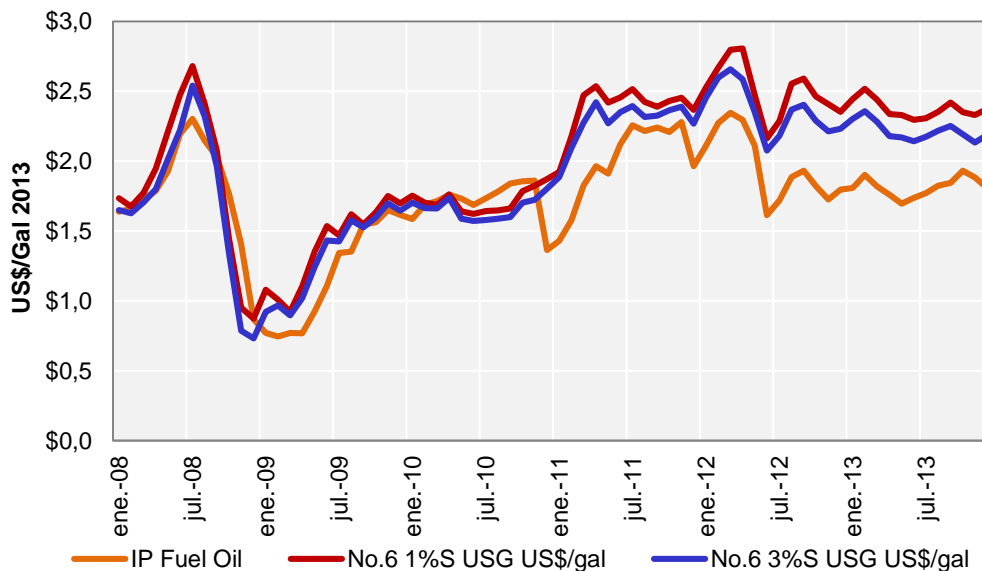
IP = Ingreso al productor

IVA = Impuesto al Valor Agregado

TI = Tarifa de transporte dependiendo del sitio de entrega

Para la estimación del precio de largo plazo del ingreso al productor colombiano, se determinó la correlación existente entre los precios de Fuel Oil en refinería colombiana y el índice correspondiente a Residual Fuel US Gulf Coast de la publicación Platt's, de 1% de azufre y de 3%.

Gráfica 4-15 Correlación Fuel Oil



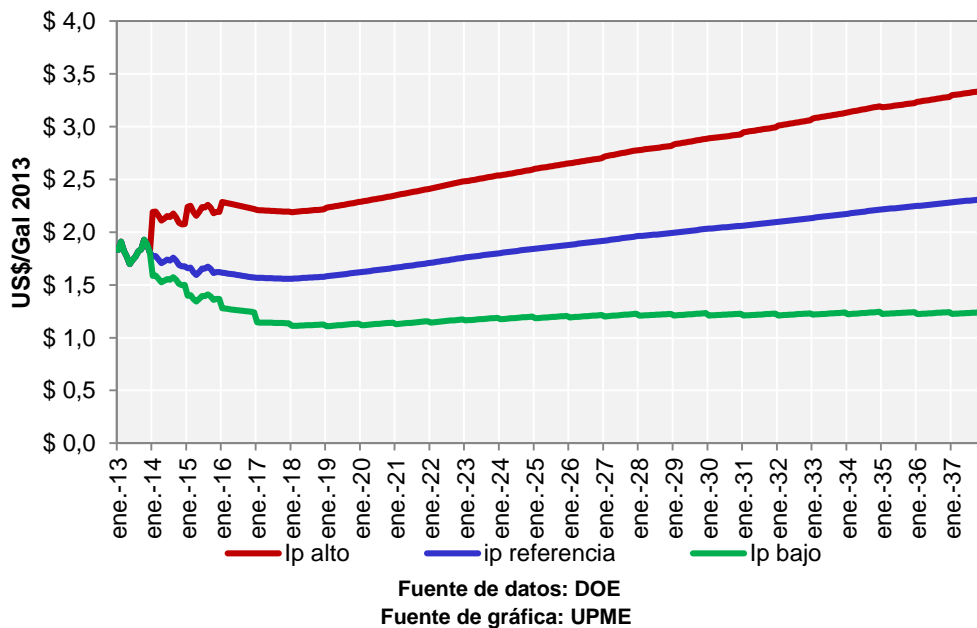
Fuente de datos: DOE

Fuente de gráfica: UPME

Los resultados indican una tendencia similar entre el precio interno y el del índice No.6 3% USG de Platt's, aunque el precio del producto nacional está por debajo de la referencia, diferencia que ha venido incrementando particularmente desde primer semestre de 2012 y posiblemente obedezca a la calidad del producto. Sin embargo, la correlación es alta y el rezago que maneja esta serie es cercano a los tres días.

Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor se utilizó como driver el "Residual Fuel" de refinería incluido en las estimación de AEO 2013 y 2014 y de STEO de enero de 2014 del DOE EIA. La Gráfica 4-16 representa la proyección del ingreso al productor colombiano en US\$ constantes de 2013 por galón, para los tres escenarios evaluados.

Gráfica 4-16 Proyección IP Fuel Oil

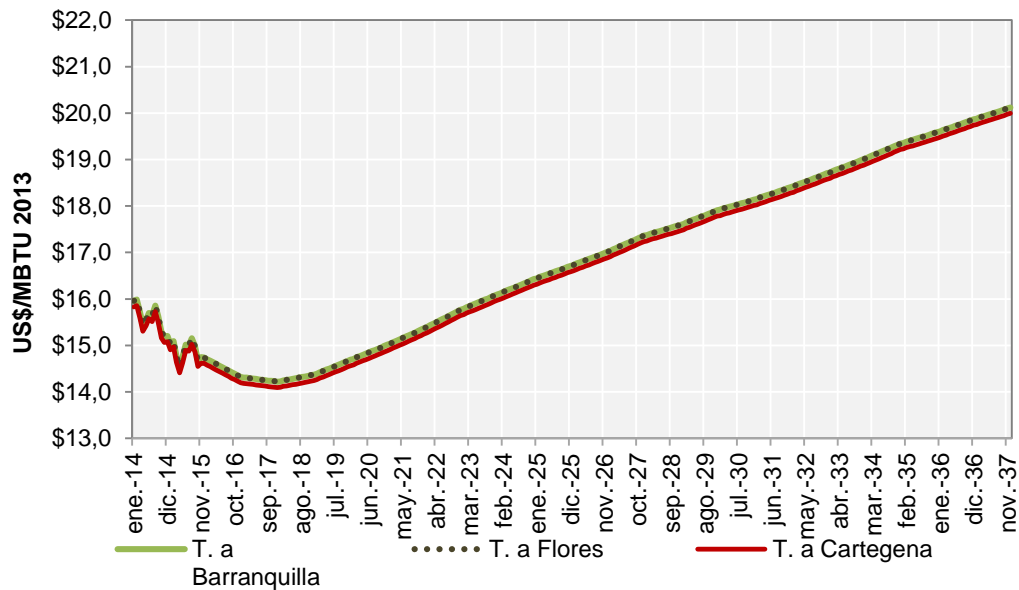


La estimación señala una banda de precios entre 1,24 y 3.34 US\$/galón de 2013, con un valor promedio cercano a los 2,17 US\$/gal. El escenario de referencia o base oscila entre los 1,72 y 2,32 US\$/galón de 2013 y una tasa de crecimiento medio anual de 1,1% en el horizonte de estimación.

Para la proyección del precio final o de entrega en planta de generación se adicionó al ingreso al productor IP en sus escenarios alto, de referencia y bajo, el valor correspondiente al IVA, los cargos de transporte desde la refinería al punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida, los cargos de comercialización mayorista, el transporte a planta, basados en cargos que se aplican al Diésel o ACPM comercializado en el país y el margen de continuidad.

A continuación, la Gráfica 4-17 presenta la proyección del precio final en planta de generación localizada en Barranquilla o Cartagena.

Gráfica 4-17 Proyección Precios en Planta del Fuel Oil



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

En el escenario de referencia los precios oscilan en una franja que va desde los 16US\$/ MBTU de 2013 hasta los 20 US\$/MBTU durante el periodo de estudio, con una tasa de crecimiento promedio año de 1,21% en tanto que en los escenarios alto y bajo es de 1,8% y -0,5% correspondientemente. La tabla No.9 presenta los resultados de la estimación de precios del Fuel Oil en planta de generación bajo los tres escenarios de analizados.

4.3.4.2.1 ACPM

La estimación del precio del ACPM o Diesel No. 2 se realizó aplicando la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía definida en la Resolución 82439 de 1998 y sus modificaciones. La estructura del precio nacional de ACPM contempla los siguientes ítems:

$$PMV_{PA} = IP + IN + Tm + Tt + Mpc + Sobretasa + Mdm$$

Donde,

PMVPA = Precio venta del ACPM en planta de Abasto

IP = Ingreso al productor

Mdm = Margen Distribuidor Mayorista

IN = Impuesto nacional

Tm = Tarifa de Marcación

Tt = Tarifa de transporte

Mpc = Margen Plan de Continuidad Remuneración a Ecopetrol

Sobretasa = Impuesto Sobretasa

A partir del mes de septiembre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181491 de 2012 estableció una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor del ACPM, basada en las tendencias de los precios internacionales del ACPM.

$$PPP_{t,x,j} = (\%pronal_{j-1} * PPEACPM_{t,x,j}) + (\%impo_{j-1} * PPIMPO_{t,x,j})$$

Esta variación incluyó un cambio de los índices utilizados, combinando combustibles de distinto contenido azufre, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantizara un margen de estabilidad en los precios internos, mitigando la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados en los consumidores finales colombianos.

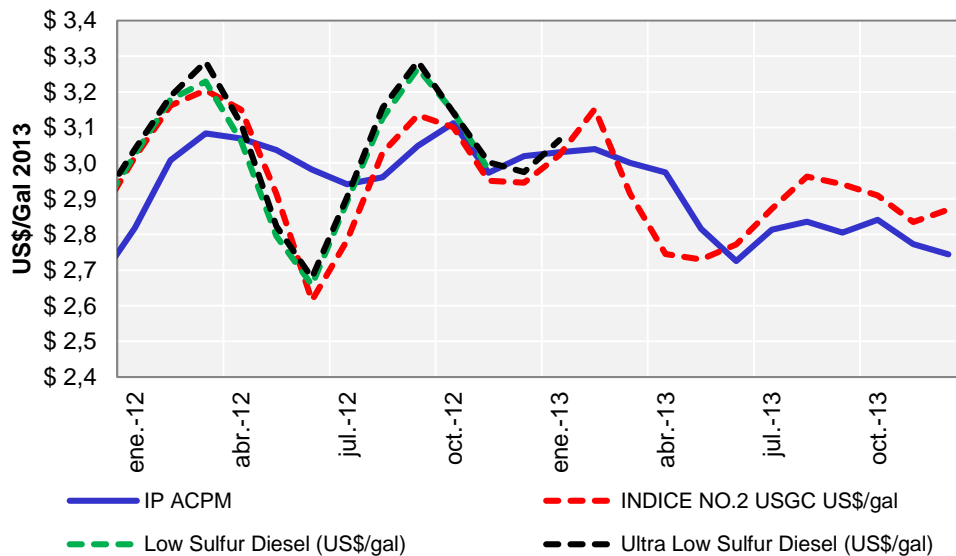
La nueva fórmula considera:

- i. La paridad exportación del ACPM de producción nacional (precio paridad exportación, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del ACPM para uso en motores diesel producido en Colombia calculado como el promedio ponderado de los índices: Diesel N° 2, ULSD

- Ultra Low Sulfur Diesel, y LSD-Low Sulfur Diesel de la costa del golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diesel en la calidad exigida por la regulación.
- ii. La paridad importación del ACPM (precio paridad importación, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del ACPM para uso en motores diesel calculado como el promedio ponderado de los índices: Diesel No 2, ULSD-Ultra Low Sulfur Diesel, y LSD-Low Sulfur Diésel de la Costa del Golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diesel en la calidad exigida por la regulación
- iii. El precio ponderado de paridad en la fecha de cálculo (corresponde al último precio ponderado de paridad diario del ACPM, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, disponible en la fecha de cálculo de acuerdo con el rezago en los datos reportados por la publicación PLATT's.

Para efectuar la estimación del ingreso al productor colombiano de ACPM, se realizó un análisis comparativo de las series históricas de precios internos y de precios de distintos índices en la Costa del Golfo, con el propósito de establecer la correlación existente y determinar su equivalente. Valoradas las correlaciones se observa correspondencia con los diferentes combustibles evaluados.

Gráfica 4-18 Correlación ACPM

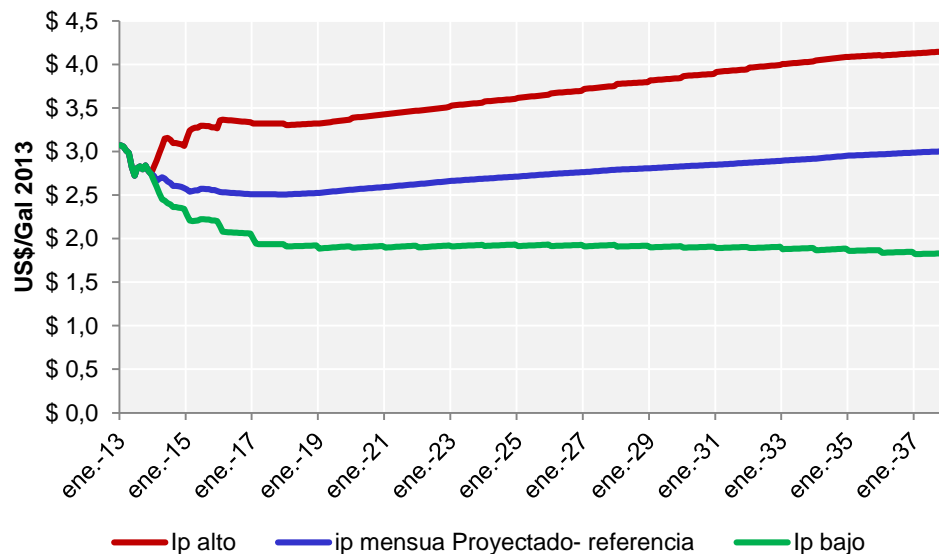


Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

Según la gráfica anterior, el patrón de comportamiento del ingreso al productor de ACPM colombiano fluctúa con los distintos índices en la Costa Golfo acotado entre el mínimo y el máximo de los índices internacionales utilizados, reflejando menor volatilidad en el precio interno.

Por el comportamiento presentado, se tomó como driver para la estimación de largo plazo el “Diesel Fuel” de los escenarios AEO 2013 y 2014 y STEO del 7 de enero de 2014, los cuales son esquematizados en Gráfica 4-19.

Gráfica 4-19 Proyección IP ACPM



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

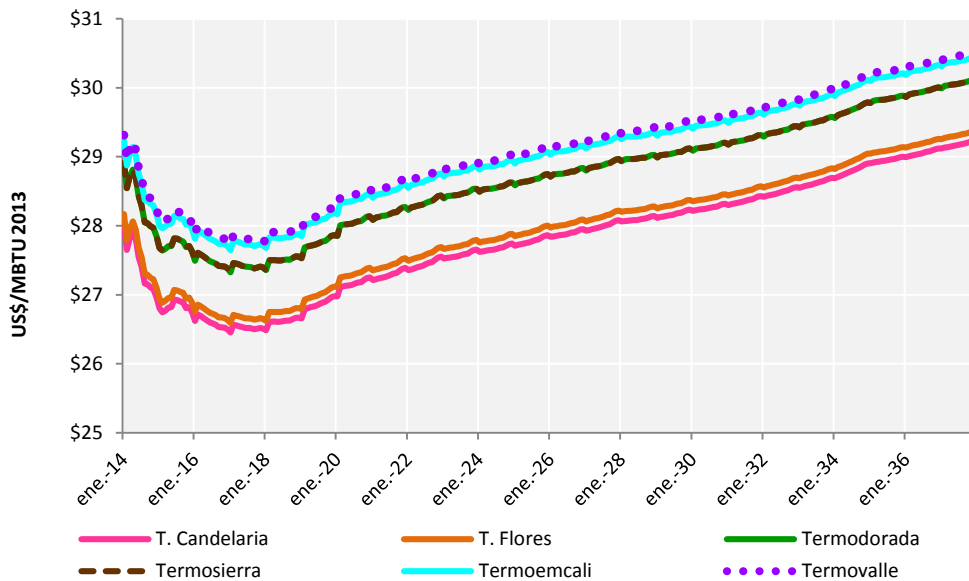
La gráfica anterior presenta la estimación de la proyección del ingreso al productor colombiano de ACPM, resultados que señalan una franja de precios reales de 2013 que varían entre 1,83 US\$/ galón en el escenario bajo y 4,14 US\$/ galón en el escenario alto.

El escenario base o de referencia aunque muestra una reducción del precio al inicio del periodo de análisis, presenta un crecimiento medio anual medio punto porcentual en los 26 años de estudio y se mantiene en una franja que oscila entre los 2,7 y 3,0 US\$/ galón del año 2013. Mientras que los escenarios alto y bajo presentan tasas de crecimiento promedio año de 1,8% y -1,5%, correspondientemente.

Para calcular el precio en planta de generación se adicionó al ingreso al productor IP en sus escenarios alto, de referencia y bajo, el valor correspondiente al impuesto nacional, los cargos de transporte desde la refinera al punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida, la sobretasa, los cargos de comercialización mayorista, el transporte a planta y el margen de continuidad.

La Gráfica 4-20 presenta la evolución de los precios finales correspondientes al escenario de referencia en aquellas plantas térmicas que utilizan el ACPM como combustible y que corresponden a Candelaria, Flores, Dorada, Sierra, Emcali y Valle.

Gráfica 4-20 Proyección precios en Planta del ACPM



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

El cálculo de los distintos parámetros que incluye la estructura del precio del ACPM, se realizó a partir de la proyección del IPC colombiano definido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, variable establecida por las normas legales en los ítems de impuesto global y tarifa de transporte. La remuneración al distribuidor mayorista tomó en cuenta la tasa de cambio como lo definen las normas legales y para la determinación de las variables tarifa de marcación y plan de continuidad se utilizó el valor existente al momento de la proyección dado que no existe una normativa que establezca criterios de actualización.

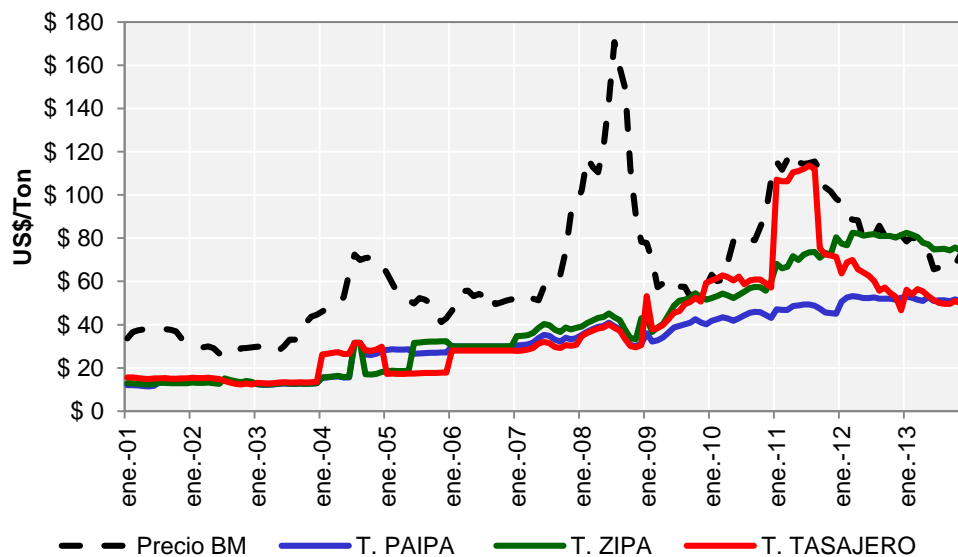
Los resultados del escenario de referencia o base indica una banda de precios que va desde los 27 US\$/MBTU de 2013 hasta los 30,5 US\$/MBTU, siendo la variable transporte la responsable de la diferencia en los precios finales.

4.3.5 Carbón

El carbón es el único recurso energético en el país no regulado y coexisten dos mercados claramente diferenciados: El internacional y el nacional. Los precios del carbón de exportación han mostrado una evolución altamente dependiente de los precios de referencia del mercado internacional de petróleo, en tanto los del mercado nacional están asociados en cierta medida al precio de sus sustitutos y a la vez al precio internacional, teniendo en cuenta que el precio para pago de regalías se vincula con el precio internacional. En el caso del carbón no hay referencias basadas en costos de producción dado que éstos son muy variables por las condiciones heterogéneas de producción que existen en el país.

Para efectuar la proyección de los precios internos de carbón se realizó un análisis preliminar con el fin de tratar de encontrar la correlación del precio interno con los precios internacionales. Para esta evaluación primero se consideraron los precios de compra reportados a la UPME por parte de los generadores térmicos, comparándolos con la serie de precios presentada por el Banco Mundial cuya referencia es Puerto Bolívar.

Gráfica 4-21 Precios Internacionales y de Compra de Carbón



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

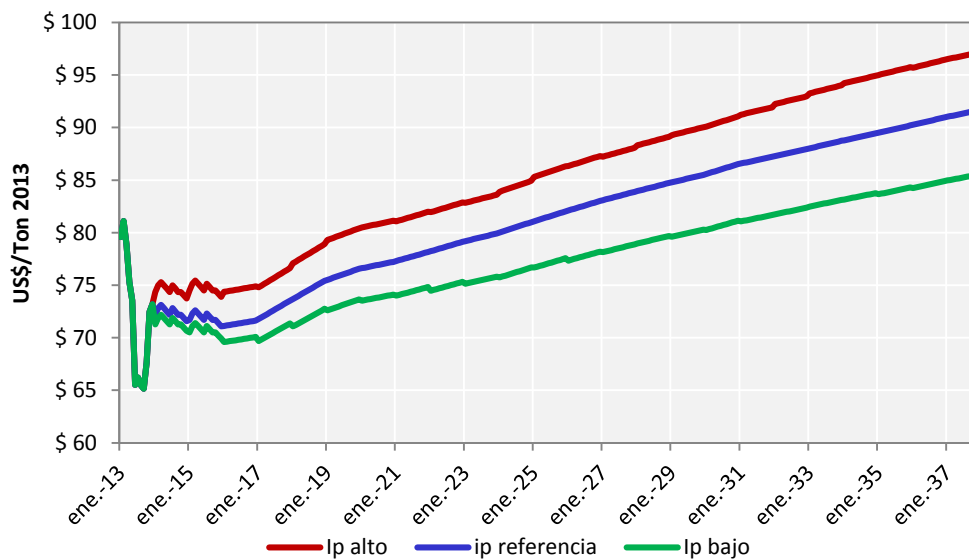
En la gráfica anterior, se puede notar que antes de julio de 2007, la correlación de los precios de compra por parte de las térmicas, es baja o casi nula con el precio internacional que divulga el Banco Mundial, pero a partir de esta fecha se nota un cambio en la tendencia. Aunque la misma, puede decir que es creciente, hay una interrupción de esta continuidad en el segundo semestre de 2008, período en que se inicia la crisis

financiera mundial y que muestra un descenso de los precios crudos del crudo WTI, BRENT y en general para los commodities.

Posteriormente, los precios de compra de las térmicas colombianas, tienen alta correlación con el precio FOB Puerto Bolívar cuya correlación con el precio internacional especialmente de Europa se orienta en el mismo sentido. Vale decir que lo anterior coincide con la normatividad expedida en Colombia para establecer los precios de liquidación de regalías para carbón de exportación (18 1074 de julio de 2007), donde se establece como referencia el precio API2 (ARA- Amsterdam-Rotterdam-Amberres).

Teniendo en cuenta la trayectoria de los precios internos, las estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se decidió tomar la información proveniente de AEO 2013 y 2014 y STEO del 2014 del DOE, como referencia para el cálculo de los precios de exportación correspondiente a Puerto Bolívar. La Gráfica 4-22, presenta los escenarios de largo plazo del DOE.

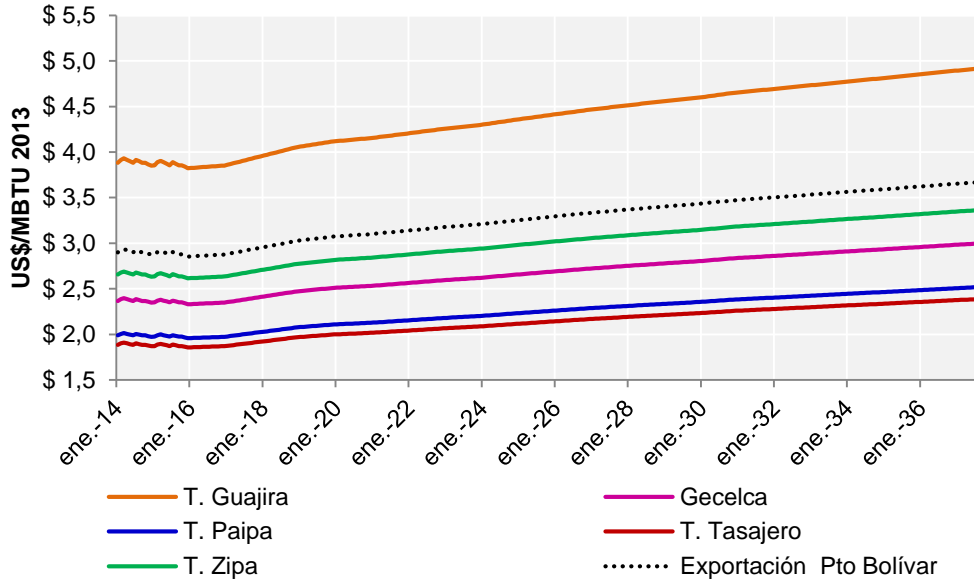
Gráfica 4-22 Proyección IP del Carbón



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

Para estimar los precios de compra por parte de los generadores se aplicó en cada caso la tendencia de las estimaciones de AEO y STEO, cuyo resultado está presentado en la Gráfica 4-21 a continuación, en el caso base o de referencia.

Gráfica 4-23 Proyección precios en Planta del Carbón



Fuente de datos: DOE
 Fuente de gráfica: UPME

Es anotar que los precios para Termoguajira son los más altos debido al poder calorífico del recurso utilizado, mientras que Termotasajero presenta una estimación con los valores más bajos, sin que ello manifieste que es el carbón colombiano con las mejores o peores características de calidad.

5 PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA EN GENERACION

A continuación se presenta el ejercicio de planificación indicativa a nivel de generación llevado a cabo para el horizonte de planeamiento 2014 – 2028. A lo largo de este capítulo se podrá encontrar el balance actual entre el escenario de proyección de demanda de energía eléctrica y la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC, considerando también las Obligaciones de Energía en Firme – OEF de las plantas futuras que están en construcción. Asimismo, se presentan los escenarios de corto, mediano y largo plazo, analizando el comportamiento de las principales variables de generación y estableciendo para cada uno de ellos, las necesidades de expansión. Se analizó también la operación conjunta de los sistemas de generación y Gas natural bajo un potencial fenómeno del Niño en los periodos 2014 – 2015 y 2018 – 2019. En esta versión se formulan escenarios que consideran, algunos de ellos, incorporación de fuentes renovable no convencionales de energía, programas de implementación de uso eficiente de la energía e intercambios de energía con Ecuador y Centroamérica. Respecto al escenario de interconexiones internacionales, se establecen los volúmenes de transferencia y en función de los mismos, la necesidad de instalar capacidad adicional para soportarlos. Adicionalmente, se calculan las emisiones esperadas de CO₂ para las alternativas de largo plazo.

Asimismo, se plantea una metodología de planificación integral Generación – Transmisión y se muestra su aplicación en una área eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN, específicamente el área Oriental. En la próxima versión del Plan se refinará el procedimiento propuesto para valorar la confiabilidad energética, teniendo en cuenta criterios de aversión al riesgo, como pueden ser hidrologías críticas y variaciones en la proyección de la demanda. Adicionalmente, se replicará el ejercicio llevado a cabo en el área Oriental para otras áreas y sub-áreas operativas del SIN.

Finalmente, se presentan los impactos de la incorporación de fuentes renovable no convencionales de energía, particularmente el recurso eólico en el norte de la Guajira.

5.1 Introducción

El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación es establecer, de manera indicativa, las necesidades del país con base en los comportamientos del SIN y sus diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos que actualmente están en construcción (Cargo por Confiabilidad).

La presente versión del Plan cubre el periodo de planeamiento 2014 – 2028, y se construye a partir de la metodología de escenarios, lo anterior para establecer posibles desempeños del sistema eléctrico, de acuerdo con el comportamiento de las variables antes mencionadas.

Inicialmente se analiza el comportamiento del sistema en el corto plazo (5 años), determinando si en este horizonte, es decir el periodo 2014 – 2019, 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. Así mismo, se determina el momento en el tiempo donde se necesita expansión del parque generador, por el no cumplimiento de los citados indicadores, y la evolución del costo marginal. Para este ejercicio se consideran los escenarios medio, alto y alto crítico de la proyección de la demanda, donde este último contempla una tasa de crecimiento mayor en relación a las calculadas por la subdirección de demanda de la UPME en la revisión de julio del 2014; se analizó también el comportamiento conjunto de los sistemas de generación y gas natural bajo condiciones tipo Niño en los periodos 2014 – 2015 y 2018 – 2019; se contemplan los costos de los combustibles para un escenario de referencia, sin limitaciones en el suministro de gas natural, y se hace una sensibilidad a los casos propuestos teniendo en cuenta una expansión de plantas menores (capacidad inferior a 20 MW).

A partir de estos resultados, se evalúa el impacto del atraso en la fecha de entrada de los proyectos del Cargo por Confiabilidad, lo anterior considerando el seguimiento que realiza la UPME. Las simulaciones llevadas a cabo con el modelo energético permitieron establecer que en el corto plazo, el sistema no requiere proyectos de generación adicionales a los ya identificados, y los índices de confiabilidad no superan los límites fijados por la regulación, lo anterior considerando inclusive el atraso de proyectos.

A partir de los escenarios de corto plazo, se extiende el periodo de estudio, analizando el horizonte comprendido entre los años 2019 y 2028. Para cumplir los requerimientos de demanda de energía eléctrica y potencia, con los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación, se identifican las necesidades de expansión, es decir nuevas plantas, y el costo marginal del sistema resultante. Como opciones se consideran proyectos o alternativas tecnológicas de expansión a partir del portafolio de proyectos incluidos en el registro de la UPME, y algunas solicitudes de conexión. Adicionalmente, para algunos escenarios planteados se contemplan las interconexiones eléctricas actuales y futuras con nuestros países vecinos, al igual que la implementación de programas de uso eficiente de la energía. Asimismo, se tienen en cuenta otras opciones de mayor disponibilidad y menor costo. A partir de estas alternativas de largo plazo, se evalúan opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad, considerando la penetración de Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE a luz de la recién sancionada ley 1715 de 2014, la cual “promueve el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico...”.

También se calculan las emisiones esperadas de CO₂ para las alternativas de largo plazo. Así mismo, se presenta a manera de anexos la información detallada que se consideró como base para el desarrollo de los análisis del plan, en particular las variables y evolución de sistema Colombiano.

Por otro lado, producto de un trabajo conjunto entre los grupos de generación y transmisión de la subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad, se pone en consideración la metodología integral de planificación Generación – Transmisión y su aplicación en el área Oriental del SIN. Se presentan los supuestos tenidos en cuenta durante su formulación y el análisis de los resultados obtenidos.

Por último se indican los impactos de la incorporación de fuentes renovable no convencionales de energía, particularmente el recurso eólico en el norte de la Guajira, desde el punto de vista de la conexión y operación del SIN, cuantificando también sus principales beneficios y costos.

5.2 Metodología Actual de Planificación de la Expansión de la Generación

En cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME elabora el Plan de Expansión de los sistemas de generación y transmisión. A nivel de transmisión, las obras que se identifican son ejecutadas por inversionistas, los cuales son seleccionados a través de mecanismos de libre competencia. A nivel de generación el Plan tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto, mediano y largo plazo⁷ a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en generación de energía eléctrica, requerida para garantizar un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de la electricidad en el país. En este sentido, a fin de determinar la posible expansión del sistema, el Plan de Generación plantea diferentes escenarios indicativos según la conducta de variables como demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, interconexiones eléctricas internacionales, desarrollo de proyectos en países vecinos, etc.

Los análisis parten de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, las cuales están determinadas por las expectativas de crecimiento económico de la población y de la evolución más reciente de la demanda misma. Posteriormente se llevan a cabo análisis de disponibilidad de los recursos energéticos, así como su proyección de precios. Esta información junto con el seguimiento a los proyectos del Cargo por Confiabilidad y aquellos que están en construcción, al igual que otras consideraciones, como son las interconexiones internacionales y posibilidades de incorporación de recursos no convencionales de energía, son de vital importancia al momento de construir y definir los escenarios del Plan de Expansión de Generación.

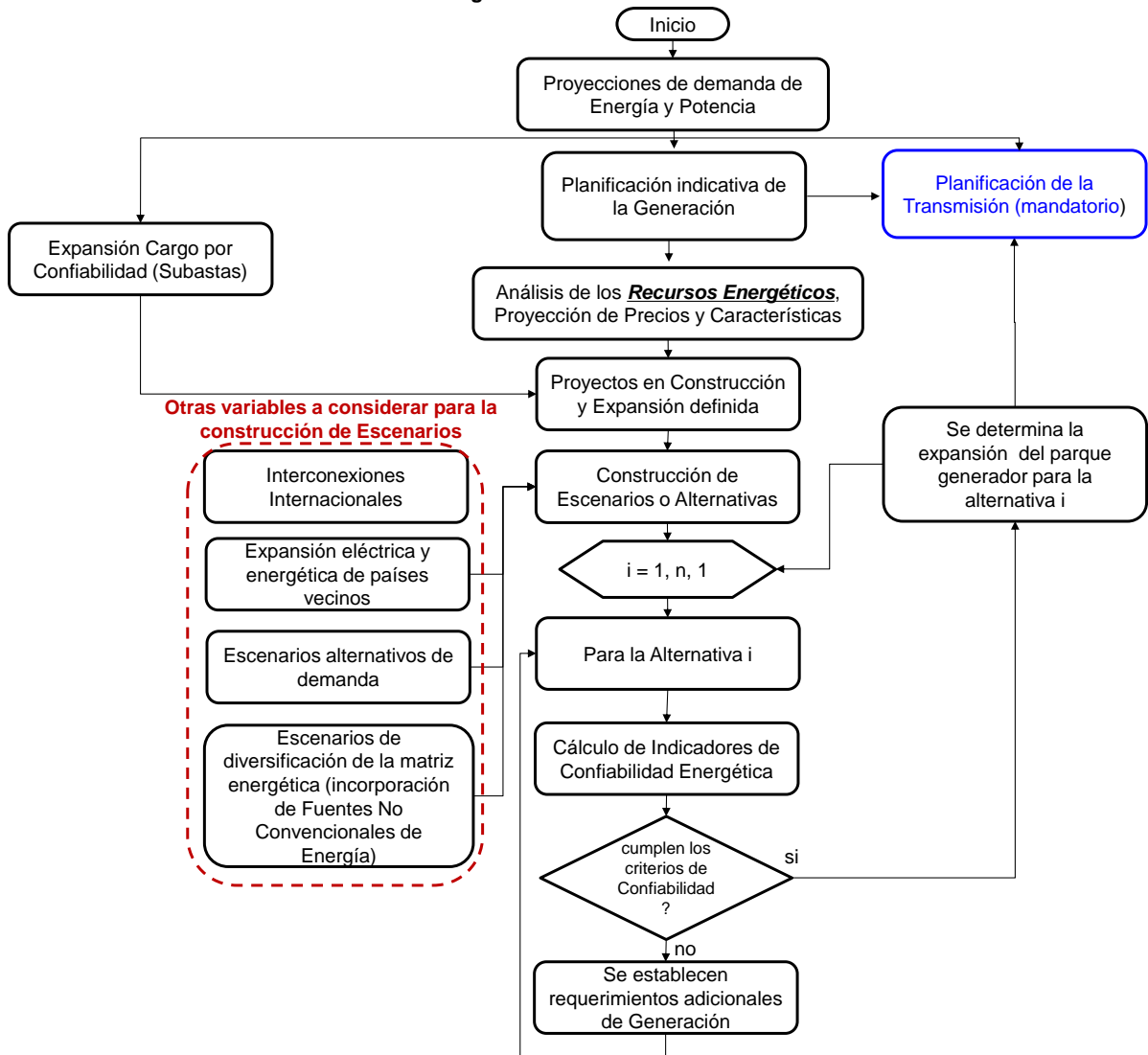
Seguidamente se analiza para cada escenario definido los indicadores de confiabilidad energética, a saber Valor Esperado de Racionamiento de Energía – VERE, Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado – VEREC y número de casos con déficit. En la Tabla 5-1 se presenta la definición de estos indicadores y la expresión matemática asociada para el cálculo de los mismos.

Una vez se calculan los índices de confiabilidad, se determina si los mismos cumplen con lo establecido por la Resolución CREG 025 de 1995, donde se establece que los indicadores VERE y VEREC no pueden ser mayores al 1.5 y 3 %, respectivamente, y el número de casos con déficit no puede ser superior a 5, si se simulan 100 series estocásticas (si se tienen en cuenta más series, el número de casos con déficit permitido es mayor, siempre procurando que los casos donde no hubo desabastecimiento sea superior al 95 %). Si lo anterior se cumple, se puede establecer la expansión del parque generador para la alternativa bajo estudio y el comportamiento de algunas variables, como es el costo marginal del sistema y la generación por tecnología. Si ello no se satisface, se debe determinar la mínima capacidad de generación adicional que permita cumplir con los indicadores de confiabilidad durante todo el horizonte de análisis, y así establecer finalmente la expansión del parque generador.

⁷ El periodo de análisis de Corto Plazo es de 5 años. El de Mediano Plazo es de 10 años, y el de Largo Plazo es de 15 años.

Es importante mencionar que el cálculo de la capacidad mínima de generación obedece a un análisis de alternativas, que consideran proyectos u opciones tecnológicas de expansión que se tienen identificadas en el registro de proyectos de la UPME, y otras de mayor disponibilidad y menor costo, donde algunas de ellas tienen estudio de conexión asociado. Con este banco de alternativas se simula nuevamente el comportamiento del sistema, calculando los índices de confiabilidad y el comportamiento de las principales variables, para así finalmente determinar la expansión a nivel de generación. La Gráfica 5-1 presenta de manera resumida la metodología general de planificación.

Gráfica 5-1: Metodología General de Planificación de Generación.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 5-1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.

Indicador	Definición	Expresión matemática
VERE	Es la razón entre el promedio de energía racionada en un mes, y la demanda nacional esperada en 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>
VEREC	Es la razón entre el promedio de energía racionada en un mes, y la demanda nacional esperada en 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>
Número de casos con déficit	Número de eventos durante todo el horizonte de planeamiento donde se presenta racionamiento de energía.	

Fuente de tabla: UPME

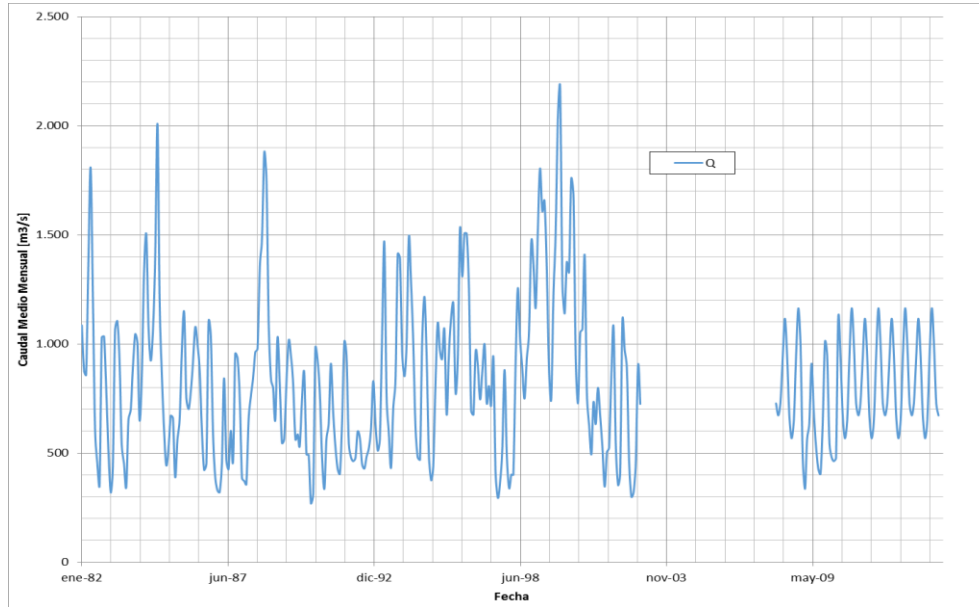
Adicionalmente, teniendo en cuenta que el modelo energético utilizado por la UPME, SDDP - Programación Dinámica Dual y Estocástica, tiene como objetivo minimizar los costos de operación del sistema, sujeto a unas restricciones operativas, de capacidad y de almacenamiento, y que su capacidad de pronóstico depende en gran medida del nivel de aportes esperado, los cuales se generan a partir de un modelo auto-regresivo de parámetros – ARP que utiliza información histórica hidrológica de más de 30 años, es importante validar si las series de caudales generadas para todo el horizonte, son estadísticamente plausibles. En este sentido, la Unidad desarrollo una metodología sencilla, la cual valida si dichas series generadas cumplen con ciertos parámetros. A continuación se ilustra el procedimiento.

5.2.1 Metodología de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP

Las series históricas de caudales que son utilizadas por el SDDP, son reportadas por los Agentes Generadores al Centro Nacional de Despacho – CND XM. Con esta información el modelo ARP genera series sintéticas, que en teoría son estadísticamente equivalentes a las series originales, lo cual quiere decir, que si bien las mismas no son iguales entre sí, sus parámetros estadísticos, como el valor medio, la varianza y la desviación estándar, entre otros, son similares.

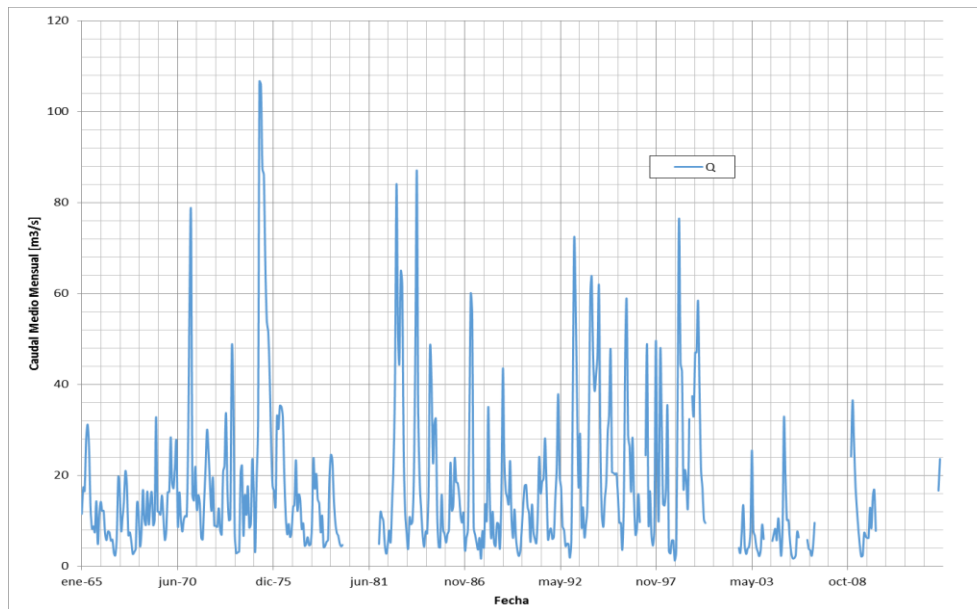
No obstante, las series originales en muchos casos tienen información incompleta, es decir, existen “vacíos” que en algunos casos llegan a 60 meses, lo cual puede ocasionar que se generen series sintéticas poco confiables, desde un punto de vista estadístico, que afectan subsecuentemente los resultados del SDDP. Dos ejemplos de series incompletas se muestran a continuación (Gráfica 5-2 y Gráfica 5-3):

Gráfica 5-2: Caudal medio mensual estación Pescadero.



Fuente de gráfica: UPME

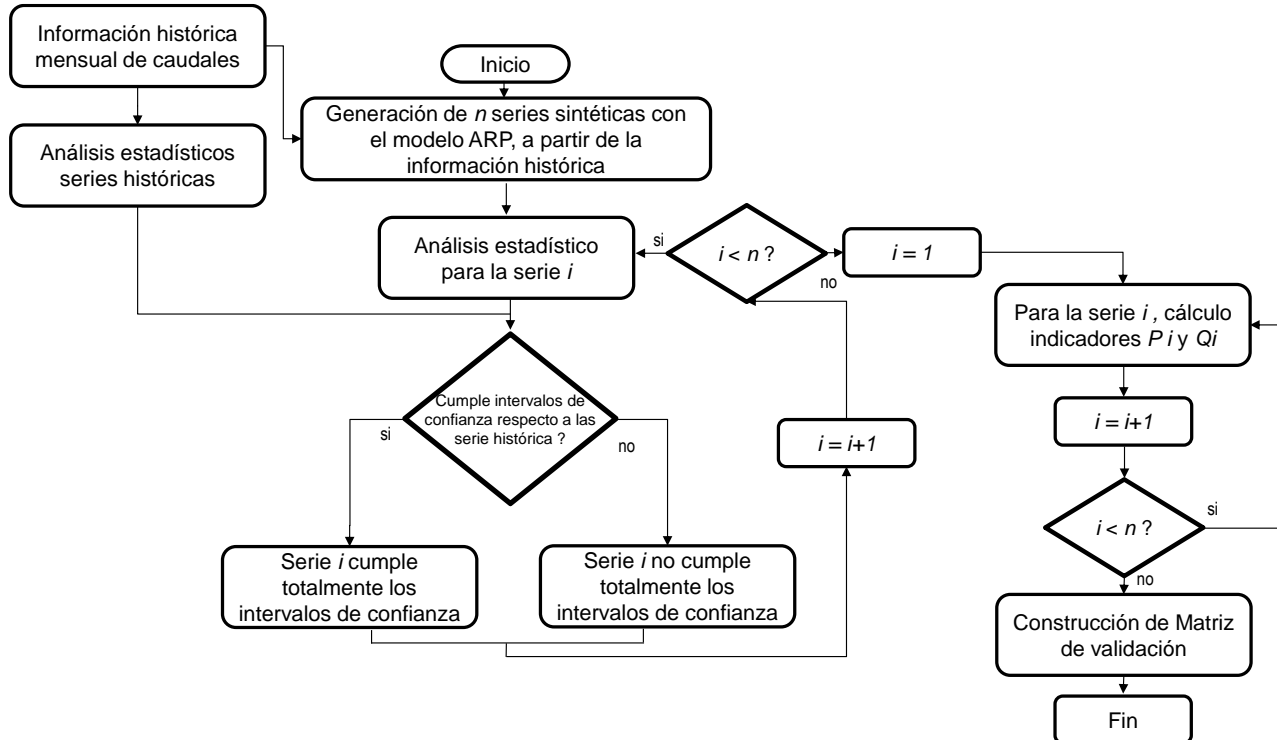
Gráfica 5-3: Caudal medio mensual estación Ocaña.



Fuente de gráfica: UPME

Es por esta razón que se desarrolló una metodología que valida las series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP (ver Gráfica 5-4):

Gráfica 5-4: Metodología de validación de las series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP.



Fuente de gráfica: UPME

Inicialmente se realiza un análisis estadístico de las series mensuales de caudales históricos, para todas las estaciones que tienen asociadas plantas de generación. Los parámetros que se calculan son los siguientes:

- Media
- Desviación Estándar
- Mediana
- Coeficiente de variación
- Desviación Media
- Percentiles 97.5 y 2.5 %
- Valores máximo y mínimo

Posteriormente, este mismo análisis se lleva a cabo para cada una de las series generadas por el modelo ARP, y se comparan los resultados con los obtenidos para las series históricas, evaluando los intervalos de confianza de la Tabla 5-2. Si se cumple la totalidad de las condiciones, se puede afirmar que la serie cumple todos los criterios estadísticos, caso contrario si tan sólo no se satisface un intervalo.

Tabla 5-2: Variación máxima permitida de los parámetros estadísticos en relación a la información histórica.

Parámetro	Variación máxima permitida respecto a las series históricas
Media	35%
Desviación Estándar	50%
Mediana	35%
Coefficiente de Variación	35%
Desviación Media	40%
Percentil 97.5 %	30%
Percentil 2.5 %	30%
Máximo Valor de Caudal	50%
Mínimo Valor de Caudal	50%

Fuente de tabla: UPME

Luego, para cada una de las series se cuantifican los indicadores p y q , que establecen el potencial impacto de la serie en los resultados del SDDP, determinando cuantas plantas de la totalidad simulada, están asociada a una serie que estadísticamente no satisface los intervalos de confianza fijados. Adicionalmente, se determina para ese mismo número de plantas, la capacidad instalada comprometida. Las siguientes expresiones matemáticas resumen este cálculo.

$$P_i = \frac{t}{n}$$

$$Q_i = \frac{\sum_{j=1}^t Cap_j}{Cap_{total}}$$

Dónde:

- i : Serie generada por el modelo ARP bajo análisis.
- n : número total de plantas consideradas en el modelo SDDP, que están o estarán en operación.
- t : número total de plantas que satisfacen todos los parámetros estadísticos.
- j : planta considerada en el modelo SDDP que está asociada a la serie i bajo estudio.
- Cap_j : Capacidad instalada de la planta j que está asociada a la serie i bajo estudio.
- Cap_{total} : Capacidad total del SIN, que varía en función de la expansión definida.

Finalmente se construye la matriz de validación, la cual permite establecer si la serie generada por el modelo ARP será considerada en el proceso de optimización del SDDP. La Tabla 5-3 presenta un ejemplo de dicha matriz.

Tabla 5-3: Ejemplo Matriz de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP del SDDP.

Series sintéticas generadas por el ARP para las Plantas del Sistema			Plantas del Sistema			Indicadores		Validación		
Serie Planta 1	Serie Planta 2	Serie Planta n	Planta 1	Planta 2	Planta n	P	Q	$P > 0.7 . n ?$	$Q > 0.75 . Cap Inst ?$	P y Q Cumplen ?
Serie 1 Planta 1	Serie 1 Planta 2	Serie 1 Planta n	ok	ok	-	$P_{serie 1}$	$Q_{serie 1}$	Si	Si	Serie aprobada
Serie 2 Planta 1	Serie 2 Planta 2	Serie 2 Planta n	ok	ok	-	$P_{serie 2}$	$Q_{serie 2}$	Si	No	Serie No aprobada
Serie 3 Planta 1	Serie 3 Planta 2	Serie 3 Planta n	-	ok	ok	$P_{serie 3}$	$Q_{serie 3}$	No	Si	Serie No aprobada
Serie 4 Planta 1	Serie 4 Planta 2	Serie 4 Planta n	ok	ok	-	$P_{serie 4}$	$Q_{serie 4}$	Si	Si	Serie aprobada
Serie 5 Planta 1	Serie 5 Planta 2	Serie 5 Planta n	ok	ok	-	$P_{serie 5}$	$Q_{serie 5}$	Si	Si	Serie aprobada
Serie r Planta 1	Serie r Planta 2	Serie r Planta n	ok	-	-	$P_{serie r}$	$Q_{serie r}$	No	No	Serie No aprobada

Fuente de tabla: UPME

Es importante mencionar que la validación de las series obedece a un procedimiento ex-ante, es decir, antes de simular el comportamiento del SIN en el modelo SDDP.

5.3 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 la capacidad instalada de potencia del SIN junto con la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFIC, y contrastarlas con las proyecciones de demanda de potencia y energía, revisión julio de 2014.

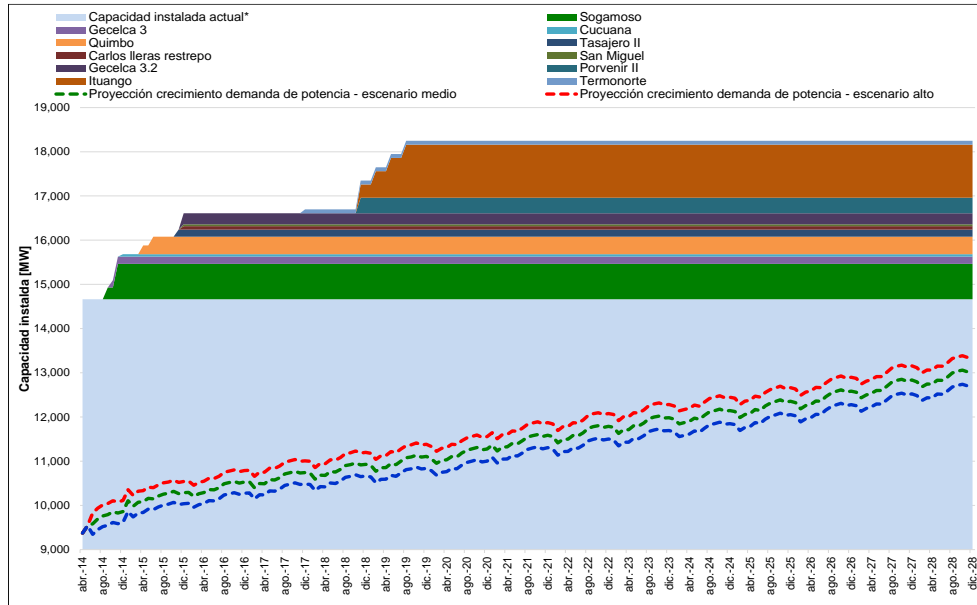
La proyección de precios para los principales recursos de generación, específicamente Gas, Combustibles líquidos y Carbón, al igual que su disponibilidad, se analizó en el capítulo 4.

5.3.1 Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia

A continuación se realiza una revisión de los requerimientos de capacidad del sistema para la atención de la demanda de potencia, sin considerar interconexiones internacionales. Respecto a la evolución de la capacidad instalada, sólo se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, es decir, no se tiene en cuenta la segunda etapa del proyecto Ituango (1,200 MW adicionales).

La Gráfica 5-5 permite comparar la posible evolución del pico de potencia de la demanda, con la capacidad disponible actual y futura del parque generador, lo anterior para los tres escenarios de demanda de la proyección del mes de julio de 2014. La grafica presenta la capacidad efectiva neta, es decir, no se considera la afectación de la misma por los índices de disponibilidad de las plantas de generación.

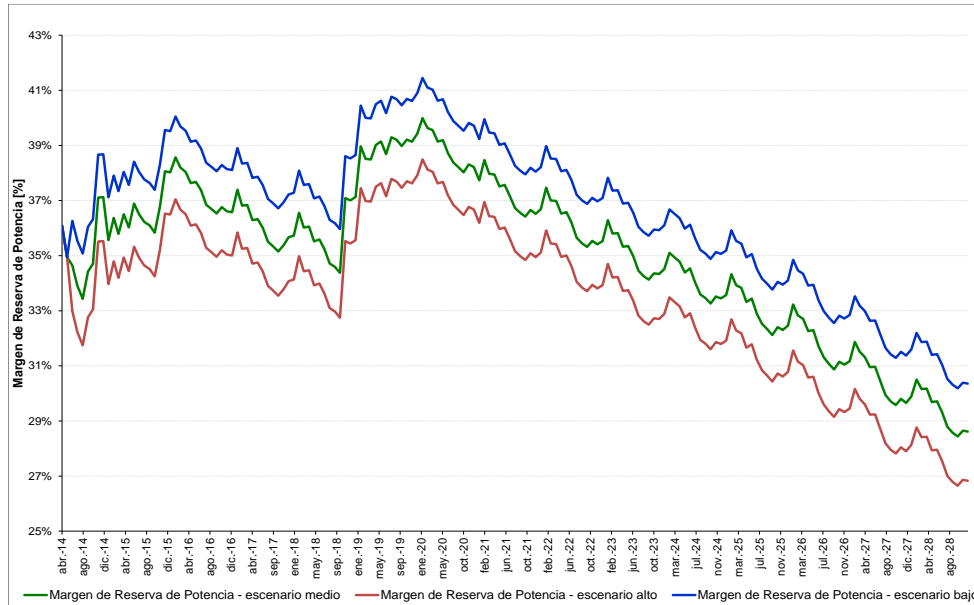
Gráfica 5-5: Proyección de demanda de potencia eléctrica y capacidad instalada.



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 superior a los requerimientos de potencia que el sistema exige. Complementariamente, la Gráfica 5-6 indica que para el año 2020 el margen de reserva estaría alrededor del 38 % (escenario demanda alta), evidenciándose una reducción significativa de este indicador a partir de este instante, ello debido a que no se incluyen nuevos proyectos de generación.

Gráfica 5-6: Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano.



Fuente de gráfica: UPME

5.3.2 Comparación de la energía en firme y la demanda de energía eléctrica

A continuación se presenta el contraste entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, revisión julio de 2014, y la Energía Firme de las plantas existentes - ENFICC, incluyendo las obligaciones de las centrales nuevas resultado de las subastas del cargo por confiabilidad. Lo anterior no considera las centrales Porce IV, Miel II, Termocol ni Ambeima, ya que son proyectos que perdieron sus obligaciones de Energía Firme – OEF. Asimismo se tuvo en cuenta las fechas de entrada en operación reportadas recientemente e información que indica la no posibilidad de ejecución del proyecto Porvenir II, lo anterior en virtud del seguimiento a los proyectos de generación que realiza la Unidad.

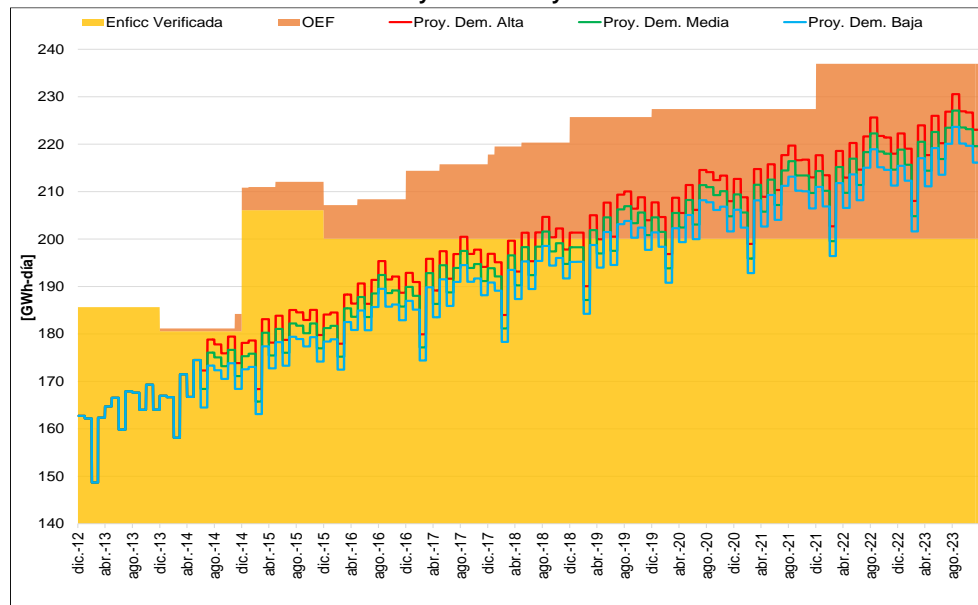
Este ejercicio se realizó para once (11) escenarios, los cuales contemplan el atraso de algunos proyectos que adquirieron OEF, y la no ejecución de otros (ver Tabla 5-4). El atraso considerado corresponde al máximo atraso permitido para mantener la OEF, salvo en los escenarios 1.1, 7.1 y 8 (no se contempla la posibilidad de ceder las OEF). Todo lo anterior con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento. Es importante mencionar que los atrasos asumidos desplazan la Energía en Firme según los meses estipulados, y que parte de la Energía en Firme no se puede respaldar con una sola unidad de generación.

Tabla 5-4: Escenarios considerados.

Plantas	Escenario base	Escenario 1	Escenario 1.1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 7.1	Escenario 8
ENFICC verificada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	Considerada	
Gecelca 3	oct-14	dic-14	dic-15	oct-14	oct-14	oct-14	oct-14	oct-14	dic-14	dic-15	dic-15
Cucuana	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14
Sogamoso	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14
Quimbo	abr-15	abr-15	abr-15	dic-15	abr-15	abr-15	abr-15	abr-15	dic-15	dic-15	dic-15
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	-	dic-17	-	-	-
Ituango	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-18	dic-19	dic-19	dic-19
Porvenir II	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-18	-	dic-19	dic-19	-

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-7: ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



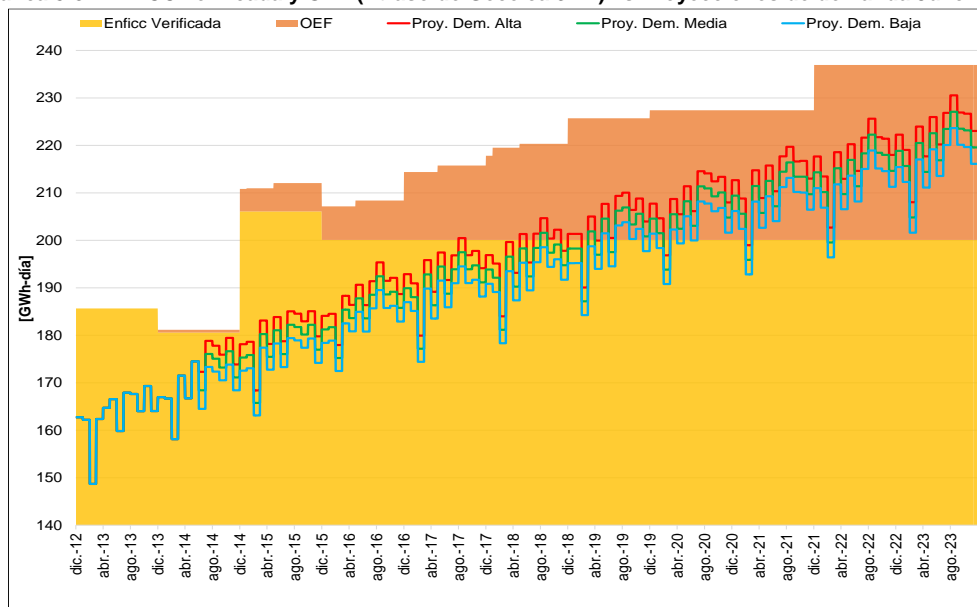
Fuente de gráfica: UPME

El primer caso corresponde al escenario base, Gráfica 5-7, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos de Energía Firme. Se observa en la gráfica una reducción de la ENFICC verificada entre los meses de diciembre de 2013 y noviembre de 2014, ello debido a

la subasta de reconfiguración realizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, y otra disminución a partir de diciembre de 2015, esto producto del cambio en la declaración del combustible para la Energía en Firme (sustitución de gas natural por combustibles líquidos).

Otro punto interesante que cabe mencionar está asociado a la demanda. Si bien bajo este escenario en ningún momento la proyección de demanda supera la ENFICC verificada, junto con los compromisos de Energía en Firme, se observa en el segundo semestre del año 2014 que la demanda proyectada para el escenario alto, revisión julio 2014, es cercana a la oferta energética firme.

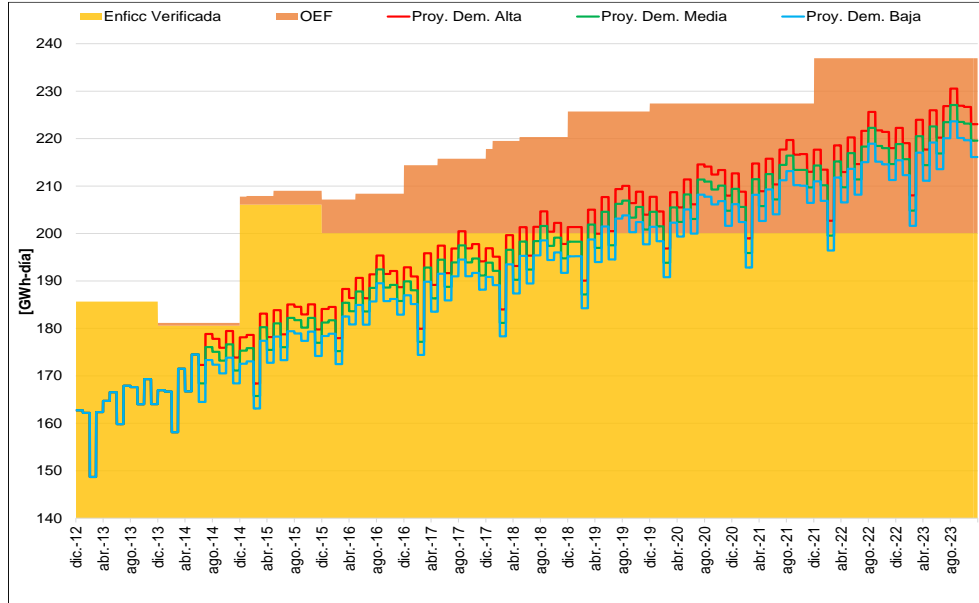
Gráfica 5-8: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Gecelca 3 - 1) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 5-8 está asociada al escenario 1, que contempla la entrada de la planta Gecelca 3.1 en diciembre del año 2014, dos meses de atraso respecto al caso base (Tabla 5-4), conservando sin embargo los demás supuestos. Al igual que en el escenario anterior, no se observa en ningún momento que la oferta energética firme esté por debajo de la demanda proyectada. En este sentido, se desplazó un año más la entrada del proyecto (escenario 1.1), es decir, teniendo en cuenta como fecha de entrada en operación el mes de diciembre de 2015. Al margen de lo anterior, no se identifica ninguna situación crítica respecto al abastecimiento (Gráfica 5-9).

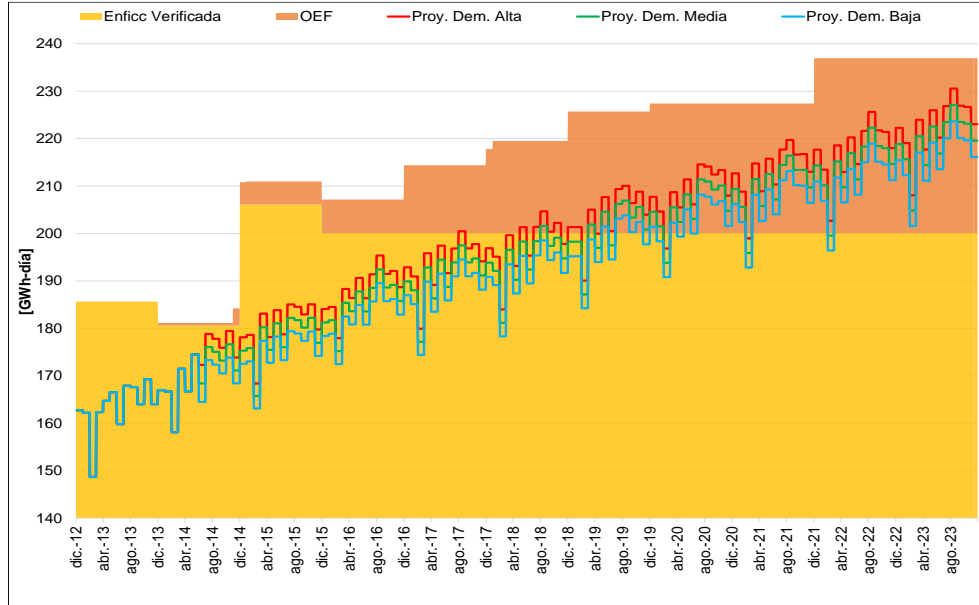
Gráfica 5-9: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Gecelca 3 – 1.1) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-10 se observa el efecto de un potencial atraso en la fecha de entrada en operación del proyecto El Quimbo, escenario 2, que considera un desplazamiento de 8 meses respecto al caso base. Al igual que en los tres escenarios anteriores, no se observa en ningún momento situaciones de desabastecimiento energético.

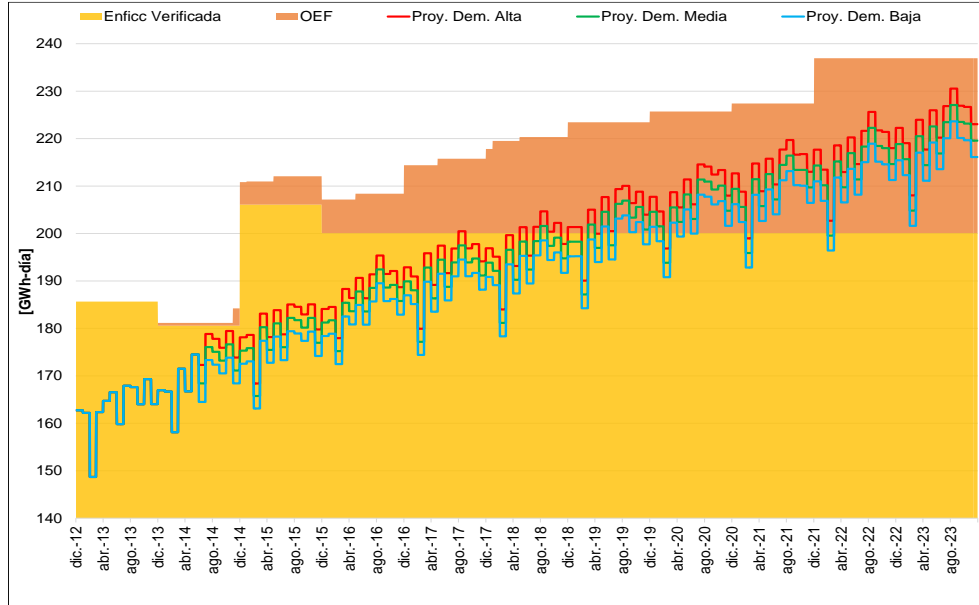
Gráfica 5-10: ENFICC verificada y OEF (Atraso de El Quimbo) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

En relación al escenario 3, atraso de 12 meses del proyecto Porvenir II, es decir, desplazamiento de la fecha de entrada en operación de diciembre de 2018 a diciembre de 2019, tampoco se observan situaciones que puedan comprometer la atención de la demanda (Gráfica 5-11).

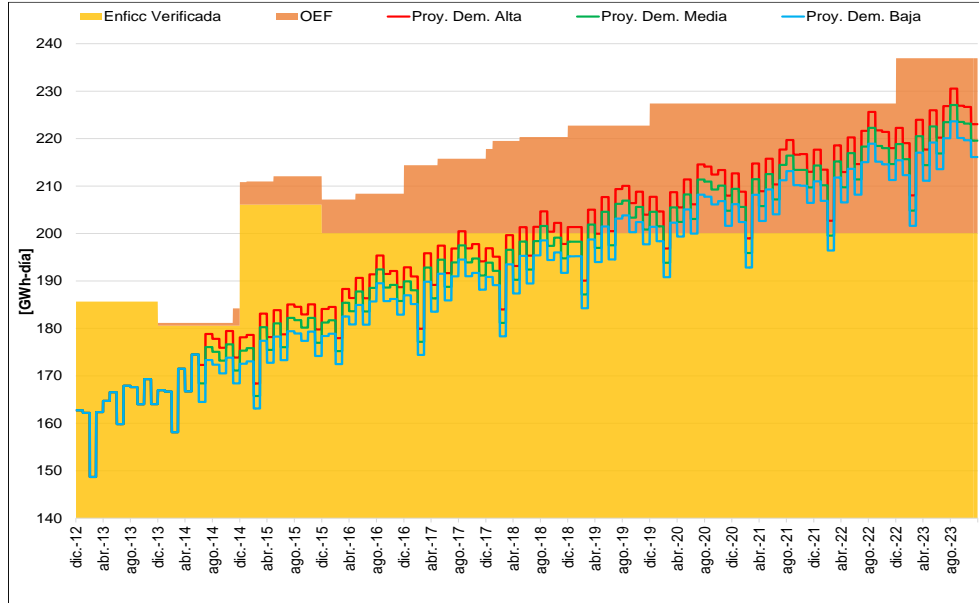
Gráfica 5-11: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Porvenir II) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-12 se presenta el efecto en el desplazamiento de la fecha de entrada en operación de Ituango (escenario 4). Si bien no se observan situaciones riesgosas para la demanda, este atraso de 12 meses ocasiona que la proyección de demanda eléctrica, escenario alto, sea similar a la oferta energética firme del mes de agosto del año 2022.

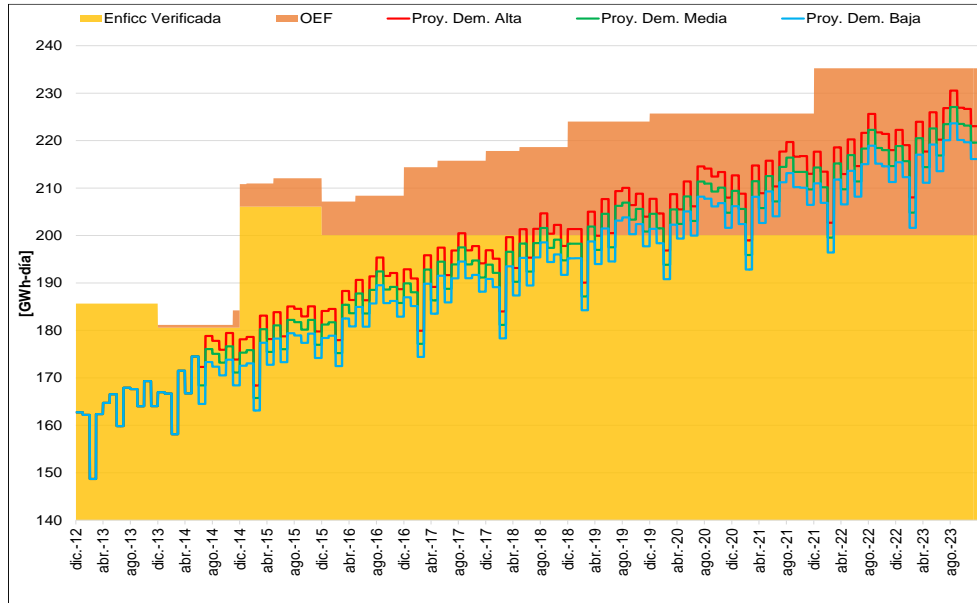
Gráfica 5-12: ENFICC verificada y OEF (Atraso de Ituango) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

Tal como se mencionó anteriormente, los atrasos planteados se sustentan en el seguimiento que realiza la Unidad a los proyectos de generación, los cuales son elaborados con insumos de los informes de auditoría de las plantas que tienen compromisos de Energía en Firme. Dicho seguimiento ha identificado que el promotor del proyecto Termonorte no ha establecido la tecnología de las unidades, así como la localización de la planta. Si bien ello no constituye en la actualidad un atraso insalvable, a continuación se plantean los resultados del escenario 5, el cual no contempla en operación el proyecto Termonorte (Gráfica 5-13).

Gráfica 5-13: ENFICC verificada y OEF (Sin Termonorte) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



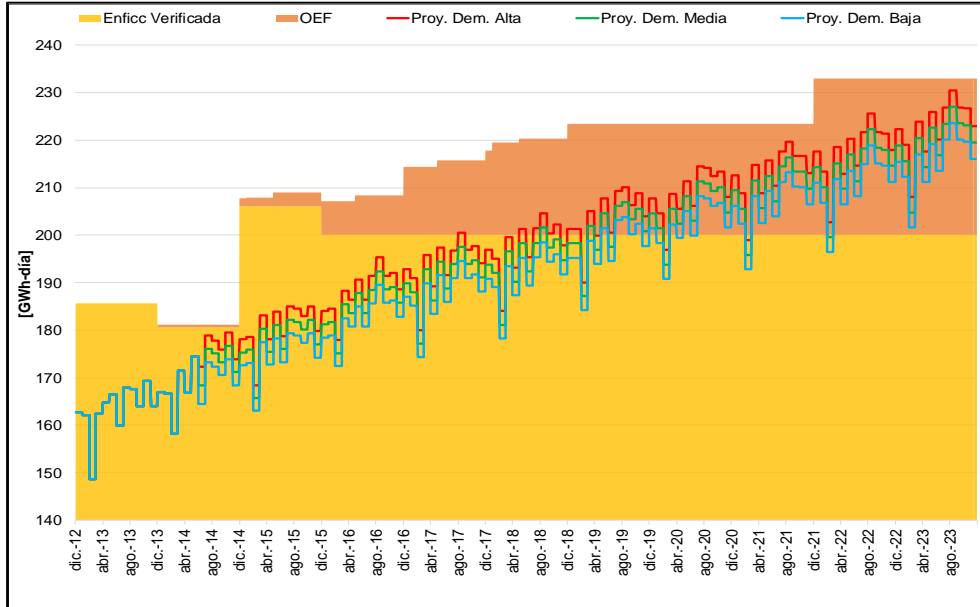
Fuente de gráfica: UPME

A pesar de la situación expuesta, la no ejecución de este proyecto no compromete la atención de la demanda.

En la Gráfica 5-14 se observa el efecto de la no ejecución del proyecto Porvenir II (escenario 6). De la misma se puede concluir que si no se atrasan los demás proyectos que tienen compromisos de Energía en Firme, tan sólo Gecelca 3.1 entrando en Diciembre de 2015 junto con su obligación (sin ceder la OEF), no se observa en el periodo 2014 – 2023 situaciones que puedan comprometer la demanda.

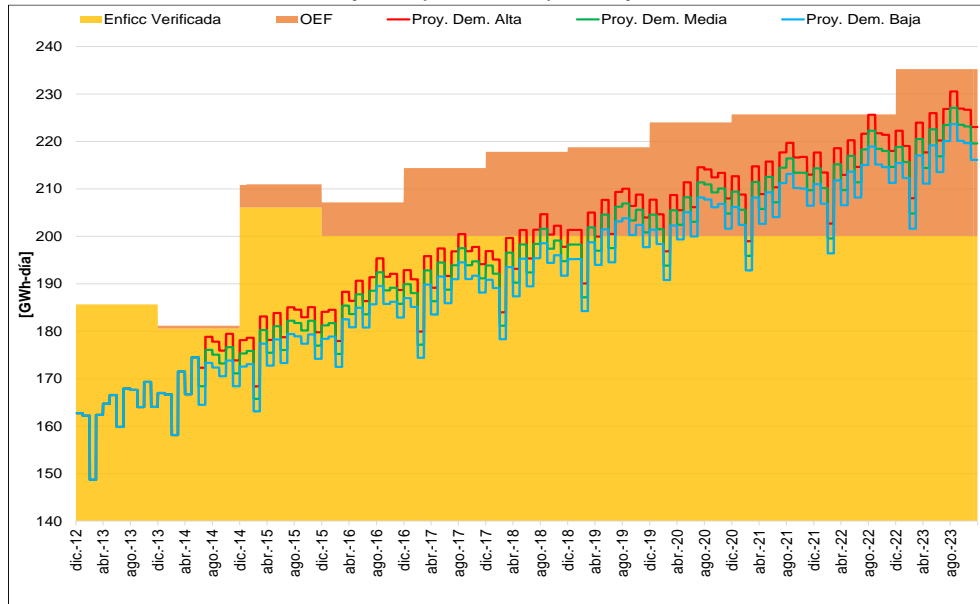
Finalmente, se presentan los resultados de los escenarios 7, 7.1 y 8 (ver Gráfica 5-15, Gráfica 5-16 y Gráfica 5-17). Los mismos consideran simultáneamente todos los atrasos, diferenciándose entre sí por la fecha de entrada en operación del proyecto Gecelca 3.1, y la no ejecución de Porvenir II (escenario 8). El balance evidencia un déficit energético a partir de agosto del año 2022, no obstante, estos resultados son atribuibles a los atrasos paralelos de Ituango y Porvenir II, en el caso de los escenarios 7 y 7.1. Respecto al escenario 8, en agosto del 2022 ya no sólo en el escenario alto de crecimiento de la demanda se presenta desabastecimiento energético, sino también para el medio. No obstante, esta situación es atribuible al atraso de Ituango en un año y la no ejecución de Porvenir II. Bajo estas consideraciones, Porvenir II debería ceder sus OEF, o en el peor de las situaciones, declararse una nueva subasta por parte de la CREG.

Gráfica 5-14: ENFICC verificada y OEF (Sin Porvenir II) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



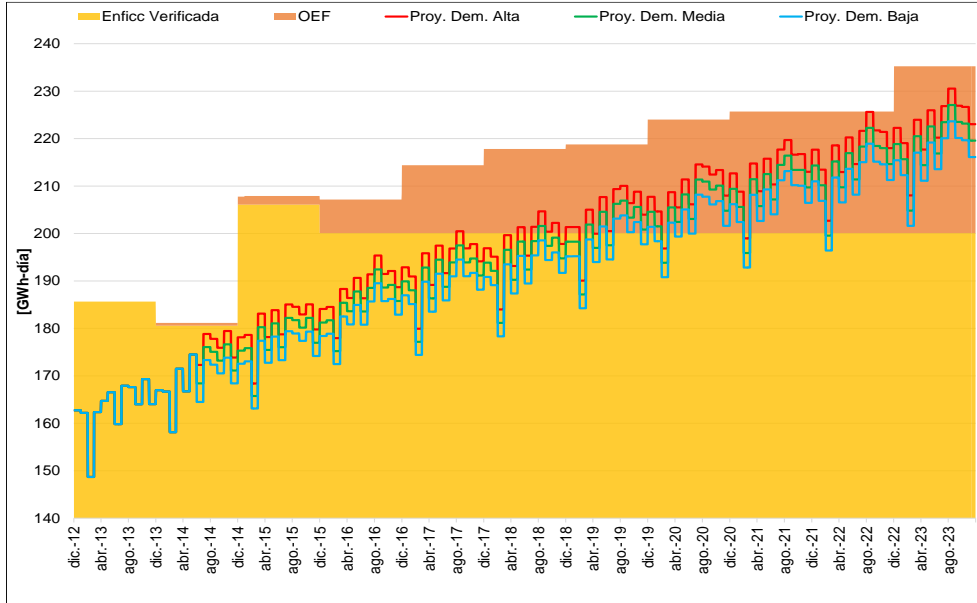
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-15: ENFICC verificada y OEF (Escenario 7) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



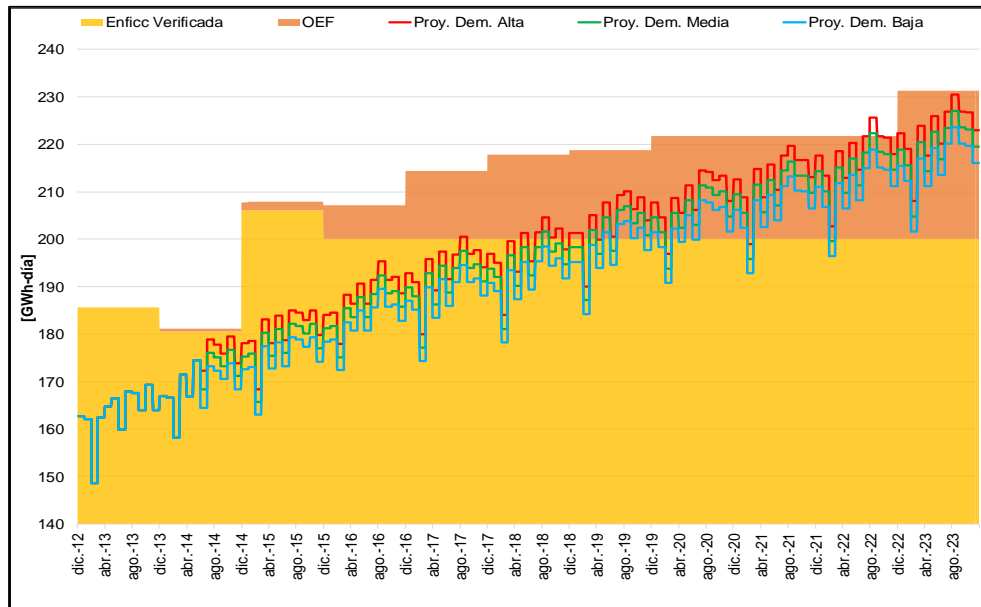
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-16: ENFICC verificada y OEF (Escenario 7.1) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-17: ENFICC verificada y OEF (Escenario 8) vs Proyecciones de demanda Julio 2014.



Fuente de gráfica: UPME

5.4 Requerimientos de expansión en el corto y largo plazo

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de corto plazo, al igual que las alternativas de expansión de largo plazo, que permitan atender los requerimientos de energía en el país. El análisis comprende el periodo 2014 - 2028, considerando un sistema uninodal, es decir, no se tienen en cuenta las limitaciones de la red de transmisión. El criterio bajo el cual se busca determinar la expansión y operación del sistema, es minimizar los costos de inversión y operación del mismo, contemplando la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta el país.

En este mismo sentido, se plantean diferentes escenarios o alternativas de expansión, que incluyen entre otros, atraso de proyectos, opciones autónomas de abastecimiento, incorporación de Fuentes no Convencionales de Energía, y escenarios alternativos de demanda.

5.4.1 Supuestos

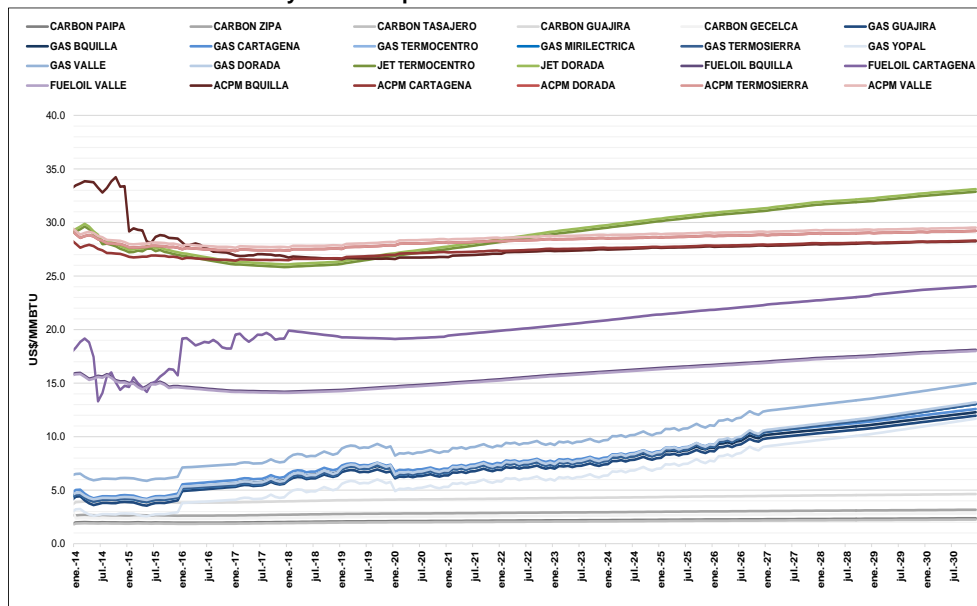
Dada la gran cantidad de variables que influyen en un sistema de generación como el colombiano, sólo se contemplan aquellas que tienen mayor incidencia sobre él. Entre las variables consideradas y supuestos utilizados se tienen: **i)** Estocasticidad de la hidrología, viento, radiación solar y biomasa, **ii)** desarrollo de proyectos de generación, **iii)** costos de combustibles, **iv)** evolución de la demanda de energía y potencia, **v)** atraso de proyectos, **vi)** nuevas tecnologías de generación, entre otros.

A continuación se presentan las variables y supuestos utilizados en el planteamiento de las alternativas y estrategias de generación.

- Sistema de generación colombiano descrito en el ANEXO I.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente.
- Consideración de algunos proyectos inscritos en el registro de la UPME a mayo de 2014, y otros que cuentan con estudio de conexión radicado y/o aprobado.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, escenarios bajo, medio y alto de la revisión de julio de 2014.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a marzo de 2014.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión febrero 2014 (ver Gráfica 5-18).
- Mínimos operativos vigentes a marzo de 2014.
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.
- Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME.
- Para el establecimiento de las señales de corto plazo y las estrategias de expansión de largo plazo, inicialmente se utilizan 200 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937 - 2014. Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes **1991-1992, 1997-1998 y 2009 - 2010**.

Para analizar las alternativas y escenarios del Plan de Generación, se realizan simulaciones de mínimo costo de la operación del sistema, utilizando el modelo SDDP - Modelo de programación dinámica dual estocástica, para un espectro amplio de aportes hídricos.

Gráfica 5-18: Proyección de precios de combustible – revisión febrero 2014.



Fuente de gráfica: UPME

5.4.2 Análisis de Corto Plazo

Para los análisis de corto plazo, 2014 - 2019, se consideran los proyectos de generación que han iniciado su construcción, y aquellos que adquirieron Obligaciones en las pasadas subastas del Cargo por Confiabilidad. Adicionalmente, se lleva a cabo una sensibilidad a este escenario base, contemplando algunos atrasos en la fecha de entrada en operación de ciertas plantas, a la luz del seguimiento que realiza la UPME a los proyectos de generación.

Con este análisis se establecen las posibles configuraciones y condiciones del parque de generación Colombiano, teniendo en cuenta escenarios de referencia, los cuales permiten la comparación de los mismos, y el establecimiento de un marco para el posterior análisis de las alternativas de expansión de largo plazo. Se analiza el comportamiento de los costos marginales, generación por tecnología, requerimientos de expansión, y se determina su dependencia en función de las variaciones de demanda y oferta, así como la disponibilidad de los recursos de generación.

5.4.2.1 Escenarios de Corto Plazo

En la Tabla 5-5 se presentan los escenarios de corto plazo, junto con su justificación y principales consideraciones.

Tabla 5-5: Escenarios de Corto Plazo.

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación	
0	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, según el cronograma de la Tabla 5-6. Asimismo, no contempla expansión de generación de plantas menores.	Alto	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo, periodo 2014 - 2019, se cumple con los criterios de confiabilidad energética, ello considerando solamente los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad. Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan, lo anterior con el objetivo de hacer más restrictivo el escenario.	
1	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, según el cronograma de la Tabla 5-6. Asimismo, no contempla expansión de generación de plantas menores.	Medio	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo, periodo 2014 - 2019, se cumple con los criterios de confiabilidad energética, ello considerando solamente los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad. Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan. Se considera el escenario medio de la proyección de demanda, sensibilizando hacia la baja la criticidad del escenario anterior.	
Corto Plazo	2	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, según el cronograma de Tabla 5-6. Asimismo, no contempla expansión de generación de plantas menores.	Alto - Crítico	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo, periodo 2014 - 2019, se cumple con los criterios de confiabilidad energética, ello considerando solamente los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad. Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan. Este escenario de demanda es superior al Alto de la revisión de julio de 2014, tal como se muestra en Gráfica 5-19. El objetivo es sensibilizar la demanda a lo alto, ello en función de la evolución de la demanda real (superior al escenario alto de la revisión de julio de 2014, en algunos momentos del primer semestre del presente año).
	0.1	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, contemplando atrasos en la fecha de entrada en operación de algunos proyectos, tal como consta en la Tabla 5-7. Asimismo, no tiene en cuenta expansión de generación de plantas menores.	Alto	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si con atrasos en la fecha de entrada en operación de algunos proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad, atraso establecido según los informes de Auditoría y los mismos promotores, en el periodo 2014 - 2019 se cumple con los criterios de confiabilidad energética. En relación a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan. Respecto al escenario de demanda contemplado, se tuvo en cuenta el alto de la revisión de julio de 2014.

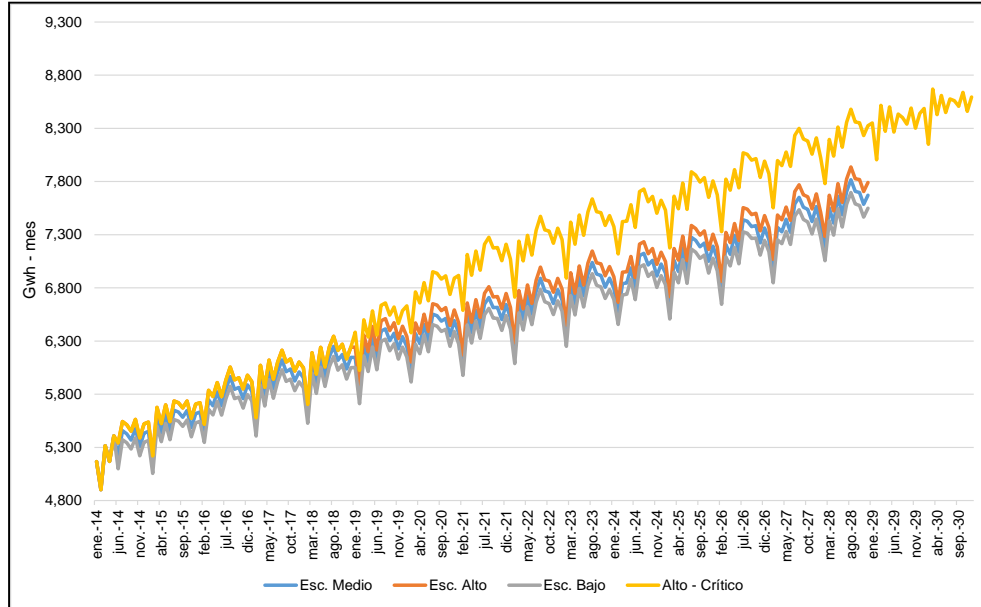
Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-6: Proyectos considerados que están en construcción y tienen compromisos de Energía en Firme – OEF.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
Ituango Primera Etapa	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-19: Escenarios de demanda considerados en el Plan de Expansión de Generación 2014 – 2028.



Fuente de gráfica: UPME

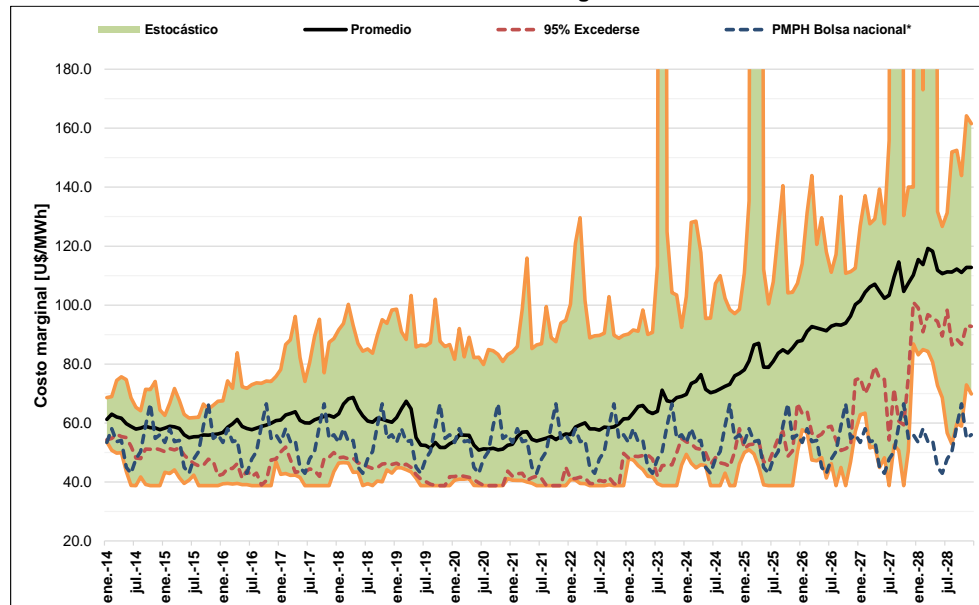
5.4.2.1.1 Escenario 0

Tal como se referencia en la Tabla 5-5, el objetivo de este escenario es determinar si en el corto plazo, periodo 2014 – 2019, se cumple con los criterios de confiabilidad energética, es decir, Valor esperado de Racionamiento de Energía – VERE, Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicional – VEREC y número de casos con déficit. Lo anterior considerando el escenario alto de la proyección de demanda y los supuestos básicos contemplados en el numeral 5.4.1, junto con los proyectos de la Tabla 5-6.

La Gráfica 5-20 y Gráfica 5-21 presentan el comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE y VEREC, respectivamente, para todo el horizonte de análisis. De la gráfica se puede observar que en el corto plazo, periodo 2014 – 2019, en ningún instante se violan los límites establecidos, es decir, el VERE y VEREC son inferiores al 1.5 y 3 %, respectivamente. Por otro lado, a partir del año 2025 se observa un Valor Esperado de Racionamiento de Energía condicionado superior al 3 %, razón por la cual se necesitaría de expansión adicional para evitar dicha situación, bajo los supuestos contemplados en este escenario.

En relación al costo marginal del sistema, la Gráfica 5-22 presenta su evolución, que está expresada en dólares constantes de diciembre de 2013 y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993 (transferencias del sector eléctrico).

Gráfica 5-22: Evolución Costo Marginal – escenario 0.



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- El valor Esperado del Costo Marginal es de 59.5 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, ello debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos en este periodo, como son Sogamoso y El Quimbo. Así mismo, se observa una disminución en dicho costo, alrededor de 1.9 USD\$/MWh durante el horizonte 2018 - 2020, esto debido a la entrada de Ituango y Porvenir II.
- Al principio del periodo de estudio, la demanda es atendida principalmente con generación hidroeléctrica, incrementándose la utilización de recursos térmicos en la medida que la demanda de electricidad va creciendo. Los picos del costo marginal están asociados con una baja disponibilidad de los recursos hídricos, en periodos donde es necesaria la generación térmica, naturalmente más costosa. Sin embargo, en algunos instantes, específicamente los años 2023, 2025 y 2028, dicho valor es superior al costo de racionamiento, razón por la cual desde una perspectiva económica es mejor racionar (mirar Gráfica 5-20 y Gráfica 5-21).
- El promedio mensual histórico del precio de bolsa - PMPH, es inferior al Valor esperado de la Evolución del Costo Marginal (asumiendo una tasa promedio representativa del mercado de 2,000 COL\$/USD\$). Por otro lado, el Valor Esperado del Costo Marginal, con una probabilidad del 95 % de ser excedido, es ligeramente superior al valor mínimo pronosticado por el SDDP, salvo para el final del periodo.

- El Valor esperado del costo marginal en el horizonte 2020 – 2028 es de 77.9 USD\$/MWh, ello debido a que no se considera expansión adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (2019 - 2028). Esto ocasiona que las plantas térmicas más ineficientes deban ser despachadas, con sus respectivo impacto económico.

En la Gráfica 5-23 y Gráfica 5-24 se presenta el comportamiento agregado de la generación hidroeléctrica y térmica. De dichas gráficas se puede concluir:

- Durante el periodo 2014 – 2019 el Valor Esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,900 GWh-mes. Dicho valor se incrementa en 529 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020, debido a la entrada de Ituango y Porvenir II. En el periodo 2020 – 2028 el promedio es 5,889.8 GWh-mes, ello debido al crecimiento de la demanda, lo cual hace que se utilice la totalidad del parque generador existente, particularmente las plantas con este tipo de tecnologías.
- Durante todo el horizonte, el valor esperado de la generación hidroeléctrica es superior a la corrección del promedio histórico de la generación ideal hídrica - GHIMPH⁸. Así mismo, en el periodo 2014 – 2020, el valor de la hidroelectricidad con una probabilidad del 95 % de ser excedida, es similar a dicho promedio histórico corregido, patrón que cambia después de este último año, hasta el final del periodo de análisis.
- Respecto a la generación térmica, su Valor Esperado es de 759 Gwh – mes durante el periodo 2014 – 2019. Debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, en el horizonte 2018 – 2020 su aporte al SIN se reduce en promedio 107 Gwh – mes. Así mismo, en el periodo 2020 – 2028 alcanza un valor promedio de 933.1 GWh-mes, lo cual se debe al crecimiento natural de la demanda.

Finalmente, durante todo el horizonte salvo el periodo 2019 – 2022, el valor esperado es superior a la corrección del promedio histórico de la generación ideal térmica - GTMPH⁹.

Conclusiones:

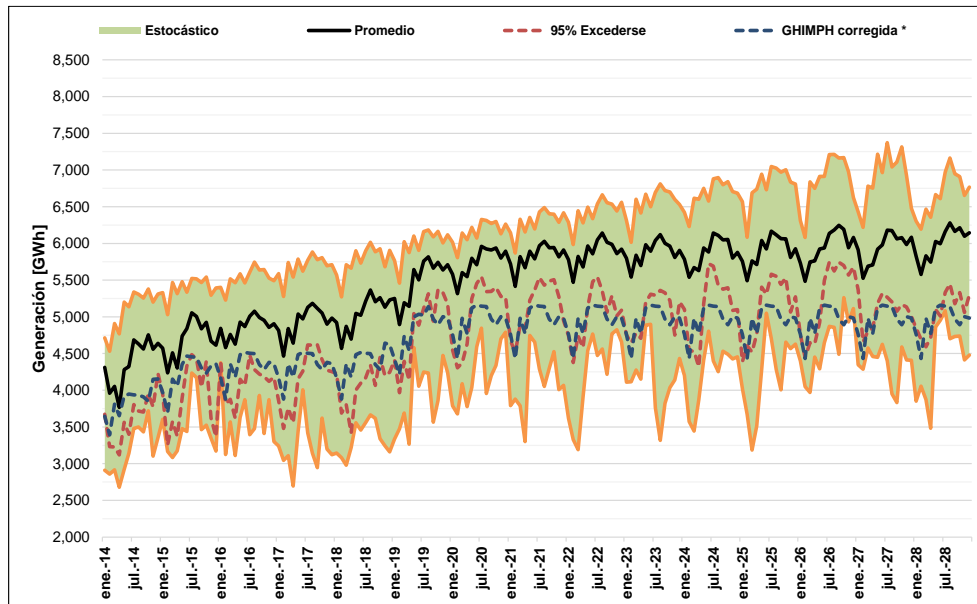
- En el periodo 2014 – 2019, se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit. En otras palabras, no se observa desabastecimiento energético, considerando el cronograma de entrada de proyectos de expansión asociados al Cargo por Confiabilidad y el escenario alto de crecimiento de la demanda – revisión julio 2014.

⁸ Es la generación ideal histórica con este tipo de recurso, multiplicada por la razón entre la capacidad futura, considerando sólo proyectos hidroeléctricos, y la capacidad hidráulica actual. Es decir, es un factor dinámico, que depende de la expansión de los proyectos hídricos ya definidos en un instante de tiempo específico.

⁹ Es la generación ideal histórica con este tipo de recurso, multiplicada por la razón entre la capacidad futura, considerando sólo proyectos termoeléctricos, y la capacidad térmica actual. Es decir, es un factor dinámico, que depende de la expansión de los proyectos con combustibles fósiles ya definidos.

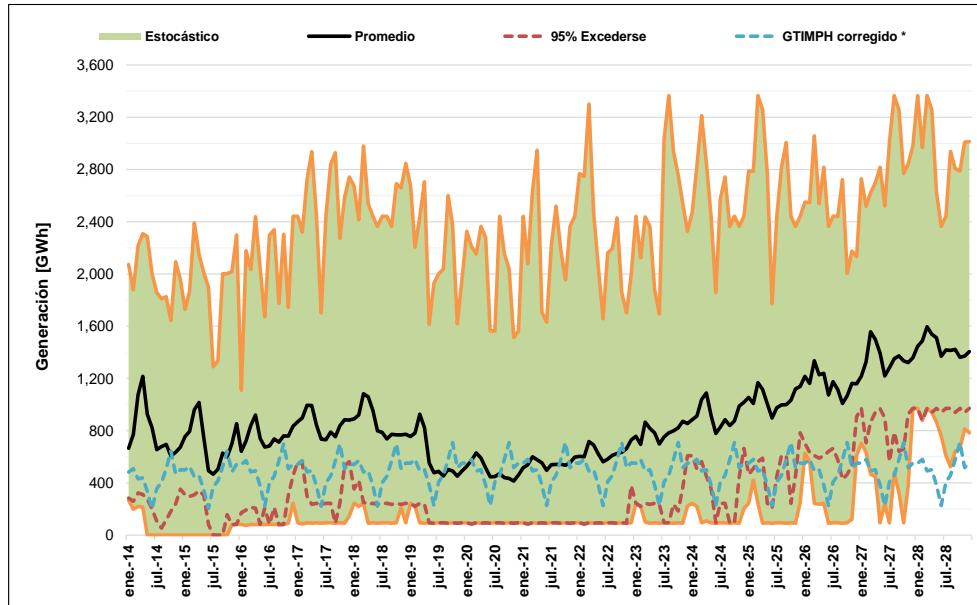
- El aporte de la hidroelectricidad en el horizonte 2018 - 2022 tiene un efecto en la reducción del Costo Marginal Promedio, ello debido a la entrada de Ituango y Porvenir II. Sin embargo, después de este último año, se observa un crecimiento sostenido, esto debido a la no entrada de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 59.6 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, el cual se reduce en 1.9 USD \$/MWh por la entrada de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). Después de este año, el costo marginal se incrementa de manera sostenida, alcanzando valores promedio de 77.9 USD \$/MWh (2020 - 2028).
- Respecto a necesidades de expansión, bajo los supuestos considerados, a partir del año 2025 se necesitaría de capacidad adicional de generación, ello por la violación del criterio de confiabilidad VEREC.

Gráfica 5-23: Generación hidroeléctrica – escenario 0.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-24: Generación termoeléctrica – escenario 0.



Fuente de gráfica: UPME

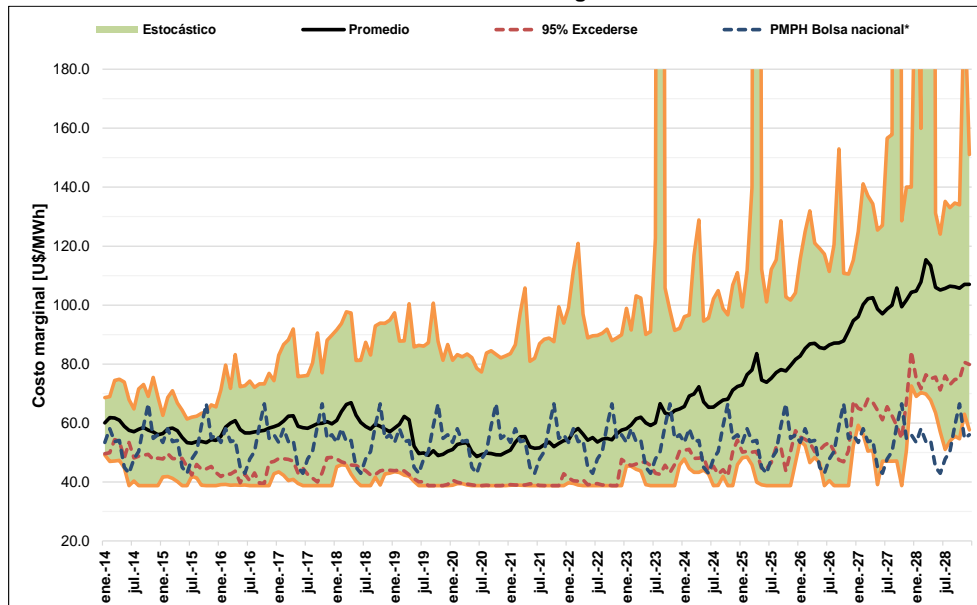
5.4.2.1.2 Escenario 1

El objetivo de este escenario es determinar en el corto plazo, periodo 2014 – 2019, el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad energética, y el desplazamiento de las necesidades de expansión, ya que para este caso, se considera el escenario medio de proyección de la demanda, revisión julio 2014. Respecto a los proyectos de generación tenidos en cuenta, se contempla el listado de la Tabla 5-6 y los supuestos básicos del numeral 5.4.1.

En la Gráfica 5-25 y Gráfica 5-26 se observan los indicadores de confiabilidad y su evolución durante todo el horizonte de análisis. Como era de esperarse, en el corto plazo no se observa la violación de los límites establecidos por la regulación, ya que como se mencionó anteriormente, se considera el escenario medio de la proyección, es decir, las necesidades de demanda son inferiores en comparación al escenario 0. No obstante, se observa hacia el final del periodo de análisis, año 2028, que el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado – VEREC es superior al 3 %, motivo por el cual se necesitaría de expansión adicional para evitar dicha situación, bajo los supuestos considerados.

En relación al costo marginal del sistema, la Gráfica 5-27 presenta su evolución, que está expresada en dólares constantes de diciembre de 2013 y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993.

Gráfica 5-27: Evolución Costo Marginal – Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

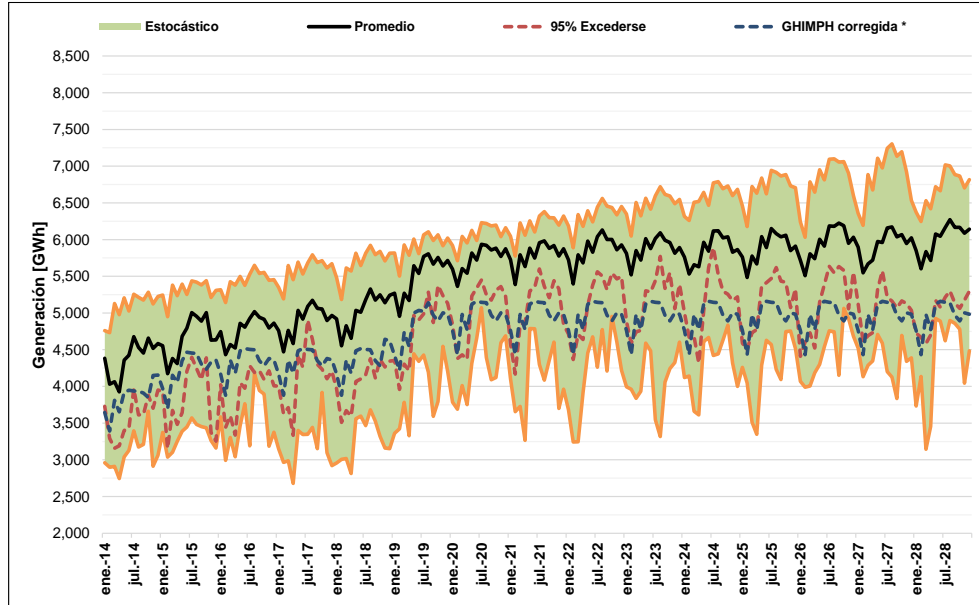
- El valor Esperado del Costo Marginal en el periodo 2014 – 2019 es de 57.6 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos, específicamente Sogamoso y El Quimbo. También se observa una disminución en dicho costo, alrededor de 2.7 USD\$/MWh durante el horizonte 2018 - 2020, ello debido a la entrada en operación de Ituango y Porvenir II.
- Al igual que en el escenario anterior, los picos del costo marginal están asociados con una baja disponibilidad de los recursos hídricos, periodos donde es necesaria la generación térmica. Sin embargo, en los años 2023, 2025, 2027 y 2028, dicho valor es superior al costo de racionamiento, razón por la cual desde una perspectiva económica es mejor racionar, sin que el valor esperado de dicho racionamiento sea superior al límite establecido por la regulación, excepto en el año 2028.
- El promedio mensual histórico del precio de bolsa - PMPH, es inferior al Valor esperado de la Evolución del Costo Marginal durante todo el horizonte de análisis. Por otro lado, el Valor Esperado del Costo Marginal, con una probabilidad del 95 % de ser excedido, es ligeramente superior al valor mínimo pronosticado por el SDDP, salvo para el final del periodo.
- El Valor esperado del costo marginal en el horizonte 2020 – 2028 es de 73.6 USD\$/MWh, ello debido a que no se considera expansión adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

En la Gráfica 5-28 y Gráfica 5-29 se presenta el comportamiento agregado de la generación hidroeléctrica y térmica durante todo el horizonte. De las mismas se puede concluir:

- Durante el periodo 2014 – 2019 el Valor Esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,879 GWh-mes. Dicho valor se incrementa en 548.5 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020, debido a la entrada de Ituango y Porvenir II. En el periodo 2020 – 2028 el promedio es 5,881.5 GWh-mes, ello debido al crecimiento de la demanda, lo cual hace que se utilice el parque generador, particularmente las plantas hidroeléctricas.
- El valor esperado de la generación hidroeléctrica, durante todo el horizonte, es superior a la corrección del promedio histórico de la generación ideal hídrica - GHIMPH. Así mismo, en el periodo 2014 – 2020, el valor de la hidroelectricidad con una probabilidad del 95 % de ser excedida, es similar a dicho promedio histórico corregido.
- El Valor Esperado de la generación térmica durante el periodo 2014 – 2019 es de 696.3 Gwh – mes. Su aporte al SIN se reduce en promedio 137.9 Gwh – mes debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, ello en el horizonte 2018 – 2020. Así mismo, en el periodo 2020 – 2028 alcanza un valor promedio de 833.7 GWh-mes, lo cual se debe al crecimiento natural de la demanda y la no entrada en operación de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.

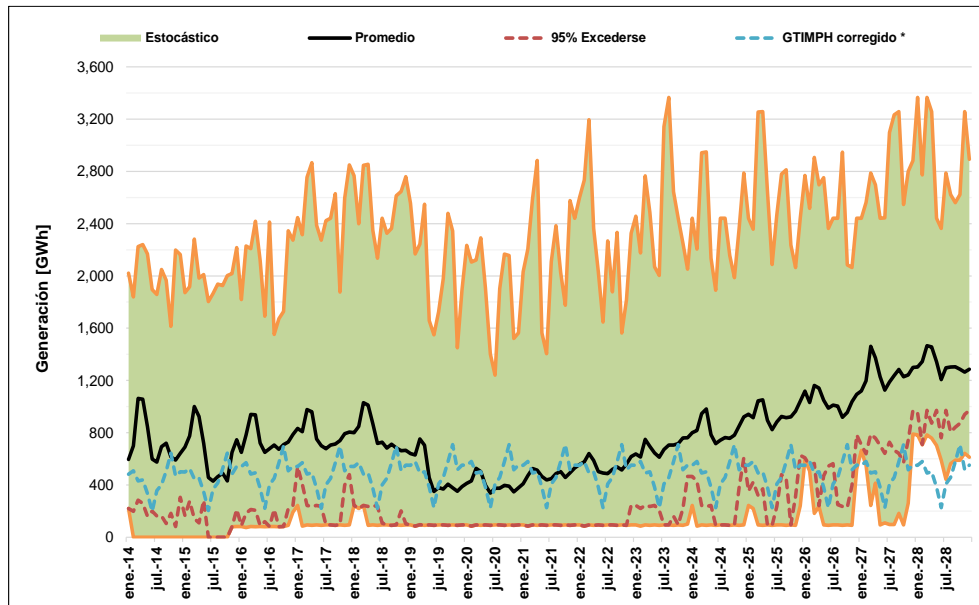
Finalmente, durante todo el horizonte salvo el periodo 2019 – 2022, el valor esperado es superior a la corrección del promedio histórico de la generación ideal térmica - GTMPH.

Gráfica 5-28: Generación Hidroeléctrica – escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-29: Generación termoeléctrica – escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

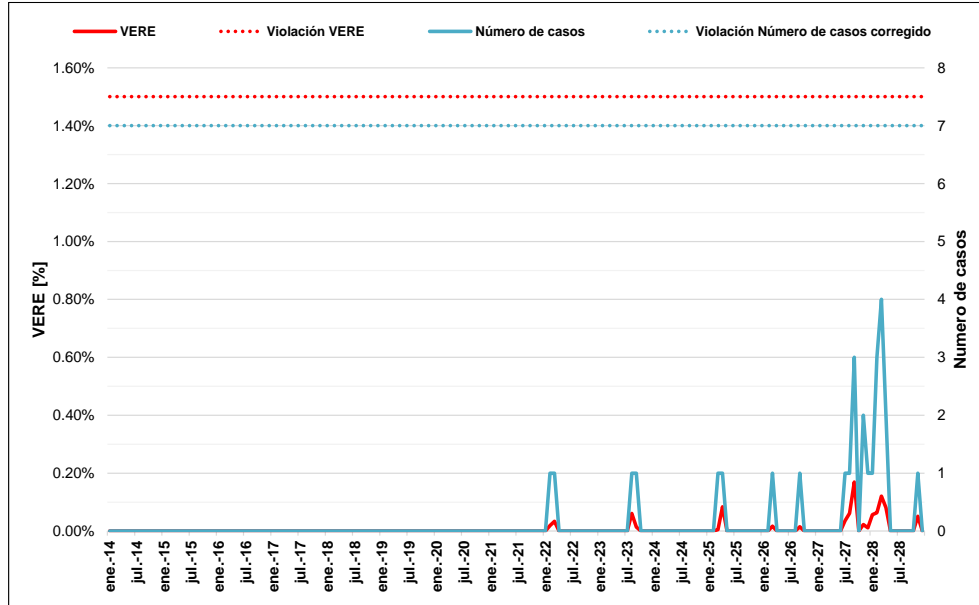
- En el periodo 2014 – 2019, se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit. En otras palabras, no se observa desabastecimiento energético, considerando el cronograma de entrada de proyectos de expansión asociados al Cargo por Confiabilidad y el escenario medio de crecimiento de la demanda – revisión julio 2014.
- Al igual que en el escenario anterior, el aporte de la hidroelectricidad en el horizonte 2018 - 2022 tiene un efecto en la reducción del Costo Marginal Promedio, ello debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, sin embargo, después de este último año se observa un crecimiento sostenido, esto debido a la no entrada de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.
- Respecto a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 57.6 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, el cual se reduce en 2.7 USD \$/MWh por la entrada de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). Después de este año, el costo marginal se incrementa de manera sostenida, alcanzando valores promedio de 73.6 USD \$/MWh (2020 - 2028).
- Respecto a necesidades de expansión, bajo los supuestos considerados, tan sólo en el año 2028 se necesitaría de capacidad adicional de generación, ello por la violación del criterio de confiabilidad VEREC.

5.4.2.1.3 Escenario 2

Tal como se menciona en la Tabla 5-5 con la formulación de este escenario se busca establecer el cumplimiento de los criterios de confiabilidad en el corto plazo, y el “adelantamiento” de las necesidades de expansión, considerando un crecimiento de demanda superior a la proyección del escenario alto de la revisión de julio de 2014. Este escenario de demanda se denomina “alto crítico”.

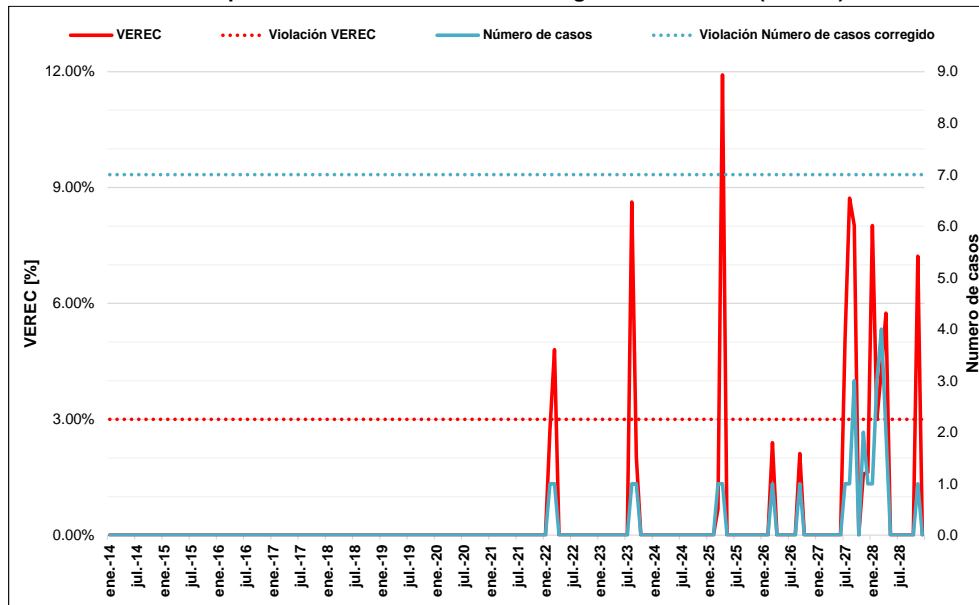
En la Gráfica 5-30 y Gráfica 5-31 se presenta la evolución de la confiabilidad en el periodo 2014 – 2028, encontrándose que en el corto plazo, a pesar del escenario de proyección de demanda (alto crítico), se siguen cumpliendo los indicadores de confiabilidad energética. Por otro lado, a partir del año 2022 se observa un Valor Esperado del Racionamiento Condicionado superior al 3 %, razón por la cual se necesitaría de expansión adicional para evitar esta situación.

Gráfica 5-30: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME

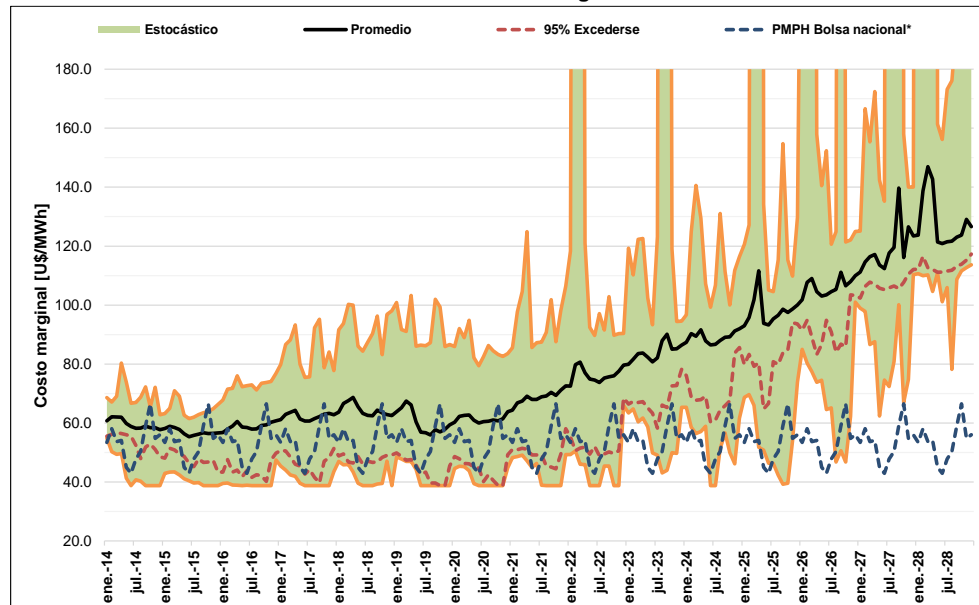
Gráfica 5-31: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 5-32 presenta la evolución del costo marginal del sistema, que está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993.

Gráfica 5-32: Evolución Costo Marginal – escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- El Costo Marginal en el periodo 2014 – 2019 es de 60.4 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos, específicamente Sogamoso y El Quimbo, y a pesar del escenario de demanda considerado. También se observa una disminución en dicho costo, alrededor de 1.64 USD\$/MWh durante el horizonte 2018 - 2020, ello debido a la entrada en operación de Ituango y Porvenir II.
- Los picos del costo marginal, al igual que en todos los escenarios, están asociados con una baja disponibilidad de los recursos hídricos, periodos donde es necesaria la generación térmica. Sin embargo, en los años 2022, 2023, 2025, 2026, 2027 y 2028, dicho valor es superior al costo de racionamiento, razón por la cual desde una perspectiva económica es mejor racionar, (el valor esperado de dicho racionamiento es superior al límite establecido por la regulación).
- El promedio mensual histórico del precio de bolsa - PMPH, es inferior al Valor esperado de la Evolución del Costo Marginal durante todo el horizonte de análisis. Asimismo, el Valor Esperado del Costo Marginal, con una probabilidad del 95 % de ser excedido, es ligeramente superior al valor mínimo pronosticado por el SDDP, salvo para el final del periodo.
- El Valor esperado del costo marginal en el horizonte 2020 – 2028 es de 92.3 USD\$/MWh, ello debido a que no se considera expansión adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por

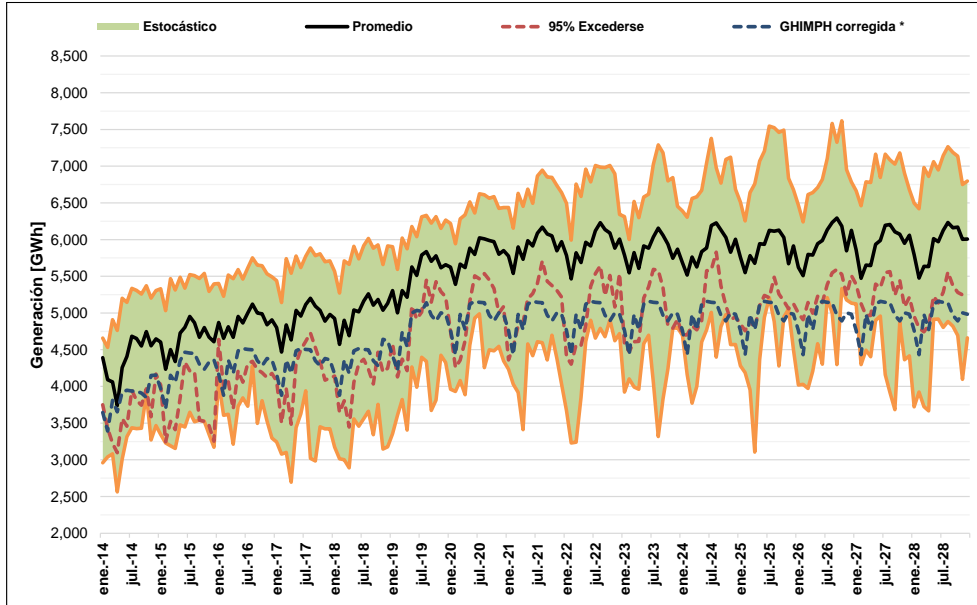
Confiabilidad, y que el escenario de demanda contemplado es el mayor, respecto a los demás casos de generación estudiados hasta este punto.

En la Gráfica 5-33 y Gráfica 5-34 se observa la generación hidráulica y térmica agregada, para todo el horizonte. De las mismas se puede concluir:

- El Valor Esperado de la generación hidroeléctrica durante el periodo 2014 – 2019 es de 4,898 GWh-mes. En el periodo 2018 – 2020 dicho valor se incrementa en 546 GWh-mes, debido a la entrada de Ituango y Porvenir II. El promedio en el periodo 2020 – 2028 es 5,901 GWh-mes, ello debido al crecimiento de la demanda junto con su escenario de proyección, lo cual hace que se utilice en mayor proporción el parque generador, particularmente las plantas hidroeléctricas.
- El valor esperado de la generación hidroeléctrica, durante todo el horizonte, es superior a la corrección del promedio histórico de la generación ideal hídrica - GHIMPH. Así mismo, el valor de la hidroelectricidad con una probabilidad del 95 % de ser excedida durante el periodo 2014 – 2020, es similar a dicho promedio histórico corregido.
- Durante el periodo 2014 – 2019 el Valor Esperado de la generación térmica es de 785.9 Gwh – mes. Si bien su aporte al SIN se reduce en promedio 3.8 Gwh – mes debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, ello en el horizonte 2018 – 2020, el escenario de demanda considerado (alto crítico), ocasiona que dicha reducción no sea significativa. Asimismo, en el periodo 2020 – 2028 la generación térmica promedio alcanza un valor de 1,385.8 GWh-mes, lo cual se debe al crecimiento natural de la demanda y su escenario de proyección, y la no entrada en operación de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.

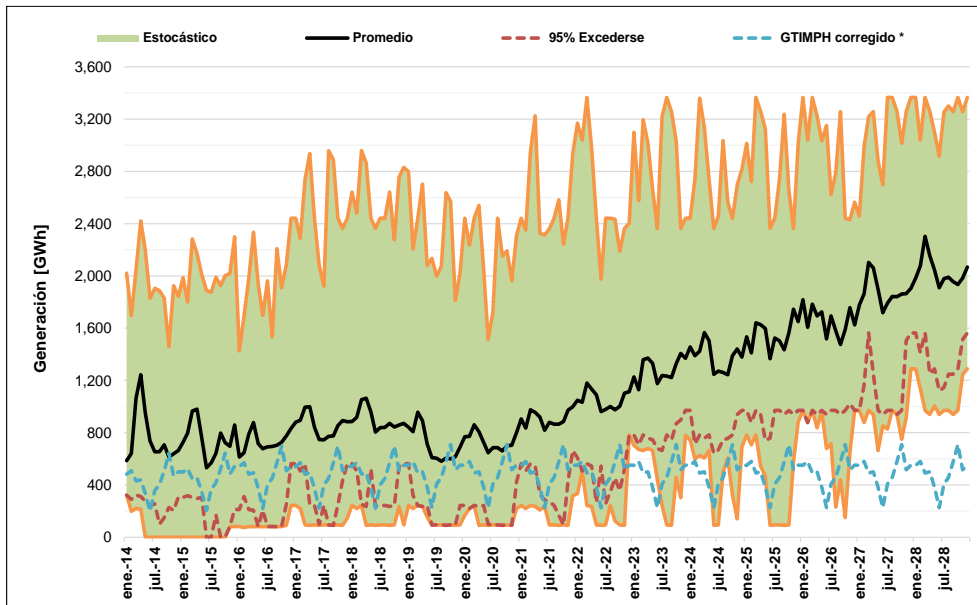
Finalmente, durante todo el horizonte el valor esperado es superior a la corrección del promedio histórico de la generación ideal térmica - GTMPH.

Gráfica 5-33: Generación hidroeléctrica – escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-34: Generación térmica – escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

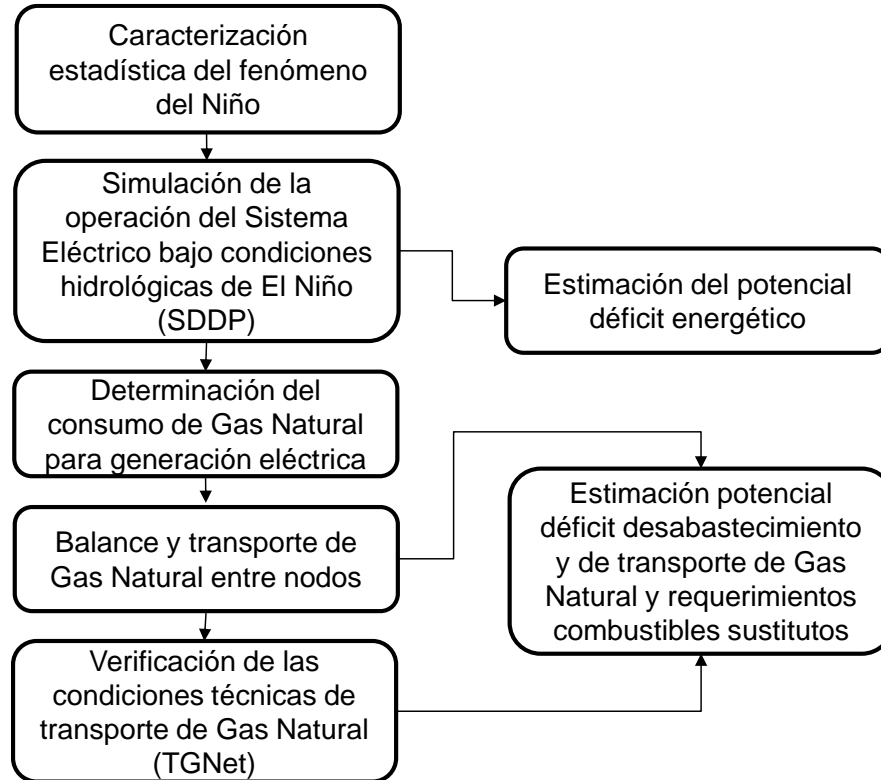
- En el periodo 2014 – 2019, se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit. En otras palabras, no se observa desabastecimiento energético, considerando el cronograma de entrada de proyectos de expansión asociados al Cargo por Confiabilidad y el escenario crítico de demanda.
- El aporte de la hidroelectricidad en el horizonte 2018 - 2022 tiene un efecto en la reducción del Costo Marginal Promedio, ello debido a la entrada de Ituango y Porvenir II. No obstante para este escenario, dicha reducción es muy inferior respecto a los demás casos. Después de este último año se observa un crecimiento sostenido, esto debido a la no entrada de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 60.4 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, el cual se reduce en 1.64 USD \$/MWh por la entrada de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). Después de este año, el costo marginal se incrementa de manera sostenida, alcanzando valores promedio de 92.3 USD \$/MWh (2020 - 2028).
- Respecto a necesidades de expansión, bajo los supuestos considerados a partir del año 2022 se necesitaría de capacidad adicional de generación, ello por la violación del criterio de confiabilidad VEREC.

Comportamiento de los sistemas de generación y transporte de gas natural bajo condiciones tipo Niño

En el transcurso del presente año las principales autoridades nacionales e internacionales como el IDEAM y la NOAA, han pronosticado condiciones tipo Niño durante el segundo semestre del año en curso y el primero del 2015. Teniendo en cuenta esta situación, a continuación se analiza la respuesta del sistema de generación y gas natural colombiano bajo dichas circunstancias, las cuales reducen los aportes a las principales plantas de generación hidroeléctrica, incrementando subsecuentemente el uso de las plantas termoeléctricas a base de carbón y gas natural.

Inicialmente se presenta la metodología para llevar a cabo este ejercicio (ver Gráfica 5-35), explicando cada uno de sus procedimientos. Posteriormente se presentan los resultados obtenidos al aplicarla para dos horizontes de tiempo, los periodos 2014 – 2015 y 2018 – 2019. Dichos horizontes se seleccionan considerando los pronósticos actuales, y asumiendo que un fenómeno cálido se presentaría 5 años después contados a partir del año en curso. Vale la pena mencionar que los supuestos básicos del sistema de generación son los mismos del escenario 2 de la Tabla 5-5.

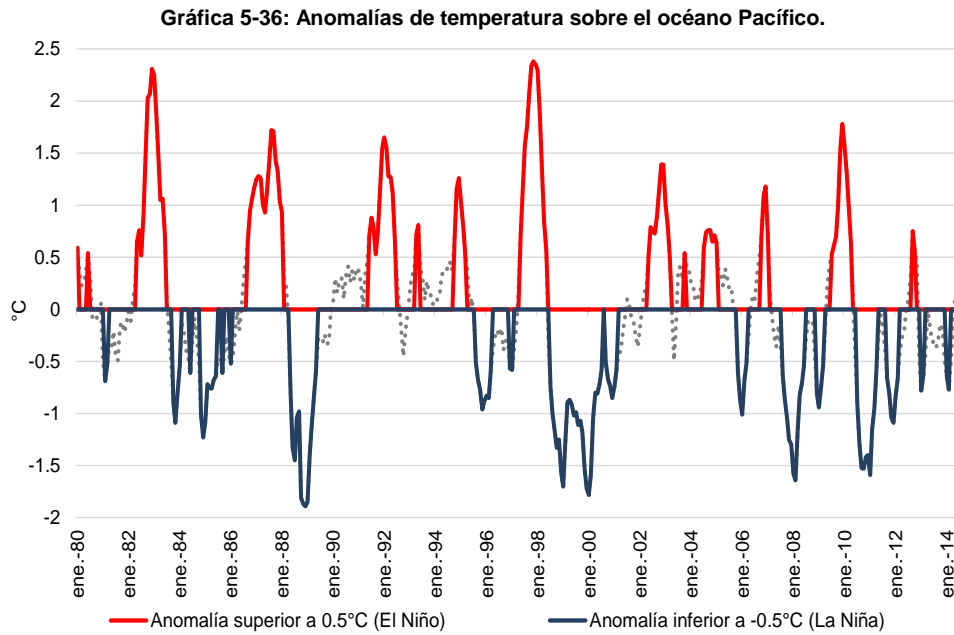
Gráfica 5-35: Metodología análisis conjunto sistema de generación y gas natural.



Fuente de gráfica: UPME

Inicialmente se realiza una caracterización estadística e hidrológica, analizando los aportes hidrológicos al SIN para cada uno de los generadores hidráulicos o cadenas de los mismos, considerando: **i)** datos de caudales con resolución mensual desde el año 1975, **ii)** factores de conversión de las plantas, **iii)** la topología de las cadenas de generación y **iv)** las anomalías de temperatura sobre el océano pacífico¹⁰, las cuales son un indicador del desarrollo del fenómeno del Niño, siendo notables en el caso colombiano en los periodos 1982-83, 1987-88, 1991-92, 1997-98 y 2009-10, cuando el SIN fue afectado por bajas hidrológicas (ver Gráfica 5-36).

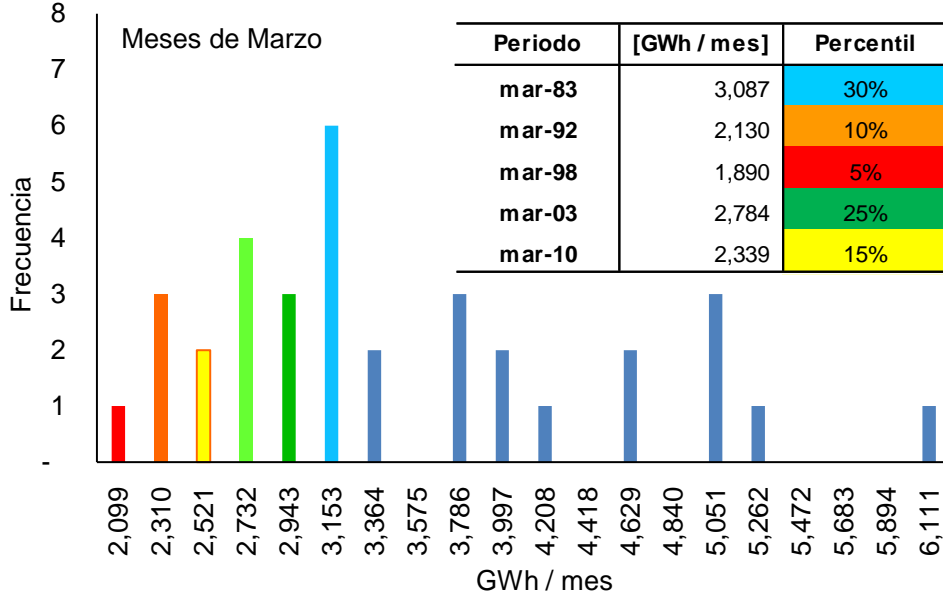
¹⁰ Si la variación de la temperatura promedio de la superficie del mar es superior a 0.5 °C, se considera condiciones tipo Niño. Si dicha variación es negativa e inferior a -0.5 °C, se considera condiciones tipo Niña.



Fuente de gráfica: UPME

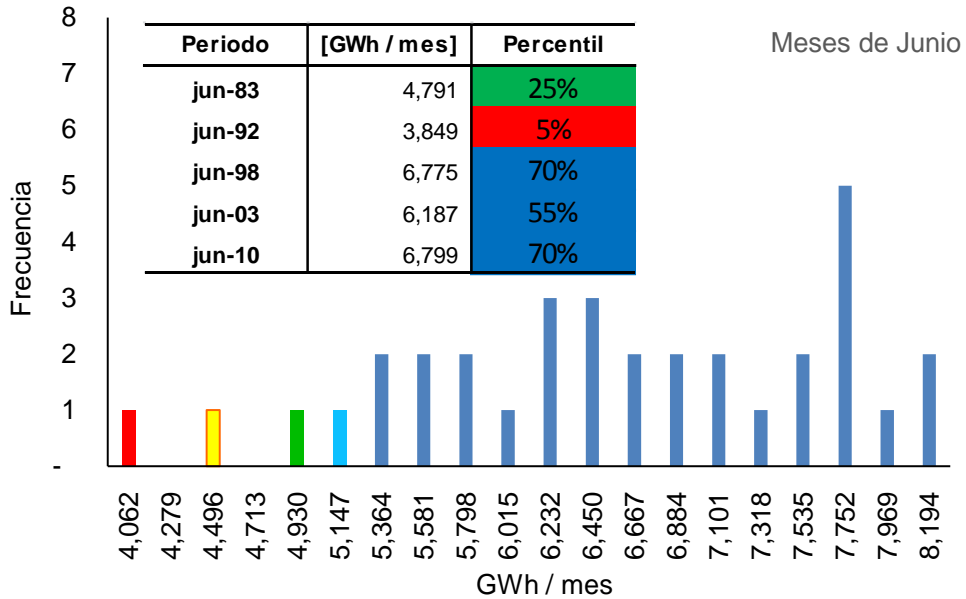
A partir de esta información, se realiza la caracterización estadística de los aportes hidrológicos para cada uno de los meses del año. La Gráfica 5-37, Gráfica 5-38, Gráfica 5-39 y Gráfica 5-40, presentan los histogramas para los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre, relacionándose en los periodos de ocurrencia del Fenómeno de El Niño, los aportes hidrológicos y el percentil al cual corresponden. De dichas gráficas se puede concluir que durante los Fenómenos de El Niño, los aportes hidrológicos han estado entre el 5 y 30 % de las hidrologías mínimas históricas.

Gráfica 5-37: Caracterización estadística de los aportes al SIN - mes de Marzo.



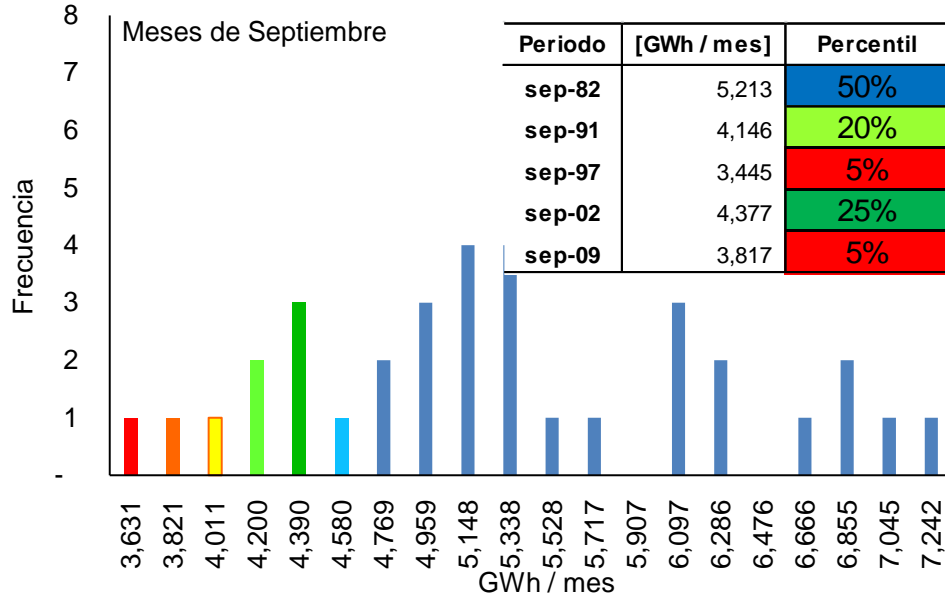
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-38: Caracterización estadística de los aportes al SIN – mes de Junio.



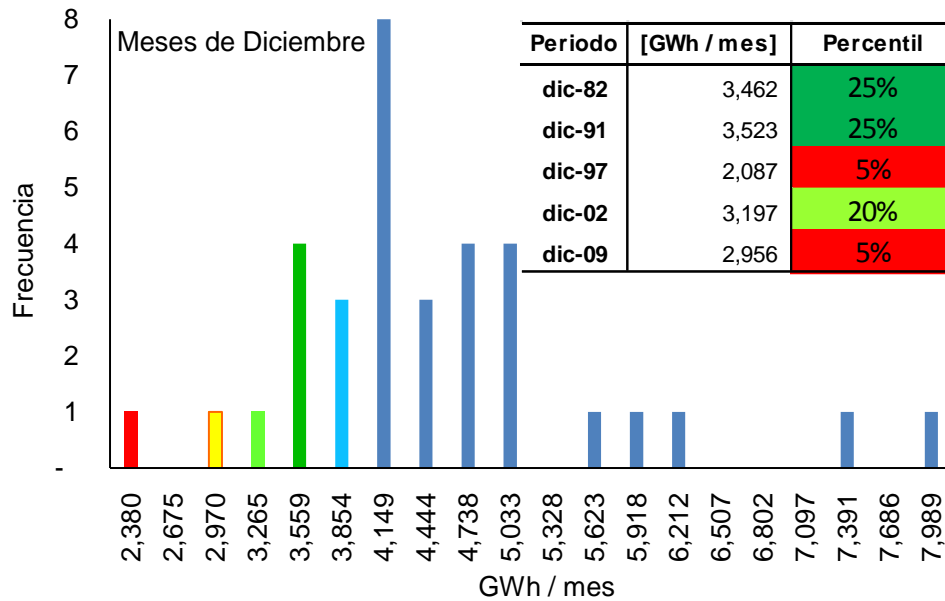
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-39: Caracterización estadística de los aportes al SIN – mes de septiembre.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-40: Caracterización estadística de los aportes al SIN – mes de diciembre.



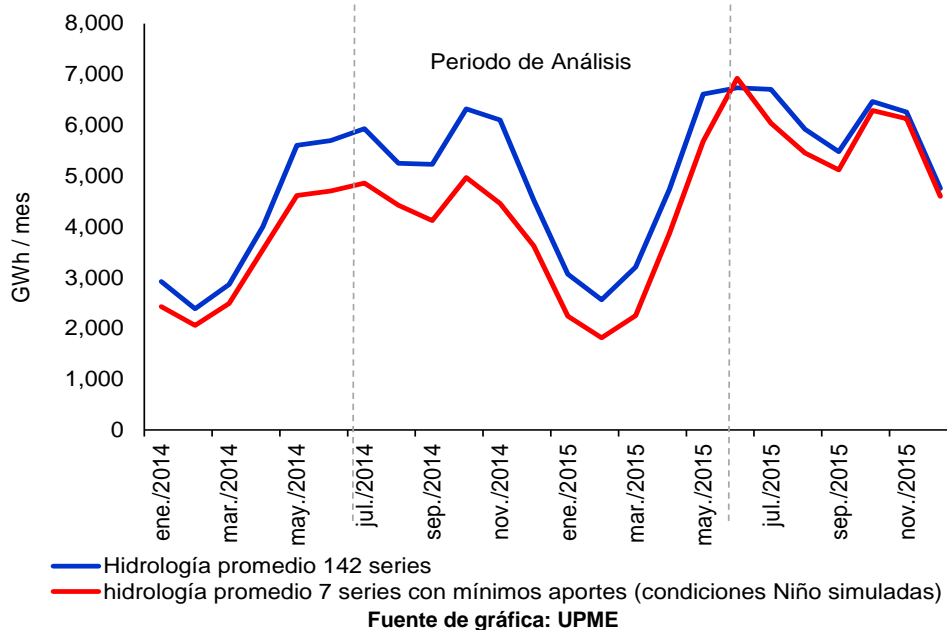
Fuente de gráfica: UPME

Una vez se han caracterizado estadísticamente los fenómenos del Niño y su relación con los aportes al SIN, se simula la operación del sistema bajo condiciones de baja hidrología. Si bien cada fenómeno de El Niño es particular en su intensidad y duración, y no es posible una caracterización única del mismo, del análisis estadístico previo se tiene que los eventos más severos han tenido hidrologías entre el 5 y 10 % de las menores históricas. En este sentido, se generan inicialmente 200 series hidrológicas, de las cuales se consideran aquellas 7 que tuvieron los menores aportes energéticos durante el periodo julio 2014 – junio 2015 (5 % de todas las hidrologías validadas por el procedimiento de la Gráfica 5-4, es decir, 142 series sintéticas).

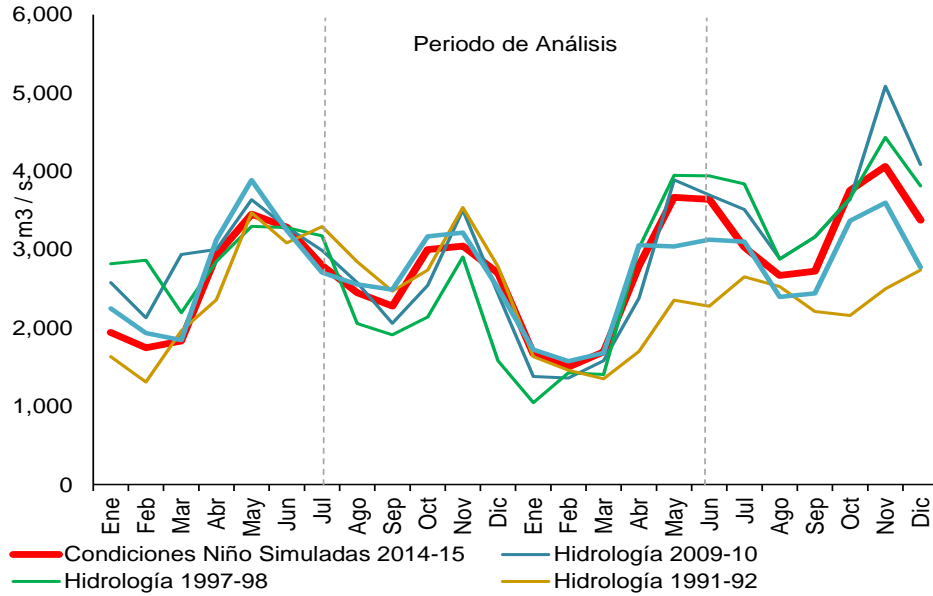
La Gráfica 5-41 muestra el promedio de los aportes hidrológicos teniendo en cuenta la totalidad de las 142 series proyectadas, y aquellas 7 que estarían asociadas a condiciones tipo Niño en el periodo 2014 - 2015. En la Gráfica 5-42 se comparan los caudales afluentes al SIN durante los Fenómenos de El Niño en los años 1991-92, 1997-98 y 2009-10, respecto al caudal proyectado para el mismo fenómeno en el horizonte 2014-15 (este último a ser considerado en el SDDP).

Asimismo, se considera una demanda de energía eléctrica incrementada en 1.2% respecto al escenario alto – crítico, ello por el aumento de temperatura ambiental y la reducción de las precipitaciones, comportamiento propio de este fenómeno, que implica un mayor consumo energético por refrigeración y aire acondicionado, así como una mayor activación de sistemas artificiales de riego y bombeo (ver Gráfica 5-43). Los demás parámetros y supuestos corresponden al escenario 2 de la Tabla 5-5.

Gráfica 5-41: Aportes hidrológicos para la simulación de la operación del SIN bajo condiciones tipo Niño. Periodo 2014 – 2015.

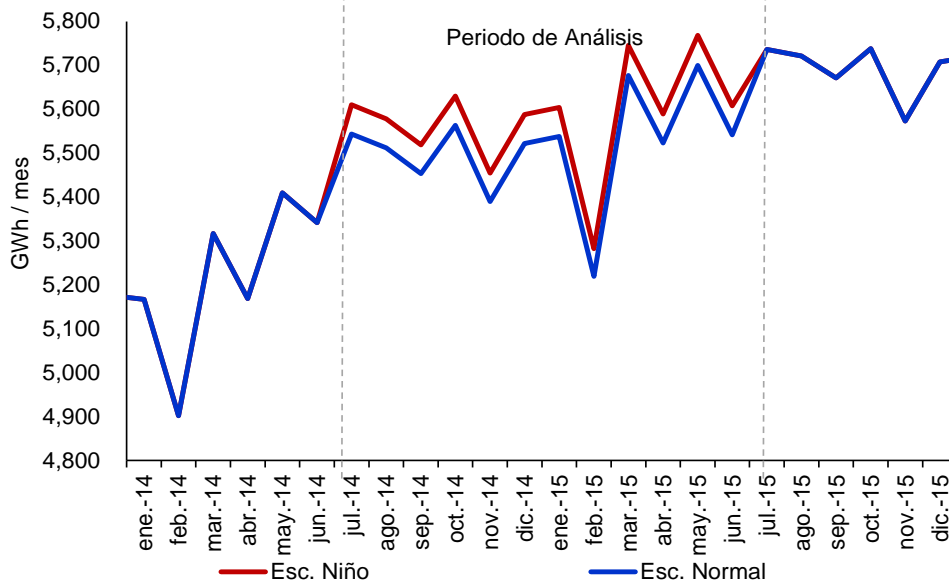


Gráfica 5-42: Caudales afluentes al SIN bajo diferentes condiciones tipo Niño.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-43: Demanda de energía eléctrica bajo condiciones normales y tipo Niño, en el periodo 2014 – 2015.



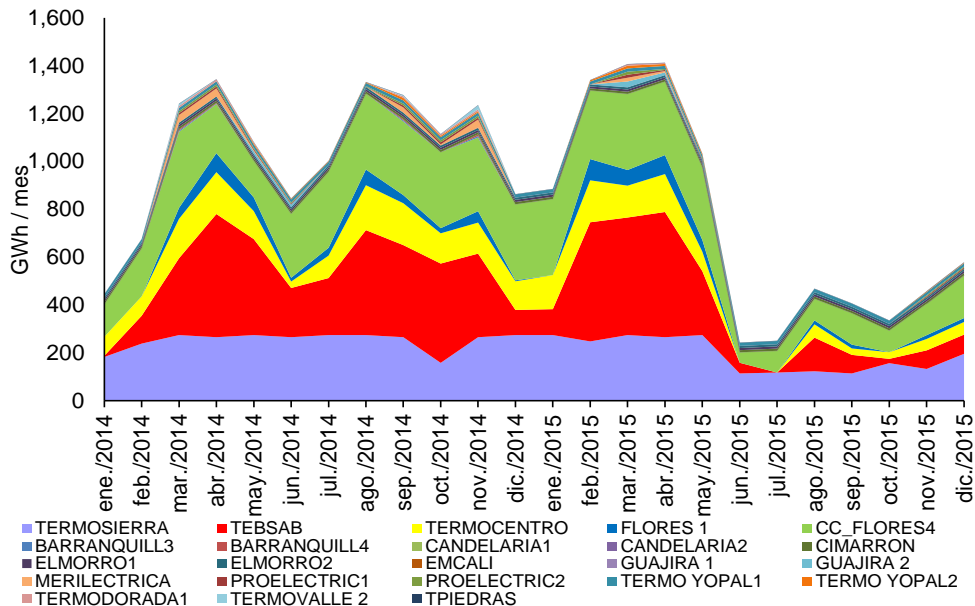
Fuente de gráfica: UPME

Bajo las condiciones antes expuestas de baja hidrología y alta demanda, se simula la operación del sistema con el SDDP. Los resultados indican, como era de esperarse, una mayor generación térmica con carbón mineral y gas natural. La Gráfica 5-44 relaciona la generación eléctrica con gas natural bajo dichas condiciones, evidenciándose como los generadores más eficientes (Termosierra, Tebsa, Flores IV, Flores I y Termocentro) consumen la mayoría de este combustible.

Consecuentemente, la Gráfica 5-45 presenta el consumo total de gas natural, previéndose valores cercanos a los 475 GBTUD durante el primer trimestre del año 2015. Es importante mencionar que para este cálculo se consideró la generación mínima requerida por el SIN para garantizar su seguridad, específicamente en cada una de las sub-áreas eléctricas que lo conforman. De todas maneras, dicho consumo es muy inferior en relación a los requerimientos del sistema bajo condiciones tipo Niño (ver Gráfica 5-46).

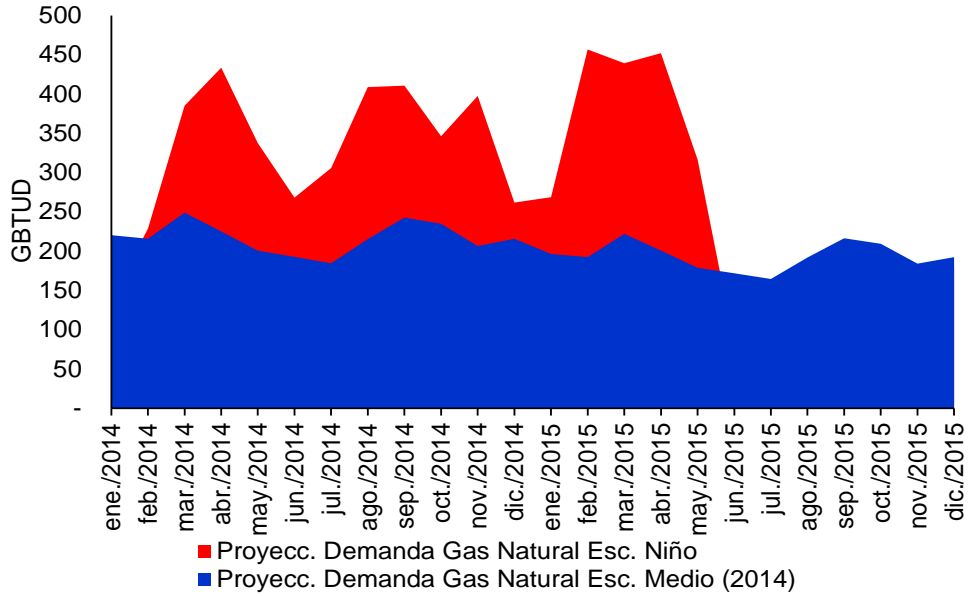
A partir de estos resultados, se analiza la capacidad del sistema nacional de gas natural para abastecer y transportar las cantidades requeridas por el sistema eléctrico.

Gráfica 5-44: Generación eléctrica con gas natural bajo condiciones El Niño periodo 2014 – 2015.



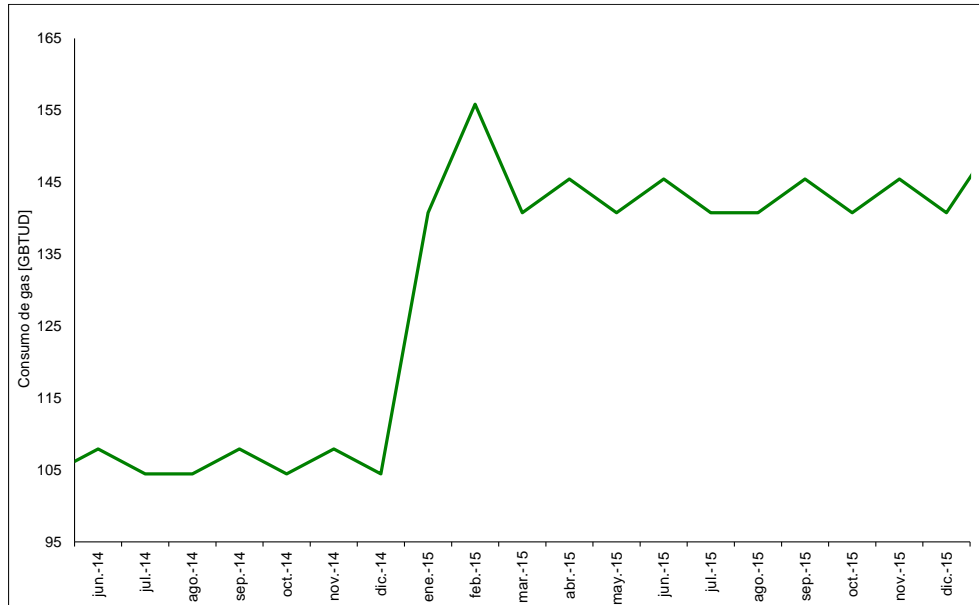
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-45: Consumo de gas natural bajo condiciones normales y tipo Niño periodo 2014 – 2015.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-46: Requerimientos de gas natural para el sector termoeléctrico para el cubrimiento de las generaciones de seguridad.



Fuente de gráfica: UPME

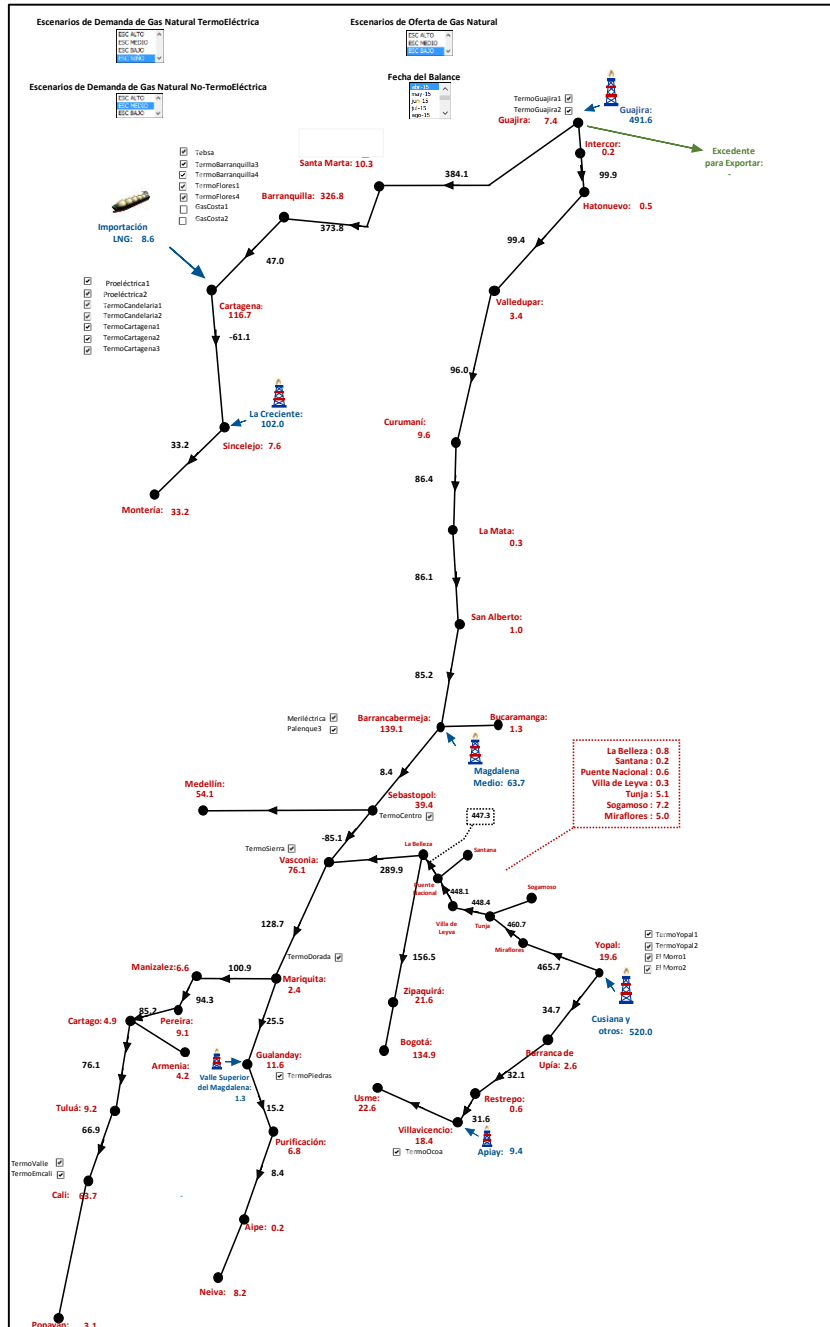
Una vez se ha establecido el consumo de gas natural para el sector termoeléctrico durante el periodo 2014 – 2015, se simula la operación del sistema de gas natural bajo condiciones tipo Niño, considerando el escenario medio de la proyección de demanda de gas natural del año 2014 para los sectores no eléctricos. Respecto a la oferta de gas natural, la misma corresponde a la declaración de producción que hicieron los oferentes al Ministerio de Minas y Energía en el año 2014.

En este sentido, el sistema de gas se desagrega en 42 nodos de oferta y/o demanda, distribuidos en los ductos troncales del sistema nacional de transporte de gas natural, y sobre cada uno de estos se realiza un balance volumétrico, determinándose consecuentemente los flujos correspondientes sobre los distintos tramos del sistema de transporte.

Los resultados (Gráfica 5-47) evidencian que los periodos de mayor exigencia sobre el sistema de gas natural serían los meses de febrero, marzo y abril de 2015 (ver Gráfica 5-45). En este sentido, la demanda no se podría satisfacer con la producción nacional de gas natural, ya que se evidencian necesidades de importación de GNL en el mes de abril (8.6 MPCD), sin posibilidades de exportación tampoco. En otras palabras, las capacidades requeridas de este combustible son insuficiente para abastecer a los generadores eléctricos y los demás sectores de consumo, sin embargo, este análisis no considera la posibilidad de tomar medidas operativas, que evitarían el déficit calculado.

Finalmente, se verifica que se cumplan las condiciones de presión que establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural para el transporte y entrega de este combustible en los distintos nodos de demanda. Para ello se simula la operación del sistema de transporte utilizando el software TGNET, encontrándose que bajo los supuestos considerados, no se observan limitaciones de transporte de Gas ante un eventual fenómeno del Niño en el periodo 2014 – 2015.

Gráfica 5-47: Flujo en el sistema nacional de transporte de gas natural bajo condiciones Niño Abril 2015.

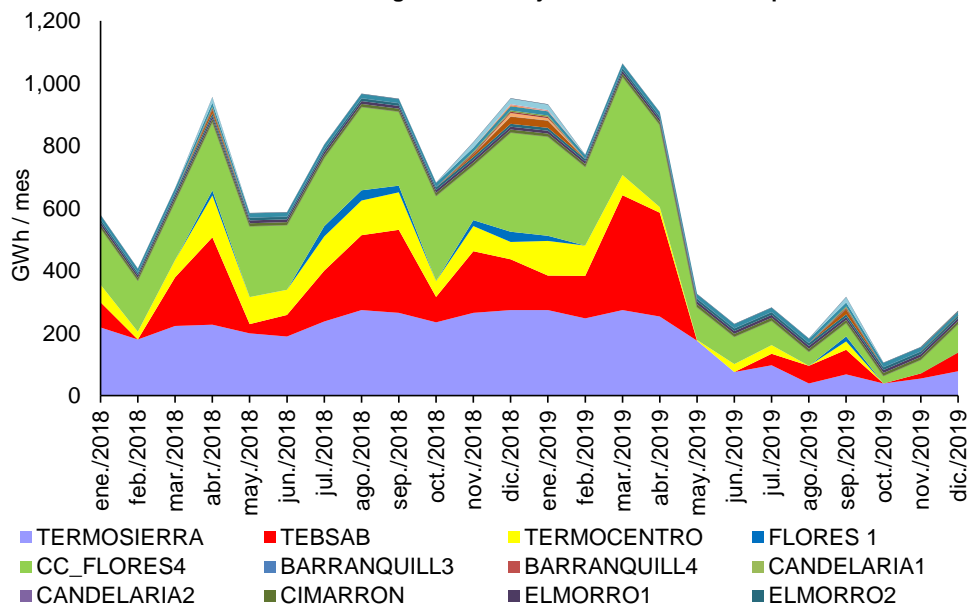


En relación al periodo 2018 – 2019, se lleva a cabo el mismo procedimiento descrito anteriormente, incrementando la demanda del escenario alto – crítico en 1.2 % durante el horizonte de estudio, y simulando

la operación del sistema de generación colombiano con la hidrología de la Gráfica 5-42. En la Gráfica 5-48 y la Gráfica 5-49 se presentan los resultados obtenidos, encontrándose un consumo máximo de 345 GBTUD en el primer semestre del año 2019. Es importante mencionar que la demanda de gas natural bajo estas condiciones alcanzaría magnitudes semejantes a las del año 2018, antes de la entrada de la nueva línea de transmisión Cerromatoso-Chinú-Copey 500 kV, la cual reduce los requerimientos de generación de seguridad en el área Caribe (Gráfica 5-50). Así mismo, la significativa oferta hidroeléctrica y carbonífera dada por la entrada de nuevas centrales (Sogamoso, Porvenir, Gecelca 3.2, Tasajero II y parte de Ituango), reducen los requerimientos de gas natural.

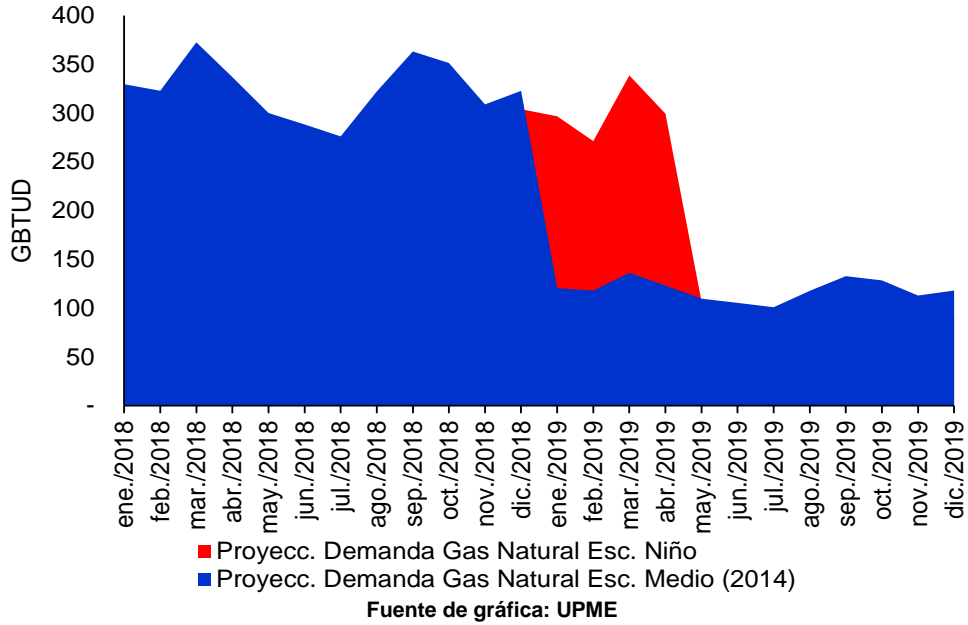
En la Gráfica 5-51 se observan los flujos en el sistema de transporte de gas natural, los cuales cumplen las condiciones de presión exigidas por la reglamentación. Vale la pena mencionar la necesidad de importación de 300 MPCD de GNL en el mes de marzo de 2019 (para todo los sectores), situación que no representaría ningún inconveniente si ya se cuenta con la planta de regasificación de la costa caribe.

Gráfica 5-48: Generación eléctrica con gas natural bajo condiciones El Niño periodo 2018 – 2019.

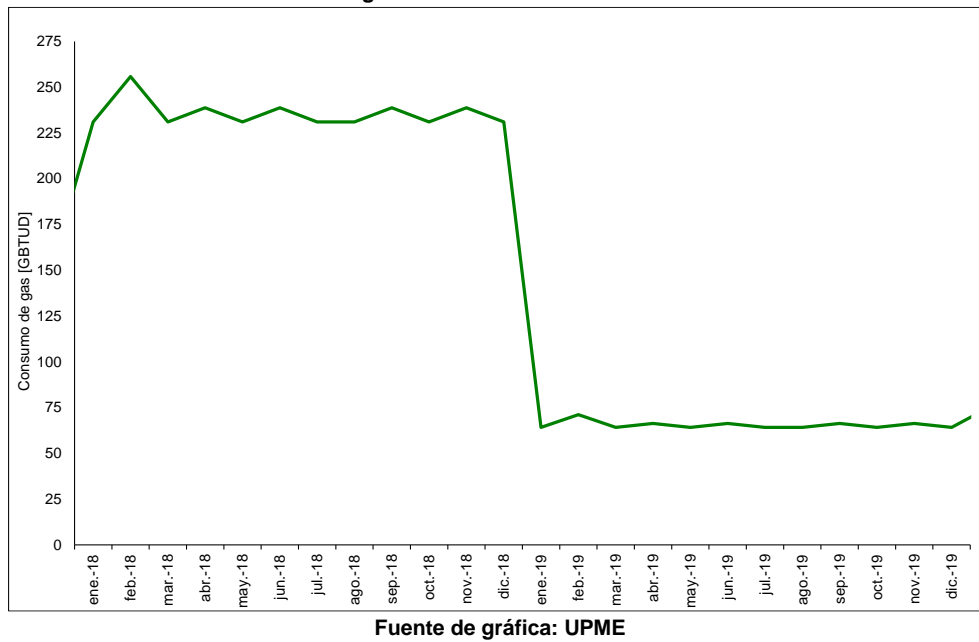


Fuente de gráfica: UPME

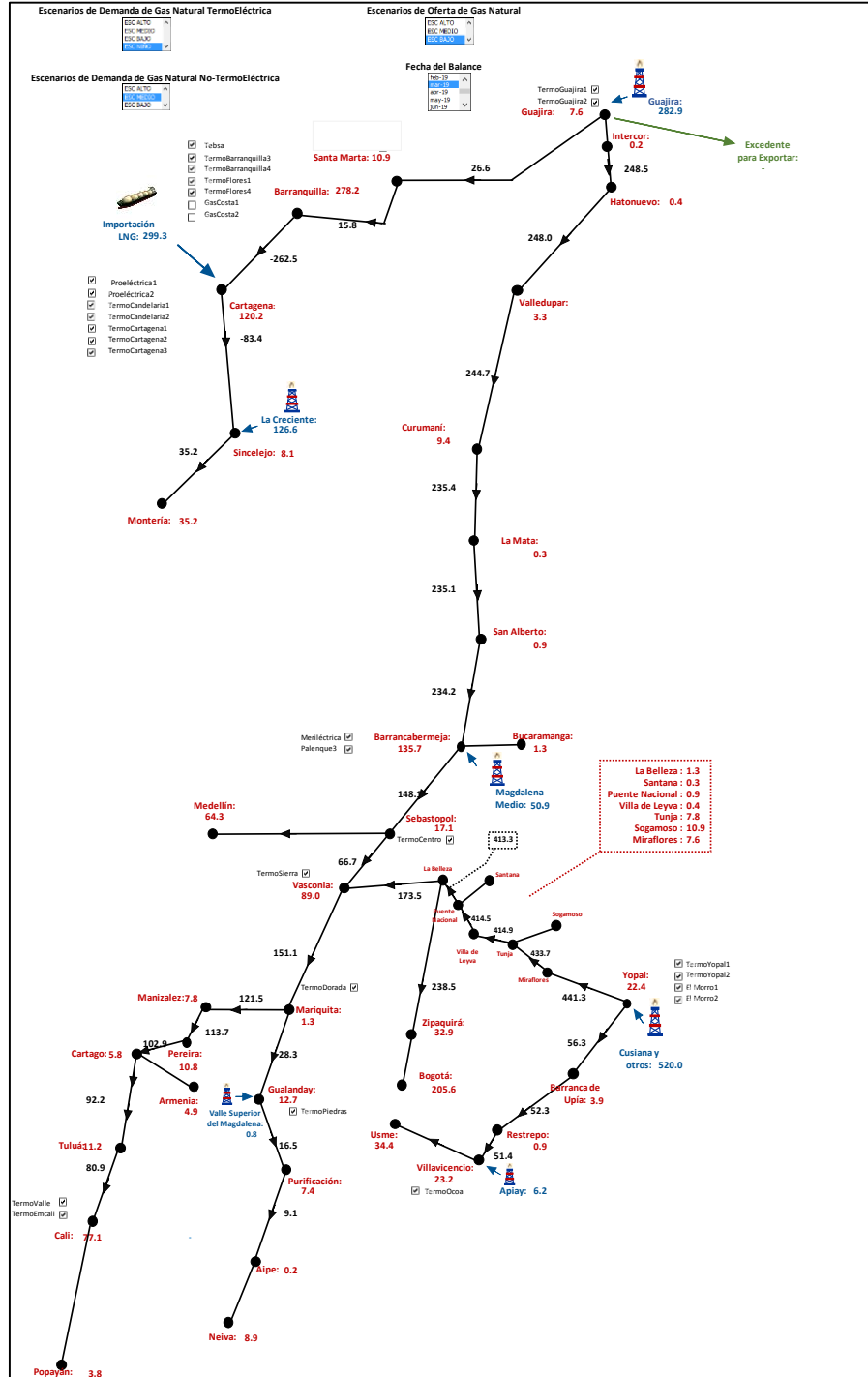
Gráfica 5-49: Consumo de gas natural bajo condiciones normales y tipo Niño periodo 2018 – 2019.



Gráfica 5-50: Requerimientos de gas natural para el sector termoeléctrico para el cubrimiento de las generaciones de seguridad. Periodo 2018 – 2019.



Gráfica 5-51: Flujo en el sistema nacional de transporte de gas natural bajo condiciones Niño Marzo 2019.



Conclusiones:

- En el periodo 2014 – 2015, bajo los supuestos considerados, se observan déficit ante un eventual fenómeno del Niño, situación que se podría mitigar a través de medidas operativas. Por otro lado, no se observan limitaciones en el Sistema Nacional de Transporte de Gas.
- Los valores picos de consumo bajo las simulaciones realizadas alcanzan valores de 475 GBTUD en el año 2015 y 345 GBTUD en el 2019.
- Respecto al Niño simulado en el periodo 2018 – 2019, los requerimientos de Gas Natural serían menores, esto debido a la entrada de proyectos de generación de tipo carbonífero e hidroeléctrico, así como también el refuerzo de la red de transmisión.
- Se debe refinar el ejercicio, considerando restricciones eléctricas de la Red de Transmisión, asociadas a la exportación de potencia. Bajo estas limitaciones, la demanda de Gas termoeléctrica podría ser menor, por eventuales “atrapamientos de generación”, los cuales podrían ocasionar algún déficit o el requerimientos de combustibles líquidos para la generación de energía.

5.4.2.1.4 Escenario 0.1

El objetivo de este escenario es determinar si bajos los atrasos simultáneos considerados (Tabla 5-7), se siguen cumpliendo los criterios de confiabilidad energética en el periodo 2014 – 2019, al igual que el “adelantamiento” de las necesidades de expansión. Respecto a la demanda, se tiene en cuenta el escenario alto de la revisión julio 2014.

Tabla 5-7: Atrasos considerados en los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme.

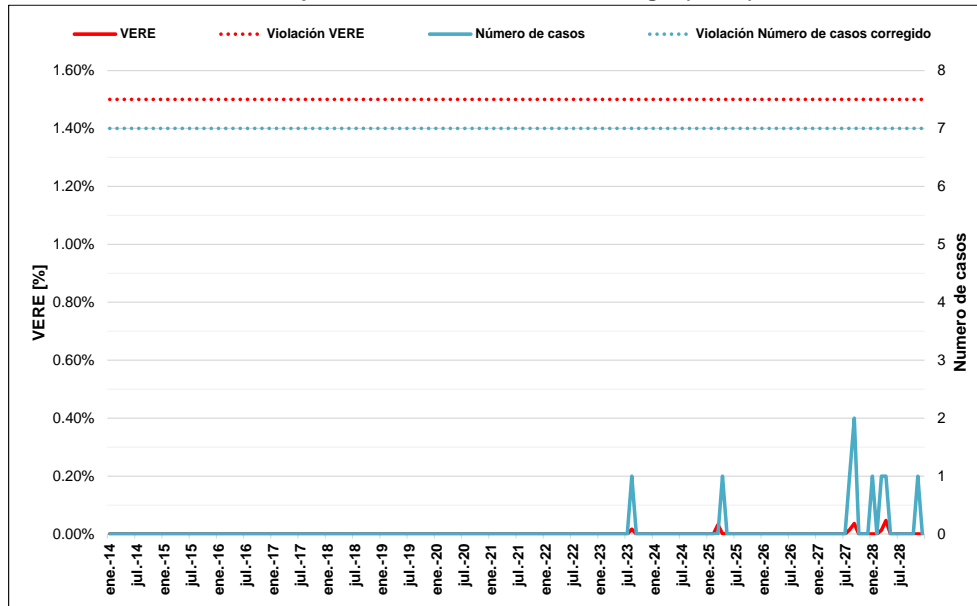
Fecha de entrada*	Atraso respecto a fecha original	Central	Capacidad (MW)	Tipo de central
dic.-14	2 meses	GECELCA 3	164.0	Térmica
dic.-15	6 meses	EL QUIMBO	396.0	Hidráulica
dic.-15	13 meses	SOGAMOSO	800.0	Hidráulica
dic.-15	12 meses	CUCUANA	55.0	Hidráulica
dic.-16	12 meses	SAN MIGUEL	42.0	Hidráulica
dic.-16	12 meses	CARLOS LLERAS RESTREPO	78.1	Hidráulica
dic.-16	12 meses	GECELCA 3.2	250.0	Térmica
dic.-16	13 meses	TASAJERO II	160.0	Térmica
dic.-18	12 meses	TERMONORTE	88.3	Térmica
dic.-19	4 meses	ITUANGO	1200.0	Hidráulica
dic.-19	13 meses	PORVENIR II	352.0	Hidráulica

* Se simula toda la capacidad de los proyectos entrando en esta fecha

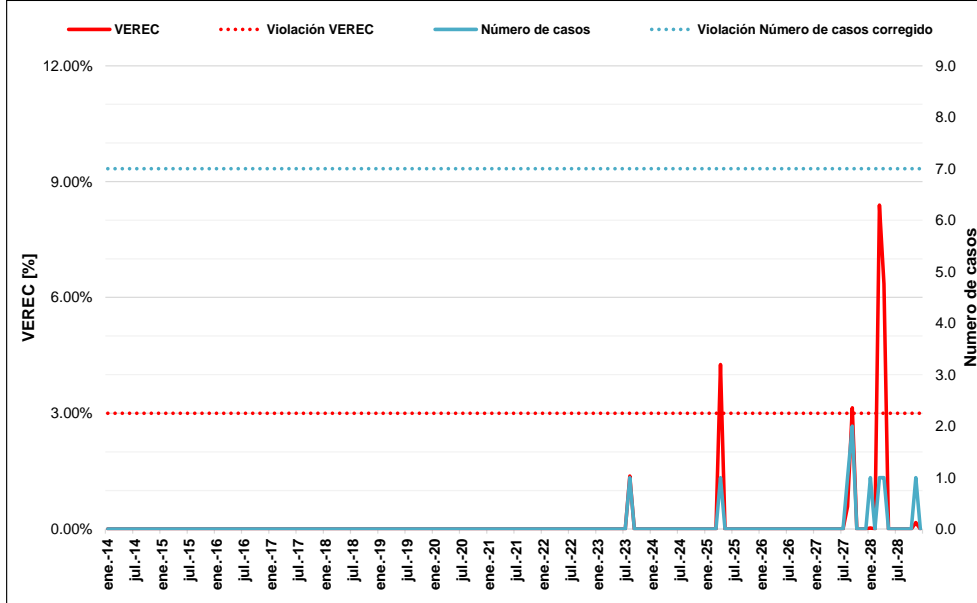
Fuente de tabla: UPME

La Gráfica 5-52 y Gráfica 5-53 presentan el comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE y VEREC, respectivamente, para todo el horizonte de análisis. De la gráfica se puede observar que en el corto plazo, periodo 2014 – 2019, no se violan los límites establecidos por la reglamentación. Adicionalmente, a partir del año 2025 se observa un Valor Esperado de Racionamiento de Energía condicionado superior al 3 %, razón por la cual se puede concluir que a pesar del desplazamiento de las fechas de entrada en operación, se sigue requiriendo expansión adicional para evitar esta situación, en el mismo sentido del escenario 0.

Gráfica 5-52: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 0.1.

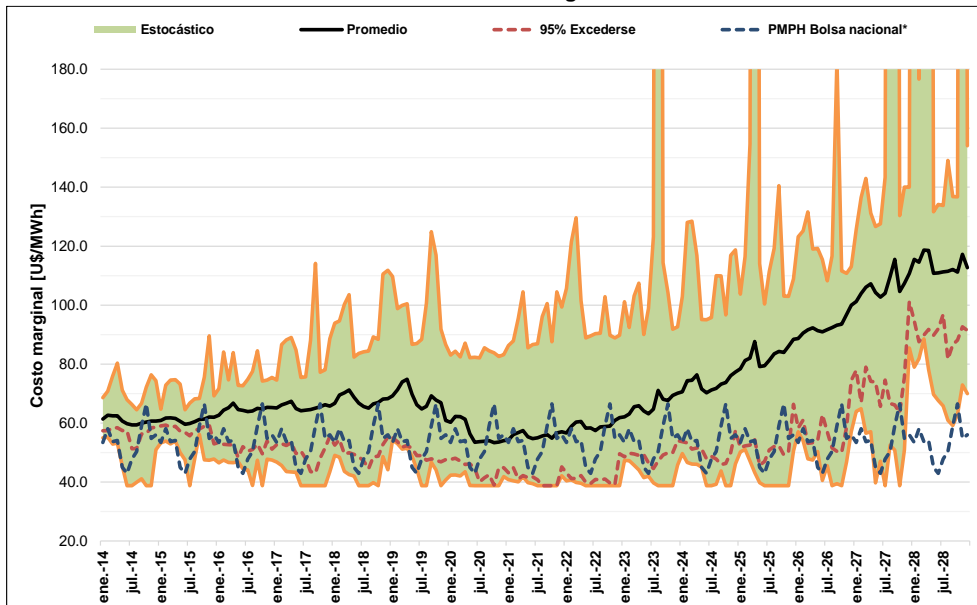


Gráfica 5-53: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 0.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-54: Evolución Costo Marginal – escenario 0.1.



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

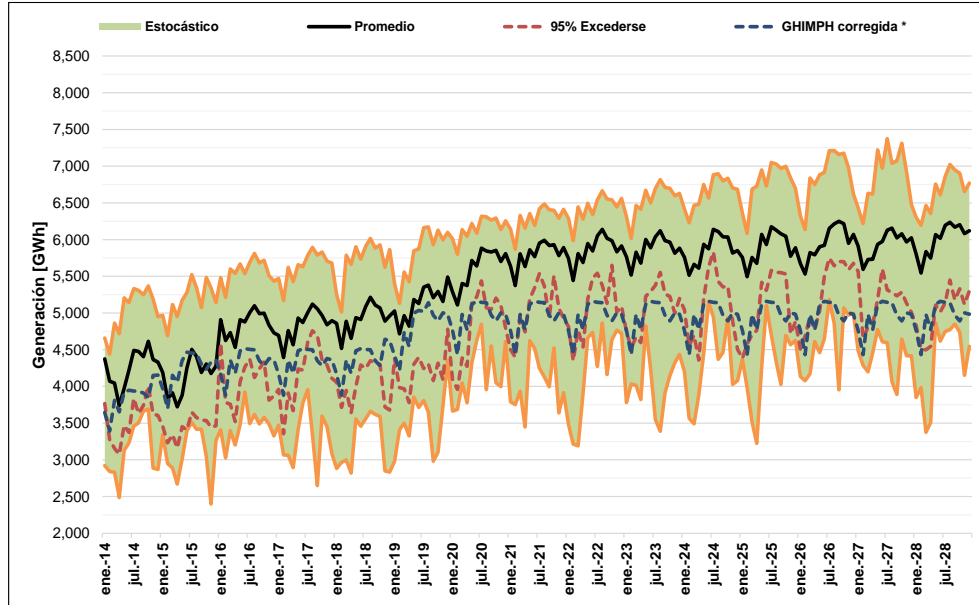
- El Costo Marginal en el periodo 2014 – 2019 es de 64.7 USD\$/MWh. Se observa una disminución en el mismo, alrededor de 0.47 USD\$/MWh durante el horizonte 2018 - 2020, ello debido a la entrada en operación de Ituango y Porvenir II, aun considerando sus atrasos. En el horizonte 2020 – 2028 toma un valor promedio de 78.5 USD\$/MWh, ello debido a que no se considera expansión adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.
- Respecto al caso de referencia, escenario 0, el valor esperado del costo marginal se incrementa en 5.2 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, 6.7 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020 y 0.63 USD\$/MWh en el intervalo 2020 – 2028, este último valor totalmente consecuente, ya que a partir de dicho año los atrasos son subsanados.

En la Gráfica 5-55 y Gráfica 5-56 se presenta la generación hidráulica y térmica de manera agregada para todo el horizonte. De las mismas se puede concluir:

- El Valor Esperado de la generación hidroeléctrica durante el periodo 2014 – 2019 es de 4,693.3 GWh-mes. En el periodo 2018 – 2020 dicho valor se incrementa en 536 GWh-mes, debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, a pesar de sus respectivos retrasos. El promedio en el periodo 2020 – 2028 es 5,868.5 GWh-mes, ello debido al crecimiento de la demanda junto con su escenario de proyección y la recuperación de los atrasos considerados.
- Durante el periodo 2014 – 2019 el Valor Esperado de la generación térmica es de 966.8 Gwh – mes. Su aporte al SIN se reduce en promedio 114.6 Gwh – mes debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, a pesar de los atrasos. Asimismo, en el periodo 2020 – 2028 la generación térmica promedio alcanza un valor de 954.2 GWh-mes, lo cual se debe al crecimiento natural de la demanda, y la no entrada en operación de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.
- Respecto al caso de referencia, escenario 0, el promedio de la generación hidroeléctrica se reduce en 207.4 GWh-mes, ello en el horizonte 2014 – 2019 y asociado a los atrasos de Ituango y Porvenir II. En el periodo 2018 – 2020 si bien ya se cuenta con parte de dichos proyectos, su aporte es menor respecto al escenario 0, es decir, se tienen 200.4 GWh-mes menos.

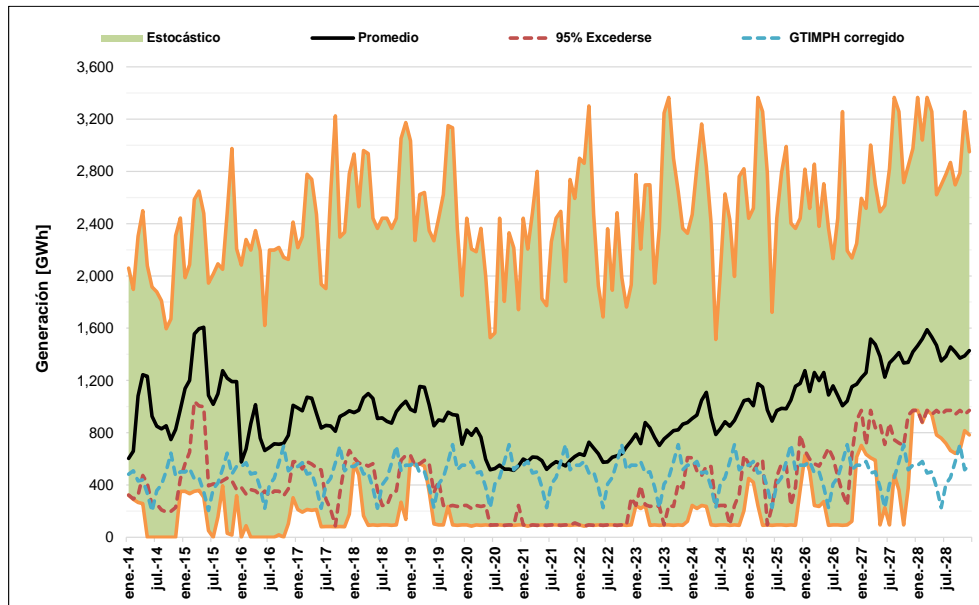
En contraste, el aporte de la generación térmica durante el periodo 2014 – 2019 se incrementa en 207.3 GWh-mes, comparando este escenario con el caso 0. En el periodo 2018 – 2020 dicho incremento se reduce a 200.3 GWh-mes.

Gráfica 5-55: Generación hidroeléctrica – escenario 0.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-56: Generación termoeléctrica – escenario 0.1.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

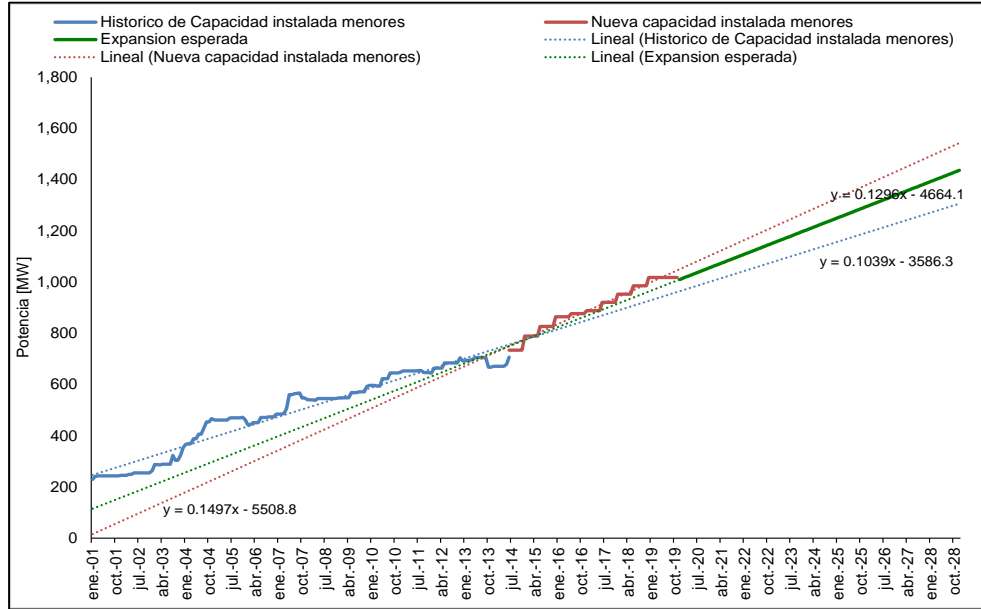
- En el periodo 2014 – 2019, se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit. En otras palabras, no se observa desabastecimiento energético, considerando atrasos en la fecha de entrada en operación de algunos proyectos de expansión asociados al Cargo por Confiabilidad y el escenario alto de demanda – revisión julio 2014.
- Debido al cronograma y atraso de los proyectos, se observa una reducción del aporte de la hidroelectricidad en el periodo 2014 – 2020, y en contraste un incremento de la generación térmica en el mismo periodo. Esta situación cambia a partir del año 2020, una vez dichos retrasos son subsanados.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio y su evolución respecto al caso 0, se observa un incremento de 5.2 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019 y 6.7 USD \$/MWh en el periodo 2018 - 2020. A partir de este último año, el incremento del costo marginal se reduce en 0.63 USD \$/MWh (2020 - 2028).
- Respecto a necesidades de expansión, bajo los supuestos considerados a partir del año 2025 se necesitaría de capacidad adicional de generación, ello por la violación del criterio de confiabilidad VEREC.

5.4.2.2 Efecto de la expansión de plantas menores

A continuación se presenta el efecto de la generación menor durante todo el horizonte de análisis, considerando como expansión base, los proyectos que tienen compromisos de Energía en Firme (Tabla 5-6: Proyectos considerados que están en construcción y tienen compromisos de Energía en Firme – OEF.). Asimismo, se proyecta la capacidad instalada de las plantas menores, tomando en consideración su evolución histórica, y los proyectos registrados en la UPME en fase de factibilidad y que tienen estudio de conexión aprobado y/o radicado (Gráfica 5-57).

Finalmente se cuantifica el impacto de las plantas menores en la optimización del recurso hidroenergético, considerando algunas centrales que se encuentran registradas en la UPME.

Gráfica 5-57: Evolución histórica de la capacidad menor y proyección de la misma.



Fuente de gráfica: UPME

En la Tabla 5-8 se presentan los escenarios que consideran expansión de plantas menores, junto con su justificación y principales supuestos.

Tabla 5-8: Escenarios considerados teniendo en cuenta la expansión de plantas menores.

Esc.	Descripción	Esc. De demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
Impacto de la generación menor	3	Alto	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer el impacto de la generación menor en la evolución del Costo Marginal, verificando la confiabilidad en el corto, mediano y largo plazo (2014 - 2028). Es claro que en todo el horizonte, se va a materializar la expansión de este tipo de tecnologías.
					Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan.
					Se busca establecer el impacto de la generación menor en la evolución del Costo Marginal, verificando la confiabilidad en el corto, mediano y largo plazo (2014 - 2028). Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan.
4	Alto - Crítico	Autónomo	Autónomo	Se considera el escenario Alto - Crítico, teniendo en cuenta la evolución de la demanda real (superior al escenario alto de la revisión de julio de 2014 en algunos momentos de lo transcurrido durante el presente año).	
				Se busca establecer el efecto en el costo marginal del sistema contemplando atrasos en la fecha de entrada en operación de algunos proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad, considerando claro está expansión de plantas menores.	
3.1	Respecto a la expansión de la generación menor, se considera su evolución tal como lo contempla la Gráfica 5-57.	Alto	Autónomo	Autónomo	No se consideran intercambios con los países vecinos.

Fuente de tabla: UPME

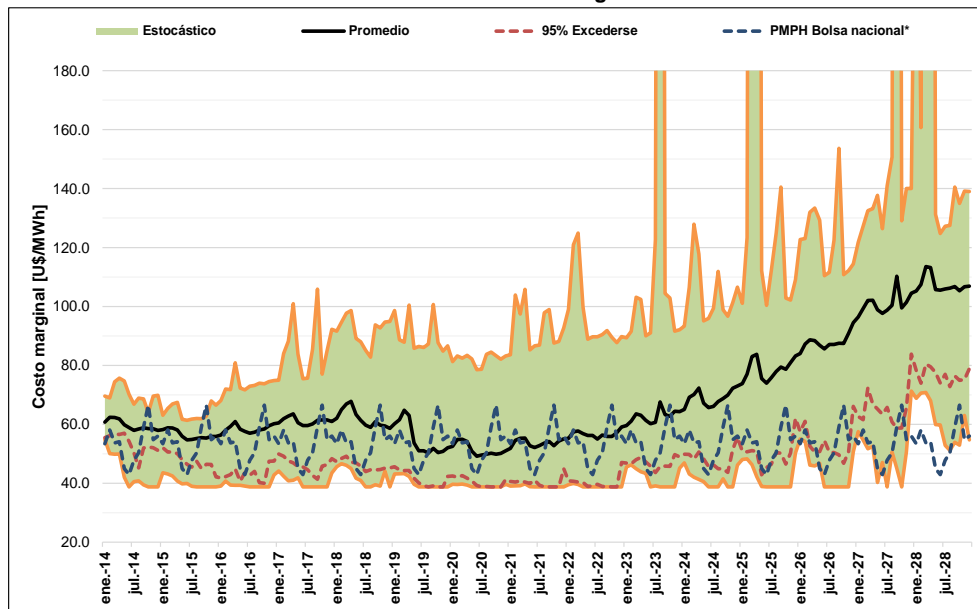
5.4.2.2.1 Escenario 3

Tal como se menciona en la Tabla 5-8, el objetivo de este escenario es establecer el impacto de la generación menor en el comportamiento del costo marginal, y determinar si la misma puede desplazar los requerimientos de expansión.

En la Gráfica 5-58 y Gráfica 5-59 se presenta la evolución de la confiabilidad en el periodo 2014 – 2028, encontrándose que a partir del año 2025 se observa un Valor Esperado del Racionamiento Condicionado superior al 3 %, razón por la cual se necesitaría de expansión adicional para evitar esta situación, es decir, la instalación progresiva de plantas menores no desplazan las necesidades de expansión, tomando como referencia el escenario 0.

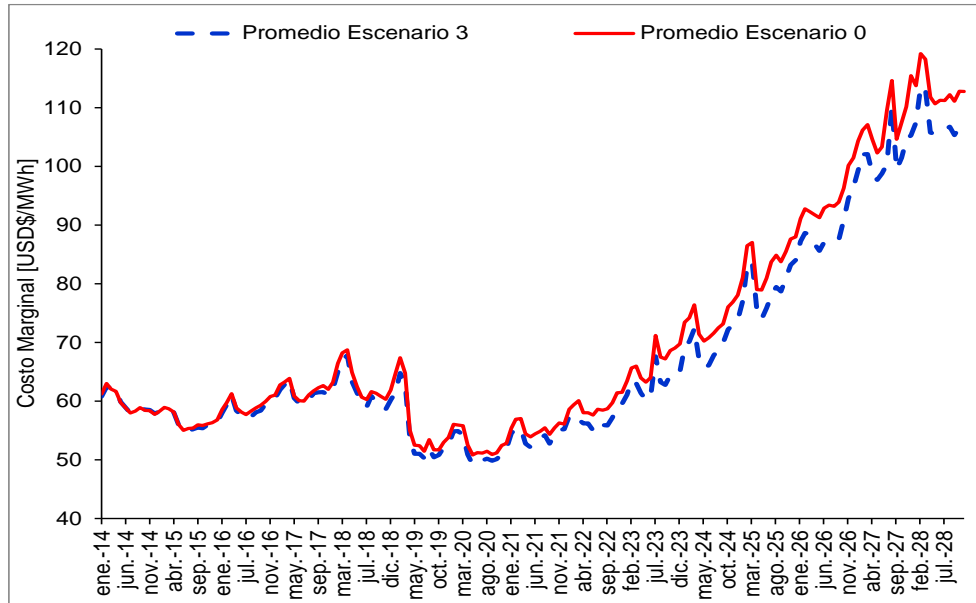
La evolución del costo marginal del sistema se presenta en la Gráfica 5-60, que está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. Asimismo, la Gráfica 5-61 compara la evolución del valor esperado del costo marginal para los escenarios 0 y 3.

Gráfica 5-60: Evolución del Costo Marginal – escenario 3.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-61: Comparación del Valor esperado del Costo Marginal – escenarios 3 y 0.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

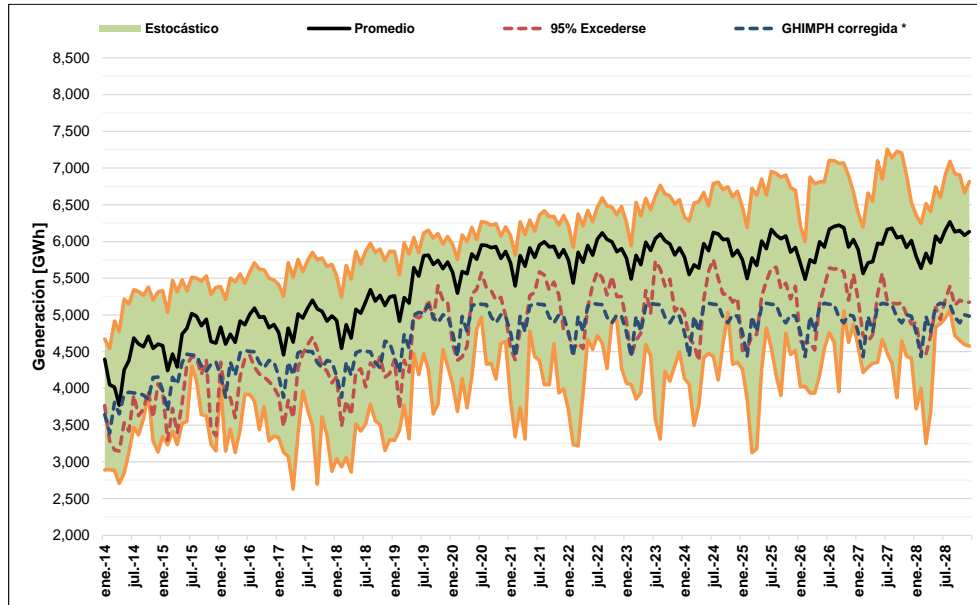
- Respecto al caso de referencia, escenario 0, se observa una disminución del Costo Marginal promedio de 2.5 USD\$/MWh en todo el horizonte 2014 – 2028. En algunos momentos, dicha reducción puede llegar a ser superior a los 10 USD\$/MWh.
- Considerando la expansión de menores, se observa un costo marginal promedio de 58.8 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, representando una reducción de 0.7 USD\$/MWh respecto al escenario 0. En el periodo 2018 – 2020 el costo alcanza un valor de 56.1 USD\$/MWh, que implica una disminución de 1.4 USD\$/MWh frente al caso 0.
- Finalmente, en el periodo 2020 – 2028 el Valor Esperado del Costo Marginal es de 74.2 USD\$/MWh, 3.6 USD\$/MWh menos respecto al escenario 0.

En la Gráfica 5-62 y Gráfica 5-63 se observa la generación hidroeléctrica y térmica agregada durante todo el horizonte de análisis. De las mismas se puede concluir:

- Durante el periodo 2014 – 2019 el Valor Esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,898 GWh-mes. Dicho valor se incrementa en 535 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020 (Ituango y Porvenir II). En el periodo 2020 – 2028 el promedio de la generación hidroeléctrica es 5,833 GWh-mes.
- Respecto a la generación térmica, su Valor Esperado es de 738.6 GWh – mes durante el periodo 2014 – 2019. Debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, en el horizonte 2018 – 2020 su aporte al SIN se reduce en promedio 137.6 GWh-mes. En el periodo 2020 – 2028 el promedio de la generación térmica es de 845.5 GWh-mes.

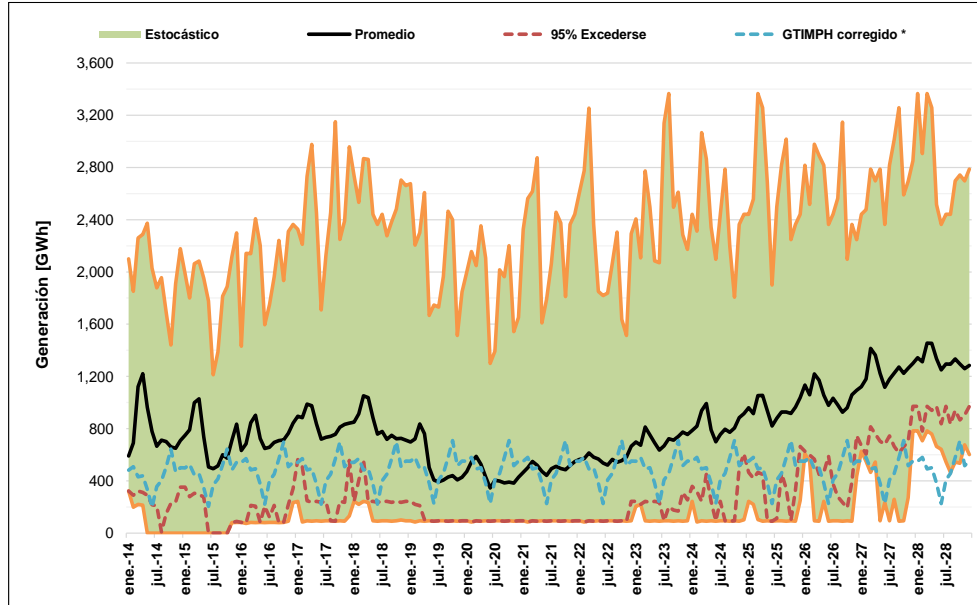
- Respecto al caso de referencia, escenario 0, no se ve mucha diferencia en el aporte de la generación hidroeléctrica despachada centralmente, a diferencia de la generación termoeléctrica. Este comportamiento se debe a las plantas menores, que reducen la contribución de las plantas que operan con combustibles fósiles.

Gráfica 5-62: Generación hidroeléctrica – escenario 3.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-63: Generación termoeléctrica – escenario 3.



Fuente de gráfica: UPME

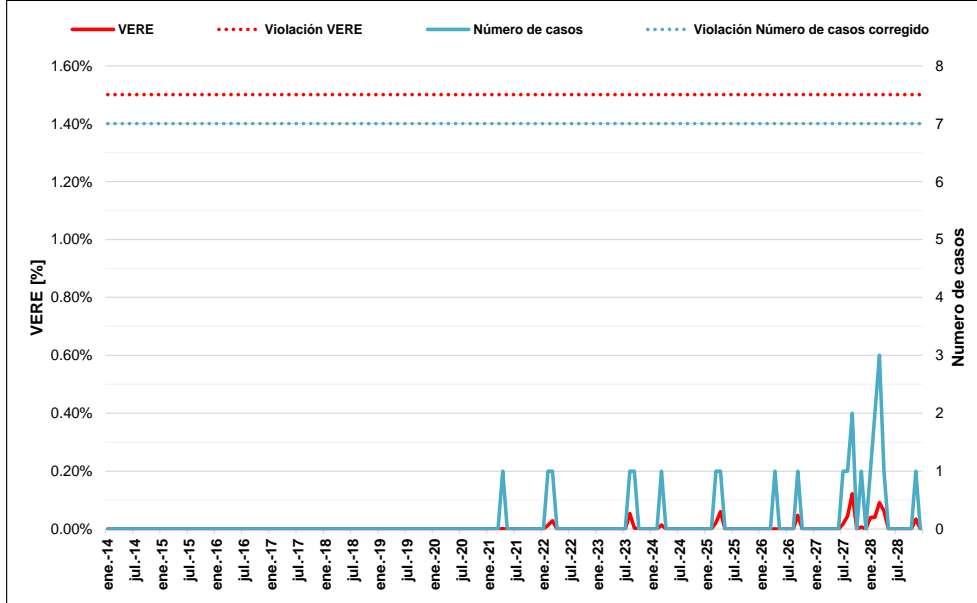
Conclusiones:

- A pesar de la nueva capacidad de generación menor, se observan necesidades de expansión en el año 2025, es decir, no se desplazan dichos requerimientos respecto al caso de referencia (escenario 0). Asimismo, el Costo Marginal del sistema se disminuye, encontrando reducciones que son superiores a los 10 USD \$/MWh en algunos periodos, y que en promedio son del orden de 2.5 USD\$/MWh.
- Se observa una reducción en el aporte de la generación térmica despachada centralmente, ello debido a la generación de las plantas menores (desplazamiento de recursos). Este comportamiento no se observa en la generación hidroeléctrica, toda vez que sus costos de operación y mantenimiento, al igual que sus recursos y tecnologías, son similares.
- Finalmente, toma vital importancia establecer efectivamente cual va ser la evolución de la capacidad instalada de las plantas menores, ya que si bien en el sistema de registro de la UPME se tienen inscritos más de 60 proyectos, son pocos los que tienen estudio de conexión aprobado y/o radicado.

5.4.2.2 Escenario 4.

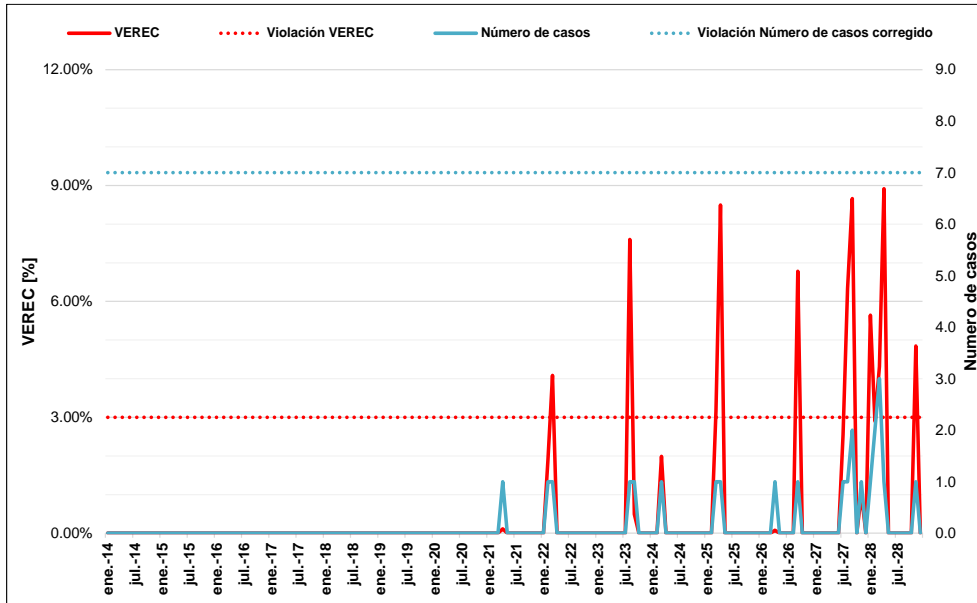
Este escenario conserva los mismos supuestos del 3, sólo se diferencian en la proyección de demanda considerada (alto-crítico). Así mismo, al igual que en el caso anterior, se determina el efecto de la generación menor en la evolución del costo marginal y el desplazamiento de las necesidades de expansión.

Gráfica 5-64: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 4.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-65: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 4.

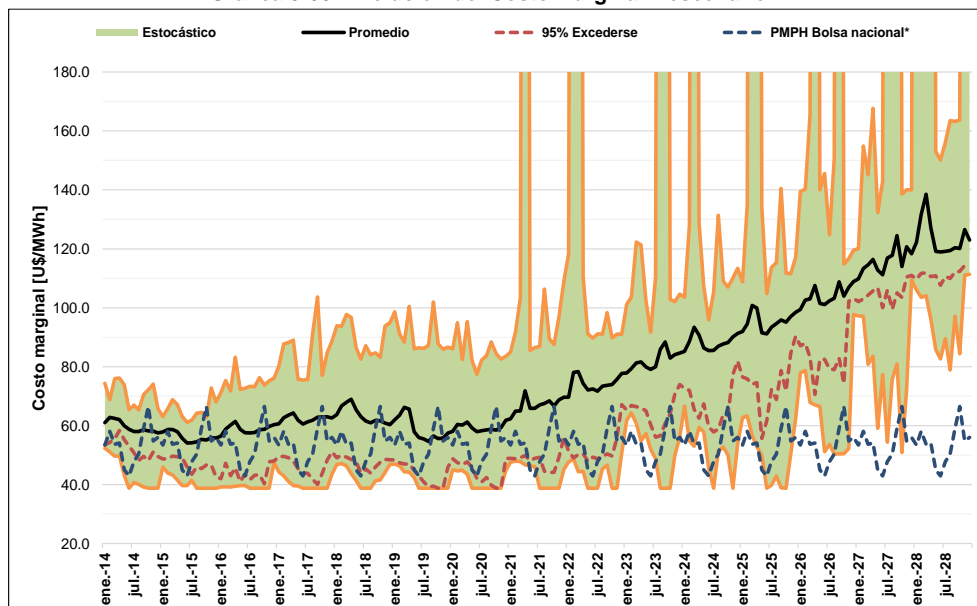


Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-64 y Gráfica 5-65 se presentan los indicadores de confiabilidad energética para todo el horizonte de análisis (2014 – 2028), encontrándose que el Valor Esperado de Racionamiento Condicionado – VEREC es superior al 3 % en el año 2022, es decir, se requiere de expansión adicional para evitar esta situación, a pesar de la nueva capacidad instalada de plantas menores (tomando como referencia el escenario 2).

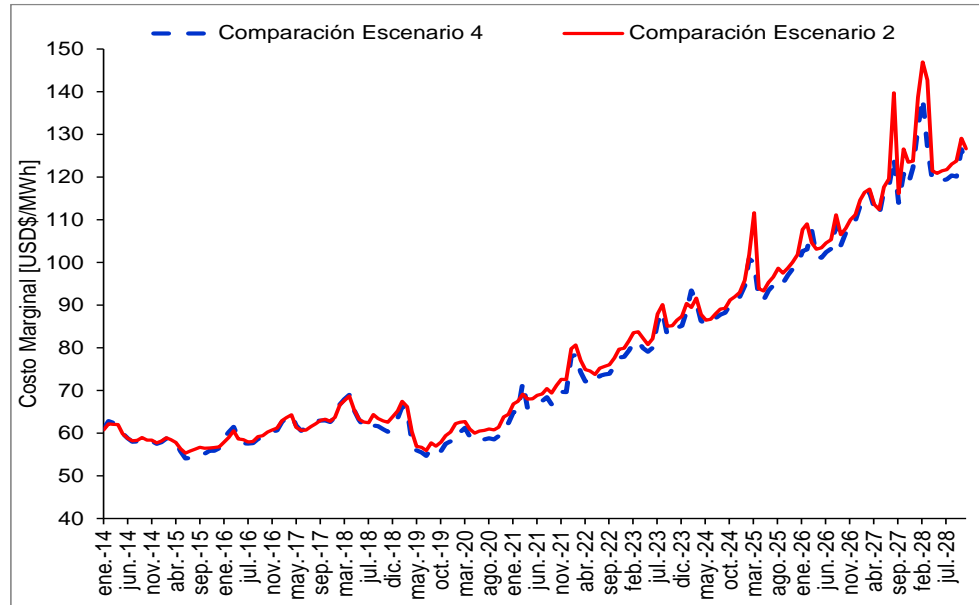
La Gráfica 5-66 presenta la evolución del costo marginal del sistema, que está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. Por otro lado, Gráfica 5-67 compara la evolución del valor esperado del costo marginal para los escenarios 2 y 4.

Gráfica 5-66: Evolución del Costo Marginal – escenario 4.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-67: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 4 y 2.



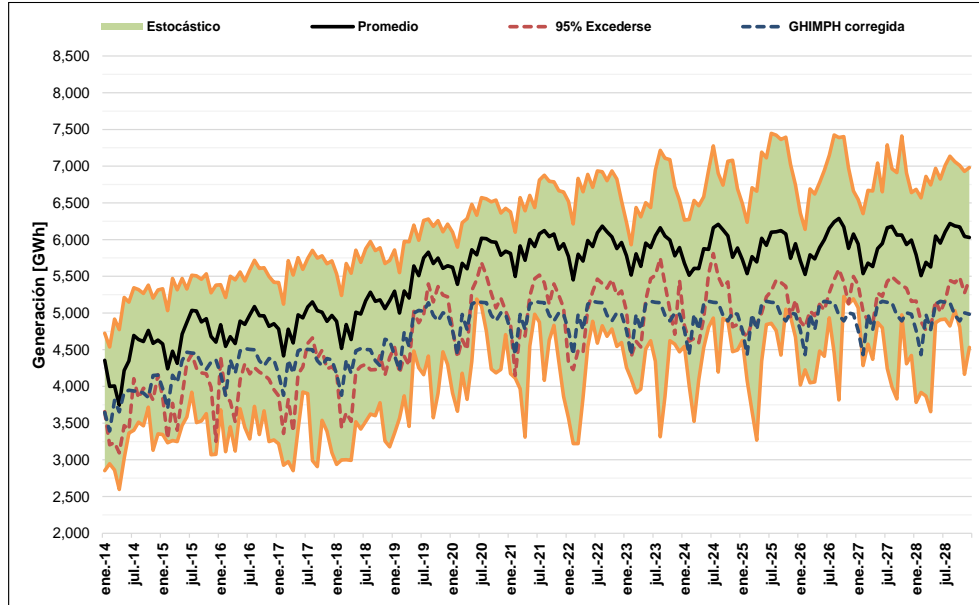
Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En todo el horizonte 2014 – 2028 se observa una disminución del Costo Marginal promedio de 1.63 USD\$/MWh, lo anterior respecto al caso de referencia, escenario 2. En algunos momentos, dicha reducción puede llegar a ser superior a los 15 USD\$/MWh.
- Considerando la expansión de menores, se observa un costo marginal promedio de 59.9 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019, representando una reducción de 0.52 USD\$/MWh respecto al escenario 2. En el periodo 2018 – 2020 el costo alcanza un valor de 60.6 USD\$/MWh, que implica una disminución de 1.47 USD\$/MWh frente al caso 2.
- Finalmente, el Valor Esperado del Costo Marginal es de 90 USD\$/MWh en el periodo 2020 – 2028, lo cual implica una disminución de 2.36 USD\$/MWh respecto al escenario 2.

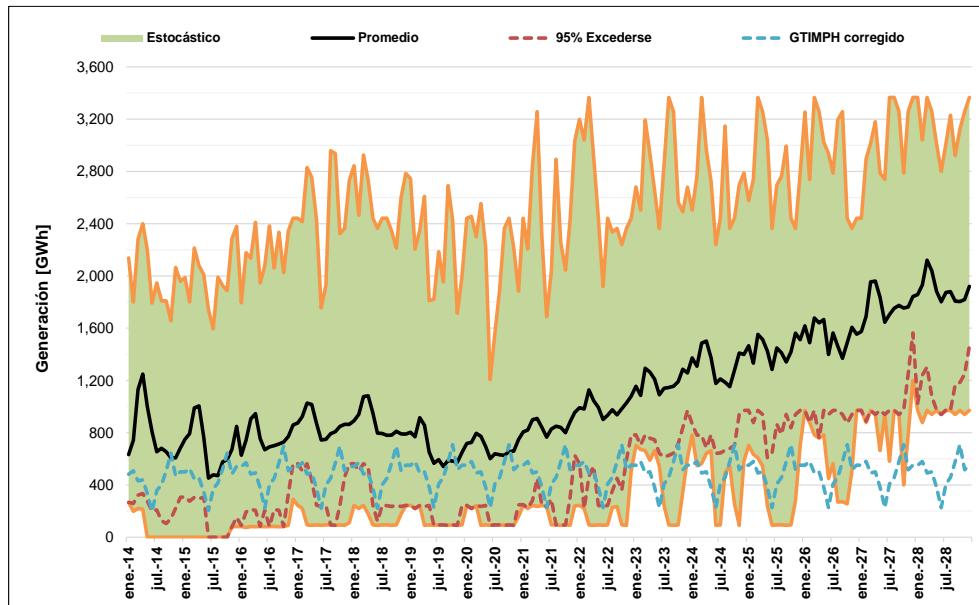
En la Gráfica 5-68 y Gráfica 5-69 se observa la generación hidroeléctrica y termoeléctrica de forma agregada.

Gráfica 5-68: Generación hidroeléctrica – escenario 4.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-69: Generación termoeléctrica – escenario 4.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- El Valor Esperado de la generación hidroeléctrica durante el periodo 2014 – 2019 es de 4,884 GWh-mes. Dicho valor se incrementa en 550 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020 (Ituango y Porvenir II). El promedio de la generación hidroeléctrica en el periodo 2020 – 2028 es 5,896.8 GWh-mes.
- Respecto a la generación térmica, su Valor Esperado es de 777 Gwh – mes durante el periodo 2014 – 2019. Debido a la entrada de Ituango y Porvenir II, en el horizonte 2018 – 2020 su aporte al SIN se reduce en promedio 30.9 Gwh–mes. En el periodo 2020 – 2028 el promedio de la generación térmica es de 1,299 GWh-mes.
- Respecto al caso de referencia, escenario 2, no se ve mucha diferencia en el aporte de la generación hidroeléctrica despachada centralmente, a diferencia de la generación termoeléctrica.

Conclusiones:

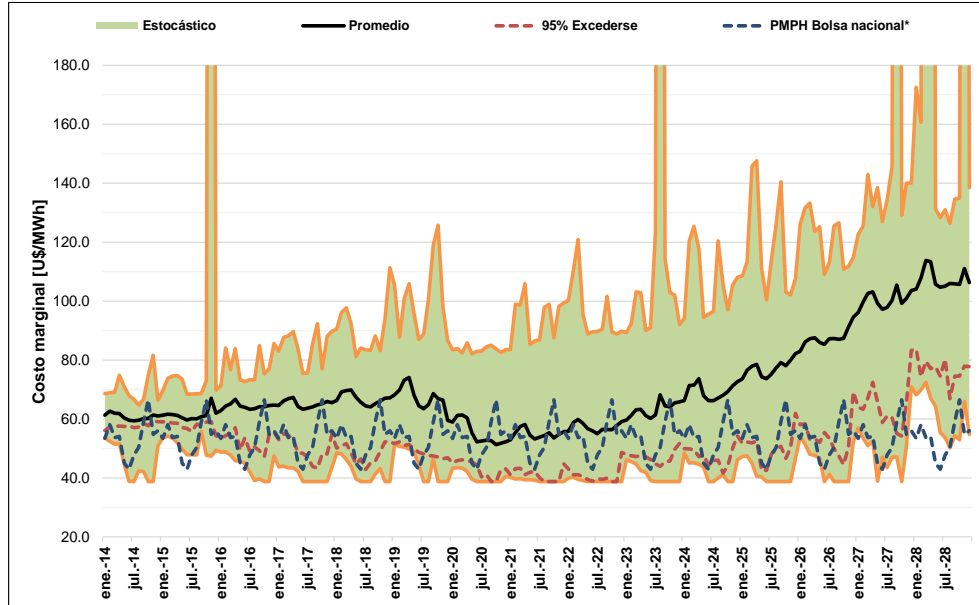
- A pesar de la nueva capacidad de generación menor, se observan necesidades de expansión en el año 2022, es decir, no se desplazan dichos requerimientos respecto al caso de referencia (escenario 2). Asimismo, el Costo Marginal del sistema se disminuye, encontrando reducciones que son superiores a los 15 USD \$/MWh en algunos periodos, y que en promedio son del orden de 1.63 USD\$/MWh.
- Al igual que en el escenario anterior, se observa una reducción en el aporte de la generación térmica despachada centralmente, ello debido a la generación de las plantas menores. Este comportamiento no se observa en la generación hidroeléctrica, toda vez que sus costos de operación y mantenimiento, al igual que sus recursos y tecnologías, son similares.

5.4.2.2.3 Escenario 3.1

El objetivo de este escenario es determinar con los atrasos simultáneos de la Tabla 5-7, el efecto en el costo marginal de la demanda, al igual que el desplazamiento de las necesidades de expansión. Respecto a la demanda, se tiene en cuenta el escenario alto de la revisión julio 2014.

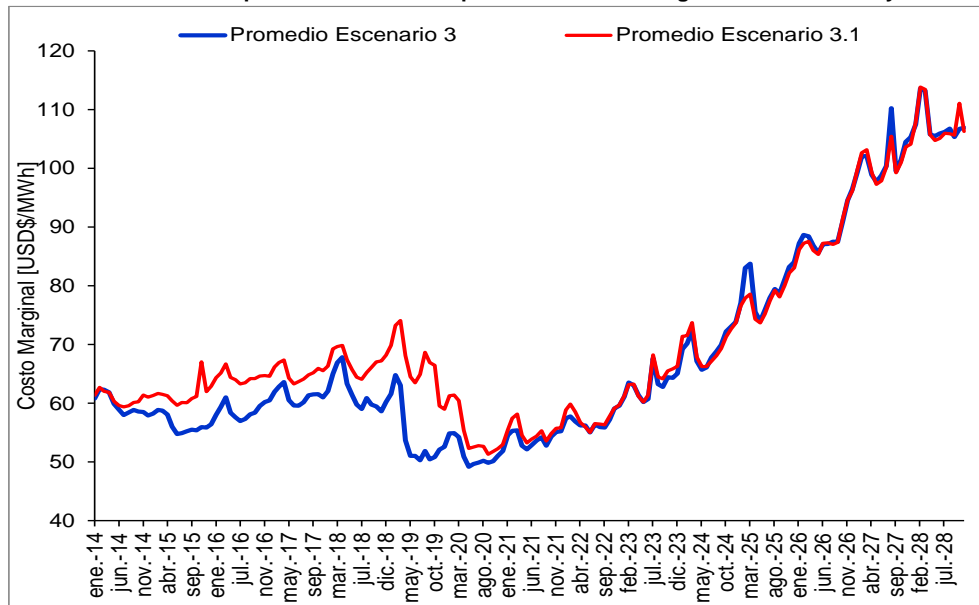
En la Gráfica 5-70 y Gráfica 5-71 se observan los indicadores de confiabilidad energética durante todo el horizonte de análisis, encontrando que a pesar de los retrasos, se sigue presentando un Valor Esperado de Racionamiento Condicionado superior al 3 % en el año 2025, es decir, la nueva capacidad instalada de plantas menores y los atrasos, no modifican los requerimientos de expansión.

Gráfica 5-72: Evolución del Costo Marginal – escenario 3.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-73: Comparación del Valor Esperado del costo marginal – escenarios 3 y 3.1.



Fuente de gráfica: UPME

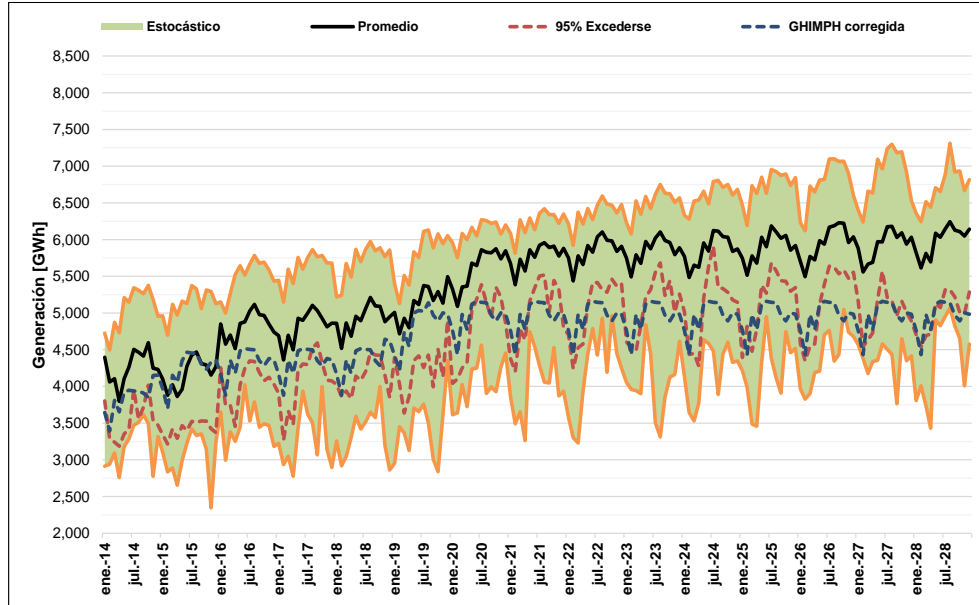
La evolución del costo marginal del sistema se presenta en la Gráfica 5-72, que está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. Por otro lado, la Gráfica 5-73 compara la evolución del valor esperado del costo marginal para los escenarios 3 y 3.1. De dichas gráficas se puede concluir:

- Respecto al caso de referencia, escenario 3, se observa un incremento del Costo Marginal promedio de 5.5 USD\$/MWh en el horizonte 2014 – 2019. En el periodo 2018 – 2020 dicha diferencia es superior a los 6.9 USD\$/MWh, ello debido a que los mayores retrasos se observan en este periodo, específicamente en las plantas Ituango y Porvenir II.
- Considerando la expansión de menores y el atraso de proyectos, se observa un costo marginal promedio de 64.3 USD\$/ MWh en el periodo 2014 – 2019. En el periodo 2018 – 2020 el costo alcanza un valor de 63.1 USD\$/MWh. Finalmente, en el periodo 2020 – 2028 el Valor Esperado del Costo Marginal es de 74.7 USD\$/MWh, 0.48 USD\$ /MWh más respecto al escenario 3 (En este horizonte los atrasos son subsanados).

La Gráfica 5-74 y Gráfica 5-75 presenta la generación hidroeléctrica y térmica de manera agregada para todo el horizonte de análisis. De estas gráficas se puede concluir:

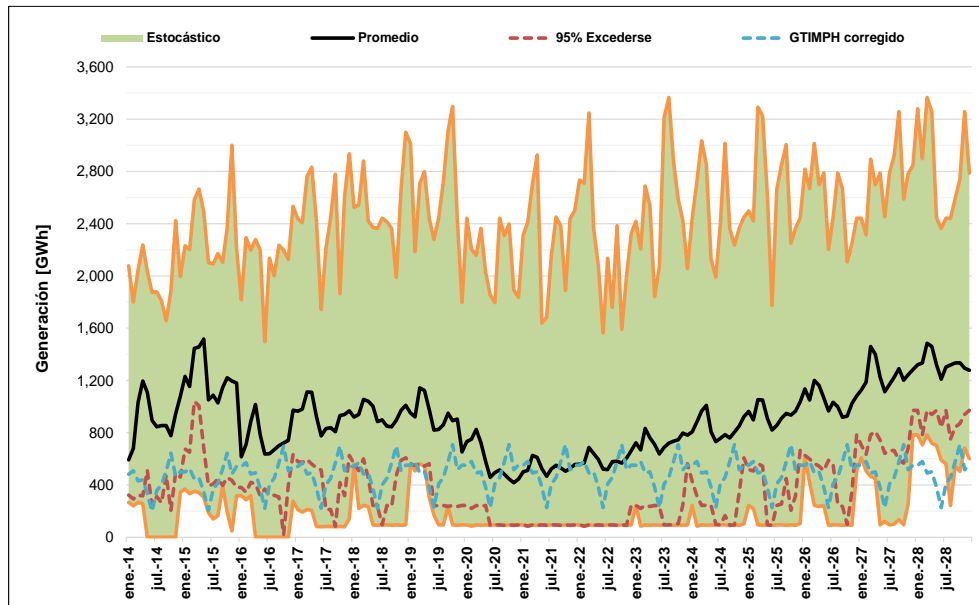
- Durante el periodo 2014 – 2019 hay una reducción de 208 GWh-mes respecto al escenario 3. En el periodo 2018 – 2020 el promedio de la generación hidroeléctrica se reduce en 210 GWh-mes, y en el periodo 2020 – 2028 23.07 GWh-mes, ello respecto a este mismo caso. Lo anterior se debe a los atrasos de Ituango y Porvenir II, los cuales estarían en operación tan sólo a partir del año 2019.
- Respecto a la generación térmica, en el periodo 2014 – 2019 se observa un incremento de 208.4 GWh-mes, respecto al escenario 3. En el horizonte 2018 – 2020 su aporte al SIN se incrementa en promedio 210.3 Gwh – mes en relación al mismo caso, ello debido a los atrasos de Ituango y Porvenir II. En el periodo 2020 – 2028 el promedio de la generación térmica se incrementa en 23.01 GWh-mes, una vez los atrasos se subsanan.

Gráfica 5-74: Generación hidroeléctrica – escenario 3.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-75: Generación termoeléctrica – escenario 3.1



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- En el periodo 2014 – 2019, se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit. En otras palabras, no se observa desabastecimiento energético, considerando atrasos en la fecha de entrada en operación de algunos proyectos de expansión asociados al Cargo por Confiabilidad, el escenario alto de demanda – revisión julio 2014, y la nueva capacidad de generación menor.
- Debido al cronograma y atraso de los proyectos, se observa una reducción del aporte de la hidroelectricidad en el periodo 2014 – 2020, y en contraste un incremento de la generación térmica en el mismo periodo. Esta situación cambia a partir del año 2020, una vez dichos retrasos son subsanados.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un incremento de 5.5 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2019 y 6.9 USD \$/MWh en el periodo 2018 - 2020. A partir de este último año, el incremento del costo marginal se reduce en 0.48 USD \$/MWh (2020 - 2028).
- Respecto a necesidades de expansión, bajo los supuestos considerados a partir del año 2025 se necesitaría de capacidad adicional de generación, ello por la violación del criterio de confiabilidad VEREC.

5.4.2.2.4 Impacto de la generación menor en la optimización del recurso hidroenergético

A continuación se presenta, a través de análisis geográficos e hidrológicos, el impacto de las plantas menores en relación con su aprovechamiento del potencial energético, mediante una comparación entre su capacidad instalada y la potencia hidráulica que la cuenca es capaz de producir, teniendo en cuenta las cotas de captación y de generación de cada una de las plantas involucradas en el análisis. De la misma forma, se presenta un análisis regional por macrocuencas, con el cual se mostrará el potencial energético de cada una de ellas.

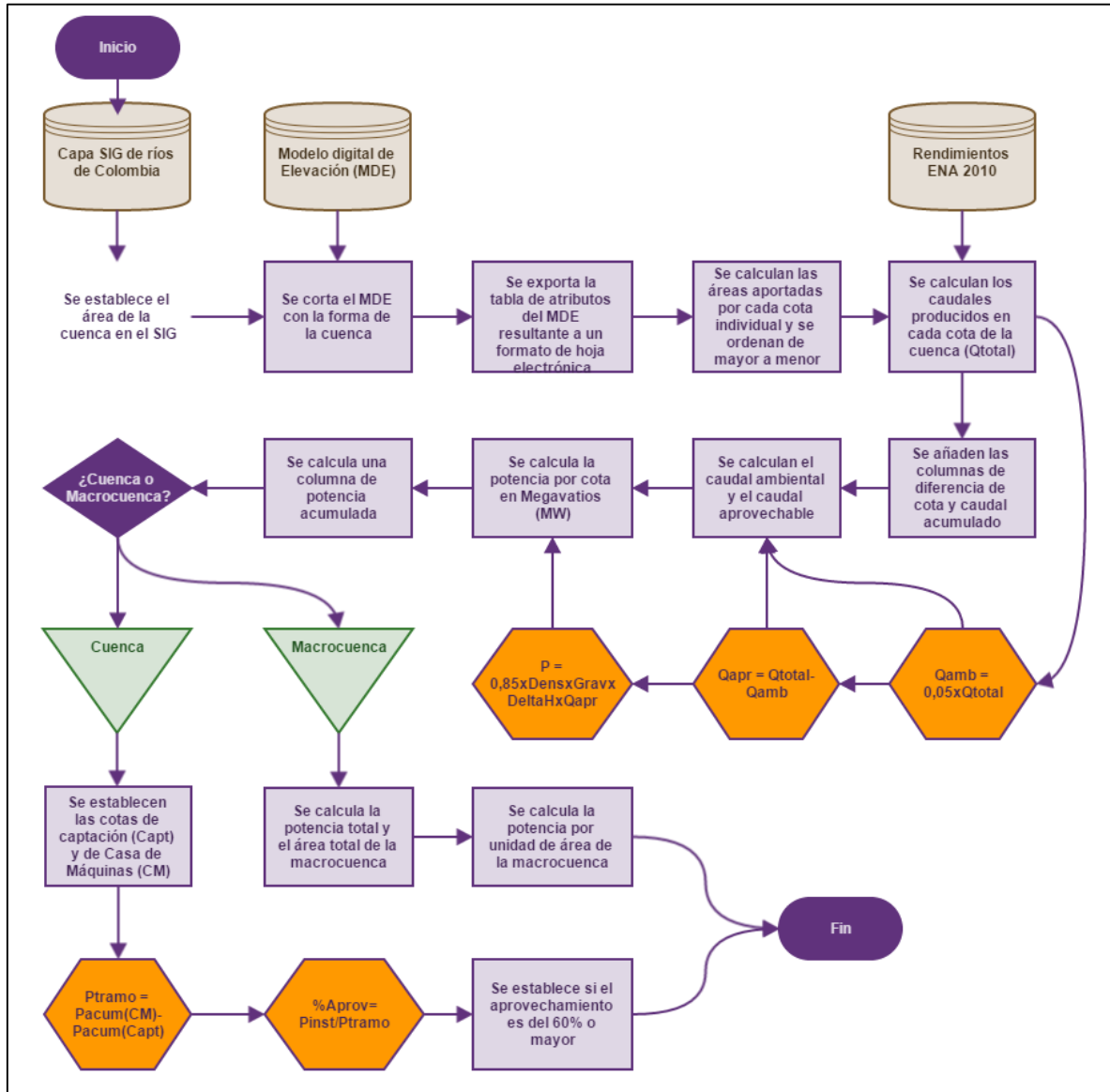
Metodología

El cálculo del potencial energético regional se resume en los siguientes pasos, los cuales esquemáticamente se representan en la Gráfica 5-76:

- Dentro del Sistema de Información Geográfica (ArcMap o similar) se establece el área que va a ser analizada (cuenca o macrocuenca).
- Se hace un corte del Modelo Digital de Elevación (MDE) oficial del IGAC con la forma de la cuenca o macrocuenca a ser analizada.
- Se exporta la tabla de atributos del corte del MDE a un formato de hoja electrónica. Esta tabla de atributos tendrá todas las elevaciones existentes, así como el número de celdas que tiene cada una de estas elevaciones (El MDE utilizado tiene un tamaño de celda de 31.01406472 m x 31.01406472 m, para un área aproximada de 961.87 m² cada una).
- Se calculan las áreas aportadas por cada una de las elevaciones individuales y se ordenan desde las cotas mayores a las cotas menores.

- Se establece el rendimiento promedio del área mediante información secundaria del Estudio Nacional del Agua del IDEAM o de otras fuentes tales como los Diagnósticos Ambientales de Alternativas (DAA) o Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de los proyectos.
- Se crea otra columna que muestra las diferencias de elevación entre cada una de las cotas consecutivas.
- Se multiplica cada una de las áreas por el rendimiento hídrico, con el fin de establecer el aporte en caudal de cada una de las elevaciones dentro de la zona de análisis.
- Se crea una nueva columna que contiene el caudal acumulado a medida que se baja dentro de la zona de análisis.
- Se establece el caudal ambiental como un porcentaje del caudal acumulado en cada cota (Para el presente análisis se utilizó el 5% del caudal medio), y se crea una columna de caudal aprovechable, que es la resta entre el caudal acumulado y el caudal ambiental.
- Se calcula la potencia por cota, multiplicando el caudal aprovechable por las diferencias de elevación, la gravedad, la densidad del agua y un factor adimensional de pérdida de carga hidráulica (En este caso se utilizó 0.85). Si el caudal está en m^3/s , las diferencias de elevación están en m, la gravedad está en m/s^2 y la densidad está en kg/m^3 , el resultado debe dividirse entre 1'000,000 para obtener la potencia en Megavatios (MW).
- Se calcula finalmente una columna con la potencia acumulada, desde la cota más alta hasta la más baja de la zona de análisis.
- Para un proyecto específico, se establece la potencia de la cuenca entre las elevaciones, restando la potencia acumulada hasta la Captación, de la potencia acumulada hasta la Casa de Máquinas (CM). El resultado es la máxima potencia que puede obtenerse del flujo entre los mencionados puntos, la cual es comparada con la potencia instalada.
- Para el caso de las macrocuencas, se establece la potencia para el área total y se divide entre éste valor para obtener la potencia por unidad de superficie de cada una de las macrocuencas (MW/km^2).

Gráfica 5-76: Proceso de cálculo del potencial hidroenergético.



Fuente de gráfica: UPME

Resultados

Para el caso de las cuencas pequeñas, se analizaron 14 proyectos en cinco (5) cuencas, los cuales se resumen en la Tabla 5-9:

Tabla 5-9: Resultados Microcuencas.

Cuenca	Área Cuenca [km ²]	Proyecto	Cota Captación [msnm]	Cota CM [msnm]	Potencia Instalada [MW]	Potencia Tramo [MW]	% Aprovechamiento
Cuenca 1	1,567.45	Proyecto 1.1	1,550	1,395	19.91	120.64	16.50%
		Proyecto 1.2	1,350	1,220	19.23	102.47	18.77%
Cuenca 2	176.16	Proyecto 2.1	965	775	13.03	16.32	79.82%
		Proyecto 2.2	1,080	970	5.94	8.76	67.78%
		Proyecto 2.3	1,230	1,095	6.12	9.91	61.76%
		Proyecto 2.4	1,820	1,375	8.26	21.10	39.14%
Cuenca 3	297.99	Proyecto 3.1	1,398	1,222	9.8	53.90	18.18%
		Proyecto 3.2	1,160	1,000	16.29	52.90	30.79%
		Proyecto 3.3	886	755	19.98	45.59	43.83%
		Proyecto 3.4	745	619	19.93	45.13	44.16%
Cuenca 4	241.41	Proyecto 4.1	1,850	1,300	19.9	37.21	53.48%
		Proyecto 4.2	1,200	1,050	13.45	10.84	124.07%
Cuenca 5	1,616.60	Proyecto 5.1	1,725	1,600	20	54.03	37.01%
		Proyecto 5.2	1,510	1,410	20	39.98	50.03%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, la mayoría de los proyectos analizados no cumple con lo estipulado en la Resolución UPME 052 de 2012, ya que la potencia instalada es menor al 60% de la potencia generada por el río, desde la captación hasta la Casa de Máquinas (CM). Por otro lado, en algunos proyectos como el 4.2, la potencia instalada nunca va a poder ser utilizada en su totalidad (según los cálculos de la Unidad), dado que el río correspondiente a la Cuenca 4 en el tramo de interés, no alcanza a generar dicha potencia.

En el caso de las macrocuencas, fue necesario establecer los rendimientos hídricos en función del Estudio Nacional del Agua 2010, en cuya Tabla 3.2 se muestra la oferta hídrica por zonas hidrográficas en Colombia. Utilizando las áreas y los caudales para años medios, se calculan los rendimientos hídricos, tal como se muestra en la Tabla 5-10, Tabla 5-11, Tabla 5-12, Tabla 5-13 y Tabla 5-14.

Tabla 5-10: Macrocuenca Magdalena-Cauca.

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s.km ²]
Magdalena-Cauca	Alto Magdalena	34,569	860	24.88
	Saldaña	9,963	318	31.92
	Medio Magdalena	59,689	3,199	53.59
	Sogamoso	23,249	748	32.17
	Bajo Magdalena/Cauca/San Jorge	25,921	1,272	49.07
	Cauca	40,986	1,581	38.57
	Nechí	14,613	826	56.53
	Cesar	22,931	396	17.27
	Bajo Magdalena	27,243	396	14.54
Total Magdalena-Cauca		259,164	9,596	37.03

Fuente Datos: ENA 2010; Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla 5-11: Macrocuenca Caribe.

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s.km ²]
Caribe	Atrato-Darién	37,810	3,993	105.61
	Caribe-Urabá	8,601	263	30.58
	Sinú	18,478	486	26.30
	Caribe-Litoral	1,992	20	10.04
	Caribe-Guajira	21,419	435	20.31
	Caribe-Islas	49	1	20.41
	Catatumbo	16,472	824	50.02
Total Caribe		104,821	6,022	57.45

Fuente Datos: ENA 2010; Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla 5-12: Macrocuenca Pacífico.

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s.km ²]
Pacífico	Mira	5,870	786	133.90
	Patía	23,995	1,485	61.89
	Amarales-Dagua-Directos	20,795	3,212	154.46
	San Juan	16,412	2,431	148.12
	Baudó-Directos Pacífico	5,964	993	166.50
	Pacífico-Directos	4,252	512	120.41
Total Pacífico		77,288	9,419	121.87

Fuente Datos: ENA 2010; Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla 5-13: Macrocuenca Orinoquía.

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s.km ²]
Orinoco	Inírida	53,795	3,385	62.92
	Guaviare	84,570	5,031	59.49
	Vichada	26,212	1,290	49.21
	Tomo	20,301	991	48.82
	Meta	82,720	4,700	56.82
	Casanare	24,013	1,199	49.93
	Arauca	11,619	740	63.69
	Orinoco Directos	43,713	2,189	50.08
	Apure	264	16	60.61
Total Orinoco		347,207	19,541	56.28

Fuente Datos: ENA 2010; Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla 5-14: Macrocuenca Amazonía.

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s.km ²]
Amazonas	Guainía	31,284	2,128	68.02
	Vaupés	37,694	2,669	70.81
	Apaporis	53,509	4,092	76.47
	Caquetá	99,969	9,212	92.15
	Yarí	37,127	2,933	79.00
	Caguán	20,757	1,929	92.93
	Putumayo	57,930	5,075	87.61
	Amazonas-Directos	3,269	261	79.84
	Napo	456	27	59.21
Total Amazonas		341,995	28,326	82.83

Fuente Datos: ENA 2010; Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Teniendo en cuenta los datos de las tablas anteriores y el cálculo de la potencia, llegamos a la Tabla 5-15.

Tabla 5-15: Resumen de la Potencia de las Macrocuencas.

Macrocuenca	Rendimiento Promedio [L/s.km ²]	Área SIG [km ²]	Potencia Total [MW]	Potencia Específica [MW/km ²]
Magdalena-Cauca	37.03	271,011.66	88,207.44	0.325474701
Caribe	57.45	102,822.17	22,316.60	0.217040697
Pacífico	121.87	77,200.08	60,293.58	0.781004146
Orinoquía	56.28	347,200.90	59,082.37	0.170167668
Amazonía	82.83	341,920.23	64,734.93	0.189327569

Fuente Datos: ENA 2010; Análisis y Cálculos: SIG UPME; Diseño Tabla: UPME

De acuerdo a las tablas anteriores, si bien la potencia total para la Macrocuenca Magdalena-Cauca es la mayor, la Macrocuenca del Pacífico, dados su altísimo rendimiento hídrico y la presencia de la vertiente occidental de la Cordillera Occidental dentro de su territorio, proporciona una potencia específica de más del doble que la de la Macrocuenca Magdalena-Cauca, y de más del triple que las demás macrocuencas.

Hay que anotar que las potencias obtenidas parecen ser muy altas, especialmente si se comparan con las calculadas en el estudio del ESSE de 1979, sin embargo, se debe tener en cuenta que el método de cálculo de potencia regional tiene en cuenta el aporte producido por cada metro cuadrado de la cuenca, y no solamente lo que se produce a lo largo de los cauces principales.

En adición a lo anterior, nótese que el cálculo de las potencias totales no tuvo en cuenta ninguna clase de restricción ambiental ni social, por lo cual el potencial calculado es el teórico del país, al cual se le deberían restar los potenciales teóricos producidos por las áreas de parques naturales, áreas declaradas, zonas urbanas, páramos, resguardos indígenas, zonas de cultivo extensivo, zonas ganaderas, etc.

5.4.3 Análisis de Largo Plazo

Una vez se ha determinado el comportamiento del sistema en el corto plazo con los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad al igual que la proyección de la instalación futura de plantas menores, ello a través del análisis de las principales variables de generación, como son los indicadores de

confiabilidad, el costo marginal y la generación por tecnología; y una vez se han establecido las necesidades de expansión para cada uno de los escenarios hasta acá estudiados, a continuación se presentan las alternativas de expansión de largo plazo. Cada una de estas alternativas considera proyectos con diferentes tecnologías, convencionales como son las plantas térmicas a carbón y gas natural, centrales hidroeléctricas de mediana y gran escala, y no convencionales, como son las plantas eólicas, generación solar fotovoltaica, geotermia y la generación a partir de la biomasa.

En este numeral también se analiza un posible escenario de penetración de fuentes no convencionales de energía, a la luz de la recién sancionada ley 1715 de 2014, la cual promueve el desarrollo y la utilización de dichas fuentes en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico. Adicionalmente, se presenta la metodología de modelación de estos recursos intermitentes, y a partir de los resultados obtenidos, se plantean escenarios de expansión alternativos, donde la generación con este tipo de recursos desplaza alternativas de expansión convencionales, como son las plantas térmicas a carbón y gas natural.

Asimismo, se plantean escenarios de expansión de largo plazo considerando la hidroelectricidad como recurso principal, ello a la luz de los comentarios a la versión preliminar de este documento, y también la intención de los agentes generadores en seguir construyendo este tipo de proyectos. Igualmente, se establece el impacto de una política de uso eficiente de energía en la expansión del SIN, determinando sus efectos sobre el costo marginal de la demanda y la confiabilidad del sistema. Finalmente, se plantea para el escenario más probable en relación a su materialización, una simulación coordinada con los sistemas ecuatoriano y centroamericano, contemplando nuestras interconexiones, actuales y futuras.

Para todas las alternativas de expansión formuladas se lleva a cabo el mismo tipo de análisis que se desarrolló para los escenarios de corto plazo, es decir, se establece la evolución del costo marginal, se verifica el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, y se determina la generación por cada tipo de tecnología.

5.4.3.1 Escenarios de Largo Plazo

En la Tabla 5-16, Tabla 5-17, Tabla 5-18, Tabla 5-19 y Tabla 5-20, se presentan los escenarios de largo plazo, junto con su justificación y principales consideraciones.

Tabla 5-16: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (I).

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
Expansión - Largo Plazo	5	Alto	Autónomo	Autónomo	Es el escenario base de expansión. Se contempla la segunda etapa de Ituango y proyectos térmicos a base de carbón en Boyacá, Santander, Córdoba y Cundinamarca. Por tratarse del escenario base de expansión, se contempla el escenario alto de crecimiento de la demanda.
	6	Alto - Crítico	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de una demanda esperada superior. Se contempla la segunda etapa de Ituango y proyectos térmicos a base de carbón en Boyacá, Santander, Córdoba y Cundinamarca, al igual que un proyecto de generación cuyo recurso principal es el Gas natural.
	7	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de una incorporación de generación eólica en el Norte de la Guajira. Se contempla la segunda etapa de Ituango y proyectos térmicos a base de carbón en Boyacá, Santander, Córdoba y Cundinamarca.
	8	Alto - Crítico	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de una incorporación de generación eólica en el Norte de la Guajira y la consideración de un escenario de crecimiento de demanda superior al proyectado para la revisión de julio de 2014. Se contempla la segunda etapa de Ituango y proyectos térmicos a base de carbón en Boyacá, Santander, Córdoba y Cundinamarca.

Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-17: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (II)

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
Esc. 9 Ley de renovables - 9	Tiene en cuenta la expansión del escenario 7, considerando generación renovable no convencional, específicamente recursos eólicos, solar, geotérmicos y generación a partir de la biomasa.	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario de penetración de fuentes renovables no convencionales, a la luz de la recién sancionada ley 1715 de 2014. Bajo este escenario la nueva capacidad "renovable" no hace parte de la expansión base para garantizar la confiabilidad energética del SIN, sino se constituyen en proyectos adicionales <u>(escenario 7 + ley 1715 de 2014)</u> .
Esc. 10 Ley de renovables - 10	Considera generación renovable no convencional, específicamente recursos eólicos, solar, geotérmicos y generación a partir de la biomasa. La nueva capacidad "renovable" desplaza generación con fuentes fósiles como el carbón (del escenario 7), hasta un punto donde se garantice la confiabilidad energética del SIN.	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario de penetración de fuentes renovables no convencionales, a la luz de la recién sancionada ley 1715 de 2014. Bajo este escenario la nueva capacidad "renovable" hace parte de la expansión base para garantizar la confiabilidad energética del SIN. <u>(Escenario 7 - Gen Térmica + ley 1715 de 2014)</u> .
Esc. 11 Ley de renovables - 11	Considera generación renovable no convencional, específicamente recursos eólicos, solar, geotérmicos y generación a partir de la biomasa. La nueva capacidad "renovable" desplaza generación con fuentes fósiles como el gas y carbón (del escenario 8), hasta un punto donde se garantice la confiabilidad energética del SIN.	Alto - Crítico	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario de penetración de fuentes renovables no convencionales, a la luz de la recién sancionada ley 1715 de 2014. Bajo este escenario la nueva capacidad "renovable" hace parte de la expansión base para garantizar la confiabilidad energética del SIN. <u>(Escenario 8 - Gen Térmica + ley 1715 de 2014)</u> .

Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-18: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (III)

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
12	Considera generación renovable convencional, específicamente plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala. Esta capacidad desplaza generación con fuentes fósiles como el carbón (del escenario 7), hasta un punto donde se garantice la confiabilidad energética del SIN.	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario donde la expansión del SIN se realiza, en su gran mayoría, con recursos hidroeléctricos de mediana y gran escala. (escenario 7 – Gen Térmica + hidroelectricidad).
13	Considera generación renovable convencional, específicamente plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala. Esta capacidad desplaza generación con fuentes fósiles como el carbón y el gas natural (del escenario 8), hasta un punto donde se garantice la confiabilidad energética del SIN.	Alto - Crítico	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario donde la expansión del SIN se realiza, en su gran mayoría, con recursos hidroeléctricos de mediana y gran escala. (escenario 8 – Gen Térmica + hidroelectricidad).

Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-19: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (IV)

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
14	Considera, a la luz de la Unidad, la mezcla adecuada de todas las tecnologías, convencionales y no convencionales. Las capacidades propuestas por recurso garantizan de manera agregada la confiabilidad energética del SIN.	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa el escenario más probable y “deseable”, en relación a su realización. Considera todas las fuentes, convencionales y no convencionales.
15	Considera, a la luz de la Unidad, la mezcla adecuada de todas las tecnologías, convencionales y no convencionales. Las capacidades propuestas por recurso garantizan de manera agregada la confiabilidad energética del SIN. Asimismo, se simula la operación coordinada de los sistemas Colombiano, Ecuatoriano y Centroamericano.	Alto	Coordinado	Coordinado	Representa el escenario más probable y “deseable”, en relación a su realización. Considera todas las fuentes, convencionales y no convencionales. Se establece el volumen de intercambios entre los sistemas y se determina si es necesario incrementar la capacidad instalada para soportar las exportaciones.

Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-20: Escenarios de Expansión de Largo Plazo (V)

Expansión - Largo Plazo – Efecto de la implementación de un programa de uso eficiente de energía en la expansión del SIN

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
16	Tiene en cuenta el escenario 7 de expansión, y la proyección de demanda de la Gráfica 5-196, la cual tiene asociada la implementación de un programa de uso eficiente de energía, respecto al escenario alto de crecimiento de la demanda – revisión julio 2014 .	Alto	Autónomo	Autónomo	El objetivo de este escenario es determinar la evolución del costo marginal de la demanda y la expansión en generación evitada, por la implementación de un programa de uso eficiente de energía.
17	Tiene en cuenta el escenario 8 de expansión, y la proyección de demanda de la Gráfica 5-203, la cual tiene asociada la implementación de un programa de uso eficiente de energía, respecto al escenario alto – crítico de crecimiento de la demanda.	Alto – Crítico	Autónomo	Autónomo	El objetivo de este escenario es determinar la evolución del costo marginal de la demanda y la expansión en generación evitada, por la implementación de un programa de uso eficiente de energía.

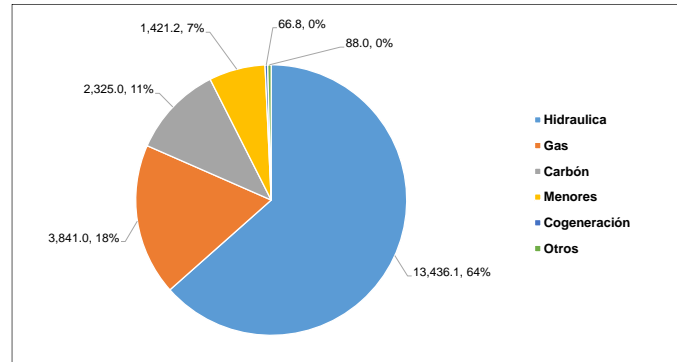
Fuente de tabla: UPME

5.4.3.1.1 Escenario 5

En la Gráfica 5-77 se presenta el cronograma de expansión de esta alternativa, junto con la participación de cada tecnología en la matriz de generación. La expansión base de este escenario, que es adicional a la establecida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de las plantas menores, se sustenta en hidroelectricidad - segunda fase de Ituango 1,200 MW - y generación térmica a base de carbón - 1,050 MW -, ello con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética (en los escenarios de corto plazo que tuvieron en consideración el escenario alto de la proyección de demanda, revisión julio 2014, se observó la violación del VEREC a partir del año 2025).

Gráfica 5-77: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz – escenario 5.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Povenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
Ituango*	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	250.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



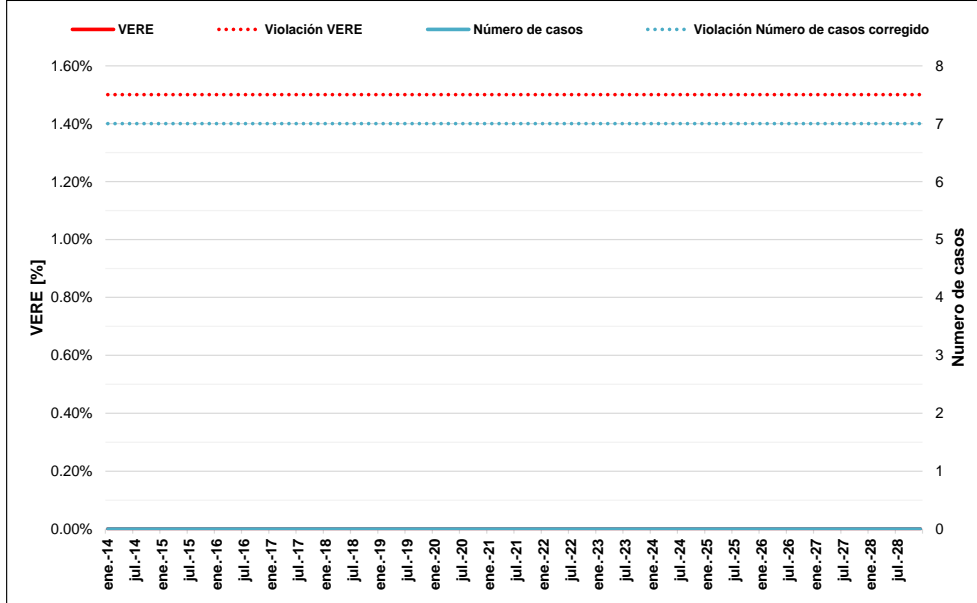
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	1,050.0	2,325.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	0.0	66.8
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	3,007.4	21,178.1

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

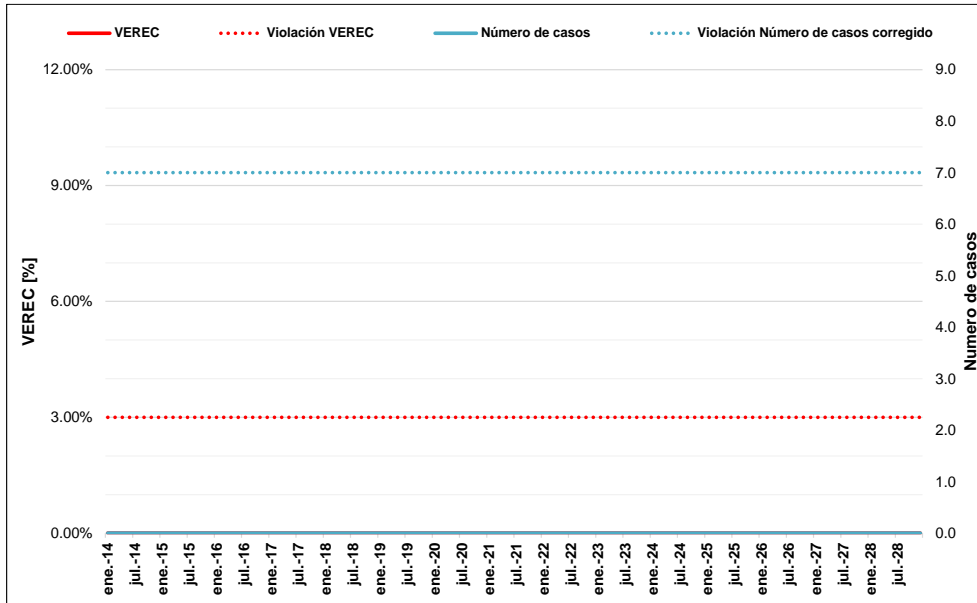
En la Gráfica 5-78 y Gráfica 5-79 se observa el comportamiento de los indicadores de confiabilidad para todo el horizonte de análisis. De la gráfica se puede concluir que durante todo el periodo de estudio, 2014 – 2028, se satisfacen dichos indicadores, es decir, VERE, VEREC y número de casos con déficit.

Gráfica 5-78: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

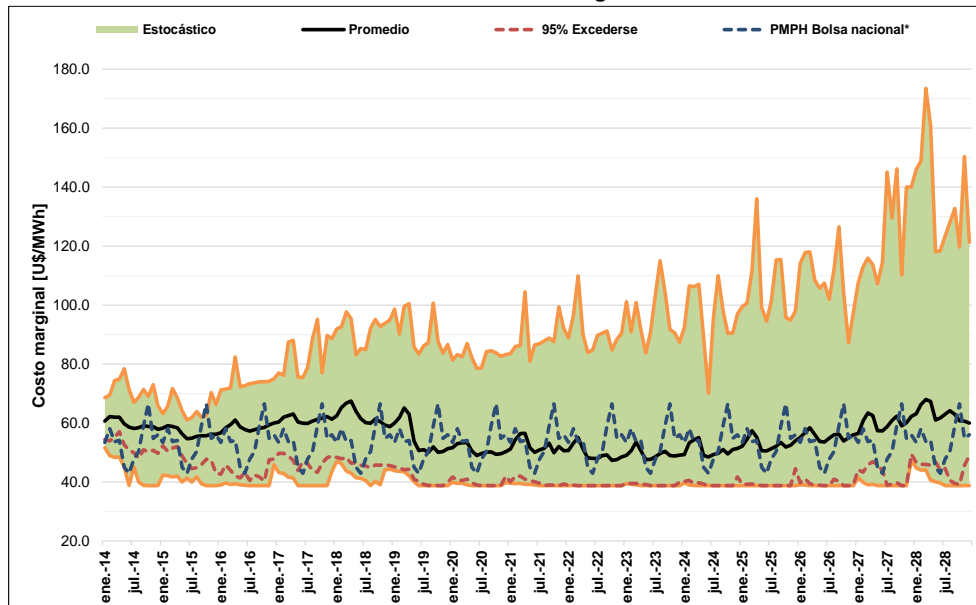
Gráfica 5-79: Valor Esperado de Racionamiento Condicionado (VEREC) – escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-80 se presenta la evolución del costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993.

Gráfica 5-80: Evolución del Costo Marginal – escenario 5.



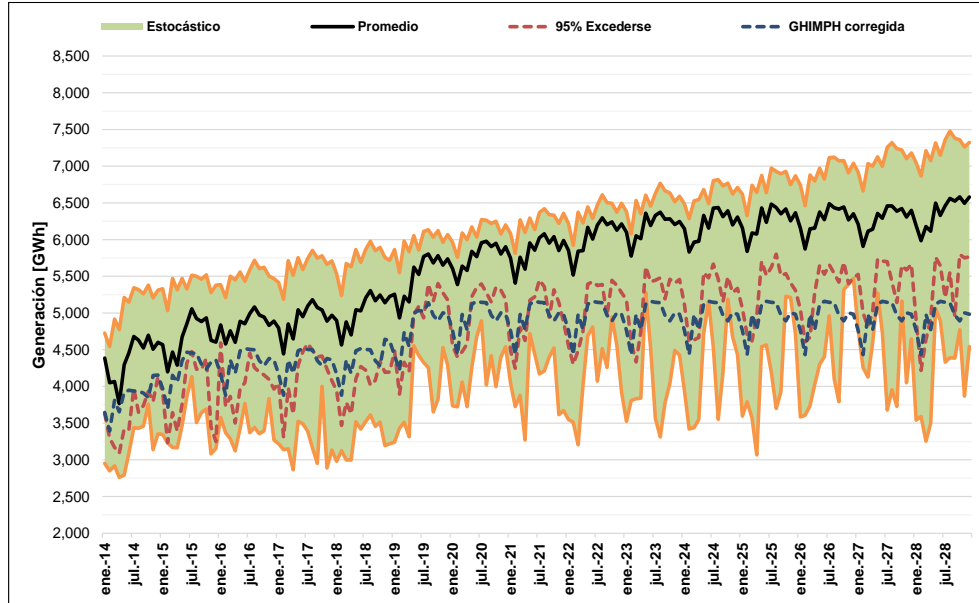
Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 59.7 USD\$/MWh, el cual se reduce en promedio a 56 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 -2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio del costo marginal es 50.9 USD\$/MWh, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 54.5 USD\$/MWh.
- La expansión a base de carbón, es decir 1,050 MW que se instalarían entre el 2020 y 2023, no incrementan significativamente el costo marginal, ello debido al bajo valor relativo del recurso frente a otros combustibles, y el porcentaje de participación de la hidroelectricidad en la matriz de generación (64 %).

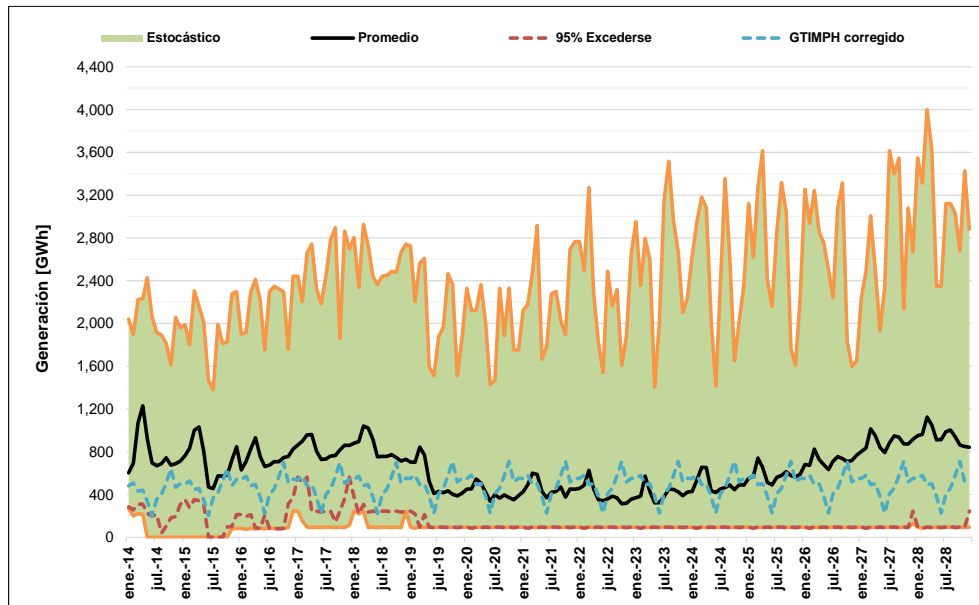
En la Gráfica 5-81 y Gráfica 5-82 se observa la generación hidroeléctrica y térmica de manera agregada para todo el horizonte de análisis.

Gráfica 5-81: Generación hidroeléctrica – escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-82: Generación termoeléctrica – escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,772 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,440 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,891 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,234 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 782 GWh-mes, el cual se reduce a 594 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 425 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 635 GWh-mes.

Conclusiones:

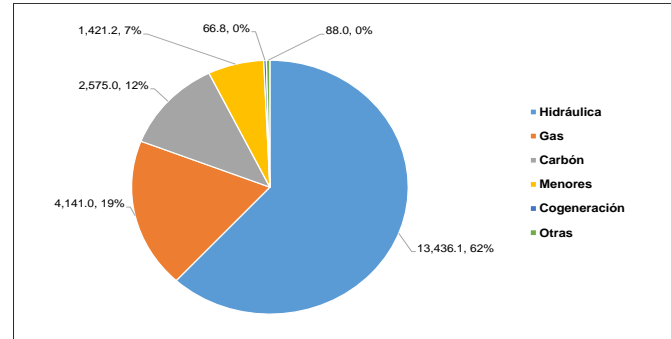
- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda alta, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 59.7 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, el cual se reduce a 56 USD \$/MWh por la entrada de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). Durante el horizonte 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el costo marginal toma un valor promedio de 50.9 USD\$/MWh, alcanzando valores de 54.5 USD \$/MWh después de este año (2022 - 2028).
- A pesar de la expansión térmica a base de carbón, 1,050 MW, se ve una fuerte participación de la hidroelectricidad en el abastecimiento de la demanda, ello debido principalmente a la entrada de la segunda etapa de Ituango.

5.4.3.1.2 Escenario 6

El cronograma de expansión de esta alternativa, junto con la participación de cada tecnología en la matriz de generación se presenta en la Gráfica 5-83. La expansión base de este escenario, que es adicional a la establecida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de las plantas menores, se sustenta en hidroelectricidad - segunda fase de Ituango 1,200 MW - y generación térmica a base de carbón y gas natural - 1,300 y 300 MW, respectivamente -, ello con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética (en los escenarios de corto plazo que tuvieron en consideración el escenario alto crítico, se observó la violación del VEREC a partir del año 2022).

Gráfica 5-83: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz – escenario 6.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Povenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp. Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp. Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp. Carb. 3	jul-23	375.0	Carbón
Exp. Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp. Gas 1	dic-24	300.0	Gas
Exp. Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



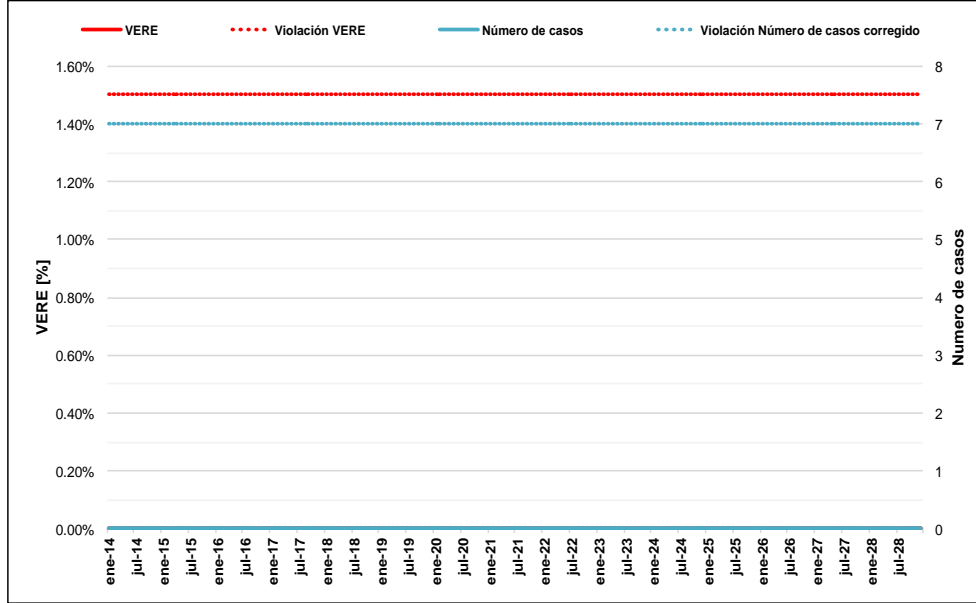
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	300.0	4,141.0
Carbón	701.0	574.0	1,300.0	2,575.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	0.0	66.8
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	3,557.4	21,728.1

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

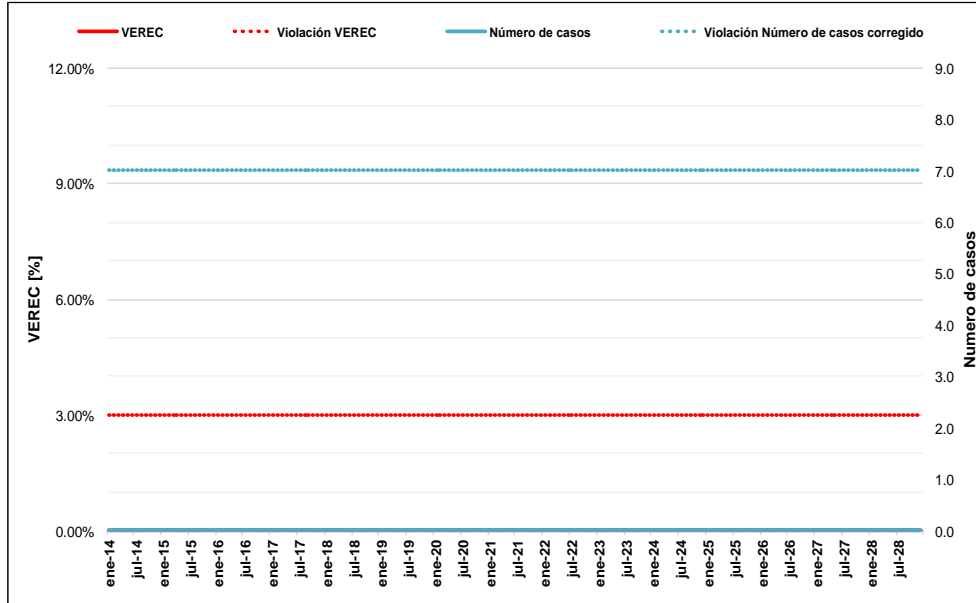
En la Gráfica 5-84 y Gráfica 5-85 se observa la evolución de los indicadores de confiabilidad durante todo el horizonte, encontrándose que el VERE, VEREC y número de casos con déficit, cumple con los criterios establecido por la reglamentación durante todo el horizonte de análisis, es decir, periodo 2014 – 2028.

Gráfica 5-84: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 6.



Fuente de gráfica: UPME

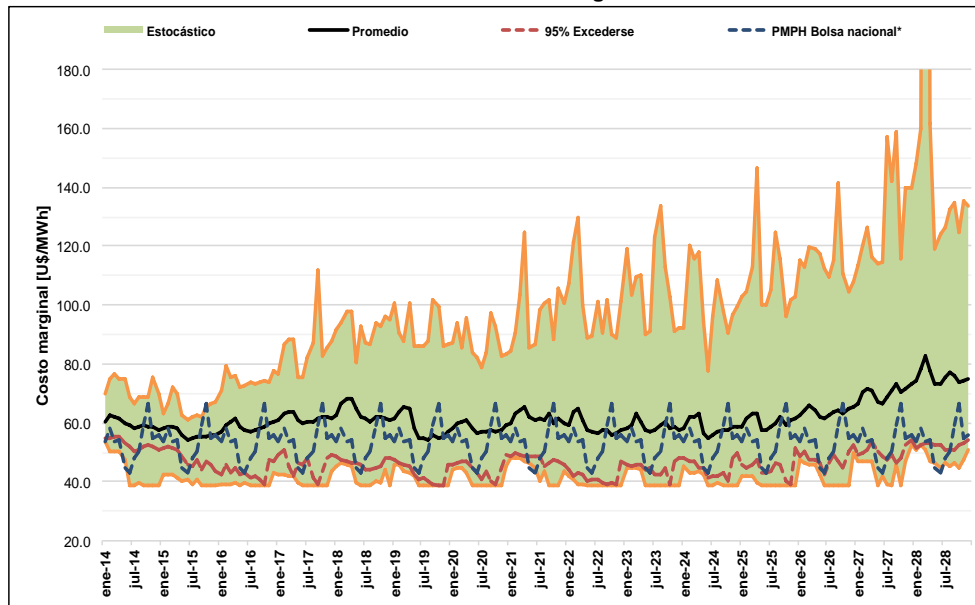
Gráfica 5-85: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 6.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-86 se observa el comportamiento del costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera 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 99 de 1993.

Gráfica 5-86: Evolución del Costo Marginal – escenario 6.



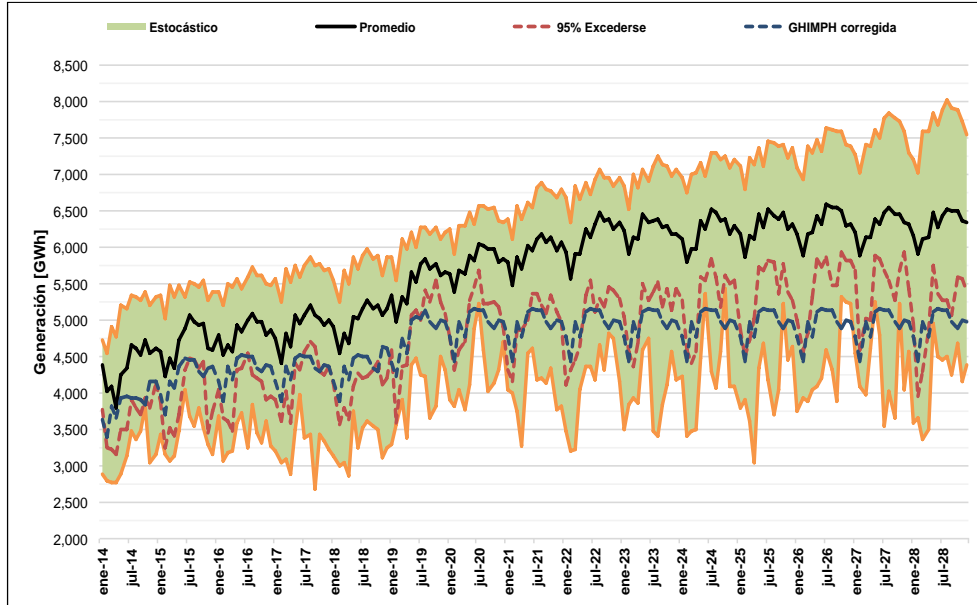
Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 60 USD\$/MWh, el cual se mantiene constante durante el periodo 2018 - 2020 (entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio del costo marginal es 59.6 USD\$/MWh, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 63.7 USD\$/MWh.
- Debido al escenario de demanda y la expansión térmica considerada, es decir 1,600 MW de naturaleza térmica (1,300 MW a base de carbón y 300 MW con gas natural), el costo marginal del sistema se incrementa, ello a pesar de la participación de la hidroelectricidad, que alcanza con la segunda etapa de Ituango – 1,200 MW -, un 62 % de la matriz de generación.

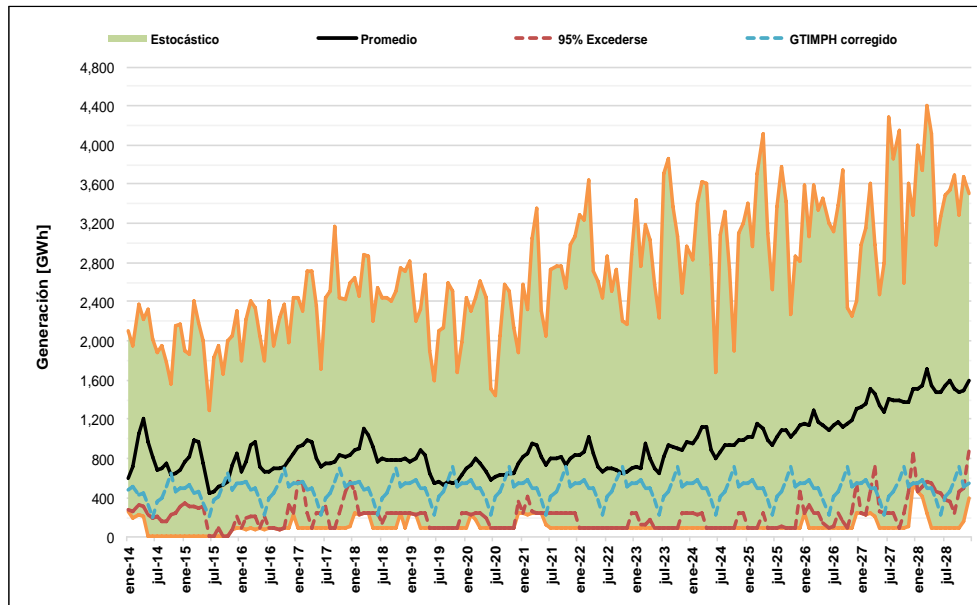
En la Gráfica 5-87 y Gráfica 5-88 se presenta la generación hidroeléctrica y térmica de manera agregada para todo el horizonte de análisis, es decir, periodo 2014 – 2028.

Gráfica 5-87: Generación hidroeléctrica – escenario 6.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-88: Generación termoeléctrica – escenario 6.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,764.3 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,447 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,966 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,261 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 791 GWh-mes, el cual se reduce a 733 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 752 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 1,101 GWh-mes.

Conclusiones:

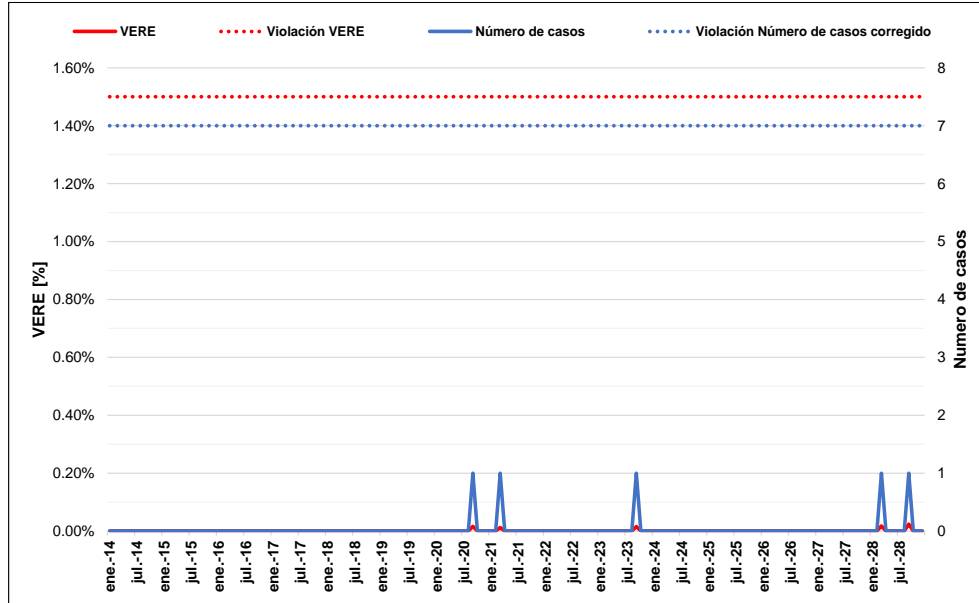
- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alto Crítico, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 60 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2020. Durante el horizonte 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el costo marginal toma un valor promedio de 59.6 USD\$/MWh, alcanzando valores de 63.7 USD \$/MWh después de este año (2022 - 2028).
- A pesar de la expansión térmica a base de carbón y gas natural, 1,600 MW, y tomando en consideración el escenario de demanda alto crítico, se ve una fuerte participación de la hidroelectricidad en el abastecimiento de la demanda, ello debido principalmente a la entrada de la segunda etapa de Ituango.

5.4.3.1.3 Escenario 6.1. No ejecución Porvenir II

El propósito de este escenario es hacer un análisis de sensibilidad, estableciendo el comportamiento de los indicadores de confiabilidad y la evolución del costo marginal, si no se ejecuta el proyecto hidroeléctrico Porvenir II, lo anterior tomando como referencia la estrategia 6, la cual contempló inicialmente el cronograma de expansión de Gráfica 5-83. Sin porvenir II se presenta una disminución en la capacidad instalada de 352 MW, lo que equivale a una reducción del 0.62% de la participación de centrales hidroeléctricas, sobre el total del sistema para el año 2028.

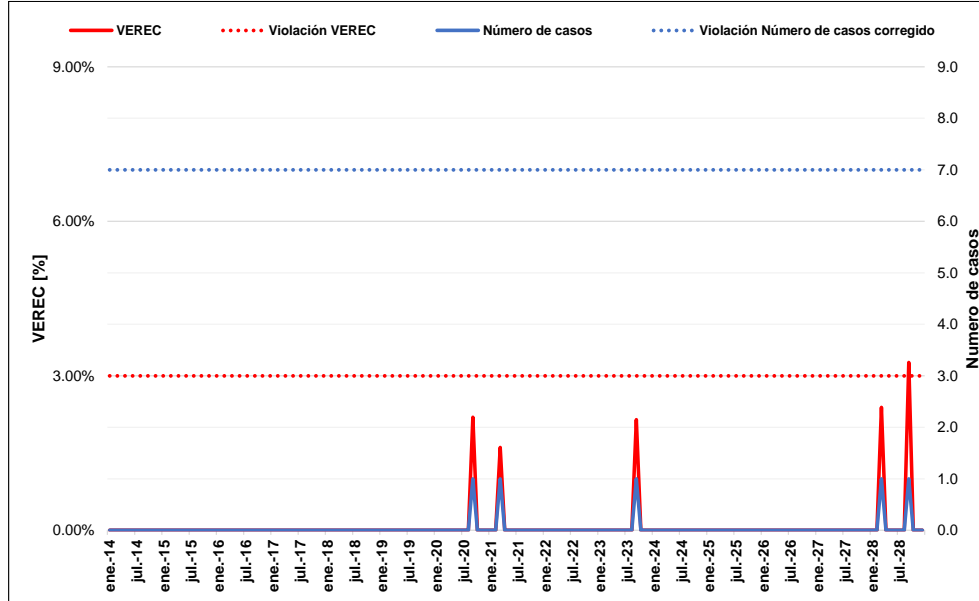
En la Gráfica 5-89 y Gráfica 5-90 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad. De las mismas se observan algunos déficit a partir del año 2020, sin que los mismos se constituyan en violaciones, tan solo a partir del año 2028 (el VEREC supera el límite establecido). Es decir que en este caso, bajo estas condiciones de expansión, la ausencia de la central hidroeléctrica Porvenir II puede comprometer el abastecimiento eléctrico a partir del 2028.

Gráfica 5-89: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 6.1.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

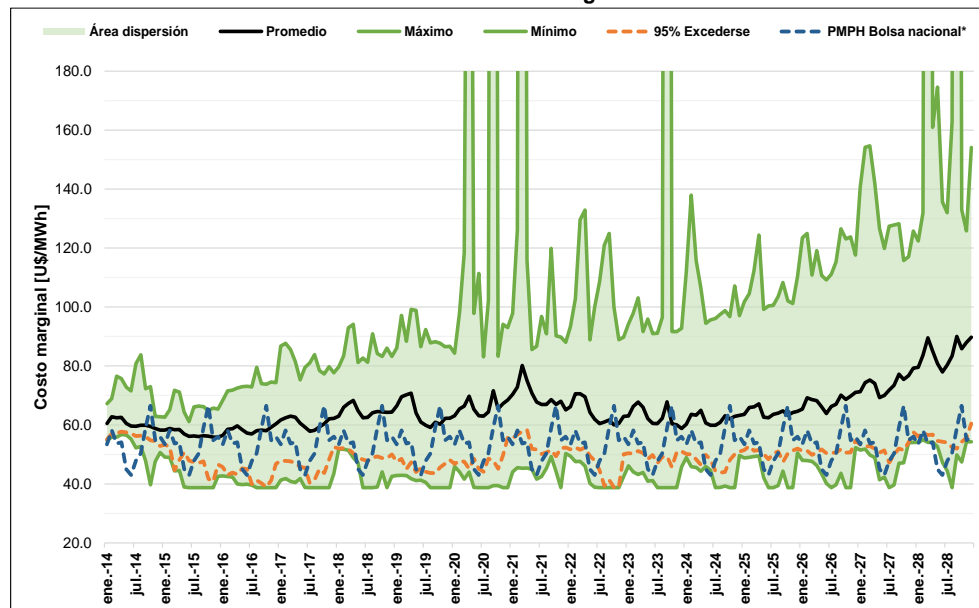
Gráfica 5-90: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 6.1.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Los resultados del costo marginal se presentan en la Gráfica 5-91. En este caso se observa para todo el horizonte, un promedio de 65.4 U\$/MWh, y que su valor esperado se ubica siempre por encima del precio de bolsa histórico corregido.

Gráfica 5-91: Evolución de Costo Marginal – Escenario 6.1.

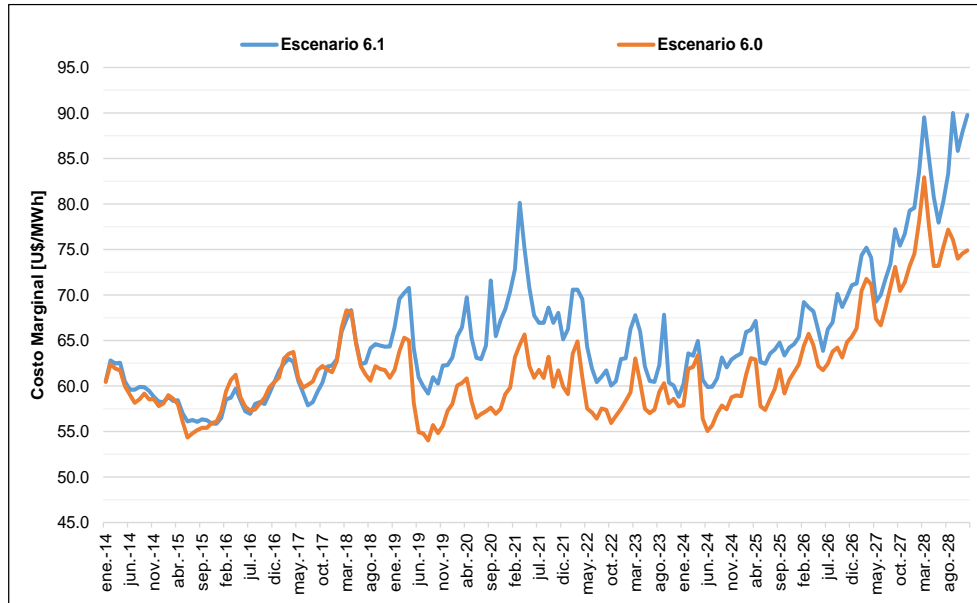


Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

Asimismo, al comparar los resultados obtenidos para los casos 6 y 6.1, se encuentra que el valor esperado del costo marginal en la estrategia 6.1, se ubica por encima del valor del escenario 6 a partir del año 2019 (ver Gráfica 5-92). En otras palabras, el promedio del escenario 6, entre los años 2020 y 2028, es de 62.94 U\$/MWh, mientras que para el escenario 6.1 es de 68.44 U\$/MWh, lo que representa una diferencia de 5.5 U\$/MWh. Lo anterior es el reflejo de la falta de un recurso hidroeléctrico, el cual tiene la facultad de generar electricidad a un costo inferior, respecto a otras tecnologías.

Gráfica 5-92: Comparación del valor esperado del costo marginal de los escenarios 6 y 6.1.



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.4 Escenario 7

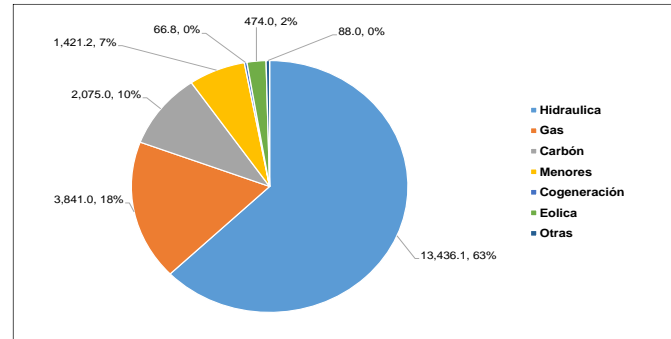
A partir del escenario 5, el cual estableció la necesidad de instalar en el sistema 2,250 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de plantas menores (1,200 MW asociados a hidroelectricidad y 1,050 MW de origen termoeléctrico, específicamente con carbón mineral), a continuación se presenta una alternativa de expansión de largo plazo, que considera la incorporación de energía eólica en la matriz de generación, lo anterior en virtud de los desarrollos y la estructuración de proyectos que se están llevando a cabo con este tipo de recursos en el norte de la Guajira. Ello se ve reflejado en el registro de proyectos de la UPME, el cual tienen en su sistema de información inscritos 3 proyectos, cuya capacidad instalada agregada supera los 400 MW. Adicionalmente, ya se han radicado varios estudios para la conexión de este tipo de plantas en el Sistema de Transmisión Nacional - STN.

Es por todo lo anterior que se plantea un escenario alternativo de expansión, con la incorporación de 474 MW eólicos, los cuales desplazan y reemplazan generación térmica convencional a base de carbón hasta cierto punto (250 MW), donde aún se conserva el cumplimiento de los criterios de confiabilidad energética, esto para el escenario de demanda contemplado (alto de la revisión de julio de 2014). En el numeral 5.4.3.1.7 escenario 9 – ley de renovables, se presenta en detalle la metodología y el modelamiento de este recurso en el SDDP, las cuales tienen en consideración la variabilidad y disponibilidad de estas fuentes intermitentes, considerando y conservando siempre su naturaleza estocástica.

En este sentido, la Gráfica 5-93 presenta el cronograma de expansión de esta alternativa, junto con el porcentaje de participación de cada fuente en la matriz de generación.

Gráfica 5-93: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz – escenario 7.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Ponvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



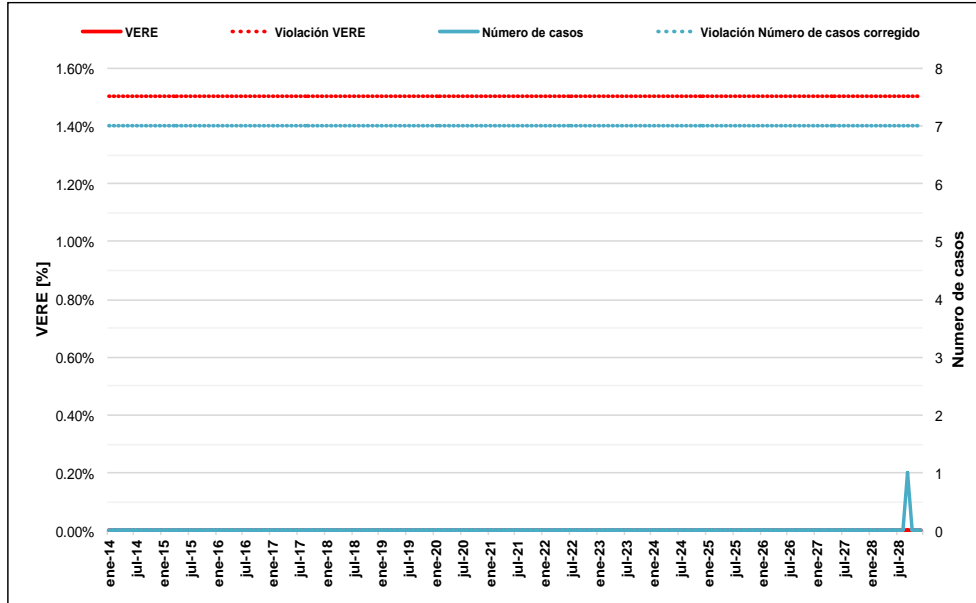
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	800.0	2,075.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	0.0	66.8
Eólica	0.0	0.0	474.0	474.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	3,231.4	21,402.1

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

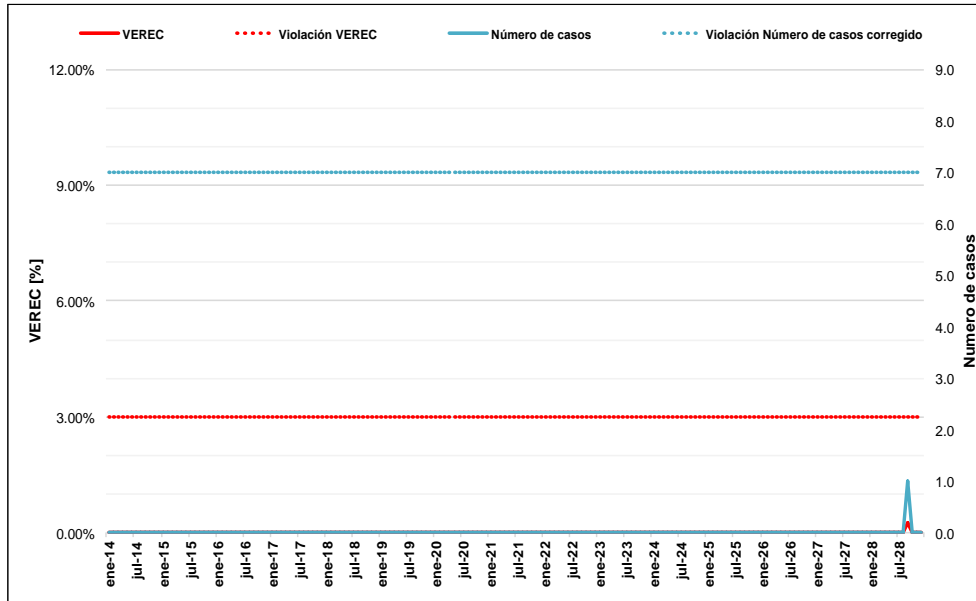
En la Gráfica 5-94 y Gráfica 5-95 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit, evidenciándose el cumplimiento de los límites establecidos por la regulación durante todo el periodo de análisis (2014 - 2028), es decir, ya no se observan violaciones en el VEREC a partir del año 2025, situación que se presentó en los escenarios de corto plazo que tuvieron en consideración el escenario alto de demanda - revisión julio de 2014.

Gráfica 5-94: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-95: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 7.



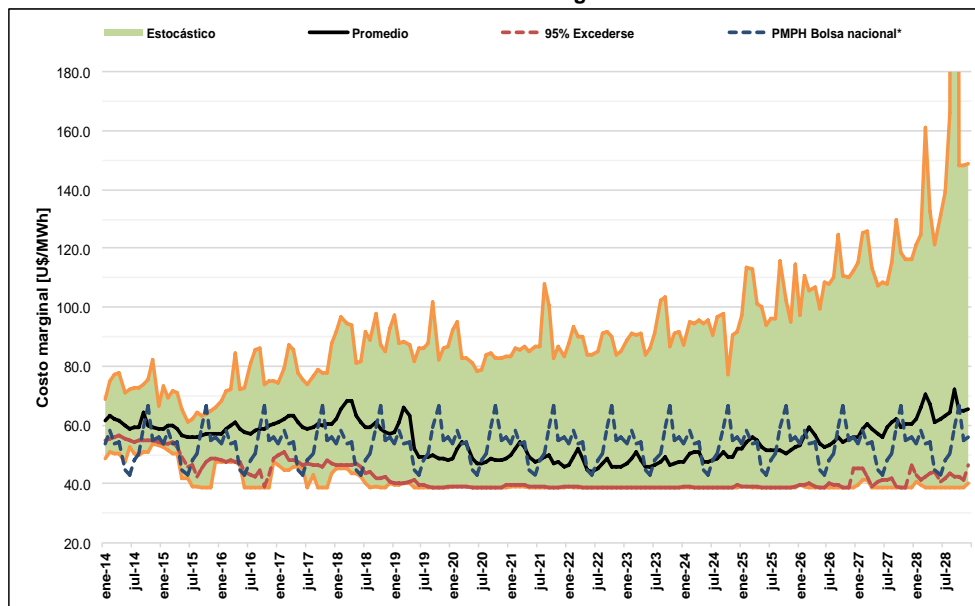
Fuente de gráfica: UPME

El costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera 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 99 de 1993, se presenta en la Gráfica 5-96. En la Gráfica 5-97 se observa la comparación entre el valor esperado de los costos marginales de los escenarios 5 y 7.

De estas gráficas se puede concluir:

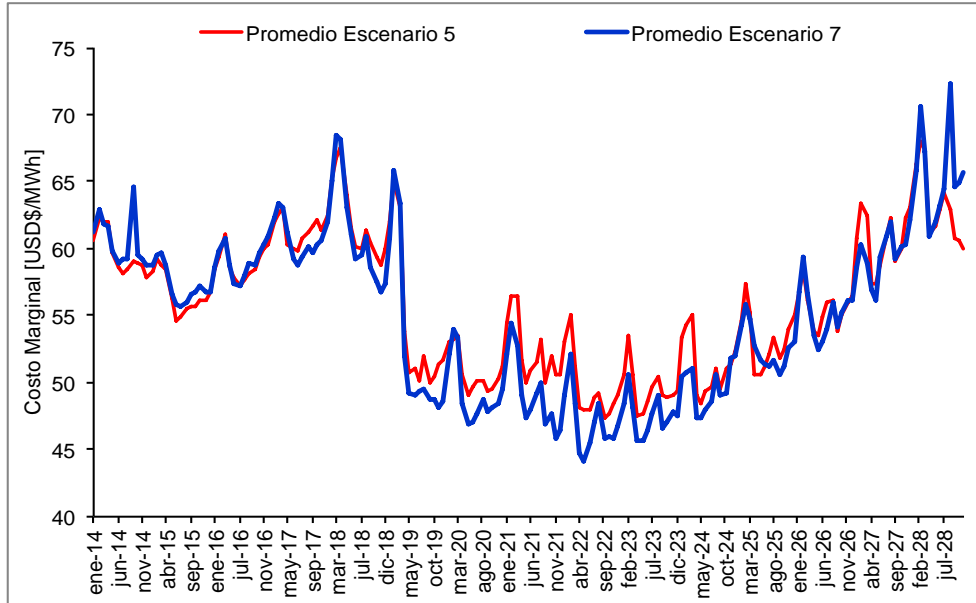
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 59.8 USD\$/MWh, el cual se reduce a 54.8 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 48.5 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 53.6 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 5, el recurso eólico ocasiona una reducción promedio de 1.23 USD\$/MWh en el periodo 2019 – 2028. Es importante mencionar que los costos de operación, administración y mantenimiento - AOM considerados para las plantas eólicas, son ligeramente inferiores a los valores de referencia que la UPME utiliza para las tecnologías convencionales, específicamente en las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.

Gráfica 5-96: Evolución Costo Marginal – escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

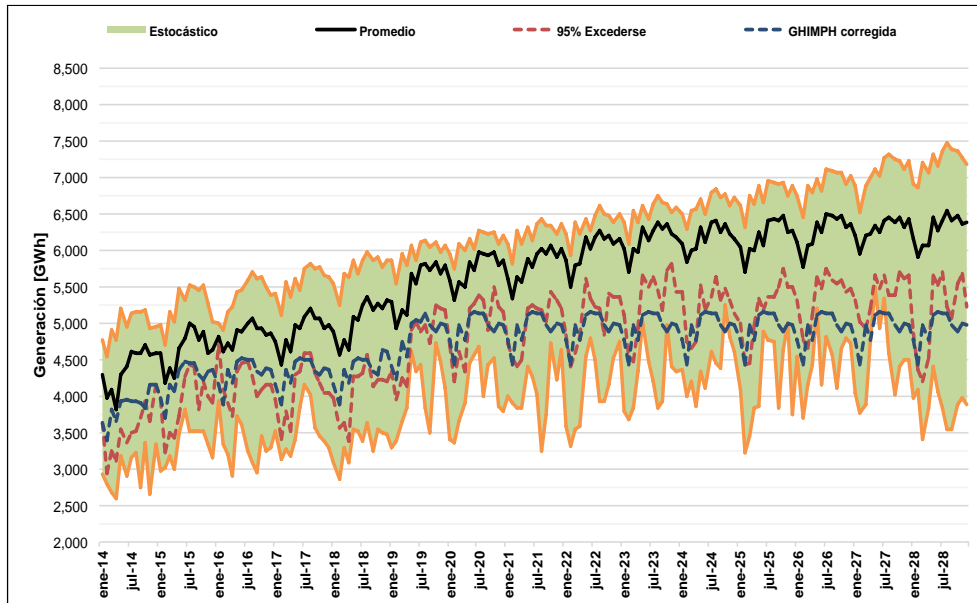
Gráfica 5-97: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 5 y 7.



Fuente de gráfica: UPME

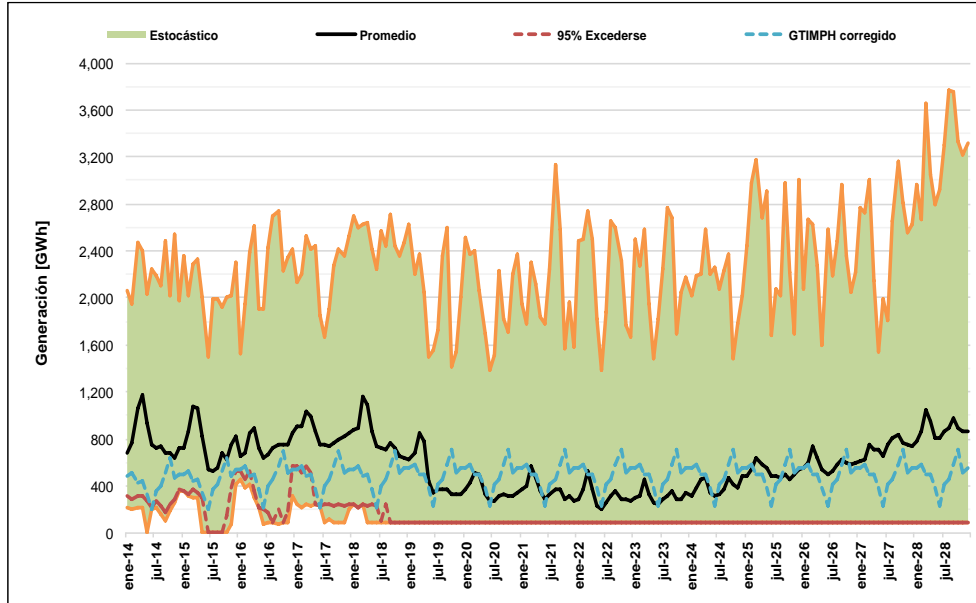
En la Gráfica 5-98, Gráfica 5-99 y Gráfica 5-100, se presenta la generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovable (eólica) de manera agregada, ello para todo el horizonte de análisis.

Gráfica 5-98: Generación hidroeléctrica – escenario 7.



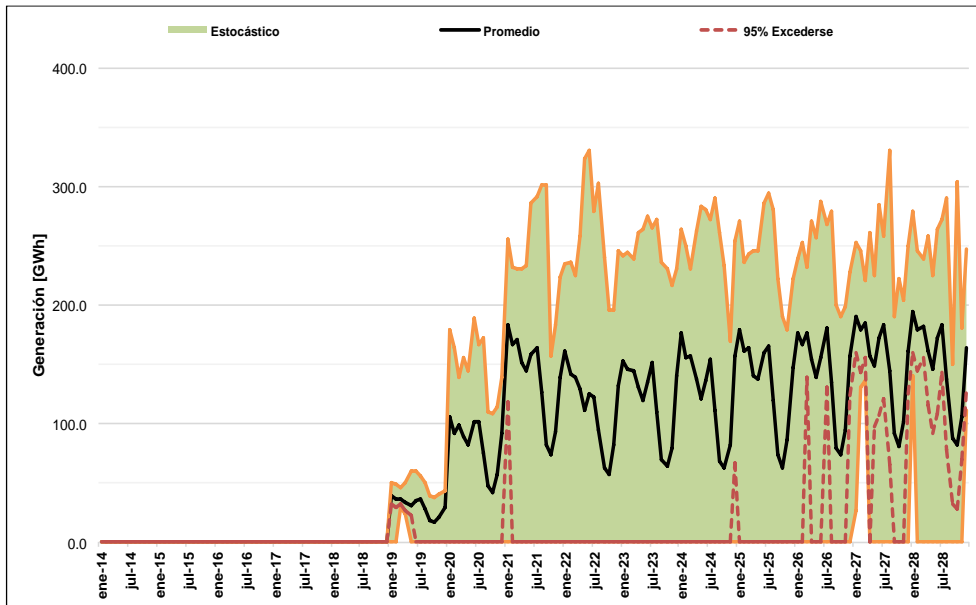
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-99: Generación termoeléctrica – escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-100: Generación eólica – escenario 7.

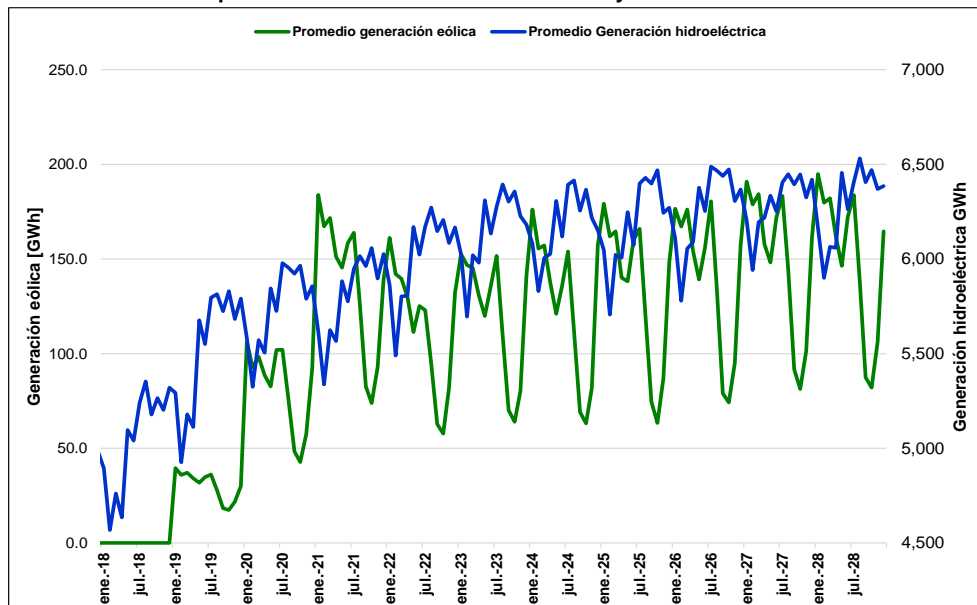


Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,762 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,443 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,859. GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,200 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 792.5 GWh-mes, el cual se reduce a 554.6 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación eólica (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 346 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 535 GWh-mes.
- En el periodo 2019 – 2020 el valor esperado de la generación eólica es de 56.4 GWh-mes, el cual se incrementa a 110.2 GWh-mes en el periodo 2020 – 2021. A partir de este último año, es decir periodo 2021 – 2028, el promedio de la generación es de 134.1 GWh-mes.
- En la Gráfica 5-101 se observa como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, evidenciándose el aporte de la generación renovable no convencional en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce, lo cual incrementa la confiabilidad en la atención de la demanda del SIN.

Gráfica 5-101: Complementariedad entre el recurso eólico y la hidroelectricidad – escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alta, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 59.8 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018. Durante el horizonte 2018 – 2020, con la entrada de Ituango y Porvenir, el costo marginal toma un valor promedio de 54.8 USD\$/MWh. El Costo marginal promedio durante los periodos 2020 – 2022 y 2022 – 2028, toma valores de 48.5 USD\$/MWh y 53.6 USD\$/MWh, respectivamente.
- Los resultados evidencian como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, específicamente en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce. Adicionalmente, se observa que 474 MW eólicos en el norte de la Guajira remplazaron 250 MW térmicos a base de carbón.

5.4.3.1.5 Escenario 8

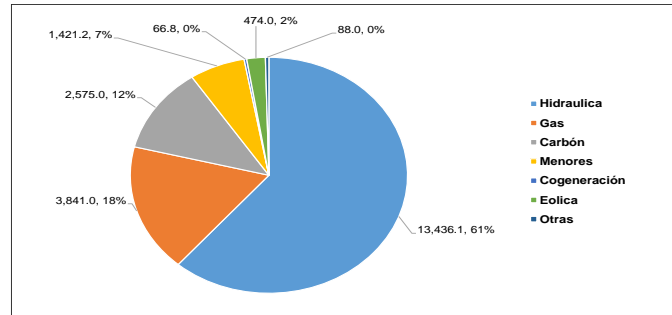
Al igual que en el caso anterior, este escenario se formula a partir de la alternativa de expansión 6, donde adicional a la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de las plantas menores, se estableció la necesidad de instalar 2,800 MW de capacidad (1,200 MW con la segunda fase de Ituango, 1,300 MW térmicos a base de carbón y 300 MW con plantas que utilizan el gas natural como recurso primario). En este sentido, se incorporan los mismos 474 MW eólicos en el norte de la Guajira, desplazando y remplazando generación térmica convencional, ello hasta donde sea posible, es decir, hasta el punto donde aún se cumplan los límites establecidos por la reglamentación en relación a los indicadores de confiabilidad. Respecto a la demanda, esta alternativa tiene en cuenta el escenario alto crítico.

La Gráfica 5-102 presenta el cronograma de expansión de la alternativa 8, junto con el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación.

El comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit se presenta en la Gráfica 5-103 y Gráfica 5-104, evidenciándose el cumplimiento de los límites establecidos por la regulación durante todo el periodo de análisis (2014 - 2028), es decir, ya no se observan violaciones en el VEREC a partir del año 2022, situación que se presentó en los escenarios de corto plazo que tuvieron en consideración el escenario alto crítico de demanda.

Gráfica 5-102: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 8.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	Hidráulico
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	Hidráulico
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	Hidráulico
Ituango*	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	Hidráulico
	mar-22	2,100.0	Hidráulico
	jun-22	2,400.0	Hidráulico
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	375.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp.Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	1,300.0	2,575.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	0.0	66.8
Eólica	0.0	0.0	474.0	474.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	3,731.4	21,902.1

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

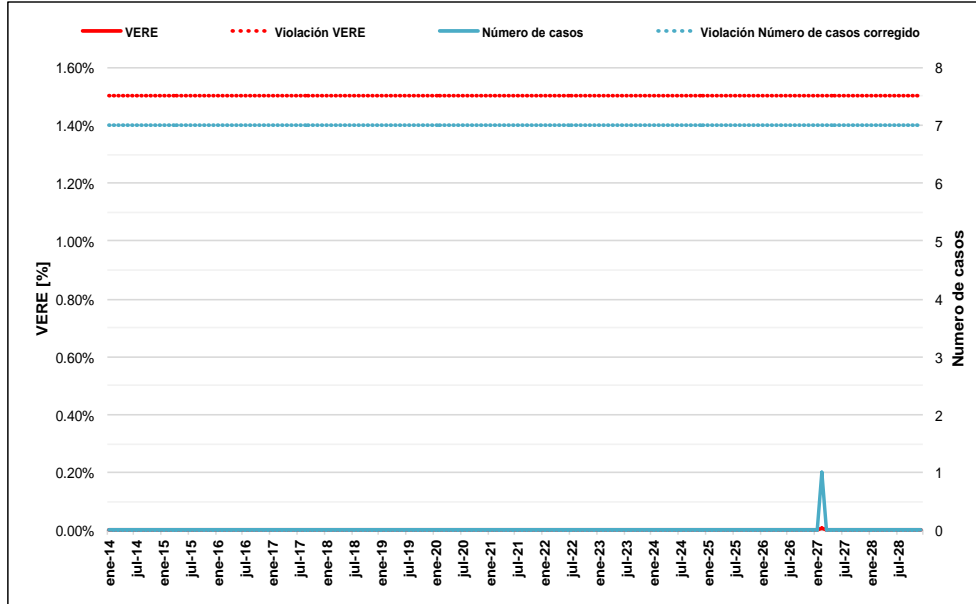
Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 5-105 presenta el costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. Adicionalmente, en la Gráfica 5-106 se observa la comparación del valor esperado de los costos marginales de las alternativas 6 y 8. De dichas gráficas se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 60.1 USD\$/MWh, el cual se reduce a 58.7 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 56.8 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica. A partir de este año, es decir el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 61 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 6, el recurso eólico ocasiona una reducción promedio de 1.64 USD\$/MWh en el periodo 2019 – 2028. Al igual que en el escenario anterior, es importante mencionar que los costos de operación, administración y mantenimiento - AOM considerados para las plantas eólicas, son ligeramente inferiores a los valores de referencia que la UPME utiliza para

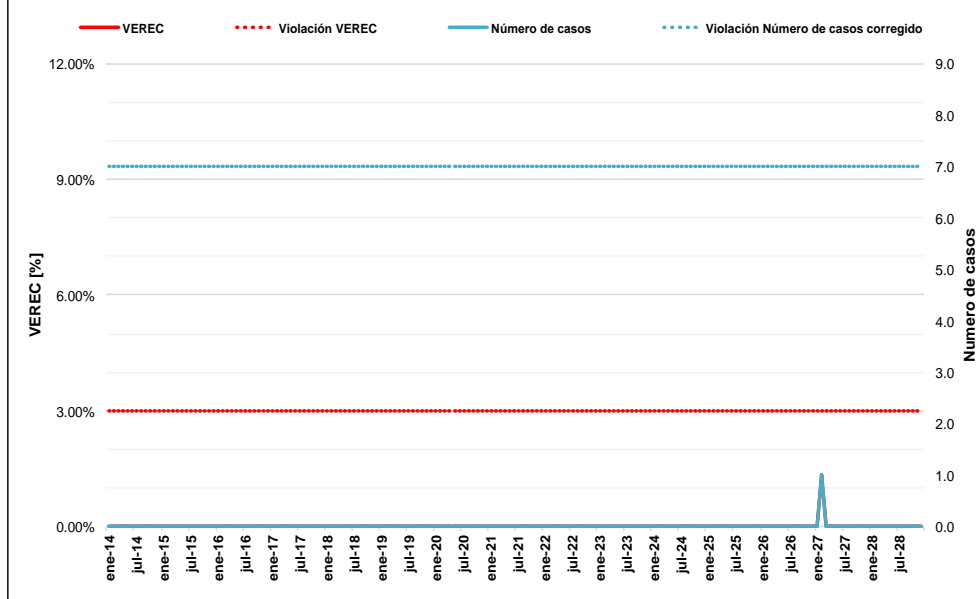
las tecnologías convencionales, específicamente en las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.

Gráfica 5-103: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 8.



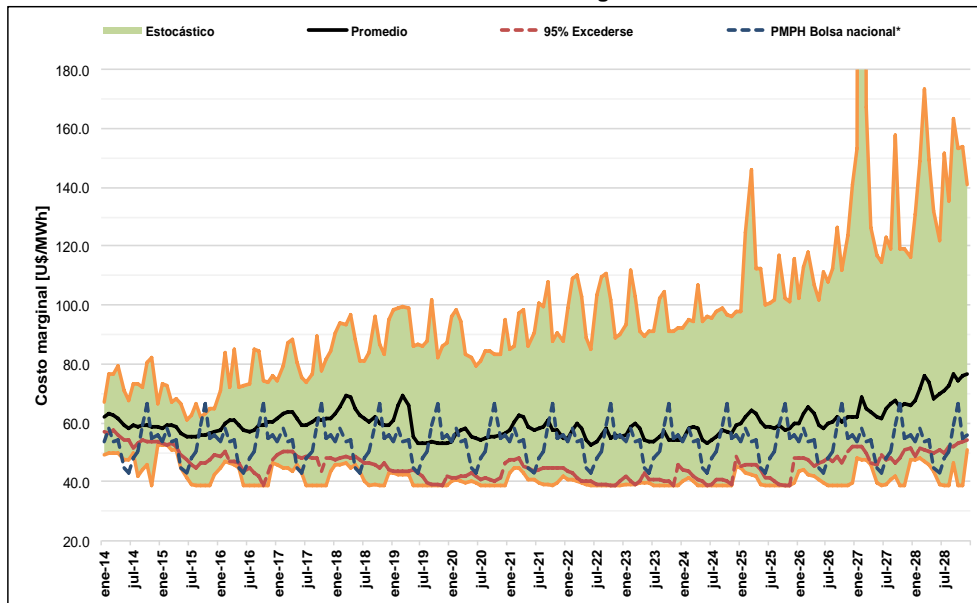
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-104: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 8.



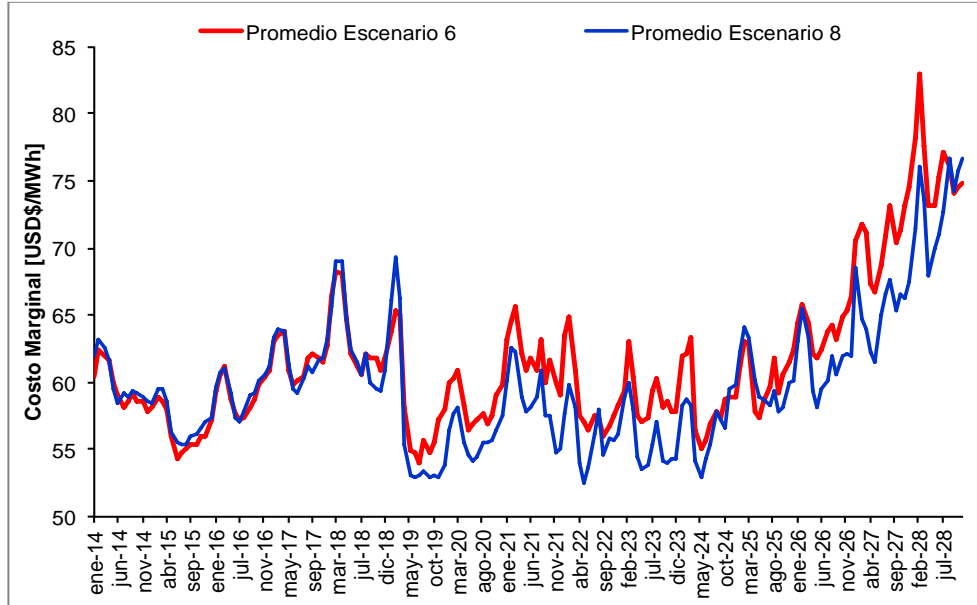
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-105: Evolución del Costo Marginal – escenario 8.



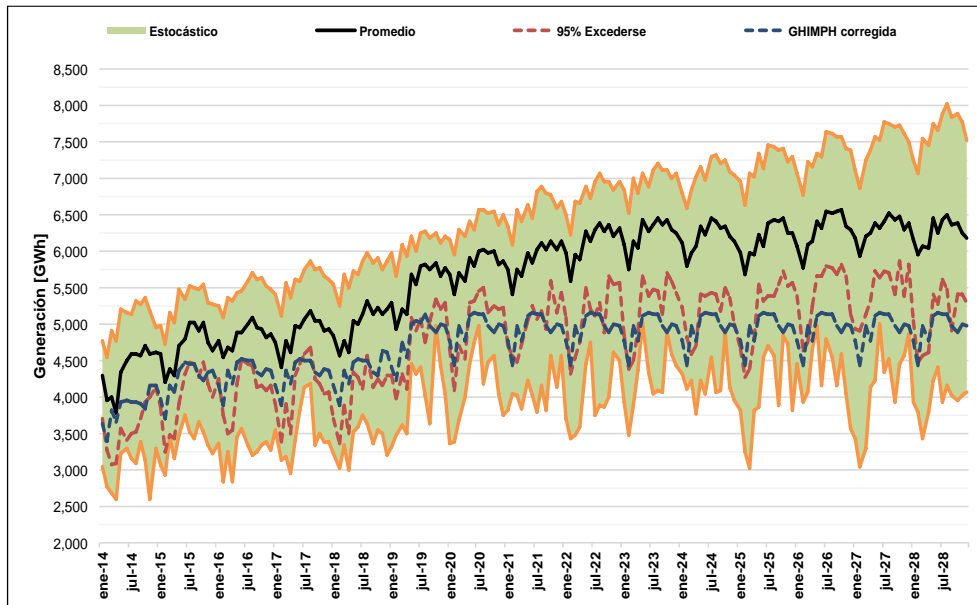
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-106: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 6 y 8.



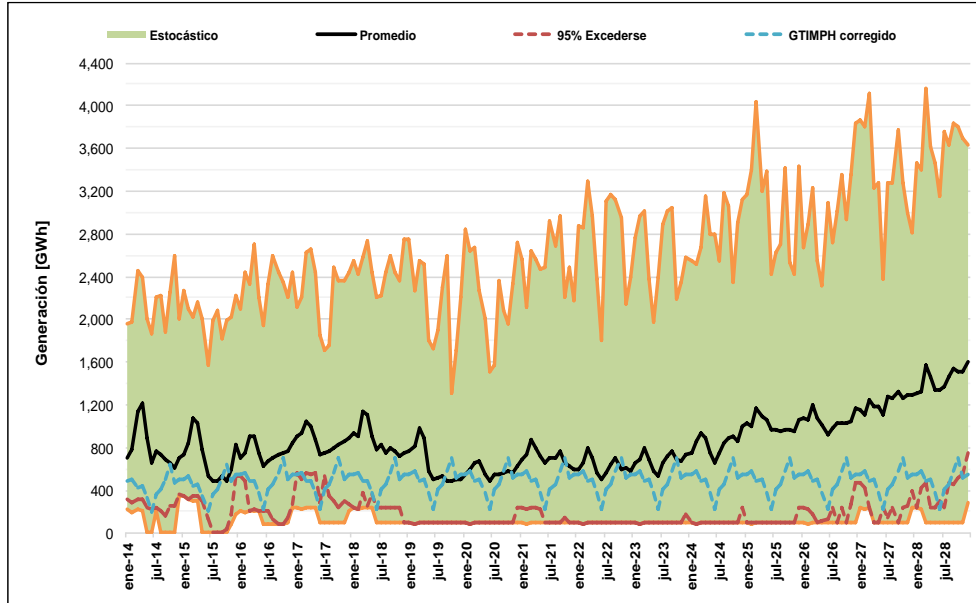
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-107: Generación hidroeléctrica – escenario 8.



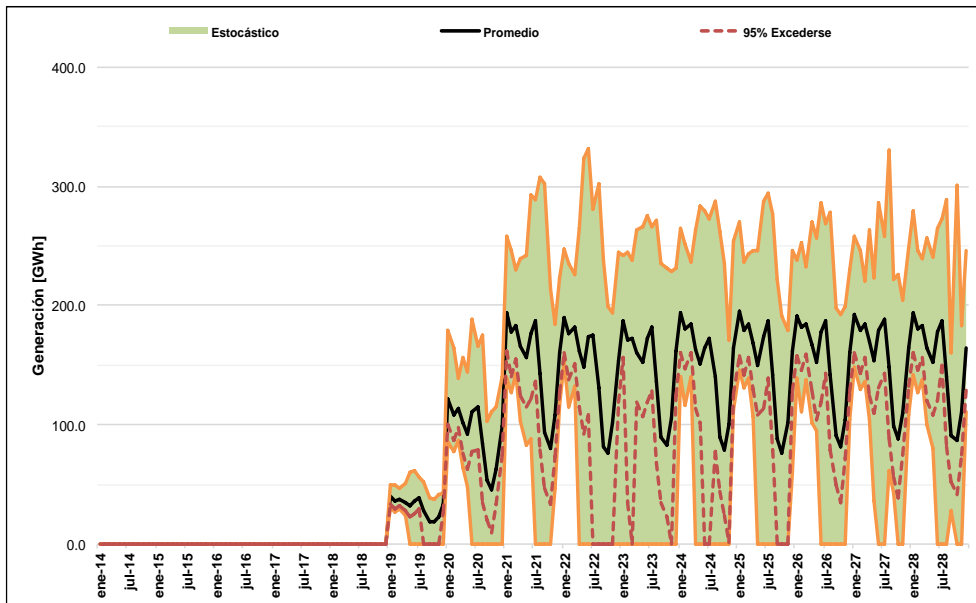
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-108: Generación termoeléctrica – escenario 8.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-109: Generación eólica – escenario 8.

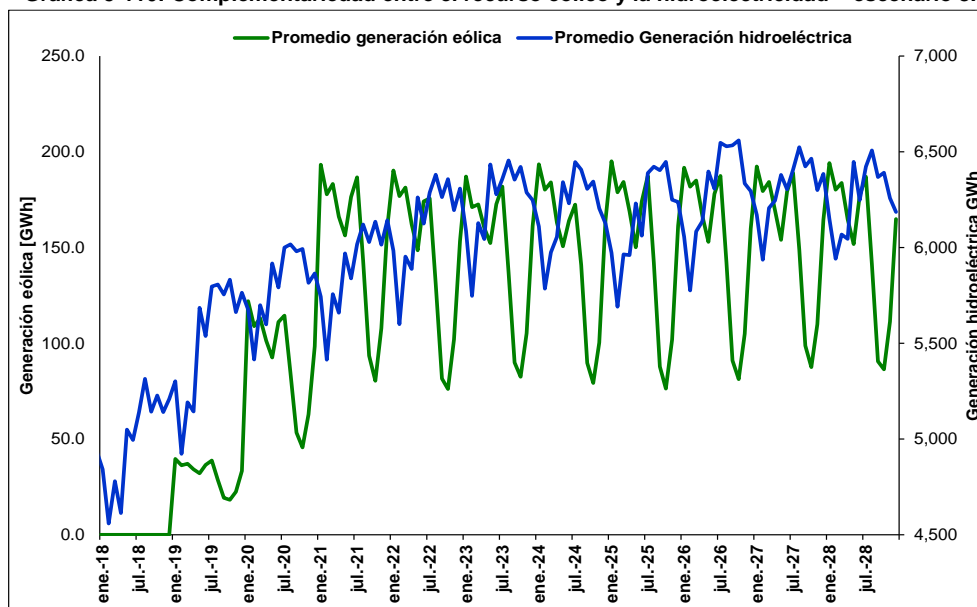


Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-107, Gráfica 5-108 y Gráfica 5-109, se presenta de manera agregada la generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovable (eólica), ello para todo el horizonte de análisis. De las mismas se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,758 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,449 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,950 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,228 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 797 GWh-mes, el cual se reduce a 689 GWh- mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación eólica (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 637.5 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 983.6 GWh-mes.
- En el periodo 2019 – 2020 el valor esperado de la generación eólica es de 61.8 GWh-mes, el cual se incrementa a 122.3 GWh-mes en el periodo 2020 – 2021, A partir de este último año, es decir periodo 2021 – 2028, el promedio de la generación es de 150.6 GWh-mes.
- En la Gráfica 5-110 se observa como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, evidenciándose el aporte de la generación renovable no convencional en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce, lo cual incrementa la confiabilidad en la atención de la demanda del SIN.

Gráfica 5-110: Complementariedad entre el recurso eólico y la hidroelectricidad – escenario 8.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alto Crítico, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En relación a la evolución del Costo Marginal Promedio, se observa un valor esperado de 60.1 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018. Durante el horizonte 2018 – 2020, con la entrada de Ituango y Porvenir, el costo marginal toma un valor promedio de 58.7 USD\$/MWh. El Costo marginal promedio durante los periodos 2020 – 2022 y 2022 – 2028, toma valores de 56.8 USD\$/MWh y 61 USD\$/MWh, respectivamente.
- Los resultados evidencian como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, específicamente en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce. Adicionalmente, se observa que 474 MW eólicos en el norte de la Guajira remplazaron 300 MW térmicos a base de gas natural.

5.4.3.1.6 Escenario 8.1. No ejecución Porvenir II

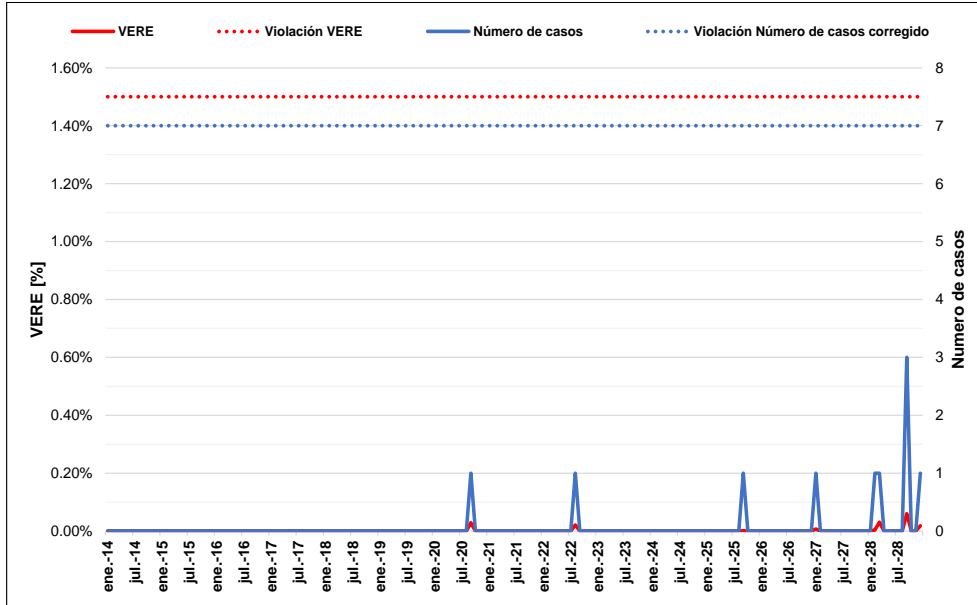
Al igual que en el numeral 5.4.3.1.3, a continuación se presenta el efecto en la confiabilidad energética y el costo marginal, por la no ejecución de Porvenir II, tomando como referencia el escenario 8, el cual considero inicialmente el cronograma de expansión de la Gráfica 5-102. La ausencia de este proyecto reduce la participación de la generación hidráulica en 352 MW, es decir, 0.63% respecto al total instalado en el año 2028.

En la Gráfica 5-111 y Gráfica 5-112 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad. Se observan déficit a partir del año 2020, los cuales representan violaciones (VEREC superior al 3 %). En otras palabras, la no ejecución de Porvenir II bajo la estrategia de expansión 8, puede comprometer el abastecimiento energético de la demanda a partir del 2020. Este comportamiento se observó en el escenario 6.1 a partir del 2028, ello debido a la expansión térmica de la estrategia 6 (1,600 MW), es decir, el respaldo térmico bajo la no ejecución de porvenir II garantiza la confiabilidad durante un intervalo de tiempo mayor (en el escenario 8 se consideraron 474 MW eólicos en detrimento de 300 MW térmicos).

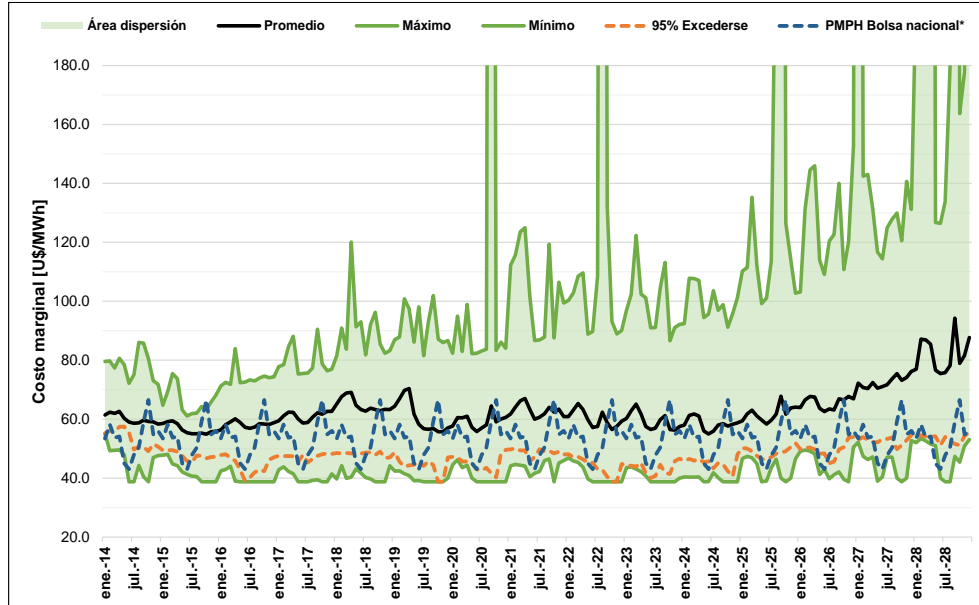
Los resultados del costo marginal se presentan en la Gráfica 5-113. En este caso se observa para todo el horizonte, un promedio de 62.9 U\$/MWh, y que su valor esperado se ubica siempre por encima del precio de bolsa histórico corregido, especialmente a partir del año 2026.

Asimismo, al comparar los resultados obtenidos para los casos 8 y 8.1, se encuentra que el valor esperado del costo marginal en la estrategia 8.1, se ubica por encima del valor del escenario 8 a partir del año 2019 (ver Gráfica 5-114). En otras palabras, el promedio del escenario 8.1, entre los años 2019 y 2028, es de 64.29 U\$/MWh, mientras que para el escenario 8 es de 59.94 U\$/MWh, lo que representa una diferencia de 4.35 U\$/MWh.

Gráfica 5-111: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 8.1.

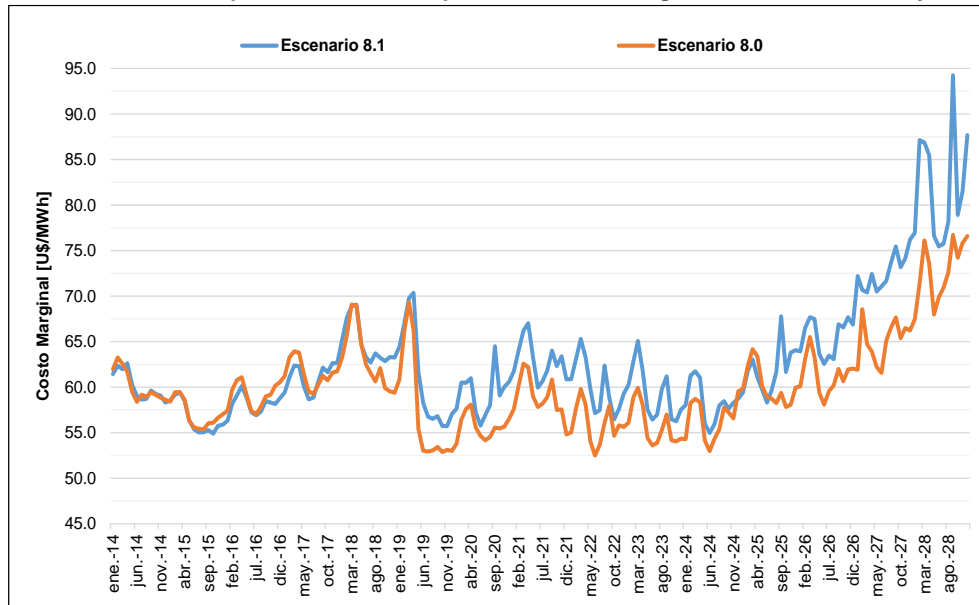


Gráfica 5-113: Evolución de Costo Marginal – Escenario 8.1.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-114: Comparación del valor esperado del costo marginal de los escenarios 8 y 8.1.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.7 Escenario 9 – Ley de Renovables

Teniendo en consideración la recién sancionada ley 1715 de 2014, a continuación se presenta el comportamiento del sistema bajo un escenario de penetración de fuentes no convencionales de energía, específicamente la energía eólica, la generación geotérmica, solar fotovoltaica distribuida y la biomasa. Al igual que en los casos anteriores, se establece el comportamiento del sistema a través del análisis de la evolución del costo marginal y la generación por tecnología. Respecto a la confiabilidad energética del SIN, no se presenta el comportamiento de los indicadores VERE, VEREC y número de casos con déficit, toda vez que este escenario toma en consideración los supuestos y la expansión definida para la alternativa 7, adicionando nueva capacidad renovable.

De todas maneras, antes de presentar los resultados, es importante: **i)** citar los aspectos que creemos deben considerarse al momento de reglamentar la ley 1715 de 2014, y **ii)** explicar la metodología de modelamiento de las fuentes intermitentes en el SDDP, garantizando de esta forma el comportamiento estocástico de dichos recursos.

5.4.3.1.7.1 Aspectos que se deben considerar en la reglamentación de la ley 1715 de 2014

La ley 1715 de 2014 promueve mediante incentivos a la inversión, exclusiones de impuestos e IVA, y deducciones a la renta, el desarrollo de la autogeneración, generación distribuida y la cogeneración con fuentes no convencionales de energía, principalmente de carácter renovable. En este sentido, a continuación listamos los aspectos que deben ser considerados en el momento de reglamentar dicha ley:

- Se debe establecer el impacto sobre el mercado eléctrico, de las condiciones “preferenciales” para la entrada de nuevas plantas de generación con fuentes renovables no convencionales. Si bien es claro que una vez integradas al mercado dichas tecnologías competirán bajo las mismas reglas y condiciones, es necesario analizar los impactos de la nueva generación renovable sobre las tecnologías tradicionales, en materia de estructuración y desarrollo de futuros proyectos.
- Se debe estudiar con mucho detalle los impactos de las fuentes intermitentes en la operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, ello en función de su porcentaje de penetración.
- Se debe diferenciar los incentivos entre las tecnologías renovables competitivas y no competitivas, ya que sus condiciones de mercado pueden generar ventajas o subsidios indirectos a empresas y capitales nacionales y extranjeros. Es recomendable realizar un modelo de caso, y tener como referencia las experiencias de España, Alemania y estados Unidos.
- Se deben buscar mecanismos que garanticen el ordenamiento del aprovechamiento de las áreas relativamente pequeñas con potenciales de energías renovables, caso eólico, geotermia y biomasa. Lo anterior teniendo en consideración las lecciones aprendidas de la historia del desarrollo de la generación Hidroeléctrica.
- Se debe garantizar avances de profundidad y robustez que permitan calidad y sostenibilidad respecto a: **i)** conocimiento integral de los recursos, **ii)** Modelaje y uso de los recursos, **iii)** cambio climático y variabilidad climática, y **iv)** sostenibilidad del sector eléctrico colombiano.

5.4.3.1.7.2 Metodología de modelación de las fuentes intermitentes y renovables en el SDDP

A lo largo de este documento se ha mencionado la utilización del modelo SDDP, Programación Dinámica Dual y Estocástica, para la formulación del Plan de Expansión de Generación. Este modelo toma en consideración, entre otras variables, la información histórica de aportes hídricos a las principales plantas hidroeléctricas del país. A partir de estos datos, se generan series sintéticas de caudales con un Modelo Autoregresivo de Parámetros – ARP, donde cada una de ellas representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico equiprobable. Posteriormente, con información de los costos de operación, administración y mantenimiento, costos de combustibles, y los principales parámetros y características de las plantas de generación, se minimiza el costo de la operación del sistema, teniendo en cuenta la función de costo futuro, que a la vez se construye con las series hidrológicas generadas. En otras palabras, el modelo minimiza la operación del SIN, considerando el comportamiento estocástico de la hidrología.

Por otro lado, si bien el SDDP permite la modelación de fuentes renovables, su formulación y estructura no considera el comportamiento estocástico de dichos recursos intermitentes, ya que el modelo replica durante todo el horizonte de planeación, series de generación suministradas externamente, independientemente de las series históricas de velocidad del viento, radiación solar y disponibilidad de residuos. En otras palabras, solamente se consideran los posibles escenarios de generación renovable cuantificados previamente, descontando esta energía de la demanda eléctrica, lo anterior bajo un enfoque determinístico.

En este sentido, la Unidad desarrolla una metodología de modelación de las fuentes renovables intermitentes, teniendo en consideración su comportamiento estocástico. A continuación se presenta el enfoque general y específico para cada fuente, es decir, el recurso eólico, solar fotovoltaico distribuido y la biomasa.

Enfoque general

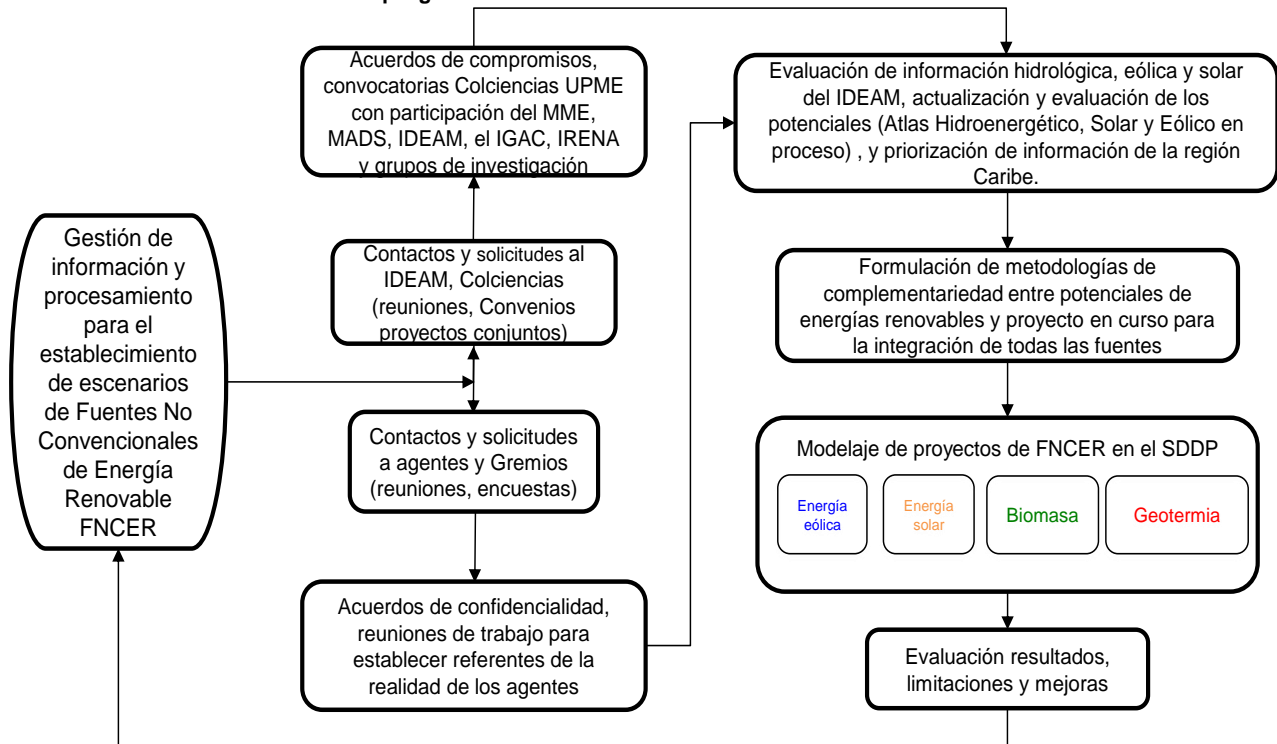
Para el adecuado modelamiento de este tipo de fuentes, se necesita la disponibilidad de información de los recursos bajo estudio. Es por ello que la Unidad ha entablado acercamientos con entidades estatales, privadas y universitarias (grupos de investigación), buscando la consecución de este tipo de información. De esta manera se han estructurado junto con COLCIENCIAS, IDEAM, el Servicio Geológico Colombiano - SGC e IGAC, proyectos de investigación para la elaboración y/o actualización de los Altas de recursos renovables, específicamente en radiación y brillo solar, velocidad del viento, hidroenergía, y biomasa. Adicionalmente, se han establecido contactos con empresas privadas y gremios del sector eléctrico, ello con el objetivo de determinar potenciales proyectos con este tipo de fuentes renovables, e inclusive con alguno de ellos, la estructuración de convenios de confidencialidad para compartir información.

Fue así que para la formulación de este Plan la UPME contó con información histórica actualizada de la velocidad del viento en la Guaira, radiación y brillo solar en las principales ciudades del país, y el comportamiento de los cultivos y residuos para la generación a partir de la biomasa. Todo lo anterior gracias al apoyo de entidades como el IDEAM y SGC, agremiaciones como FEDEPALMA, y empresas privadas como JEMEIWAA KA.

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 renovables intermitentes en el SDDP, específicamente los recursos eólico, solar distribuido y la biomasa. Como se dijo anteriormente, estas metodologías y procedimientos conservan la naturaleza estocástica de dichas fuentes (Gráfica 5-115).

A continuación se presentan las metodologías individuales para la modelación de las fuentes renovables intermitentes.

Gráfica 5-115: Enfoque general de la modelación de las Fuentes renovables e intermitentes.



Fuente de gráfica: UPME

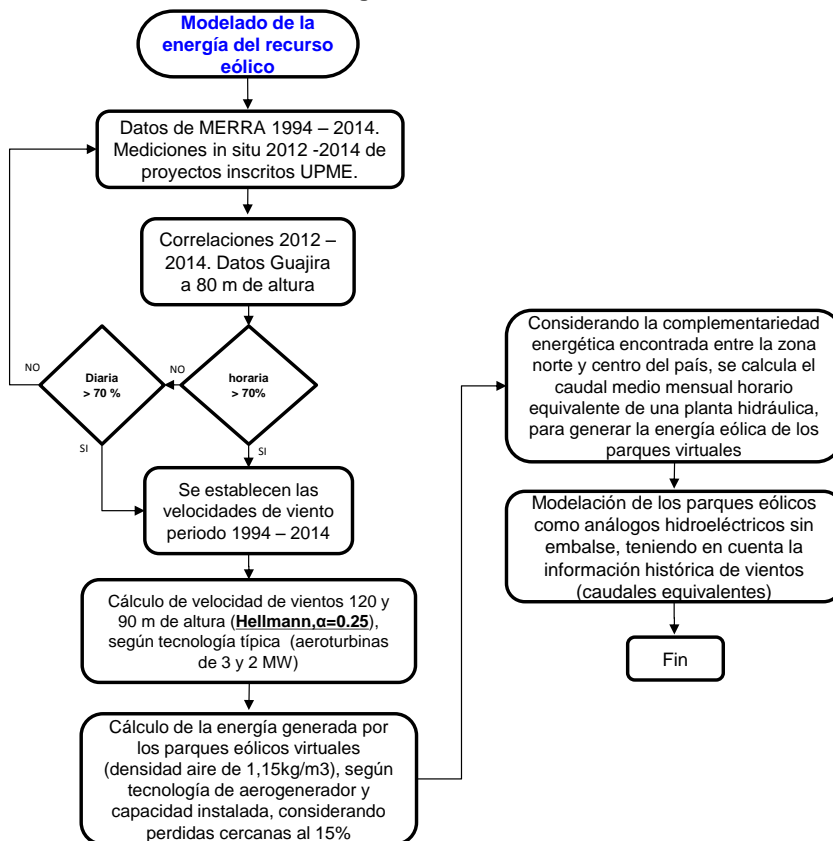
Energía eólica

En la Gráfica 5-116 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso eólico. El procedimiento es el siguiente:

- Con los datos históricos de velocidades de viento en situ para el horizonte 2012 – 2014, esto a una altura de 80 metros (proyectos inscritos en la UPME), se construye una serie de tiempo de mayor longitud (1994 – 2014), lo anterior con la información del proyecto MERRA de la NASA. Para ello se llevan a cabo análisis horarios y diarios, buscando índices de correlación superiores al 70 %.

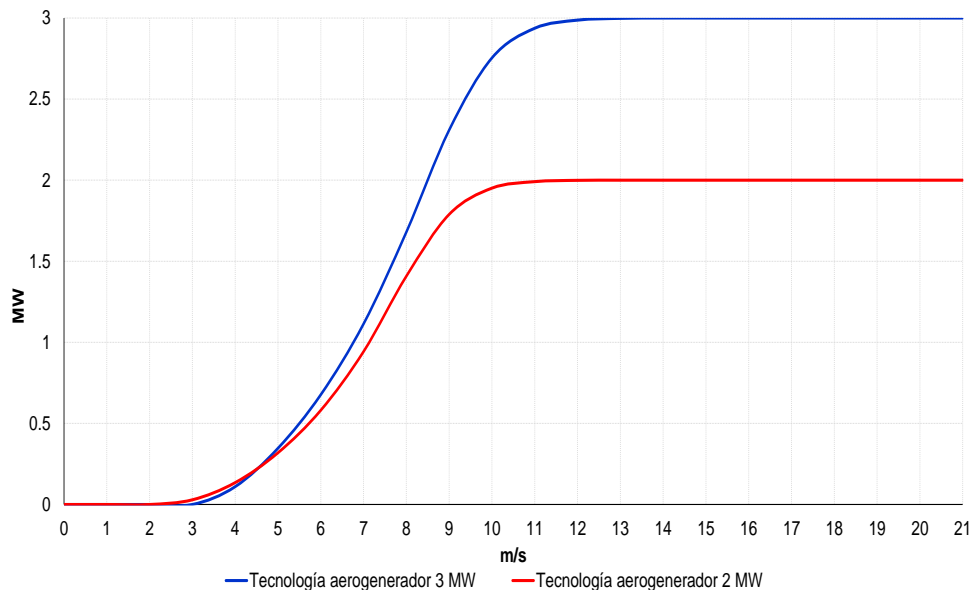
- Posteriormente, una vez se ha construido la serie de tiempo, 1994 – 2014, se calcula la velocidad del viento a una altura de 90 y 120 metros con la ecuación de Hellmann (considerando un coeficiente $\alpha = 0.25$), ello según tecnologías típicas para aerogeneradores de 2 y 3 MW. Ver Gráfica 5-117.
- Con la serie de tiempo ajustada a la altura correspondiente, se calcula la energía histórica producida por los parques eólicos virtuales, según las tecnologías consideradas, capacidad instalada del parque, factor de pérdidas del 15 %, y una densidad del aire de 1.15 Kg/m^3 .
- Posteriormente, teniendo en cuenta la complementariedad encontrada entre el viento de la zona norte de la guajira y la hidroelectricidad del interior del país, se calcula el caudal medio mensual horario equivalente de una planta hidráulica, para generar la 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.

Gráfica 5-116: Metodología de modelación del recurso eólico.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-117: Tecnologías típicas de aerogeneradores – 2 y 3 MW.



Fuente de gráfica: UPME

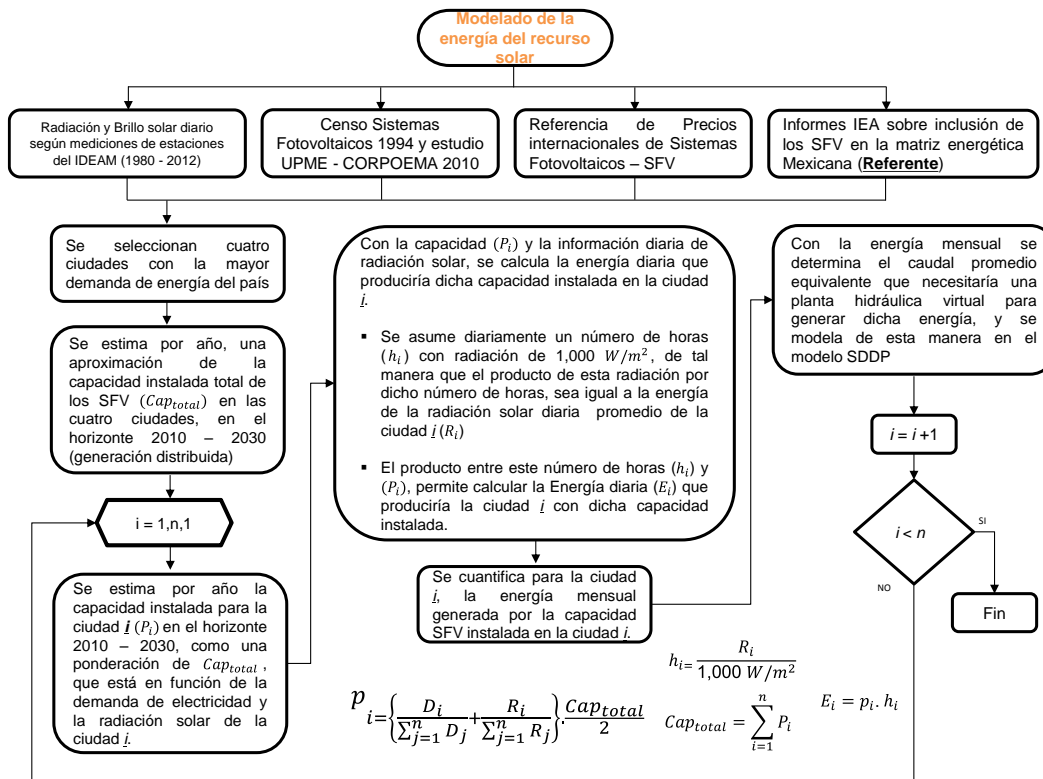
Energía solar

En la Gráfica 5-118 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido. El procedimiento es el siguiente:

- Teniendo en cuenta el contenido de la ley 1715 de 2014, la Unidad considera que la generación solar tendrá un crecimiento considerable a través de Sistemas Fotovoltaicos - SFV (generación distribuida), particularmente en aquellos centros urbanos con alta demanda industrial. Por esta razón, se seleccionan las 4 ciudades del país con mayor consumo de electricidad, a saber, Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla.
- Acto seguido se cuantifica por año, una aproximación de la capacidad instalada total de los SFV en las cuatro (4) ciudades (Cap_{total}), lo anterior para el horizonte 2010 – 2030 y contemplando: **i)** Censo sistemas fotovoltaicos 1994, **ii)** Estudio UPME – CORPOEMA 2010, **iii)** Referentes de precios de instalación de SFV, e **iv)** Informes del IEA sobre la inclusión de este tipo de sistemas en la matriz de generación Mexicana (referente).
- Posteriormente se calcula por año y para cada ciudad i , su capacidad instalada (P_i), lo anterior como una ponderación de la capacidad instalada total (Cap_{total}), que está en función de la demanda de electricidad (D_i) y la radiación solar de la ciudad (R_i) (ver Gráfica 5-119). Las expresiones matemáticas son las siguientes:

$$P_i = \left\{ \frac{D_i}{\sum_{j=1}^n D_j} + \frac{R_i}{\sum_{j=1}^n R_j} \right\} \cdot \frac{Cap_{total}}{2}; \quad Cap_{total} = \sum_{i=1}^n P_i$$

Gráfica 5-118: Metodología de modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido.



Fuente de gráfica: UPME

- Con la capacidad P_i y la información diaria de radiación solar, se calcula la energía diaria que produciría dicha capacidad instalada en la ciudad i . Lo anterior de la siguiente manera:

- Se asume diariamente un número de horas (h_i) con radiación solar de $1,000 \text{ W/m}^2$, de tal manera que el producto de esta radiación por dicho número de horas, sea igual a la energía de la radiación solar diaria promedio de la ciudad i (R_i). La expresión matemática es la siguiente:

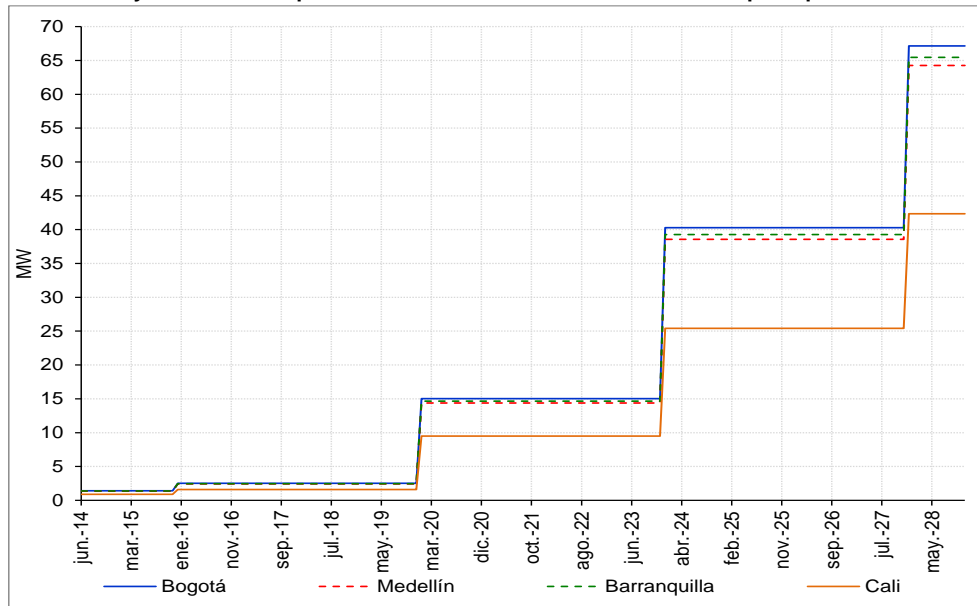
$$h_i = \frac{R_i}{1,000 \text{ W/m}^2}$$

- El producto de este número de horas (h_i) y (P_i), permite calcular la Energía diaria (E_i) que produciría la ciudad i con dicha capacidad instalada. La expresión matemática es la siguiente:

$$E_i = P_i \cdot h_i$$

- Después de lo anterior se cuantifica para la ciudad i la energía mensual generada por la capacidad SFV instalada.
- Finalmente con la energía mensual se determina el caudal promedio equivalente que necesitaría una planta hidráulica virtual para generar dicha energía, y se modela de esta manera en el SDDP.

Gráfica 5-119: Proyección de la capacidad solar fotovoltaica distribuida en las principales ciudades del país.



Fuente de gráfica: UPME

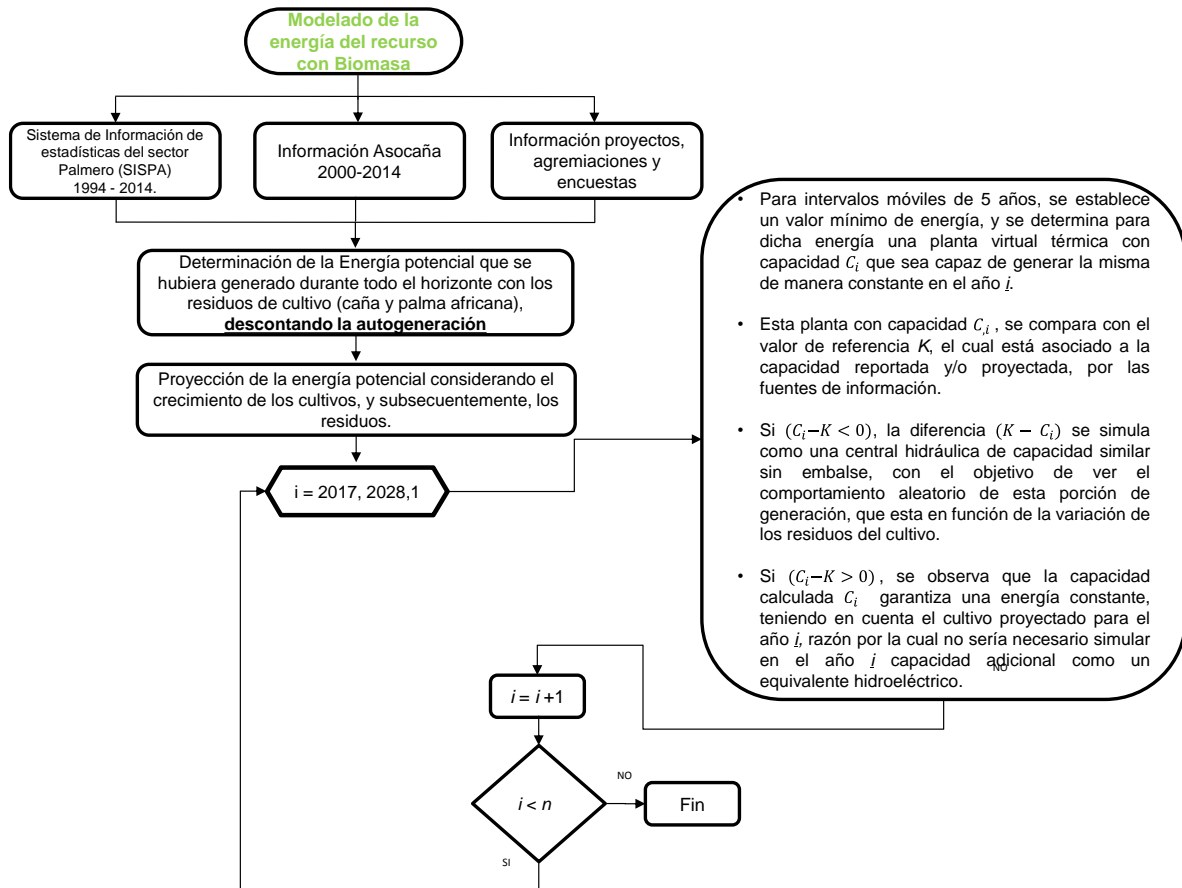
Biomasa

En la Gráfica 5-120 se presenta la metodología planteada para la modelación de la generación a partir de la biomasa. El procedimiento es el siguiente:

- En primera instancia se determina la energía potencial que se hubiera generado durante el periodo 1994 – 2014 con los residuos del cultivo (caña y palma africana), lo anterior descontando la autogeneración.
- Posteriormente se proyecta dicha energía considerando el crecimiento de los cultivos, y subsecuentemente, los residuos.
- Acto seguido y para intervalos móviles de 5 años durante el horizonte 2017 – 2028, se determina un valor mínimo de energía, y se calcula para esta misma, una planta virtual térmica con capacidad C_i , capaz de generar dicho valor de energía de manera constante durante el año i .

- La planta con capacidad C_i se compara con el valor de referencia K , el cual corresponde a la capacidad reportada y/o proyectada por las fuentes de información, es decir, ASOCAÑA, FEDEPALMA y el Sistema de Información de Estadísticas del Sector Palmero – SISPA.
 - ✓ Si $(C_i - K < 0)$, la diferencia $(K - C_i)$ se simula como una central hidroeléctrica sin embalse, ello con el objetivo de ver el comportamiento aleatorio de esta porción de generación, que está en función de la variación de los residuos del cultivo.
 - ✓ Si $(C_i - K > 0)$, se observa que la capacidad calculada C_i garantiza una energía constante, teniendo en cuenta el cultivo proyectado para el año i , razón por la cual no sería necesario simular en el año i capacidad adicional como un equivalente hidroeléctrico.

Gráfica 5-120: Metodología de modelación de la biomasa.

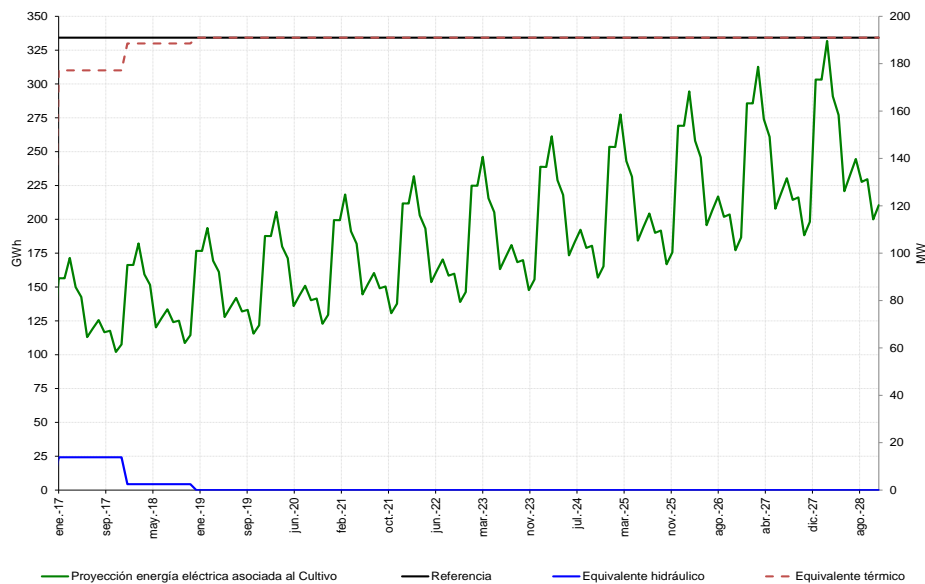


Fuente de gráfica: UPME

Para esta versión del Plan de generación se consideró la capacidad de referencia K suministrada por las fuentes de información, lo anterior a pesar de la proyección del crecimiento del cultivo y los residuos, lo cual

permitiría una mayor producción de energía. En este sentido, al principio del periodo de análisis, años 2017 y 2018, se tiene una capacidad C_i que es menor a K , razón por la cual el equivalente térmico asociado a la biomasa, se va incrementando hasta alcanzar el valor de referencia. Paralelamente, la capacidad equivalente hidroeléctrica relacionada a esta fuente intermitente, se reduce hasta llegar a un valor de cero. La Gráfica 5-121 ilustra este comportamiento.

Gráfica 5-121: Ejemplo modelación biomasa manteniendo el valor de referencia K de las fuentes de información.



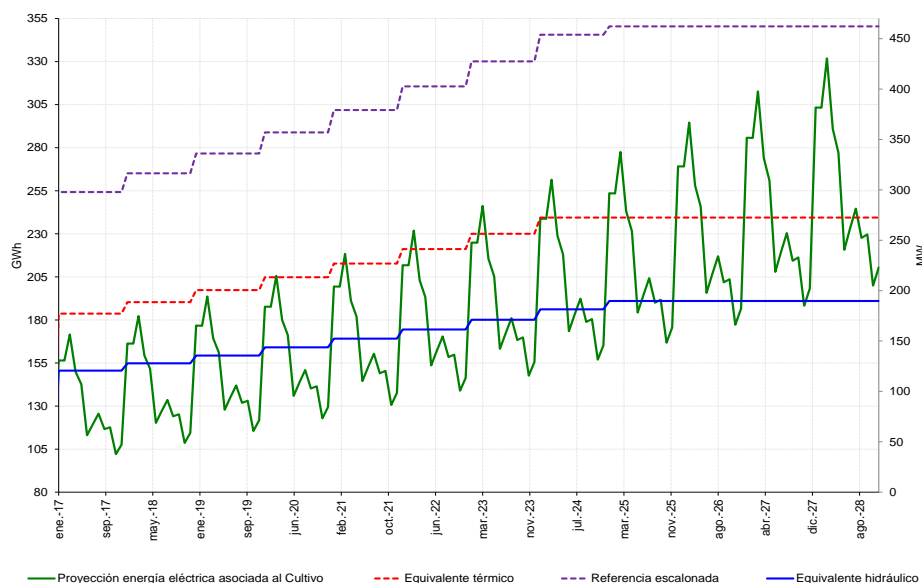
Fuente de gráfica: UPME

De todas maneras, si el valor k fuera dinámico, y creciera en función de la proyección del cultivo (mayor energía disponible), la capacidad C_i podría ser menor a dicha referencia, razón por la cual las plantas equivalentes de naturaleza hidráulica y térmica también aumentarían. Este comportamiento se ilustra en la Gráfica 5-122.

Geotermia

Respecto a este tipo de plantas, las mismas son modeladas en el SDDP como centrales térmicas convencionales, considerando claro está sus características particulares, ello en relación a sus costos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM, y costos de combustible.

Gráfica 5-122: Ejemplo modelación biomasa variando el valor de referencia K en función del crecimiento del cultivo y su energía potencial asociada.



Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.7.3 Resultados Escenarios 9 – Ley de Renovables

Teniendo en cuenta la metodología para la modelación de las fuentes intermitentes no convencionales, al igual que la información suministrada por las entidades estatales, empresas y agremiaciones, se considera la siguiente capacidad renovable, a la luz de la ley 1715 de 2014 (ver Tabla 5-21).

Tabla 5-21: Nueva capacidad renovable – escenario 9.

Recurso	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	Total
SOLAR	53.6	89.9	95.7	239.2
EOLICA ¹¹	576.0	320.0	0.0	896.0
GEOTÉRMICO	100.0	275.0	0.0	375.0
BIOMASA PALMA	191.0	0.0	0.0	191.0
BIOMASA CAÑA	57.0	0.0	0.0	57.0

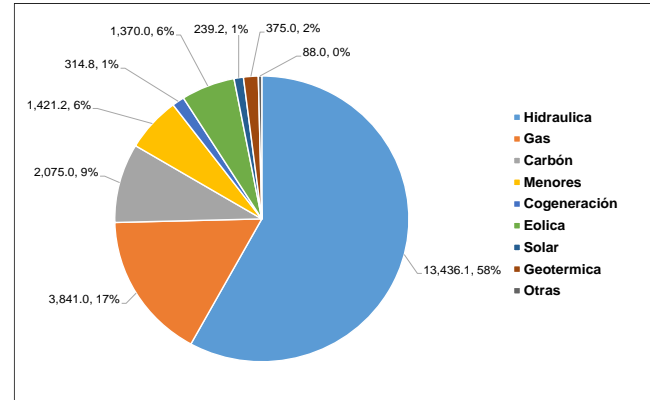
Fuente de tabla: UPME

¹¹ Estas capacidades son adicionales a los 474 MW ya considerados en los escenarios 7 y 8.

En este sentido, en la Gráfica 5-123 se presenta el cronograma de expansión de esta alternativa junto con el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación.

Gráfica 5-123: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 9.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-16	62.0	Eólico
Exp.Eol.5	ene-20	514.0	Eólico
Exp.Eol.6	ene-25	320.0	Eólico
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
	ene-14	6.2	
Exp. Cogeneración 1*	ene-15	24.6	Caña
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
	ene-17	178.0	
Exp. Cogeneración 2*	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
	ene-20	100.0	
Exp. Geotermica*	ene-23	275.0	Geotermico
	ene-25	375.0	
	ene-14	5.0	
	ene-16	8.9	
Exp. Solar*	ene-20	53.6	Sol
	ene-24	143.5	
	ene-28	239.2	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



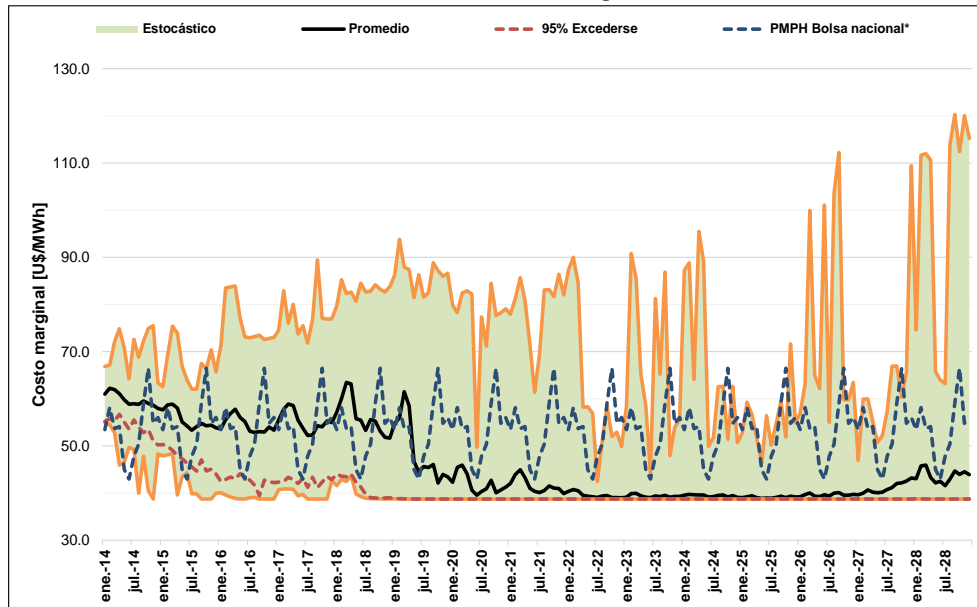
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	800.0	2,075.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	248.0	314.8
Eólica	0.0	0.0	1,370.0	1,370.0
Solar	0.0	0.0	239.2	239.2
Geotermica	0.0	0.0	375.0	375.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	4,989.6	23,160.3

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

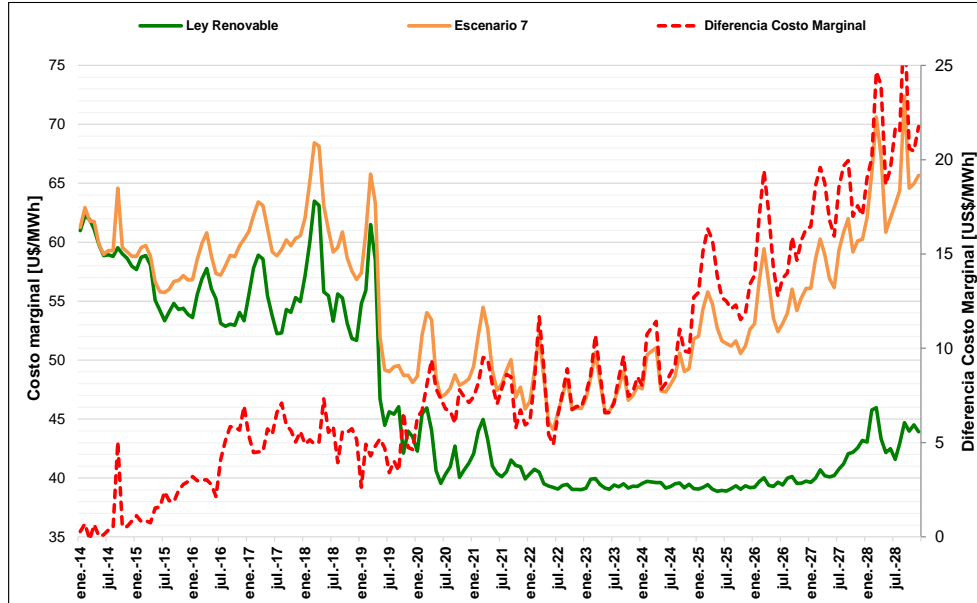
En la Gráfica 5-124 se observa el comportamiento del costo marginal, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. En Gráfica 5-125 se presenta la comparación de los valores esperados de dichos costos para los escenarios 7 y 9.

Gráfica 5-124: Evolución del Costo Marginal – escenario 9.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-125: Comparación valores esperados del costo marginal – escenarios 7 y 9.



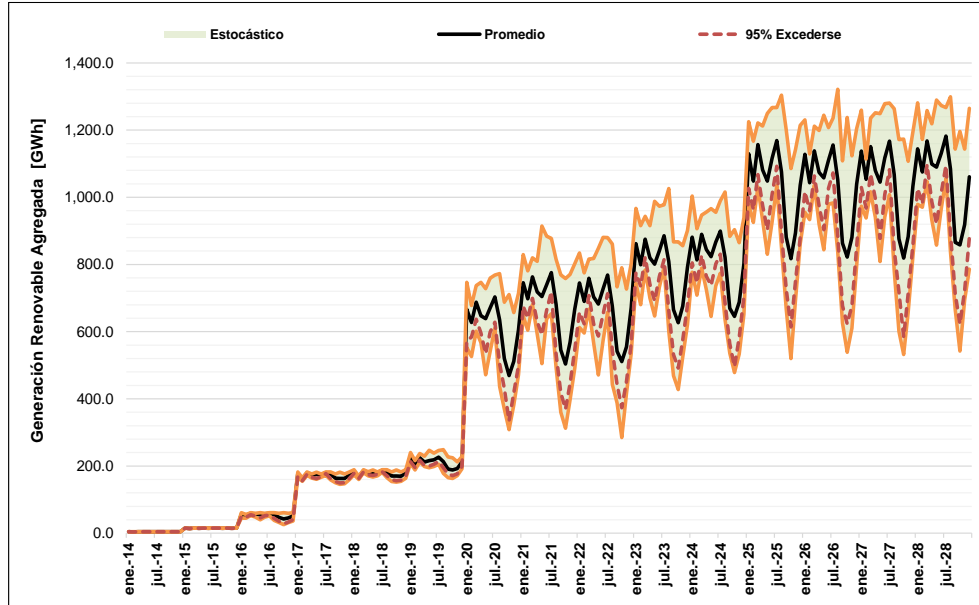
Fuente de gráfica: UPME

De dichas gráficas se puede concluir:

- La generación renovable no convencional a través de sus diferentes tecnologías, tiene un impacto muy fuerte en la evolución del costo marginal. Se observa para todo el horizonte de análisis una reducción promedio de 8.7 US\$ / MWh, que incluso es superior a 12 US\$ / MWh en el periodo 2020 – 2028, lo anterior respecto al escenario 7. Vale recordar que los costos de AO&M tenidos en cuenta para cada una de las fuentes son ligeramente inferiores a los valores de referencia que tiene la Unidad, respecto a las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.
- Al principio del periodo de análisis, 2014 – 2018, se observa una reducción promedio de 3.5 US\$/MWh, esto ocasionado por la biomasa, y en menor proporción por el recurso eólico y la generación solar fotovoltaica distribuida. A partir de este año, horizonte 2018 – 2020, dicha reducción es cercana a los 5.7 US\$/MWh, lo anterior por la generación eólica (514 MW), la geotermia (100 MW), y en menor afectación por la generación solar (44.6 MW). A partir del año 2020 y hasta el año 2028, la disminución del costo marginal respecto al escenario 7, es superior a los 10 US\$ / MWh, ya que la totalidad del nuevo parque generador renovable está en servicio.

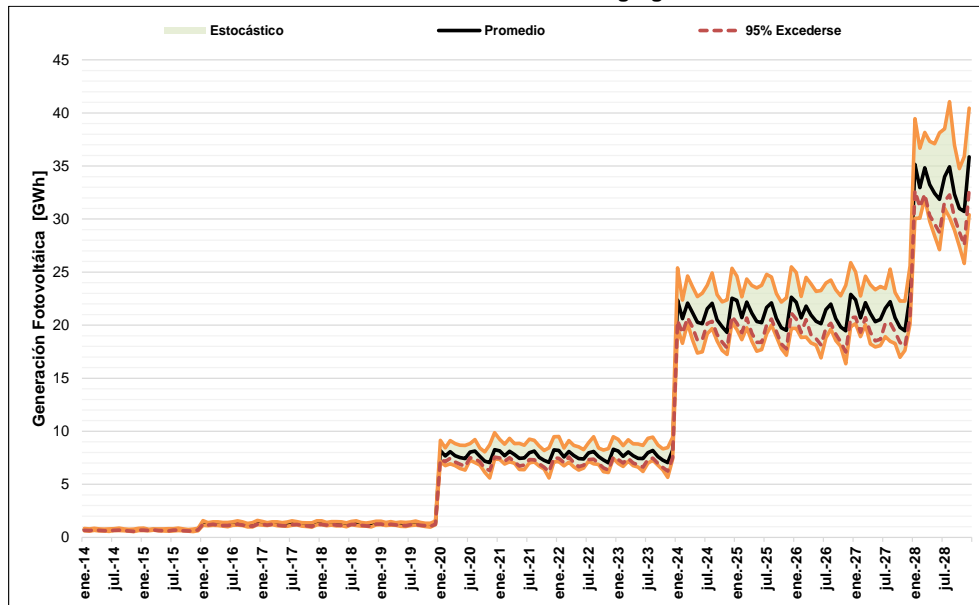
En la Gráfica 5-126, Gráfica 5-127, Gráfica 5-128, Gráfica 5-129, Gráfica 5-130, Gráfica 5-131, Gráfica 5-132, Gráfica 5-133 y Gráfica 5-134, se presenta la generación agregada por tecnología durante todo el periodo de análisis. Se hace una diferenciación entre la generación eólica, ya que una porción de ella está relacionada con los proyectos inscritos en la UPME, y tienen un punto específico de medida del recurso (generación eólica base). La otra parte está asociada a las capacidades suministradas por las fuentes de información, a las que se les asocia las velocidades de viento de la estación Puerto Bolívar (generación eólica agentes).

Gráfica 5-126: Generación renovable no convencional agregada – escenario 9.



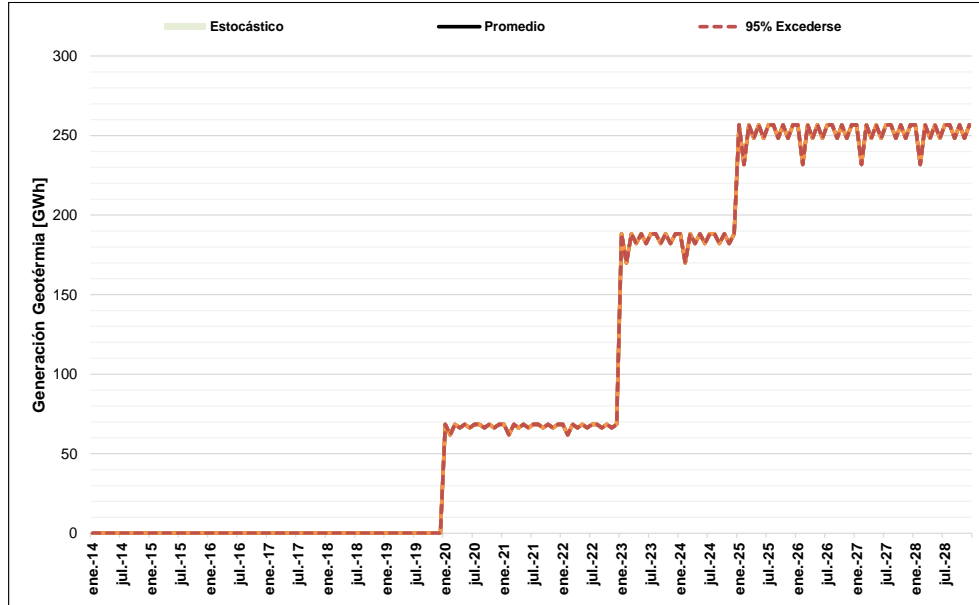
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-127: Generación solar fotovoltaica agregada – escenario 9.



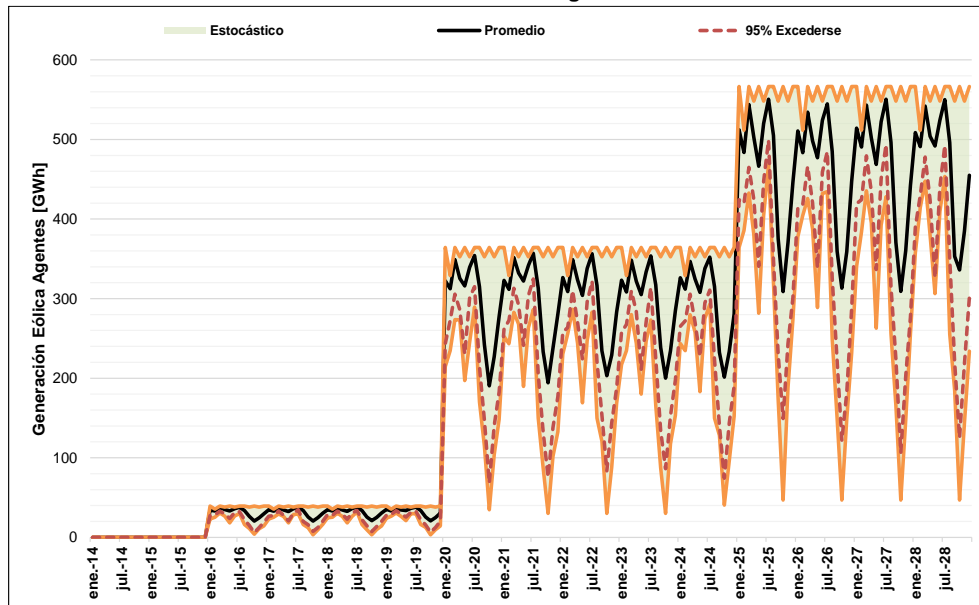
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-128: Generación geotérmica agregada – escenario 9.



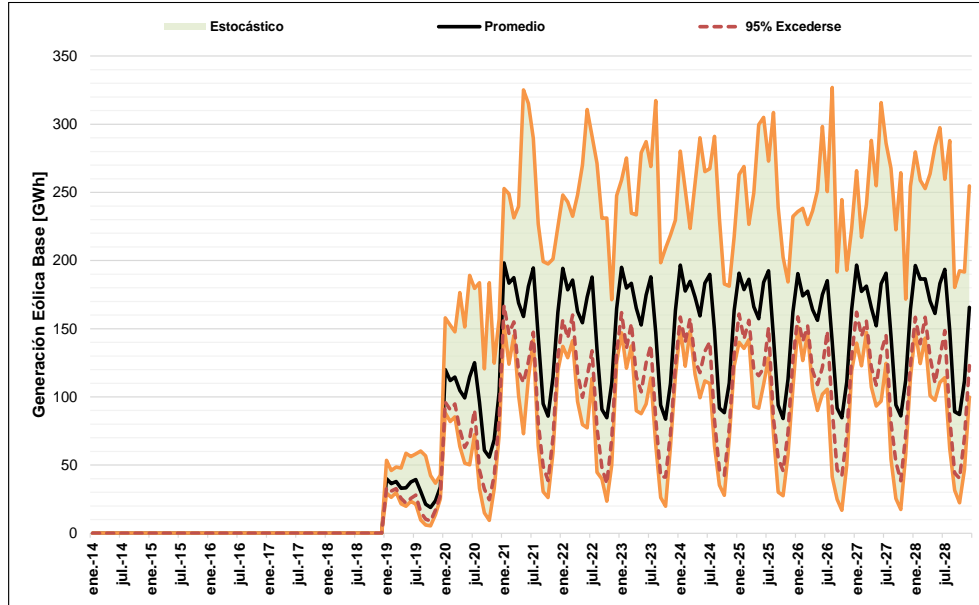
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-129: Generación eólica Agentes – escenario 9.



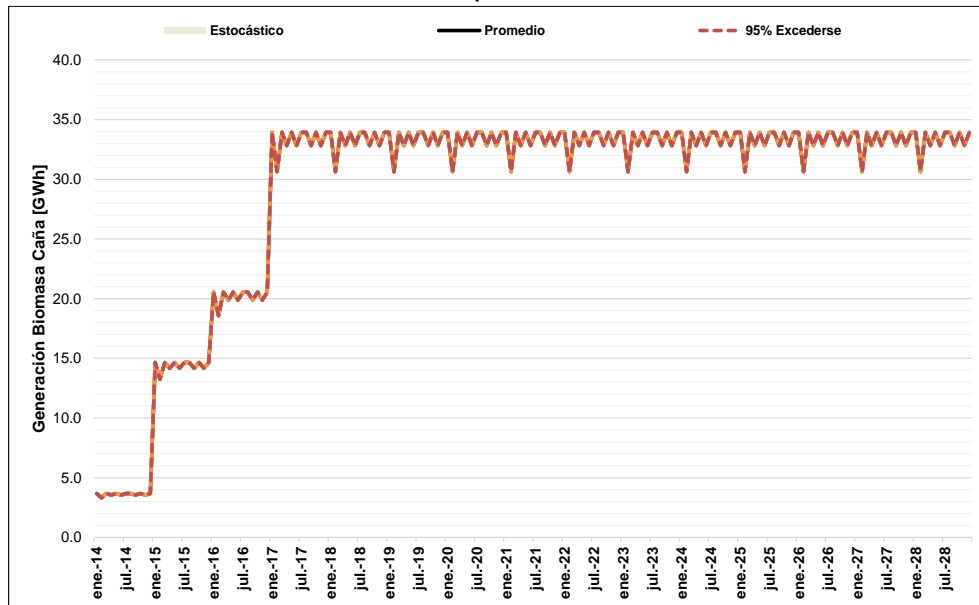
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-130: Generación eólica base – escenario 9.



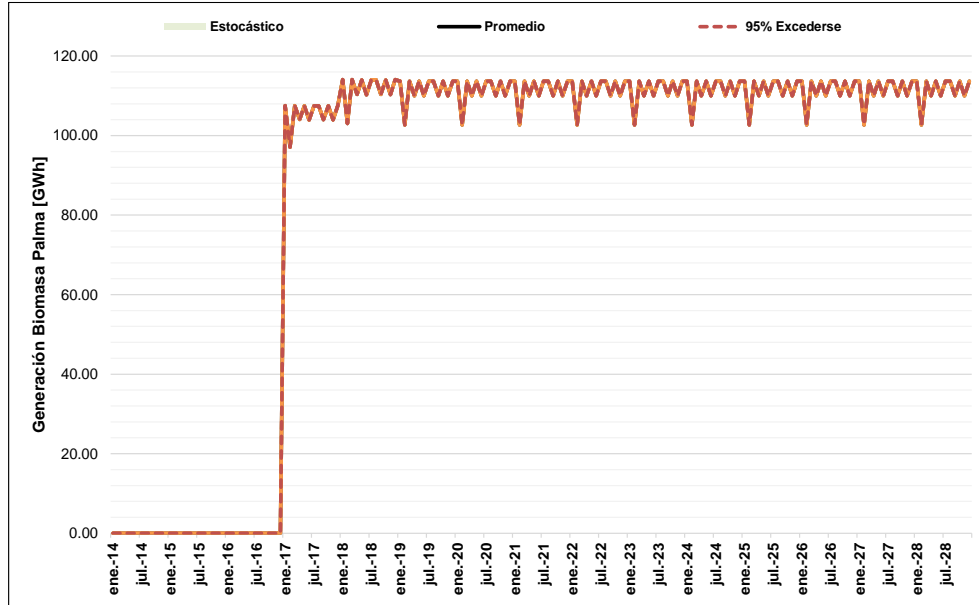
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-131: Biomasa a partir de la caña – escenario 9.



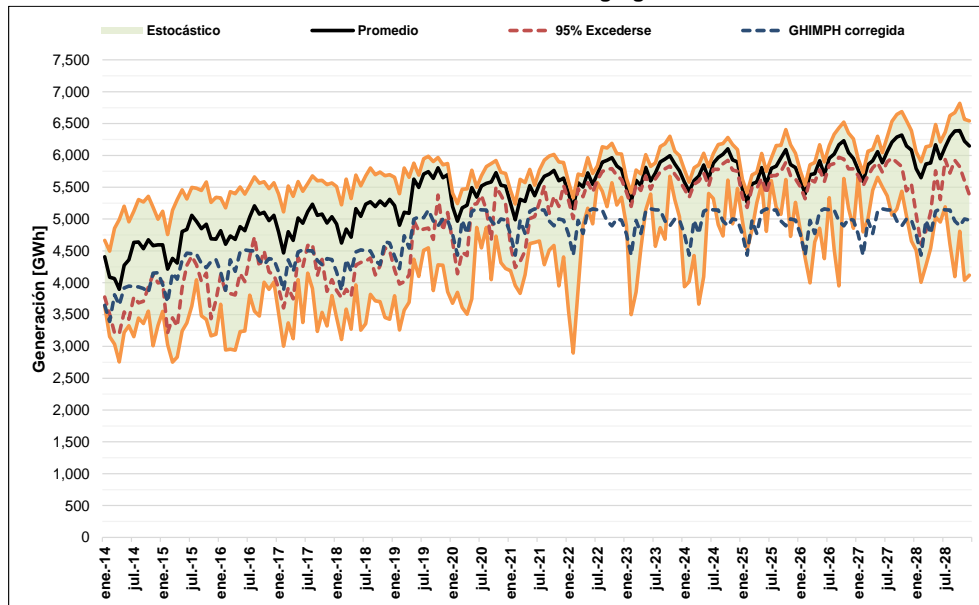
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-132: Biomasa a partir de la palma – escenario 9.



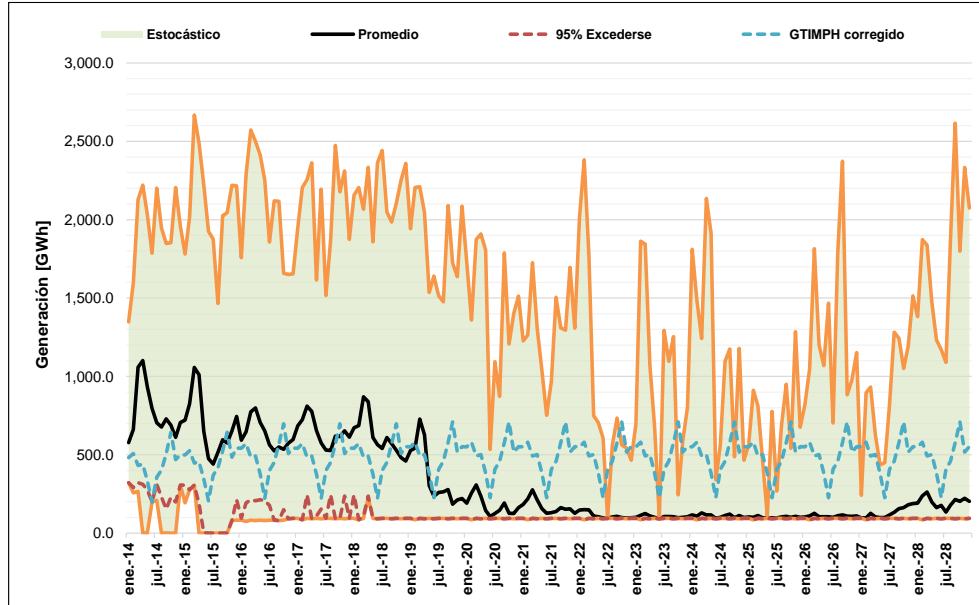
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-133: Generación hidroeléctrica agregada – escenario 9.



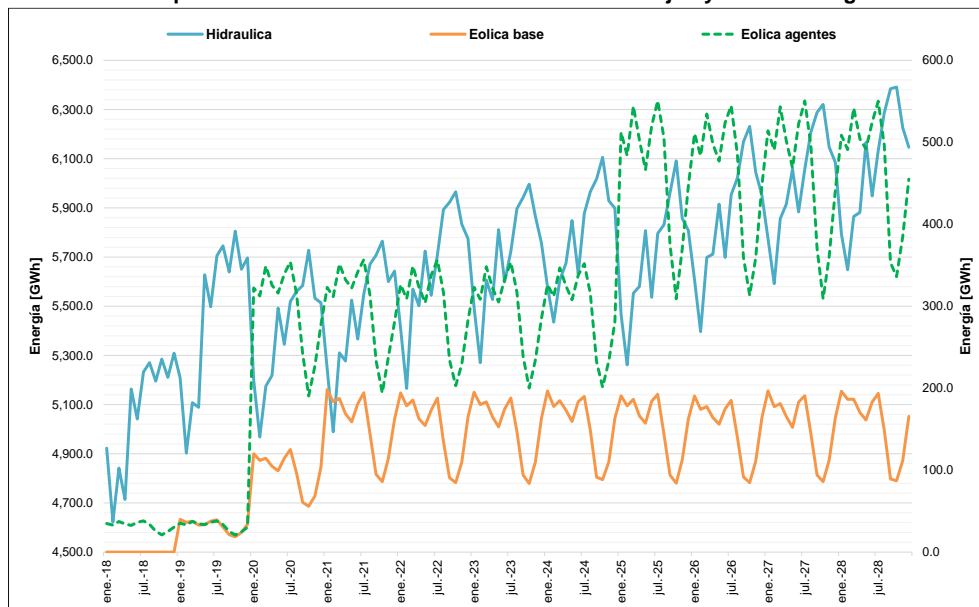
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-134: Generación térmica agregada – escenario 9.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-135: Complementariedad entre el recurso eólica de la Guajira y la hidroenergía – escenario 9.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- El aporte de la generación renovable durante todo el periodo de análisis es creciente. En el horizonte 2014 – 2027 el valor esperado es de 61.09 GWh-mes, con mayor participación de la generación solar fotovoltaica distribuida y la biomasa. En el horizonte 2018 – 2020 toma un valor de 334.6 GWh-mes, ello debido a la entrada de un proyecto eólico en el norte de la Guajira de 514 MW. Una vez se van incorporando estas tecnologías, dicho valor se incrementa a 764.9 y 1,040.1 GWh-mes, en los periodos 2020 – 2025 y 2025 – 2028, respectivamente.
- Respecto a la generación eólica, se diferenciaron entre dos tipos de proyectos, los cuales tienen asociadas diferentes estaciones de medida. A pesar de ello, se observa que el régimen de vientos es similar en toda la península en la Guajira y totalmente complementario con la hidroenergía del interior del país (Gráfica 5-135).
- La generación geotérmica y la biomasa a partir de la caña tienen un comportamiento constante, ello debido a la forma como se modelaron este tipo de recursos (plantas térmicas). No obstante, la biomasa a partir de la palma tiene un leve comportamiento estocástico durante el periodo 2017 – 2018, lo cual se debe a su modelamiento, que considera una porción térmica y otra hidroeléctrica (esta última para capturar la intermitencia de la producción de energía por el comportamiento variable del cultivo).
- En el horizonte 2018 – 2028 se observa una reducción dramática de la generación térmica agregada convencional, esto debido naturalmente a la integración de todas las fuentes renovables. En contraste, si bien la hidroelectricidad varía en función del nivel de aportes, se mantiene dentro del mismo margen del escenario 7.

Conclusiones:

- La metodología planteada para modelar cada una de las fuentes intermitentes, permite reflejar el comportamiento estocástico de este tipo de tecnologías, específicamente el recurso eólico, solar y la biomasa. Respecto a esta última, debe profundizarse en la caracterización de su proceso, ya que su generación no es totalmente dependiente de los residuos, sino de la demanda asociada a su producto principal.
- La generación renovable no convencional a través de sus diferentes tecnologías, tiene un impacto muy fuerte en la evolución del costo marginal. Se observa para todo el horizonte de análisis una reducción promedio de 8.7 US\$ / MWh, que incluso es superior a 12 US\$ / MWh en el periodo 2020 – 2028, lo anterior respecto al escenario 7.
- No se validó la evolución de los indicadores de confiabilidad energética, ya que esta alternativa toma en consideración la expansión y supuestos del escenario 7.
- Los resultados evidencian como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, específicamente en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce.

A continuación se presentan dos escenarios alternativos de expansión, considerando las capacidades renovables de la Tabla 5-22. Esta se diferencia de la Tabla 5-21, ya que solo tiene en cuenta 62 MW eólicos (de las capacidades reportada por los agentes). De todas maneras, se contemplan 474 MW de los proyectos eólicos registrados en la UPME (eólica base).

Tabla 5-22: Nueva capacidad renovable – escenarios 10 y 11.

Recurso	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	Total
SOLAR	53.6	89.9	95.7	239.2
EOLICA	0	62	0	62
GEOTÉRMICO	100.0	275.0	0.0	375.0
BIOMASA PALMA	191.0	0.0	0.0	191.0
BIOMASA CAÑA	57.0	0.0	0.0	57.0

Fuente de tabla: UPME

El objetivo de estos escenarios es determinar cuanta generación térmica convencional de las alternativas 7 y 8 se puede reemplazar, cumpliendo aun con los límites establecidos por la regulación, respecto a los indicadores de confiabilidad. Se modelaron nuevamente las fuentes intermitentes bajo la metodología del numeral 5.4.3.1.7.

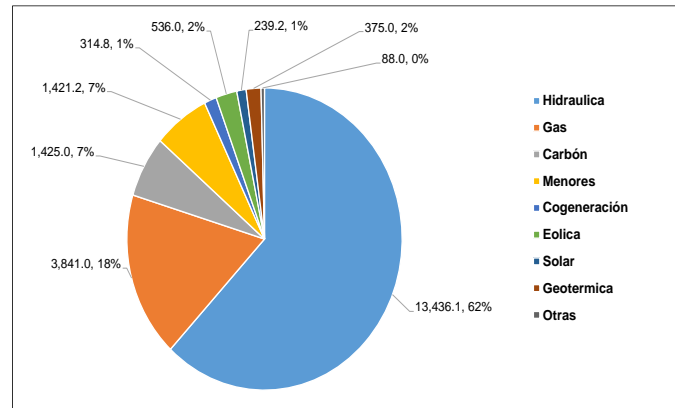
5.4.3.1.8 Escenario 10 – Ley de Renovables

El objetivo de este escenario es determinar, cumpliendo con los indicadores de confiabilidad energética, cuanta capacidad térmica convencional se puede reemplazar de la alternativa 7, la cual estableció la necesidad de contar con 2,474 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de plantas menores (1,200 MW asociados a la segunda fase de Ituango, 800 MW térmicos a base de carbón y 474 MW de generación eólica). La demanda considerada para este análisis es la proyección alta de la revisión de julio de 2014.

La Gráfica 5-136 presenta el cronograma de expansión de la alternativa 10, junto con el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación.

Gráfica 5-136: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 10.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp. Carb. 4	dic-23	150.0	Carbón
	ene-14	6.2	
Exp. Cogeneración 1*	ene-15	24.6	Caña
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
	ene-17	178.0	
Exp. Cogeneración 2*	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
Exp. Eol. 1	ene-19	99.0	Eólico
Exp. Eol. 2	ene-20	195.0	Eólico
Exp. Eol. 3	ene-21	180.0	Eólico
Exp. Eol. 4	ene-20	62.0	Eólico
	ene-20	100.0	
Exp. Geotermica*	ene-23	275.0	Geotermico
	ene-25	375.0	
	ene-14	5.0	
	ene-16	8.9	
Exp. Solar*	ene-20	53.6	Sol
	ene-24	143.5	
	ene-28	239.2	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



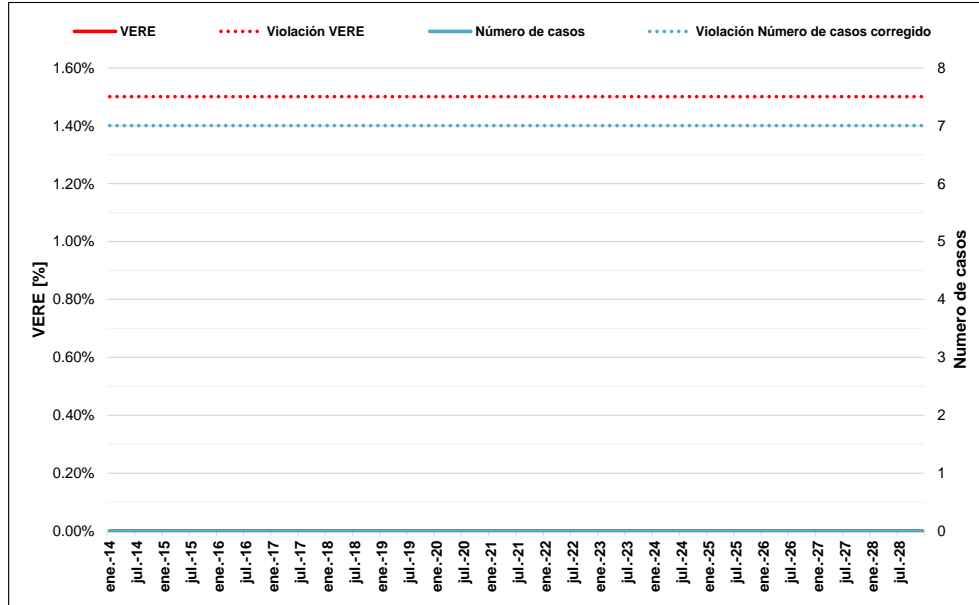
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidraulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	150.0	1,425.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	248.0	314.8
Eólica	0.0	0.0	536.0	536.0
Solar	0.0	0.0	239.2	239.2
Geotermica	0.0	0.0	375.0	375.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	3,505.6	21,676.3

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

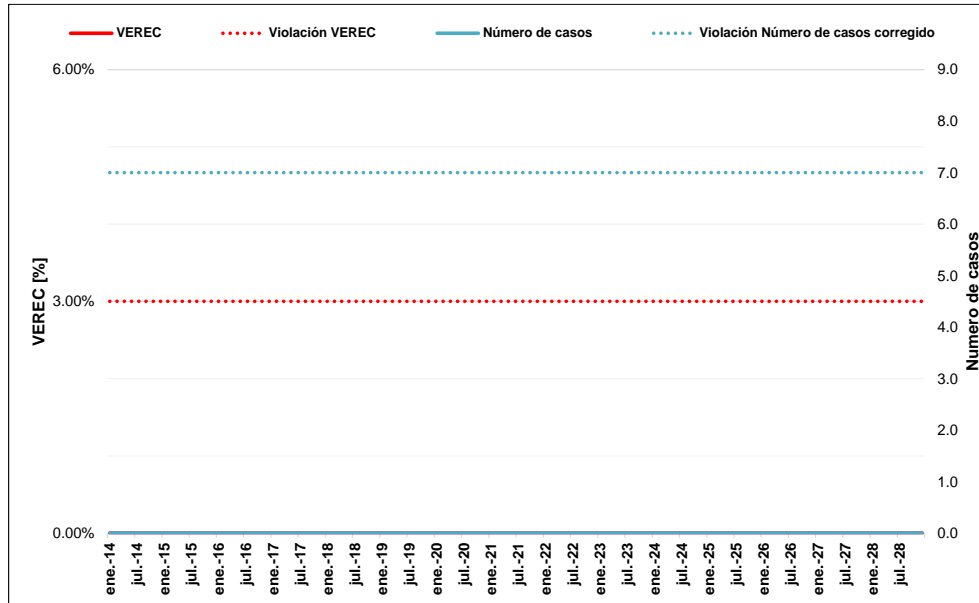
En la Gráfica 5-137 y Gráfica 5-138 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit, evidenciándose el cumplimiento de los límites establecidos por la regulación durante todo el periodo de análisis (2014 - 2028).

Gráfica 5-137: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 10.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-138: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 10.



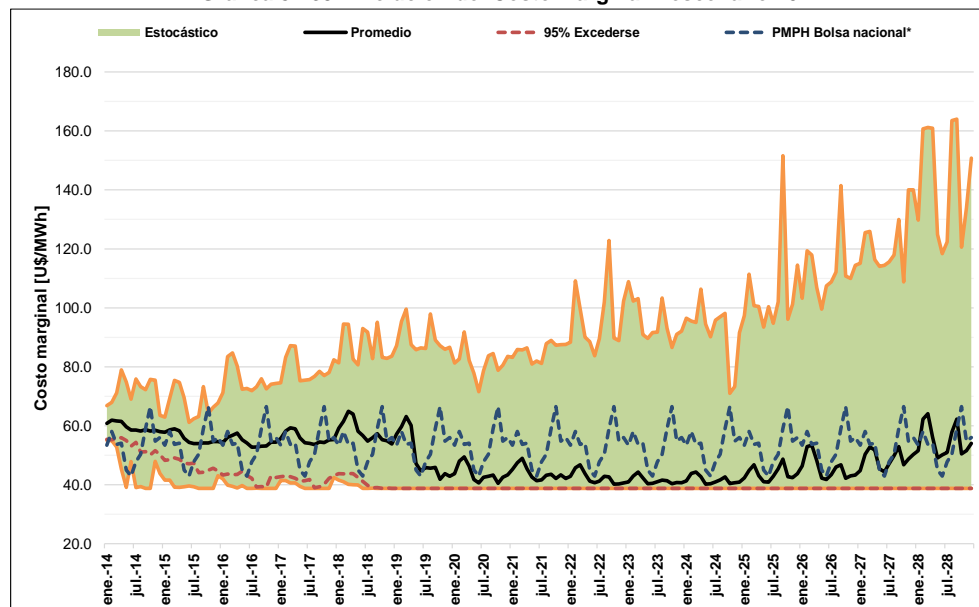
Fuente de gráfica: UPME

El costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993, se presenta en la Gráfica 5-139. En la Gráfica 5-140 se observa la comparación entre el valor esperado de los costos marginales de los escenarios 7 y 10.

De estas gráficas se puede concluir:

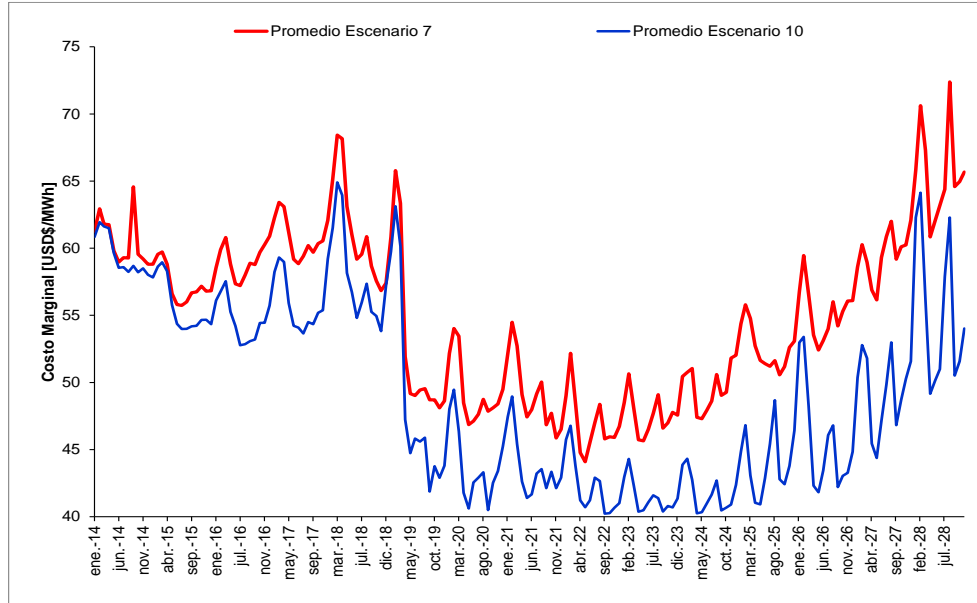
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 56.7 USD\$/MWh, el cual se reduce a 50.5 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 43.3 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 45.5 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 7, la generación renovable no convencional ocasiona una reducción promedio de 3.09 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, 4.28 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020, 5.18 USD\$/MWh durante los años 2020 y 2022, y 8.1 USD\$/MWh en el periodo 2022 – 2028. Es importante mencionar que los costos de operación, administración y mantenimiento - AOM considerados para las tecnologías renovables intermitentes, son ligeramente inferiores a los valores de referencia que la UPME utiliza para las tecnologías convencionales, específicamente en las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.

Gráfica 5-139: Evolución del Costo Marginal – escenario 10.



Fuente de gráfica: UPME

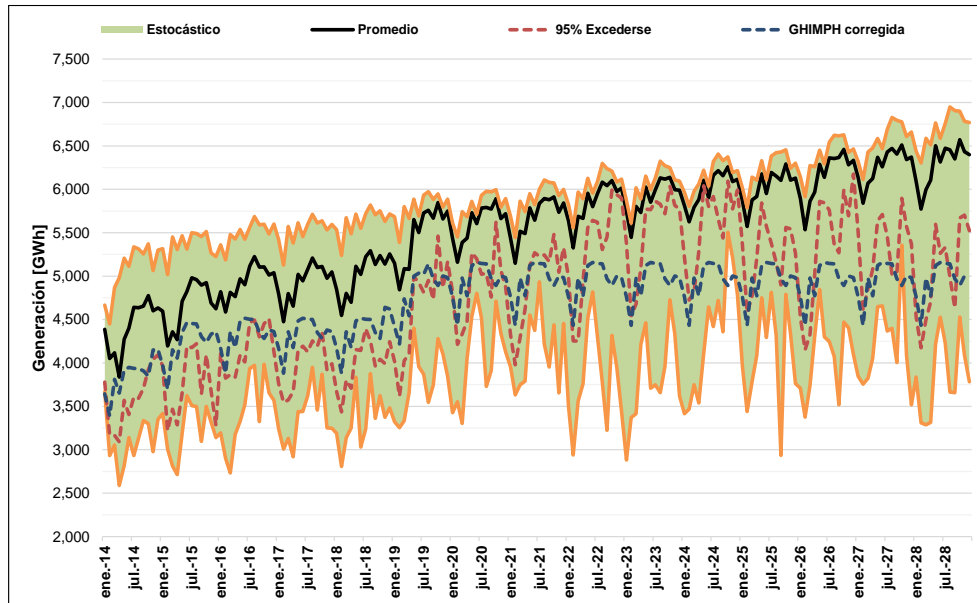
Gráfica 5-140: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 7 y 10.



Fuente de gráfica: UPME

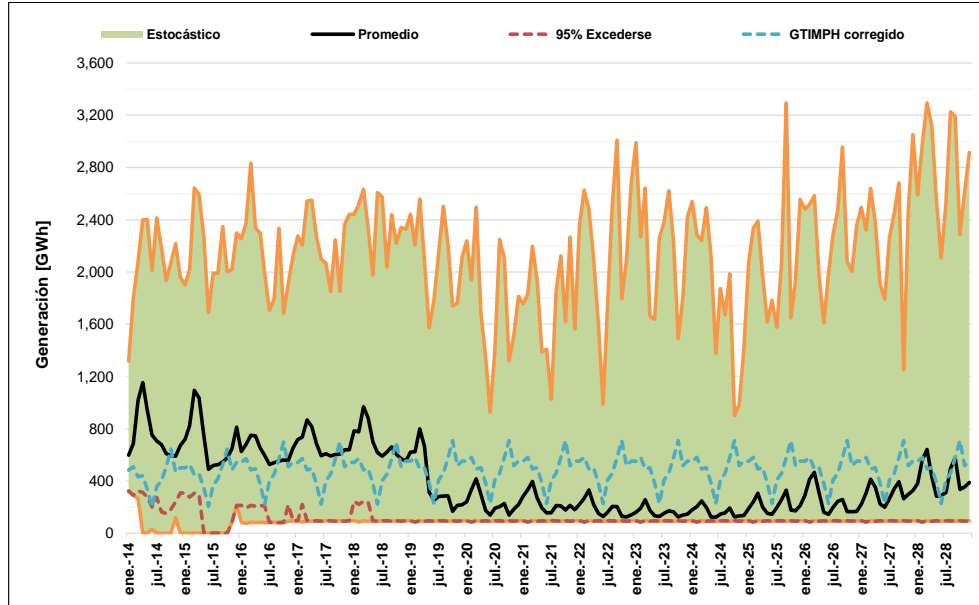
En la Gráfica 5-141, Gráfica 5-142 y Gráfica 5-143, se presenta la generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovable agregada, lo anterior para todo el horizonte de análisis.

Gráfica 5-141: Generación hidroeléctrica – escenario 10.



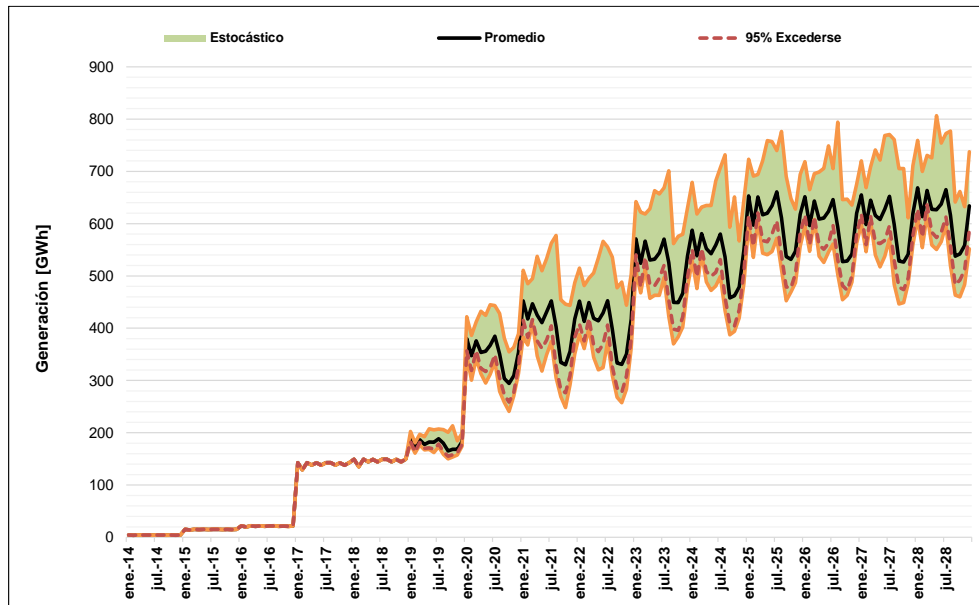
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-142: Generación termoeléctrica – escenario 10.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-143: Generación renovable – escenario 10.

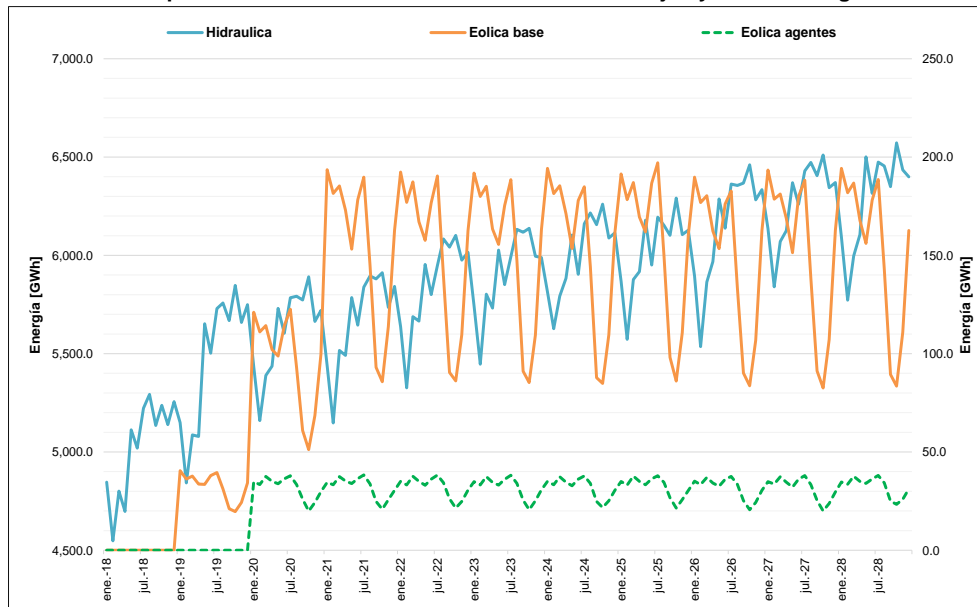


Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,800 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,372.4 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,715.1 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,075.2 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 689.6 GWh-mes, el cual se reduce a 439 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y la generación renovable (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 217.1 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 242.7 GWh-mes.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación renovable es de 65.4 GWh-mes, el cual se incrementa a 224.3 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020. A partir de este último año, es decir los periodos 2020 – 2022 y 2022 - 2028, el promedio de la generación es de 386.4 y 555 GWh-mes, respectivamente.
- En la Gráfica 5-144 se observa como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, evidenciándose el aporte de la generación renovable no convencional en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce, lo cual incrementa la confiabilidad en la atención de la demanda del SIN.

Gráfica 5-144: Complementariedad entre el recurso eólico de la Guajira y la hidroenergía – escenario 10.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alta, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 56.7 USD\$/MWh, el cual se reduce a 50.5 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). En el periodo 2020 – 2022 es de 43.3 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 45.5 USD\$/MWh.
- Los resultados evidencian como la generación renovable no convencional, 924.2 MW (sin contabilizar los 474 MW asociados a los proyectos eólicos inscritos) reemplaza 650 MW de generación térmica a base de carbón, garantizándose la confiabilidad energética con un menor costo marginal.

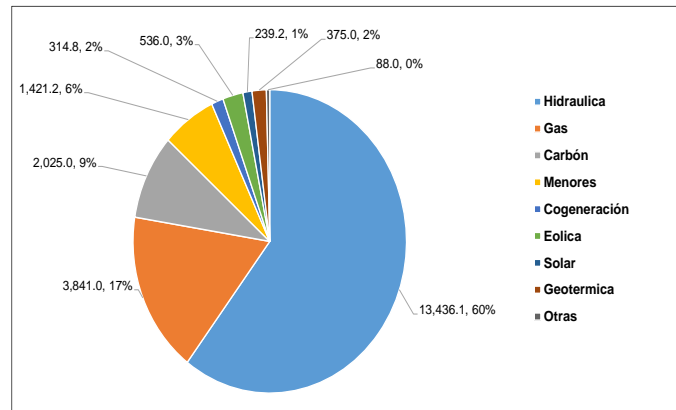
5.4.3.1.9 Escenario 11 – Ley de Renovables

El objetivo de este escenario es determinar cuanta capacidad térmica convencional se puede reemplazar de la alternativa 8, cumpliendo con los indicadores de confiabilidad energética. En dicho escenario se estableció la necesidad de contar con 2,974 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de plantas menores (1,200 MW asociados a la segunda fase de Ituango, 1,300 MW térmicos a base de carbón y 474 MW de generación eólica). La demanda considerada para este análisis es la proyección alta crítica.

La Gráfica 5-145 presenta el cronograma de expansión de la alternativa 11, junto con el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación.

Gráfica 5-145: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 11.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
Ituango*	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	250.0	Carbón
Exp. Cogeneación 1*	ene-14	6.2	Caña
	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
	ene-17	178.0	
Exp. Cogeneación 2*	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-20	62.0	Eólico
Exp. Geotermica*	ene-20	100.0	
	ene-23	275.0	Geotermico
	ene-25	375.0	
	ene-14	5.0	
	ene-16	8.97	
Exp. Solar*	ene-20	53.6	Sol
	ene-24	143.5	
	ene-28	239.2	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,200.0	13,436.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	750.0	2,025.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	248.0	314.8
Eólica	0.0	0.0	536.0	536.0
Solar	0.0	0.0	239.2	239.2
Geotermica	0.0	0.0	375.0	375.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	4,105.6	22,276.3

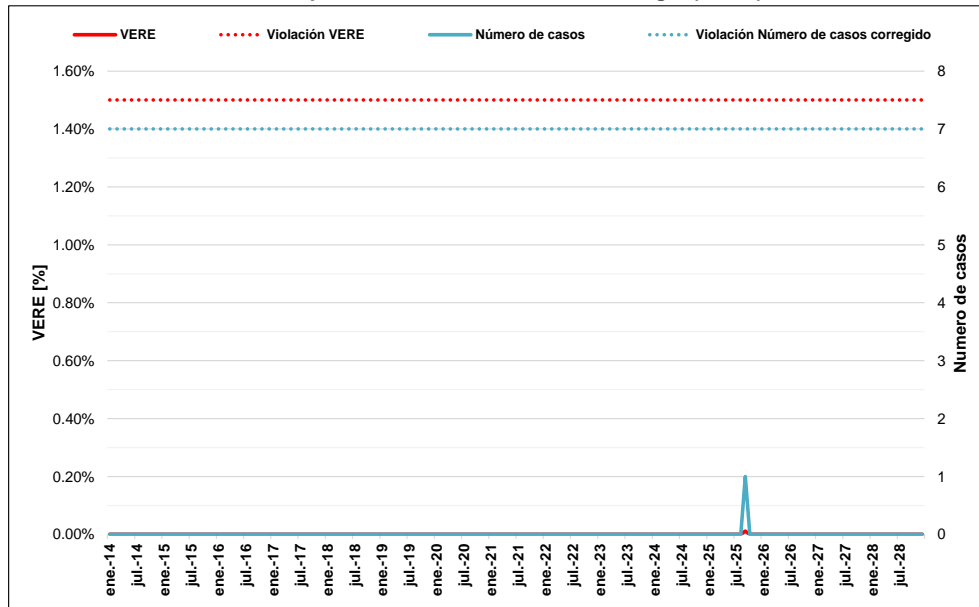
* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 5-146 y Gráfica 5-147 presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit, evidenciándose el cumplimiento de los límites establecidos por la regulación durante todo el periodo de análisis (2014 - 2028).

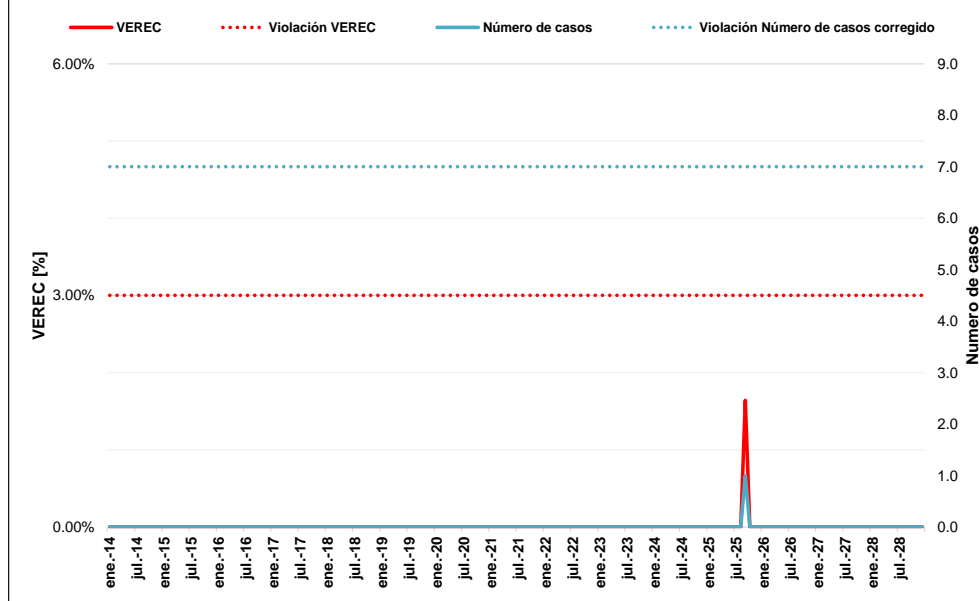
La Gráfica 5-148 enseña el costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. En la Gráfica 5-149 se observa la comparación entre el valor esperado de los costos marginales de los escenarios 8 y 11.

Gráfica 5-146: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 11.



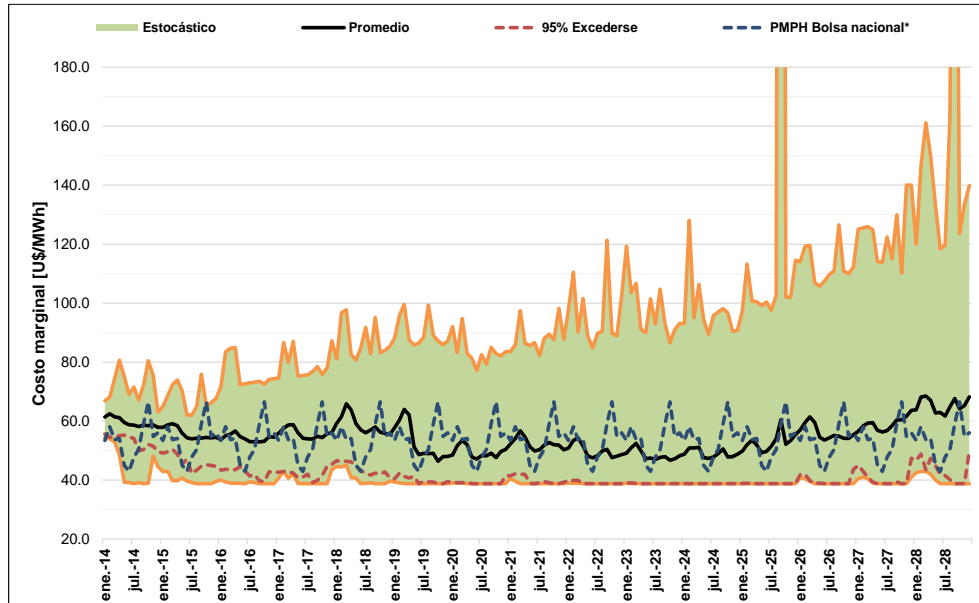
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-147: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 11.



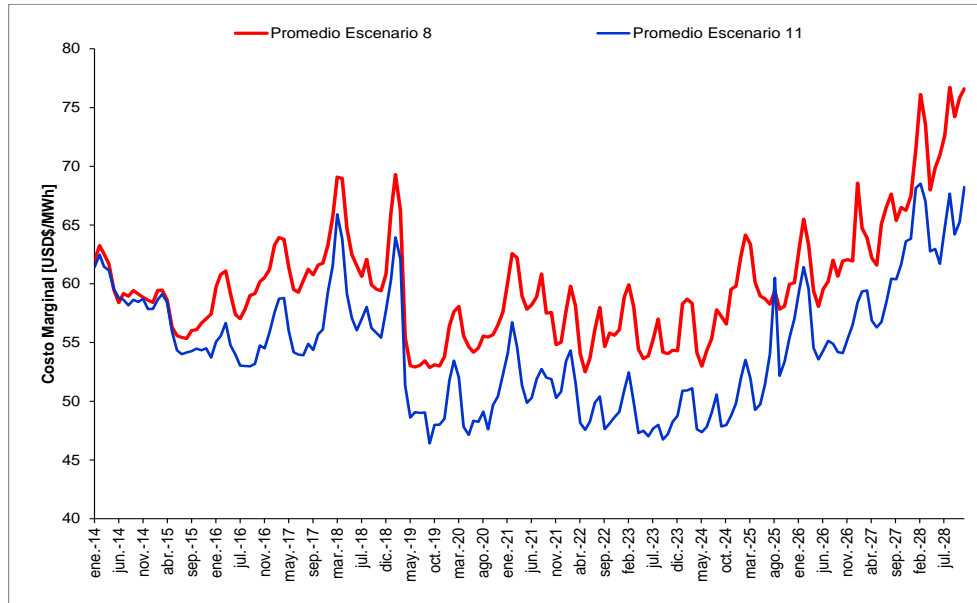
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-148: Evolución del Costo Marginal – escenario 11.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-149: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 8 y 11.



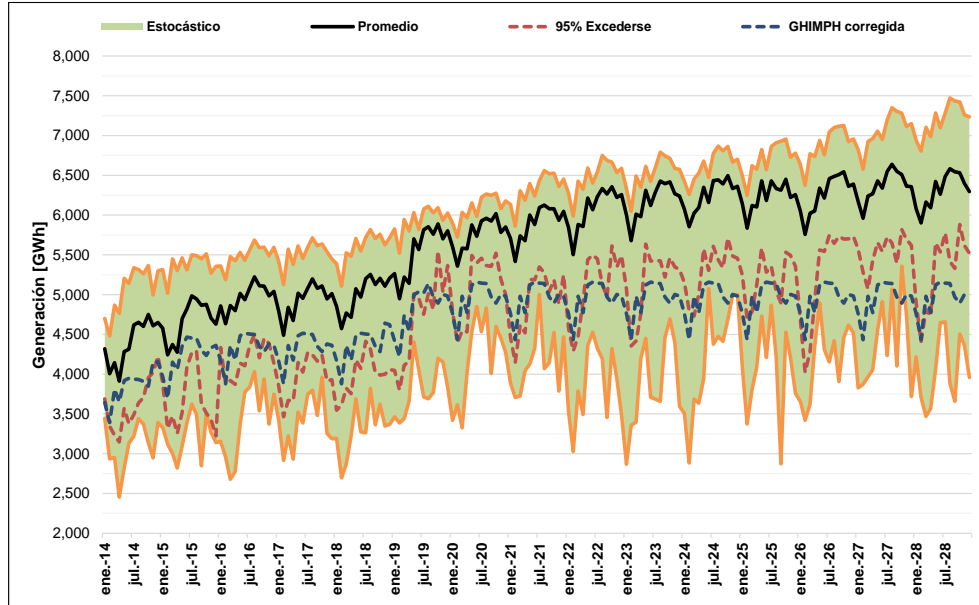
Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 56.8 USD\$/MWh, el cual se reduce a 53.6 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 50.5 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 54.3 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 8, la generación renovable no convencional ocasiona una reducción promedio de 3.1 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, 5.04 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020, 6.2 USD\$/MWh durante los años 2020 y 2022, y 6.6 USD\$/MWh en el periodo 2022 – 2028.

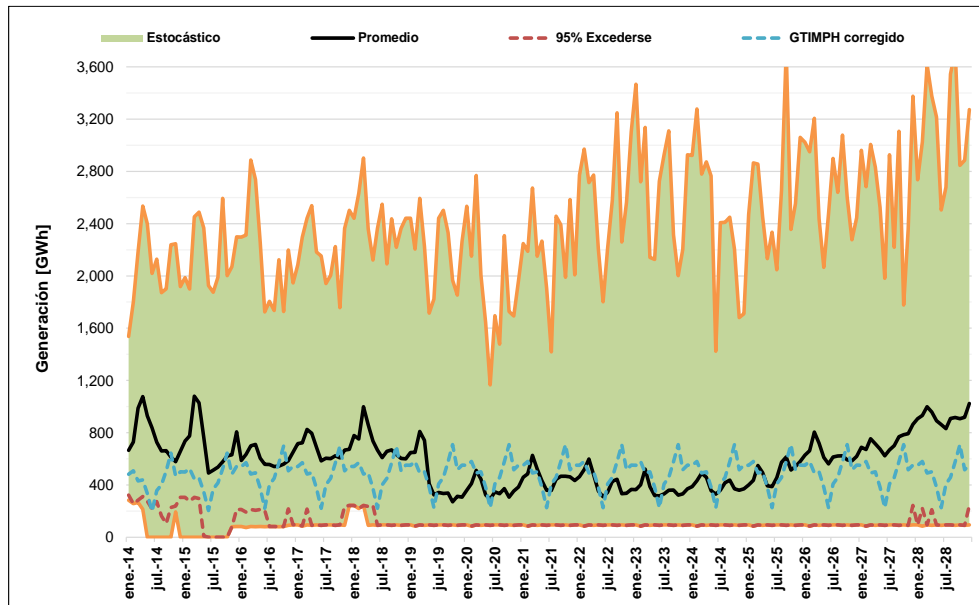
La generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovable agregada para todo el horizonte de análisis se presenta en la Gráfica 5-150, Gráfica 5-151 y Gráfica 5-152.

Gráfica 5-150: Generación hidroeléctrica – escenario 11.



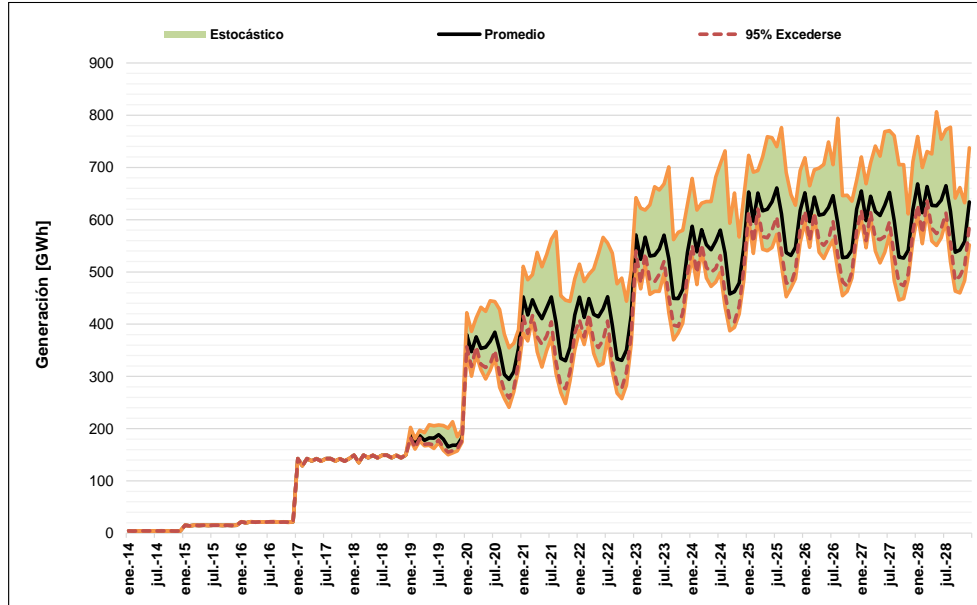
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-151: Generación termoeléctrica – escenario 11.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-152: Generación renovable – escenario 11.

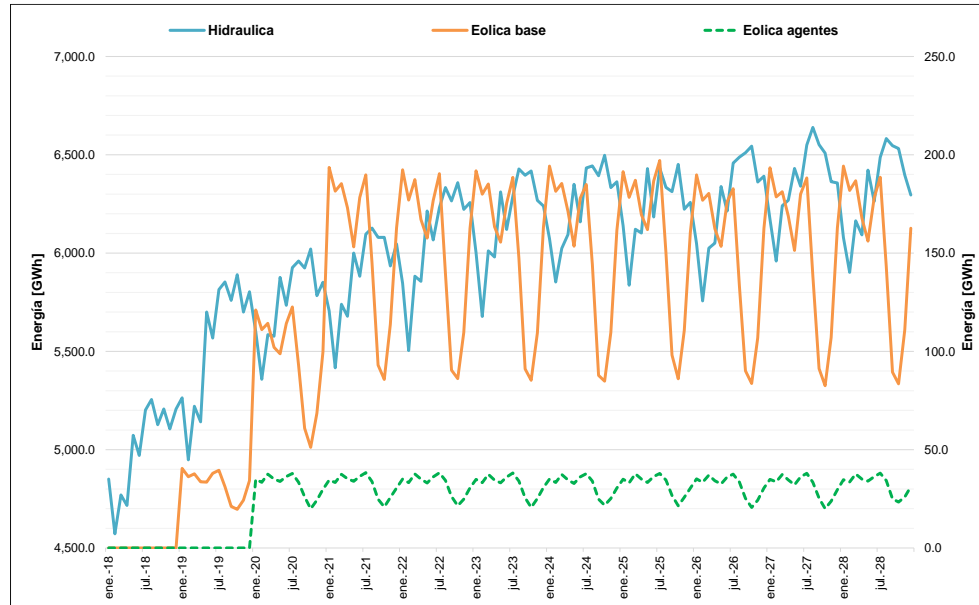


Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,796.2 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,442.1 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,917.2 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,242.2 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 693.6 GWh-mes, el cual se reduce a 514.1 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y la generación renovable (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 415.1 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 565.6 GWh-mes.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación renovable es de 65.4 GWh-mes, el cual se incrementa a 224.3 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020. A partir de este último año, es decir los periodos 2020 – 2022 y 2022 - 2028, el promedio de la generación es de 386.4 y 555 GWh-mes, respectivamente.
- En la Gráfica 5-153 se observa como el recurso eólico en el norte de la Guajira es complementario con la hidroenergía, evidenciándose el aporte de la generación renovable no convencional en aquellos momentos donde la hidroelectricidad se reduce.

Gráfica 5-153: Complementariedad entre el recurso eólico de la Guajira y la hidroenergía – escenario 11.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alto Crítico, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 56.8 USD\$/MWh, el cual se reduce a 53.6 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 50.5 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación eólica. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 54.3 USD\$/MWh.
- Los resultados evidencian como la generación renovable no convencional, 924.2 MW (sin contabilizar los 474 MW asociados a los proyectos eólicos inscritos) reemplaza 550 MW de generación térmica a base de carbón, garantizándose la confiabilidad energética con un menor costo marginal.

5.4.3.1.10 Escenario 11.1. No ejecución Porvenir II

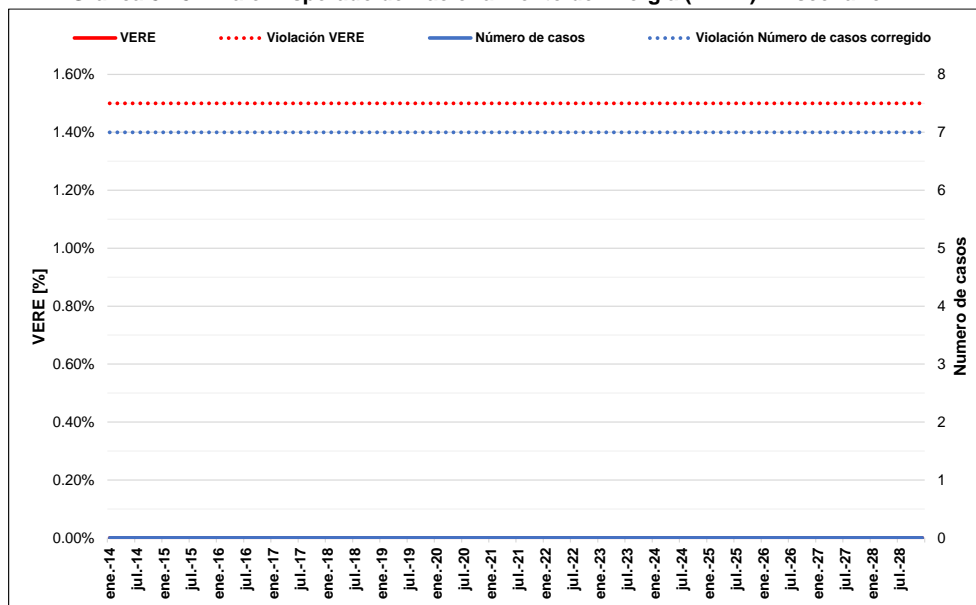
Al igual que el ejercicio llevado a cabo en los numerales 5.4.3.1.3 y 5.4.3.1.6, a continuación se presente el efecto en el costo marginal y la confiabilidad energética, por la no ejecución de Porvenir II, tomando en consideración el escenario 11, el cual contempló el cronograma de expansión de Gráfica 5-145. La ausencia de este proyecto reduce la participación de la generación hidráulica en 352 MW, es decir, 0.63% respecto al total instalado en el año 2028.

En la Gráfica 5-154 y Gráfica 5-155 se presenta el comportamiento de la confiabilidad energética, bajo los indicadores VERE y VEREC. De las mismas se puede concluir que la no ejecución del proyecto, no compromete la atención de la demanda en el horizonte 2014 – 2028. Si bien bajo los resultados obtenidos se podría pensar que la expansión propuesta en el escenario 11 es redundante (a la luz de los resultados del caso 11.1), desplazar más generación, particularmente térmica, comprometería el abastecimiento energético, lo anterior por la firmeza que ofrece la generación térmica propuesta, debido a la disponibilidad del combustible y sus costos de suministro.

Los resultados del costo marginal se presentan en la Gráfica 5-156. En este caso se observa para todo el horizonte, un promedio de 57.7 U\$/MWh, y que su valor esperado se ubica en el mismo rango del precio de bolsa histórico corregido, ello hasta el 2027. Después de este momento, el valor esperado tiene un crecimiento acelerado.

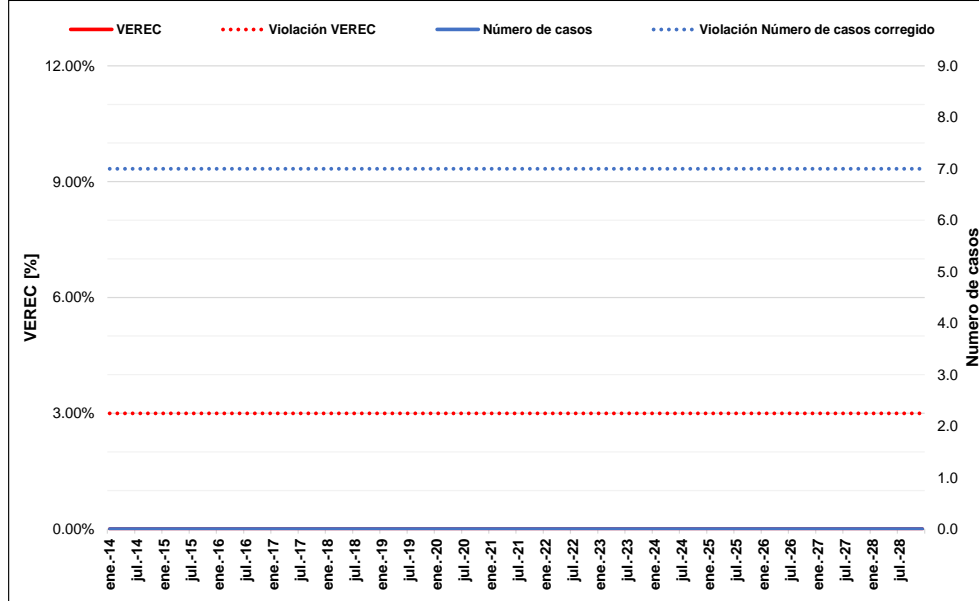
Asimismo, al comparar los resultados obtenidos para los casos 11 y 11.1, se encuentra que el valor esperado del costo marginal en la estrategia 11.1, se ubica por encima del valor del escenario 11 en la mayor parte del horizonte, siendo más notorio a partir del año 2019 (ver Gráfica 5-157). En otras palabras, el promedio del escenario 11.1, entre los años 2019 y 2028, es de 57.5 U\$/MWh, mientras que para el escenario 11 es de 53.54 U\$/MWh, lo que representa una diferencia de 4.03 U\$/MWh. Esta diferencia es menor en este caso, en comparación con los escenarios 6.1 y 8.1, porque su matriz de expansión tiene un gran componente de centrales renovables, cuyo costo de operación es menor.

Gráfica 5-154: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 11.1.



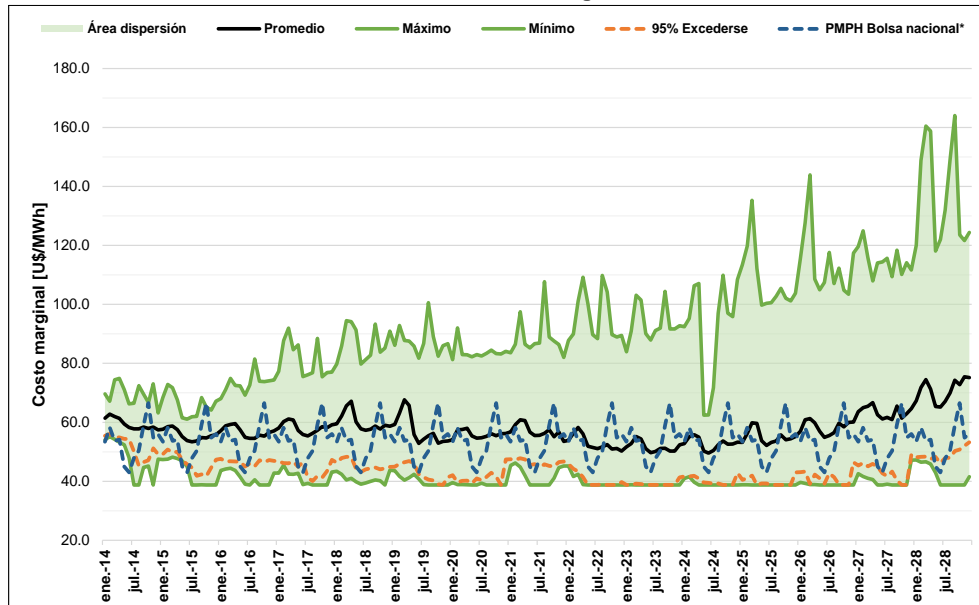
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-155: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 11.1.



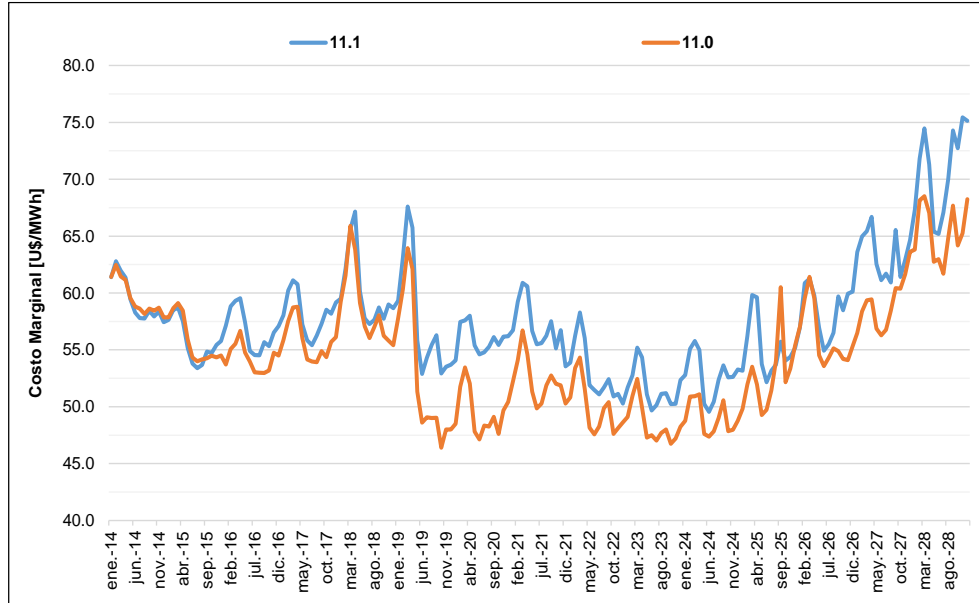
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-156: Evolución de Costo Marginal – Escenario 11.1.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-157: Comparación del valor esperado del costo marginal de los escenarios 11 y 11.1.



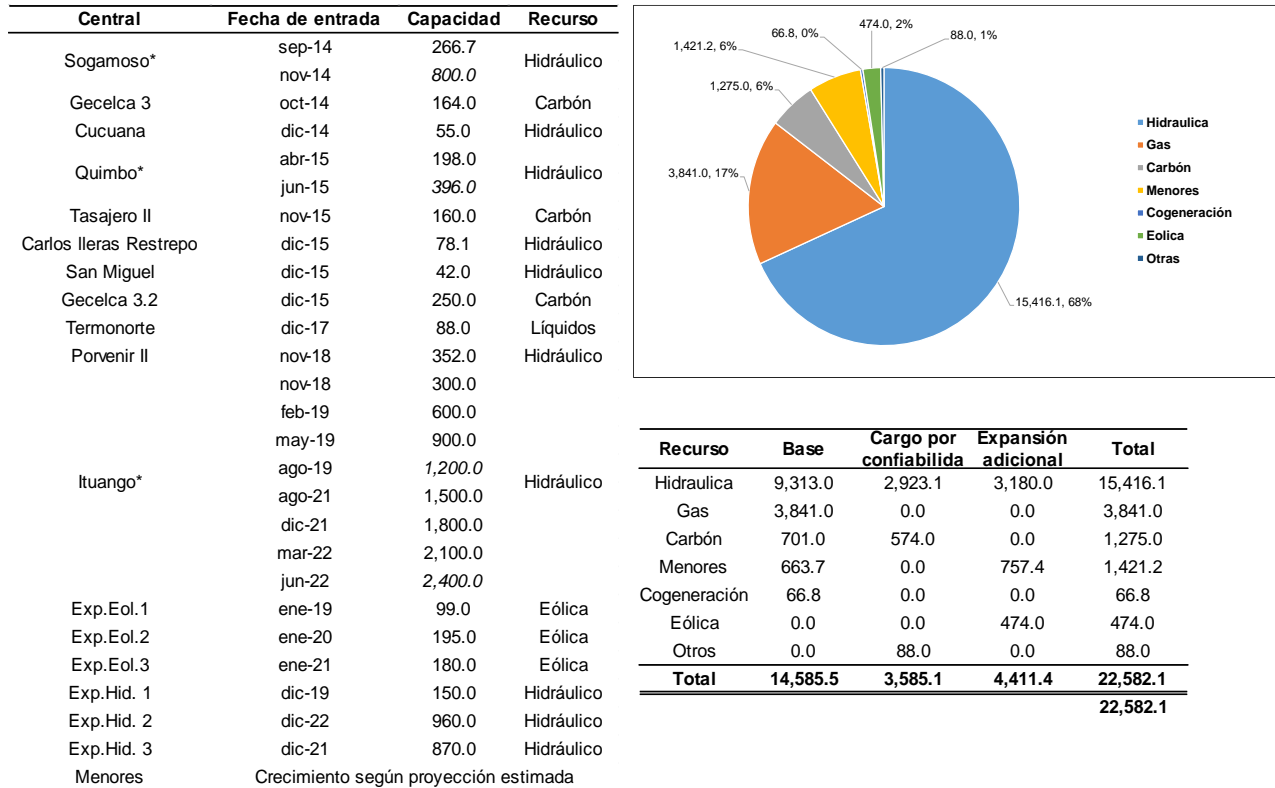
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.11 Escenario 12

El objetivo de este escenario es determinar, cumpliendo con los indicadores de confiabilidad energética, cuanta capacidad térmica convencional se puede reemplazar de la alternativa 7, la cual estableció la necesidad de contar con 2,474 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de plantas menores (1,200 MW asociados a la segunda fase de Ituango, 800 MW térmicos a base de carbón y 474 MW de generación eólica). Recordemos que la base de esta estrategia es la hidroelectricidad a mediana y gran escala, y que la demanda considerada para este análisis es la proyección alta de la revisión de julio de 2014.

La Gráfica 5-158 presenta el cronograma de expansión de la alternativa 12, junto con el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación.

Gráfica 5-158: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 12.

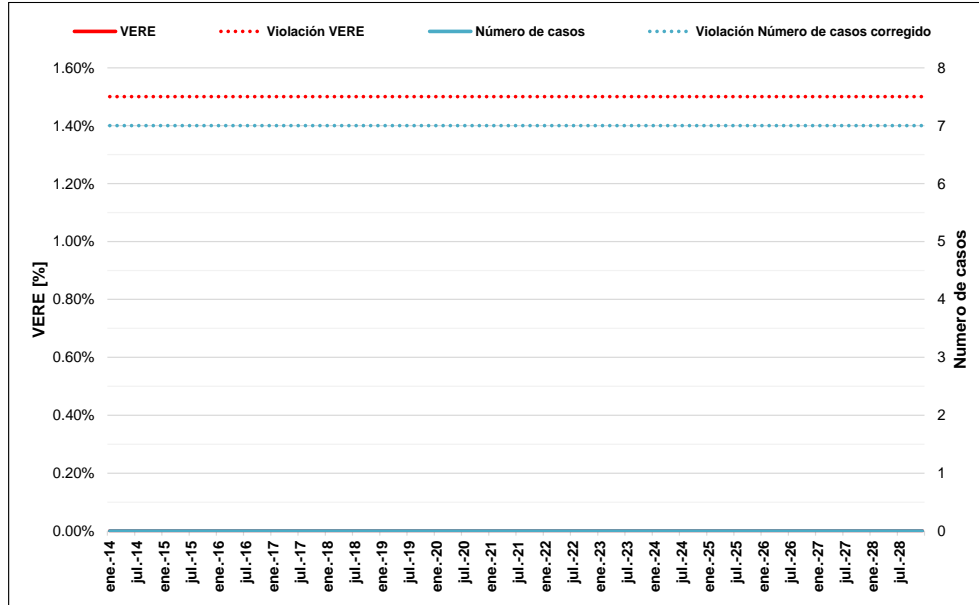


* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

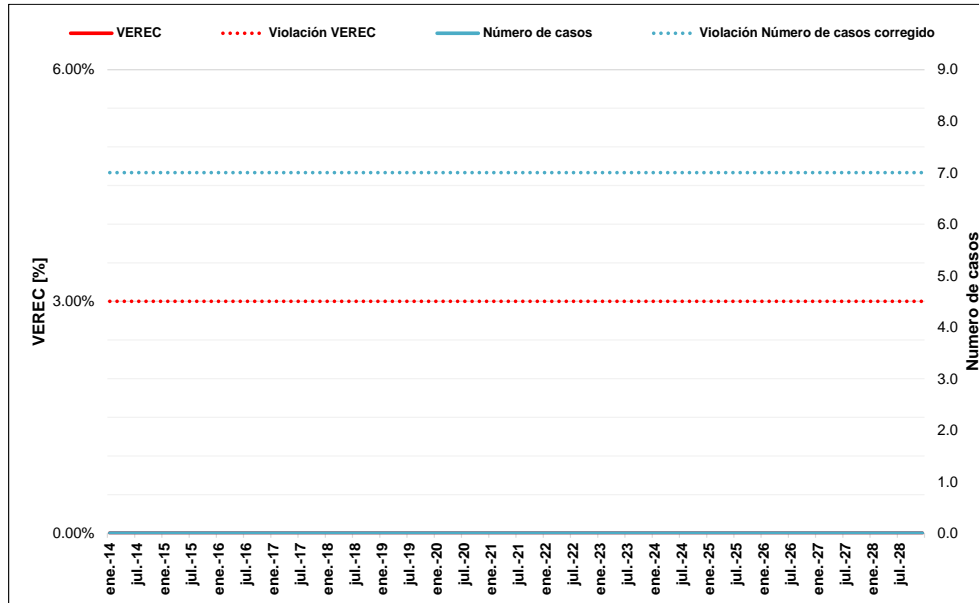
En la Gráfica 5-159 y Gráfica 5-160 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit, evidenciándose el cumplimiento de los límites establecidos por la regulación durante todo el periodo de análisis (2014 - 2028).

Gráfica 5-159: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 12.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-160: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 12.

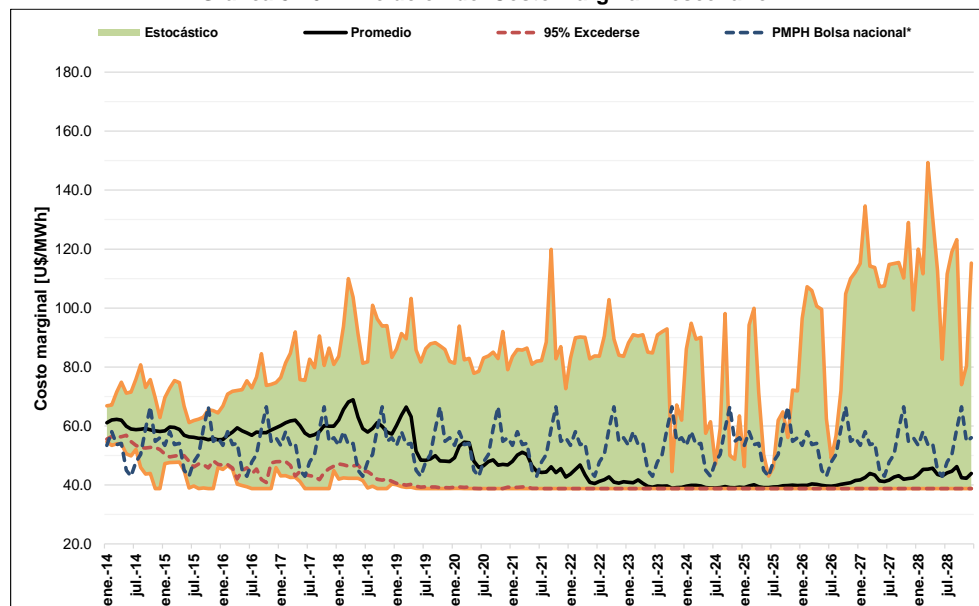


Fuente de gráfica: UPME

El costo marginal del sistema se presenta en la Gráfica 5-161, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera 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 99 de 1993. En la Gráfica 5-162 se observa la comparación entre el valor esperado de los costos marginales de los escenarios 7 y 12. De dichas gráficas se puede concluir:

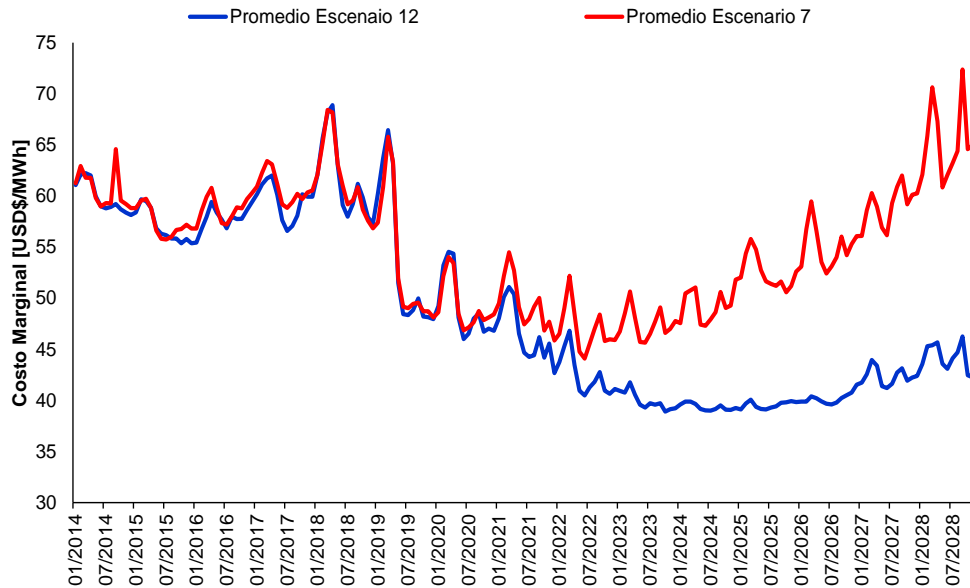
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 59.1 USD\$/MWh, el cual se reduce a 54.8 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 46 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango, la generación eólica y los nuevos proyectos hidroeléctricos. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 41.1 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 7, la generación renovable no convencional y la hidroelectricidad ocasionan una reducción promedio de 0.657 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, 0.002 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020, 2.546 USD\$/MWh durante los años 2020 y 2022, y 12.5 USD\$/MWh en el periodo 2022 – 2028. Es importante mencionar que los costos de operación, administración y mantenimiento - AOM considerados para las tecnologías renovables intermitentes, son ligeramente inferiores a los valores de referencia que la UPME utiliza para las tecnologías convencionales, específicamente en las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.

Gráfica 5-161: Evolución del Costo Marginal – escenario 12.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-162: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 7 y 12.

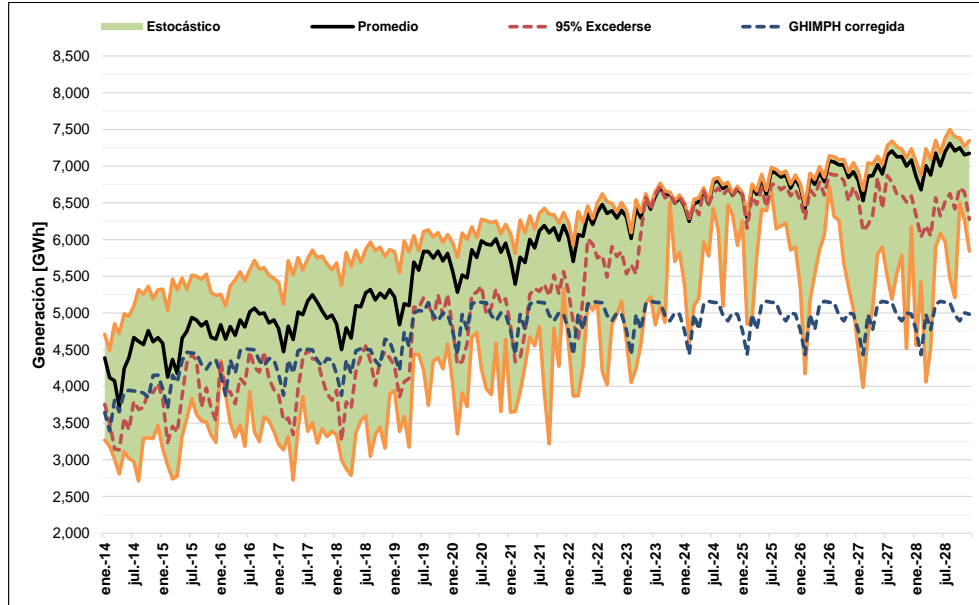


Fuente de gráfica: UPME

La generación hidroeléctrica, termoeléctrica y eólica agregada para todo el horizonte de análisis se presenta en la Gráfica 5-163, Gráfica 5-164 y Gráfica 5-165. De las mismas se puede concluir:

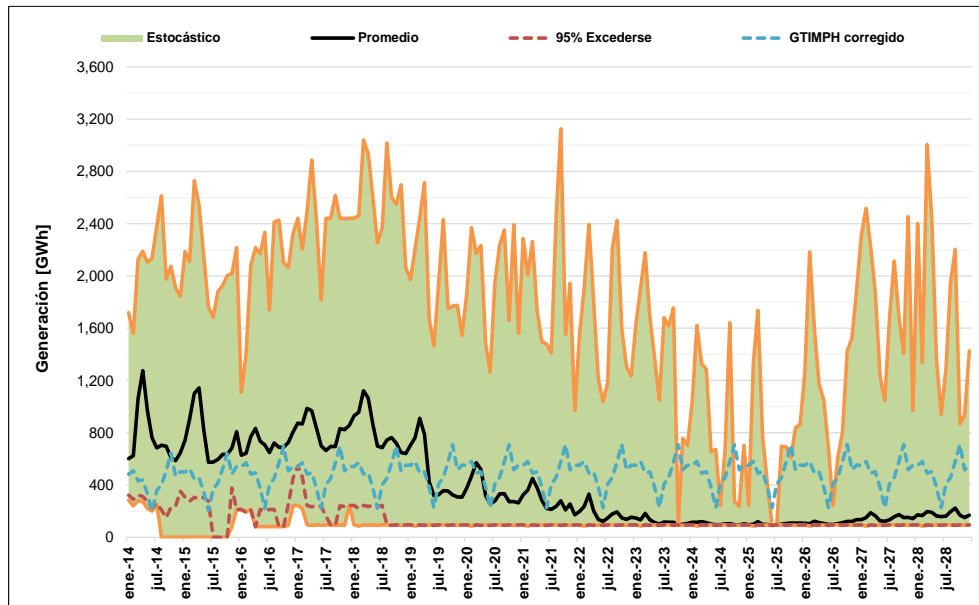
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,777.5 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,444.6 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, Porvenir II y los nuevos proyectos hidroeléctricos propuestos, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,972.2 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,705.3 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 778 GWh-mes, el cual se reduce a 555 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II, la generación eólica y parte de la capacidad hidroeléctrica propuesta (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable (eólica e hidroelectricidad), en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 273.08 GWh-mes, disminuyéndose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 135.6 GWh-mes.
- En el periodo 2019 – 2020 el valor esperado de la generación eólica es de 53.7 GWh-mes, el cual se incrementa a 88.2 GWh-mes en el periodo 2020 – 2021. A partir de este último año, es decir el periodo 2021 – 2028, el promedio de la generación es de 41.66 GWh-mes.

Gráfica 5-163: Generación hidroeléctrica – escenario 12.



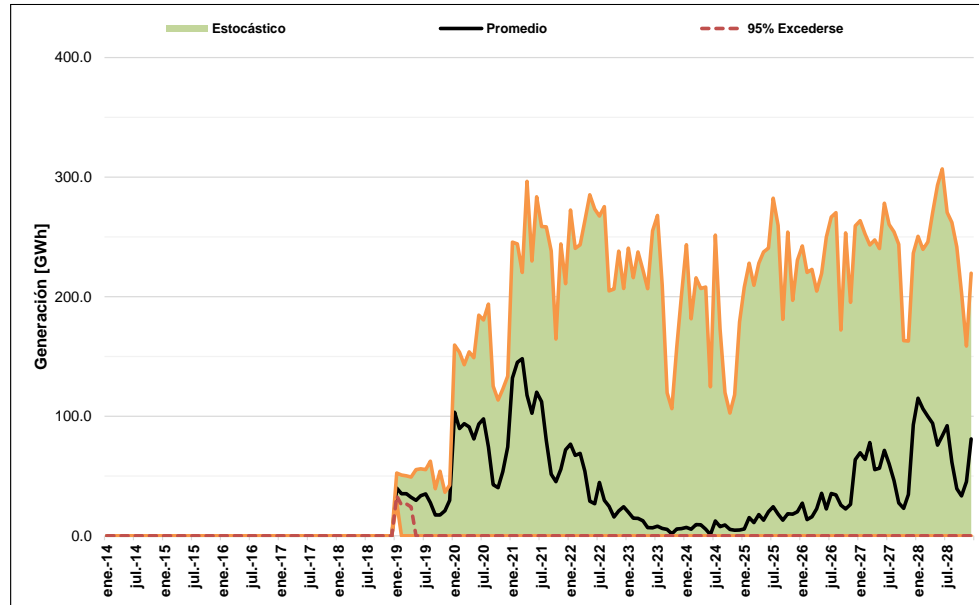
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-164: Generación termoeléctrica – escenario 12.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-165: Generación eólica – escenario 12.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

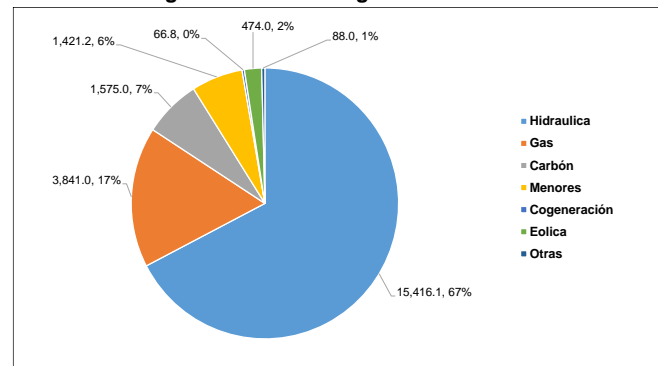
- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alto, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 59.1 USD\$/MWh, el cual se reduce a 54.8 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). En el periodo 2020 – 2022 es de 46 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango, la generación eólica y los nuevos proyectos hidroeléctricos. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 41.1 USD\$/MWh. Respecto al escenario de referencia, caso 7, la generación renovable no convencional y la hidroelectricidad ocasionan una reducción promedio de 0.657 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, 0.002 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020, 2.546 USD\$/MWh durante los años 2020 y 2022, y 12.5 USD\$/MWh en el periodo 2022 – 2028.
- Los resultados evidencian como la generación renovable no convencional y la hidroelectricidad propuesta (474 + 3,180 MW), remplazan 800 MW de generación térmica a base de carbón, inclusive podría ser superior la generación con otras fuentes que no se necesitaría, sin embargo, las otras capacidades referenciadas son muy probables que se materialicen, razón por la cual no se disminuyó su generación asociada.

5.4.3.1.12 Escenario 13

Al igual que en el escenario 12, el objetivo de esta estrategia es establecer la generación térmica desplazada con la incorporación de hidroelectricidad a mediana y gran escala, lo anterior tomando como referencia el escenario 8, que determinó la necesidad de contar con 2,974 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de plantas menores (1,200 MW asociados a la segunda fase de Ituango, 1,300 MW térmicos a base de carbón y 474 MW de generación eólica). La demanda considerada para este análisis es la proyección alta crítica. La Gráfica 5-166 presenta el cronograma de expansión de la alternativa 13, junto con el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación.

Gráfica 5-166: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 13.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp.Hid. 1	dic-19	150.0	Hidráulico
Exp.Hid. 2	dic-22	960.0	Hidráulico
Exp.Hid. 3	dic-21	870.0	Hidráulico
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	3,180.0	15,416.1
Gas	3,841.0	0.0	0.0	3,841.0
Carbón	701.0	574.0	300.0	1,575.0
Menores	663.7	0.0	757.4	1,421.2
Cogeneración	66.8	0.0	0.0	66.8
Eólica	0.0	0.0	474.0	474.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	4,711.4	22,882.1

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

Fuente de gráfica: UPME

El comportamiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit, se presenta en la Gráfica 5-167 y Gráfica 5-168. De las mismas se evidencia el cumplimiento de los límites establecidos por la regulación durante todo el periodo de análisis (2014 - 2028).

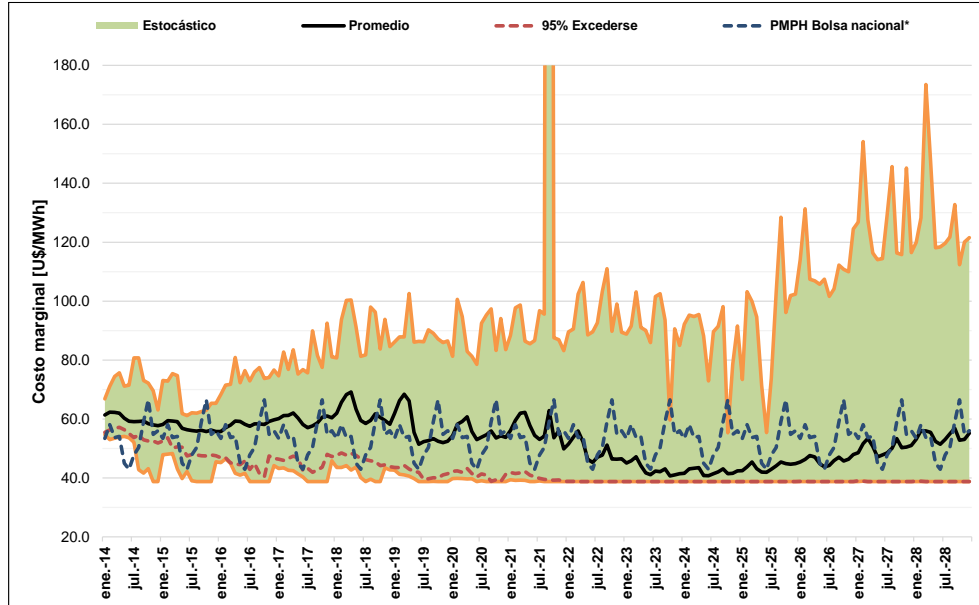
En la Gráfica 5-169 se presenta el costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, y considera el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993. La comparación entre el valor esperado de los costos marginales de los escenarios 8 y 13 se observa en la Gráfica 5-170. De dichas gráficas se puede concluir:

- El valor esperado del costo marginal es 59.4 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, el cual se reduce a 58.2 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- Debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango, la generación eólica y los nuevos proyectos hidroeléctricos, el costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 53.8 USD\$/MWh. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 46.9 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 8, la generación renovable no convencional y la hidroelectricidad ocasionan una reducción promedio de 0.7 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, 0.4 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020, 2.9 USD\$/MWh durante los años 2020 y 2022, y 14.1 USD\$/MWh en el periodo 2022 – 2028. Es importante mencionar que los costos de operación, administración y mantenimiento - AOM considerados para las tecnologías renovables intermitentes, son ligeramente inferiores a los valores de referencia que la UPME utiliza para las tecnologías convencionales, específicamente en las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.

La generación hidroeléctrica, termoeléctrica y eólica agregada para todo el horizonte de análisis se presenta en la Gráfica 5-171, Gráfica 5-172 y Gráfica 5-173. De las mismas se puede concluir:

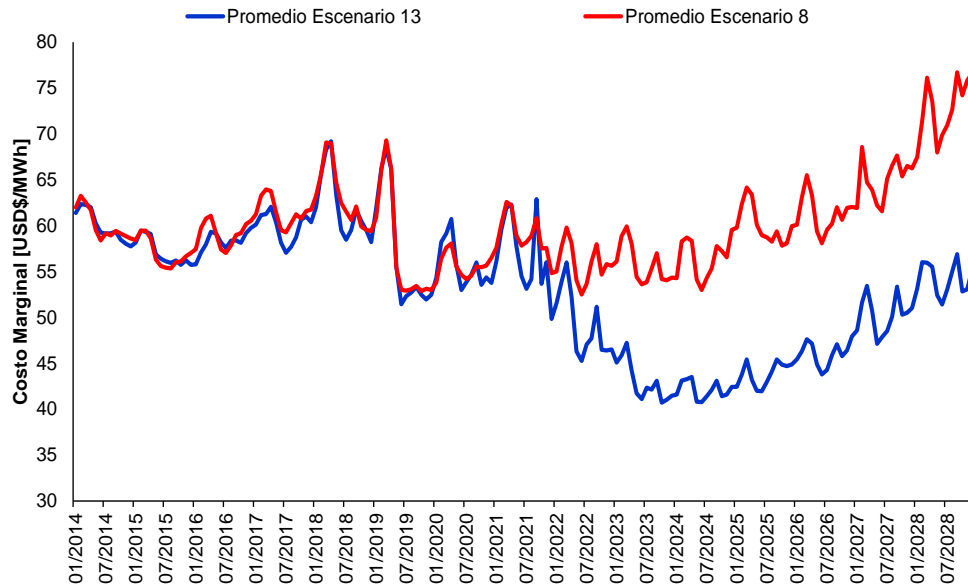
- El valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,767 GWh-mes en el periodo 2014 – 2018, el cual se incrementa a 5,465 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango, Porvenir II y los nuevos proyectos hidroeléctricos propuestos, en el periodo 2020 – 2022 el promedio de la generación hidroeléctrica es de 6,103.7 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,995.6 GWh-mes.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación térmica es de 788.4 GWh-mes, el cual se reduce a 674.1 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II, la generación eólica y parte de la capacidad hidroeléctrica propuesta (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable (eólica e hidroelectricidad), el promedio de la generación térmica es de 502.6 GWh-mes, disminuyéndose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 278.6 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación eólica es de 61.9 GWh-mes en el periodo 2019 – 2020, el cual se incrementa a 117 GWh-mes en el periodo 2020 – 2021. A partir de este último año, es decir el periodo 2021 – 2028, el promedio de la generación es de 96.3 GWh-mes.

Gráfica 5-169: Evolución del Costo Marginal – escenario 13.



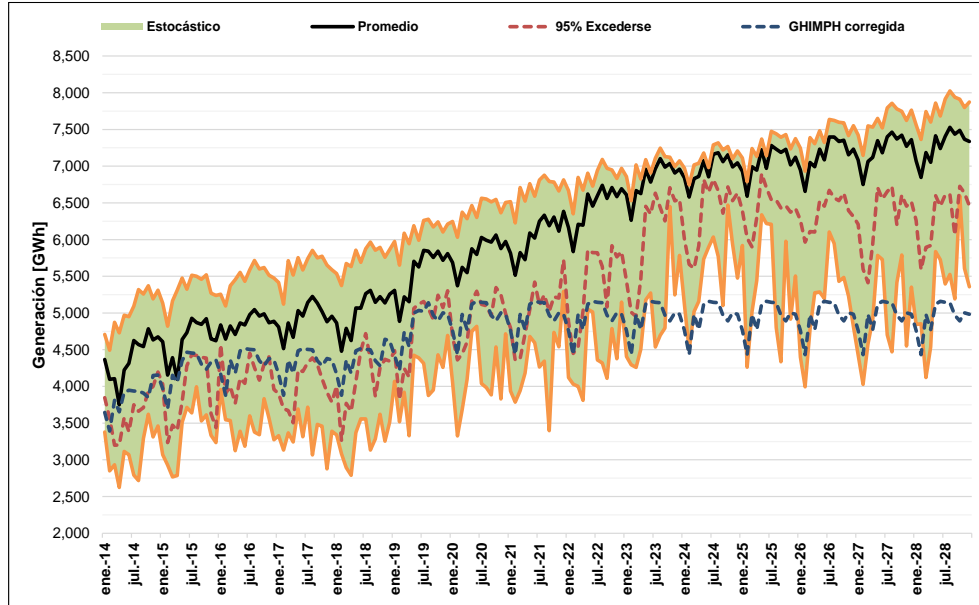
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-170: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 8 y 13.



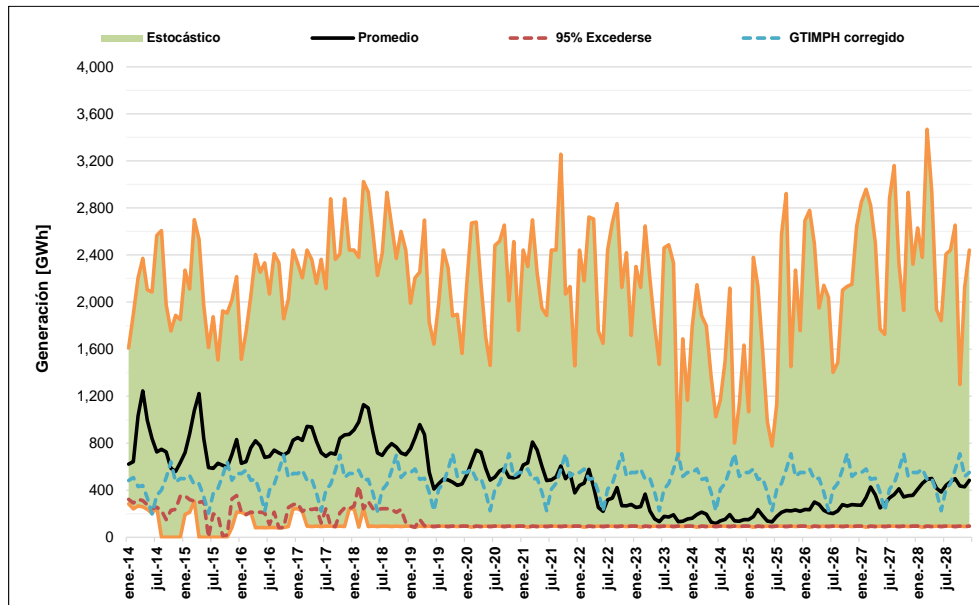
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-171: Generación hidroeléctrica – escenario 13.



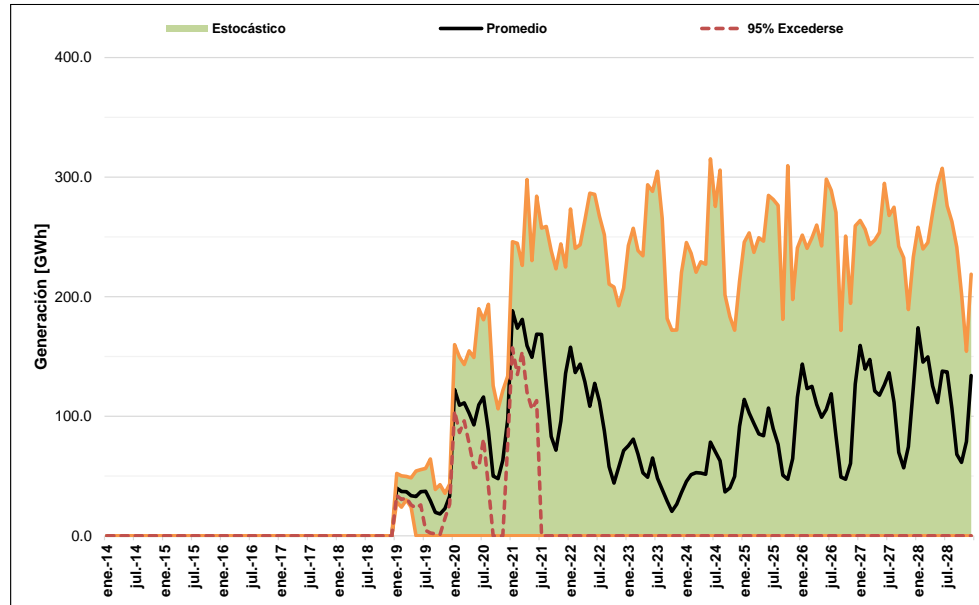
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-172: Generación termoeléctrica – escenario 13.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-173: Generación eólica – escenario 13.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alto Crítico, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- El valor esperado del costo marginal es 59.4 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, el cual se reduce a 58.2 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020). Debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango, la generación eólica y los nuevos proyectos hidroeléctricos, el costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 53.8 USD\$/MWh. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 46.9 USD\$/MWh. Respecto al escenario de referencia, caso 8, la generación renovable no convencional y la hidroelectricidad ocasionan una reducción promedio de 0.7 USD\$/MWh en el periodo 2014 – 2018, 0.4 USD\$/MWh en el horizonte 2018 – 2020, 2.9 USD\$/MWh durante los años 2020 y 2022, y 14.1 USD\$/MWh en el periodo 2022 – 2028.
- Los resultados evidencian como la generación renovable no convencional y la hidroelectricidad propuesta (474 + 3,180 MW), rempazan 1,000 MW de generación térmica a base de carbón, sin embargo, se necesitarían 300 MW carboníferos para garantizar los indicadores de confiabilidad energética.

5.4.3.1.13 Escenario 14

Previamente se analizaron varias estrategias de expansión, ello en función de las necesidades identificadas en los estudios de corto plazo. Inicialmente se propusieron escenarios donde el carbón se constituye en el

principal recurso de generación, debido a su alta disponibilidad y los bajos costos del combustible. Posteriormente se estableció el impacto de la generación eólica en el SIN y se formularon alternativas de largo plazo que incorporan esta fuente intermitente, calculando la generación térmica que ya no se requeriría al conectar varios parques eólicos (474 MW). Después se estudiaron escenarios que contemplan la inclusión de fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente biomasa, geotermia, generación eólica y generación solar fotovoltaica distribuida (ley 1715 de 2014). Asimismo, a la luz de los comentarios recibidos a la versión preliminar de este documento, al igual que la intención de varios agentes, se proyectaron dos estrategias que tienen como recurso principal la hidroelectricidad a mediana y gran escala.

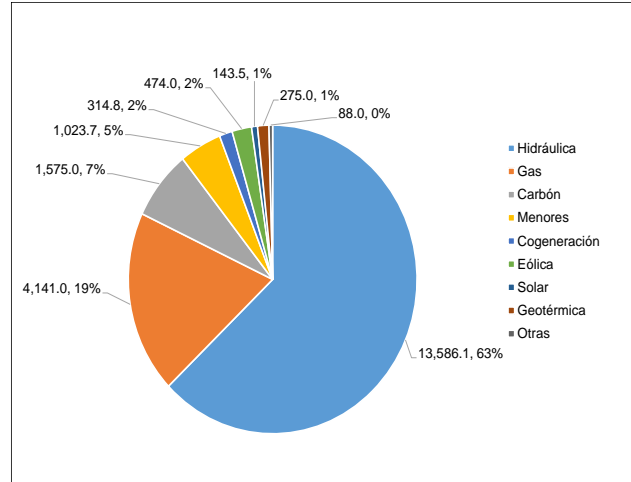
Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta un escenario que considera todas las tecnologías estudiadas. Las capacidades planteadas por recurso, Gráfica 5-174, garantizan de manera agregada el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit durante todo el periodo de análisis (Gráfica 5-175 y Gráfica 5-176). Vale la pena mencionar que la mezcla sugerida se determinó llevando a cabo varias simulaciones con el modelo energético SDDP. El escenario de demanda que se tuvo en cuenta fue el alto de la revisión de julio de 2014.

El costo marginal del sistema, el cual está expresado en dólares constantes de diciembre de 2013, se presenta en la Gráfica 5-177. Este considera 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 99 de 1993. La comparación entre el valor esperado de los costos marginales de los escenarios 10 y 14 se observa en la Gráfica 5-178. De dichas gráficas se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 56.5 USD\$/MWh, el cual se reduce a 50.7 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación renovable (2018 - 2020).
- El costo marginal promedio en el periodo 2020 – 2022 es de 43.4 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 46.3 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, caso 10, durante todo el horizonte se observa un incremento promedio de 0.2 USD\$/MWh, es decir, no se observa una diferencia significativa. Es importante mencionar que los costos de operación, administración y mantenimiento - AOM considerados para las tecnologías renovables intermitentes, son ligeramente inferiores a los valores de referencia que la UPME utiliza para las tecnologías convencionales, específicamente en las plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala.

Gráfica 5-174: Cronograma de expansión y participación de cada tecnología en la matriz de generación – escenario 14.

Central	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Povenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
Ituango*	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Hid1	dic-19	150.0	
Exp.Carb. 2	dic-21	150.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	150.0	Carbón
Exp.Gas 1	dic-24	300.0	Gas
	ene-14	6.2	
Exp. Cogeneración 1*	ene-15	24.6	Caña
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
	ene-17	178.0	
Exp. Cogeneración 2*	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp. Geotérmica*	ene-20	100.0	Geotérmico
	ene-23	275.0	
	ene-14	5.0	
Exp. Solar*	ene-16	8.9	Sol
	ene-20	53.6	
	ene-24	143.5	



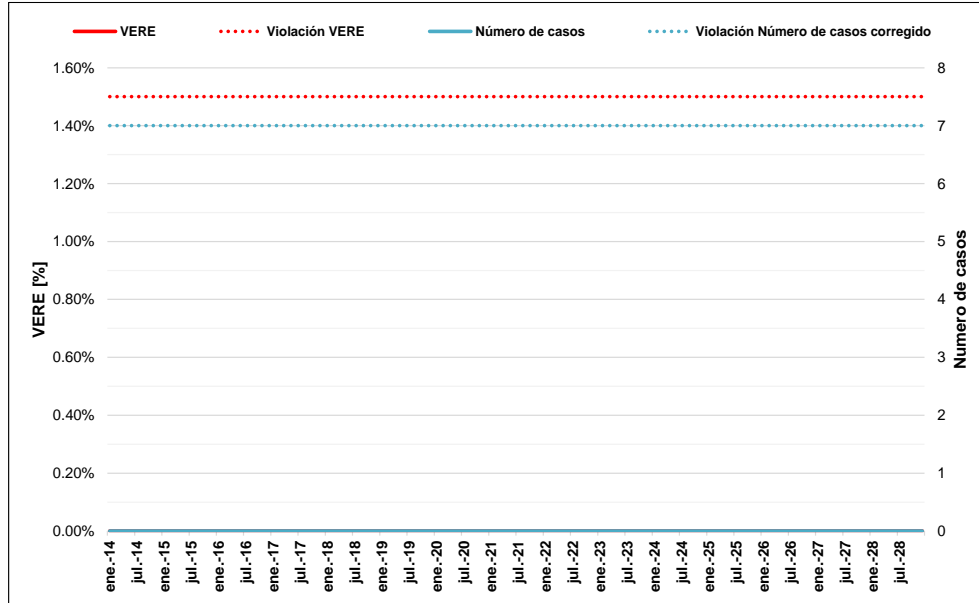
Recurso	Base	Expansión CXC	Expansión adicional	Total
Hidráulica	9,313.0	2,923.1	1,350.0	13,586.1
Gas	3,841.0	0.0	300.0	4,141.0
Carbón	701.0	574.0	300.0	1,575.0
Menores	663.7	0.0	360.0	1,023.7
Cogeneración	66.8	0.0	248.0	314.8
Eólica	0.0	0.0	474.0	474.0
Solar	0.0	0.0	143.5	143.5
Geotérmica	0.0	0.0	275.0	275.0
Otros	0.0	88.0	0.0	88.0
Total	14,585.5	3,585.1	3,450.5	21,621.1

Menores 47.5 % del crecimiento según proyección estimada

* Para estos proyectos, la tabla indica la capacidad parcial de cada central en el tiempo, una vez se incrementa la misma en función de la entrada de las unidades generadoras. Es decir, la capacidad instalada total del proyecto será el último valor referenciado.

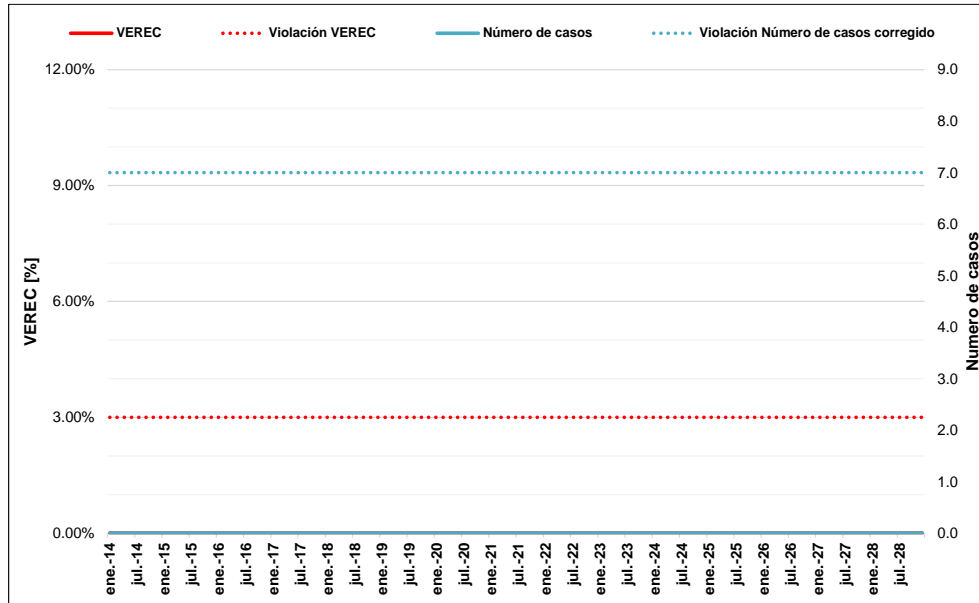
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-175: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – escenario 14.



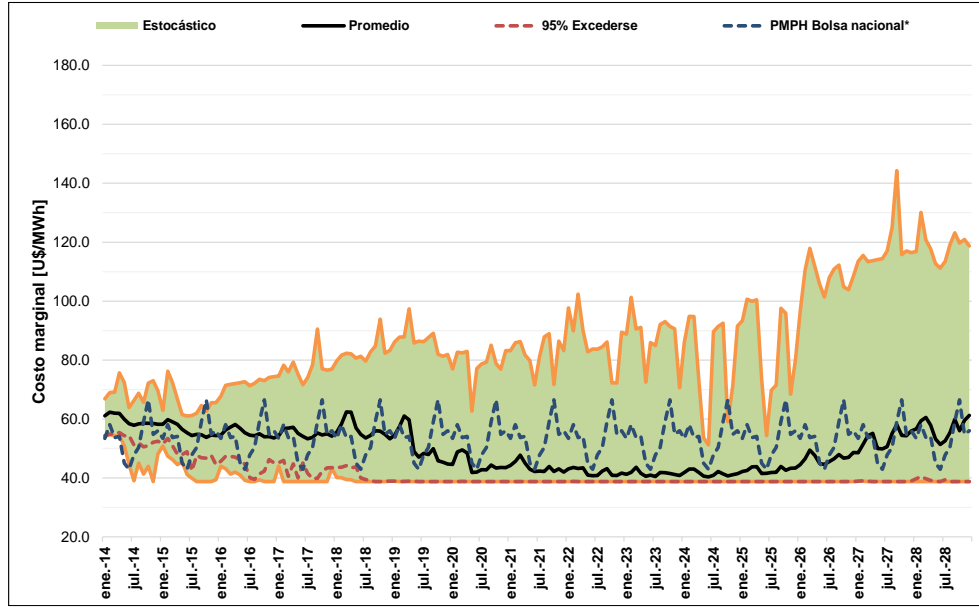
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-176: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – escenario 14.



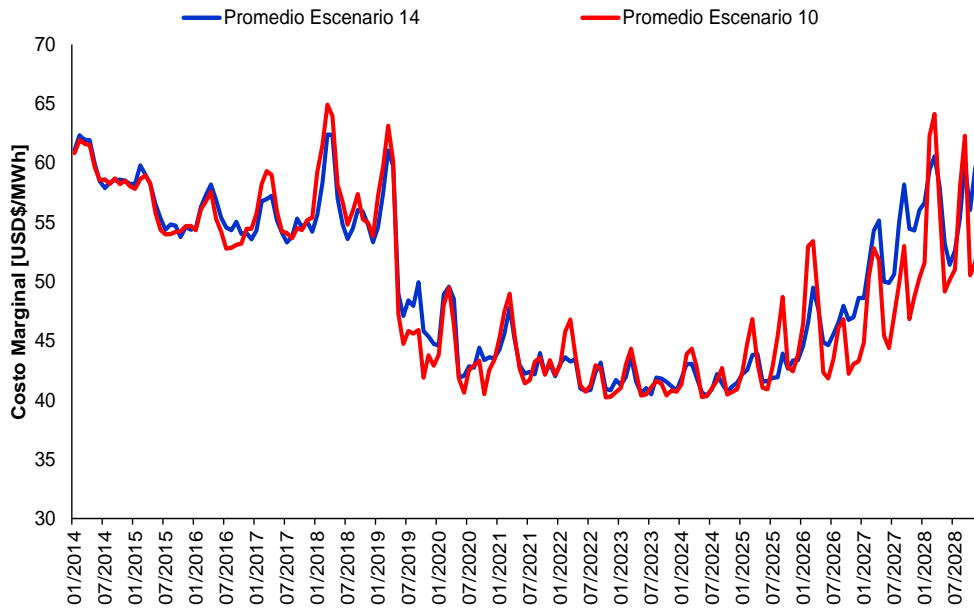
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-177: Evolución del Costo Marginal – escenario 14.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-178: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – escenarios 10 y 14.

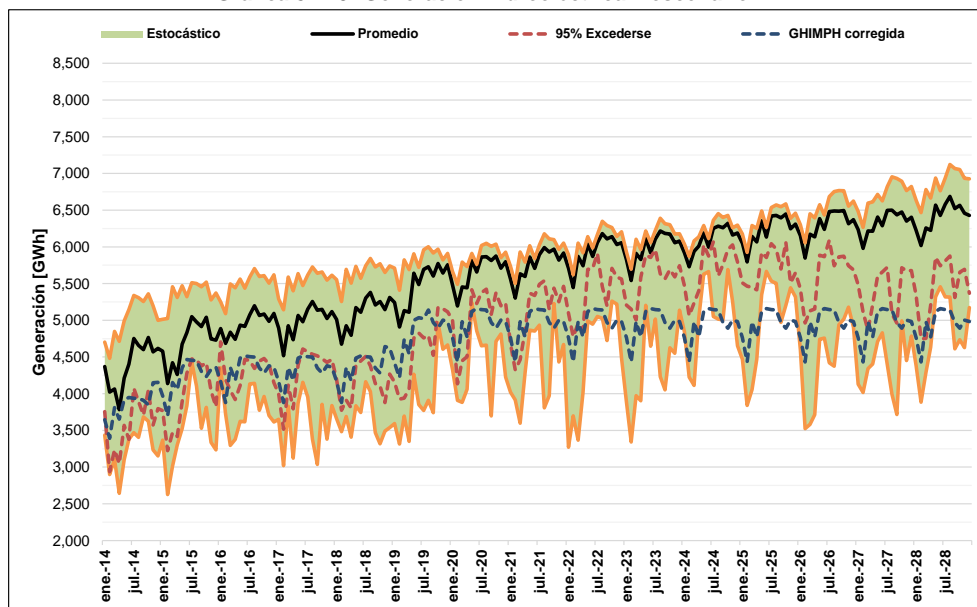


Fuente de gráfica: UPME

La generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovable no convencional agregada para todo el horizonte de análisis se presenta en la Gráfica 5-179, Gráfica 5-180 y Gráfica 5-181. De las mismas se puede concluir:

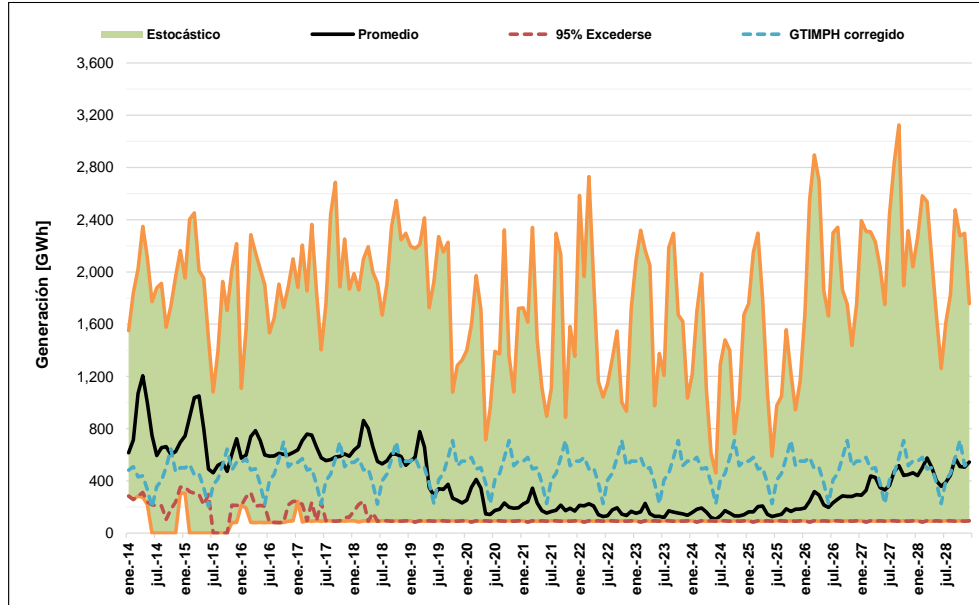
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4,832.2 GWh-mes, el cual se incrementa a 5,415.9 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II (2018 - 2020).
- En el periodo 2020 – 2022, con la entrada de la segunda etapa de Ituango, Porvenir II y la generación renovable no convencional, el promedio de la generación hidroeléctrica es de 5,788.6 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028), a un valor de 6,187.6 GWh-mes.
- El valor esperado de la generación térmica en el periodo 2014 – 2018 es de 671.6 GWh-mes, el cual se reduce a 428.1 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y la generación renovable no convencional (2018 - 2020).
- Con la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable, en el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación térmica es de 204.5 GWh-mes, incrementándose a partir de este momento (2022 - 2028) a un valor de 255.2 GWh-mes.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado de la generación renovable no convencional es de 65.4 GWh-mes, el cual se incrementa a 213.6 GWh-mes en el periodo 2018 – 2020. A partir de este año, es decir el periodo 2020 – 2022, el promedio de la generación es de 353.5 GWh-mes. Finalmente, se observa un valor esperado de la generación renovable no convencional de 482.5 GWh-mes en el horizonte 2022 – 2028.

Gráfica 5-179: Generación hidroeléctrica – escenario 14.



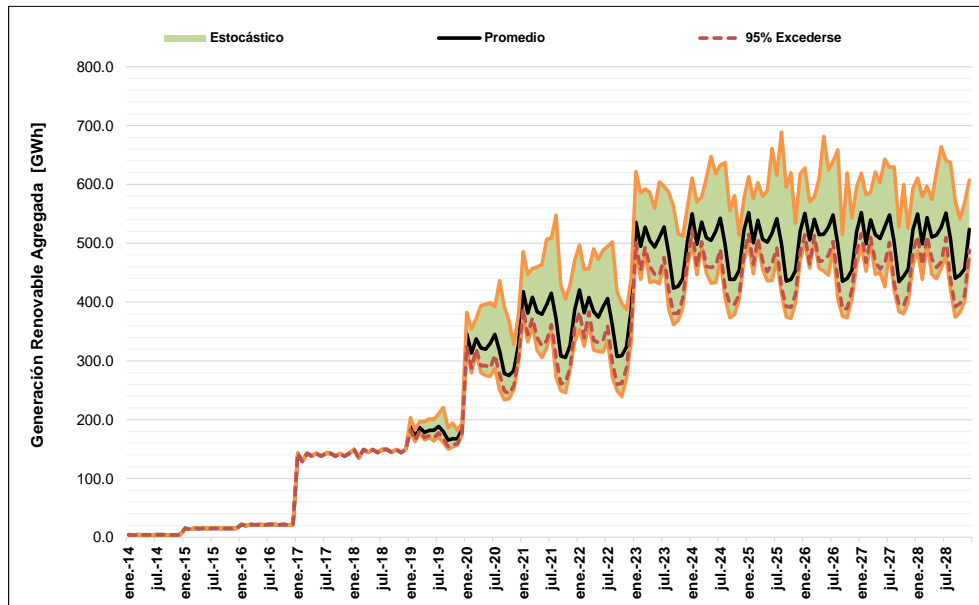
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-180: Generación termoeléctrica – escenario 14.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-181: Generación renovable no convencional – escenario 14.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Considerando la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda Alto, durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- En el periodo 2014 – 2018 el valor esperado del costo marginal es 56.5 USD\$/MWh, el cual se reduce a 50.7 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación renovable (2018 - 2020). En el periodo 2020 – 2022 es de 43.4 USD\$/MWh, ello debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 46.3 USD\$/MWh. Respecto al escenario de referencia, caso 10, durante todo el horizonte se observa un incremento promedio de 0.2 USD\$/MWh, es decir, no se observa una diferencia significativa.

5.4.3.1.14 Escenario 15 – Interconexiones internacionales

Este escenario proyecta en el mediano y largo plazo, los intercambios de electricidad con nuestros países vecinos. Para el análisis se consideró el sistema colombiano propuesto en el escenario 14, el cual incluye todas las tecnologías en la expansión de la matriz de generación del SIN. Adicionalmente, se incluyeron los sistemas de generación de Ecuador, Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala. Es importante recordar que los resultados presentados corresponden a un análisis energético a través de un modelo hidrotérmico de mínimo costo, el cual no considera otras externalidades (políticas, regulación, medidas operativas, etc.).

En el caso del sistema ecuatoriano, la corporación CENACE suministró a la Unidad la base de datos actualizada para el modelo SDDP, junto con otra información complementaria; como las proyecciones de demanda eléctrica y el cronograma de expansión de las centrales de generación. Por otro lado, la base de datos de Panamá fue construida a partir de la información que se encuentra disponible en el portal web del Centro Nacional de Despacho – ETESA. Respecto a los demás países centroamericanos, se utilizó la información contenida en el documento Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Periodo 2012 – 2027, contemplando la expansión propuesta en el denominado “Escenario de Referencia”, al igual que su proyección de demanda eléctrica.

Respecto a la interconexión entre los países, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones: Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala, se interconectan a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – SIEPAC, con una capacidad de transporte bidireccional de 100 MW (ver Gráfica 5-182).

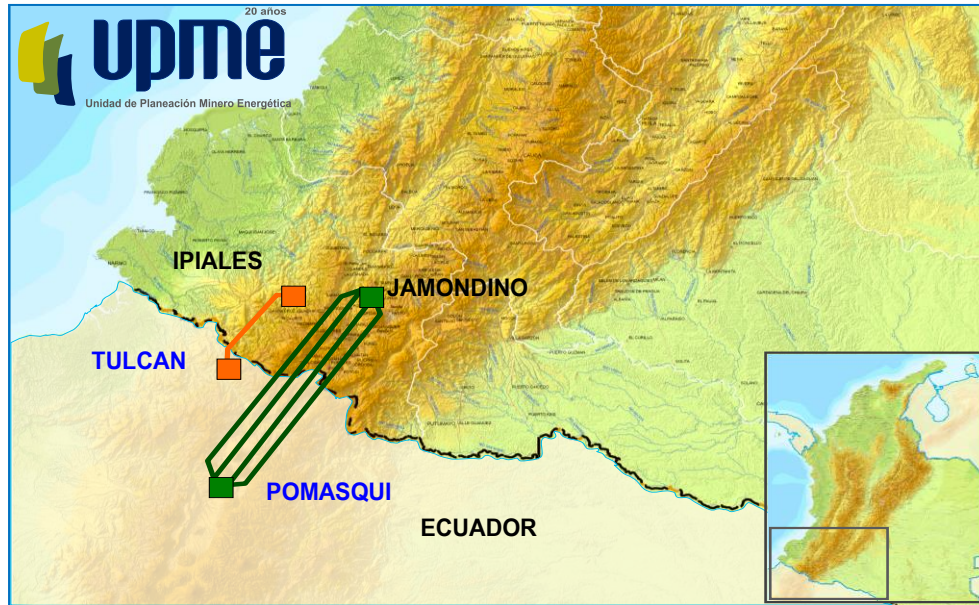
Gráfica 5-182: Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.



Fuente: Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamérica - SIEPAC

De la misma forma, se consideró la interconexión existente entre Colombia y Ecuador, a través de 4 enlaces a nivel de 230 kV, Jamondino – Pomansqui (ver Gráfica 5-183), y la interconexión proyectada para el año 2018 entre Colombia y Panamá, a través de un enlace HVDC de 450 Kv DC, con capacidad de transporte de 300 MW (ver Gráfica 5-184).

Gráfica 5-183: Interconexión actual Colombia – Ecuador.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-184: Interconexión futura Colombia – Panamá.

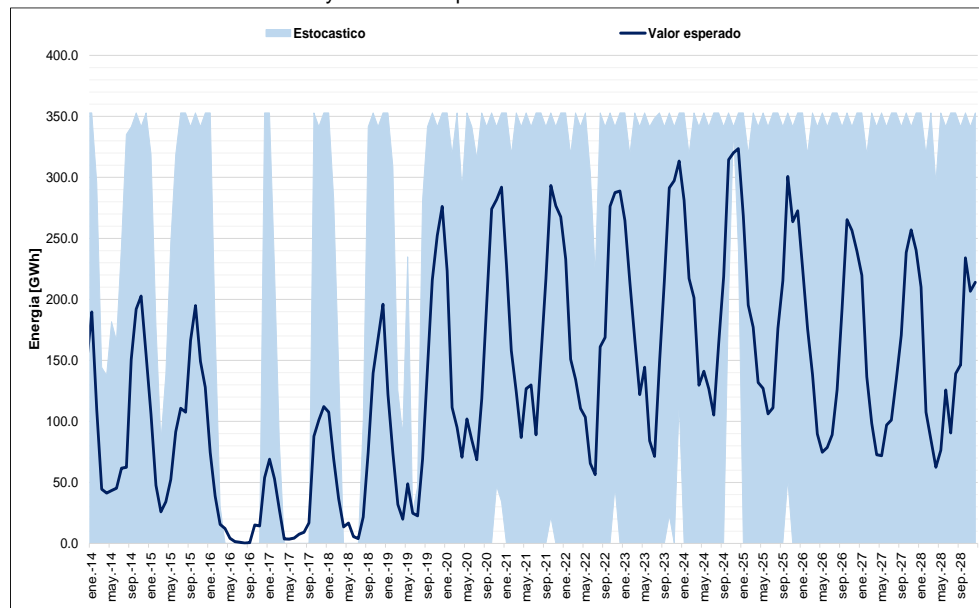


Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.14.1 Intercambios Colombia – Ecuador

En la Gráfica 5-185 se ilustra el comportamiento de las exportaciones hacia Ecuador. Se observa una conducta cíclica, cuyo valor esperado alcanza un mínimo en el año 2016, y un máximo de 323.5 GWh/mes en diciembre de 2024. La reducción en las exportaciones entre los años 2016 y 2017 se debe a la entrada en la operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair en el vecino país. De la misma forma, en la Gráfica 5-186 se presenta el comportamiento de las importaciones desde Ecuador.

Gráfica 5-185: Proyección de exportaciones de electricidad hacia Ecuador.

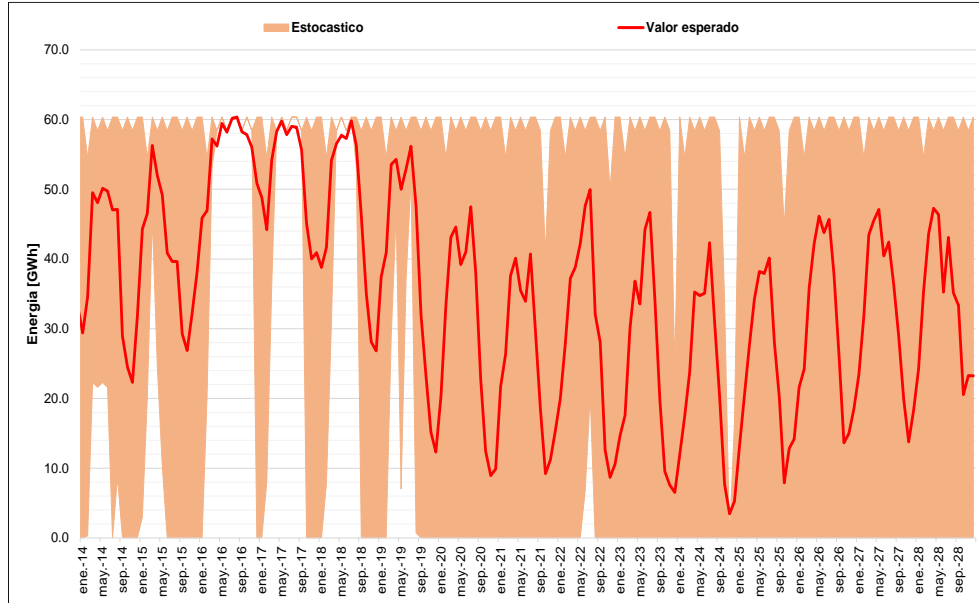


Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

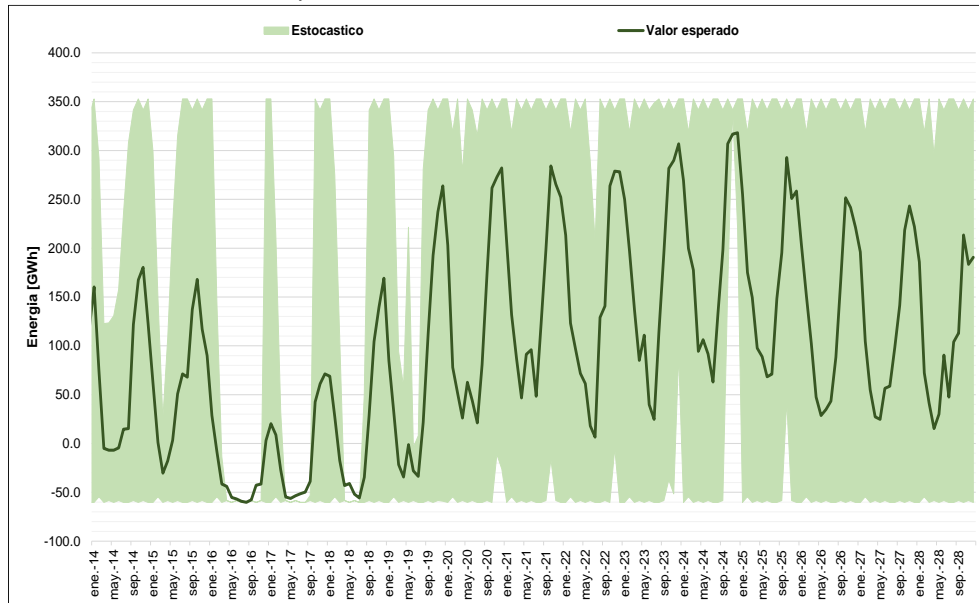
En la Gráfica 5-187 se presenta la proyección de intercambios netos con Ecuador. Se observa que su valor esperado y la dispersión estocástica tienen valores positivos la mayor parte del tiempo. Esto indica que la electricidad generada en Colombia puede entregarse al sistema ecuatoriano, cubriendo este último sus necesidades energéticas a un menor costo. Asimismo, se identifica un incremento del intercambio neto a partir del año 2020. De acuerdo a los resultados obtenidos, su promedio para el periodo 2020 – 2028 es de 145.76 GWh/mes, y su valor esperado sería siempre positivo.

Gráfica 5-186: Proyección de importaciones de electricidad desde Ecuador.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

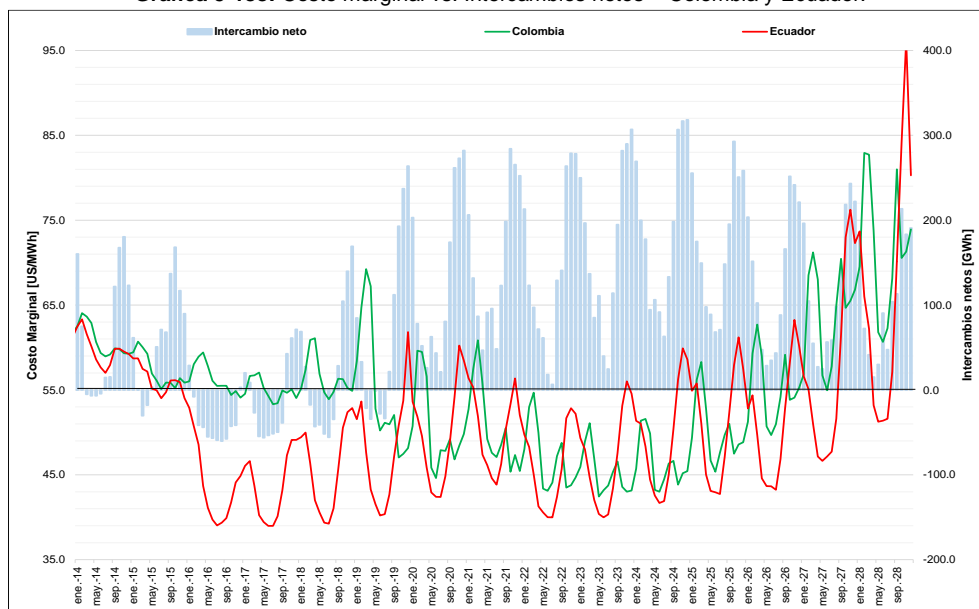
Gráfica 5-187: Proyecciones de intercambios netos de electricidad con Ecuador.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

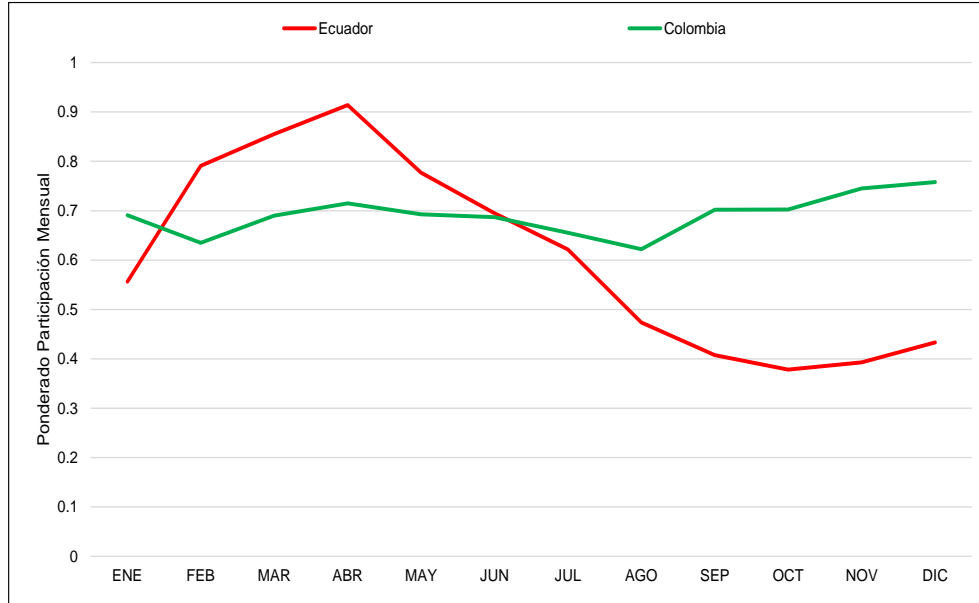
En la Gráfica 5-188 se presenta una comparación del costo marginal de los sistemas Colombia y Ecuador, y su contraste con los intercambios netos. Allí se observa que independientemente del desfase entre los costos marginales de los dos países, las transferencias son la mayoría del tiempo de Colombia hacia el vecino país. En este sentido, se compara el comportamiento histórico de los aportes hídricos de ambos sistemas (Gráfica 5-189), encontrándose que durante el primer semestre del año, se presentan los mayores en Ecuador, caso contrario ocurre en el segundo semestre. La estacionalidad de aportes hídricos en el vecino país influye en el comportamiento cíclico de los intercambios de electricidad con Colombia, ya que el costo marginal varía en función de la disponibilidad del recurso hídrico.

Gráfica 5-188: Costo marginal vs. Intercambios netos – Colombia y Ecuador.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-189: Comparación de ponderado de aportes hídricos mensuales de Colombia y Ecuador.



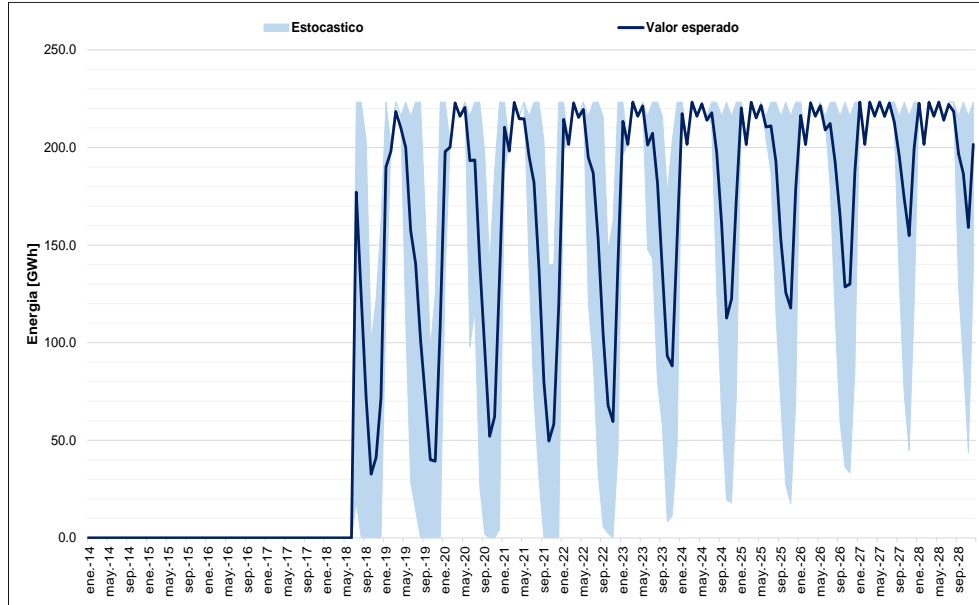
Fuente de datos: UPME - XM

Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.14.2 Intercambios Colombia – Panamá

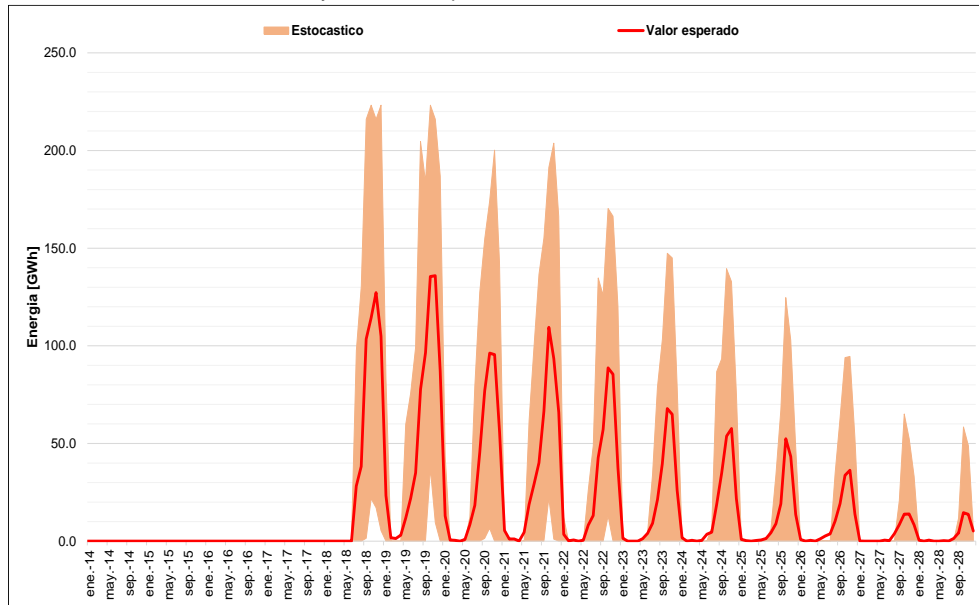
En la Gráfica 5-190 se presenta el valor esperado de las exportaciones y su dispersión estocástica. Se observa un incremento continuo en la exportación a lo largo del periodo, ello debido al crecimiento de la demanda en los países centroamericanos, y sus necesidades de mayor expansión. La Gráfica 5-191 indica las proyecciones de importación de energía desde Centroamérica. En este caso, los resultados son consecuentes con los presentados en la Gráfica 5-190, ya que se observa que Colombia recibiría en el largo plazo menos energía a través de la interconexión con Panamá.

Gráfica 5-190: Proyección de exportaciones hacia Panamá.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

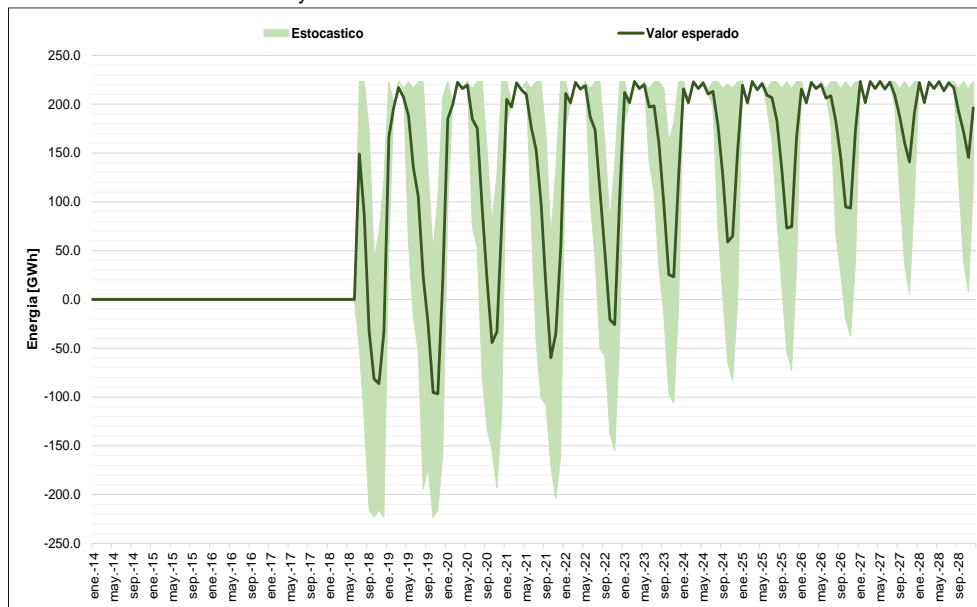
Gráfica 5-191: Proyección de importaciones de electricidad desde Panamá.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Los resultados obtenidos del análisis de intercambios netos con Centroamérica se presentan en la Gráfica 5-192. Allí se observa durante los 4 primeros años de operación del enlace, que Colombia recibiría durante algunos periodos energía a través de la interconexión con Panamá, de todas maneras, exportaríamos energía la mayor parte del tiempo. En la gráfica se observa que el promedio anual del valor esperado se incrementa continuamente a partir del año 2019, pasando de 86.9 GWh/mes a 203.7 GWh/mes, ello en el año 2028.

Gráfica 5-192: Proyecciones de intercambios netos de electricidad con Panamá.

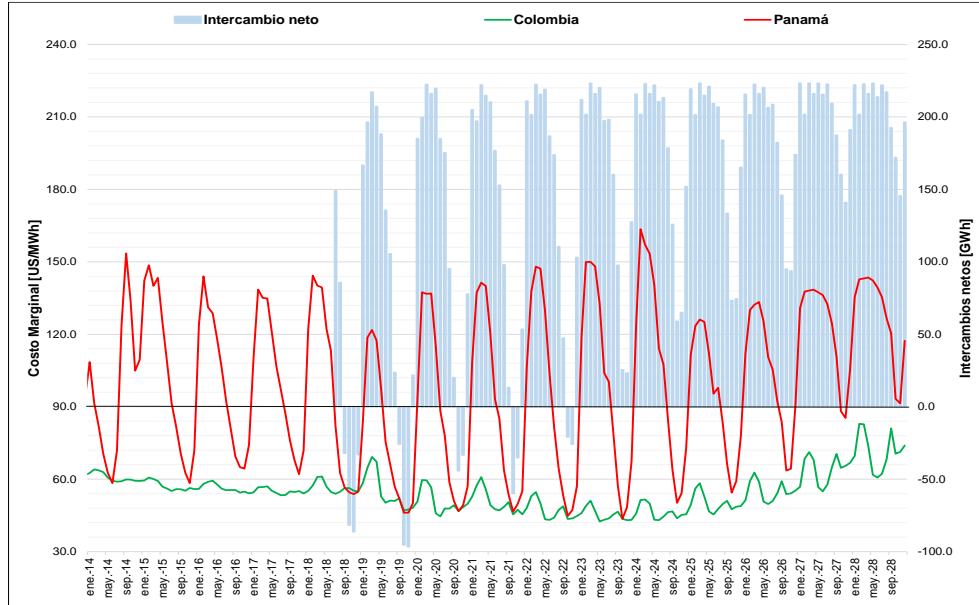


Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-193 se muestra la comparación del costo marginal entre los sistemas Colombia y Panamá, y su contraste con los intercambios netos entre ambos países. Es evidente la diferencia entre los costos marginales, posibilitando ello las transferencias de Colombia hacia Panamá.

Gráfica 5-193 Costo marginal vs. Intercambios netos – Colombia y Panamá.

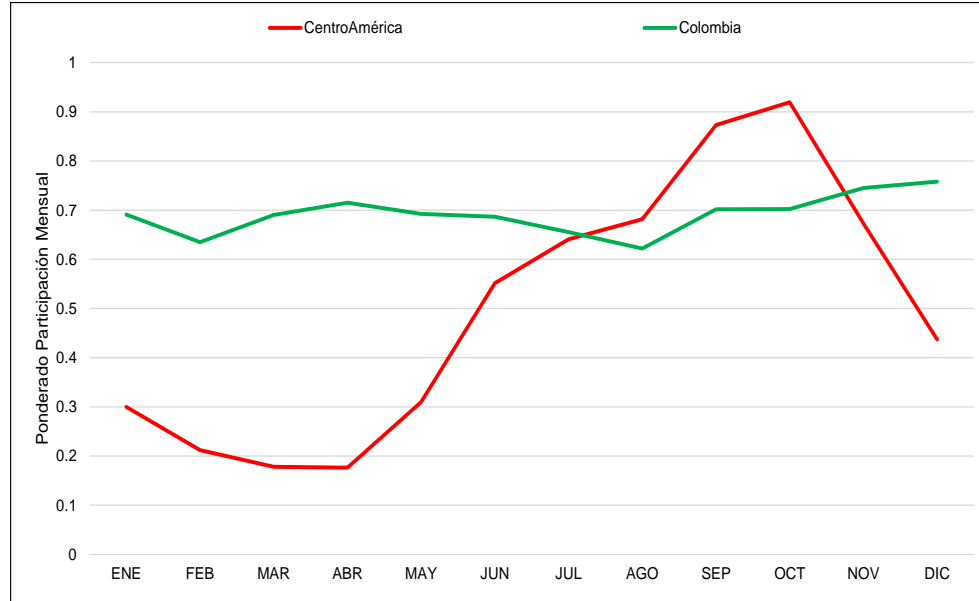


Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-194 se observa que al tomar el agregado de aportes hídricos de los países centroamericanos, los mayores ocurren durante los últimos 5 meses del año, mientras que en el primer semestre se reduce la disponibilidad del recurso hídrico para la generación de electricidad. Una vez más, este comportamiento determina la estacionalidad de los intercambios de electricidad entre Colombia y Centroamérica.

Gráfica 5-194: Comparación de ponderado de aportes hídricos mensuales de Colombia y Centro América.



Fuente de datos: UPME - XM

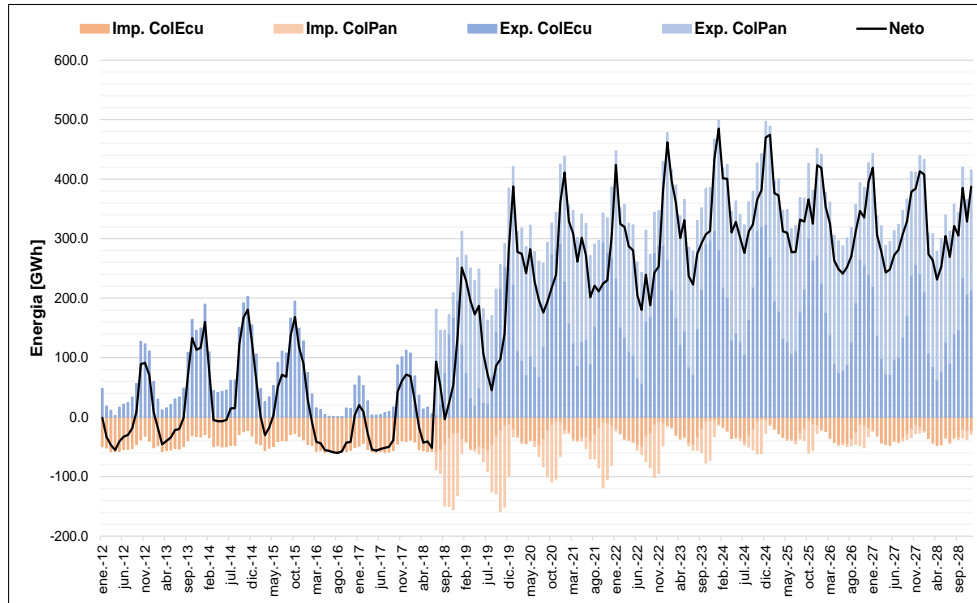
Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.14.3 Intercambios netos de Colombia y verificación de la Confiabilidad

Al conocer las proyecciones de intercambios de electricidad con Ecuador y Panamá, es posible determinar el intercambio neto de Colombia, el cual se obtiene al realizar la diferencia entre la suma de las exportaciones y la suma de importaciones, a través de las interconexiones existentes y proyectadas, para cada uno de los periodos. En la Gráfica 5-195 se ilustra, de manera agregada, el valor esperado de las exportaciones a Ecuador y Panamá, así como las importaciones desde estos dos países. También se presenta el valor esperado neto de los intercambios. De la gráfica se puede concluir:

- En el periodo 2016 – 2017 se reducen considerablemente las exportaciones a Ecuador y se incrementan las importaciones desde este país. Esto se debe principalmente a la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.
- Se observa un gran incremento en las exportaciones a partir del año 2018, ello debido a la entrada en operación de la interconexión Colombia – Panamá y el proyecto hidroeléctrico Ituango.

Gráfica 5-195: Proyección de intercambios internacionales de electricidad agregados de Colombia.



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

A partir de los anteriores resultados, se verifica la confiabilidad para el sistema Colombiano. Este análisis se realiza para el escenario 14, modificando su demanda en función del valor esperado de los intercambios netos, es decir, incrementando o disminuyendo el consumo, según sea el caso. Los análisis evidencian el cumplimiento de los indicadores VERE, VEREC y número de casos con déficit, en otras palabras, la expansión propuesta en la estrategia 14 garantiza las transferencias.

5.4.3.1.15 Escenario 16

En el desarrollo del Plan de Acción Indicativo 2010 – 2015 del PROURE, la UPME ha llevado a cabo diversos estudios y análisis tendientes a consolidar las opciones de mejoramiento de la eficiencia energética en los sectores industrial, terciario y residencial. El estudio de caracterización de consumos de energía en el sector residencial actualizado en 2012, indica que existen alrededor de 900,000 equipos de refrigeración doméstica con edades superiores a 10 años, y con consumos que superan ampliamente los valores que pueden tener equipos de tecnología más reciente. Muchos de estos equipos además, contienen sustancias agotadoras de ozono sobre las cuales existen restricciones de uso adoptadas a nivel internacional. Adicionalmente, existen equipos con edades entre 6 y 10 años que también presentan elevados consumos y podrían ser objeto de sustitución.

En consecuencia, se propone llevar a cabo la sustitución de 1,000,000 de refrigeradores domésticos, que al año 2018 implicaría una reducción en el consumo de electricidad de 1,428 GWh, equivalente a un 4.72% de la demanda proyectada del sector residencial. Esta sustitución cuenta con el respaldo de una operación enmarcada en la formulación y ejecución de una NAMA (Nationally Appropriate Mitigation Action, por sus

siglas en inglés) liderada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con el apoyo del Banco de desarrollo de América Latina - CAF y Center for Clean Air Policy - CCAP.

De otro lado, se considera que a la misma fecha, año 2018, estará terminada la sustitución de bombillas incandescentes, debido a que existen disposiciones legales que actualmente prohíben la comercialización de estos equipos, de manera que aquellas que vayan llegando al final de su vida útil, ya no serán reemplazadas por bombillas de este tipo, sino principalmente por bombillas fluorescentes compactas. Este cambio tecnológico implicaría una reducción de la demanda residencial de electricidad del 5.36%.

En relación con las medidas de eficiencia energética para el sector terciario, en 2013 la UPME actualizó el estudio de caracterización de consumos de energía para dicho sector y para todos los tamaños de empresa, incluyendo los subsectores pertenecientes a los códigos CIU del 50 al 93 (comercio al por mayor y al por menor, hoteles, actividades inmobiliarias y financieras, servicios de educación, de salud, de seguridad, sector público, entre otros). De acuerdo con los resultados del estudio, el potencial de eficiencia energética en electricidad por cambio tecnológico es del 14.8%. A este potencial, puede sumarse de un 5% a un 10% por la implementación de buenas prácticas, con lo cual el potencial total de eficiencia energética para usos eléctricos se estima entre un 20% y 25%. En 2012 el consumo de electricidad en este sector correspondió a 9,146 GWh/año, el 24% del total nacional, aproximadamente. Teniendo en cuenta este potencial, se propone establecer una meta de disminución de la demanda de electricidad del 8%, asociado principalmente a los usos de iluminación y acondicionamiento de aire.

Dentro de este potencial se pueden considerar aquellas medidas identificadas por la Unidad mediante la realización de 27 auditorías energéticas a edificaciones de entidades públicas de orden nacional, departamental y municipal. Las auditorías llevadas a cabo por la UPME indican que el potencial de eficiencia energética debido a buenas prácticas es del 5%; a sustitución de equipos actuales por otros más eficientes, 23.7%; a la implementación de medidas arquitectónicas, 10.3%, y al posible uso de energías renovables 2.7%.

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta, de un lado, la receptividad mostrada por parte de las entidades auditadas y el acompañamiento que realiza actualmente la UPME para facilitar la ejecución de las medidas, y de otro lado, lo contenido en la ley 1715 de 2014 en relación con la destinación que deberán hacer estas entidades para implementar medidas de gestión eficiente de la energía, se sugiere fijar una meta de eficiencia energética de 10% en el sector público, asociado principalmente a la implementación de buenas prácticas y a la sustitución de equipos de uso final (en su mayor parte sistemas de iluminación y aire acondicionado). Este 10% equivale a 1.5% del consumo del sector terciario.

En cuanto al sector industrial, el estudio realizado durante 2014¹² corrobora que el principal uso de la electricidad en los subsectores caracterizados, corresponde a fuerza motriz con una participación cercana al

¹² Subsectores códigos CIU 10 - 18

70%, respecto al total de electricidad consumida. Particularmente para este uso se determinó que la edad mediana de los motores es de 20 años y regularmente operan a bajos factores de carga. Adicionalmente, existe una práctica común entre los empresarios, consistente en rebobinar los motores varias veces, lo cual tiene un impacto considerable en la reducción de la eficiencia de estos equipos. A lo anterior se suma la poca penetración de los motores de eficiencias altas, en parte debido a que no se ha dispuesto en el país de una estrategia que les permita tener una ventaja competitiva ante el mercado de los motores menos eficientes. En este sector el potencial de eficiencia energética en electricidad se asocia a la ejecución de un programa de sustitución de motores eléctricos de eficiencia estándar, por motores de alta eficiencia y eficiencia “premium”, lo cual representa un potencial del 10.7% del consumo de electricidad. Considerando que a la fecha han sido limitados los proyectos de sustitución de motores, se propone fijar una meta de reducción de consumo del 3%, con la expectativa de poder generar mayor dinámica en el mediano plazo y formular una NAMA con el propósito de alcanzar un mayor impacto.

Finalmente, se ratifica la propuesta de impulsar un programa de modernización de sistemas de alumbrado público, considerando principalmente tecnologías tipo LED. Al respecto vale la pena mencionar que actualmente la Unidad, con el apoyo de la Universidad Nacional y la participación del MME y Findeter, desarrolla un estudio relacionado con la evaluación de estas tecnologías, el cual incluye la elaboración de una guía dirigida a los alcaldes y su personal de apoyo en esta temática. En la práctica, una sustitución de bombillas de sodio a alta presión por fuentes LED podría representar una disminución de consumo de energía cercana al 50%¹³. Teniendo en cuenta la evaluación técnica que actualmente se adelanta, la elaboración de la guía, los recursos financieros ya disponibles a través de líneas de crédito (p.e. Findeter - Línea especial energías renovables, alumbrado e iluminación; Bancóldex – Línea Bancóldex eficiencia energética y energías renovables) e iniciativas de algunos municipios para la ejecución de proyectos, se propone sustituir un 30% de los sistemas de alumbrado público al año 2018, lo cual representaría cerca de un 15% de la demanda de electricidad de estos sistemas a nivel nacional.

La posible potencia evitada por la implementación de las medidas mencionadas se resume en la Tabla 5-23.

¹³ Es necesario tener en cuenta que los sistemas de alumbrado público deben cumplir parámetros de uniformidad, nivel de iluminación y límites de deslumbramiento, entre otros, y que en ese sentido, las sustituciones deben realizarse bajo una modelación que asegure la conformidad con los mismos. Esto podría implicar, en algunos casos, modificar la altura de montaje de las luminarias o incorporar más puntos de iluminación, lo cual tiene un impacto tanto en los costos como en los ahorros de un proyecto de sustitución.

Tabla 5-23: Potencia ahorrada por implementación de programas de eficiencia energética (2018).

Ítem	Medida	Potencia evitada [MW]
1	Refrigeración residencial	233
2	Iluminación residencial	264
3	Terciario*	230
4	Industrial	77
5	Alumbrado público	114
Total		918

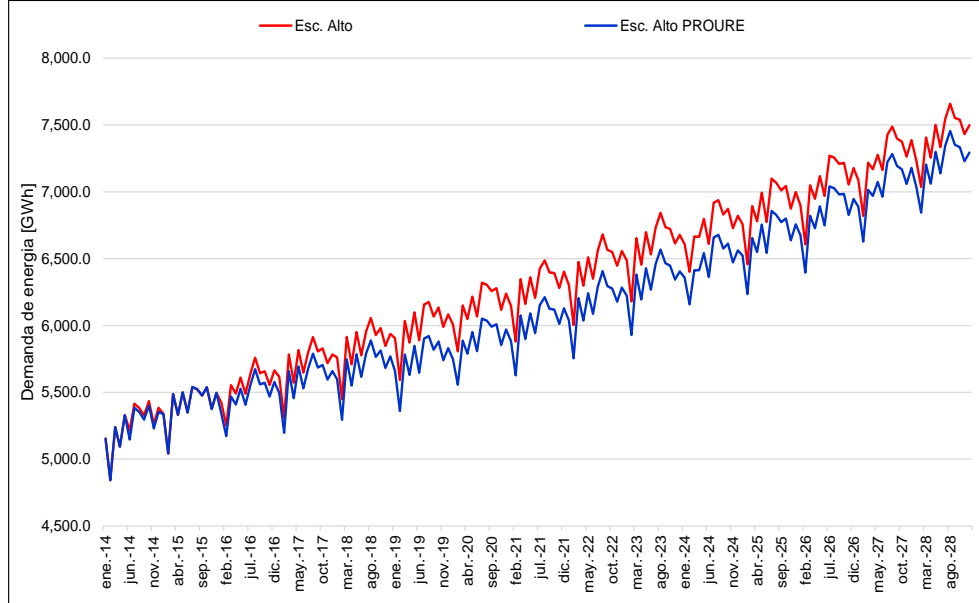
Fuente de tabla: UPME

Teniendo en cuenta las metas de eficiencia propuestas, tanto en energía y potencia, en la Gráfica 5-196 se presenta la evolución del escenario alto de la proyección de demanda, revisión julio de 2014, considerando la implementación de dichas medidas a 2018, las cuales son sostenidas a lo largo del horizonte de planeamiento. A partir de esta proyección ajustada, y considerando el escenario 7 del plan de generación (numeral 5.4.3.1.4), se determina el efecto de las metas de ahorro en la evolución del costo marginal, tal como se evidencia en la Gráfica 5-197 y Gráfica 5-198. De dichas gráficas se puede concluir:

- Respecto al ajuste de la proyección de demanda, se observa al principio del periodo un consumo similar al del escenario de referencia, alto de la revisión de julio de 2014. Dichos pronósticos se separan en la medida que el tiempo avanza, hasta alcanzar las metas de ahorro en el 2018. Después de este año, los porcentajes de ahorro se mantienen, razón por la cual el margen entre los dos escenarios es el mismo.
- En relación a la evolución del costo marginal, en el periodo 2014 – 2018 su valor es 52.9 USD\$/MWh, el cual se reduce a 44.7 USD\$/MWh, ello por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación renovable (2018 - 2020). En el periodo 2020 – 2022 es de 39.7 USD\$/MWh, debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 44.6 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, estrategia 7, se observa una reducción promedio de 6.9 USD\$/MWh, 10.1 USD\$/MWh, 8.8 USD\$/MWh y 9 USD\$/MWh, en los periodos 2014 – 2018, 2018 – 2020, 2020 – 2022 y 2022 – 2028, respectivamente.

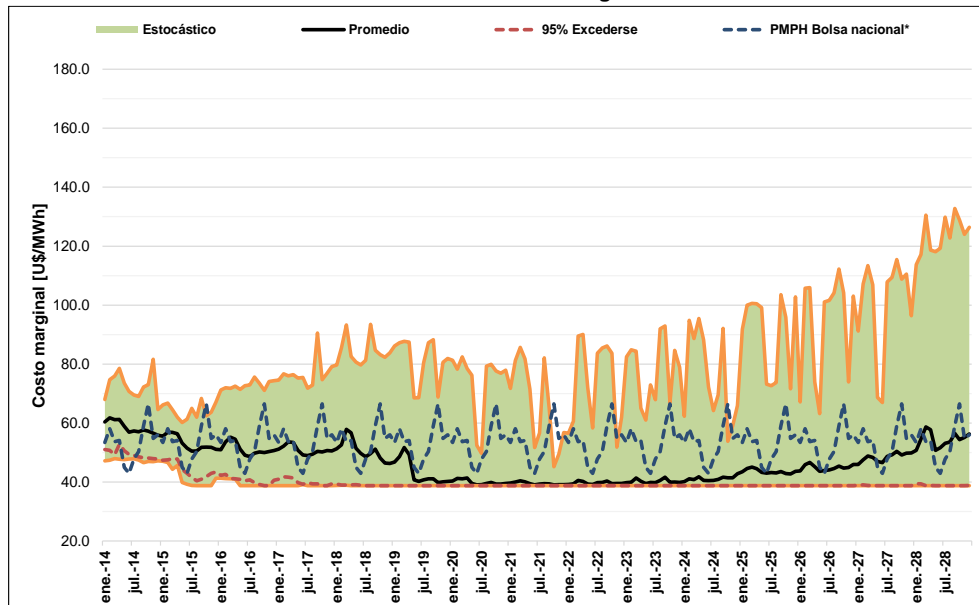
Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se puede concluir que la reducción del costo marginal se debe, no sólo a la disminución de la demanda producto de la implementación del PROURE, sino también por la expansión en generación de la alternativa 7, ya que las capacidades propuestas representan una sobreinstalación, dado que su cálculo se hizo en función de la demanda esperada bajo el escenario alto de la revisión de julio de 2014.

Gráfica 5-196: Comparación escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica. Alto y Alto Proure.



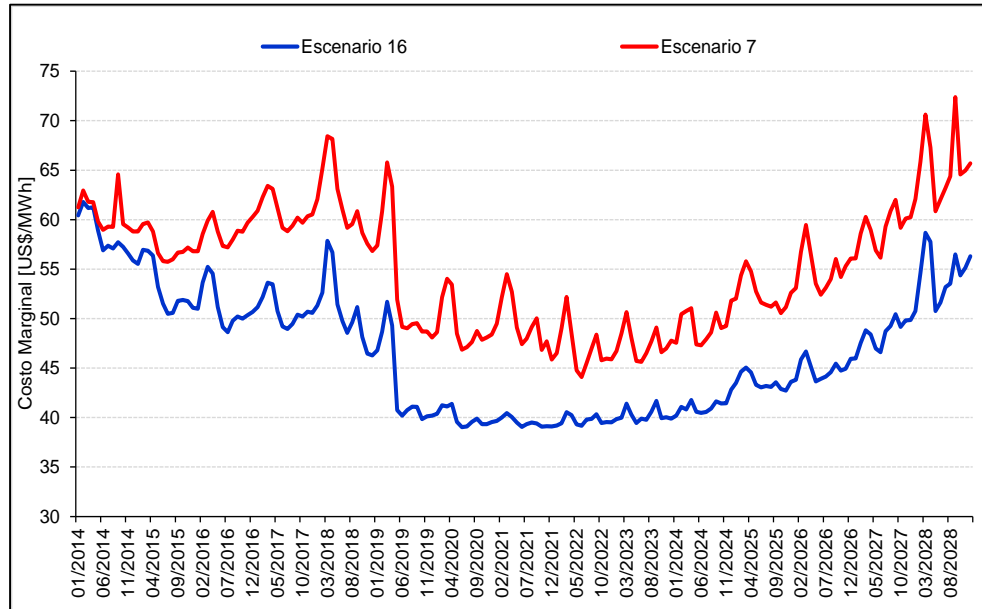
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-197: Evolución del Costo Marginal. Escenario 16.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-198: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 16 y 7.



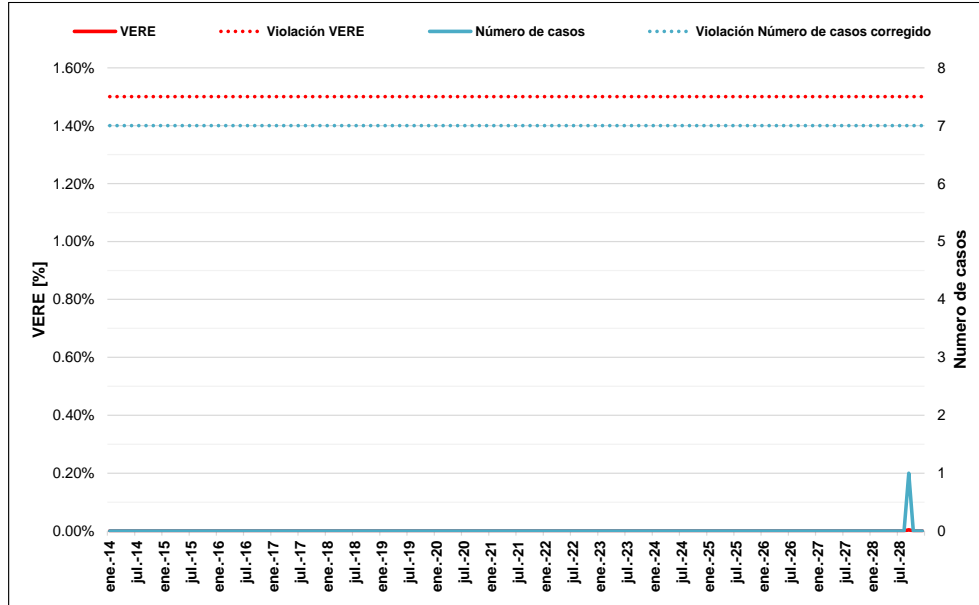
Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.16 Escenario 16.1

A continuación se plantea un nuevo escenario, que considera el escenario alto de la proyección de demanda, revisión julio de 2014, afectado por el PROURE, al igual que la expansión en generación de la estrategia 7, disminuida en 650 MW termoeléctricos, garantizándose de todas maneras el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, VERE, VEREC y número de casos con déficit (Gráfica 5-199 y Gráfica 5-200). Esta disminución en la generación térmica es posible debido al escenario de demanda contemplado. En la Gráfica 5-201 y Gráfica 5-202 se presenta la evolución esperada del costo marginal, de las mismas se puede concluir:

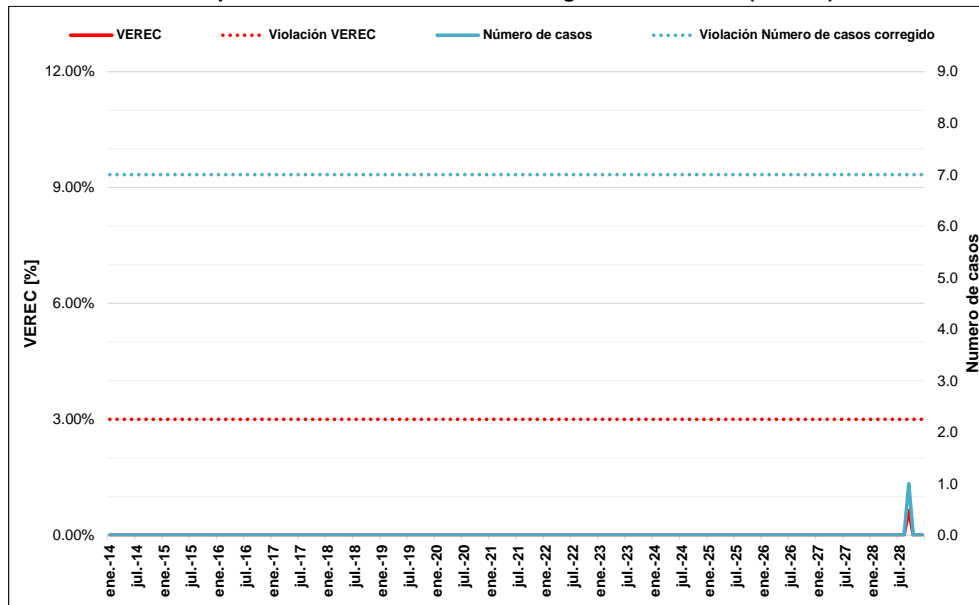
- El valor esperado del costo marginal en el periodo 2014 – 2018 es 52.9 USD\$/MWh, el cual se reduce a 44.8 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación renovable (2018 - 2020). Es de 40 USD\$/MWh en el periodo 2020 – 2022, debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 45.9 USD\$/MWh.
- Respecto a la estrategia 16, se observa una reducción promedio de 0.07 USD\$/MWh, 0.1 USD\$/MWh, 0.36 USD\$/MWh y 1.34 USD\$/MWh, en los periodos 2014 – 2018, 2018 – 2020, 2020 – 2022 y 2022 – 2028, respectivamente.

Gráfica 5-199: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) - Escenario 16.1.



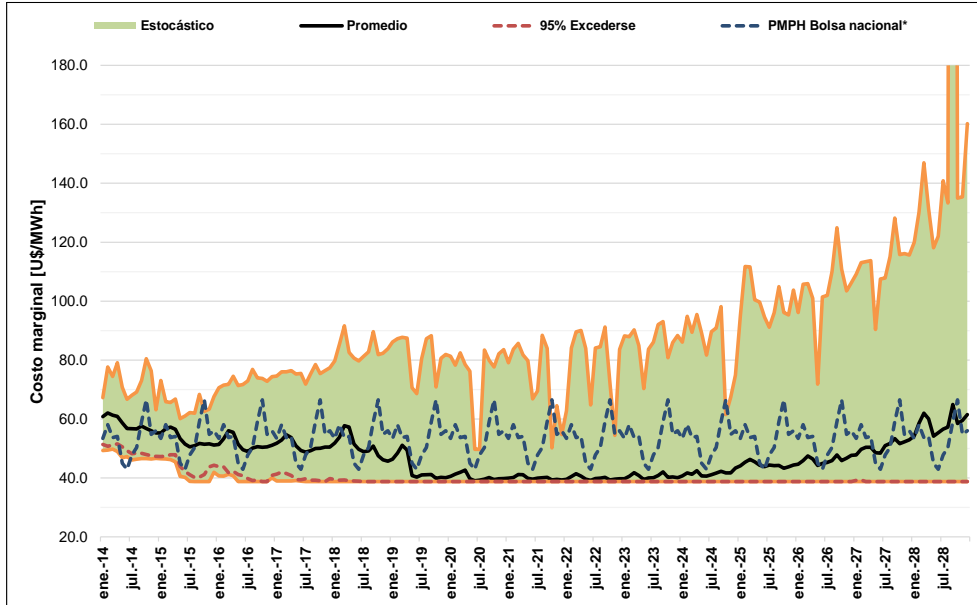
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-200: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) – Escenario 16.1.



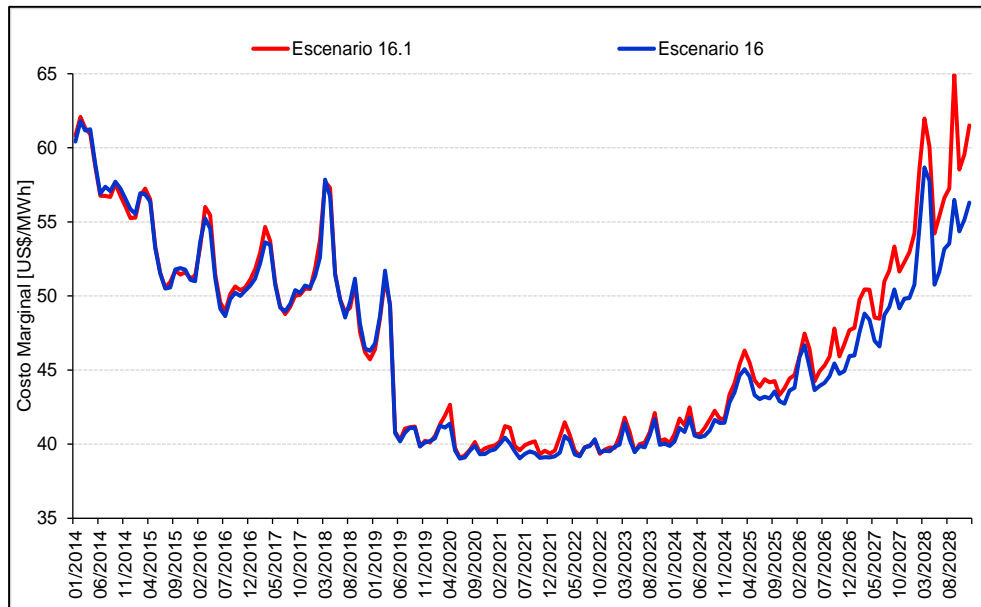
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-201: Evolución del Valor Esperado del Costo Marginal. Escenario 16.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-202: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 16 y 16.1.



Fuente de gráfica: UPME

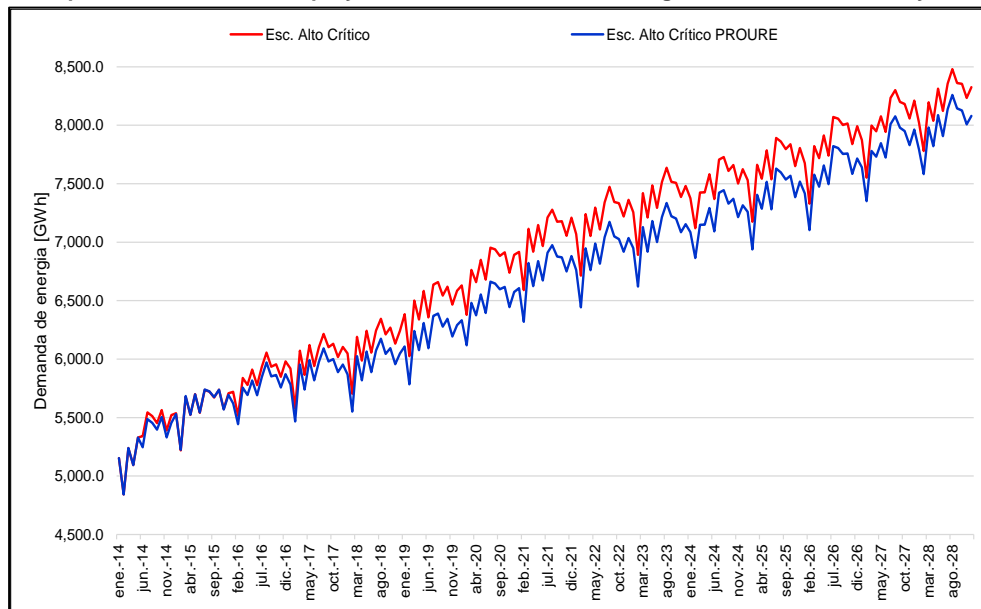
5.4.3.1.17 Escenario 17

A continuación se plantea una nueva estrategia de expansión, la cual considera el escenario alto crítico de la proyección de demanda, afectado por las metas de eficiencia propuestas (Gráfica 5-203). A partir de esta proyección ajustada, y considerando el escenario 8 del plan de generación (numeral 5.4.3.1.5), se determina el efecto de las metas de ahorro en la evolución del costo marginal, tal como se evidencia en la Gráfica 5-204 y Gráfica 5-205. De dichas gráficas se puede concluir:

- En el periodo 2014 – 2018 su valor esperado es 57.9 USD\$/MWh, el cual se reduce a 53.1 USD\$/MWh, ello por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación renovable (2018 - 2020). En el periodo 2020 – 2022 es de 50.1 USD\$/MWh, debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 55.8 USD\$/MWh.
- Respecto al escenario de referencia, estrategia 8, se observa una reducción promedio de 2.2 USD\$/MWh, 5.5 USD\$/MWh, 6.7 USD\$/MWh y 5.2 USD\$/MWh, en los periodos 2014 – 2018, 2018 – 2020, 2020 – 2022 y 2022 – 2028, respectivamente.

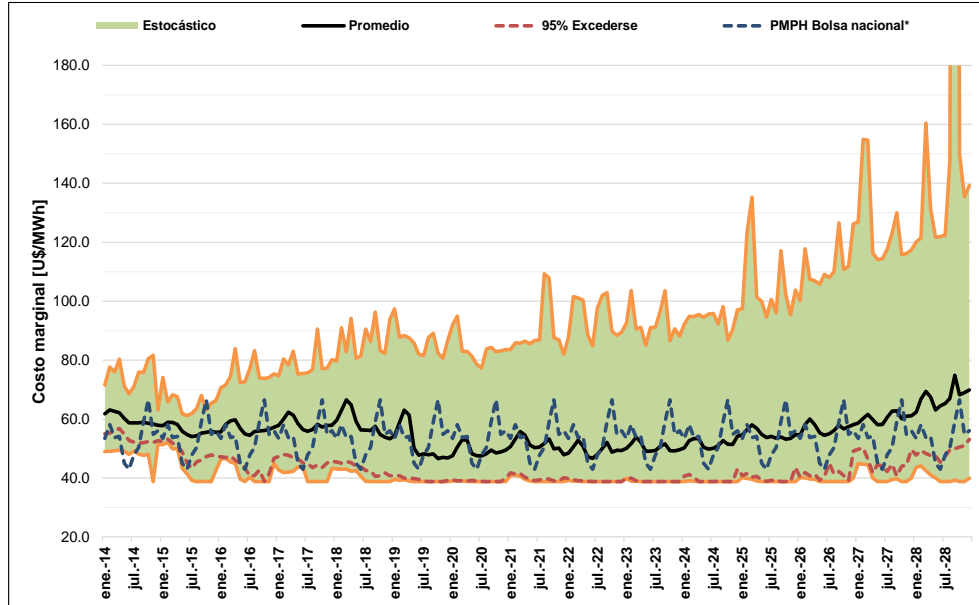
Al igual que en el escenario 16, la reducción del costo marginal se debe no sólo a la disminución de la demanda producto de la implementación del PROURE, sino también a la expansión en generación de la alternativa 8, ya que sus capacidades propuestas se calcularon en función de la demanda esperada bajo el escenario alto crítico, y no este mismo reducido por el programa de uso eficiente de la energía.

Gráfica 5-203: Comparación escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica. Alto Crítico y Alto Crítico Proure.



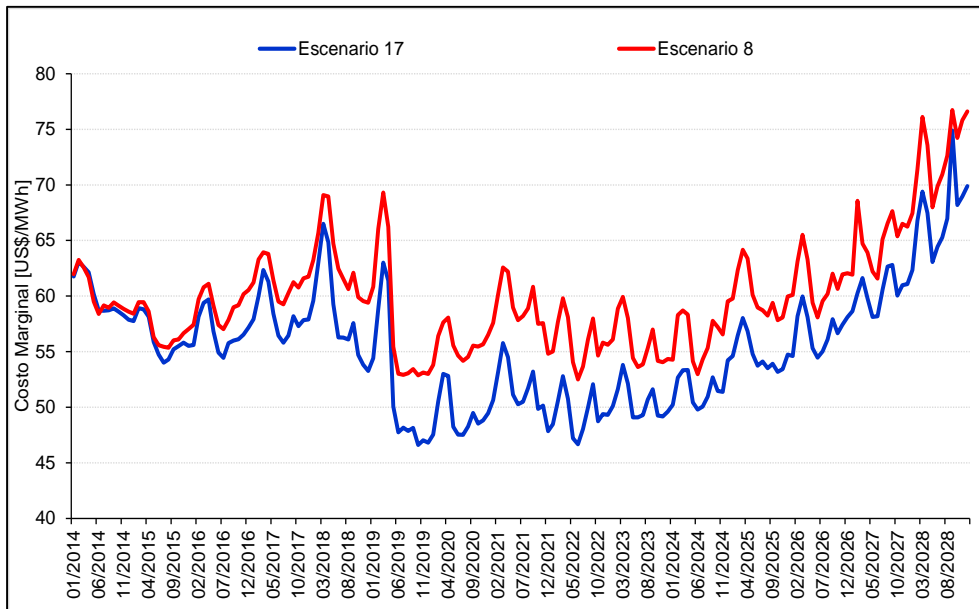
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-204: Evolución del Costo Marginal – Escenario 17.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-205: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 8 y 17.



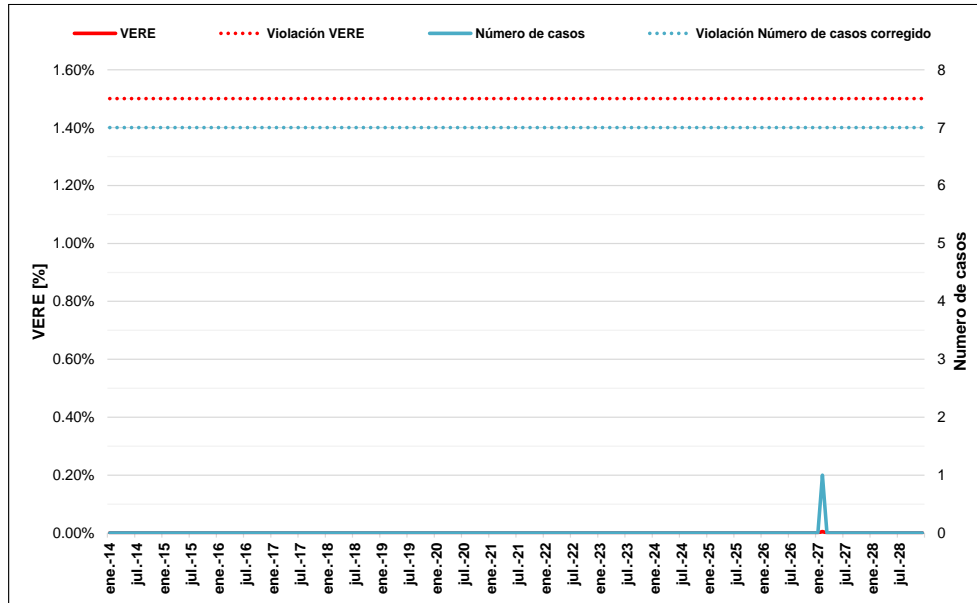
Fuente de gráfica: UPME

5.4.3.1.18 Escenario 17.1

Se plantea un nuevo escenario, que considera el escenario alto crítico de la proyección de demanda, afectado por el PROURE, al igual que la expansión en generación de la estrategia 8, disminuida en 275 MW termoeléctricos, cumplimiento de todas maneras con los indicadores de confiabilidad, a saber VERE, VEREC y número de casos con déficit (Gráfica 5-206 y Gráfica 5-207). Esta disminución en la generación térmica es posible debido al escenario de demanda contemplado. En la Gráfica 5-208 y Gráfica 5-209 se presenta la evolución esperada del costo marginal, de las mismas se puede concluir:

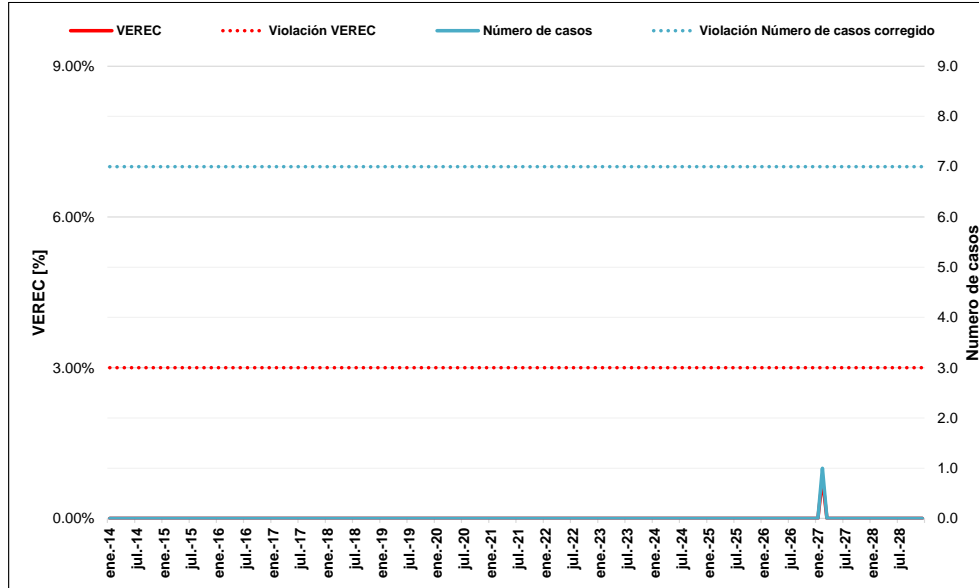
- El valor esperado del costo marginal en el periodo 2014 – 2018 es 57.9 USD\$/MWh, el cual se reduce a 53 USD\$/MWh por la entrada de la primera etapa de Ituango, Porvenir II y parte de la generación renovable (2018 - 2020). Es de 50.2 USD\$/MWh en el periodo 2020 – 2022, debido a la entrada de la segunda etapa de Ituango y la generación renovable. A partir de este año, es decir en el periodo 2022 – 2028, el costo marginal toma un valor promedio de 57.5 USD\$/MWh.
- Respecto a la estrategia 17, se observa una reducción promedio de 0.02 USD\$/MWh, 0.11 USD\$/MWh, 0.14 USD\$/MWh y 1.66 USD\$/MWh, en los periodos 2014 – 2018, 2018 – 2020, 2020 – 2022 y 2022 – 2028, respectivamente.

Gráfica 5-206: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) – Escenario 17.1.



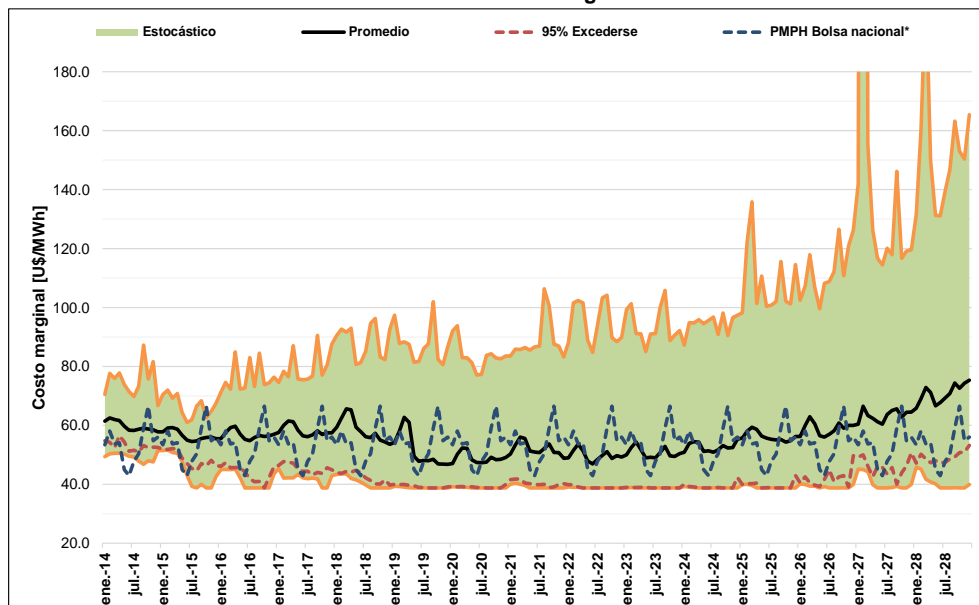
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-207: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VEREC) – Escenario 17.1.



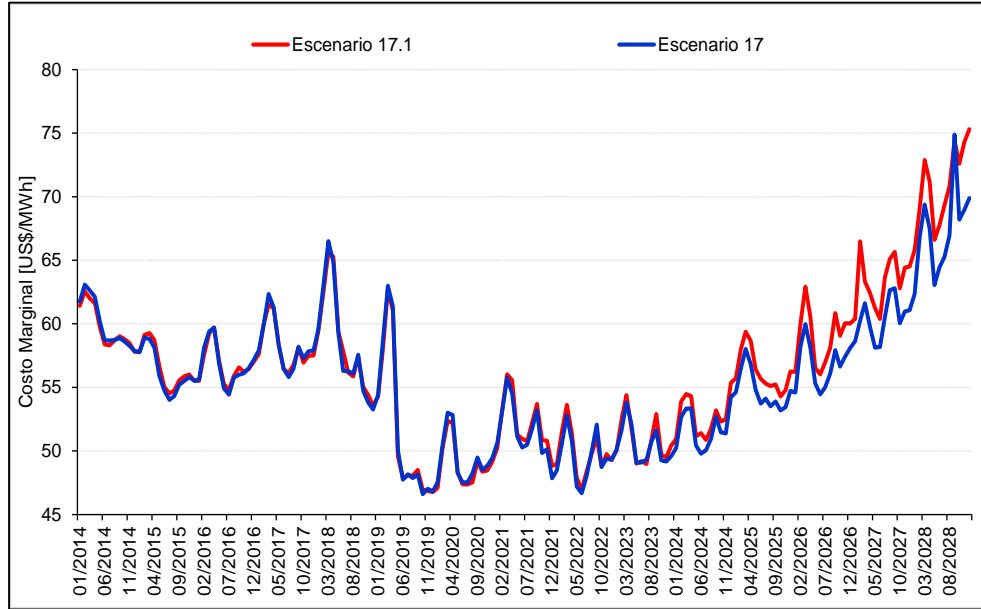
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-208: Evolución del Costo Marginal – Escenario 17.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-209: Comparación del Valor Esperado del Costo Marginal – Escenarios 17 y 17.1.



Fuente de gráfica: UPME

5.4.4 Resumen de resultados análisis de Corto y Largo Plazo

Tabla 5-24: Resumen de resultados (I).

Escenarios	Promedio Costo Marginal [USD\$ / MWh]			Generación Hidráulica [GWh-mes]			Generación Térmica [GWh-mes]			Generación Renovable no Convencional [GWh-mes]			Señal de Expansión
	2014-2019	2018-2020	2020-2028	2014-2019	2018-2020	2020-2028	2014-2019	2018-2020	2020-2028	2014-2019	2018-2020	2020-2028	
Escenario 0	59.6	57.7	77.9	4,900	5,429	5,889.8	759	652	933.1	-	-	-	2025
Escenario 1	57.6	54.9	73.6	4,879	5,428	5,881.5	696	558	833.8	-	-	-	2028
Escenario 2	60.4	58.8	92.3	4,898	5,444	5,901.2	786	782	1,385.9	-	-	-	2022
Escenario 0.1	64.8	64.4	77.3	4,693	5,229	5,868.5	966	852	954.3	-	-	-	2025
Escenario 3	58.8	56.1	74.2	4,898	5,433	5,833.0	739	601	845.5	-	-	-	2025
Escenario 4	59.0	58.3	90.0	4,884	5,434	5,896.8	777	746	1,299.0	-	-	-	2022
Escenario 3.1	64.3	63.0	78.5	4,690	5,223	5,809.9	947	811	868.5	-	-	-	2025
Escenario 5	59.7	56.0	50.9 - 54.5	4,772	5,440	5,891 - 6,234	782	594	425 - 635	-	-	-	No Aplica
Escenario 6	60.0	60.0	59.6 - 63.7	4,764	5,447	5,966 - 6,261	791	733	752 - 1101	-	-	-	No Aplica
Escenario 7	59.8	54.8	48.5 - 53.6	4,762	5,443	5,859 - 6,200	793	555	346 - 535	2019 - 2020: 54.6; 2020 - 2021: 110.2; 2021 - 2028: 134.1			No Aplica
Escenario 8	60.1	58.7	56.8 - 61	4,758	5,449	5,950 - 6,228	797	689	637.5 - 893.6	2019 - 2020: 61.8; 2020 - 2021: 122.3; 2021 - 2028: 150.6			No Aplica

Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-25: Resumen de resultados (II).

Escenario	Promedio Costo Marginal [USD\$/MWh]				Promedio Generación Hidráulica [GWh-mes]				Promedio Generación Térmica [GWh-mes]				Promedio Generación Renovable no Convencional [GWh-mes]			
	2014 - 2018	2018 - 2020	2020 - 2022	2022 - 2028	2014 - 2018	2018 - 2020	2020 - 2022	2022 - 2028	2014 - 2018	2018 - 2020	2020 - 2022	2022 - 2028	2014 - 2018	2018 - 2020	2020 - 2022	2022 - 2028
Escenario 9	56.3	49.1	41.1	40.3	4,799.9	5,314.5	5,513.9	5,834.3	671.0	387.3	153.5	124.4	84.5	334.6	653.5	917.3
Escenario 10	56.7	50.6	43.4	45.6	4,800.3	5,372.4	5,715.1	6,075.2	689.6	439.1	217.2	242.7	65.5	224.3	386.4	555.1
Escenario 11	56.9	53.7	50.6	54.4	4,796.2	5,442.1	5,917.3	6,242.2	693.7	514.1	415.1	565.6	65.5	224.3	386.4	555.1
Escenario 12	59.1	54.8	46.0	41.1	4,777.5	5,444.6	5,972.2	6,705.3	778.0	555.0	273.08	135.6	0	53.7	88.2	41.6
Escenario 13	59.4	58.2	53.8	46.9	4,767	5,465	6,103.7	6,995.6	788.4	674.1	502.6	278.6	0	61.9	117.0	96.3
Escenario 14	56.5	50.7	43.4	46.3	4,832.2	5,415.9	5,788.6	6,187.6	671.6	428.1	204.5	255.2	65.4	213.6	353.5	482.2

Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-26: Resumen de resultados (III).

Escenario	Promedio Costo Marginal [USD\$/MWh]				Generación desplazada por la implementación de un programa de uso eficiente de energía [MW]
	2014 - 2018	2018 - 2020	2020 - 2022	2022 - 2028	
Escenario 16	52.9	44.7	39.7	44.6	No aplica
Escenario 16.1	52.9	44.8	40	45.9	650
Escenario 17	57.9	53.0	50.1	55.8	No aplica
Escenario 17.1	57.9	53.0	50.2	57.5	275

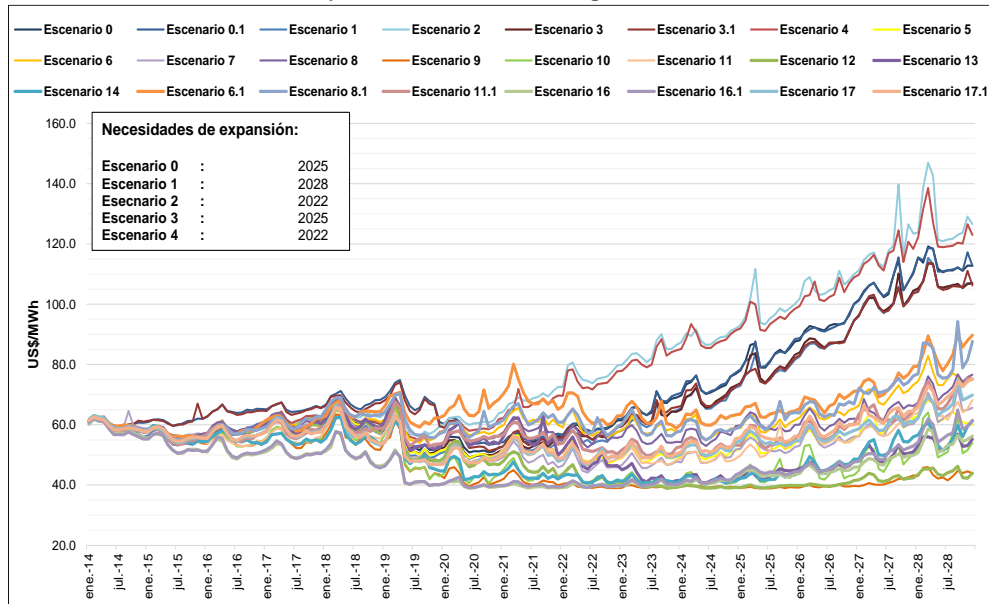
Fuente de tabla: UPME

Tabla 5-27: Resumen de resultados (IV).

Escenario	Promedio Costo Marginal [USD\$/MWh]				Año donde se viola los indicadores de confiabilidad por la no ejecución de Porvenir II
	2014 - 2018	2018 - 2020	2020 - 2022	2022 - 2028	
Escenario 6.1	60.2	64.9	66.7	68.5	2028
Escenario 8.1	60.1	61.6	60.7	65.6	2020
Escenario 11.1	58.0	57.8	55.2	57.8	No aplica

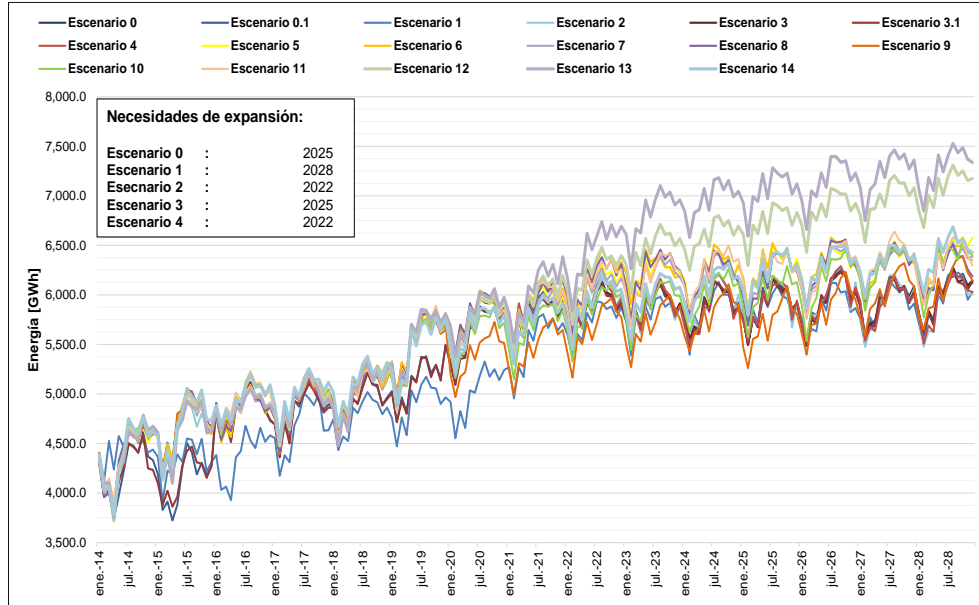
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-210: Valor Esperado de los Costos Marginales - todas las alternativas.



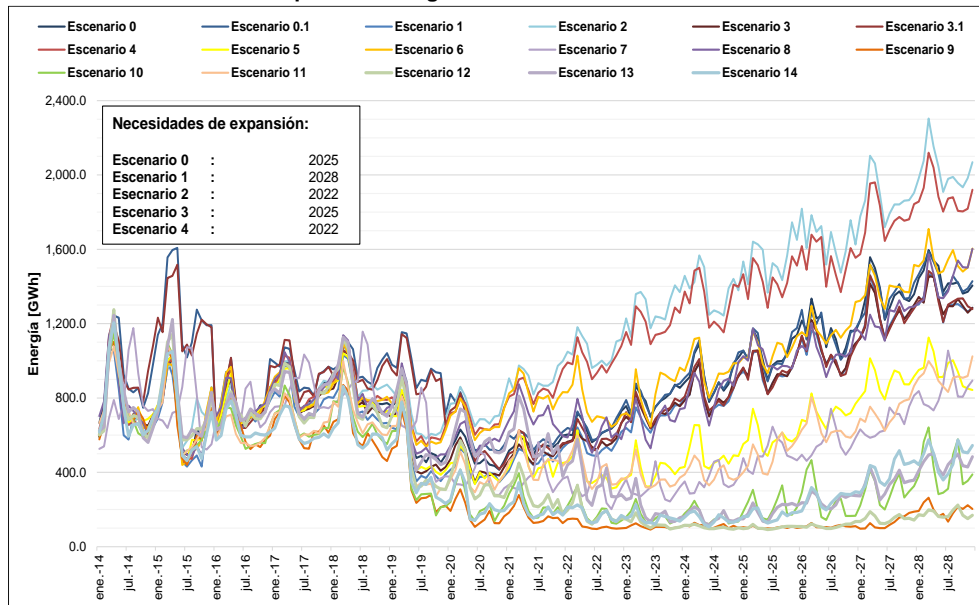
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-211: Valor Esperado de la generación hidroeléctrica – todas las alternativas.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-212: Valor Esperado de la generación termoeléctrica – todas las alternativas.



Fuente de gráfica: UPME

En la Tabla 5-24, Tabla 5-25, Tabla 5-26, Tabla 5-27, la Gráfica 5-210, Gráfica 5-211 y Gráfica 5-212, se presenta un resumen de resultados para cada escenario. Se observan las necesidades de expansión, valores esperados del costo marginal y la generación por tecnología. Las conclusiones o recomendaciones individuales, al igual que el comportamiento detallado de las variables analizadas, se encuentran en las secciones 5.4.2 y 5.4.3.

5.4.5 Emisiones de CO₂ y Factor de Emisión

Un análisis complementario, asociado a los escenarios de expansión propuestos, es la proyección de sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y de su factor de emisión (FE). Este análisis presenta de manera comparativa dichos indicadores, con el fin de identificar diferencias entre las matrices propuestas, las cuales consideran tecnologías de generación, renovables, convencionales y no convencionales.

La estimación total se establece sumando las emisiones generadas por cada una de las centrales de generación que hacen parte del SIN, según su tecnología. Teniendo en cuenta el parque generador colombiano, las emisiones se pueden agrupar en cinco (5) categorías, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ totales = \sum Emi.\ Gas + \sum Emi.\ Carbón + \sum Emi.\ ACPM + \sum Emi.\ FuelOil + \sum Emi.\ Jet$$

La estimación de las emisiones por recurso está dada por el consumo total del combustible durante cada periodo, información estocástica obtenida con el modelo SDDP, y el factor de emisión del combustible, los cuales son valores estándar obtenidos del aplicativo denominado *Factores de Emisión para Combustibles Colombianos (FECOC)*, y del documento del Environmental Protection Agency denominado *Unit Conversions, Emissions Factors, and other Reference Data* (Tabla 5-28).

Tabla 5-28: Factores de emisión de combustibles utilizados para la generación de electricidad

Combustible	Factor de emisión de combustible [Ton CO ₂ /GBTU]
Gas	58.13
Carbón	102.61
ACPM	78.99
FuelOil	85.01
Jet	70.19

Fuente de datos: FECOC y EPA

Fuente de tabla: UPME

Por otro lado, el Factor de Emisión - FE es la razón entre el total de emisiones del parque generador del SIN y su energía producida durante cada periodo (resolución mensual).

$$FE = \frac{\text{Emisiones Totales [Ton CO}_2\text{]}}{\text{Energía Generada [MWh]}}$$

Es importante aclarar que estos análisis no consideran las restricciones eléctricas asociadas a la red de transmisión, es decir, no se contempla generación de seguridad térmica para el cubrimiento de contingencias en los sistemas de transmisión regional y nacional.

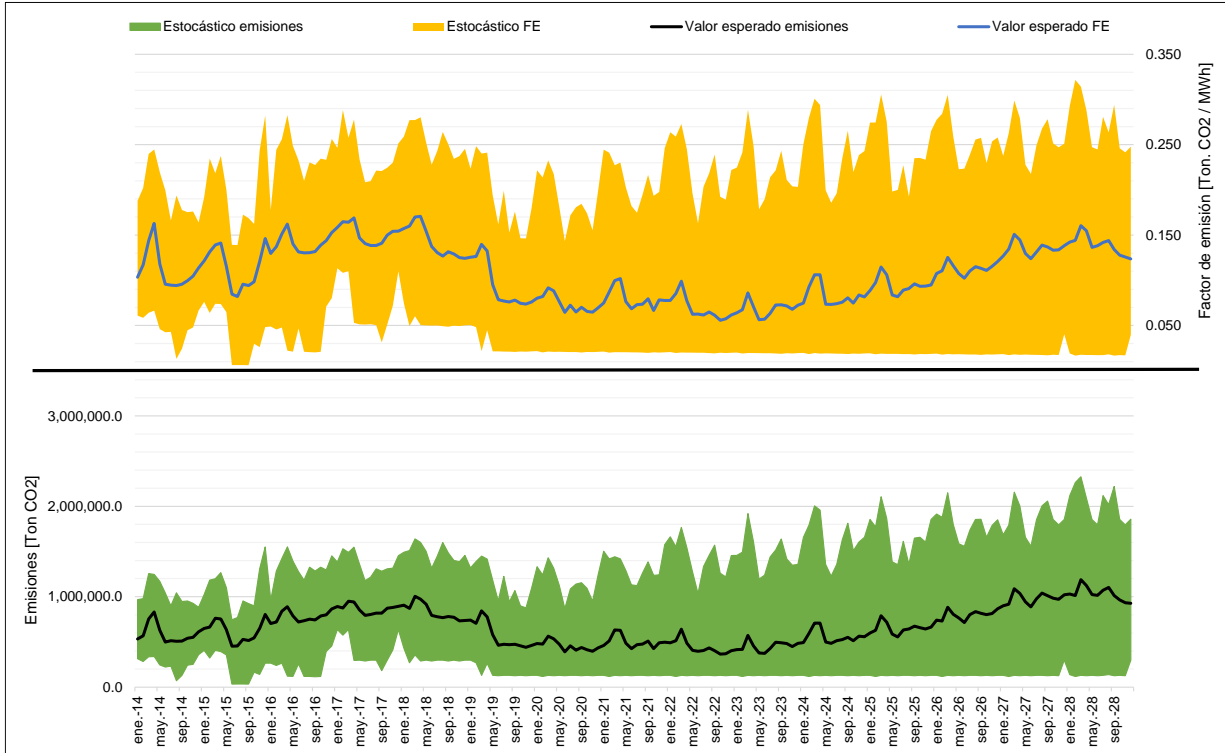
A continuación se presenta la proyección de emisiones y factor de emisión, ello para diferentes estrategias del Plan de Generación. El análisis se realiza para dos grupos de escenarios, que están definidos por el crecimiento esperado de la demanda, es decir, escenarios alto y alto crítico. El objetivo de esta agrupación es comparar los resultados obtenidos.

5.4.5.1 Análisis de escenarios con crecimiento esperado, demanda alta

Inicialmente se estiman las emisiones y el factor de emisión para los escenarios del Plan de Generación 5, 7, 10 y 16, ya que todos ellos consideran la proyección de demanda alta. Los resultados se presentan gráficamente, indicando la dispersión estocástica de las variables, así como el valor esperado para cada una de ellas.

La Gráfica 5-213 muestra la estimación de emisiones y el factor de emisión para el escenario 5. Como se mencionó anteriormente (ver numeral 5.4.3.1.1), esta estrategia plantea, además de las capacidades asociadas a los proyectos del Cargo por Confiabilidad, la incorporación de 1,200 MW de hidroelectricidad, 1,050 MW térmicos a base de carbón, y la proyección de crecimiento de las plantas menores.

Gráfica 5-213: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 5.



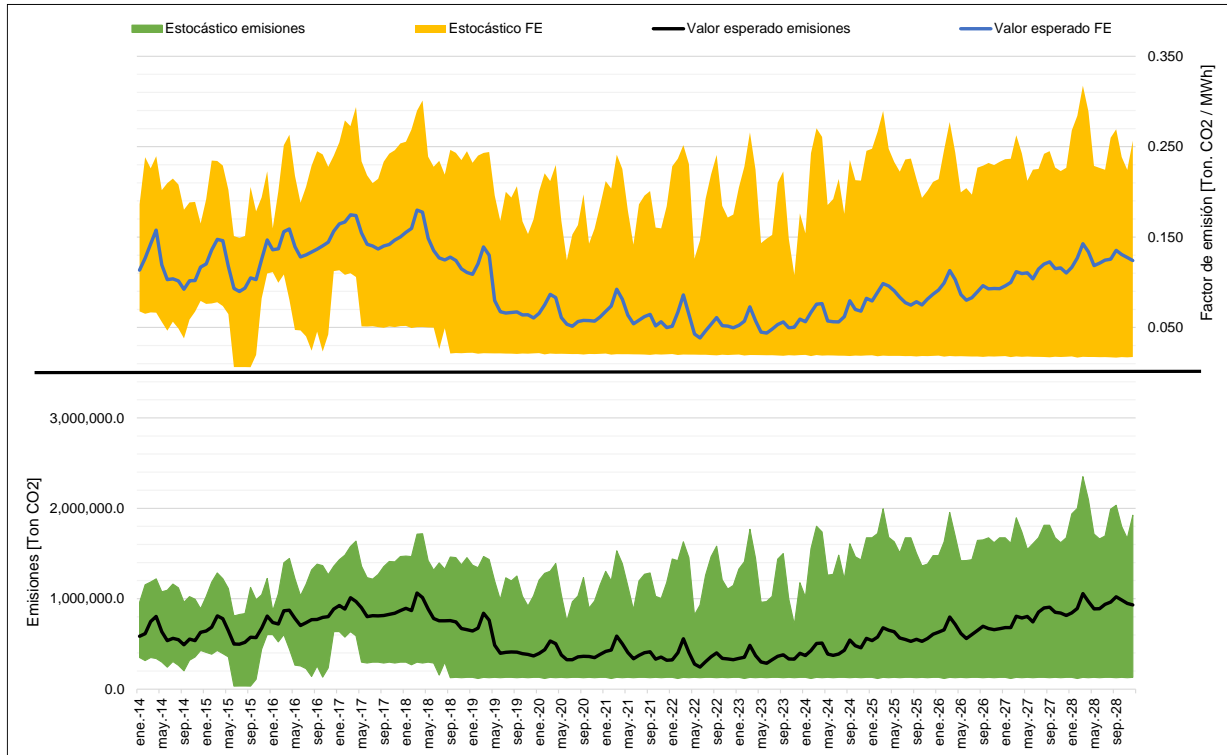
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- El valor esperado de las emisiones alcanza un pico de 1,190,000 toneladas CO₂/mes. Respecto al Factor de Emisión, se encuentra un valor esperado máximo de 0.171 Ton CO₂/MWh, y un promedio de 0.108 Ton CO₂/MWh durante todo el horizonte.
- En relación a los datos estocásticos, se observa que el máximo valor alcanzado es menor a 0.325 Ton CO₂/MWh, ello en el mes de marzo de 2028. De la misma forma, se observa que durante este periodo las emisiones de CO₂ podrían llegar a superar las 2,300,000 toneladas.
- Se observa que las dos variables analizadas decrecen significativamente durante el año 2019. Este comportamiento corresponde al desplazamiento de la generación térmica por la entrada del proyecto hidroeléctrico Ituango, el cual no demanda combustibles para la generación de electricidad (patrón identificado en todos los escenarios).

En relación al escenario 7, el cual considera adicional a los proyectos del Cargo por Confiabilidad, 1,200 MW hidroeléctricos, 800 MW térmicos a base de carbón, 474 MW eólicos y la proyección de crecimiento de las plantas menores (numeral 5.4.3.1.4), la Gráfica 5-214 muestra la estimación de sus emisiones y su factor de emisión.

Gráfica 5-214 Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 7.



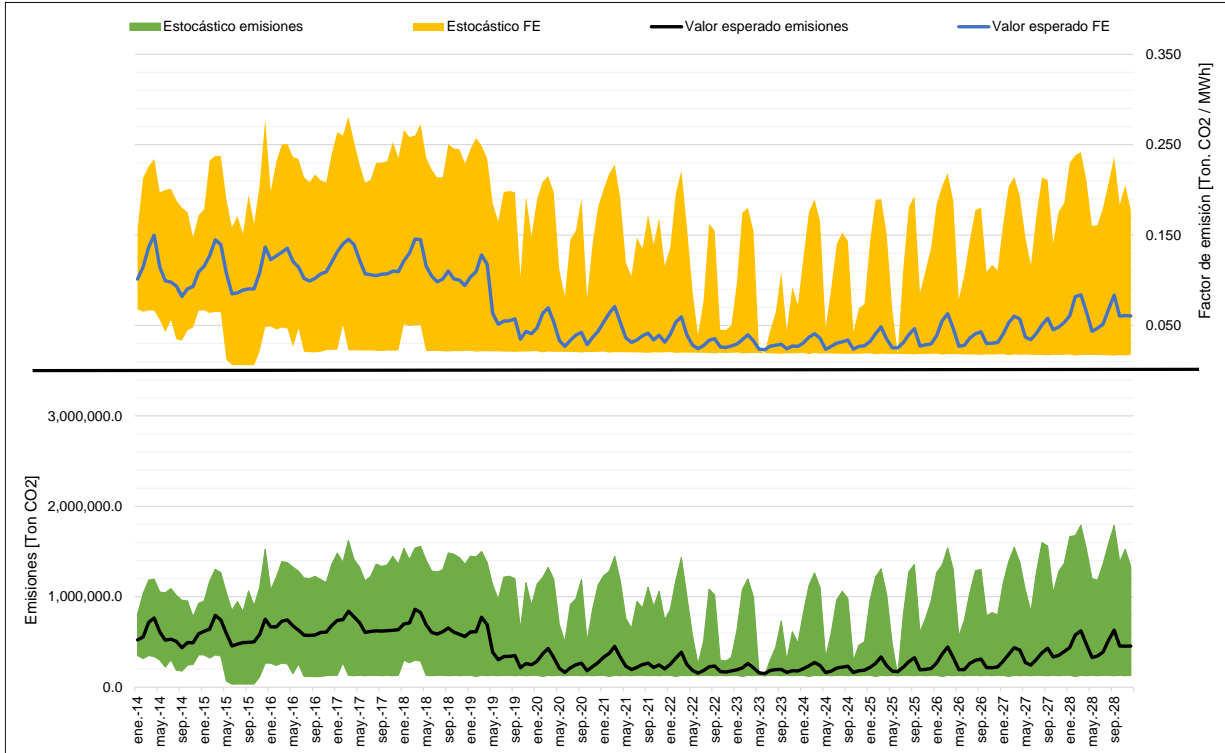
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- El valor esperado de las emisiones alcanza un pico de 1,060,000 toneladas CO₂/mes, y este mismo para el factor de emisión, es de 0.180 Ton CO₂/MWh. Por otro lado, el promedio del factor de emisión se ubicó en 0.098 Ton CO₂/MWh durante todo el periodo bajo estudio.
- Al analizar la dispersión estocástica para las emisiones y el FE, se encuentran valores máximos de 2,350,000 toneladas de CO₂/mes y 0.317 Ton CO₂/MWh, respectivamente.
- Al igual que en el escenario 5, se observa que las dos variables analizadas decrecen significativamente durante el año 2019. Este comportamiento corresponde al desplazamiento de la generación térmica por la entrada del proyecto hidroeléctrico Ituango y la generación renovable no convencional, los cuales no demandan combustibles para la generación de electricidad.

Respecto al escenario 10, el cual incorpora los proyectos del Cargo por Confiabilidad, 1,200 MW hidroeléctricos, 150 MW térmicos a base de carbón, 248 MW de cogeneración, 536 MW eólicos, 239 MW de generación solar fotovoltaica distribuida, 375 MW geotérmicos y la proyección de crecimiento de plantas menores (numeral 5.4.3.1.8), la Gráfica 5-215 indica la proyección de sus emisiones y su factor de emisión.

Gráfica 5-215: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 10.



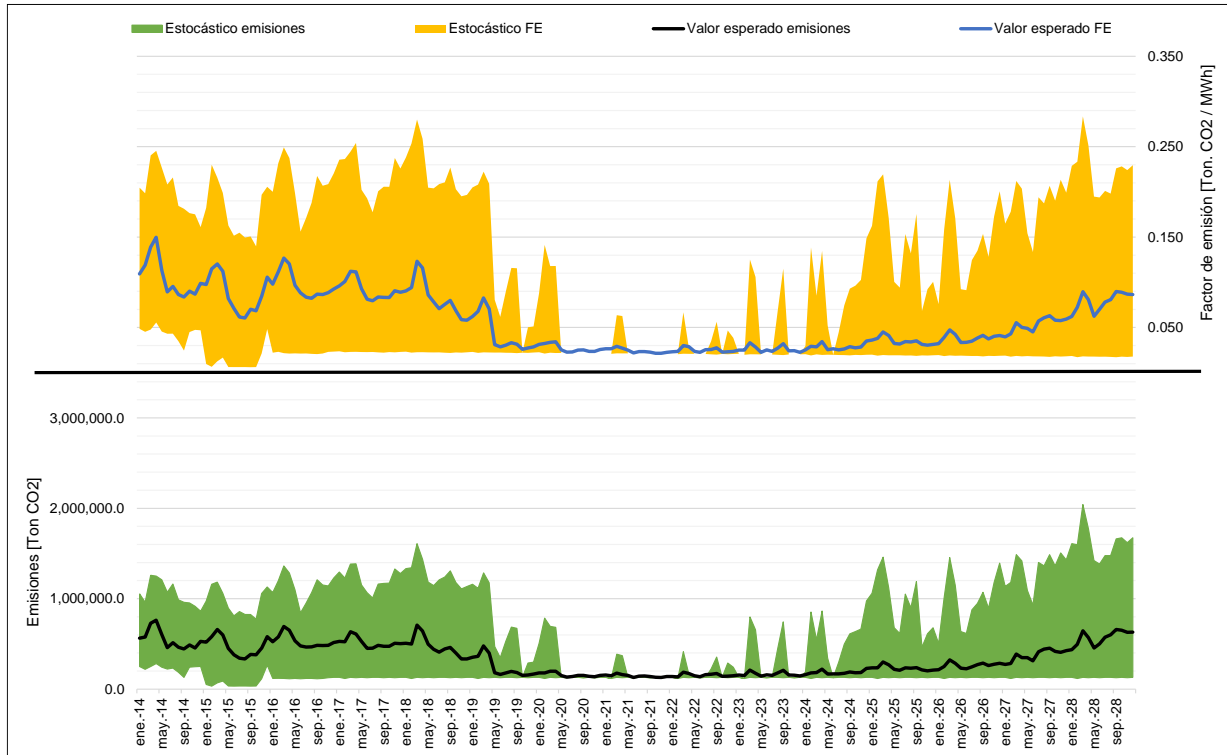
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- La dispersión estocástica del factor de emisión alcanza un pico de 0.280 Ton CO₂/MWh, mientras que el valor esperado de esta misma variable llega a un máximo de 0.150 Ton CO₂/MWh. Adicionalmente, su promedio, para todo el horizonte de análisis, es de 0.067 Ton CO₂/MWh.
- El valor esperado de las emisiones tiene un máximo que supera las 860,000 Ton CO₂/mes, y un pico en su dispersión estocástica que llega a 1,800,000 toneladas de CO₂/mes.
- La generación hidroeléctrica y renovable no convencional tienen una participación importante bajo esta estrategia, razón por la cual los valores esperados de las emisiones y el factor de emisión son menores, respecto a los demás escenarios.

A continuación se presenta la estimación de emisiones y factor de emisión del escenario 16. Esta estrategia incorpora los mismos proyectos del escenario 7, pero una demanda eléctrica menor, producto de la implementación de programas de eficiencia energética (numeral 5.4.3.1.15). En la Gráfica 5-216 se presentan las proyecciones.

Gráfica 5-216: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 16.



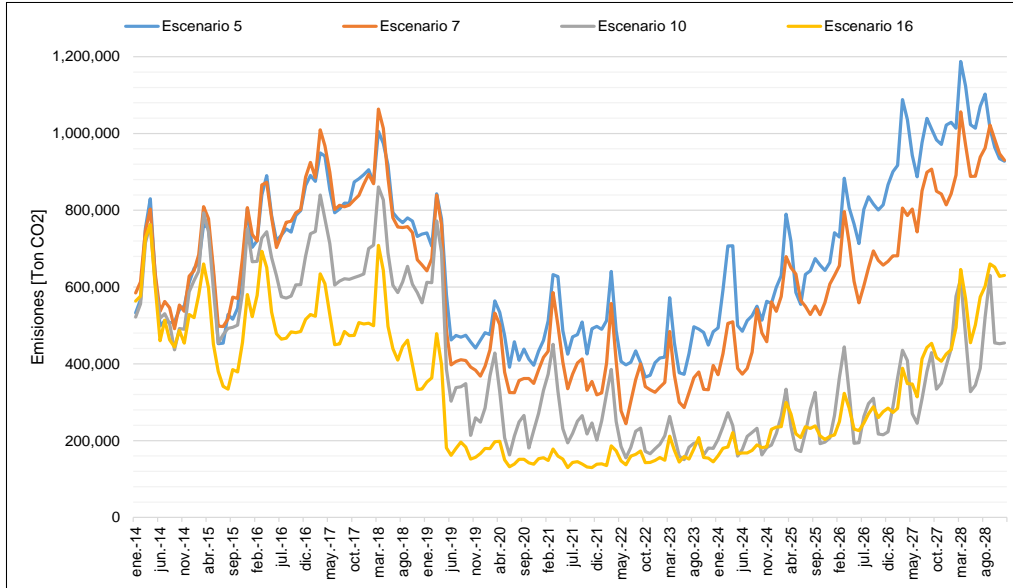
Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- El valor esperado de las emisiones tienen un máximo de 760,000 toneladas de CO₂/mes, y un promedio cercano a 335,000 toneladas durante todo el horizonte de análisis. Asimismo, la dispersión estocástica de esta variable registra un pico cercano a 1,600,000 toneladas de CO₂/mes.
- Respecto al factor de emisión, el mismo tiene un promedio de 0.056 Ton CO₂/MWh en el periodo 2014 – 2028, y un valor esperado pico de 0.150 Ton CO₂/MWh. De la misma forma, se encuentra un valor máximo para la dispersión estocástica de 0.283 Ton CO₂/MWh.
- Se observa una gran reducción en las emisiones a partir del año 2019, esto se debe en gran medida a la entrada de Ituango, los parques eólicos, y sobre todo, el programa de eficiencia energética. Este intervalo de bajas emisiones se debe a que la demanda es atendida en mayor medida por centrales de generación que no requieren combustibles fósiles para producir electricidad.

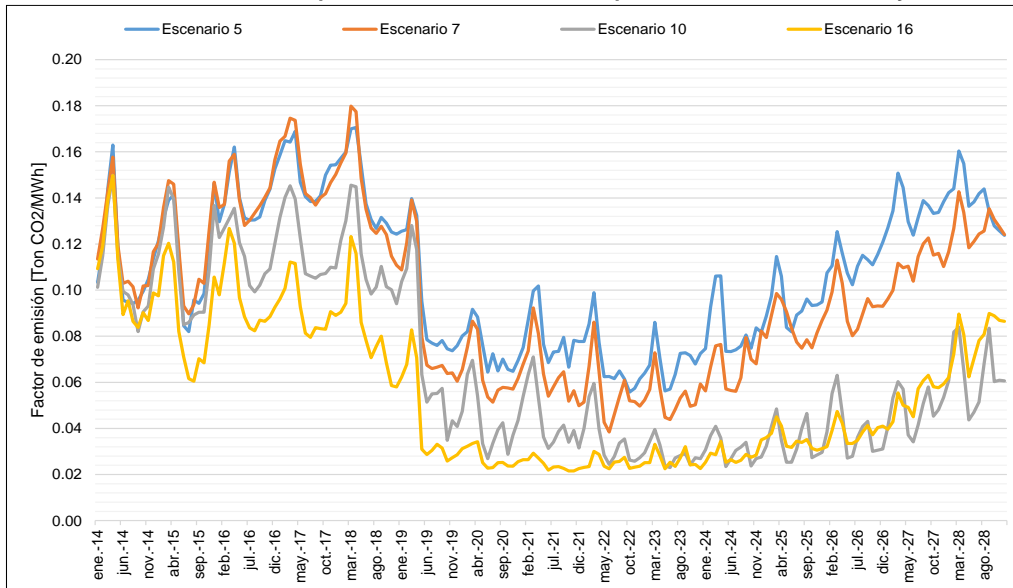
Finalmente, en la Gráfica 5-217 y Gráfica 5-218 se presenta la comparación de los valores esperados de las emisiones y el factor de misión para cada uno de los escenarios.

Gráfica 5-217: Valor esperado de emisiones para los escenarios 5, 7, 10 y 16.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-218: Valor esperado del factor de emisión para los escenarios 5, 7, 10 y 16.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

De estas gráficas se puede concluir:

- El escenario 5 muestra el mayor valor esperado de emisiones, debido a la composición de su matriz de generación, particularmente 1,050 MW térmicos a base de carbón. Por otro lado, el escenario 16 presenta el menor valor, lo anterior por la incorporación de energías renovables y la implementación de un programa de eficiencia energética.
- Respecto al valor esperado del factor de emisión, se observa el mismo comportamiento, ya que esta variable depende de la generación de electricidad. Por otro lado, se observa una diferencia cercana a 0,051 Ton CO₂/MWh entre el promedio de los escenarios 5 y 16, es decir, el promedio del factor de emisión de la estrategia 16.

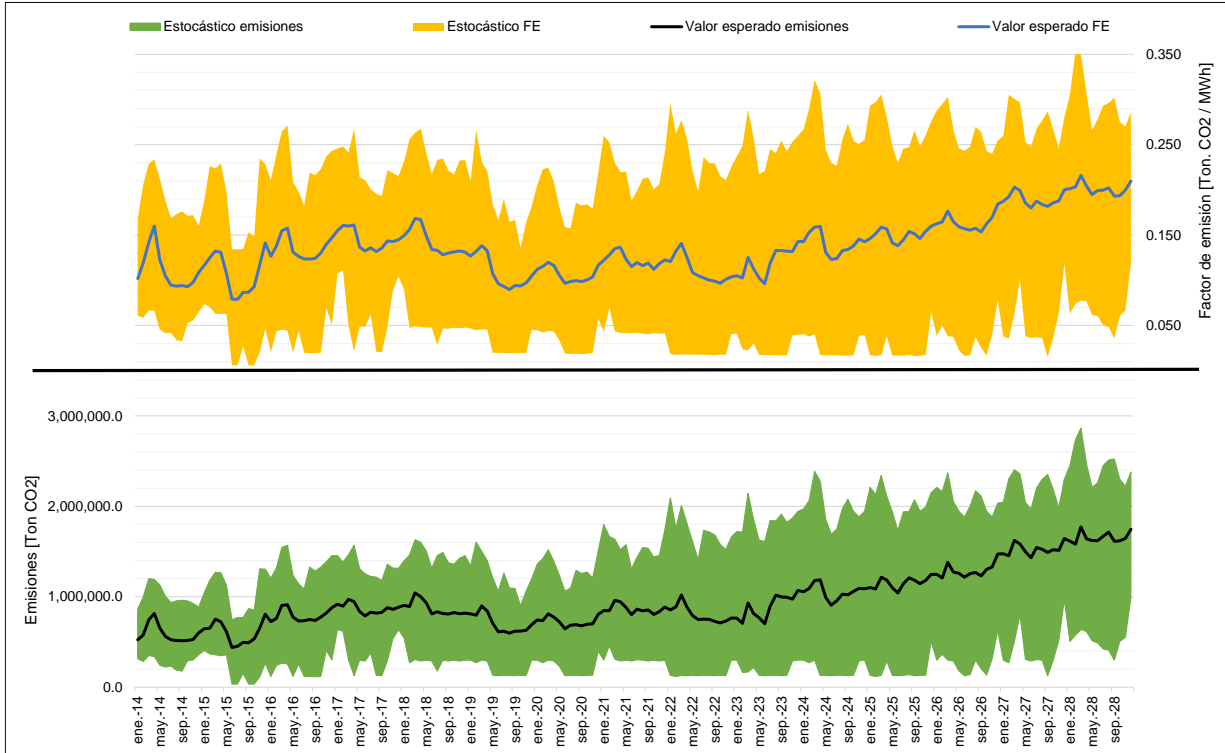
5.4.5.2 Análisis de escenarios con crecimiento esperado, demanda alta crítica

De la misma forma que en el numeral anterior, a continuación se presenta la estimación de las emisiones y el factor de emisión, para las estrategias 6, 8, 11 y 17 del plan de generación. Esta agrupación se hizo en función del escenario de proyección de demanda, es decir, alto crítico.

La Gráfica 5-219 enseña la estimación de emisiones y el factor de emisión para el escenario 6 (ver numeral 5.4.3.1.2). Esta estrategia plantea, además de las capacidades asociadas a los proyectos del Cargo por Confiabilidad, la incorporación de 1,200 MW de hidroelectricidad, 1,600 MW térmicos a base de carbón y gas natural, y la proyección de crecimiento de las plantas menores. De la misma se puede concluir:

- Se observa una tendencia creciente en las dos variables analizadas. En el caso del factor de emisión, se encuentra un promedio de 0.137 Ton CO₂/MWh durante todo el horizonte estudiado, y un valor esperado máximo de 0.216 Ton CO₂/MWh. Por otro lado, el valor máximo de su dispersión estocástica supera las 0,350 Ton CO₂/MWh.
- El valor esperado de las emisiones alcanza un pico de 1,770,000 toneladas de CO₂/mes, y en la dispersión estocástica llega a valores cercanos a 2,900,000 toneladas, constituyéndose como el registro más alto de todos los escenarios analizados.

Gráfica 5-219: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 6.

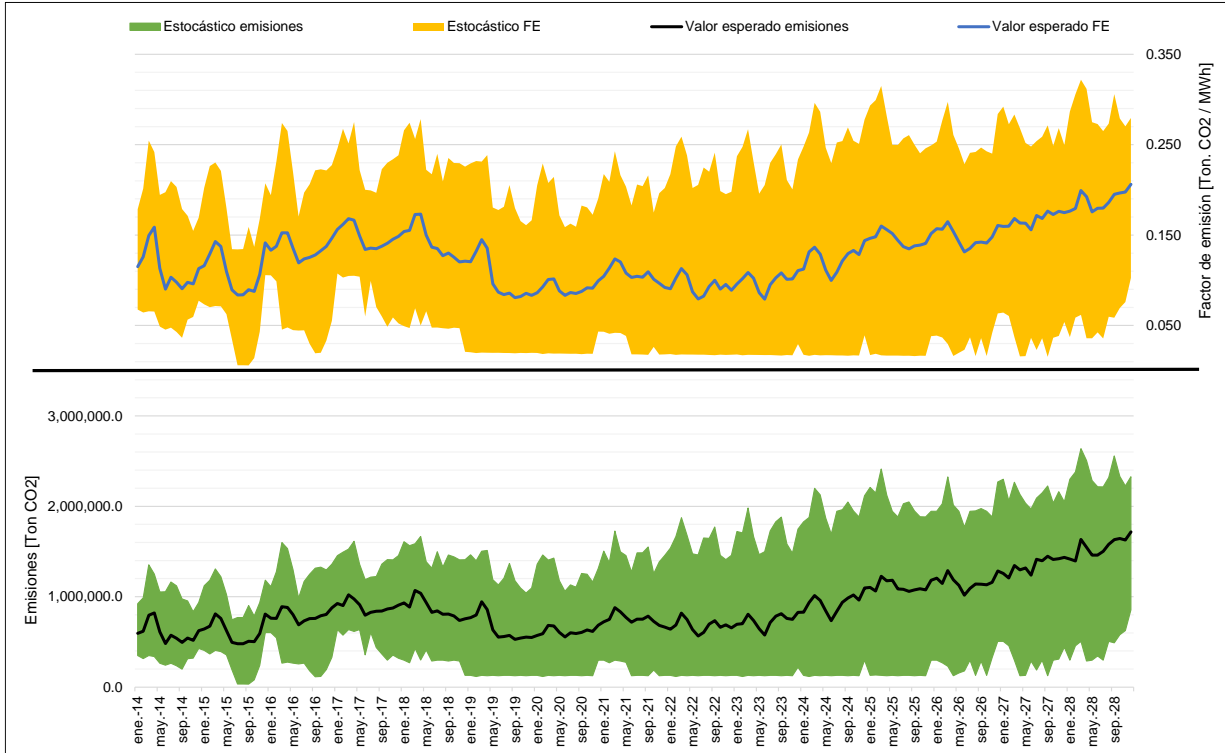


Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

La estimación de emisiones y el factor de emisión para el escenario 8 (numeral 5.4.3.1.5), se presenta en la Gráfica 5-220. Esta estrategia incorpora, adicional a los proyectos del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de las plantas menores, 1,200 MW de hidroelectricidad, 1,300 MW térmicos a base de carbón y 474 MW eólicos. De la misma se puede concluir:

- Se presenta un valor esperado pico de emisiones, cercano a 1,720,000 toneladas de CO₂/mes, así como un máximo para la dispersión estocástica, de alrededor de 2,640,000 Ton CO₂/mes.
- De igual forma, se observa un promedio del FE de 0.128 Ton CO₂/MWh para todo el horizonte de análisis, y un valor esperado máximo de 0.206 Ton CO₂/MWh. En este caso, el pico encontrado en la dispersión estocástica es de 0.322 Ton CO₂/MWh, el cual se presenta en el mes de marzo del año 2028.

Gráfica 5-220: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 8.

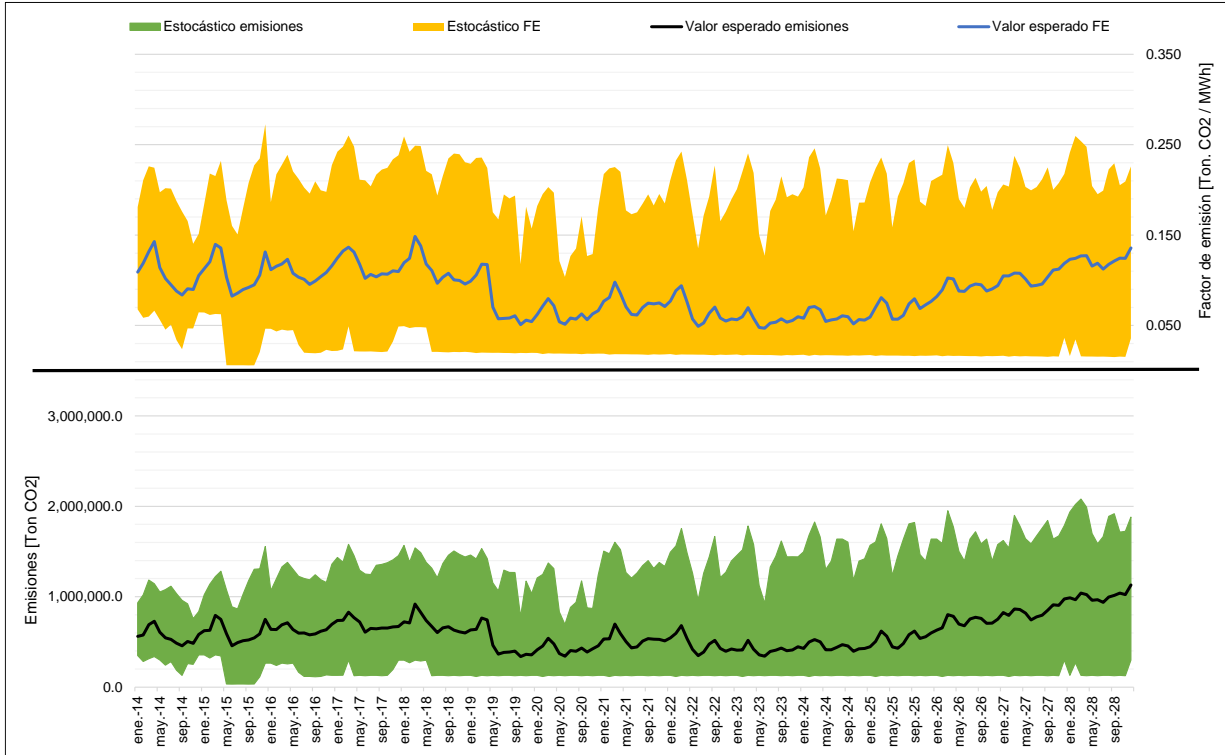


Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-221 se observa la estimación de emisiones y el factor de emisión del escenario 11 (numeral 5.4.3.1.9). Esta estrategia considera, adicional a los proyectos del cargo por confiabilidad y la proyección de crecimiento de las plantas menores, 1,200 MW de hidroelectricidad, 750 MW térmicos a base de carbón, 248 MW de cogeneración, 536 MW eólicos, 239 MW de capacidad solar fotovoltaica distribuida y 375 MW geotérmicos. De la misma se puede concluir:

- El factor de emisión tiene un promedio de 0.089 Ton CO₂/MWh durante todo el periodo de estudio, y un valor esperado máximo de 0.148 Ton CO₂/MWh. De la misma forma, el pico de la dispersión estocástica supera las 0.270 Ton CO₂/MWh.
- Asimismo, se observa que el valor esperado de las emisiones tiene un máximo que supera los 1,130,000 Ton CO₂/mes, y su dispersión estocástica llega hasta valores cercanos de 2,100,000 Ton CO₂/mes.

Gráfica 5-221: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 11.

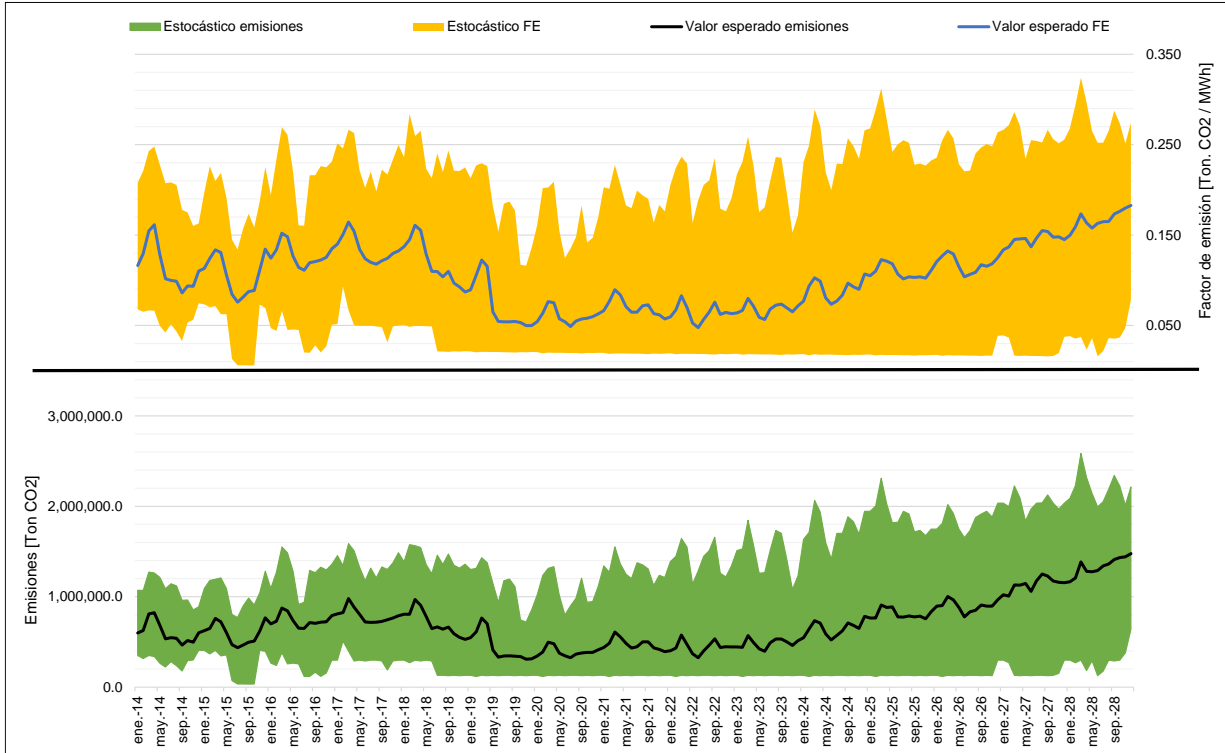


Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presenta la estimación de emisiones y el factor de emisión del escenario 17. Esta estrategia incorpora los mismos proyectos del escenario 8, pero una demanda eléctrica menor, producto de la implementación de programas de eficiencia energética (numeral 5.4.3.1.17). En la Gráfica 5-222 se presentan las proyecciones, de la misma se puede concluir:

- El valor esperado de las emisiones alcanza un máximo de 1,480,000 Ton CO₂/mes, y su dispersión estocástica tiene un pico de 2,600,000 Ton CO₂/mes.
- Por otro lado, el FE tiene un promedio de 0.104 Ton CO₂/MWh para el horizonte de estudio, y un valor esperado máximo de 0.183 Ton CO₂/MWh, mientras que el pico de su dispersión estocástica registra valores cercanos a 0.325 Ton CO₂/MWh.

Gráfica 5-222: Proyección de Emisiones y Factor de emisión del escenario 17.

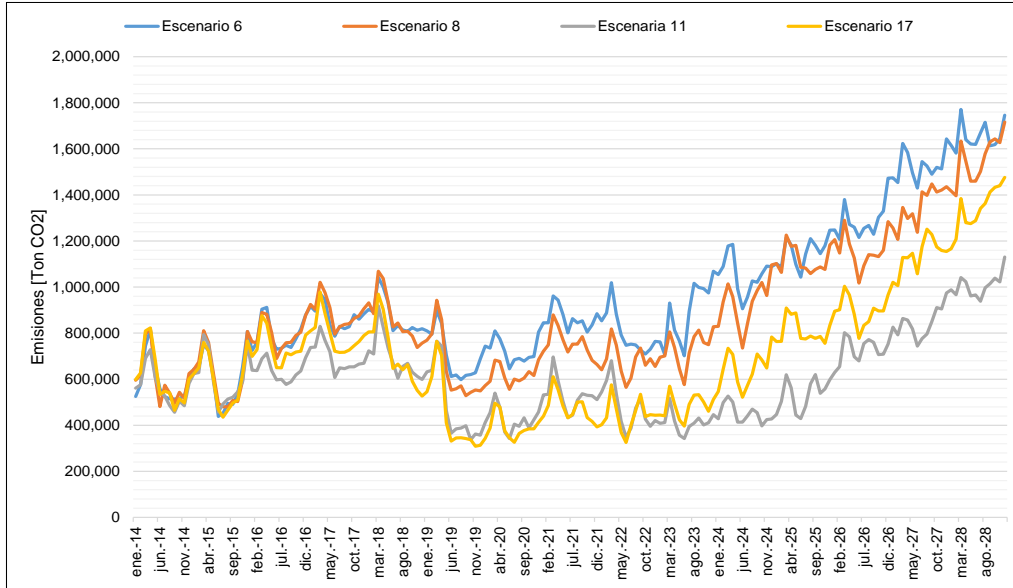


Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Finalmente, en la Gráfica 5-223 y Gráfica 5-224 se muestra la comparación de los valores esperados de las emisiones y el factor de misión para cada uno de los escenarios. De las mismas se puede concluir:

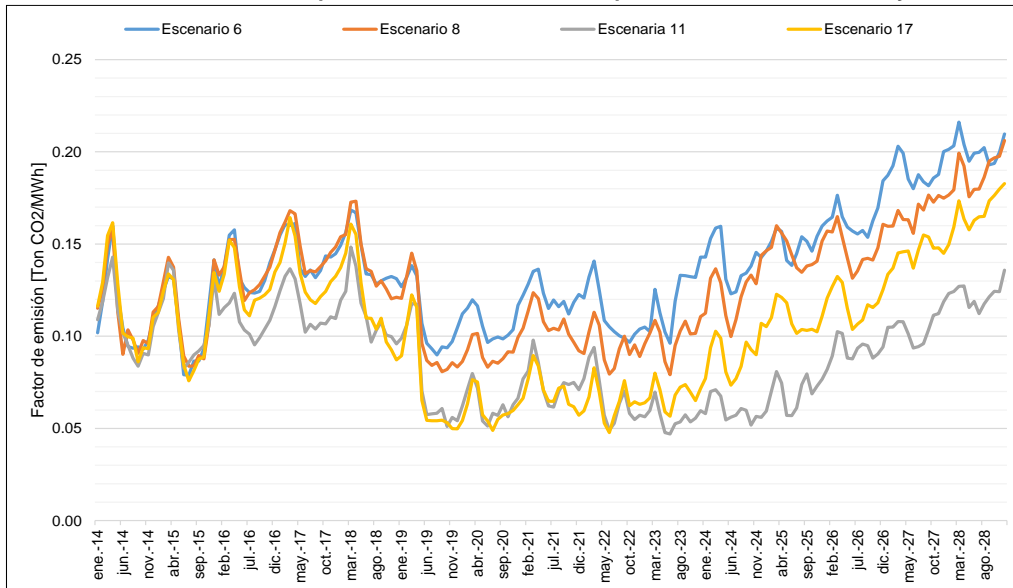
- El escenario 6 muestra el mayor valor esperado de emisiones, debido a la composición de su matriz de generación (1,600 MW térmicos a base de carbón y gas natural). Por otro lado, la estrategia 11 presenta el menor valor, inclusive por debajo del escenario 17, el cual contempla la implementación de un programa de uso eficiente de la energía. Lo anterior se debe a la incorporación de energías renovables.
- Respecto al valor esperado del factor de emisión, se observa el mismo comportamiento, ya que esta variable depende de la generación de electricidad.

Gráfica 5-223: Valor esperado de emisiones para los escenarios 6, 8, 11 y 17.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-224: Valor esperado del factor de emisión para los escenarios 6, 8, 11 y 17.



Fuente de datos: UPME
 Fuente de gráfica: UPME

5.4.6 Planificación integral Generación – Transmisión

En el marco de la ley 143 de 1994, específicamente los artículos 12, 16 y 18, y otras normativas como la Resolución MME 181313 de 2002, la UPME actualiza el Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión, definiendo a nivel de transmisión las obras de infraestructura eléctrica que se necesitan en el mediano y largo plazo, las cuales deben ser ejecutadas a través del esquema de convocatorias públicas. De la misma forma, a nivel de generación el Plan define de manera indicativa y a través de la metodología de escenarios, las necesidades de expansión del parque generador, ya que los proyectos que se instalan finalmente en el sistema obedecen a un ejercicio de mercado por parte de los Agentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, al igual que el marco normativo y regulatorio actual, la Unidad formuló y desarrolló una metodología de planificación, la cual ha permitido establecer las señales y obras de expansión del SIN. Si bien los resultados de la aplicación de la misma han quedado plasmados en cada uno de los Planes, esperando que los mismos se constituyan en un referente para la toma de decisiones de los Agentes, específicamente a nivel de generación, en la práctica las plantas que se instalan obedecen a un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que es neutro en tecnología, ubicación y capacidad, y que no toma en consideración las características actuales y futuras de la red de transmisión; es decir, los proyectos que finalmente se incorporan al sistema pueden ser diferentes a los identificados por la Unidad en sus ejercicios de planificación.

Lo anterior si bien se constituye en una situación común en algunos mercados, en el caso Colombiano ha ocasionado la definición e instalación de plantas de generación con Obligaciones de Energía en Firme – OEF, que según las simulaciones energéticas, no estarían en operación la mayor parte del tiempo, con el agravante de que su localización se daría en algunas zonas con limitaciones de red y pocas posibilidades de expansión de infraestructura (dificultades prediales, sociales o ambientales), es decir, se ocasionarían restricciones operativas con su respectivo impacto económico.

En este sentido, a continuación se presenta una metodología heurística de planificación integral de los sectores de generación y transmisión, la cual tiene en consideración las necesidades energéticas del SIN, al igual que sus principales limitaciones y restricciones de red. En primera instancia se explica el vínculo entre las metodologías de expansión vigentes, y su principal limitante en relación a la definición de soluciones multipropósito, es decir, soluciones que permitan incrementar la confiabilidad energética y ayudar a mitigar las restricciones del sistema. Posteriormente se expone la nueva metodología y los resultados obtenidos al aplicarla en el área Oriental.

5.4.6.1 Vínculo actual y desventajas entre las Metodologías de Expansión – Generación y Transmisión

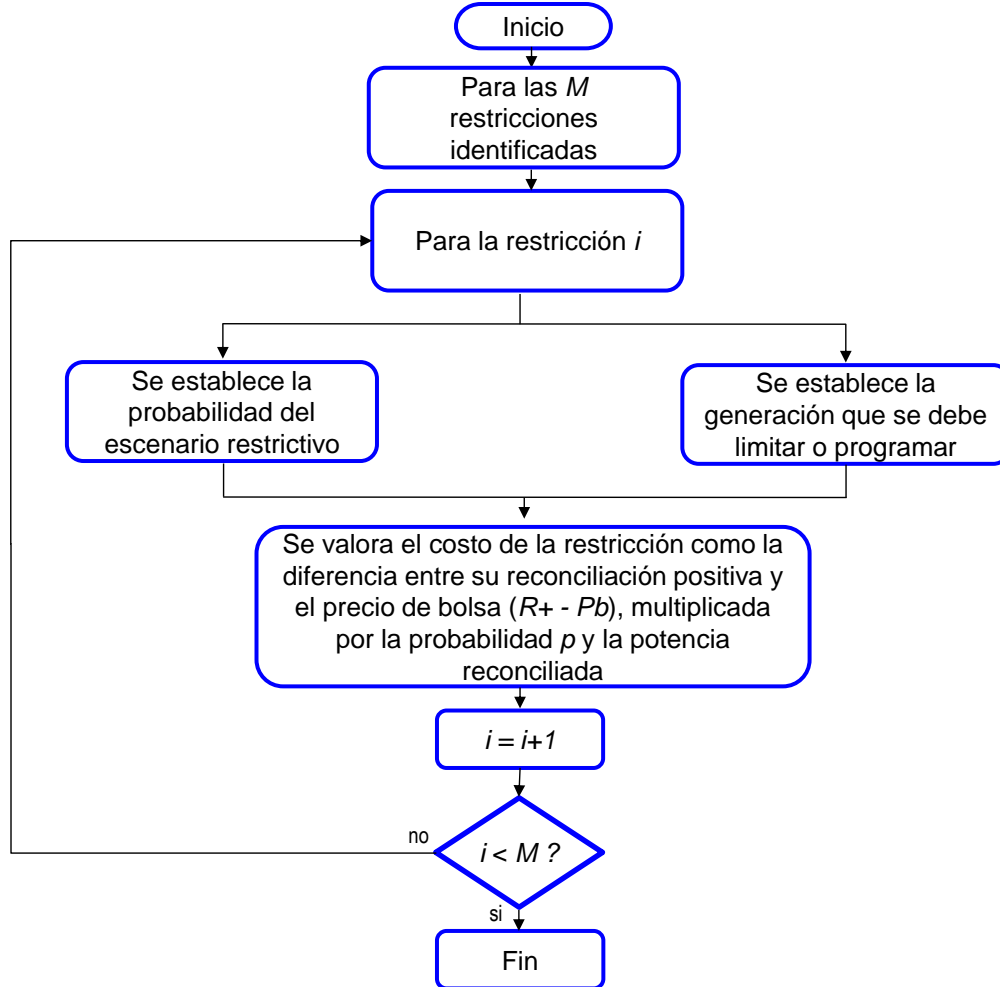
El vínculo entre las dos metodologías independientes, generación y transmisión, se materializa al momento de cuantificar los beneficios de las alternativas de expansión de red para eliminar y/o reducir las restricciones, ello a través del procedimiento de la Gráfica 5-225. Este consiste en identificar las restricciones del sistema, realizando los respectivos análisis eléctricos. Una vez se establecen las limitaciones de la red, se determina paralelamente la generación que se debe limitar o programar (reconciliaciones negativas y

positivas), según el caso, y la probabilidad del escenario restrictivo, es decir, el escenario de generación donde la contingencia de un elemento del sistema ocasiona violaciones. Finalmente se valora la restricción como la potencia reconciliada, multiplicada por la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo, cuantificada con el SDDP, y el sobre costo operativo (diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa).

Si bien para cuantificar los beneficios de los proyectos de transmisión existe coherencia entre ambas metodologías, para los proyectos de generación existe el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, el cual como ya se mencionó, es neutro en tecnología, ubicación y capacidad. Este esquema hace que los proyectos de generación que se instalen finalmente en el SIN, no consideren las limitaciones actuales y futuras de la red, siendo necesario establecer potenciales refuerzos que permitan su conexión, apalancados o justificados por los beneficios energéticos asociados a los compromisos de Energía en Firme, los cuales se activan en condiciones críticas de hidrología.

Lo anterior puede permitir la incorporación de una planta que, dadas sus características y la estructura del mercado eléctrico, no esté en operación la mayor parte del tiempo, dada la composición del parque generador del SIN, pero sí con Obligaciones de Energía en Firme. Es decir, se podría incurrir en un costo por la conexión de una planta que no estaría en servicio la mayor parte del tiempo, sólo en aquellos momentos donde se requiera su Energía en Firme. Vale la pena mencionar que lo anterior sería factible si es posible desarrollar un refuerzo de transmisión, ya que si por dificultades sociales, prediales o ambientales ello no lo es, la generación ocasional de esta planta (diferente a la asociada a la activación de la OEF) podría generar sobrecostos operativos debido a restricciones de evacuación. Esta situación ya se evidenció en el pasado, donde el mecanismo del cargo por confiabilidad definió una planta de generación en un área operativa con limitaciones de red e imposibilidad para desarrollar nuevas obras de transmisión.

Gráfica 5-225: Metodología de cuantificación de beneficios – Restricciones del SIN



Fuente de gráfica: UPME

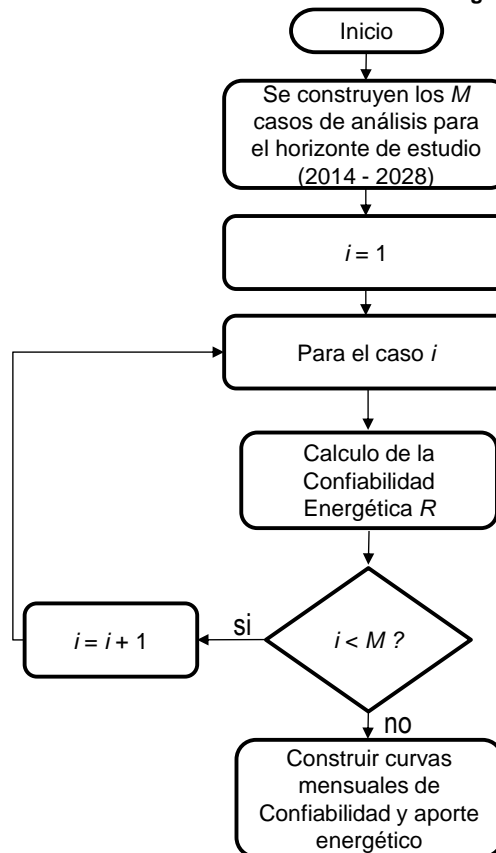
5.4.6.2 Metodología integral de planificación Generación – Transmisión: Enfoque Heurístico

Debido a la problemática citada en el numeral anterior, la Unidad ha desarrollado una metodología integral de planificación, que si bien no contempla una optimización conjunta y simultánea de los dos sectores, generación y transmisión, si tiene en consideración las necesidades energéticas del SIN y sus principales limitaciones y restricciones de red, ello bajo un enfoque heurístico, es decir, se simula el comportamiento de los sistemas de generación y transmisión determinando sus necesidades, para luego formular alternativas de solución multipropósito.

La metodología se constituye de dos procedimientos: el primero determina la confiabilidad energética del SIN bajo las condiciones actuales y futuras, tomando solamente en consideración la expansión en generación definida o propuesta. Para ello se considera un sistema uninodal, es decir, sin restricciones de

red. Así mismo, se determinan los momentos donde se debe incrementar la confiabilidad para cumplir con los lineamientos de la regulación actual, al igual que el aumento de la misma a través de la energía que permite aportar el o los proyectos de generación bajo estudio (Gráfica 5-226).

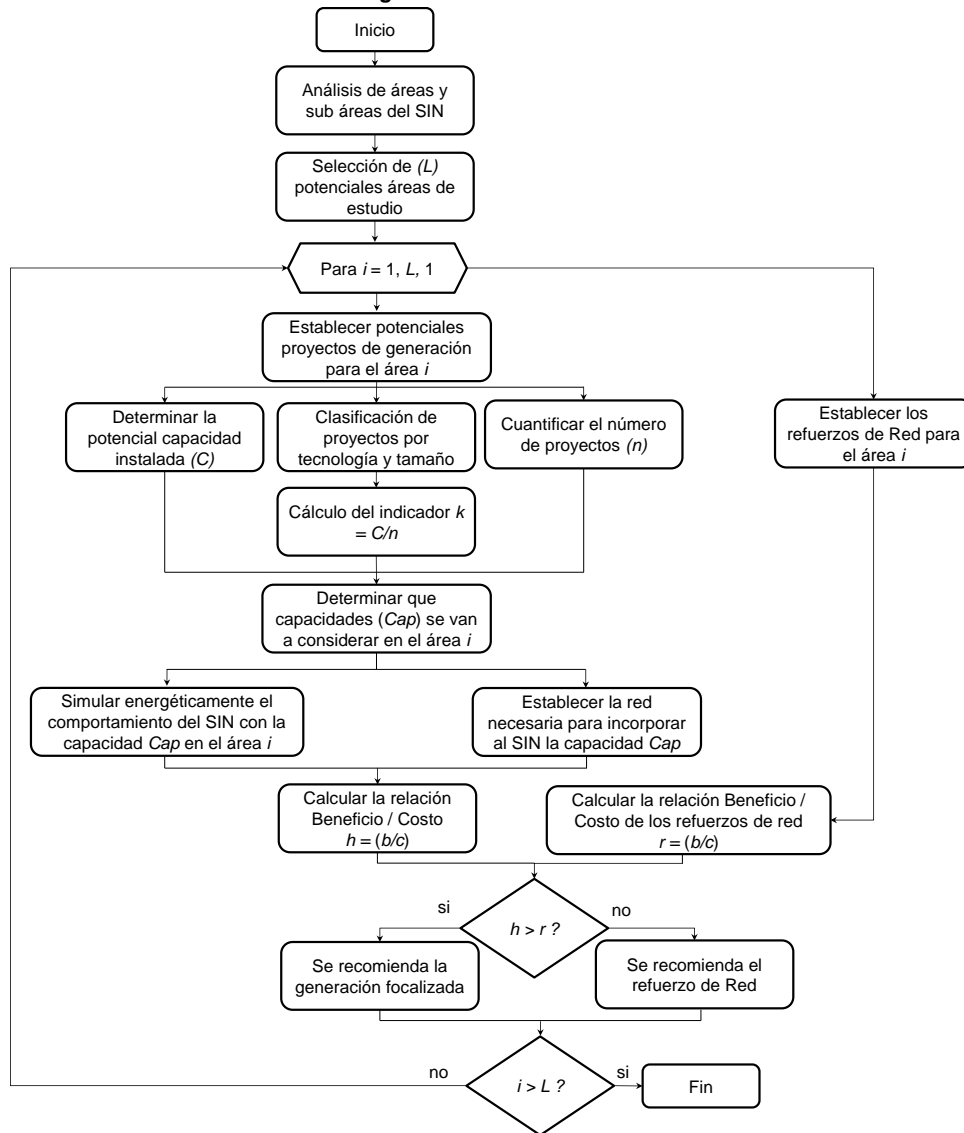
Gráfica 5-226: Valoración de la Confiabilidad Energética R.



Fuente de gráfica: UPME

El segundo procedimiento establece las necesidades eléctricas de cada una de las áreas operativas del SIN, determinando sus necesidades de expansión y definiendo varias alternativas de solución, convencionales como es nueva infraestructura de red, y no convencionales, como la generación localizada. Respecto a esta última, sus características principales, a saber capacidad instalada, tipo de combustible y ubicación, son totalmente dependientes de los resultados de la valoración de la confiabilidad energética. Finalmente, una vez se han determinado las alternativas, se cuantifica su relación beneficio / costo, ello con el objetivo de determinar la mejor solución en el área eléctrica bajo análisis (Gráfica 5-227).

Gráfica 5-227: Metodología de formulación y valoración de soluciones convencionales de red, y no convencionales como la generación localizada.



Fuente de gráfica: UPME

5.4.6.3 Caso de aplicación – Área Oriental

En este numeral se presentan los resultados de aplicación de la metodología. En primera instancia se valora la confiabilidad energética del SIN para varios escenarios, advirtiéndose que los mismos no obedecen a una situación particular, son sólo casos de referencia con fines académicos, que buscan ejemplarizar como valorar la confiabilidad energética - R , y determinar los momentos donde se requiere incrementar la misma, junto con la energía necesaria para tal fin. En este sentido, esta parte del proceso es independiente del área

bajo estudio, ya que como se mencionó anteriormente, la cuantificación de R toma en consideración un sistema uninodal sin limitaciones de red. Una vez se ha valorado la confiabilidad energética del SIN y determinado el momento donde se necesita expansión de generación, se establece para el área bajo estudio, Oriental, sus limitaciones eléctricas y necesidades de expansión. Es en este punto donde se formulan las alternativas de solución, expansión de red convencional versus localización estratégica de generación, donde esta última sería el o parte de los proyectos, que garantizarían la confiabilidad energética del SIN.

5.4.6.3.1 Valoración de la Confiabilidad Energética

La confiabilidad energética, con resolución mensual, se calcula con el modelo SDDP a través de la expresión ($R_{\text{mensual}} = 1 - \frac{\text{Número casos con déficit}}{\text{Número total de casos simulados}}$), considerando de manera individual los proyectos de expansión ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, y sin tener en cuenta los mismos, es decir, se tiene un escenario de referencia donde no hay expansión del parque generador, es decir la capacidad actual instalada, y 11 casos individuales con cada proyecto (Tabla 5-29).

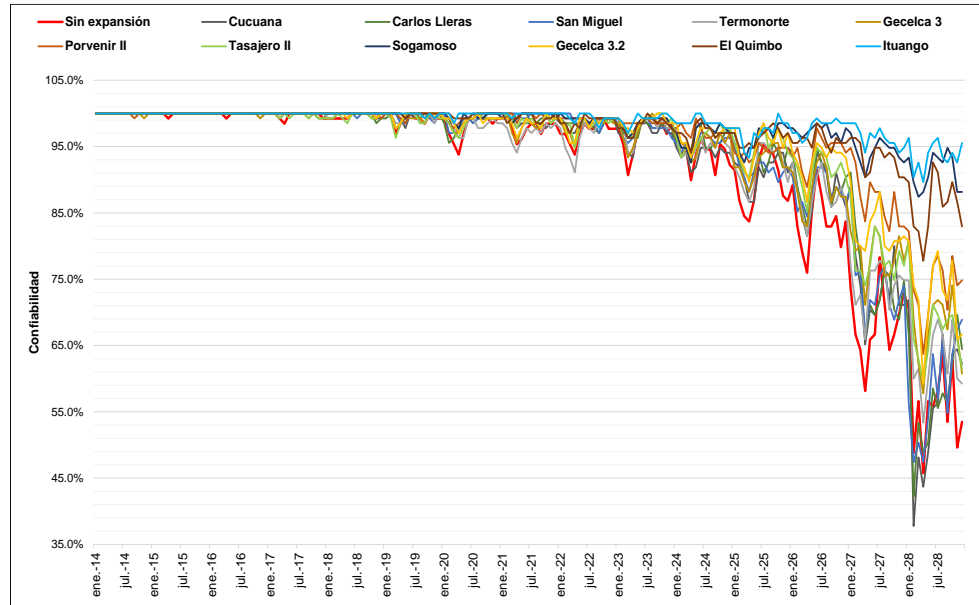
Tabla 5-29: Escenarios considerados para cuantificar la confiabilidad energética del SIN.

Escenario	Plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad										
	Sogamoso	Gecelca 3	Cucuana	Quimbo	Tasajero II	Carlos Lleras	San Miguel	Gecelca 3.2	TNorte	Porvenir	Ituango
Esc 0	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Esc 1	OK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Esc 2	x	OK	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Esc 3	x	x	OK	x	x	x	x	x	x	x	x
Esc 4	x	x	x	OK	x	x	x	x	x	x	x
Esc 5	x	x	x	x	OK	x	x	x	x	x	x
Esc 6	x	x	x	x	x	OK	x	x	x	x	x
Esc 7	x	x	x	x	x	x	OK	x	x	x	x
Esc 8	x	x	x	x	x	x	x	OK	x	x	x
Esc 9	x	x	x	x	x	x	x	x	OK	x	x
Esc 10	x	x	x	x	x	x	x	x	x	OK	x
Esc 11	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	OK

Es importante aclarar que se simuló la misma fecha de entrada en operación para todas las plantas (octubre 2014), de tal manera que se tuvieran las mismas condiciones iniciales, y se pudieran comparar cada una de las simulaciones. Asimismo, se consideró el escenario alto de la proyección de demanda – revisión julio 2014.

En la Gráfica 5-228 se presenta la confiabilidad energética del SIN para cada escenario contemplado.

Gráfica 5-228: Confiabilidad del SIN para cada escenario simulado.



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Sin expansión la confiabilidad llega a valores inferiores al 50 %. Con ella se incrementa, particularmente para los proyectos Ituango, Sogamoso, Quimbo, Gecelca 3.1, Gecelca 3.2 y Porvenir II.
- Si bien para otras plantas, específicamente de menor capacidad, se observa que la confiabilidad puede ser menor a la del caso base (escenario 0), ello se debe al proceso de optimización del modelo SDDP, el cual minimiza los costos de operación del SIN. Es por lo anterior que en algunos instantes, desde una perspectiva económica, es mejor racionar, afectando ello el valor de R , independientemente de que la capacidad instalada se haya incrementado.

Una vez se ha determinado la confiabilidad del sistema para todos los escenarios, se cuantifica la energía que permite inyectar cada proyecto al SIN para incrementar dicha confiabilidad, ello respecto al caso de referencia (sin expansión). Es importante aclarar que no necesariamente el proyecto debe estar generando para aumentarla, lo anterior se debe nuevamente al proceso de optimización del SDDP.

Por ejemplo, puede que en algún instante el valor mensual de R sea mayor con expansión, sin que la planta bajo estudio haya generado energía. No obstante, contar con el nuevo proyecto le permite al SDDP disponer de otros recursos para abastecer la demanda, utilizándolos en dicho instante, conociendo que en un futuro cercano va contar con la nueva planta de generación.

La energía que permite inyectar el proyecto al SIN, que a su vez incremente la confiabilidad, se establece de la siguiente manera:

$$E_{con\ expansión\ k} = \left(\frac{\sum_{j=1}^n Deficit_j}{n} \right)_{sin\ expansión} - \left(\frac{\sum_{j=1}^n Deficit_j}{n} \right)_{con\ expansión\ k}$$

Dónde:

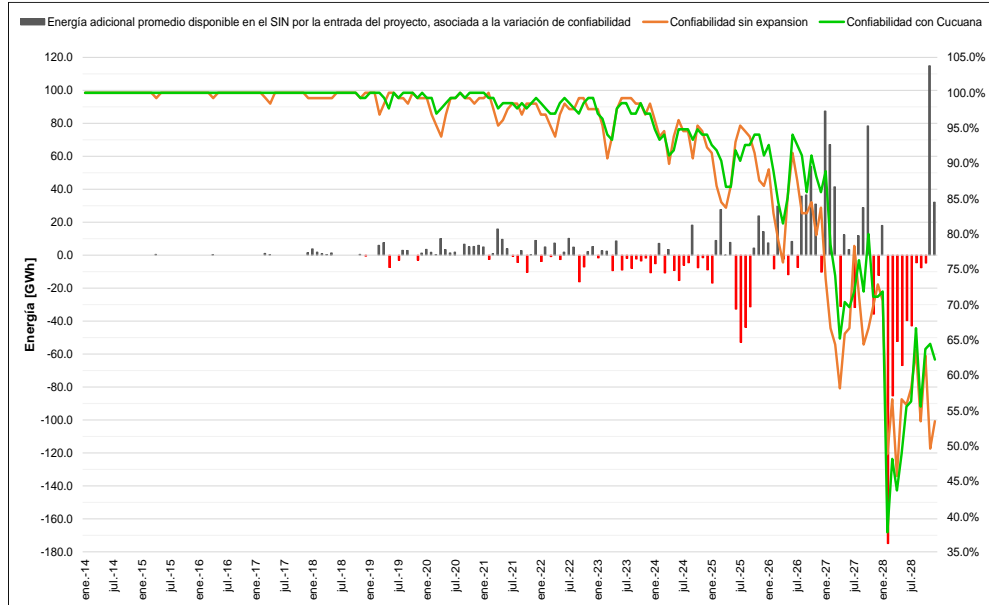
- $E_{con\ expansión\ k}$: Energía que permite inyectar la expansión K al SIN, que a su vez incrementa la confiabilidad. Tienen resolución mensual.
- j : Es la serie asociada a una etapa en el proceso de optimización del SDDP.
- n : Es el número total de series que se están simulando en el SDDP.
- $Deficit_j$: Es el déficit que el modelo SDDP ha calculado para la serie j .

En la Gráfica 5-229, Gráfica 5-230, Gráfica 5-231, Gráfica 5-232, Gráfica 5-233, Gráfica 5-234, Gráfica 5-235, Gráfica 5-236, Gráfica 5-237, Gráfica 5-238 y Gráfica 5-239, se presenta la confiabilidad con y sin expansión para cada proyecto, junto con la energía que permite aportar la planta al SIN, y que a su vez incrementa la confiabilidad. De las mismas se puede concluir:

- Las plantas de mayor capacidad instalada generan más energía, y subsecuentemente, incrementan la confiabilidad en mayor proporción. Lo anterior en contraste con las plantas pequeñas, donde inclusive, hay momentos en que la energía inyectada es menor respecto al caso de referencia, razón por la cual es mejor racionar. Esto se debe al proceso de optimización de la función objetivo del modelo SDDP.
- Conociendo cuales son las plantas que incrementan en mayor proporción la confiabilidad energética del SIN, es posible construir la función “máxima confiabilidad”, la cual se compone de las funciones individuales de cada proyecto, junto con su aporte energético.

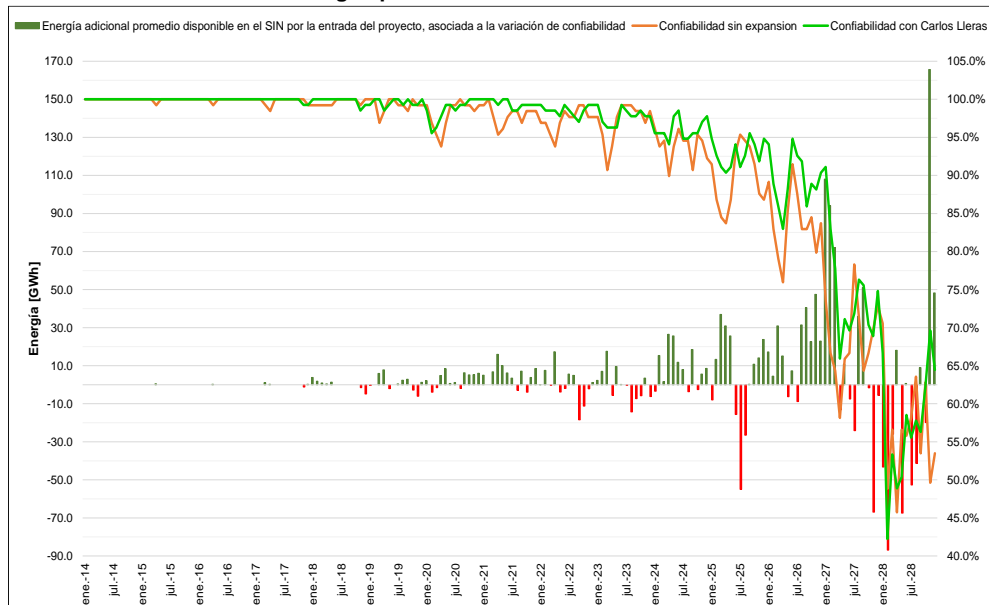
En la Gráfica 5-240 se observa como al principio del periodo de análisis se requiere una menor cantidad de energía para mantener un mismo nivel de confiabilidad, evidenciando ello que no se necesita un gran proyecto de generación. Esta situación cambia en la medida que la demanda crece, ya que para garantizar la confiabilidad, se necesita de mayor energía, situación que es solo posible con uno o varios proyectos de generación, de mayor capacidad.

Gráfica 5-229: Energía que incrementa la Confiabilidad – Cucuana.



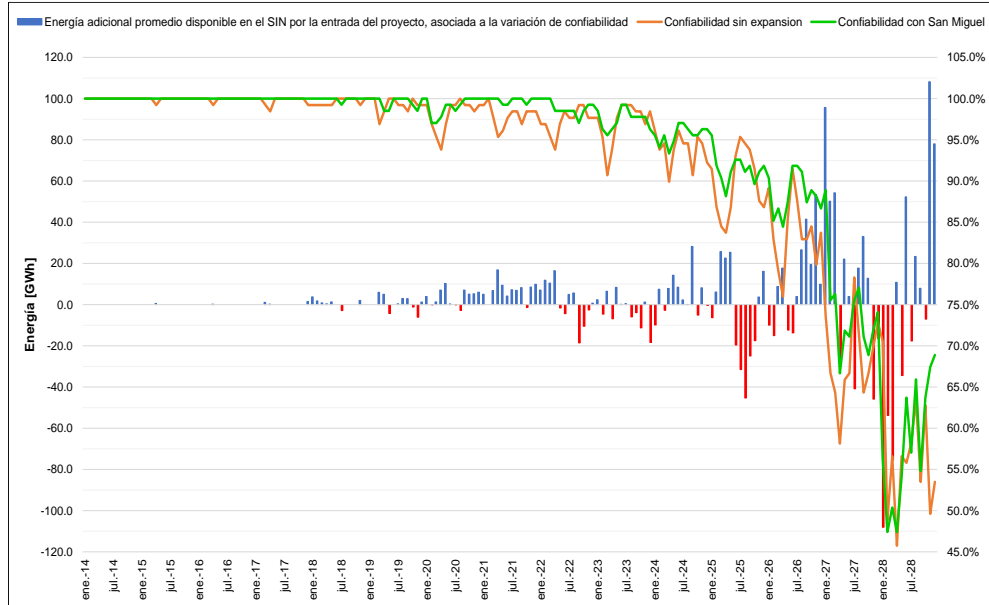
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-230: Energía que incrementa la Confiabilidad – Carlos Lleras.



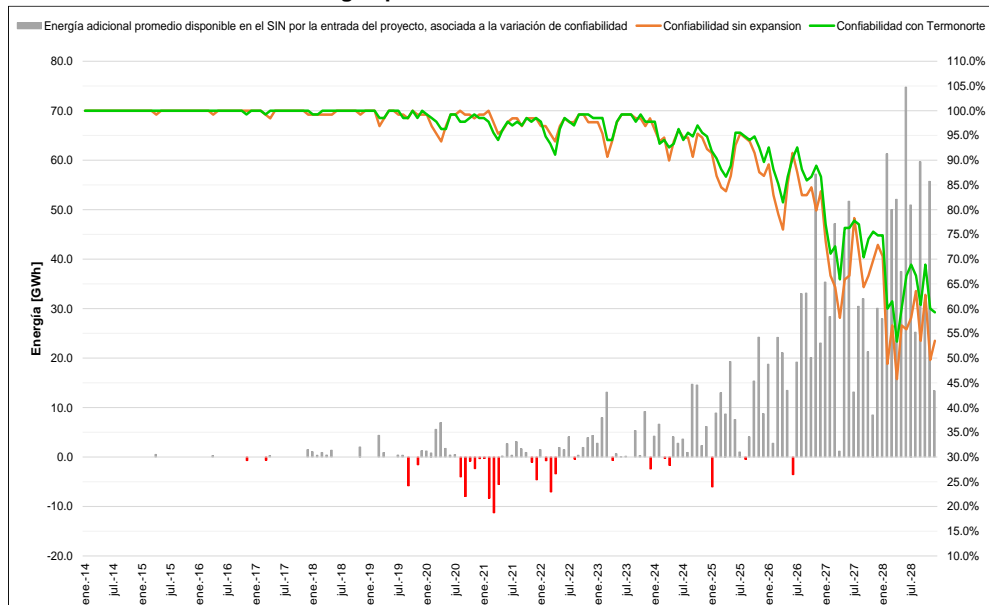
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-231: Energía que incrementa la Confiabilidad – San Miguel.



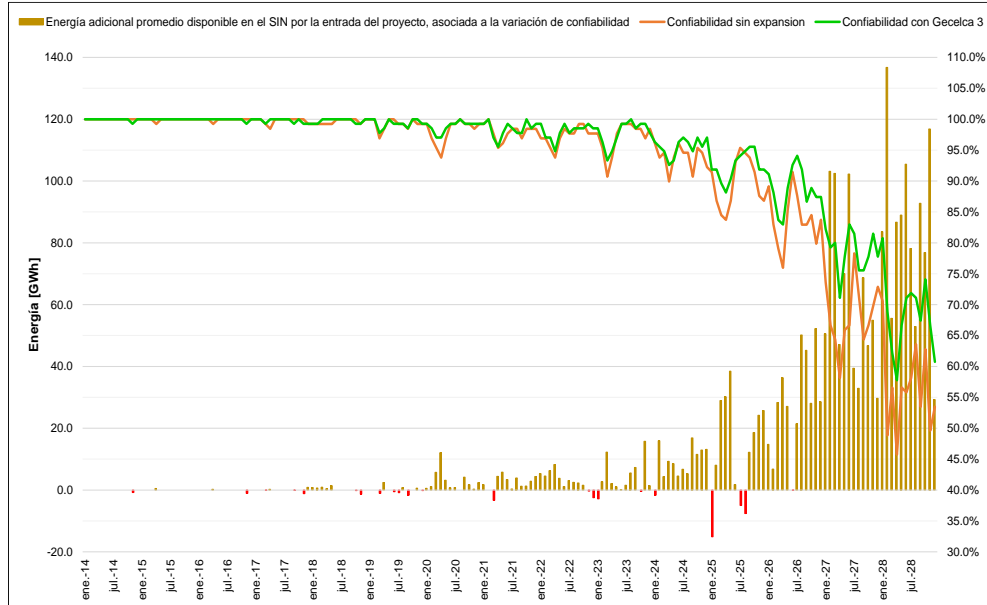
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-232: Energía que incrementa la Confiabilidad – Termonorte.



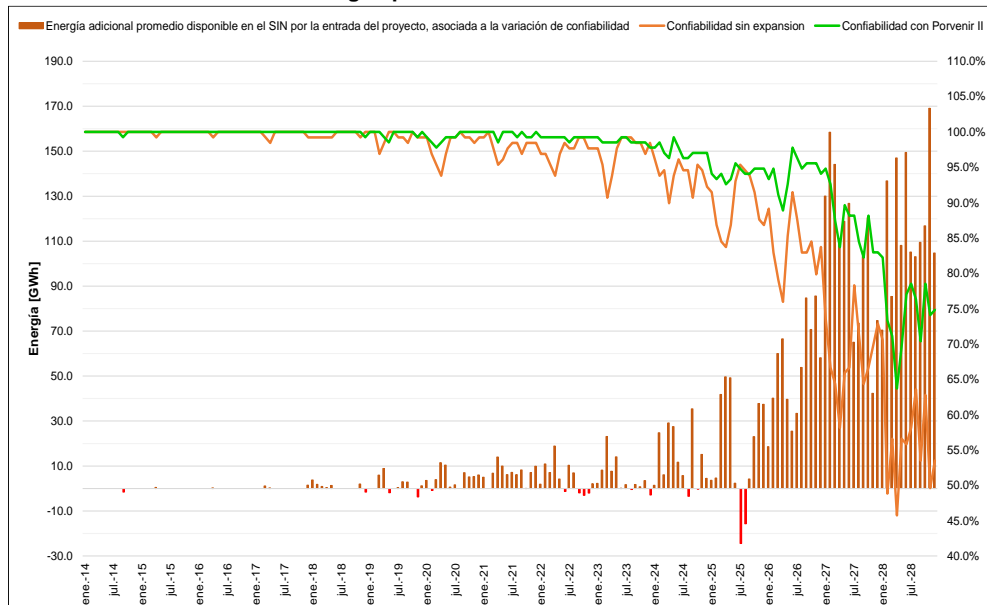
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-233: Energía que incrementa la Confiabilidad – Gecelca 3.



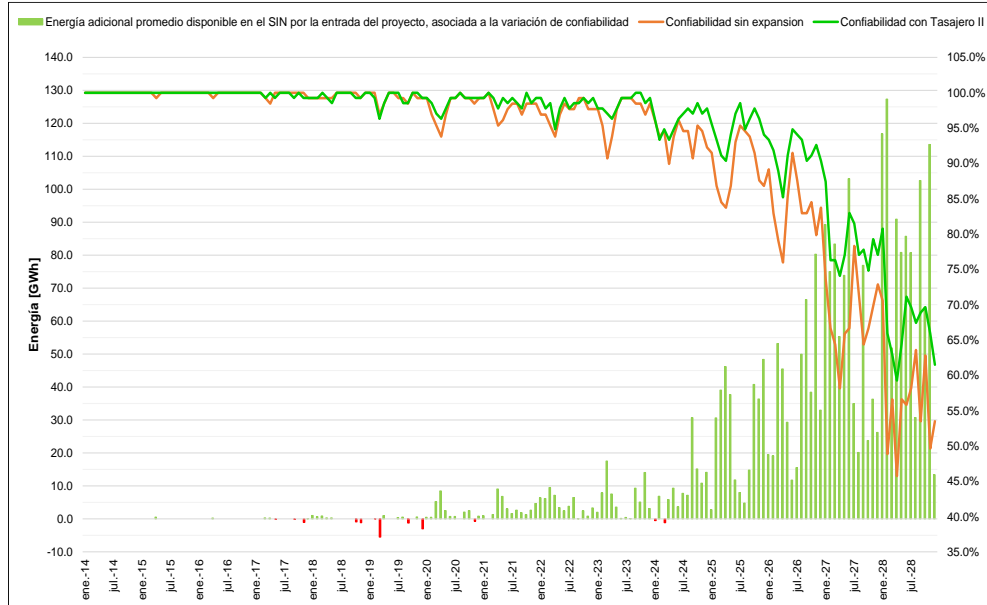
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-234: Energía que incrementa la Confiabilidad – Porvenir II.



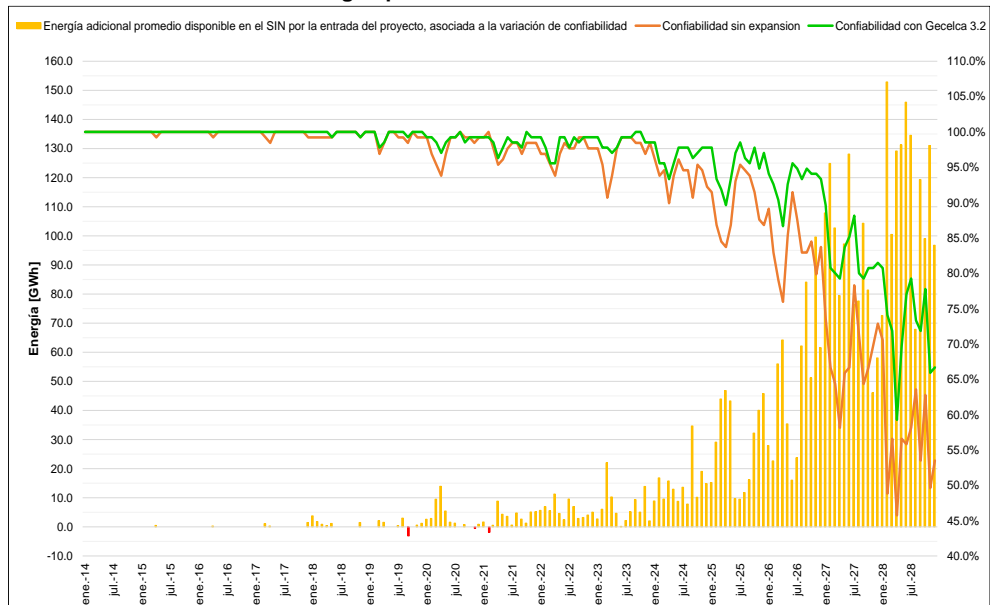
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-235: Energía que incrementa la Confiabilidad – Tasajero II.



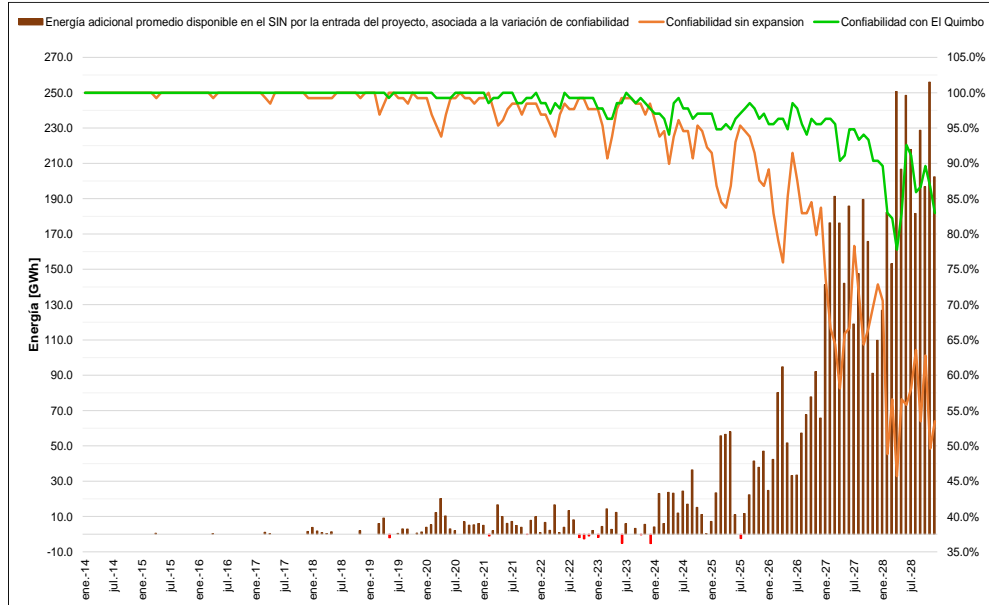
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-236: Energía que incrementa la Confiabilidad – Gecelca 3.2.



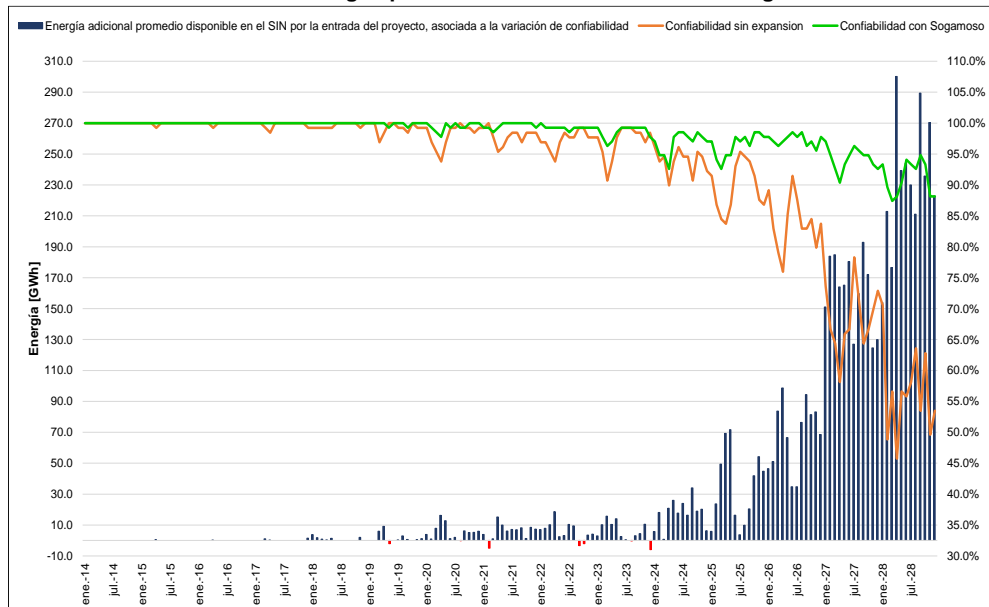
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-237: Energía que incrementa la Confiabilidad – El Quimbo.



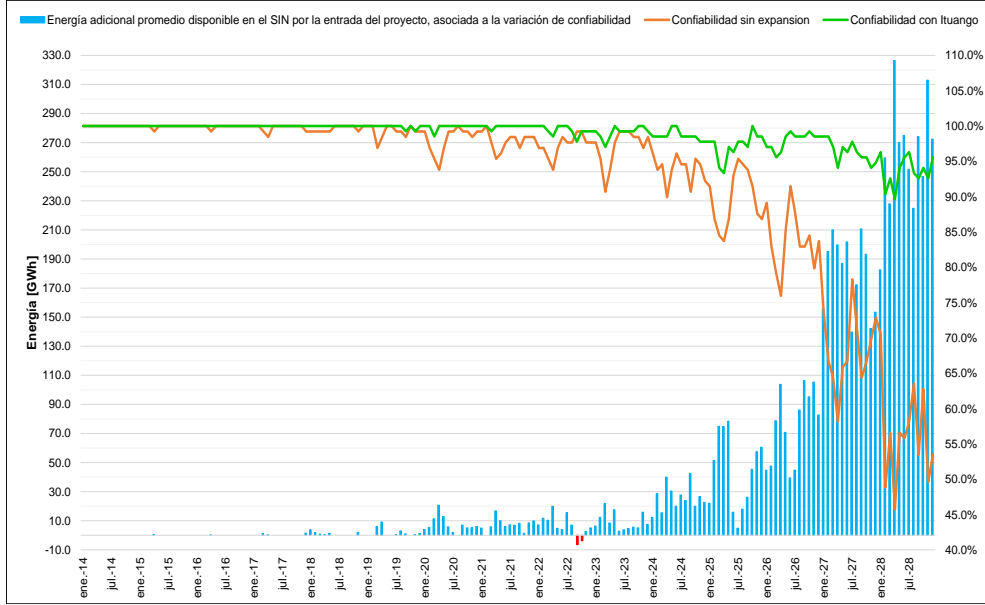
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-238: Energía que incrementa la Confiabilidad – Sogamoso.



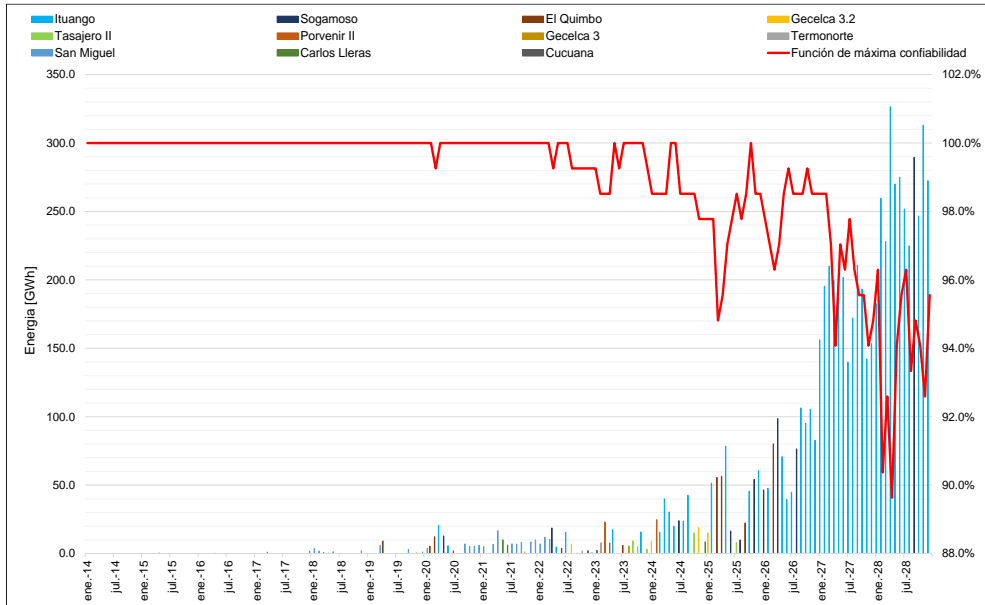
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-239: Energía que incrementa la Confiabilidad – Ituango.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-240: Función de máxima confiabilidad junto con su energía asociada.



Fuente de gráfica: UPME

- Suroccidente: dobles circuitos La Mesa - Mirolindo 230 kV y La Mesa – San Felipe 230 kV. A partir del 2020, se tendrá en operación la línea Nueva Esperanza – Virginia 500 kV.
- Nordeste: línea Bacatá – Primavera 500 kV y doble circuito Chivor – Sochagota 230 kV. En el 2017 estará en servicio el corredor a nivel de 500 kV Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza.
- Las principales subestaciones del Sistema son Torca, Bacatá, Noroeste, Balsillas, La Guaca, San Mateo, Tunal, Circo, Guavio, Chivor, Reforma, y las futuras Nueva Esperanza, Norte, Chivor II, Suria y Bochica.

En el Plan de Expansión 2013 – 2027 se establecieron dos nuevos corredores de importación de potencia a nivel de 500 kV y dos dispositivos FACTS para el área Oriental, expansión que se requiere en operación en el horizonte 2017 – 2022. No obstante, se determinó que aún con toda esta expansión y el parque generador existente, a partir del año 2025 se necesitaría de un nuevo refuerzo a nivel de 500 kV, o generación adicional en la zona, ello para evitar desatención de demanda (déficit de potencia reactiva y capacidad de importación limitada). A la luz de este diagnóstico y dadas las dificultades ambientales, prediales, sociales y con comunidades, se debe establecer la viabilidad de tener una nueva línea de 500 kV en el área Oriental, la cual resolvería los problemas identificados, pero también considerar los recursos energéticos de la zona, principalmente carbón, GLP e hidroelectricidad, ello para emplazar estratégicamente una generación que tenga el mismo desempeño eléctrico que la solución convencional de red. Lo anterior a la luz de la necesidades energéticas futuras de todo el país y los resultados obtenidos de la valoración de la confiabilidad energética del SIN, numeral 5.4.6.3.1.

En este sentido, se formulan las siguientes alternativas de expansión (Gráfica 5-242), teniendo en cuenta la metodología descrita en la Gráfica 5-227. Vale la pena mencionar que respecto a la generación localizada, se llevaron a cabo análisis eléctricos para diferentes valores de generación, con el fin de establecer según la tecnología, cuál sería la capacidad instalada, junto con su ubicación y conexión, que permitirían garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda:

- Opción 1: Interconexión de las áreas Oriental y Antioquia a través del nuevo corredor a nivel de 500 kV San Carlos – Porvenir II – Bochica.
- Opción 2: Planta térmica a carbón de 200 MW, que se conectaría en el norte de la sabana de Bogotá en la subestación Norte 230 kV.
- Opción 3: Planta hidráulica de 294 MW localizada en el departamento de Boyacá, que se conectaría en la subestación Chivor II 230 kV, junto con un refuerzo de red entre las subestaciones Guavio y Chivor.

Para las opciones 2 y 3 se determina su comportamiento energético. Las simulaciones evidencian que ambos proyectos satisfacen los criterios establecidos por la reglamentación, en relación al Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado - VEREC . Adicionalmente, la Gráfica 5-243 presenta la probabilidad de activación de restricción, es decir, la probabilidad que la generación considerada, ya sea la planta hidráulica o la térmica, estén en mérito (costo adicional de cada alternativa).

A continuación se presenta la valoración económica de cada alternativa, teniendo en cuenta los beneficios y costos de la Tabla 5-30. Es importante mencionar que para las plantas de generación se tienen en consideración los beneficios energéticos que podrían tener estas centrales vía cargo por confiabilidad.

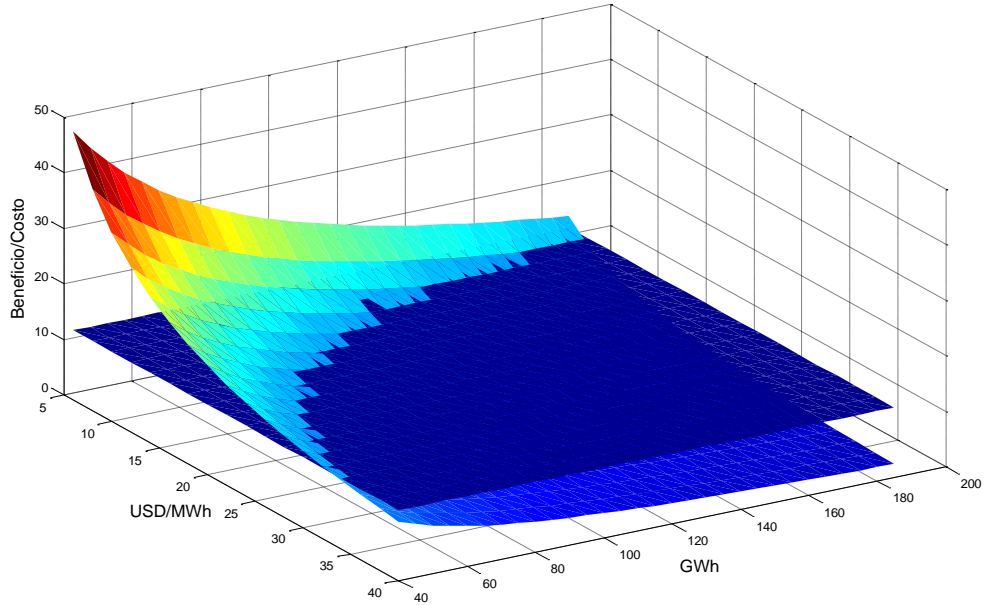
Tabla 5-30: Beneficios y Costos de cada Alternativa.

Parámetro	Alternativas de Expansión		
	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Beneficios	<ul style="list-style-type: none"> Reducción del valor esperado de las restricciones. Eliminación del valor esperado de racionamiento de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción del valor esperado de las restricciones. Eliminación del valor esperado de racionamiento de energía. Confiabilidad Energética para el SIN a través del mecanismo del Cargo por Confiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción del valor esperado de las restricciones. Eliminación del valor esperado de racionamiento de energía. Confiabilidad Energética para el SIN a través del mecanismo del Cargo por Confiabilidad.
Costos	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de Red 	<ul style="list-style-type: none"> Costo de la conexión del proyecto de generación. Costo asociado al incremento de las restricciones, cuando la planta no esté en mérito. Costo asociado al Cargo por Confiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Costo de la conexión del proyecto de generación. Costo asociado al incremento de las restricciones, cuando la planta no esté en mérito. Costo asociado al Cargo por Confiabilidad. Costo asociado a los refuerzos de red.

Fuente de tabla: UPME

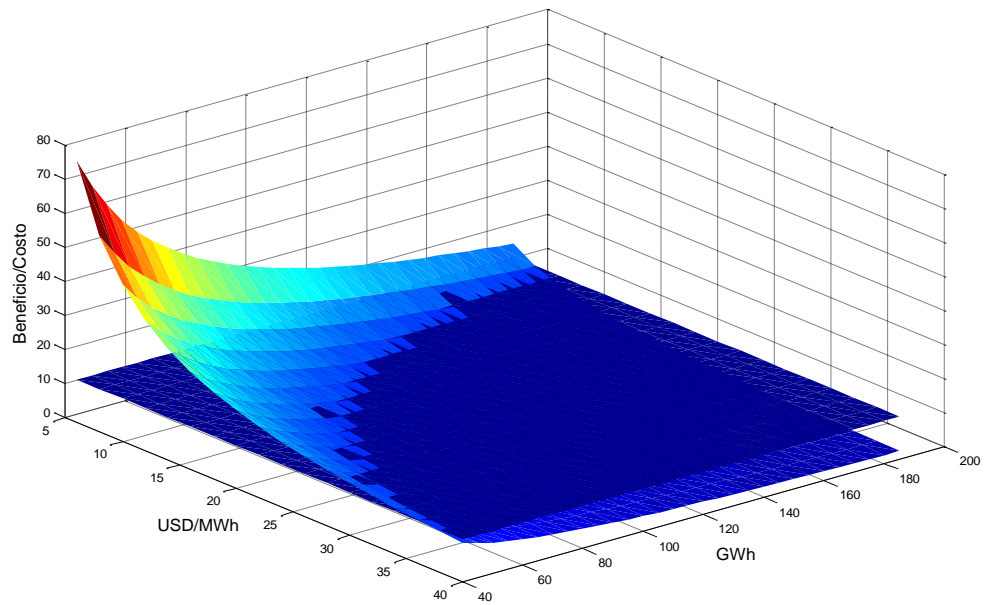
En este sentido, se construye una función de relación beneficio/costo, cuyas variables independientes son el valor de la obligación y la prima del Cargo. Esto se contrasta con la relación beneficio / costo de la expansión de red convencional (Gráfica 5-244 y Gráfica 5-245). De estas gráficas se puede concluir que existe una franja para las dos tecnologías de generación, donde hay una mayor relación beneficio / costo para los usuarios (Gráfica 5-246 y Gráfica 5-247).

Gráfica 5-244: Beneficio / Costo Central hidráulica y expansión convencional de red.



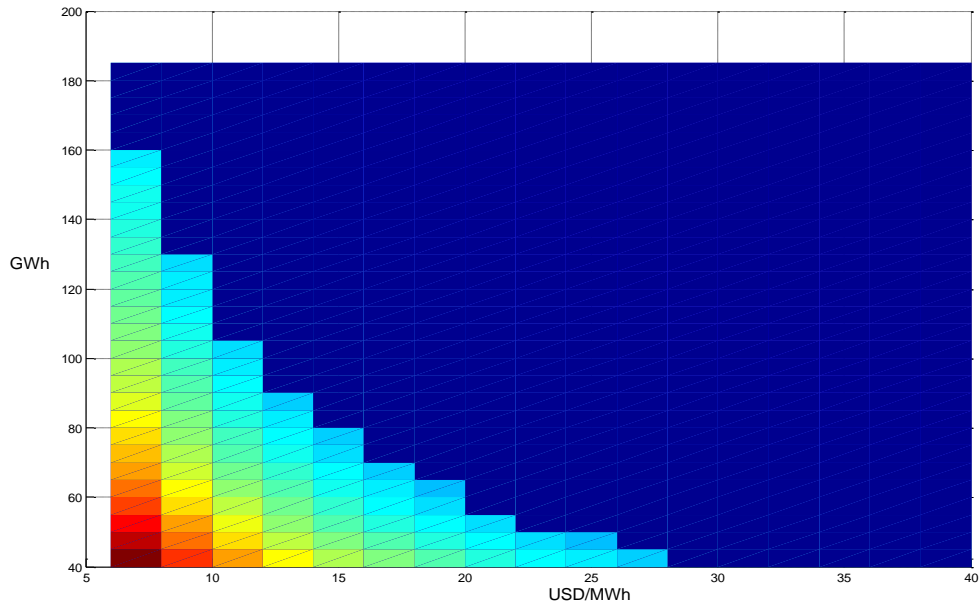
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-245: Beneficio / Costo Central térmica y expansión de red convencional.



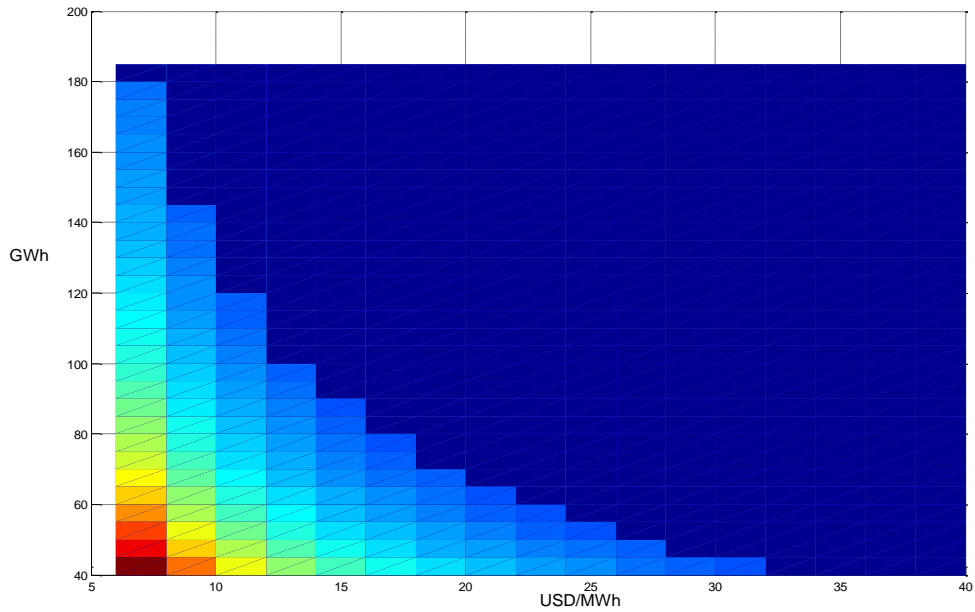
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-246: Franja donde la planta de generación hidráulica representa un mayor beneficio que la expansión de red convencional.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-247: Franja donde la planta de generación térmica representa un mayor beneficio que la expansión de red convencional.



Fuente de gráfica: UPME

Conclusiones:

- Bajo el esquema actual de planificación no se garantizan soluciones multipropósito, ya que puede que los proyectos que el Cargo por Confiabilidad defina, los cuales incrementan la confiabilidad energética, no resuelvan las restricciones futuras de la red de transmisión.
- La Metodología integral propuesta permite resolver dos objetivos a la vez, garantizar la confiabilidad energética del SIN y resolver restricciones y limitaciones futuras del Sistema de Transmisión Nacional. Su implementación no iría en contravía del esquema actual del Cargo por Confiabilidad, ya que solo sería necesario desarrollar subastas por ubicación y tecnología (en función de los recursos energéticos locales).
- Respecto a la metodología de valoración de la confiabilidad, se pueden adicionar criterios de aversión al riesgo, en el sentido de considerar bajo ciertos parámetros, hidrologías críticas, sensibilidad a los precios de los combustibles, escenarios alternativos de proyección de la demanda, entre otras variaciones.
- Respecto a los resultados obtenidos, se evidenció que bajo ciertos rangos de obligación de energía en firme, al igual que su costo asociado, la generación localizada puede tener una mayor relación beneficio / costo en comparación con la expansión de redes convencional.
- En el cálculo de la relación B / C se compararon los beneficios energéticos de una planta de generación según tecnología, vs la línea a 500 kV entre las áreas operativas Antioquia y Oriental. En la práctica, bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad actual, se podría definir un proyecto en otra zona del SIN, que desde el punto de vista energético ofrecería los mismos beneficios de la planta propuesta en Oriental, razón por la cual se necesitaría del refuerzo de red. En otras palabras, la valoración presentada acá es conservadora, ya que en la práctica la planta localizada estaría evitando la construcción de la línea a 500 kV.

5.4.7 Análisis económicos asociados a la conexión de generación eólica en el norte de la Guajira

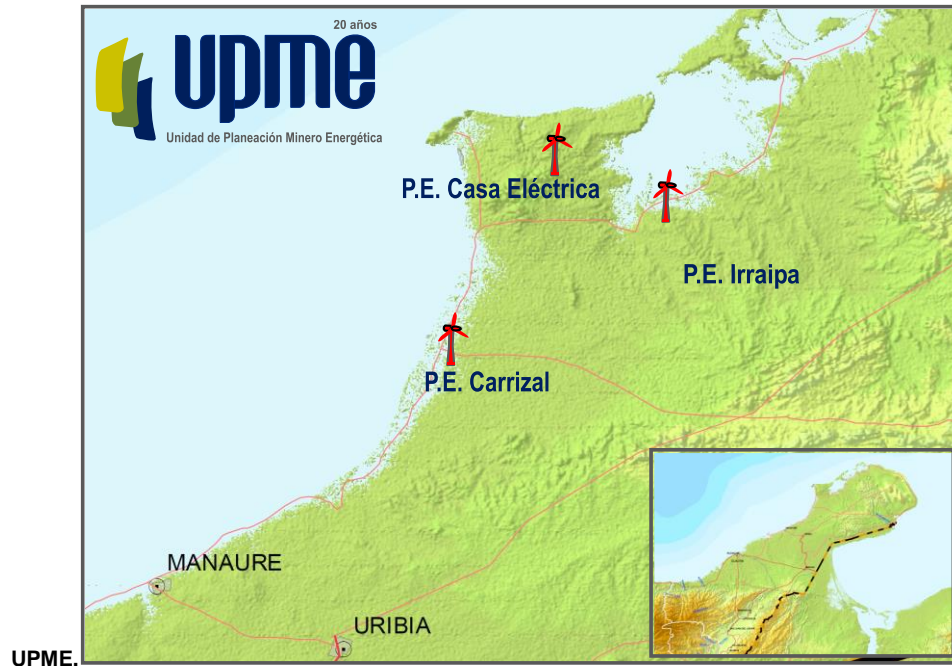
En los numerales anteriores se han formulado varias alternativas de expansión de largo plazo, incorporando energía eólica en la matriz de generación Colombiana (escenarios 7, 8, 8.1, 9, 10, 11, 11.1, 12, 13, 14, 15, 16 y 17). Los requerimientos cuantificados para estas alternativas, nueva capacidad instalada, dependen en gran medida de la demanda de energía, es decir, la proyección de crecimiento bajo, medio y alto de la revisión de julio de 2014.

Específicamente se encontró que 474¹⁴ MW eólicos (escenarios 7 y 8), capacidad asociada a tres proyectos de generación del promotor JEMEIWAA KA (ver Gráfica 5-248), desplazan 250 y 300 MW de generación

¹⁴ Capacidad asociada a los proyectos Irraipa, Carrizal y Casa Eléctrica, que tienen estudio de conexión radicado en la UPME.

térmica convencional, tomando como referencia los escenarios 5 y 6. Se evidenció también el aporte a la confiabilidad de este tipo de recursos y la complementariedad del mismo, en el norte de la Guajira, con la hidroelectricidad convencional (ver Gráfica 5-153, Gráfica 5-144, Gráfica 5-135, Gráfica 5-110 y Gráfica 5-101).

Gráfica 5-248: Ubicación de los proyectos eólicos registrados en la Unidad, y que tienen estudios de conexión radicado en la UPME



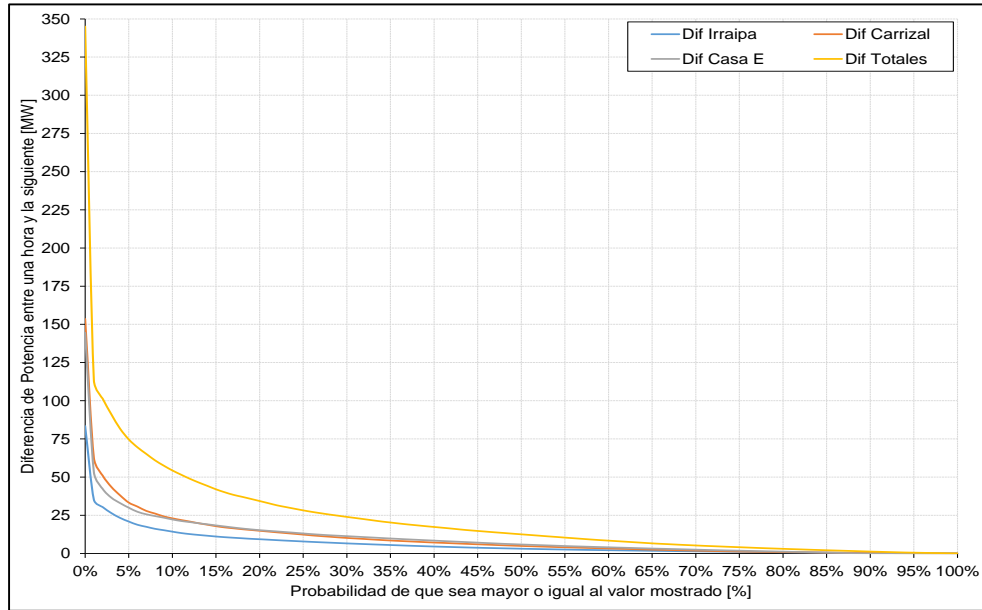
Fuente de gráfica: UPME

En los análisis previos se ha determinado el comportamiento energético de algunas variables, y se han establecido cualitativamente dos beneficios básicos por la incorporación de 474 MW eólicos en el norte de la Guajira, ellos son: **i)** reducción del costo marginal del sistema e **ii)** incremento de la confiabilidad del SIN en aquellos momentos donde la energía hidroeléctrica es reducida. Al margen de estos beneficios, se debe estimar que tan intermitente puede llegar a ser este recurso, y sus potenciales efectos sobre la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN, advirtiendo que en un sistema hidrotérmico como el Colombiano, donde las plantas hidroeléctricas tiene una participación superior al 60 % en la matriz de generación, la volatilidad de la producción de la energía eólica puede ser absorbida por dichas plantas convencionales, ello claro está, dependiendo del porcentaje de penetración de las fuentes intermitentes.

En este sentido, en la Gráfica 5-249 y Gráfica 5-250 se muestra la estimación de las funciones de probabilidad acumulada, de la variación de potencia horaria, al igual que la potencia virtual generada por cada uno de los proyectos de manera individual y agregada (si estuvieran instalados desde 1994). Dichas gráficas se construyeron con la información histórica de vientos suministrada por el promotor de los proyectos, Jemeiwaa ka'i S.A.S, la cual contiene medidas in situ, y considera una tecnología de

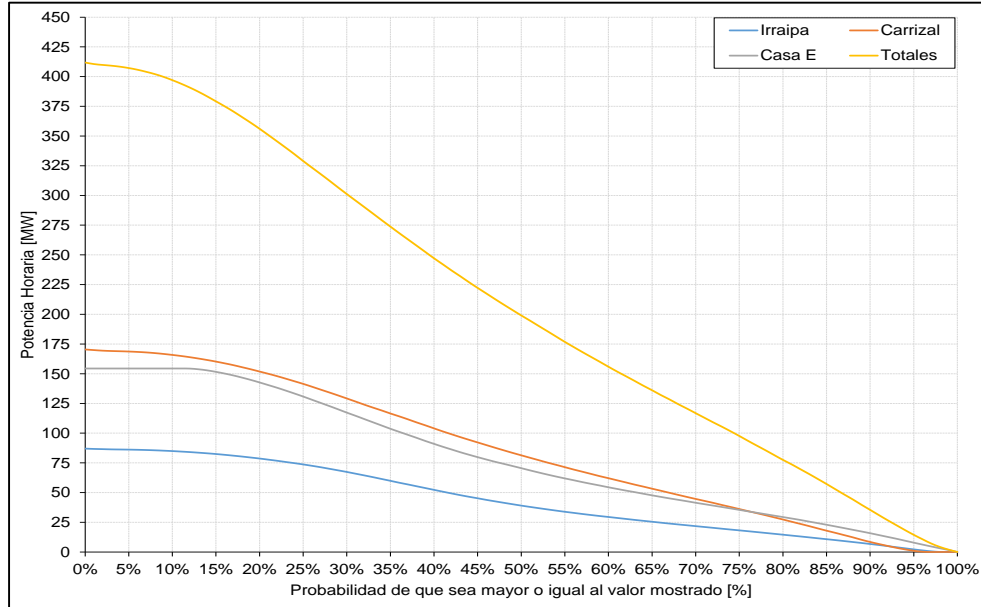
aerogenerador específica, cuya curva característica de potencia y velocidad del viento, se ve en la Gráfica 5-117 (tecnología de 3 MW).

Gráfica 5-249: Función de probabilidad acumulada, de la variación horaria de potencia de los tres parques eólicos.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-250: Función de probabilidad acumulada, de la potencia producida en una hora por los tres parques eólicos.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

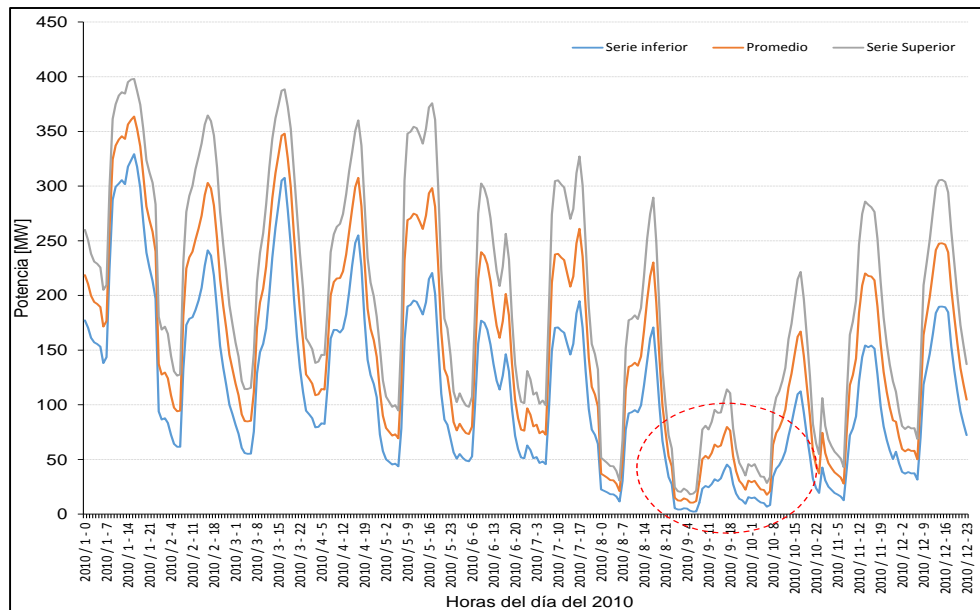
- La probabilidad de tener una variación horaria de potencia, superior a 240, 268 y 300 MW, considerando la totalidad de la generación virtual de los tres proyectos (474 MW), es inferior al 0.1 %. Estos valores se toman como referencia, ya que están asociados a las unidades de generación más grandes del país (Guavio, Sogamoso e Ituango), que son y serán a su vez referentes para establecer los umbrales de activación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por baja Frecuencia - EDAC. En otras palabras, la intermitencia de la producción virtual de los tres parques no ocasionaría variaciones de potencia, que a su vez pongan en riesgo la estabilidad de frecuencia de todo el SIN, lo anterior considerando la información de vientos y el pronóstico de producción de los tres proyectos.
- La probabilidad de tener una generación virtual eólica superior a 100 MW, considerando los tres parques, es del 74 %. Esto se debe al régimen de vientos en la Guajira, el cual es relativamente constante, ello en comparación con otros lugares del territorio nacional, e inclusive de la geografía mundial.
- Por otro lado, también hay momentos donde el aporte de la energía eólica es mínimo, ello se evidenció en la Gráfica 5-251, particularmente durante el año 2010 (fenómeno de la Niña). En la gráfica se muestra la potencia horaria virtual promedio producida por los tres parques eólicos durante 24 periodos horarios característicos de los 12 meses de ese año, y dos series adicionales, las cuales contemplan una desviación estándar por encima y por debajo de la media. Complementariamente, en la Gráfica 5-252 se presenta la potencia promedio horaria producida por

los proyectos durante 24 periodos horarios característicos del mes de septiembre del año 2010, fecha donde se evidenció el menor aporte de esta tecnología no convencional.

Si bien lo anterior permite concluir que la generación eólica tiene grandes beneficios para el sistema energético nacional, dado su aporte a la confiabilidad del SIN, la reducción del costo marginal y su complementariedad con otras fuentes convencionales, el desarrollo de este tipo de proyectos no se ha materializado dada la localización del recurso, es decir el departamento de la Guajira, ello por limitaciones actuales y futuras de la red de transmisión y sub-transmisión, tal como se establece en el numeral 6.3.8 de este documento. En este sentido, se debe establecer el beneficio económico de incorporar esta generación al Sistema Interconectado Nacional, y determinar si la misma desde el punto de vista de la demanda, justifica el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional, dada la capacidad de los proyectos bajo estudio, 474 MW, y el potencial eólico de la Guajira.

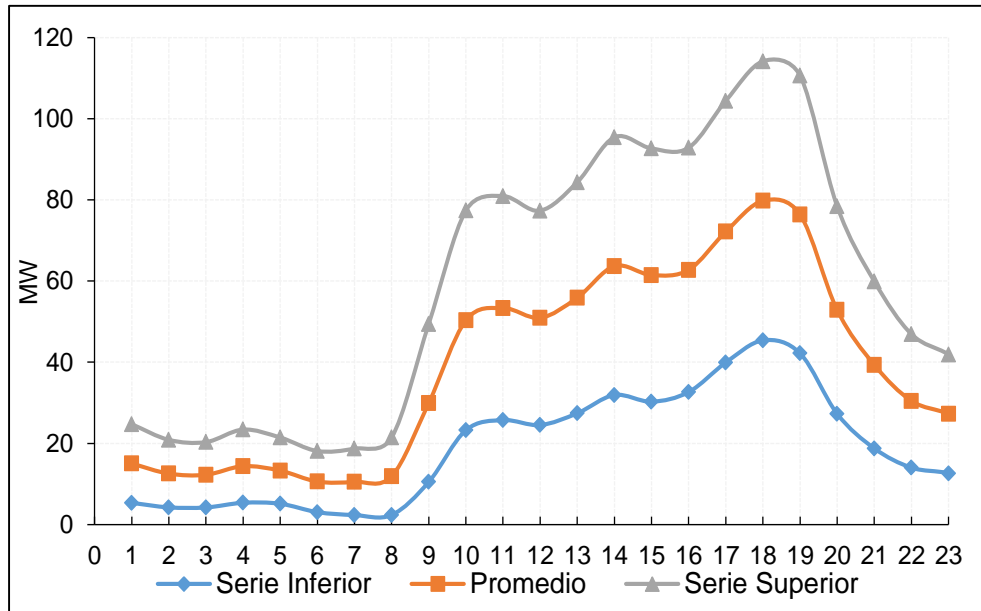
A continuación se presenta la valoración económica de la incorporación de 474 MW eólicos. Se hace especial énfasis en la metodología de cuantificación de beneficios y los resultados obtenidos. Adicionalmente, se hace una sensibilidad a la relación beneficio / costo de la infraestructura eléctrica para su conexión, en el numeral 6.3.8, cuantificando hasta qué punto la red definida permite la incorporación de generación eólica adicional.

Gráfica 5-251: Producción promedio de los tres parques eólicos, para 24 periodos horarios característicos de todos los meses del año 2010.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-252: Producción promedio de los tres parques eólicos, para 24 periodos horarios característicos del mes de septiembre del año 2010.



Fuente de gráfica: UPME

5.4.7.1 Metodología de valoración de beneficios, por la conexión de generación en el SIN

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica, desde el punto de vista la demanda, la conexión de una planta de generación, se resume de manera general en la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 B = & \text{VPN} \left(\sum_{i=1}^n \left\{ \text{OEF}_i (\text{CRO} - P_{\text{escasez}}) k + E_{b_i} (CM_{\text{sproy}_i} - CM_{\text{cproy}_i}) + (CR_{\text{sproy}_i} - CR_{\text{cproy}_i}) \right. \right. \\
 & \left. \left. + (Perd_{\text{sproy}_i} - Perd_{\text{cproy}_i}) \right\} + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in \text{PER}(q,i)} \sum_{i \in \text{PER}(i,q)} \left(\frac{(CM_{\text{sproy}_i} - CM_{\text{cproy}_i})}{ni} \right) \right\}^{15} \right)
 \end{aligned}$$

Dónde:

¹⁵ Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

- B : Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i : Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i .
- CRO : Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k : Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i} : Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i . Es el 20 % de la demanda de energía proyectada.
- 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.

Asimismo, los costos asociados a la conexión del proyecto de generación se resumen en la siguiente expresión:

$$C = VPN \left(\sum_{i=1}^n \left\{ C_{prima} OEF_i + (Perd_{cproxy_i} - Perd_{sproxy_i}) + (CR_{cproxy_i} - CR_{sproxy_i})^{16} \right\} + C_{red} \right)$$

Dónde:

- C : Costos totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.

¹⁶ 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.

- 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.

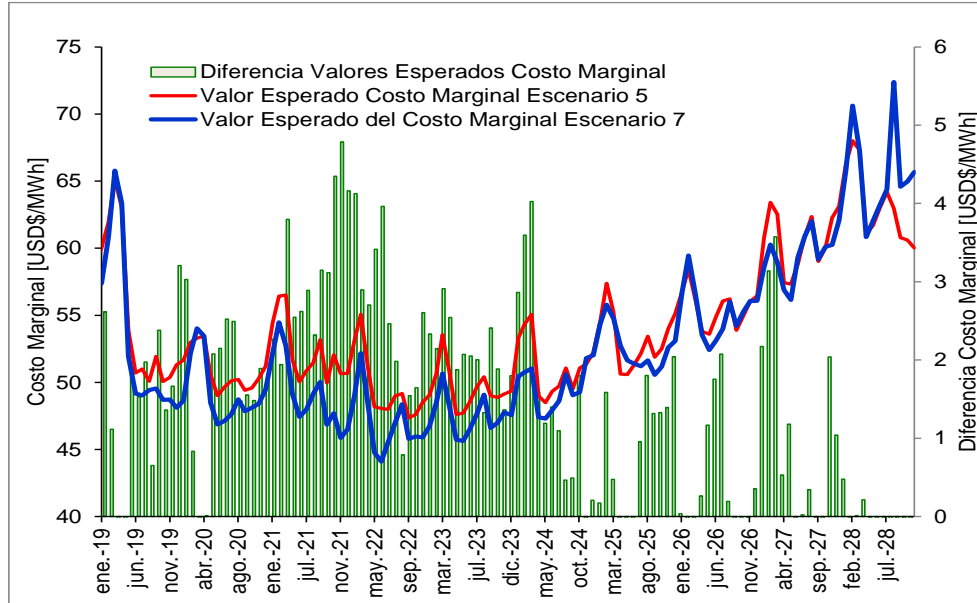
En el caso particular de los proyectos eólicos bajo estudio, los mismos no tienen Obligaciones de Energía en Firme, no reducen considerablemente el costo esperado de las restricciones, ello por la expansión en transmisión necesaria, y dada la distancia entre la subestación colectora y Cuestecitas (ver numeral 6.3.8 donde se detallan estos dos aspectos), incrementan las pérdidas del sistema. Por lo anterior, la relación beneficio / costo de la obra de transmisión que permite la incorporación de 474 MW eólicos se resume en la siguiente expresión:

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

Para determinar la reducción del precio de bolsa que ocasiona los 474 MW eólicos, que es el único beneficio contemplado en esta evaluación conservadora, se considera la evolución esperada del Costo Marginal del sistema bajo las alternativas de expansión 5 y 7. Recordemos que ellas tienen el mismo escenario de demanda (alto revisión julio de 2014), la segunda etapa del proyecto Ituango (1,200 MW), y comparten la proyección de capacidad instalada de plantas menores. El diferenciador de estas dos opciones es la generación eólica. Mientras el escenario 7 contempla 474 MW con este recurso intermitente, el 5 implica disponer de 250 MW térmicos a carbón si no se cuenta con esta expansión renovable, es decir, los 474 MW eólicos en el norte de la Guaira son equivalentes a los 250 MW térmicos convencionales.

En la Gráfica 5-253 se presenta el comportamiento del Valor Esperado del Costo Marginal y la diferencia entre ellos, teniendo en cuenta el periodo de estudio 2019 – 2028. Se observa durante el horizonte una reducción del costo marginal promedio, que puede ser superior en algunos instantes a 4 USD\$/MWh. Lo anterior se debe a la generación eólica en el norte de la Guajira y el desplazamiento de generación térmica más costosa.

Gráfica 5-253: Valor Esperado Costo Marginal contemplando o no, 474 MW eólicos en el norte de la Guajira (Escenarios 5 y 7).



Fuente de gráfica: UPME

Respecto a los costos de la red de transmisión para incorporar el recurso eólico, es decir la conexión física de los tres parques y los refuerzos adicionales que se requieren en el Sistema de Transmisión Nacional - STN, en el numeral 6.3.8 se presenta su descripción y valoración respectiva. Con esta información y la cuantificación de los beneficios a través de la metodología expuesta, en la Tabla 5-31 se indica la relación beneficio / costo para las alternativa de refuerzo, ello bajo dos enfoques. El primero considera la conexión física de los proyectos y los refuerzos de red. El segundo sólo contempla las obras adicionales que se necesitan en el STN para asegurar la correcta evacuación de la generación eólica, es decir, la conexión física de los parques estaría a cargo del promotor.

Tabla 5-31: Relación B/C para cada una de las alternativas de refuerzo, bajo dos enfoques.

Tópico	Valor
Beneficio [US\$ Dic 2013]	229,000,000.0
Enfoque 1: Alternativa 1 de refuerzo (220 kV) incluyendo la conexión [US\$ Dic 2013]	158,771,713.3
Enfoque 2: Alternativa 1 de refuerzo (220 kV) excluyendo la conexión [US\$ Dic 2013]	40,442,910.4
Enfoque 1: Alternativa 2 de refuerzo (500 kV) incluyendo la conexión [US\$ Dic 2013]	196,774,875.3
Enfoque 2: Alternativa 2 de refuerzo (500 kV) excluyendo la conexión [US\$ Dic 2013]	78,446,072.4
B/C enfoque 1: Alternativa 1 de refuerzo (220 kV) incluyendo la conexión	1.4
B/C enfoque 2: Alternativa 1 de refuerzo (220 kV) excluyendo la conexión	5.7
B/C enfoque 1: Alternativa 2 de refuerzo (500 kV) incluyendo la conexión	1.2
B/C enfoque 2: Alternativa 2 de refuerzo (500 kV) excluyendo la conexión	2.9

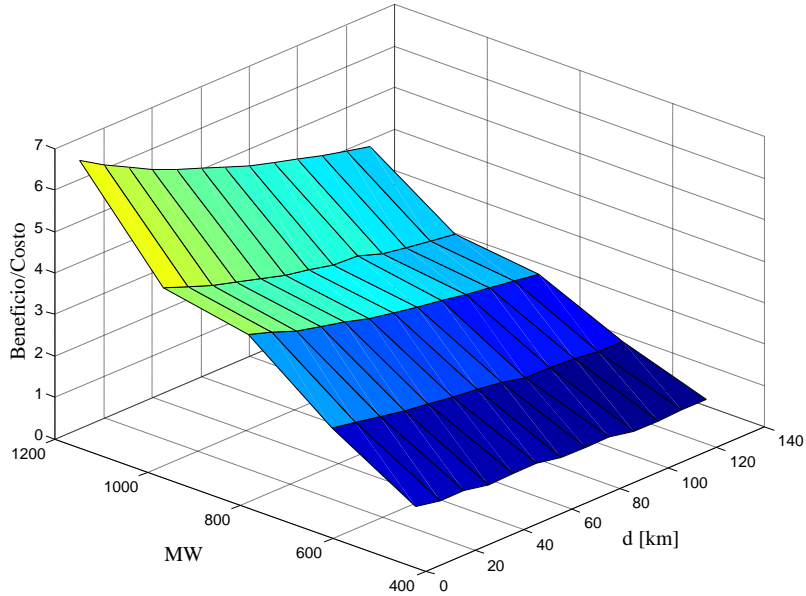
Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir que la incorporación de los 474 MW eólicos, independientemente de las alternativas de refuerzo y el enfoque de la evaluación, presenta una relación beneficio / costo superior a 1. De todas maneras, se debe aclarar que bajo la normatividad actual y dada la solicitud de conexión del promotor de los tres parques, las relaciones B/C que serían válidas son 5.7 y 2.9, es decir, las alternativas de refuerzo solamente (la conexión física de los proyectos se haría a través de activos de conexión).

Si bien se ha establecido la viabilidad técnica y económica de incorporar 474 MW eólicos, el potencial en la Guajira puede ser superior a los 10,000 MW. De todas maneras, sólo se tiene conocimiento, con información secundaria, de algunos proyectos, cuya capacidad instalada agregada suma casi 1,200 MW. Dichos parques se encuentran localizados en varios puntos de la península, razón por la cual se debe establecer una sola subestación colectora para agregarlos. Adicionalmente, en el capítulo 6, Plan de Transmisión (numeral 6.3.8), se formula un refuerzo de red en 500 kV, que permitiría incorporar más de 1,200 MW. En este sentido, a continuación se presenta la relación beneficio / costo de la conexión de varios parques eólicos (Gráfica 5-254), la cual varía en función de la potencia a incorporar y el costo del refuerzo en 500 kV, que es proporcional a su vez a la ubicación de la subestación colectora antes referenciada.

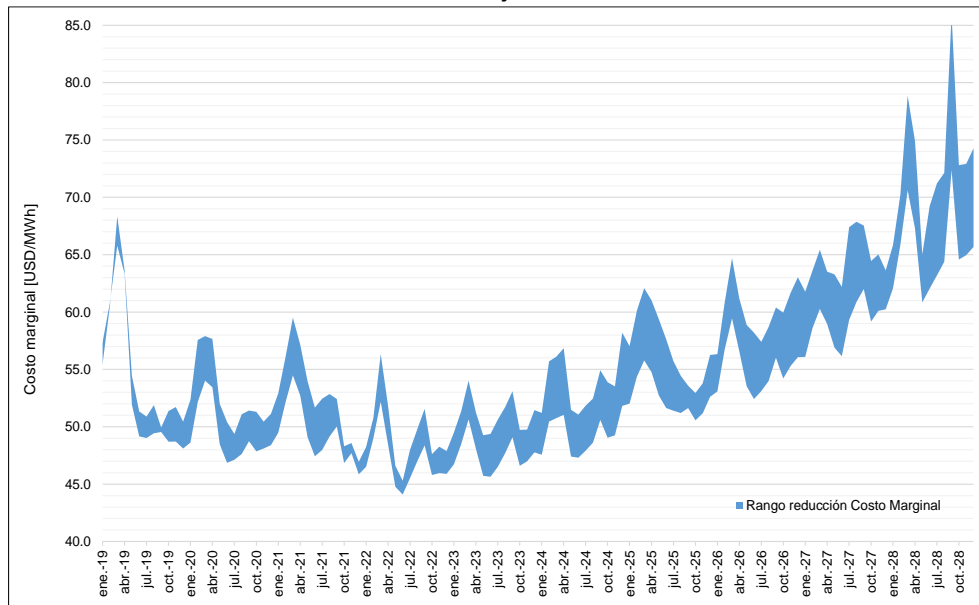
Se aclara que el enfoque de la valoración contempla los costos del refuerzo y la conexión física de los parques en la subestación Colectora a nivel de 500 kV. Asimismo, la variación de la distancia que se observa en la Gráfica 5-254, es medida desde la ubicación de los proyectos Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal, es decir, el punto donde la distancia entre las subestaciones Cuestecitas y Colectora es 130 km.

Gráfica 5-254: Sensibilidad relación Beneficio / Costo.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-255: Rango de reducción costo marginal, en función del incremento de la capacidad instalada eólica en el norte de la Guajira.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-254 se identifica una mayor relación beneficio / costo, en la medida que se incorpora más capacidad renovable. En la Gráfica 5-255 se observa el rango de reducción del costo marginal, es decir, el ahorro desde el punto de vista de la demanda, considerando incrementos de potencia secuenciales, que van desde 474 a 1,200 MW. Por otro lado, a mayor distancia entre las subestaciones Cuestecitas y Colectora ($D + d$ de la Gráfica 5-256), los beneficios por reducción del costo marginal disminuyen.

Gráfica 5-256: Desplazamiento de la subestación Colectora 500 kV, respecto a la ubicación de los parques Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal, al igual que Cuestecitas 500 kV.



Fuente de gráfica: UPME

La recomendación de la Unidad en relación a la incorporación del recurso eólico de la Guajira se presenta en el capítulo 6, Plan de Expansión de Transmisión.

5.5 Conclusiones

- Al analizar para todo el horizonte de estudio la Energía en Firme de las plantas existentes y las Obligaciones de las futuras, resultado de las subastas del Cargo por Confiabilidad, y contrastarla con las proyecciones de demanda de energía de la UPME, escenario alto revisión julio de 2014, se observa un déficit de energía a partir del año 2022, lo anterior considerando el atraso de un año del proyecto Ituango y la no ejecución de Porvenir II.
- En el corto plazo, periodo comprendido entre los años 2014 y 2019, se puede concluir que con las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y aquellas que se encuentran en desarrollo, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la Regulación,

lo anterior considerando los supuestos establecidos en este plan, y posibles atrasos de proyectos. Adicionalmente se analizó el posible efecto del fenómeno del Niño en los sistemas de generación y gas natural, encontrando que los volúmenes necesarios para la generación termoeléctrica se pueden transportar sin ninguna restricción, lo anterior en los periodos 2014 – 2015 y 2018 – 2019. Sin embargo, se identifica la necesidad de importación de GNL en el mes de abril de 2015, situación que podría comprometer la atención de la demanda, si no se cuenta con la planta de regasificación de la costa Caribe.

- Para el periodo de largo plazo, horizonte 2019 – 2028, se requiere un incremento de la capacidad instalada, ello con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética. Todas las alternativas de largo plazo consideran la segunda etapa de Ituango (1,200 MW) y una proyección de crecimiento de la capacidad de plantas menores (757.4 MW al final del periodo), salvo el escenario 14. A partir de esta expansión base, se definen las siguientes capacidades adicionales: Bajo el escenario 5 se necesitarían 1,050 MW térmicos a base de carbón; En el escenario 6 se requerirían 1,600 MW asociados a proyectos térmicos (carbón y gas natural); En el escenario 7 la instalación de 474 MW eólicos en el norte de la Guajira remplazan 250 MW térmicos a base de carbón, tomando como referencia el escenario 5; En el escenario 8 la misma capacidad eólica desplaza 300 MW térmicos a base de gas natural, ello frente al escenario 6; El escenario 10 incorpora 924.2 MW de nueva capacidad renovable (solar fotovoltaica distribuida, biomasa y geotermia), remplazando 650 MW de generación térmica convencional, teniendo como referencia el escenario 7; El escenario 11 incorpora los mismos 924.2 MW, remplazando 550 MW de generación convencional (la referencia es el escenario 8); En los escenarios 12 y 13 se consideran 1,980 MW adicionales, correspondientes a proyectos hidroeléctricos de mediana y gran escala, los cuales remplazan 800 y 1,000 MW térmicos, tomando como referencia los escenarios 7 y 8, respectivamente; El escenario 14 establece una mezcla óptima de todas las fuentes, convencionales y no convencionales, incorporando 150 MW hidroeléctricos de mediana escala, 600 MW térmicos a base de carbón y gas natural, una capacidad instalada de plantas menores al final del periodo de 360 MW, 248 MW de cogeneración, 474 MW eólicos, 143.5 MW de generación solar fotovoltaica distribuida, y 275 MW geotérmicos. A partir de esa misma estrategia se formuló un escenario de interconexiones internacionales (escenario 15), encontrándose que bajo la expansión propuesta, se pueden soportar las exportaciones, sin necesidades de capacidad adicional; Finalmente se realizaron varias sensibilidades, en función de la no ejecución del proyecto Porvenir II (escenarios 6.1, 8.1 y 11.1) y la implementación de programas de uso eficiente de energía (escenarios 16, 16.1, 17 y 17.1). Respecto a lo anterior, se encontró que dichos programas pueden desplazar 650 y 275 MW, tomando como referencia los escenarios 7 y 8, respectivamente.
- La UPME ha venido evaluando opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad. En este sentido, este Plan aborda nuevamente dichos ejercicios, lo anterior apalancado también por la recién sancionada ley 1715 de 2014 (ley de renovables). Es por ello que en esta versión 2014 - 2028 se propone una metodología de modelación de las fuentes renovables intermitentes en el SDDP, garantizando de esta forma la Estocasticidad y Variabilidad de este tipo de recursos (escenario 9). Los resultados han establecido complementariedades importantes entre los recursos renovables de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, y las opciones hídras tradicionalmente consideradas.

Las simulaciones muestran que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal, desplazando generación más costosa, brindando confiabilidad energética.

Al margen de lo anterior, la incorporación de este tipo de recursos representa un reto interesante en relación a la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, dada las características de la generación renovable y su ubicación en nuestra geografía nacional. De todas maneras, las simulaciones energéticas llevadas a cabo permitieron establecer los beneficios de la energía eólica, los cuales son superiores a los costos de incorporación de esta fuente intermitente.

- Los avances tecnológicos están generando de forma acelerada nuevas opciones de aprovechamiento de opciones renovables, que no se han desarrollado plenamente en Colombia. Estas opciones pueden aportar a una mayor seguridad energética a partir de una matriz de generación más diversa y robusta bajo los efectos del cambio climático. Por otro lado, según el registro de proyectos de la UPME, existe gran cantidad de alternativas de expansión de la generación, la mayoría de ellas hídricas de pequeña escala, tal vez por los largos periodos de construcción y dificultades en la puesta en operación de proyectos hídricos a gran escala. Si se llegasen a implementar todos estos desarrollos propuestos, se podría des optimizar el recurso hídrico. Es importante mencionar que aún no se cuenta con una visión integrada sobre el potencial hidroenergético, ni con lineamientos para su ordenamiento.

En este sentido, es necesario entonces seguir trabajando y en forma más acelerada entre el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, la Agencia Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, la UPME, y los agentes de los diferentes sectores de la economía, para generar los lineamientos del aprovechamiento de estos recursos, convencionales y no convencionales, lo cual comienza con información necesaria para un ordenamiento y clasificación de los recursos a nivel nacional y regional.

- Se cuantificó el factor de emisiones para las alternativas de expansión de largo plazo. No es una sorpresa encontrar que con la incorporación de Fuentes no Convencionales de Energía, como es el recurso eólico, solar, la biomasa y la geotermia, al igual que la implementación de programas de Uso Eficiente de la Energía, dicho factor se reduce. Lo anterior no solo tiene un gran beneficio desde una óptica ambiental, sino también desde el punto de vista económico, ya que se evita la utilización de recursos térmicos, los cuales encarecen la operación del parque generador Colombiano.
- Finalmente, se planteó una metodología de planificación integral, Generación – Transmisión, estableciendo para un caso piloto, área Oriental, las mejores alternativas de solución para el aseguramiento del suministro eléctrico y energético de la demanda objetivo.

5.6 Referencias

- Centro Nacional de Despacho (CND) – Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) – **Base de datos semanal del sistema eléctrico panameño para el modelo SDDP**. Disponible en: <<http://www.cnd.com.pa/>>. Consultado: Octubre de 2014.
- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) – Grupo de Trabajo Planificación Indicativa Regional (GTPIR). **Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Periodo 2012 – 2027**.

<http://www.ceaconline.org/documentos/Plan_Indicativo_Regional_de_Expansin_de_la_Generacin_2012_7.pdf>. Consultado: Octubre de 2014.

- Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamérica. **Localización geográfica y recorrido de la línea SIEPAC**. Disponible en: <<http://www.proyectomesoamerica.org/>>. Consultado: Noviembre de 2014.
- Environmental Protection Agency (EPA). **UNIT CONVERSIONS, EMISSIONS FACTORS, AND OTHER REFERENCE DATA**, noviembre de 2004. Disponible en <<http://www.epa.gov/cpd/pdf/brochure.pdf>>. Consultado en: Octubre 2014.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales (ACCEFYN), **FACTORES DE EMISIÓN DE LOS COMBUSTIBLES COLOMBIANOS**. Disponible en:
<<http://www.siame.gov.co/>>, herramienta para descargar en
<http://www.siame.gov.co/Portals/0/FECOCupme.xls>. Consultado en: Octubre de 2014.

6 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

6.1 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.

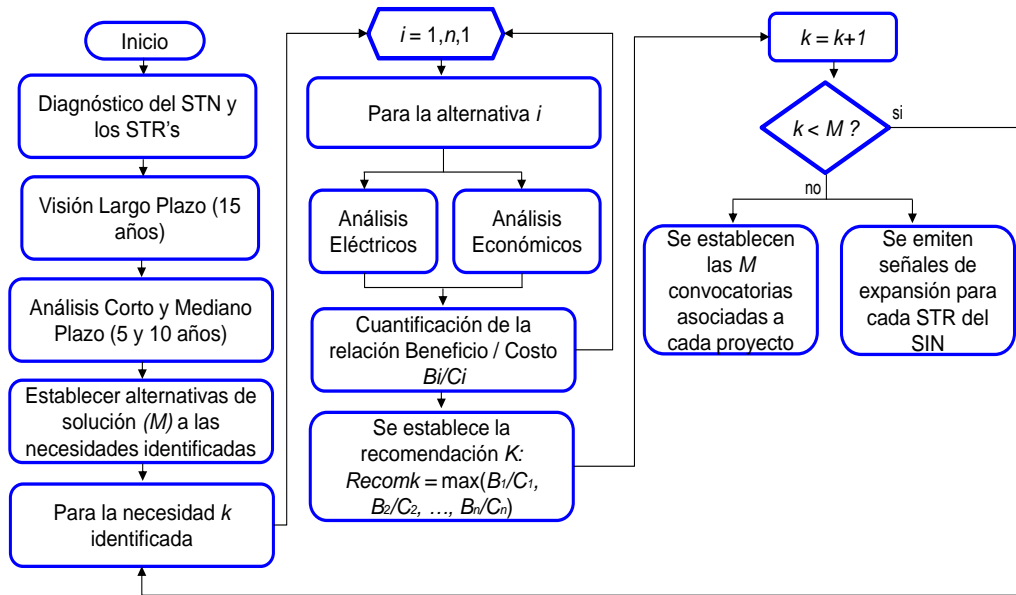
Es así que en el marco de la formulación del Plan, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los subsistemas regionales - STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda, incorporación de plantas que cuentan con obligaciones de energía en firme y la conexión de nuevos usuarios; todo 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 durante el transcurso del año 2014, y se actualizó con el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a julio de 2014.

El presente Plan analizó el impacto de la conexión de un gran usuario y la conexión de la planta de generación Porvenir 2 y la incorporación de parque eólico en la Guanira. Adicionalmente, se definieron obras de infraestructura para mejorar la confiabilidad de la red, reducir las restricciones del sistema, y en general asegurar el correcto abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de planeamiento; finalmente, se realizó el análisis de los Sistemas de Transmisión Regional y definición de las obras a nivel del Sistema de Transmisión Regional que se realizaran por convocatoria de acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG 024 de 2013; además de identificación de otras necesidades relacionadas con bahías de alta de los transformadores del conexión del Sistema de Transmisión Regional al Sistema de Transmisión Nacional.

6.2 Metodología

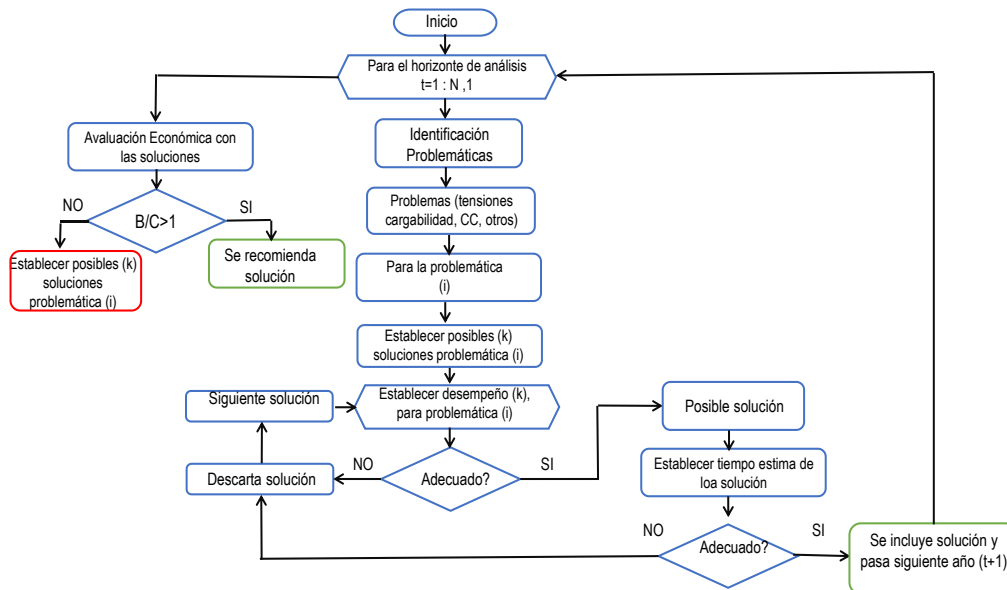
Con el fin de atender los requisitos de la red, teniendo en cuenta que pueden existir múltiples soluciones que se pueden implementar en diferentes estancias del tiempo, se planteó una metodología general complementaria al esquema de planeamiento para la definición de proyectos. (ver Gráfica 6-1 y Gráfica 6-2)

Gráfica 6-1 Esquema general del planeamiento de la transmisión



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-2 Digrama general definición 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 propone diferentes alternativas de proyectos que eliminan la problemática.
- Se verifica el desempeño en el sistema para cada uno de las alternativas de proyectos.
- Si el desempeño es adecuado, el proyecto pasa a ser un proyecto viable técnicamente y por lo tanto elegible para la solución.
- Para el proyecto viable, se determina en función de tiempos 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 de sistema en el horizonte analizado, se procederá a realizar la respectiva evaluación económica de la solución.
- Finalmente, se recomendarán los proyectos que son técnicamente y económicamente viables, tomando como referencia maximizar la relación Beneficio/Costo

6.3 Análisis del Sistema del Transmisión Nacional - STN

6.3.1 Conexión de plantas de de generación

6.3.1.1 Conexión de Porvenir 2

Antecedentes

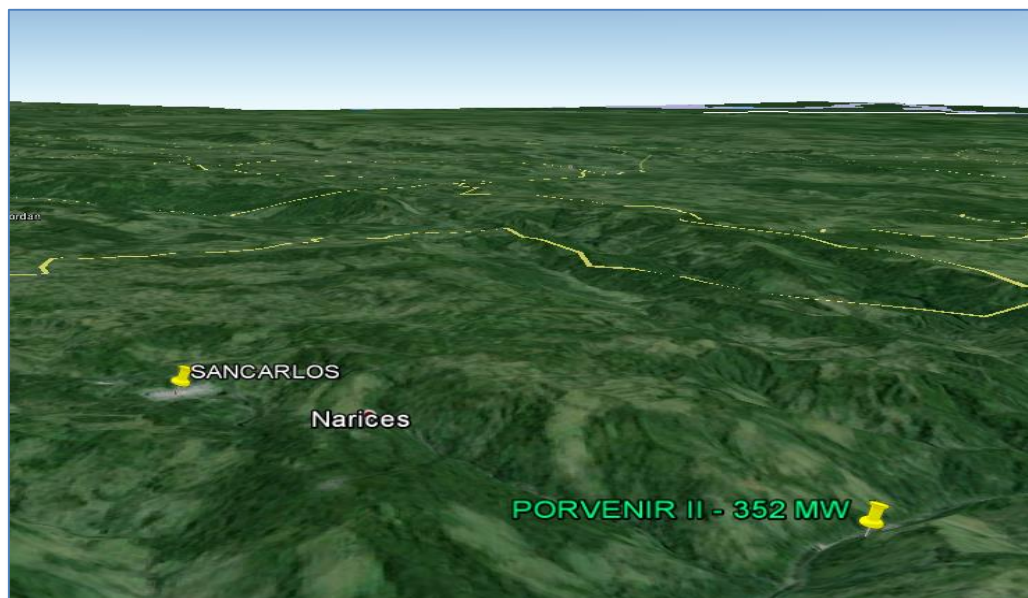
- La planta Porvenir 2, gana la subasta del Cargo por Confiabilidad con una energía en firme de 828 y 617 GWh-año y tiene como fecha de inicio de responsabilidades de energía el 01 de diciembre de 2018 y 01 de diciembre de 2019 respectivamente.
- La planta de generación está ubicada sobre el río Samaná Norte, entre los municipios de San Carlos y Puerto Nare, departamento de Antioquia.
- Se analizaron 3 alternativas de conexión, a saber: **i)** apertura del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV en San Carlos – Porvenir – Purnio 230 kV. **ii)** Conexión mediante un activo de conexión correspondiente a un doble circuito San Carlos – Porvenir 230 kV y. **iii)** conexión mediante un circuito San Carlos Porvenir 500 kV.
- El 30 de septiembre de 2014; el Promotor del proyecto indicó la imposibilidad de cumplir con las Obligaciones de Energía en Firme del proyecto tal como fueron asignadas; sin embargo manifiesta que tiene la intención de seguir con el mismo, con respecto a lo cual manifiesta que la fecha de

entrada se definirá una vez se cumplan los requisitos relacionados con el licenciamiento ambiental de la Planta.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente expuestas, la UPME presenta los análisis eléctricos realizados; sin embargo no se realizará la solicitud de adopción de la obra de conexión en tanto no se tenga definida la fecha de entrada en servicio de la planta y el mecanismo del mismo; en cuyo caso se realizará de nuevo la evaluación económica y actualización de los análisis eléctricos teniendo en cuenta las condiciones del sistema identificadas en el momento de la definición. Finalmente indica que los análisis presentados en este Plan, relacionados con la conexión de la planta de generación, son indicativos, no son una viabilidad técnica de la conexión y los resultados pueden variar una vez se tenga la definición por parte del promotor de como sería el esquema de la incorporación al sistema.

La ubicación de la planta de generación se presenta a en Gráfica 6-3

Gráfica 6-3 Ubicación planta Porvenir 2



Fuente de gráfica: Google Earth
Fuente Datos: UPME

A continuación se presentan los aspectos relevantes, tenidos en cuenta para los análisis

- Escenario alto de la proyección del mes de julio del año 2014.

- 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 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.
- Se consideró la entrada de la demanda correspondiente a Gramalote de 115 MW, conectada en la subestación la Jagua 230 kV en el 2016.
- Se consideran los siguientes escenarios operativos. Tabla 6-1

Tabla 6-1 Escenarios Operativos

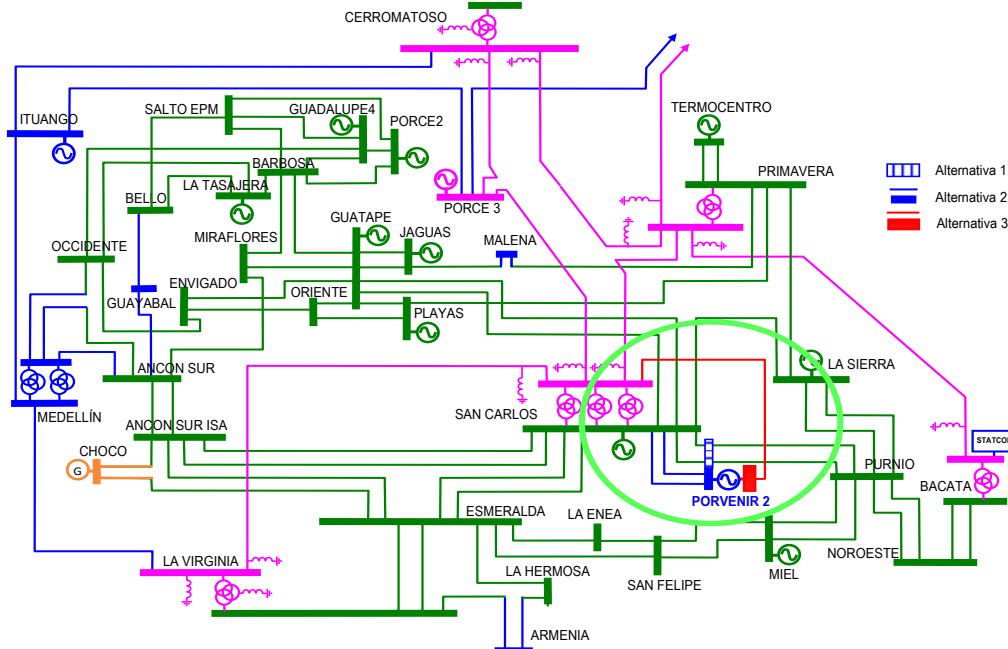
		Características de Despacho		Sensibilidad
Escenario	Generación	Máximo despacho Antioquia	Máximo despacho antioquia	
	Demanda	Máxima demanda	Mínima demanda	

Fuente de Tabla: UPME

Las opciones de conexión (Ver Gráfica 6-4) del proyecto son:

- **Alternativa i:** Conexión mediante la reconfiguración del enlace San Carlos – Purnio 230 kV, en un doble circuito San Carlos – Porvenir de 7.3 km y un doble circuito Porvenir – Purnio de 86.4 km.
- **Alternativa ii:** Conexión mediante un doble Circuito de 5.2 km, desde la planta Porvenir Hasta la subestación San Carlos 230 kV.
- **Alternativa iii:** Conexión mediante un circuito en 500 kV, desde la planta de generación Porvenir hasta San Carlos de 5.2 km.

Gráfica 6-4 Conexión de la planta Porvenir 2



Fuente de gráfica: UPME

En las tablas: Tabla 6-2, Tabla 6-3, Tabla 6-4, Tabla 6-5; se presentan los resultados de los análisis eléctricos.

Condición sin considerar el proyecto de generación

Tabla 6-2 Desempeño del sistema sin proyecto

SIN PROYECTO			
GENERACIÓN	Máxima generación en el área antioquia incluido los generadores de t-sierra y t-centro) con la carga de gramalote		
	2017	2018	2022
CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 51 % San Carlos: 77 %	TRANF: Cerromatoso: 37 % Primavera: 23 % San Carlos: 58 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 48 % San Carlos: 49 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 44 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 73 % Malena_Primavera_21: 66 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 62 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 53 % Malena_Primavera_21: 45 % Primavera_Sierra: 32 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 39 % Malena_Primavera_21: 32 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 62 %

N-1 TR. SAN CARLOS 500/230	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 57% San Carlos: 104 %	TRANF: Cerrromatoso: 37 % Primavera: 26 % San Carlos: 75 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 51 % San Carlos: 65 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21 : 66 % Jaguas_Malena: 78 % Malena_Primavera_21: 70 % Primavera_Sierra: 64 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 55 % Malena_Primavera_21: 48 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 42 % Malena_Primavera_21: 34 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230 SIN DESPACHO DE ITUANGO	NA	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 85 %	TRANF: Cerrromatoso: 34 % Primavera: 63 % San Carlos: 91 %
		LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 52 % Malena_Primavera_21: 45 % Primavera_Sierra: 39 % Tasajera_Occidente: 68 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 56 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 36 % Malena_Primavera_21: 29 % Primavera_Sierra: 55 % Tasajera_Occidente: 71 %
N-1 LINEA PRIMAVERA - SCARLOS 500	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 93 % San Carlos: 49 %	TRANF: Cerrromatoso: 37 % Primavera: 42 % San Carlos: 44 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 72 % San Carlos: 34 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 43 % Bello_Tasajera_21: 65 % Jaguas_Malena: 101 % Malena_Primavera_21: 94 % Primavera_Sierra: 91 % Tasajera_Occidente: 62 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21 : 66 % Jaguas_Malena: 63 % Malena_Primavera_21: 56 % Primavera_Sierra: 44 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 51 % Malena_Primavera_21: 44 % Primavera_Sierra: 56 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-1 LINEA PRIMAVERA - CERROMATOSO 500	TRANF: Cerrromatoso: 36 % Primavera: 45 % San Carlos: 76 %	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 21 % San Carlos: 58 %	TRANF: Cerrromatoso: 31 % Primavera: 50 % San Carlos: 49 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 72 % Malena_Primavera_21: 64 % Primavera_Sierra: 55 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 53 % Malena_Primavera_21: 45 % Primavera_Sierra: 33 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 41 % Malena_Primavera_21: 34 % Primavera_Sierra: 44 % Tasajera_Occidente: 62 %
N-1 LINEA JAGUAS- MALENA 230	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 38 % San Carlos: 82 %	TRANF: Cerrromatoso: 37 % Primavera: 24 % San Carlos: 62 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 39 % San Carlos: 52 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 8 % Primavera_Sierra: 73 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 50 % Tasajera_Occidente: 63 %

N-2 LINEA ESMERALDA -SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 51 % San Carlos: 80 %	TRANF: Cerrromatoso: 37 % Primavera: 24 % San Carlos: 63 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 49 % San Carlos: 56 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 69 % Malena_Primavera_21: 62 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 53 % Malena_Primavera_21: 46 % Primavera_Sierra: 33 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 41 % Malena_Primavera_21: 33 % Primavera_Sierra: 44 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-2 LINEA PURNIO- SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 50 % San Carlos: 81 %	TRANF: Cerrromatoso: 37 % Primavera: 23 % San Carlos: 63 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 47 % San Carlos: 57 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 71 % Malena_Primavera_21: 64 % Primavera_Sierra: 55 % Tasajera_Occidente: 62 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 55 % Malena_Primavera_21: 48 % Primavera_Sierra: 29 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 43 % Malena_Primavera_21: 35 % Primavera_Sierra: 38 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-2 LINEA PURNIO- PORVENIR 230 MODO COMÚN	NA	NA	NA
N-2 LINEA GUATAPE_JAGUAS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 40 % San Carlos: 80 %	TRANF: Cerrromatoso: 37 % Primavera: 23 % San Carlos: 61 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 43 % San Carlos: 51 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 11 % Primavera_Sierra: 70 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 18 % Malena_Primavera_21: 11 % Primavera_Sierra: 39 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 10 % Primavera_Sierra: 47 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-2 LINEA GUATAPE- SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 65 % San Carlos: 69 %	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 51 %	TRANF: Cerrromatoso: 32 % Primavera: 54 % San Carlos: 43 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 96 % Malena_Primavera_21: 89 % Primavera_Sierra: 50 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 67 % Malena_Primavera_21: 60 % Primavera_Sierra: 30 % Tasajera_Occidente: 67 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 54 % Bello_Tasajera_21: 74 % Jaguas_Malena: 50 % Malena_Primavera_21: 42 % Primavera_Sierra: 38 % Tasajera_Occidente: 65 %

N-2 LINEA BARBOSA- GUATAPE, BARBOSA- MIRAFLORES MODO COMÚN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 50 % San Carlos: 75 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 22 % San Carlos: 57 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 47 % San Carlos: 48 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 76 % Jaguas_Malena: 67 % Malena_Primavera_21: 60 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 76 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 90 % Bello_Tasajera_21: 87 % Jaguas_Malena: 53 % Malena_Primavera_21: 46 % Primavera_Sierra: 32 % Tasajera_Occidente: 86 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 89 % Bello_Tasajera_21: 90 % Jaguas_Malena: 38 % Malena_Primavera_21: 30 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 82 %

Fuente de Tabla: UPME

Del desempeño del sistema, antes de la entrada del proyecto de generación se puede concluir:

- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, en condición normal de operación, se observa un desempeño adecuado del sistema antes y después de la entrada en servicio del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV establecidos para el 2018.
- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV, los refuerzos del sistema en 500 kV; se observa que ante la falla de uno de los transformadores de San Carlos 500/230 kV, los transformadores que quedan en servicio pueden presentar cargabilidades por encima del 100%, sin que lo anterior constituya una violación por sobrecarga.
- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV; se observa que ante la falla del enlace Primavera – San Carlos 500 kV, el transformador de Primavera 500/230 kV, puede presentar una cargabilidad cercana al 100%; por otro lado, ante esta contingencia se presentan altas cargabilidades de los enlaces Jaguas – Malena 230 kV, Malena – Primavera 230 kV y Primavera – La Sierra 230 kV, esta condición se alivia con la entrada de la red a 500 kV, definida en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 - 2027.
- Para la sensibilidad de no contar con despacho de la generación de Ituango, pero si con su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV. ante la falla de uno de los transformadores de San Carlos 500/230kV se presentan altas cargabilidades en los que quedan en servicio, sin embargo ninguna de estas supera el 100%

Desempeño de la alternativa i de conexión. Conexión mediante la reconfiguración del enlace San Carlos – Purnio 230 kV, en un doble circuito San Carlos – Porvenir de 7.3 km y un doble circuito Porvenir – Purnio de 86.4 km.

Tabla 6-3 Desempeño de la alternativa i

ALTERNATIVA i: PORVENIR EN RECONFIGURACION SCARLOS - PURNIO 1 Y 2 230 kV (Resultados)			
GENERACIÓN	Máxima generación en el area antioquia incluido los generadores de t-sierra y t-centro) con la carga de gramalote.		
	2017	2018	2022
CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 57 % San Carlos: 89 %	TRANF: Cerrmatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 66 %	TRANF: Cerrmatoso: 32 % Primavera: 56 % San Carlos: 61 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 75 % Malena_Primavera_21: 68 % Primavera_Sierra: 62 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 62 % Bello_Tasajera_21: 55 % Jaguas_Malena: 59 % Malena_Primavera_21: 52 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 43 % Malena_Primavera_21: 36 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 64 % San Carlos: 119 %	TRANF: Cerrmatoso: 38 % Primavera: 32 % San Carlos: 86 %	TRANF: Cerrmatoso: 32 % Primavera: 60 % San Carlos: 80 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 79 % Malena_Primavera_21: 72 % Primavera_Sierra: 68 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 62 % Malena_Primavera_21: 55 % Primavera_Sierra: 38 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 46 % Malena_Primavera_21: 38 % Primavera_Sierra: 49 % Tasajera_Occidente: 64 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230 SIN DESPACHO DE ITUANGO	NA	TRANF: Cerrmatoso: 39 % Primavera: 36 % San Carlos: 98 %	TRANF: Cerrmatoso: 34 % Primavera: 72 % San Carlos: 106 %
		LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 56 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 43 % Tasajera_Occidente: 69 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 57 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 41 % Malena_Primavera_21: 33 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 72 %
N-1 LINEA PRIMAVERA - SCARLOS 500	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 105 % San Carlos: 56 %	TRANF: Cerrmatoso: 38 % Primavera: 50 % San Carlos: 50 %	TRANF: Cerrmatoso: 32 % Primavera: 80 % San Carlos: 43 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 65 % Jaguas_Malena: 105 % Malena_Primavera_21: 98 % Primavera_Sierra: 99 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 72 % Malena_Primavera_21: 65 % Primavera_Sierra: 49 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 57 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 61 % Tasajera_Occidente: 64 %

N-1 LINEA PRIMAVERA - CERROMATOSO 500	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 50 % San Carlos: 91 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 26 % San Carlos: 65 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 58 % San Carlos: 62 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 73 % Malena_Primavera_21: 66 % Primavera_Sierra: 61 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 60 % Malena_Primavera_21: 52 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 45 % Malena_Primavera_21: 38 % Primavera_Sierra: 47 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-1 LINEA JAGUAS- MALENA 230	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 44 % San Carlos: 96 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 28 % San Carlos: 70 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 48 % San Carlos: 64 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 68 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 79 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 54 % Tasajera_Occidente: 65 %
N-2 LINEA ESMERALDA - SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 57 % San Carlos: 94 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 71 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 57 % San Carlos: 69 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 68 % Jaguas_Malena: 75 % Malena_Primavera_21: 68 % Primavera_Sierra: 63 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 60 % Malena_Primavera_21: 53 % Primavera_Sierra: 36 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 73 % Jaguas_Malena: 44 % Malena_Primavera_21: 37 % Primavera_Sierra: 47 % Tasajera_Occidente: 64 %
N-2 LINEA PURNIO- SCARLOS 230 MODO COMÚN	NA	NA	NA
N-2 LINEA PURNIO- PORVENIR 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 61 % San Carlos: 97 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 73 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 55 % San Carlos: 71 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 79 % Malena_Primavera_21: 72 % Primavera_Sierra: 56 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 63 % Malena_Primavera_21: 55 % Primavera_Sierra: 30 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 47 % Malena_Primavera_21: 40 % Primavera_Sierra: 39 % Tasajera_Occidente: 64 %

N-2 LINEA GUATAPE_JAGUA S 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 50 % San Carlos: 94 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 27 % San Carlos: 69 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 51 % San Carlos: 63 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 68 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 10 % Primavera_Sierra: 74 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 19 % Malena_Primavera_21: 12 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 10 % Primavera_Sierra: 50 % Tasajera_Occidente: 64 %
N-2 LINEA GUATAPE- SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 73 % San Carlos: 82 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 34 % San Carlos: 60 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 61 % San Carlos: 57 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 94 % Malena_Primavera_21: 87 % Primavera_Sierra: 50 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 69 % Jaguas_Malena: 69 % Malena_Primavera_21: 61 % Primavera_Sierra: 32 % Tasajera_Occidente: 67 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 54 % Bello_Tasajera_21: 73 % Jaguas_Malena: 51 % Malena_Primavera_21: 43 % Primavera_Sierra: 41 % Tasajera_Occidente: 65 %
N-2 LINEA BARBOSA- GUATAPE, BARBOSA- MIRAFLORES MODO COMÚN	N/A	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 28 % San Carlos: 65 %	TRANF: Cerromatoso: 32 % Primavera: 56 % San Carlos: 60 %
		LINEAS: Barbosa_Tasajera: 90 % Bello_Tasajera_21 : 87 % Jaguas_Malena: 58 % Malena_Primavera_21: 50 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 86 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 89 % Bello_Tasajera_21 : 90 % Jaguas_Malena: 42 % Malena_Primavera_21: 35 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 83 %

Fuente de gráfica: UPME

Para la alternativa i) se puede concluir:

- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, en condición normal de operación, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV; se observan altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/230 kV, sin que las mismas estén por encima de 90%.
- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos de red en 500 kV; se observa que ante la falla de uno de los transformadores de San Carlos 500/230 kV, los transformadores que quedan en servicio presentan cargabilidades por encima del 100%, sin embargo este valor no supera el valor máximo en sobrecarga, esta condición se presenta hasta la entrada de la red en 500 kV, definida en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027; por lo cual no sería posible la

conexión de la planta antes de la entrada de esta red en 500 kV, no obstante la conexión de la misma se daría para una fecha posterior y/o simultanea a la entrada del proyecto en 500 kV.

- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV; se observa que ante la falla del enlace en 500 kV Primavera – San Carlos, la cargabilidad del transformador de Primavera 500/230 kV y el enlace Jaguas – Malena 230 kV presentan una cargabilidad por encima del 100%, sin embargo este valor no supera el valor máximo en sobrecarga, condición que es superada con la entrada de la red en 500 kV, definida en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027 .
- Después de la entrada del proyecto Ituango, la conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV; se observa un desempeño adecuado del sistema, por lo cual la planta se podría conectar mediante esta alternativa, haciendo la salvedad, que la misma se daría después de la entrada en servicio de la red en 500 kV definida.

Desempeño de la alternativa ii) de conexión: Conexión mediante un doble Circuito de 5.2 km, desde la planta Porvenir Hasta la subestación San Carlos 230 kV.

Tabla 6-4 Desempeño alternativa ii)

ALTERNATIVA ii): PORVENIR CONEXIÓN A SANCARLOS 230 kV (Resultados)			
GENERACIÓN	Máxima generación en el area antioquia incluido los generadores de t-sierra y t-centro) con la carga de gramalote.		
	2017	2018	2022
CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 61 % San Carlos: 89 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 66 %	TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 53 % San Carlos: 61 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 44 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 79 % Malena_Primavera_21: 72 % Primavera_Sierra: 62 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 56 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 43 % Malena_Primavera_21: 36 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 64 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230	TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 68 % San Carlos: 120 %	TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 32 % San Carlos: 86 %	TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 58 % San Carlos: 80 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 84 % Malena_Primavera_21: 77 % Primavera_Sierra: 67 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 59 % Malena_Primavera_21: 52 % Primavera_Sierra: 38 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 46 % Malena_Primavera_21: 39 % Primavera_Sierra: 49 % Tasajera_Occidente: 64 %

<p>N-1 TR. SAN CARLOS 500/230 SIN DESPACHO DE ITUANGO</p>	<p>NA</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 39 % Primavera: 36 % San Carlos: 99 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 70 % San Carlos: 106 %</p>
		<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 57 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 43 % Tasajera_Occidente: 69 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 57 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 41 % Malena_Primavera_21: 33 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 72 %</p>
<p>N-1 LINEA PRIMAVERA - SCARLOS 500</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 107 % San Carlos: 56 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 50 % San Carlos: 50 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 79 % San Carlos: 43 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 43 % Bello_Tasajera_21: 65 % Jaguas_Malena: 111 % Malena_Primavera_21: 103 % Primavera_Sierra: 98 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21 : 66 % Jaguas_Malena: 69 % Malena_Primavera_21: 62 % Primavera_Sierra: 49 % Tasajera_Occidente: 65 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 57 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 62 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>
<p>N-1 LINEA PRIMAVERA - CERROMATOSO 500</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 54 % San Carlos: 91 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 26 % San Carlos: 66 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 55 % San Carlos: 61 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 77 % Malena_Primavera_21: 70 % Primavera_Sierra: 60 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 57 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 45 % Malena_Primavera_21: 38 % Primavera_Sierra: 47 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>
<p>N-1 LINEA JAGUAS- MALENA 230</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 49 % San Carlos: 96 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 28 % San Carlos: 70 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 44 % San Carlos: 64 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 68 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 78 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21 : 67 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 66 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 0% Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 54 % Tasajera_Occidente: 65 %</p>
<p>N-2 LINEA ESMERALDA - SCARLOS 230 MODO COMÚN</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 62 % San Carlos: 94 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 72 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 54 % San Carlos: 69 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 80 % Malena_Primavera_21: 72 % Primavera_Sierra: 63 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49% Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 57 % Malena_Primavera_21: 50 % Primavera_Sierra: 36 % Tasajera_Occidente: 65 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 45 % Malena_Primavera_21: 37 % Primavera_Sierra: 47 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>

N-2 LINEA PURNIO- SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 61 % San Carlos: 97 %	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 29 % San Carlos: 73 %	TRANF: Cerrromatoso: 58 % Primavera: 52 % San Carlos: 49 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 83 % Malena_Primavera_21: 76 % Primavera_Sierra: 56 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 59 % Malena_Primavera_21: 52 % Primavera_Sierra: 30 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 39 % Malena_Primavera_21: 32 % Primavera_Sierra: 41 % Tasajera_Occidente: 62 %
N-2 LINEA PURNIO- PORVENIR 230 MODO COMÚN	NA	NA	NA
N-2 LINEA GUATAPE_JAGUAS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 50 % San Carlos: 95 %	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 27 % San Carlos: 69 %	TRANF: Cerrromatoso: 58 % Primavera: 47 % San Carlos: 63 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 68 % Jaguas_Malena: 18 % Malena_Primavera_21: 11 % Primavera_Sierra: 74 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 18 % Malena_Primavera_21: 11 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 10 % Primavera_Sierra: 51 % Tasajera_Occidente: 64 %
N-2 LINEA GUATAPE_SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 73 % San Carlos: 83 %	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 34 % San Carlos: 60 %	TRANF: Cerrromatoso: 58 % Primavera: 58 % San Carlos: 57 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 99 % Malena_Primavera_21: 92 % Primavera_Sierra: 53 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 69 % Jaguas_Malena: 65 % Malena_Primavera_21: 58 % Primavera_Sierra: 32 % Tasajera_Occidente: 67 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 54 % Bello_Tasajera_21: 73 % Jaguas_Malena: 51 % Malena_Primavera_21: 43 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 66 %
N-2 LINEA BARBOSA- GUATAPE, BARBOSA- MIRAFLORES MODO COMÚN	TRANF: Cerrromatoso: 35 % Primavera: 60 % San Carlos: 89 %	TRANF: Cerrromatoso: 38 % Primavera: 28 % San Carlos: 65 %	TRANF: Cerrromatoso: 58 % Primavera: 53 % San Carlos: 60 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 108 % Bello_Tasajera_21: 96 % Jaguas_Malena: 77 % Malena_Primavera_21: 69 % Primavera_Sierra: 62 % Tasajera_Occidente: 96 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 90 % Bello_Tasajera_21: 87 % Jaguas_Malena: 55 % Malena_Primavera_21: 47 % Primavera_Sierra: 35 % Tasajera_Occidente: 86 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 89 % Bello_Tasajera_21: 90 % Jaguas_Malena: 42 % Malena_Primavera_21: 35 % Primavera_Sierra: 45 % Tasajera_Occidente: 83 %

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa ii) se puede concluir:

- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, en condición normal de operación, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV; se

observa altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/230 kV sin que las mismas estén por encima de 90%.

- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, antes de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV, los refuerzos del sistema en 500 kV; se observa que ante la falla de uno de los transformadores de San Carlos 500/230 kV, los transformadores que quedan en servicio presentan cargabilidades por encima del 120%, esta condición se mejora con la entrada en servicio de la red en 500 kV, definida en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027.
- Para condiciones de máximo despacho en Antioquia, antes de la entrada del proyecto Ituango, la conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV; se observa que ante la falla del enlace en 500 kV Primavera – San Carlos, la cargabilidad del transformador de Primavera 500/230 kV y de la línea Jaguas – Malena 230 kV están por encima del 100%. Sin que esto implique una violación .

Desempeño de la alternativa iii) de conexión: Conexión mediante un circuito en 500 kV, desde la planta de generación Porvenir hasta San Carlos de 5.2 km

Tabla 6-5 Desempeño alternativa iii)

ALTERNATIVA iii: PORVENIR CONEXIÓN A SANCARLOS 500 kV (Resultados)			
GENERACIÓN	Máxima generación en el área Antioquia incluido los generadores de T-Sierra y T-Centro) con la carga de Gramalote.		
	2017	2018	2022
CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN	TRANF: Cerritoso: 35 % Primavera: 53 % San Carlos: 68 %	TRANF: Cerritoso: 37 % Primavera: 22 % San Carlos: 48 %	TRANF: Cerritoso: 58 % Primavera: 50 % San Carlos: 42 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 44 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 75 % Malena_Primavera_21: 68 % Primavera_Sierra: 58 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 54 % Malena_Primavera_21: 46 % Primavera_Sierra: 32 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 41 % Malena_Primavera_21: 33 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230	TRANF: Cerritoso: 35 % Primavera: 58 % San Carlos: 91 %	TRANF: Cerritoso: 37 % Primavera: 24 % San Carlos: 63 %	TRANF: Cerritoso: 58 % Primavera: 52 % San Carlos: 55 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 79 % Malena_Primavera_21: 72 % Primavera_Sierra: 63 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 56 % Malena_Primavera_21: 48 % Primavera_Sierra: 34 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 43 % Malena_Primavera_21: 35 % Primavera_Sierra: 44 % Tasajera_Occidente: 63 %

<p>N-1 TR. SAN CARLOS 500/230 SIN DESPACHO DE ITUANGO</p>	<p>NA</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 28 % San Carlos: 75 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 65 % San Carlos: 81 %</p>
		<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 53 % Malena_Primavera_21: 46 % Primavera_Sierra: 39 % Tasajera_Occidente: 68 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 56 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 37 % Malena_Primavera_21: 30 % Primavera_Sierra: 54 % Tasajera_Occidente: 71 %</p>
<p>N-1 LINEA PRIMAVERA - SCARLOS 500</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 103 % San Carlos: 34 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 44 % San Carlos: 32 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 77 % San Carlos: 23 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 43 % Bello_Tasajera_21: 65 % Jaguas_Malena: 109 % Malena_Primavera_21: 101 % Primavera_Sierra: 97 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 67 % Malena_Primavera_21: 60 % Primavera_Sierra: 47 % Tasajera_Occidente: 65 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 55 % Malena_Primavera_21: 47 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>
<p>N-1 LINEA PRIMAVERA - CERROMATOSO 500</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 46 % San Carlos: 70 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 19 % San Carlos: 48 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 51 % San Carlos: 42 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 74 % Malena_Primavera_21: 66 % Primavera_Sierra: 57 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 47 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 54 % Malena_Primavera_21: 47 % Primavera_Sierra: 33 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 43 % Malena_Primavera_21: 35 % Primavera_Sierra: 43 % Tasajera_Occidente: 62 %</p>
<p>N-1 LINEA JAGUAS- MALENA 230</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 42 % San Carlos: 75 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 38 % Primavera: 24 % San Carlos: 52 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 42 % San Carlos: 45 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 68 % Jaguas_Malena: 0 % Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 74 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 50 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 0 % Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 65 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 0 % Malena_Primavera_21: 9 % Primavera_Sierra: 50 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>
<p>N-2 LINEA ESMERALDA - SCARLOS 230 MODO COMÚN</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 35 % Primavera: 53 % San Carlos: 73 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 37 % Primavera: 22 % San Carlos: 53 %</p>	<p>TRANF: Cerromatoso: 58 % Primavera: 51 % San Carlos: 49 %</p>
	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 76 % Malena_Primavera_21: 69 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 63 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 54 % Malena_Primavera_21: 47 % Primavera_Sierra: 33 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>	<p>LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 42 % Malena_Primavera_21: 34 % Primavera_Sierra: 43 % Tasajera_Occidente: 64 %</p>

N-2 LINEA PURNIO- SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 53 % San Carlos: 76 %	TRANF: Cerrmatoso: 37 % Primavera: 22 % San Carlos: 54 %	TRANF: Cerrmatoso: 58 % Primavera: 48 % San Carlos: 50 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21 : 67 % Jaguas_Malena: 79 % Malena_Primavera_21: 72 % Primavera_Sierra: 53 % Tasajera_Occidente: 63 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 48 % Bello_Tasajera_21: 66 % Jaguas_Malena: 56 % Malena_Primavera_21: 49 % Primavera_Sierra: 28 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 44 % Malena_Primavera_21: 37 % Primavera_Sierra: 36 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-2 LINEA PURNIO- PORVENIR 230 MODO COMÚN	NA	NA	NA
N-2 LINEA GUATAPE_JAGUAS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 43 % San Carlos: 73 %	TRANF: Cerrmatoso: 37 % Primavera: 22 % San Carlos: 51 %	TRANF: Cerrmatoso: 58 % Primavera: 45 % San Carlos: 43 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 67 % Jaguas_Malena: 18 % Malena_Primavera_21: 11 % Primavera_Sierra: 70 % Tasajera_Occidente: 64 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 49 % Bello_Tasajera_21 : 67 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 11 % Primavera_Sierra: 39 % Tasajera_Occidente: 65 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 51 % Bello_Tasajera_21: 71 % Jaguas_Malena: 17 % Malena_Primavera_21: 10 % Primavera_Sierra: 46 % Tasajera_Occidente: 63 %
N-2 LINEA GUATAPE_SCARLOS 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 66 % San Carlos: 61 %	TRANF: Cerrmatoso: 38 % Primavera: 27 % San Carlos: 42 %	TRANF: Cerrmatoso: 58 % Primavera: 55 % San Carlos: 37 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: - % Bello_Tasajera_21: 72 % Jaguas_Malena: 97 % Malena_Primavera_21: 90 % Primavera_Sierra: 50 % Tasajera_Occidente: 66 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 52 % Bello_Tasajera_21: 70 % Jaguas_Malena: 64 % Malena_Primavera_21: 57 % Primavera_Sierra: 29 % Tasajera_Occidente: 67 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 54 % Bello_Tasajera_21: 74 % Jaguas_Malena: 50 % Malena_Primavera_21: 43 % Primavera_Sierra: 37 % Tasajera_Occidente: 65 %
N-2 LINEA BARBOSA- GUATAPE, BARBOSA- MIRAFLORES MODO COMÚN	TRANF: Cerrmatoso: 35 % Primavera: 52 % San Carlos: 68 %	TRANF: Cerrmatoso: 38 % Primavera: 21 % San Carlos: 47 %	TRANF: Cerrmatoso: 58 % Primavera: 49 % San Carlos: 41 %
	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 108 % Bello_Tasajera_21 : 96 % Jaguas_Malena: 73 % Malena_Primavera_21: 66 % Primavera_Sierra: 59 % Tasajera_Occidente: 96 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 90 % Bello_Tasajera_21: 87 % Jaguas_Malena: 52 % Malena_Primavera_21: 44 % Primavera_Sierra: 32 % Tasajera_Occidente: 86 %	LINEAS: Barbosa_Tasajera: 89 % Bello_Tasajera_21: 90 % Jaguas_Malena: 39 % Malena_Primavera_21: 32 % Primavera_Sierra: 42 % Tasajera_Occidente: 82 %

Fuente de tabla: UPME

- Se observa un adecuado desempeño antes y después de la entrada del proyecto Ituango, su conexión en 500 kV y los refuerzos del sistema en 500 kV.

- Se observa agotamiento de red en Antioquia, hacia el final del horizonte de análisis (2022), lo cual es independiente de la conexión de la planta de generación.

Sensibilidad demanda mínima

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad en demanda mínima para la conexión de la planta y un despacho alto en Antioquia, para el año más crítico correspondiente al año de entrada del proyecto (diciembre de 2018).

Tabla 6-6 Desempeño del sistema en mínima demanda 2018 – Antes entrada red 500 kV.

Antes de la entrada de la red en 500 kV - Sensibilidad demanda mínima			
	Condición normal de operación	Falla de transformador San Carlos 500/230 kV	Falla de Primavera San carlos 500 kV
Sin proyecto	Transformador San Carlos 98% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 130%	Transformador Primavera 120%
Alternativa i)	Transformador San Carlos 110% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 150%	Transformador Primavera 130%
Alternativa ii)	Transformador San Carlos 110% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 150%	Transformador Primavera 130%
Alternativa iii)	Transformador San Carlos 90% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 120%	Transformador Primavera 128%

Fuente de tabla: UPME

Tabla 6-7 Desempeño del sistema en mínima demanda 2018 – Después entrada red 500 kV.

Despues de la entrada de la red en 500 kV - Sensibilidad demanda mínima			
	Condición normal de operación	Falla de transformador San Carlos 500/230 kV	Falla de Primavera San carlos 500 kV
Sin proyecto	Transformador San Carlos 80% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 100%	Transformador Primavera < 90%
Alternativa i)	Transformador San Carlos 92% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 103%	Transformador Primavera < 90%
Alternativa ii)	Transformador San Carlos 92% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 103%	Transformador Primavera < 90%
Alternativa iii)	Transformador San Carlos 72% Transformador Primavera < 90%	Transformador San Carlos 99%	Transformador Primavera < 90%

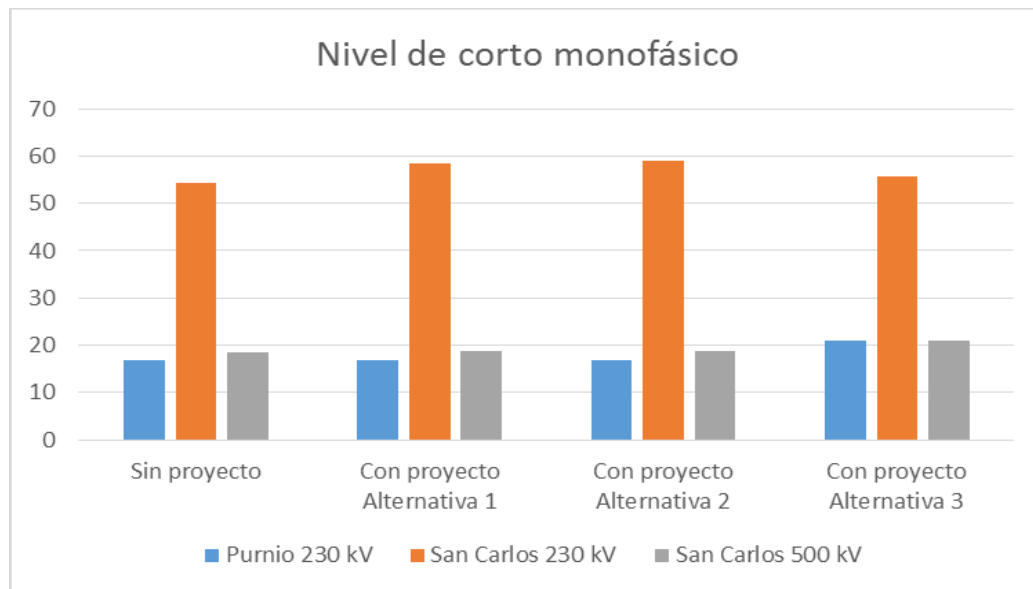
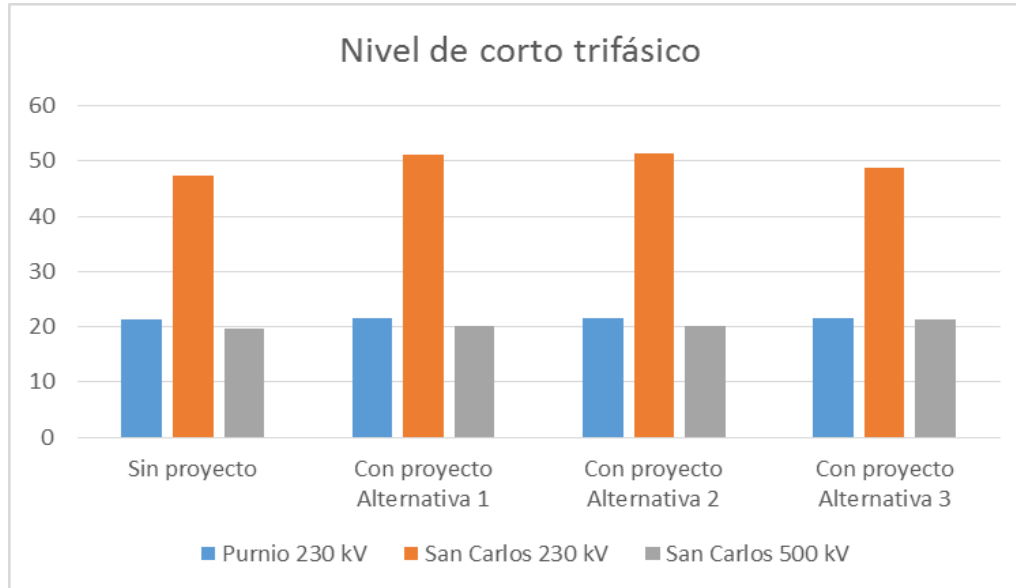
Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, en caso que la planta entrara en servicio antes de la entrada de la red en 500 kV definida por el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 -2027, se pueden presentar problemas de atrapamiento de la planta (para condiciones extremas de máximos despacho en todo el área de Antioquia, incluyendo plantas térmicas simultáneamente), debido a las altas cargabilidades en condición de falla de elementos; no obstante lo anterior, la fecha de entrada en servicio de la planta se dará después de la entrada en servicio la red en 500 kV, en cuyo caso el desempeño del sistema en contingencia, es adecuado por cuanto no se violan los límites de cargabilidades de los elementos.

Análisis de corto circuito:

La Gráfica 6-5, indica para cada alternativa el nivel de cortocircuito en las subestaciones cercanas al proyecto.

Gráfica 6-5 Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área



Fuente de gráfica: UPME

De la figura anterior se puede concluir:

- Independientemente de la alternativa de conexión, se observa que los niveles de corto en la subestación Purnio 230 kV no varía considerablemente.

- Para las alternativas de conexión a San Carlos 230 kV, se observa un aumento en el nivel de corto del orden de los 5 kA.
- Para la conexión en 500 kV, se observa un aumento del nivel de corto del orden de 1 kA.
- Ninguno de los valores de cortocircuito, sobrepasan la capacidad de corto reportada para las subestaciones San Carlos 230 kV, San Carlos 500 kV y Purnio 230 kV

Consideraciones de espacio en San Carlos 500/230 kV

Teniendo en cuenta que actualmente a la subestación San Carlos, llegan nueve (9) circuitos a 230 kV y tres (3) a 500 kV, la Unidad realizó análisis complementarios relacionados con los posibles impactos relacionados con los espacios en la subestación San Carlos 500/230 kV.

A continuación se presenta, una foto de planta de la subestación San Carlos (Gráfica 6-6).

Gráfica 6-6 Subestación San Carlos 500/230 kV, con salida de circuitos



Fuente de gráfica: Intercolombia

Para las alternativas ii) y iii), sería necesario considerar la construcción de nuevas bahías en la subestación San Carlos (dos bahías de línea en 230 kV para la alternativa ii y una bahía en 500 kV para la alternativa iii).

Con respecto a la Alternativa ii), el transportador informa de dos (2) espacios para posibles bahías; sin embargo, la Unidad, evalúa posibles ampliaciones de capacidad de transformación en esta subestación lo que se vería limitado por la definición de la alternativa ii); así mismo, el posible cruce de circuitos a la salida de la subestación San Carlos, podría generar restricciones operativas (ver Gráfica 6-6), por lo cual se descarta esta alternativa.

Con respecto a la alternativa iii), a continuación se presenta la ubicación del patio de 500 kV de la subestación San Carlos, en el cual se podría construir eventualmente la nueva bahía de línea en 500 kV (Gráfica 6-7, Gráfica 6-8).

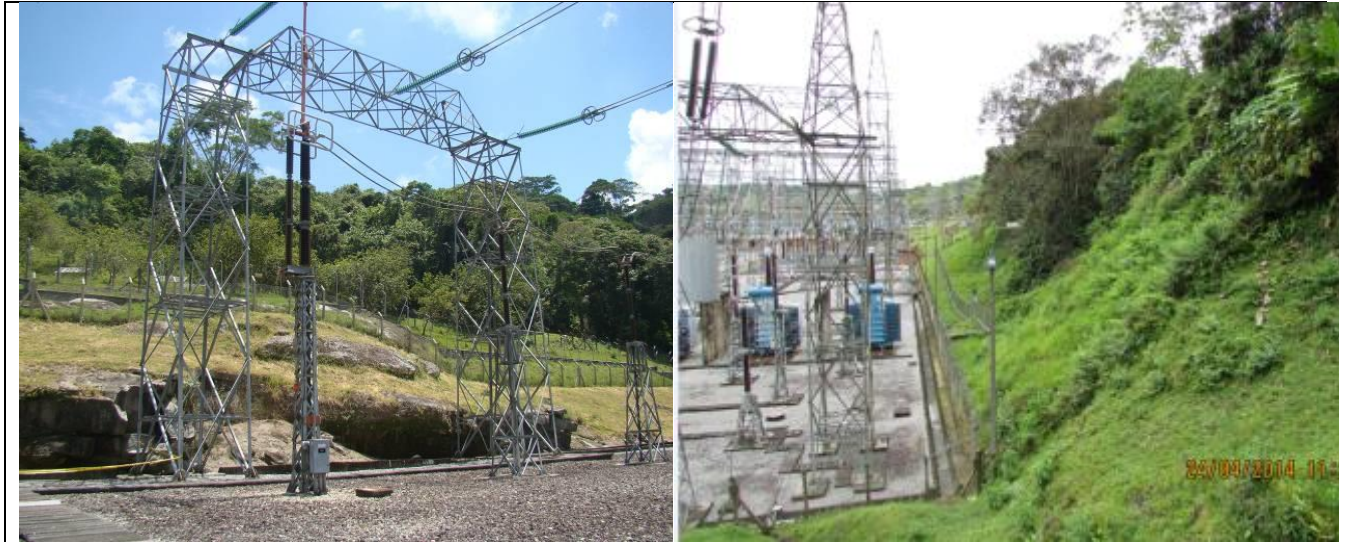
Gráfica 6-7 Posible ubicación bahía en 500 kV



Fuente de gráfica: Intercolombia

Gráfica 6-8 Espacio donde eventualmente se podría construir nueva bahía de línea de 500 kV





Fuente de gráfica: Intercolombia

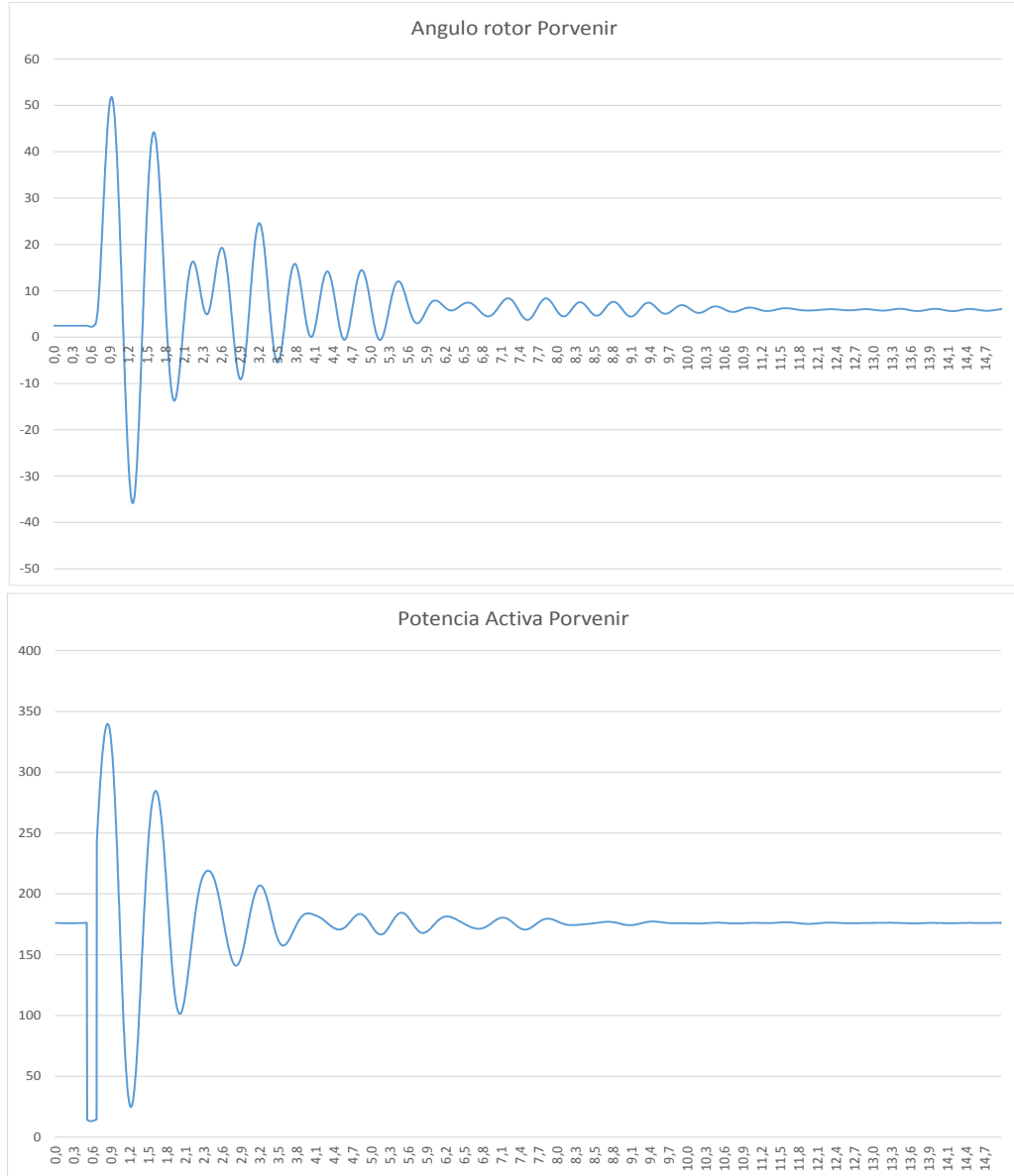
De las imágenes se puede observar que la alternativa de conexión para un nivel de tensión de 500 kV, implicaría el desarrollo de una nueva bahía de línea en la subestación, en las Gráfica 6-7 y Gráfica 6-8, se puede observar su posible ubicación, la cual corresponde a una pendiente, lo que generaría problemas en su ejecución; así mismo, es importante resaltar que la salida de este circuito a 500 kV o circuitos en 230 kV, puede tener un mayor número de restricciones operativas dado que la nueva línea de transmisión tendría que cruzar por encima de aproximadamente 7 líneas de transmisión de 230 kV.

Es por las consideraciones físicas explicadas anteriormente, que las alternativas ii) y iii) las cuales implican salidas de circuitos desde la subestación San Carlos, podrían presentar problemas en su implementación y restricciones operativas, siendo la alternativa i), la alternativa que no implica intervención directa sobre la subestación San Carlos ni salida de nuevos circuitos desde esta subestación.

Análisis transitorio para la alternativa i) (alternativa de Uso):

A continuación se presenta el desempeño en estabilidad, en relación a la respuesta en potencia y ángulo de rotor de la planta Porvenir 2 para la conexión que implica activos de Uso (alternativa i) ante la falla del enlace Porvenir 2 - San Carlos 230 kV

Gráfica 6-9 Comportamiento transitorio de porvenir 2 – Angulo de Rotor y Potencia Activa



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 6-9, la planta Porvenir 2 presenta un comportamiento estable y amortiguado de el ángulo de rotor y potencia ante falla de elementos, para la alternativa de conexión i).

Conclusiones:

- Las alternativa ii) y iii) presentan la dificultad constructiva de la incorporación de bahías adicionales en la subestación San Carlos 500/230 kV y salida de circuitos que posiblemente se cruzaran con los existentes, lo que en las condiciones actuales, podrían materializarse en problemas de espacio, restricciones operativas y posibles indisponibilidades en San Carlos.
- La alternativa i), presenta un desempeño adecuado del sistema, siempre y cuando estén disponibles los refuerzos en 500 kV definidos en el Plan 2013 - 2027.
- La Conexión mediante la alternativa i), podría traer beneficios al área Oriental, representados en una mayor generación conectada, mediante el corredor Porvenir – Purnio - Noroeste 230 kV.

6.3.2 Conexión de cargas especiales

Se analizó la conexión de un (1) gran usuario, la carga correspondiente a Gramalote.

6.3.2.1 Conexión de la demanda GRAMALOTE

Antecedentes

- Gramalote es una demanda industrial de 115 MW, la cual atenderá la demanda asociada a un complejo minero.
- Se presentaron 3 alternativas de conexión, a saber: **i)** Conexión a la subestación Jaguas 230 kV y conexión de respaldo a la subestación Playas 230 KV. **ii)** Conexión de la Carga a través de dos líneas circuito sencillo de 26 km y 31 km de longitud aproximadamente, entre las subestaciones Gramalote 230 kV y Jaguas 230 kV (Activos de conexión) y **iii)** Conexión a la subestación Porce II 230 kV y conexión de respaldo a la subestación Jaguas 230 kV (Activos de conexión); siendo la alternativa solicitada la alternativa **ii)** para la cual a continuación se presenta el desempeño del sistema para la misma.

Análisis Eléctricos

En las tablas: Tabla 6-8 y Tabla 6-9, se presentan los resultados de los análisis eléctricos.

Tabla 6-8 Desempeño del sistema 2016		
2016		
ENTRADA EN OPERACIÓN DE LA CARGA GRAMALOTE		
ALTERNATIVA SELECCIONADA		
	Sin proyecto	Conexión de la carga Gramalote a través de un doble circuito a la s/e jaguas 220 kV
Generación	Despacho en toda el área de Antioquia incluido los generadores de T-Sierra y T-Centro	Despacho en toda el área de Antioquia incluido los generadores de T-Sierra y T-Centro

Condición Normal de Operación	TRANF: Cerro : 25 % ; Primavera: 62 % ; San Carlos: 62 %	TRANF: Cerro : 25 % ; Primavera: 58 % ; San Carlos: 60 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 40 % ; BELL_TASJ_21: 58 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 58 %
	JAGU_MALE: 47 % ; MALE_PRIM_21: 40 %	JAGU_MALE: 40 % ; MALE_PRIM_21: 33 %
	PRIM_SIER: 33 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 33 % ; TASJ_OCCI: 52 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 66 % ; San Carlos: 82 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 62 % ; San Carlos: 80 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 40 % ; BELL_TASJ_21: 59 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 58 %
	JAGU_MALE: 50 % ; MALE_PRIM_21: 43 %	JAGU_MALE: 43 % ; MALE_PRIM_21: 36 %
	PRIM_SIER: 36 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 36 % ; TASJ_OCCI: 53 %
N-1 LIN PRIM - SCARLOS 500	TRANF: Cerro: 26 % ; Primavera: 90 % ; San Carlos: 45 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 85 % ; San Carlos: 44 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 58 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 57 %
	JAGU_MALE: 64 % ; MALE_PRIM_21: 57 %	JAGU_MALE: 56 % ; MALE_PRIM_21: 49 %
	PRIM_SIER: 50 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 50 % ; TASJ_OCCI: 52 %
N-1 LIN PRIM - CERRO 500	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 58 % ; San Carlos: 63 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 54 % ; San Carlos: 61 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 59 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 58 %
	JAGU_MALE: 46 % ; MALE_PRIM_21: 38 %	JAGU_MALE: 39 % ; MALE_PRIM_21: 32 %
	PRIM_SIER: 32 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 32 % ; TASJ_OCCI: 53 %
N-1 LIN JAGU-MALEN 230	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 48 % ; San Carlos: 67 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 46 % ; San Carlos: 64 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 42 % ; BELL_TASJ_21: 59 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 40 % ; BELL_TASJ_21: 59 %
	JAGU_MALE: 0% ; MALE_PRIM_21: 8 %	JAGU_MALE: 0% ; MALE_PRIM_21: 8 %
	PRIM_SIER: 42 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 41 % ; TASJ_OCCI: 53 %
N-2 LIN PURN-SCARLO 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 62 % ; San Carlos: 67 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 58 % ; San Carlos: 64 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 59 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 58 %
	JAGU_MALE: 49 % ; MALE_PRIM_21: 42 %	JAGU_MALE: 42 % ; MALE_PRIM_21: 35 %
	PRIM_SIER: 30 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 31 % ; TASJ_OCCI: 53 %
N-2 LIN GUATAP_JAGU 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 60 % ; San Carlos: 63 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 48 % ; San Carlos: 63 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 39 % ; BELL_TASJ_21: 59 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 40 % ; BELL_TASJ_21: 58 %
	JAGU_MALE: 42 % ; MALE_PRIM_21: 35 %	JAGU_MALE: 8 % ; MALE_PRIM_21: 3 %
	PRIM_SIER: 34 % ; TASJ_OCCI: 53 %	PRIM_SIER: 40 % ; TASJ_OCCI: 53 %
N-2 LIN GUATAP_SCARLO	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 78 % ; San Carlos: 53 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 71 % ; San Carlos: 52 %

230 MODO COMÚN	LINEAS: BBSA_TASJ: 49 % ;	LINEAS: BBSA_TASJ: 46 % ;
	BELL_TASJ_21: 66 %	BELL_TASJ_21: 64 %
	JAGU_MALE: 73 % ;	JAGU_MALE: 63 % ;
	MALE_PRIM_21: 66 %	MALE_PRIM_21: 56 %
	PRIM_SIER: 27 % ;	PRIM_SIER: 28 % ;
	TASJ_OCCI: 57 %	TASJ_OCCI: 56 %
N-2 LIN BARB- GUAT, BARB- MIRAF MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 61 %	TRANF: Cerro: 25 % ; Primavera: 56 % ;
	; San Carlos: 62 %	San Carlos: 60 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 79 % ;	LINEAS: BBSA_TASJ: 79 % ;
	BELL_TASJ_21: 79 %	BELL_TASJ_21: 79 %
	JAGU_MALE: 46 % ;	JAGU_MALE: 39 % ;
	MALE_PRIM_21: 38 %	MALE_PRIM_21: 32 %
	PRIM_SIER: 33 % ;	PRIM_SIER: 34 % ;
	TASJ_OCCI: 75 %	TASJ_OCCI: 75 %

Fuente de tabla: UPME

Tabla 6-9 Desempeño del sistema para 2019

2019

	SIN PROYECTO	ALTERNATIVA SELECCIONADA
	(SIN PROYECTO)	Conexión de la carga Gramalote a través de un doble circuito a la s/e jaguas 220 kV
Generación	Despacho en toda el area de Antioquia incluido los generadores de T-Sierra y T-Centro	Despacho en toda el area de Antioquia incluido los generadores de T-Sierra y T-Centro
Condición Normal de Operación	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 39 % ; San Carlos: 62 %	TRANF: Cerro : 37 % ; Primavera: 36 % ; San Carlos: 60 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 48 % ;	LINEAS: BBSA_TASJ: 46 % ;
	BELL_TASJ_21 : 63 %	BELL_TASJ_21 : 62 %
	JAGU_MALE: 45 % ;	JAGU_MALE: 39 % ;
	MALE_PRIM_21: 37 %	MALE_PRIM_21: 31 %
	PRIM_SIER: 40 % ;	PRIM_SIER: 41 % ;
	TASJ_OCCI: 61 %	TASJ_OCCI: 60 %
N-1 TR. SAN CARLOS 500/230	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 44 % ; San Carlos: 81 %	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 40 % ; San Carlos: 78 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 49 % ;	LINEAS: BBSA_TASJ: 47 % ;
	BELL_TASJ_21: 63 %	BELL_TASJ_21 : 62 %
	JAGU_MALE: 47 % ;	JAGU_MALE: 41 % ;
	MALE_PRIM_21: 40 %	MALE_PRIM_21: 34 %
	PRIM_SIER: 43 % ;	PRIM_SIER: 44 % ;
	TASJ_OCCI: 62 %	TASJ_OCCI: 61 %
N-1 LIN PRIM - SCARLOS 500	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 60 % ; San Carlos: 49 %	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 56 % ; San Carlos: 48 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 48 % ;	LINEAS: BBSA_TASJ: 46 % ;
	BELL_TASJ_21: 63 %	BELL_TASJ_21 : 62 %
	JAGU_MALE: 54 % ;	JAGU_MALE: 48 % ;
	MALE_PRIM_21: 47 %	MALE_PRIM_21: 41 %
	PRIM_SIER: 51 % ;	PRIM_SIER: 51 % ;
	TASJ_OCCI: 62 %	TASJ_OCCI: 61 %
N-1 LIN PRIM - CERRO 500	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 36 % ; San Carlos: 61 %	TRANF: Cerro : 38 % ; Primavera: 33 % ; San Carlos: 59 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 48 % ;	LINEAS: BBSA_TASJ: 46 % ;
	BELL_TASJ_21: 63 %	BELL_TASJ_21 : 62 %

	JAGU_MALE: 44 % ; MALE_PRIM_21: 37 %	JAGU_MALE: 38 % ; MALE_PRIM_21: 31 %
	PRIM_SIER: 40 % ; TASJ_OCCI: 61 %	PRIM_SIER: 41 % ; TASJ_OCCI: 60 %
N-1 LIN JAGU-MALEN 230	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 29 % ; San Carlos: 65 %	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 27 % ; San Carlos: 63 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 50 % ; BELL_TASJ_21: 64 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 48 % ; BELL_TASJ_21: 63 %
	JAGU_MALE: 0 % ; MALE_PRIM_21: 9 %	JAGU_MALE: 0 % ; MALE_PRIM_21: 9 %
	PRIM_SIER: 49 % ; TASJ_OCCI: 62 %	PRIM_SIER: 48 % ; TASJ_OCCI: 61 %
N-2 LIN PURN-PORVE 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 39 % ; San Carlos: 66 %	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 36 % ; San Carlos: 64 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 49 % ; BELL_TASJ_21: 63 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 47 % ; BELL_TASJ_21: 63 %
	JAGU_MALE: 47 % ; MALE_PRIM_21: 39 %	JAGU_MALE: 41 % ; MALE_PRIM_21: 33 %
	PRIM_SIER: 38 % ; TASJ_OCCI: 62 %	PRIM_SIER: 38 % ; TASJ_OCCI: 61 %
N-2 LIN GUATAP_JAGU 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 38 % ; San Carlos: 62 %	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 29 % ; San Carlos: 62 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 48 % ; BELL_TASJ_21: 63 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 48 % ; BELL_TASJ_21: 63 %
	JAGU_MALE: 42 % ; MALE_PRIM_21: 35 %	JAGU_MALE: 9 % ; MALE_PRIM_21: 6 %
	PRIM_SIER: 41 % ; TASJ_OCCI: 61 %	PRIM_SIER: 47 % ; TASJ_OCCI: 61 %
N-2 LIN GUATAP_SCARLO 230 MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 47 % ; San Carlos: 55 %	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 42 % ; San Carlos: 54 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 54 % ; BELL_TASJ_21: 67 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 50 % ; BELL_TASJ_21: 65 %
	JAGU_MALE: 56 % ; MALE_PRIM_21: 49 %	JAGU_MALE: 47 % ; MALE_PRIM_21: 40 %
	PRIM_SIER: 36 % ; TASJ_OCCI: 64 %	PRIM_SIER: 38 % ; TASJ_OCCI: 63 %
N-2 LIN BARB-GUAT, BARB-MIRAF MODO COMÚN	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 38 % ; San Carlos: 61 %	TRANF: Cerro: 38 % ; Primavera: 36 % ; San Carlos: 59 %
	LINEAS: BBSA_TASJ: 80 % ; BELL_TASJ_21: 79 %	LINEAS: BBSA_TASJ: 80 % ; BELL_TASJ_21: 79 %
	JAGU_MALE: 44 % ; MALE_PRIM_21: 36 %	JAGU_MALE: 38 % ; MALE_PRIM_21: 30 %

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones

- Del análisis de flujo de carga en condiciones normales de operación y ante contingencia N-1 y fallas N-2 en modo común, de líneas y transformadores del Sistema de Transmisión Nacional - STN, se observa que la alternativa recomendada (Alternativa ii) presenta un buen desempeño técnico con los perfiles de tensión en el escenario de demanda máxima, se encuentran dentro de los rangos establecidos en la regulación y las cargabilidades de las líneas y transformadores en el área de Antioquia se mantienen por debajo del 100%.

- Para el año 2016, con la entrada de la carga se puede observar que se disminuyen la cargabilidades de algunas líneas y de los transformadores de San Carlos y Primavera 500/230 kV, tanto en condiciones normales de operación como en contingencia N-1 y contingencia de modo común N-2.
- Dentro de los análisis para el año 2019, se tuvo en cuenta en operación desde el 2018, el Proyecto Ituango 500 kV, refuerzos del sistema en 500 kV y el proyecto de generación Porvenir 2. Los resultados dejan ver que con la entrada del proyecto Carga Gramalote – 115 MW se disminuye la cargabilidad de algunas líneas del Sistema de Transmisión Nacional - STN y de los transformadores de San Carlos y Primavera 500/230 kV, tanto en condiciones normales de operación como en contingencia N-1 y contingencia de modo común N-2.

6.3.3 Análisis de la sub área Nordeste – Santander

6.3.3.1 Antecedentes:

- Actualmente el área presenta problemas de agotamiento en la capacidad de transformación en los transformadores de conexión al Sistema de Transmisión Nacional - STN, así como en algunos transformadores del Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Distribución Local -SDL. De igual forma, se presenta agotamiento en la capacidad de transporte en algunas líneas a nivel de 115 kV.
- El OR presentó a la Unidad el Plan de Expansión el 23 de agosto de 2013, el cual contempla obras a diferentes niveles de tensión (Sistema de Distribución Local -SDL, Sistema de Transmisión Regional - STR y sistema de Transmisión Nacional - STN) las cuales se presentan a continuación:

Tabla 6-10 Obras de expansión presentadas por ESSA

Obra de Expansión Propuesta	Fecha de Entrada en Operación
Compensación capacitiva en S/E Norte 34,5 kV - 10 MVar.	2015
Compensación capacitiva en S/E Conucos 13,8 kV - 10 MVar.	2015
Compensación capacitiva en S/E Sur 34,5 kV -10 Mvar.	2015
Nueva Compensación capacitiva en S/E Chicamocha 34,5 kV - 10 MVar.	2015
Repotenciación de los circuitos Florida - Conucos 34,5 y Bucaramanga - Conucos 34,5 kV	2015
Compensación capacitiva en Subestación Sabana de Torres 34,5 kV - 10 MVar.	2015
Compensación capacitiva en S/E San Alberto 34,5 kV - 10 Mvar.	2015

Tercer transformador 115/34.5 kV - 40 MVA Subestación Barranca	2015
Compensación capacitiva en Subestación Garcia Rovira 34,5 kV - 10 MVAr.	2015
Segundo transformador Palos 115/34,5 kV - 40 MVA.	2015
Nuevo Circuito Palos - Principal 34,5	2015
Subestación Piedecuesta 34,5 kV con transformador 115/34,5 kV - 40 MVA	2016
Reconfiguración del circuito existente Florida - Chicamocha 34,5 kV, en Florida - Piedecuesta 34,5 kV y Piedecuesta - Chicamocha 34,5 kV	2016
Circuito Piedecuesta - La Granja 34,5 kV	2016
Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV - 150 MVA	2017
Subestación Principal 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Conucos hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV.	2018
Subestación Conucos 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Conucos hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV.	2018
Subestación Río Frío 115/34,5 kV - 2x40 MVA. Reconfigurando el circuito Piedecuesta - Florida 115 kV, en Piedecuesta - Río Frío 115 kV y Río Frío - Florida 115 kV	2018
Compensación capacitiva en S/E B/manga 34,5 kV - 10 MVAr.	2018
Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	2018
Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV	2018
Subestación Puerto Wilches 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA	2018
Segundo Transformador 115/34,5 kV - 20 MVA en la Subestación Sabana de Torres	2018
Subestación Oiba 115/34,5 kV - 2x 40 MVA	2018
Doble circuito Oiba - Barbosa 115 kV	2018
Subestación Santana 115 kV, reconfigura uno de los circuitos Oiba - Barbosa 115 kV, en Oiba - Santana 115 kV y Santana - Barbosa 115 kV	2018
Subestación Buena Vista 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Palenque 115 kV	2018
Nueva Subestación Palenque 230/115 kV - 150 MVA. Reconfigura la línea Sogamoso - Guatiguará 230 kV en Sogamoso - Palenque 230 kV y Palenque - Guatiguará 230 kV	2019

Circuito Palenque - Palos 230 kV	2019
Tercer transformador Real Minas 115/34.5 kV - 40 MVA	2019
Reconfiguración Barranca 230 kV (Interruptor y medio)	2019
Reconfiguración Barranca 115 kV (Barra principal + Barra de transferencia)	2019
Tercer y Cuarto transformador 230/115 kV - 90 MVA cada uno en la Subestación Barranca.	2019
Circuito Nueva Granada- San Gil 115 kV	2019
Segundo transformador Palenque 230/115 kV - 150 MVA	2021
Compensación capacitiva en S/E La Granja 34,5 kV - 10 MVar.	2022
Cuarto transformador Palenque 115/34,5 kV - 40 MVA	2025

Fuente de datos: ESSA
 Fuente de tabla: UPME

Adicionalmente se aclara el Operador de Red, con el fin de optimizar la red en función de las necesidades, indicó a la UPME que actualizará el plan de la zona denominada “Sur oriente”, por lo cual en este plan no se tendrán en cuenta las obras relacionadas con esta área.

Supuestos de los análisis:

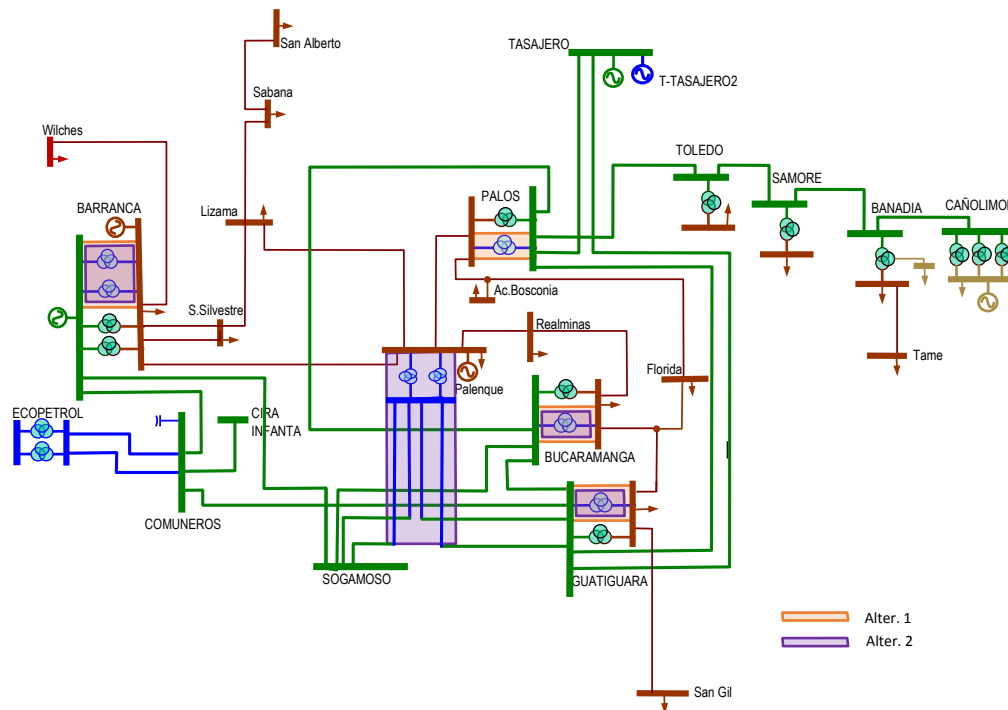
- Escenario alto de la proyección del mes de julio del año 2014.
- Periodos de consumo de demanda máxima.
- Se consideraron en operación las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red.
- Se consideró el escenario crítico para el área, el cual corresponde a mínima generación en el área y demanda máxima.

6.3.3.2 Desempeño del sistema - STN

A continuación se describen las alternativas estudiadas, relacionadas con la expansión a nivel del Sistema de Transmisión Nacional - STN y ampliación de la transformación STN/STR.

- **Alternativa i:** Ampliación capacidad de transformación en las subestaciones Palos 230 kV (segundo transformador), Bucaramanga 230 kV (segundo transformador), Guatiguará 230 kV (segundo transformador) y cambio de la configuración a interruptor y medio de la subestación Barranca, además del aumento de la capacidad de transformación (tercer y cuarto transformador).
- **Alternativa ii:** Nueva subestación Palenque 230/115 kV – 2x150 MVA reconfigurando el doble circuito Sogamoso – Guatiguará 230 kV, en Sogamoso – Palenque 230 kV y Palenque – Guatiguará 230 kV, instalación de un segundo transformador subestaciones Bucaramanga 230/115 kV y Guatiguará 230/115 kV e instalación de tercer y cuarto transformador y reconfiguración a interruptor y medio de la subestación Barranca 230 kV.

Gráfica 6-10 Alternativas expansión STN y nuevos puntos de conexión STN/STR



Fuente de gráfica: UPME

Las alternativas anteriormente expuestas, toman como base toda la expansión a nivel del Sistema de Transmisión Regional -STR y Sistema de Distribución Local -SDL propuestas por el Operador de Red – ESSA.

A continuación se presentan las obras complementarias a nivel de STR propuestas, las cuales se analizan en el numeral 6.3.3.3:

Tabla 6-11 Obras STR complementarias al STN

Obra de Expansión Propuesta	Fecha de Entrada en Operación
Subestación Principal 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Principal hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV.	2018
Subestación Conucos 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Conucos hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV.	2018
Subestación Río Frío 115/34,5 kV - 2x40 MVA. Reconfigurando el circuito Piedecuesta - Florida 115 kV, en Piedecuesta - Río Frío 115 kV y Río Frío - Florida 115 kV	2018
Normalización de T Bucaramanga	2018
Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	2018
Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV	2018
Subestación Buena Vista 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Palenque 115 kV	2018
Reconfiguración Barranca 115 kV (Barra principal + Barra de transferencia)	2019

Fuente de datos: ESSA

Fuente de tabla: UPME

Condición sin proyecto

A continuación se presenta el comportamiento del sistema para todo el horizonte de análisis si no se tiene ninguna obra de expansión ejecutada a nivel del STR, STN y SDL.

Tabla 6-12 Comportamiento del sistema sin expansiones

Estado	2015	2018	2020
--------	------	------	------

C.N.O	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV = 96% TRF Piedecuesta 230 kV = 90%	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV > 103% TRF Piedecuesta 230 kV = 95%	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV > 110% TRF Piedecuesta 230 kV > 102%
N-1 TRF Barranca 230 kV	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV = 96% TRF Piedecuesta 230 kV < 90%	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV = 97% TRF Piedecuesta 230 kV < 90%	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV > 100% TRF Piedecuesta 230 kV = 97%
N-1 TRF Bucaramanga 230 kV	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Piedecuesta 230 kV > 100% Piedecuesta - T Bmanga 115 kV > 125% Bajas tensiones en S/E's en 115 kV	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Piedecuesta 230 kV > 100% Piedecuesta - T Bmanga 115 kV > 130% Bajas tensiones en S/E's en 115 kV	TRF Barranca 230 kV > 110% TRF Piedecuesta 230 kV > 100% Piedecuesta - T Bmanga 115 kV > 135% Bajas tensiones en S/E's en 115 kV
N-1 TRF Piedecuesta 230 kV	TRF Barranca 230 kV > 100% TRF Bmanga 230 kV > 100%	TRF Barranca 230 kV > 110% TRF Bmanga 230 kV > 110%	TRF Barranca 230 kV > 120% TRF Bmanga 230 kV > 115%
N-1 TRF Palos 230 kV	TRF Barranca 230 kV > 130% TRF Bmanga 230 kV > 130% TRF Piedecuesta 230 kV = 110% Piedecuesta -Florida 115 kV > 100% Bmanga-Real Minas 115 kV = 96%	TRF Barranca 230 kV > 140% TRF Bmanga 230 kV > 140% TRF Piedecuesta 230 kV > 110% Piedecuesta -Florida 115 kV > 100% Bmanga-Real Minas 115 kV > 100%	TRF Barranca 230 kV > 140% TRF Bmanga 230 kV > 140% TRF Piedecuesta 230 kV > 110% Piedecuesta -Florida 115 kV > 100% Bmanga-Real Minas 115 kV > 100%
N-1 Bucaramanga - Real de Minas 115 kV	TRF Barranca 230 kV > 120% TRF Palos 230 kV = 88% TRF Bmanga 230 kV = 86% TRF Piedecuesta 230 kV < 90% Palos - Palenque 115 kV = 96%	TRF Barranca 230 kV > 130% TRF Palos 230 kV = 93% TRF Bmanga 230 kV = 96% TRF Piedecuesta 230 kV = 94% Palos - Palenque 115 kV > 100%	TRF Barranca 230 kV > 130% TRF Palos 230 kV = 99% TRF Bmanga 230 kV > 100% TRF Piedecuesta 230 kV > 100% Palos - Palenque 115 kV > 115%
N - 1 Bucaramanga - Florida 115 kV	Bmanga- Real Minas 115 kV > 105%	Bmanga- Real Minas 115 kV > 110%	Bmanga- Real Minas 115 kV > 110%

Fuente de tabla: UPME

Del desempeño del sistema, antes de la entrada del proyecto se puede concluir:

- En condiciones normales de operación, se observa agotamiento de la capacidad de transformación STN/STR en los transformadores Barranca (2015), Bucaramanga (2018) y Piedecuesta (2020), lo anterior se convierte en una condición crítica, teniendo en cuenta que la sub área operativa no cuenta con recursos de generación a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR que pueda mitigar los riesgos de las sobrecargas de estos elementos.
- Para todo el horizonte de análisis se observa que las fallas que corresponden a los transformadores en Palos, Bucaramanga, Piedecuesta y Barranca 230/115 kV, hacen que se generen sobrecargas

inadmisibles en los transformadores de Barranca, Bucaramanga, Piedecuesta y Palos así como en elementos a nivel del Sistema de Transmisión Regional.

- Para todo el horizonte, se observa en general, que ante la falla de los transformadores de conexión STN/STR, los transformadores de conexión que quedan en servicio, presentan altas cargabilidades, pudiendo estar por encima de los límites máximos en contingencia, así como en elementos de la red a 115 kV.
- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para todo el periodo de análisis, se puede indicar que si no se acomete ninguna de obra de expansión en el corto y mediano plazo puede existir riesgo de pérdida de demanda tanto en condición normal de operación como bajo contingencia sencilla de algunos elementos del sistema.

Tal como se indicó en el numeral 6.3.3.2, el operador de red, planteo una serie de obras de expansión para el sistema; no obstante, la Unidad en el marco de sus funciones; adicional a la propuesta realizada por el OR, planteo una alternativa adicional en función de los problemas estudiados, con el fin de implementar la solución más optima; a continuación se presentan los resultados de los análisis realizados para la alternativa estudiada por la Unidad (alternativa i) y la propuesta por el Operador de Red (alternativa ii)

Desempeño de la Alternativa i

Se analizó la incorporación de los segundos transformadores en las subestaciones Bucaramanga 230 kV, Palos 230 kV, Guatiguará 230 kV (Piedecuesta) y el tercer y cuarto transformador en la subestación Barranca 230 kV (incluido el cambio de configuración en Barranca). Se debe indicar que a partir del año 2015, los análisis tuvieron en cuenta la instalación de un tercer transformador 230/115 kV solicitado por el Operador de Red de una manera temporal en Barranca, en tanto se ejecute el cambio de configuración de la subestación Barranca (a Interruptor y medio), la cual está programada para el año 2019 con la adición de dos transformadores nuevos 230/115 kV.

Los datos mostrados a continuación son el resultado de los análisis realizados teniendo en cuenta a su vez las obras complementarias en el STR mostradas en la Tabla 6-11

Tabla 6-13 Comportamiento del sistema con la Alternativa i.

Estado	2018	2020
C.N.O	TRF Barranca 230kV < 90% TRF Palos 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230kV < 90% Piedecuesta- Rio Frio 115 kV > 100% Palenque - Real de Minas 115 kV = 92%	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230kV < 90% TRF Bmanga 230kV < 90% TRF Piedecuesta 230 kV < 90% Piedecuesta- Rio Frio 115 kV > 110% Palenque - Real de Minas 115 kV >100%

N-1 TRF Barranca 230 kV	TRF Barranca 230kV > 120% TRF Palos 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230kV < 90% Bmga - Real 115KV < 90% Piedecuesta - Rio Frio > 100%	TRF Barranca 230kV < 90% TRF Palos 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230kV < 90% Bmga - Real 115KV < 90% Piedecuesta - Rio Frio > 110%
N-1 TRF Bucaramanga 230 kV	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230kV < 90% Palenque - Real de Minas 115 kV > 100% Piedecuesta - Rio Frio 115 kV > 110%	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV = 98% TRF Piedecuesta 230kV < 90% Palenque - Real de Minas 115 kV > 100% Piedecuesta - Rio Frio 115 kV > 110%
N-1 TRF Piedecuesta 230 kV	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230 kV < 90% Palenque - Real 115 kV > 100%	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230 kV = 93% Palenque - Real 115 kV > 100%
N-1 TRF Palos 230 kV	TRF Barranca < 90% TRF Palos 230kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230kV < 90% Piedecuesta- Rio Frio > 100%	TRF Barranca 230kV < 90% TR Palos 230kV < 90% TRF Bmanga 230 kV = 96% TRF Piedecuesta 230 kV < 90% Piedecuesta - Rio 115kV = 100%
N-1 Bucaramanga - Real 115 kV	Palenque- Real 115 kV = 98%	Palenque - Real 115 kV > 100%
N-1 Bucaramanga - Florida 115 kV	Piedecuesta - Rio Frio 115 kV = 110%	Piedecuesta - Rio Frio 115 kV > 120%

Fuente de tabla: UPME

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en la Gráfica 6-13 se puede concluir:

- Con la entrada en servicio del proyecto propuesto, se observa que en condiciones normales de operación, las cargabilidades en los transformadores de conexión STN/STR, están por debajo del 100%, sin embargo se observa que los enlaces Piedecuesta – Rio Frio 115 kV y Palenque – Real de Minas 115 kV, presenta cargabilidades por encima del 100%.
- Si bien, se propone de manera provisional un tercer transformador en la subestación Barranca 230 kV desde el año 2015 hasta la puesta en operación de la nueva subestación Barranca 230 kV, el cual podría ayuda a aliviar la sobrecarga existente en esta subestación, ante la indisponibilidad de alguno de los bancos existentes, se ocasiona sobrecarga de los otros dos transformadores que quedan en servicio. El crecimiento de demanda en esta área esta por encima de la capacidad de demanda que se pueda atender con criterios de calidad y confiabilidad, esto hasta el cambio de configuración de Barranca y adición de los dos transformadores 230/115 kV, lo cual hace que el transformador temporal propuesto no sea una solución integral a la problemática.

- Tal y como se observa en la Tabla 6-13, el enlace Palenque – Real de Minas 115 kV en el año 2018 presenta sobrecarga ante la falla de uno de los bancos de transformación en la subestación Bucaramanga 230 kV y Guatiguará 230 kV y una cargabilidad cercana al 100% ante la falla del circuito Bucaramanga – Real de Minas 115 kV, llegando en el 2020 a estar por encima del 100%.
- Para el año 2018 se puede observar que los problemas de agotamiento de transformación existentes en el sistema de Santander se mitigan con la puesta en operación de los segundos transformadores en las subestaciones Palos 230 kV, Bucaramanga 230 kV y Guatiguará 230 kV, así mismo se observa que la cargabilidad de los bancos existentes en la subestación Barranca 230 kV también disminuye con la puesta en operación del transformador provisional, sin que este último sea una solución estructural.
- Para el año 2020, se puede observar que si bien no se tiene sobrecarga en ninguno de los transformadores de conexión en condición normal de operación, ante contingencia sencilla de algunos elementos del Sistema de Transmisión Nacional - STN los bancos existentes en la subestación Bucaramanga 230 kV quedan con una cargabilidad cercana al 100%.

Desempeño de la Alternativa ii)

Nueva subestación Palenque 230/115 kV – 2x150 MVA reconfigurando del doble circuito Sogamoso – Guatiguará 230 kV, en Sogamoso – Palenque 230 kV y Palenque – Guatiguará 230 kV, instalación segundo transformador subestaciones Bucaramanga 230/115 kV y Guatiguará (Piedecuesta) 230/115 kV e instalación de tercer y cuarto transformador y reconfiguración a interruptor y medio de la subestación Barranca 230 kV.

Al igual que para la alternativa i, se tuvo en cuenta que a partir del año 2015 en la subestación Barranca se encontrará instalado de manera provisional un tercer transformador 230/115 kV el cual es reemplazado a partir del año 2019 cuando entra en operación la nueva subestación Barranca (configuración Interruptor y medio).

Los datos mostrados a continuación son el resultado de los análisis realizados teniendo en cuenta a su vez las obras complementarias en el Sistema de Transmisión Regional presentadas en la Tabla 6-11.

Tabla 6-14 Desempeño del sistema alternativa ii)

	2018	2022
C.N.O	TRF Barranca 230 kV < 90%	TRF Barranca 230 kV < 90%
	TRF Palos 230kV < 90%	TRF Palos 230 kV < 90%
	TRF Bmanga 230 kV < 90%	TRF Palenque 230kV < 90%
	TRF Piedecuesta 230kV < 90%	TRF Bucaramanga 230 kV < 90%
	Piedecuesta- Río Frio 115 kV = 97%	TRF Piedecuesta 230 kV < 90%
	Palenque - Real de Minas 115 kV < 90%	Piedecuesta- Río Frio 115 kV > 105%
		Palenque - Real de Minas 115 kV

		> 120%
N-1 TRF Barranca 230 kV	TRF Barranca 230 kV >110% TRF Palos 230KV < 90% TRF Palenque 230 kV< 90% TRF Bmanga 230kV< 90% TRF Piedecuesta 230kV< 90% Palenque – Real de Minas 115kV: 91.9%	TRF Barranca 230 kV< 90% TRF Palos 230 kV< 90% TRF Palenque 230 kV< 90% TRF Bucaramanga 230kV< 90% TRF Piedecuesta 230 kV< 90% Palenque - Real de Minas 115 kV: 120%
N-1 TRF Bucaramanga 230 kV	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230kV< 90% TRF Palenque 230 kV < 90% TRF Bmanga 230 kV< 90% TRF Piedecuesta 230kV< 90% Palenque - Real de Minas 115 kV>100% Piedecuesta - Rio Frio 115 kV: 98%	TRF Barranca 230 kV< 90% TRF Palos 230 kV< 90% TRF Palenque 230 kV< 90% TRF Bucaramanga 230kV< 90% TRF Piedecuesta 230 kV< 90% Palenque - Real de Minas 115 kV > 105% Piedecuesta - Rio Frio 115 kV > 105%
N-1 TRF Piedecuesta 230 kV	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palos 230 kV< 90% TRF Palenque 230 kV < 90% TRF Bucaramanga 230kV< 90% TRF Piedecuesta 230 kV< 90% Palenque - Real de Minas 115 kV: 94.9%	TRF Barranca 230 kV< 90% TRF Palos 230 kV< 90% TRF Palenque 230 kV< 90% TRF Bucaramanga 230kV< 90% TRF Piedecuesta 230 kV< 90% Palenque - Real de Minas 115 kV> 110%
N-1 TRF Palos 230 kV	TRF Barranca 230kV < 90% TRF Bmanga 230 kV < 90% TRF Palenque 230 kV < 90% TRF Piedecuesta 230 kV< 90% Piedecuesta- Rio Frio : 94%	TRF Barranca 230 kV < 90% TRF Palenque 230 kV < 90% TRF Bucaramanga 230kV< 90% TRF Piedecuesta 230 kV< 90% Piedecuesta - Rio Frio 115 kV>100
N-1 Bucaramanga - Real 115 kV	Palenque - Real de Minas 115 kV < 90%	Palenque - Real de Minas 115 kV > 105%
N-1 Bucaramanga - Florida 115 kV	Piedecuesta - Rio 115 kV < 90%	Piedecuesta - Rio Frio 115 kV < 90%

Fuente de tabla: UPME

De la anterior Tabla se puede concluir:

- De los datos mostrados en la Tabla 6-14, se observa que con la expansión propuesta y en condición normal de operación, los enlaces Piedecuesta – Rio Frio 115 kV y Palenque – Real de Minas 115 kV presentan agotamiento en la capacidad de transporte para el final del horizonte de análisis, no obstante lo anterior esta condición no se da por la entrada del proyecto sino por las condiciones propias a nivel del Sistema de Transmisión Regional -STR.
- Si bien, se propone de manera provisional un tercer transformador en la subestación Barranca 230 kV desde el año 2015 hasta la puesta en operación de la nueva subestación Barranca 230 kV, el

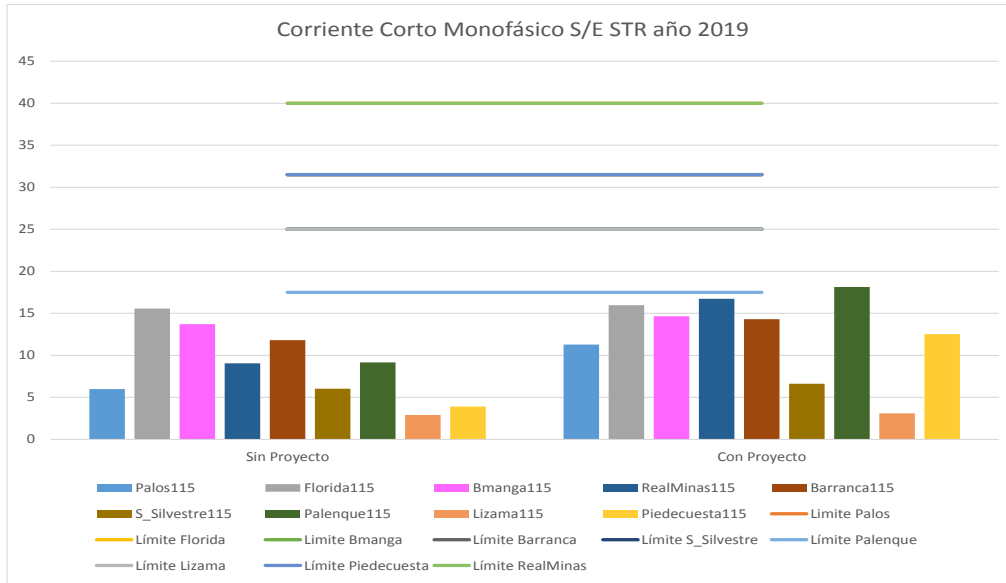
cual podría ayudar a aliviar la sobrecarga existente en esta subestación, ante la indisponibilidad de alguno de los bancos existentes, se ocasiona sobrecarga de los otros dos transformadores que quedan en servicio. El crecimiento de demanda en esta área está por encima de la capacidad de demanda que se pueda atender con criterios de calidad y confiabilidad esto hasta el cambio de configuración de Barranca y adición de los dos transformadores 230/115 kV, lo cual hace que el transformador temporal propuesto no sea una solución integral a la problemática.

- Para todo el horizonte de análisis se elimina el agotamiento de capacidad de transformación en las subestaciones Palos 230 kV, Bucaramanga 230 kV, Guatiguará (Piedecuesta) 230 kV y Barranca 230 kV, haciendo la salvedad de la problemática que se presenta en esta última subestación bajo la contingencia de uno de sus bancos. Tal y como se indicó en el ítem anterior.
- Con las obras propuestas se evidencia que ya no es necesario la ampliación de capacidad de transformación en la subestación Palos 230 kV y en el largo plazo tampoco se evidencia agotamiento en la subestación Bucaramanga 230 kV.
- Esta alternativa, optimiza los flujos al interior del STR, por lo que el nuevo punto de conexión del STN, se ubica en una subestación con alta demanda e importante conectividad.

Análisis de corto circuito:

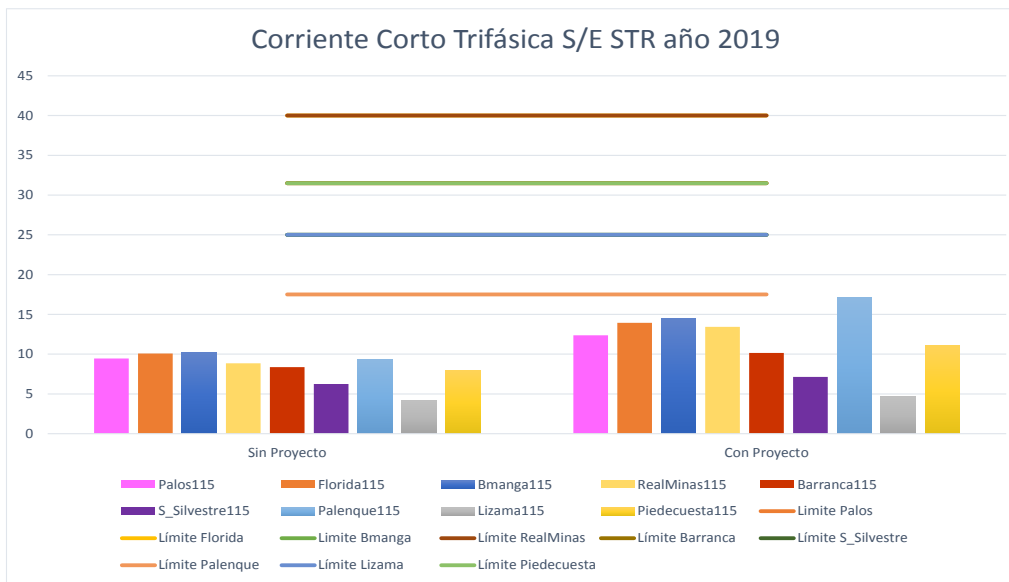
A continuación se presentan los niveles de corto circuito observados con y sin el proyecto de expansión recomendado:

Gráfica 6-11 Nivel de corto circuito Monofásico



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-12 Nivel de corto circuito trifásico



Fuente de gráfica: UPME

- En relación a los niveles de corto monofásico en las subestaciones, se observa un incremento en las subestaciones del área, sin embargo se observa un mayor impacto en el nivel de corto en las subestaciones Palenque, Piedecuesta y Real de Minas 115 kV.
- En relación a los niveles de corto trifásico, se presenta aumentos en todas las subestaciones del área, no obstante lo anterior, el mayor aumento se da en la subestación Palenque 115 kV.
- El Operador de Red, deberá asegurar el cumplimiento de los niveles de corto para cada una de las subestaciones del área.

Conclusiones

- La problemática que presenta el área, es agotamiento de la capacidad de transformación en los puntos de conexión del Sistema de Transmisión Regional - STR con el Sistema de Transmisión Nacional -STN, agotamiento de la red a 115 kV y bajas tensiones.
- Teniendo en cuenta que la problemática se presenta en diferentes niveles de tensión, la solución deberá ser integral y complementaria en todos los niveles (Sistema de Transmisión Nacional -STN, Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Distribución Local - SDL).
- El Operador de Red, realizó la propuesta de instalar un tercer transformador en Barranca 230/115 kV, de manera provisional hasta la entrada en operación de la nueva subestación Barranca (interruptor y medio con 4 transformadores 230/115 kV) con el fin de mitigar las elevadas cargabilidades de estos equipos en condición normal de operación, lo que atenúa la sobrecarga existente en los dos transformadores actuales; sin embargo con esta alternativa temporal planteada, ante la falla de uno de los bancos ubicados en dicha subestación, se ocasiona la sobrecarga en los paralelos, además de reducir la confiabilidad de la demanda asociada al circuito Barranca – San Silvestre 115 kV. Es claro que el crecimiento de demanda en el área esta por encima de la demanda que se puede atender con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad. Esta problemática se elimina con la puesta en operación de la nueva subestación Barranca 230 kV, no obstante la observación anterior, si el Operador de Red no ejecuta ninguna medida, en estado normal de operación estos transformadores presentaran una cargabilidad por encima del 100% en el corto plazo, se recomienda al operador estudiar la posibilidad que el cambio de configuración en la subestación Barranca (220 kV y 115 kV), se ejecute en un menor tiempo, pues esta es la solución integral a la problemática apalanca por los crecimientos importantes de demanda observados.

- En las dos alternativas de expansión analizadas, se muestra la necesidad de instalar el segundo transformador 230/115 kV en la subestación Guatiguará (Piedecuesta), el cual se tuvo en cuenta en los análisis. Se aclara que la Unidad para los presentes análisis no tuvo en cuenta las obras para el área de San Gil, por cuanto según lo manifestado por el Operador de Red, se está redefiniendo la infraestructura en función de las solicitudes de conexión de nuevas generaciones y atención de la demanda.
- Con las obras propuestas en la alternativa **i)**, además de las obras a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR y sistema de Distribución Local - SDL se observa que los problemas existentes de agotamiento de capacidad de transporte de líneas del Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Distribución Local - SDL y el agotamiento en la capacidad de transformación de los transformadores del STN/ STR y STR/SDL se mitigan, sin embargo se podrían agotar en el mediano plazo.
- La alternativa **ii)** presenta un buen desempeño técnico, con la diferencia que no es necesario la instalación de un segundo transformador 230/115 kV en la subestación Palos en el año 2022, además que ninguna de las subestaciones existentes presenta agotamiento en su capacidad transformación y presenta un mejor desempeño en cargabilidad para los elementos del STR.
- Si bien es cierto las dos alternativas estudiadas, presentan un adecuado desempeño, la alternativa **ii)**, optimiza los flujos a nivel del STR, mejora las condiciones de confiabilidad en la zona ante indisponibilidades, por lo cual es la alternativa que presenta un mejor desempeño integral en el mediano y largo plazo.
- Se observa un aumento importante de la demanda en el departamento de Santander, el cual presentará dificultades para el área en tanto no entren en servicio las obras definidas; en este sentido se hace un llamado al Operador de Red, el cual conoce las proyecciones de crecimientos de demanda del área que atiende, desarrollar su infraestructura a nivel del Sistema de Transmisión Regional – STR, en los tiempos adecuados para poder atender su demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica de la alternativa de Uso correspondiente a la nueva subestación 230 kV Palenque, reconfigurando el doble circuito Guatiguará – Sogamoso 230 kV en Guatiguará – Palenque – Sogamoso y cambio de configuración de la subestación Barranca 230 kV.

Beneficios:

- Ahorro por energía no suministrada

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009.

En la Tabla 6-15 se presenta la evaluación económica de las obras requeridas para la expansión del sistema a nivel del STN y transformadores de conexión al STN para la sub área Santander

Tabla 6-15 Evaluación Económica Santander

Cálculo de la relación beneficio/costo	USD Millones
Costo proyecto STN	17,72
Costo obras STR asociadas	33,79
Beneficio Demanda – ENS	3418
Total Beneficio	3418
Relación B/C	63,79

Fuente de tabla: UPME

La alternativa presenta una relación beneficio / costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

Recomendaciones obras a nivel del STN:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

- Nueva subestación Palenque 230 kV, con dos transformadores 230/115 kV – 150 MVA, conectada mediante la reconfiguración de aproximadamente 15 km del doble circuito Sogamoso - Guatiguará 230 kV, en Sogamoso – Palenque 230 kV y el doble circuito Palenque – Guatiguará 230 kV. Entrada en operación noviembre de 2017.
- Instalación segundo transformador 230/115 kV - 150 MVA en las subestaciones Bucaramanga y Guatiguará. Entrada en operación año 2017 (este ultimo dependerá de las obras de expansión adicionales propuestas por OR).
- Reconfiguración subestación Barranca 230 kV a interruptor y medio e instalación de tercer y cuarto transformador 230/115 kV – 90 MVA. Entrada en operación noviembre 2019.

6.3.3.3 Desempeño del sistema STR

A continuación se describen las obras de expansión analizadas, indicando que éstas fueron las recomendadas y solicitadas por el Operador de Red en su último plan de expansión, posteriormente se

describen las obras sugeridas por la UPME para que el operador las analice en su próximo plan de expansión:

Tabla 6-16 Obras del STR solicitadas ESSA

Obra de Expansión	Fecha de Entrada en Operación
Subestación Principal 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Principal hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV.	2018
Subestación Conucos 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Conucos hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV.	2018
Subestación Río Frío 115/34,5 kV - 2x40 MVA. Reconfigurando el circuito Piedecuesta - Florida 115 kV, en Piedecuesta - Río Frío 115 kV y Río Frío - Florida 115 kV	2018
Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	2018
Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV	2018
Subestación Buena Vista 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Palenque 115 kV	2018
Reconfiguración Barranca 115 kV (Barra principal + Barra de transferencia)	2019

Fuente de datos: ESSA

Fuente de tabla: UPME

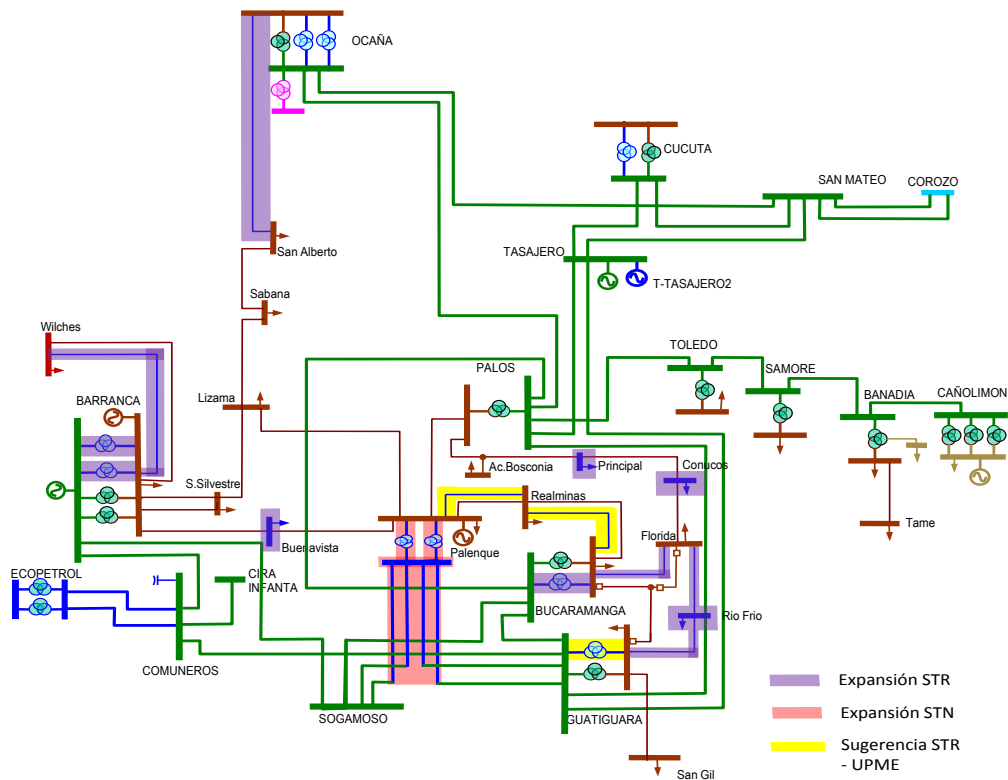
Tabla 6-17 Obras de Expansión propuestas por la UPME a nivel deSTR

Obra de Expansión Sugerida	Fecha de Entrada en Operación
Segundo transformador Guatiguara 230/115 kV	2017
Segundo circuito Bucaramanga - Real de Minas 115 kV	2018
Segundo circuito Palenque - Real de Minas 115 kV o repotenciación del circuito existente	2018

Fuente de tabla: UPME

A continuación se presentan la figura de las obras de expansión recomendadas por el Operador de Red en su plan de expansión, así mismo se muestran las obras del STN ya definidas en el numeral 6.3.3.2 y algunas obras a nivel de STR sugeridas por la Unidad.

Gráfica 6-13 Alternativas de expansión del STR



Fuente de grafica: UPME

Antes de indicar los resultados obtenidos para las alternativas antes mencionadas, vale la pena indicar que éstas, al igual que las obras del Sistema de Transmisión Nacional - STN por si solas no presentan un

adecuado desempeño para el sistema, por lo que se hace necesario la implementación de obras complementarias a nivel de sistema de Distribución Local - SDL las cuales se listan a continuación:

Tabla 6-18 Obras complementarias en el Sistema de Distribución Local - SDL

Obra de Expansión Propuesta	Fecha de Entrada en Operación
Compensación capacitiva en S/E Norte 34,5 kV - 10 MVAR.	2015
Compensación capacitiva en S/E Conucos 13,8 kV - 10 MVAR.	2015
Compensación capacitiva en S/E Sur 34,5 kV - 10 MVAR.	2015
Nueva Compensación capacitiva en S/E Chicamocha 34,5 kV - 10 MVAR.	2015
Repotenciación de los circuitos Florida - Conucos 34,5 y Bucaramanga - Conucos 34,5 kV	2015
Compensación capacitiva en Subestación Sabana de Torres 34,5 kV - 10 MVAR.	2015
Compensación capacitiva en S/E San Alberto 34,5 kV - 10 MVAR.	2015
Tercer transformador 115/34.5 kV - 40 MVA Subestación Barranca	2015
Compensación capacitiva en Subestación Garcia Rovira 34,5 kV - 10 Mvar.	2015
Segundo transformador Palos 115/34,5 kV - 40 MVA.	2015
Nuevo Circuito Palos - Principal 34,5	2015
Subestación Piedecuesta 34,5 kV con transformador 115/34,5 kV - 40 MVA	2016
Reconfiguración del circuito existente Florida - Chicamocha 34,5 kV, en Florida - Piedecuesta 34,5 kV y Piedecuesta - Chicamocha 34,5 kV	2016
Circuito Piedecuesta - La Granja 34,5 kV	2016
Compensación capacitiva en S/E B/manga 34,5 kV - 10 MVAR.	2018
Subestación Puerto Wilches 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA	2018
Segundo Transformador 115/34,5 kV - 20 MVA en la Subestación Sabana de Torres	2018
Tercer transformador Real Minas 115/34.5 kV - 40 MVA	2019

Condición sin proyecto

A continuación se presentan los aspectos más relevantes del desempeño del sistema, sin los proyectos de expansión a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Distribución Local -SDL.

- Para todo el horizonte de análisis se observa agotamiento en la capacidad de transporte del circuito Bucaramanga – Real de Minas 115 kV, condición que se presenta ante la falla del enlace Bucaramanga – Florida 115 kV.
- A partir del año 2017 ante la salida del transformador de Palos 230/115 kV se presenta sobrecarga del enlace Bucaramanga – Real de Minas 115 kV y Piedecuesta – Florida 115 kV
- Ante la salida del enlace Bucaramanga – Real de Minas 115 kV se observa agotamiento en la capacidad de transporte del circuito Palos – Palenque 115 kV.
- Se observa que ante la falla del transformador de Bucaramanga 230/115 kV se presentan violaciones en los perfiles de tensión en varias subestaciones a nivel de 115 kV.
- Ante la indisponibilidad del circuito Sabana de Torres – San Alberto 115 kV, Lizama – Sabana de Torres 115 kV o Barranca – Puerto Wilches 115 kV, se presenta desatención del 100% de la demandas asociadas a las subestaciones San Alberto, Sabana de Torres y Puerto Wilches, respectivamente; lo anterior dado que estas subestaciones hoy en día son una radialidad en el sistema.
- Agotamiento en los transformadores STR/SDL y redes a nivel del Sistema de Distribución Local -SDL
- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para todo el periodo de análisis se puede indicar que si no se acomete ninguna de obra de expansión en el corto y mediano plazo puede existir riesgo de

pérdida de demanda tanto en condición normal de operación como bajo contingencia sencilla de algunos elementos del sistema.

Desempeño del sistema con obras de expansión

Tomando como base las obras a nivel del Sistema de Transmisión Nacional - STN (numeral 6.3.3.2), las obras del Sistema de Transmisión Regional - STR (Tabla 6-16 y Tabla 6-17) y obras del Sistema de Distribución Local - SDL, a continuación se presentan los aspectos más importantes del desempeño del sistema:

- Las obras propuestas a nivel del Sistema de Distribución Local - SDL, que se ejecutaran antes de las obras del Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Transmisión Nacional - STN son fundamentales para el buen desempeño del sistema; si bien, las mismas por si solas no eliminan la problemática, ayudan a mejorar las condiciones y son la base para que las obras a nivel del STR y STN presenten un desempeño adecuado.
- Independiente de la ejecución de las obras a nivel del Sistema de Transmisión Nacional - STN y Sistema de Transmisión Regional - STR, se observar tanto en condición normal de operación como bajo contingencia simple de algunos elementos del STN y STR los enlaces Piedecuesta – Río Frío 115 kV y Palenque – Real de Minas 115 kV presentan agotamiento en la capacidad de transporte. Lo anterior para el final del horizonte de análisis, por lo cual se recomendó las revisión por parte del Operador de Red, de la obra correspondiente al segundo circuito Palenque – Real de Minas 115 kV, dispuesta en la Tabla 6-17.
- Con la implementación de las Subestaciones Principal 115/13.2 kV y Conucos 115/34.5 kV, se observa una reducción en la cargabilidad de las líneas a 34.5 kV y transformadores 115/13.2 kV; lo anterior asociado entre otros, al traslado de carga que se realiza desde subestaciones existentes hacia las nuevas subestaciones.
- Al llevar a cabo la normalización de la T de Bucaramanga a través de la nueva subestación Río Frío 115/34,5 kV, la cual reconfigura el circuito Piedecuesta - Florida 115 kV, en Piedecuesta - Río Frío 115 kV y Río Frío - Florida 115 kV, se presenta un buen comportamiento del sistema en cuanto a cargabilidad y tensiones.
- Con la entrada en operación del segundo circuito Barranca – Puerto Wilches 115 kV y San Alberto - Ocaña 115 kV, se eliminan las radialidades existentes en las subestaciones Puerto Wilches, Sabana de Torres 115 kV y San Alberto 115 kV.
- La subestación Buenavista 115/34.5 kV, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Palenque 115 kV, se eliminan las sobrecargas que se presentan en líneas de 34.5 kV ante contingencias sencillas, así mismo se

elimina la dependencia que tiene el área desde la subestación Barranca 115 kV, la cual también presenta un agotamiento en la capacidad de transformación.

Conclusiones

- Respecto al agotamiento de transporte del enlace Palenque – Real de Minas 115 kV, la UPME solicita al Operador de Red - OR estudiar la repotenciación del mismo o la instalación del segundo circuito paralelo al existente.
- Si bien el corredor Piedecuesta – Río Frio - Florida 115 kV es una nueva obra de expansión propuesta por el Operador de Red - OR, se presentaron diferentes capacidades para los tramos Piedecuesta – Río Frio 115 kV y Río Frio – Florida 115 kV, lo que hace que para algunas contingencias, el tramo comprendido entre las subestaciones Piedecuesta - Río Frio 115 kV se sobrecargue; es por lo anterior que la Unidad solicita al OR instalar la totalidad del corredor (Piedecuesta – Río Frio 115 kV y Río Frio – Florida 115 kV) con la misma capacidad de transporte (la más alta propuesta), o que se estudien medidas que puedan mitigar dicha condición.
- Dado que tal y como se indicó, todas las obras de expansión a nivel de Sistema de Transmisión Regional - STR entrarán en operación en el año 2018, por lo cual se puede concluir que la problemática existente en 115 kV se mitigan con la puesta en servicio en conjunto de las obras analizadas y definidas en el presente plan. Resaltando que las mismas son adecuadas para el sistema siempre y cuando se acometan también las obras del STR y SDL indicadas.
- Tal y como se indicó en las conclusiones de los análisis realizados para el Sistema de Transmisión Nacional - STN, las obras presentan una relación beneficio/costo superior a 1 siempre y cuando sean ejecutadas también las obras a nivel de STN y SDL.

Recomendaciones:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Regional– STR, las cuales se conceptuaron al Operador de Red, por ser viables técnica y económicamente:

- Subestación Principal 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Principal hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV. Año de entrada en operación año 2018.
- Subestación Conucos 115/13,2 kV - 2x 60 MVA y línea doble circuito 115 kV desde la S/E Conucos hasta la apertura de un circuito Palos - Florida 115 kV. Año de entrada en operación año 2018.
- Subestación Río Frío 115/34,5 kV - 2x40 MVA. Reconfigurando el circuito Piedecuesta - Florida 115 kV, en Piedecuesta - Río Frío 115 kV y Río Frío - Florida 115 kV. Año de entrada en operación año 2018.

- Línea Ocaña - San Alberto 115 kV. Año de entrada en operación año 2018 (en proceso de concepto).
- Normalización de la T Bucaramanga. Año de entrada en operación 2018.
- Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV. Año de entrada en operación año 2018.
- Subestación Buena Vista 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Palenque 115 kV. Año de entrada en operación 2018.
- Reconfiguración Barranca 115 kV (Barra principal + Barra de transferencia). Año de entrada en operación año 2019.

6.3.3.4 Metodología cambio de configuración ¹⁷

Como resultado del evento del 26 de abril del año 2007, donde la salida de la subestación Torca 230 kV ocasionó el colapso de todo el Sistema Interconectado Nacional, y derivado de los trabajos desarrollados por la UPME con los Transmisores del país, la Unidad definió a través de su Plan de Expansión 2010 – 2024 un listado de subestaciones del STN, las cuales podrían estar sujetas a un cambio de configuración en su barraje. En este mismo sentido, el Plan de Expansión de Transmisión 2012 – 2025 presentó la metodología de evaluación del impacto de salida de subestaciones, con el objetivo de establecer cuáles de las subestaciones definidas previamente, podrían ser susceptibles a una reconfiguración.

Durante el transcurso de los años 2012 y 2013, en el marco de las reuniones mensuales del Grupo Técnico y Regulatorio del CAPT, la UPME junto con el CND y el mismo Comité, han trabajado en el fortalecimiento de la misma, implementando criterios de seguridad y confiabilidad.

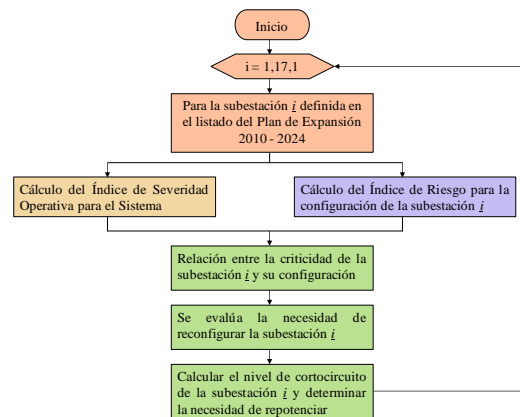
A continuación se presenta la metodología, los supuestos considerados y su aplicación en el Sistema Interconectado Nacional – SIN. Finalmente se presenta las conclusiones y el trabajo futuro a desarrollar.

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 6-14 presenta la metodología.

¹⁷ Impact assessment of substation contingencies in power systems, Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES

Gráfica 6-14 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)

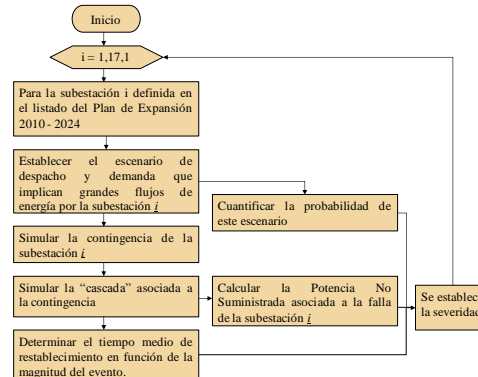
En primera instancia se establece para cada periodo de demanda, el escenario operativo en el cual la subestación redistribuye grandes flujos de energía. Se entenderá como grandes flujos de energía aquellos que son superiores al máximo flujo que es capaz de redistribuir la subestación, sin generar eventos 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 Estocástica¹⁸), sin considerar los índices de

¹⁸ 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.

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. Gráfica 6-15 presenta la metodología de cálculo del Índice de Severidad Operativo.

Gráfica 6-15 Metodología de Cálculo de índice de severidad operativo (ISO)



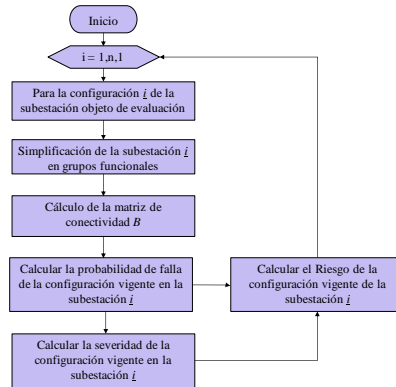
Fuente Gráfica: UPME

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 6-16.

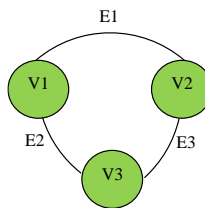
Gráfica 6-16 Metodología del cálculo del Índice de Riesgo Configuración (IRCS).



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 6-17 se puede observar un grafo sencillo.

Gráfica 6-17 Grafo de tres vértices y tres arcos.



Fuente Gráfica: UPME

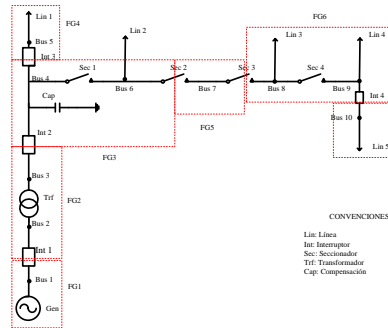
Entonces,

$$G = \{V, E\} \tag{1}$$

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

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 6-18 Descomposición de un sistema de distribución radial en grupos funcionales.

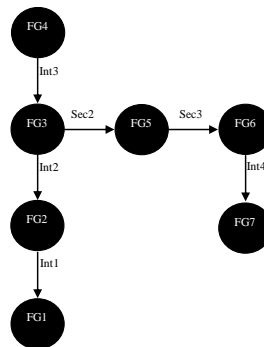


Fuente Gráfica: UPME

En la Gráfica 6-18 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 6-18, 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 6-19. Observemos que los vértices son los grupos funcionales y los arcos son los interruptores y seccionadores.

Gráfica 6-19 Diagrama de grafos simplificado.



Fuente Gráfica: UPME

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

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

$$[FG_1, FG_2, FG_3, FG_4, FG_5, FG_6, FG_7], [(FG_1, FG_2), (FG_2, FG_3), (FG_3, FG_4), (FG_3, FG_5), (FG_5, FG_6), (FG_6, FG_7)]$$

Para la Gráfica 6-19 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:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{34} \\ P_{35} \\ P_{56} \\ P_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_d^{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & P_d^{2,3} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & P_d^{3,4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & P_d^{3,5} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & P_d^{5,6} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & P_d^{6,7} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1100000 \\ 0110000 \\ 0011000 \\ 0010100 \\ 0000110 \\ 0000011 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{FG_1} \\ P_{FG_2} \\ P_{FG_3} \\ P_{FG_4} \\ P_{FG_5} \\ P_{FG_6} \\ P_{FG_7} \end{bmatrix} = DxBxPPFG$$

(4)

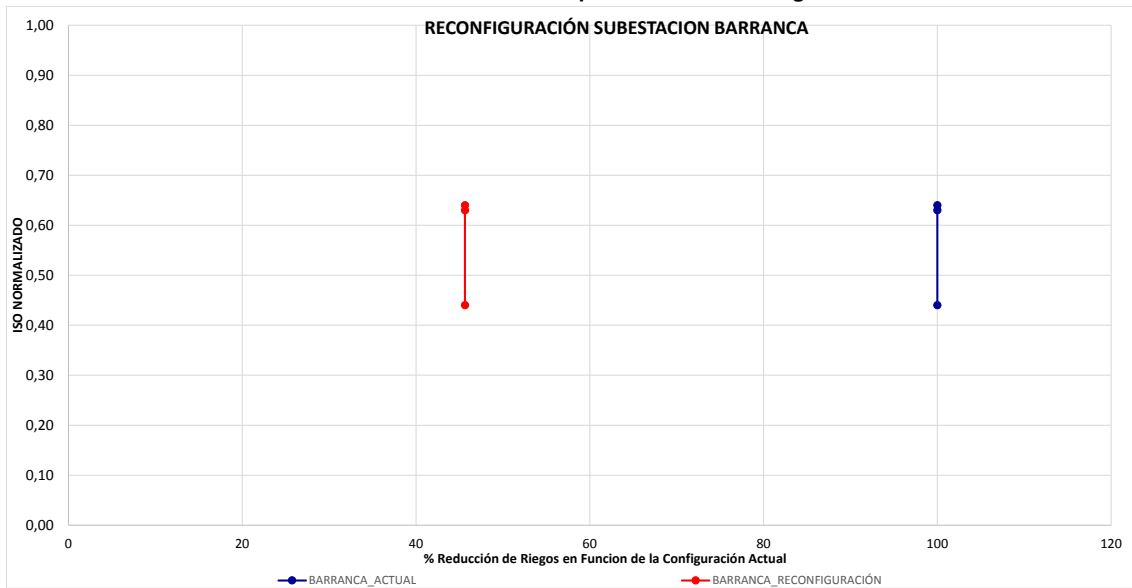
Teniendo en cuenta todo lo anterior, a continuación se explica detalladamente la metodología propuesta para el cálculo del índice de Riesgo de la Configuración.

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 Barranca

Una vez aplicado la metodología al cambio de configuración de la subestación Barranca, a continuación se presentan los resultados en mejora de la confiabilidad de esta subestación, en relación a la condición actual.

Gráfica 6-20 Cambio de índice para cambio de configuración



Fuente Gráfica: UPME
 Fuente Datos: UPME – XM

Como se observa en la gráfica anterior, el cambio de configuración además de permitir la ampliación de la transformación en la subestación Barranca 230 kV, mejora la confiabilidad de la misma, aproximadamente en un 65%, lo cual hace que esta subestación reconfigurada (interruptor y medio) tenga menos probabilidad de falla frente a la subestación actual (anillo); así mismo, tal como se mencionó antes en este documento permite la conexión de dos transformadores adicionales 230/115 kV que son necesarios para atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

6.3.4 Análisis de la sub área Nordeste – Boyacá

6.3.4.1 Antecedentes:

- El OR presentó el plan de expansión 2013 - 2022 donde incluyó obras relacionadas con el Sistema de Transmisión Nacional - STN y Sistema de Transmisión Regional -STR.
- El operador de Red, reporta un alto crecimiento de la demanda en el área, principalmente en la subestaciones del Sistema de Transmisión Regional - STR Chiquinquirá y Guateque.
- Actualmente en el área se presenta problemas de:
 - Agotamiento en la capacidad de transformación en la subestación Paipa 230/115 kV, ante contingencia del transformador Paipa 230/115 – 180 MVA, se producen cargabilidades por encima del 100% en los bancos que quedan en servicio.
 - Sin generación al interior de la sub – área se presentan bajos niveles de tensión en las subestaciones del Sistema Transmisión Regional - STR.
 - Cargabilidad por encima del 100% en la línea Paipa – Higueras 115 kV ante pérdida del enlace Paipa – San Antonio 115 kV.
 - Atención radial de la demanda asociada a las subestaciones a 115 kV Boavita, Barbosa y Cimitarra, éstas son atendidas desde la subestación Paipa y la contingencia sencilla de alguno de los enlaces ocasiona desatención de demanda.
- En el plan entregado por EBSA, se presentaron las siguientes obras relacionadas con el STN y STR:

Tabla 6-19 Obras de expansión presentadas por EBSA

OBRA	AÑO ENTRADA
Conexión Sochagota 230/115 kV	2014
Conexión Chivor 230/115 kV	2015
Cambio de transformador en Guavio 230/115 kV	2015
Nueva subestación Donato 230 kV	2015
Nueva subestación Tunjita 115 kV	2014
Segundo circuito San Antonio - Boavita 115 kV	2015

Nueva subestación EL Huche 115/34.5 kV	2015
Nueva subestación Otanche 115/34.5 kV	2015
Nueva subestación Alto Ricaurte 115/34.5 kV	2015
Nueva subestación Jenesano 115/34.5 kV	2015
Circuito Diaco - Donato 115 kV	2015
Segundo transformador 115/34.5 kV en la subestación Puerto Boyacá	2014
Segundo transformador 115/34.5 kV en la subestación Higueras	2015
Cambio de CTs en líneas de 115 kV	2015
Nueva subestación Donato 500 kV	2018
Circuito Puerto Nare - Palagua 115 kV	2017
Normalización en el STR de los usuarios industriales	2017
Segundo transformador 115/34.5 kV en la subestación Ramada	2018
Segundo circuito Paipa - Barbosa 115 kV	2018
Segundo circuito Otanche - Chiquinquirá 115 kV	2018
Repotenciación de la línea Paipa - Sochagota 115 kV	2018
Segundo transformador Sochagota 230/115 kV	2022
Segundo circuito Higueras - Sochagota 115 kV	2022

Fuente de datos: EBSA
 Fuente de tabla: UPME

Supuestos:

- Escenario alto de la proyección de demanda de la UPME, revisión julio de 2014.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Se consideró el transformador de Chivor 230/115 kV – 150 MVA
- Se consideraron las condiciones operativas del sistema, en relación a los enlaces.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área.

115 kV y Sochagota – San Antonio 115 kV y Paipa – Higueras 115 kV en Paipa – Sochagota 115 kV y Sochagota – Higueras 115 kV .

A continuación se presentan los resultados de los análisis.

Condición sin proyecto

Tabla 6-20 Desempeño del sistema sin proyecto

CONDICIÓN DEL SISTEMA (Mínima generación en el STR)	2015	2017	2019
C.N.O.	SE's Yopalosa y P. de Ariporo 115 kV <90% Boavita 115 kV = 94%	SE Yopalosa y P. de Ariporo 115 kV <90% SE Guateque 115 kV < 90%	SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% SE Yopalosa y P. de Ariporo 115 kV <90% SE Guateque 115 kV < 90%
N-1 TRF Paipa	TRF's Paipa 230/115 kV - 90 MVA > 110% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Boavita y Chiquinquirá = 90%	TRF's Paipa 230/115 kV - 90 MVA > 120% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%	TRF's Paipa 230/115 kV - 90 MVA > 150% SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% SE Yopalosa y P. de Ariporo 115 kV <90% SE Guateque 115 kV < 90%
N-1 Paipa - San Antonio 115 kV	Paipa - Duitama 115 kV > 100% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Tensiones a límite en el área industrial	Paipa - Duitama 115 kV > 100% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% Tensiones a límite en el área industrial	Paipa - Duitama 115 kV > 110% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%
N-1 Paipa - Duitama 115 kV	Higueras 115 kV= 90% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Tensiones a límite en el área industrial	Higueras 115 kV= 90% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% Paipa - Bavaria > 100% Tensiones a límite en el área industrial	SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% SE's Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% Paipa - Bavaria > 100% Paipa - San Antonio 115 kV > 100% Tensiones a límite en el área industrial
N-1 Paipa - Sochagota 230 kV Modo Común	Se pierde toda la demanda del área de Boyacá (DNA)	Se pierde toda la demanda del área de Boyacá (DNA)	Se pierde toda la demanda del área de Boyacá (DNA)

Fuente de tabla: UPME

Del desempeño del sistema, antes de la entrada del proyecto se puede concluir:

- En condiciones normales de operación los elementos asociados a la sub – área Boyacá presentan un adecuado perfil de tensiones, sin embargo las subestaciones en Casanare pueden presentar violaciones de tensión.
- La contingencia del transformador de Paipa 230/115 kV – 180 MVA ocasiona cargabilidades por encima del 100% en los bancos que quedan en operación, lo cual ocasiona bajos niveles de tensión en el STR del área, lo que hace necesario mantener generaciones de seguridad en la sub área operativa.
- La pérdida del enlace Paipa – San Antonio 115 kV ocasiona que la línea Paipa – Higuera 115 kV llegue al 100% de su cargabilidad.
- Bajo la falla del circuito Paipa – Sochagota 230 kV (modo común) se presenta demanda no atendida en las sub – área Boyacá, lo cual evidencia la dependencia del área de este enlace.
- Para la sub – área Casanare se observan tensiones por debajo de 0.9 p.u. en las subestaciones a 115 kV Yopalosa y Paz de Ariporo, en condiciones normales de operación por lo cual se hace necesario tener generación de seguridad en la sub área.

Desempeño de la alternativa i). nueva subestación Donato 230/115 kV más reconfiguración del doble circuito Chivor – Sochagota 230 kV en Chivor – Donato 230 kV y Donato – Sochagota 230 kV.

Tabla 6-21 Desempeño del sistema alterantiva i)

CONDICIÓN DEL SISTEMA (Mínima generación en el STR)	2017	2019	2022
C.N.O.	TRF's Paipa < 25% TRF Sochagota < 30% TRF Donato < 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Cimitarra y Chiquinchirá 115 kV > 93%	TRF's Paipa > 25% TRF Sochagota > 30% TRF Donato > 45% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Chiquinchirá 115 kV = 92% Cimitarra 115 kV = 90%	TRF's Paipa < 30% TRF Sochagota > 30% TRF Donato > 50% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Chiquinchirá 115 kV = 90% Cimitarra 115 kV < 90%
N-1 TRF Paipa	TRF's Paipa > 30% TRF Sochagota > 35% TRF Donato > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Cimitarra y Chiquinchirá 115 kV > 93%	TRF's Paipa > 35% TRF Sochagota > 35% TRF Donato > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Chiquinchirá 115 kV = 92% Cimitarra 115 kV = 90%	TRF's Paipa > 40% TRF Sochagota > 40% TRF Donato > 50% SE's Yopalosa y P. de Ariporo <90% Chiquinchirá 115 kV = 90% Cimitarra 115 kV < 90%

N-1 Sochagota - Higueras 115 kV	San Antonio - Sochagota 115 kV > 95% Paipa - Bavaria > 100% Higueras 115 kV < 90%	San Antonio - Sochagota 115 kV > 100% Paipa - Bavaria > 100% Higueras 115 kV < 90%	San Antonio - Sochagota 115 kV > 110% Paipa - Bavaria > 115% Higueras 115 kV < 90%
N-1 San Antonio - Sochagota 115 kV	Sochagota - Duitama 115 kV > 100% Paipa - Bavaria 115 kV > 100% Zona industria = 92%	Sochagota - Duitama 115 kV > 110% Paipa - Bavaria 115 kV > 110% Zona industria < 90%	Sochagota - Duitama 115 kV > 120% Paipa - Bavaria 115 kV > 115% Zona industria < 90%
N-1 Paipa - Sochagota 230 kV Modo Común	TRF's Paipa < 30% TRF's Sochagota > 25% TRF Donato > 30% SE's Yopalosa y P. de Ariporo < 90% No hay pérdida de la demanda	TRF's Paipa > 30% TRF's Sochagota > 25% TRF Donato > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo < 90% No hay pérdida de la demanda	TRF's Paipa > 35% TRF's Sochagota > 25% TRF Donato > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo < 90% No hay pérdida de la demanda

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa i) se puede concluir:

- En condiciones normales de operación se observa un aumento en los niveles de tensión en la subestaciones del Sistema de Transmisión Regional como Chiquinquirá, Cimitarra y Barbosa 115 kV.
- Ante la pérdida del transformador de Paipa 230/115 kV – 180 MVA, las cargabilidades de los transformadores que quedan en operación en la subestación Paipa disminuyen considerablemente.
- La contingencia de la línea Sochagota - San Antonio 115 kV ocasiona cargabilidades por encima del 100% en la línea Sochagota – Higueras 115 kV y viceversa. Lo anterior, no es atribuible a la entrada de la subestación Donato 230 kV, sin embargo tampoco es solucionado por la entrada del proyecto.
- Con la entrada de la subestación Donato 230 kV y ante la pérdida del enlace Paipa – Sochagota 230 kV, se puede atender la demanda de la sub – área Boyacá y Casanare, sin que haya racionamiento por cargabilidades en los elementos asociados.
- Esta alternativa, no soluciona los problemas de bajas tensiones en la zona industrial, ni tampoco las cargabilidades de elementos a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR, por lo cual es una solución parcial de la problemática.

Desempeño de la alternativa ii). Nueva subestación San Antonio 230/115 kV más dos líneas de aproximadamente 28 km a la subestación Sochagota 230 kV.

Tabla 6-22 Desempeño del sistema alternativa ii)

CONDICIÓN DEL SISTEMA (Mínima generación en el STR)	2017	2019	2022
C.N.O.	TRF's Paipa < 25% TRF Sochagota < 30% TRF San Antonio < 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo = 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV = 90%	TRF's Paipa > 30% TRF Sochagota > 30% TRF San Antonio > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo = 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%	TRF's Paipa > 40% TRF Sochagota > 30% TRF San Antonio > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo < 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%
N-1 TRF Paipa	TRF's Paipa < 40% TRF Sochagota < 45% TRF San Antonio < 50% SE's Yopalosa y P. de Ariporo = 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%	TRF's Paipa > 45% TRF Sochagota > 50% TRF San Antonio < 50% SE's Yopalosa y P. de Ariporo = 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%	TRF's Paipa > 50% TRF Sochagota > 55% TRF San Antonio < 50% SE's Yopalosa y P. de Ariporo < 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90%
N-1 Sochagota - Higuera 115 kV	San Antonio - Sochagota 115 kV < 45% Paipa - Bavaria < 50% Higuera 115 kV = 95% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV = 90%	San Antonio - Sochagota 115 kV < 50% Paipa - Bavaria < 50% Higuera 115 kV = 94%	San Antonio - Sochagota 115 kV < 50% Paipa - Bavaria < 50% Higuera 115 kV = 93%
N-1 San Antonio - Sochagota 115 kV	Sochagota - Duitama 115 kV < 55% Paipa - Bavaria 115 kV < 50% Zona industria = 96%	Sochagota - Duitama 115 kV < 60% Paipa - Bavaria 115 kV < 55% Zona industria = 96%	Sochagota - Duitama 115 kV < 60% Paipa - Bavaria 115 kV < 55% Zona industria = 95%
N-1 Paipa - Sochagota 230 kV Modo Común	TRF's Paipa < 40% TRF's Sochagota < 30% TRF San Antonio < 35% SE's Yopalosa y P. de Ariporo = 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV = 90% No hay pérdida de la demanda	TRF's Paipa > 40% TRF's Sochagota > 30% TRF San Antonio > 35% SE's Yopalosa y P. de Ariporo = 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% No hay pérdida de la demanda	TRF's Paipa > 40% TRF's Sochagota > 30% TRF San Antonio > 40% SE's Yopalosa y P. de Ariporo < 90% Cimitarra y Chiquinquirá 115 kV < 90% No hay pérdida de la demanda

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa ii) se puede concluir:

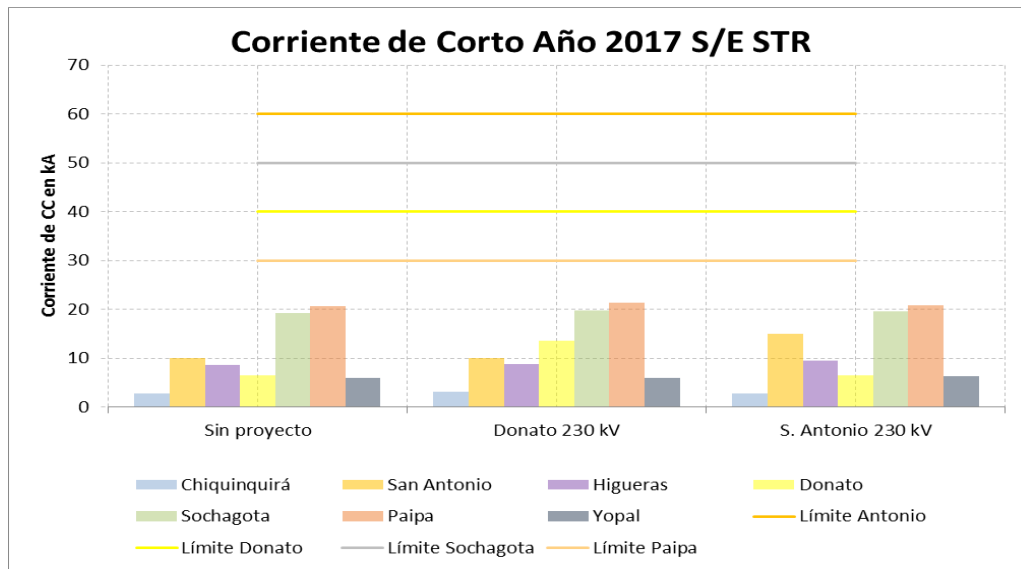
- En condiciones normales de operación se observa un aumento en las tensiones de las subestaciones a 115 kV de la zona industrial de Boyacá.

- Se observa una disminución en la cargabilidades de los transformadores de Paipa 230/115 kV – 90 MVA ante la falla del transformador Paipa 230/115 kV – 180 MVA, en el horizonte de análisis.
- Con la entrada de la subestación San Antonio 230 kV y ante la pérdida de los enlaces a 115 kV Sochagota – San Antonio y Sochagota – Higueras no se observan cargabilidades mayores al 100% en la línea que queda en operación.
- Se eliminan las sobrecargas de los elementos a nivel del STR

Análisis de corto circuito:

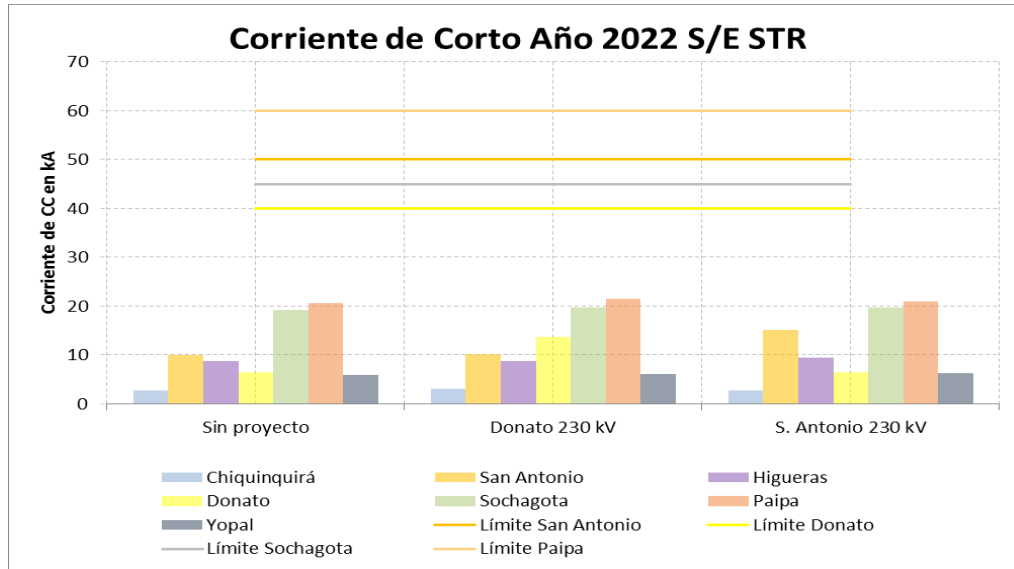
A continuación se presenta la gráfica de los niveles de corto, con las dos alternativas estudiadas para las subestaciones del área

Gráfica 6-22 Nivel de corto 2017



Fuente de Gráfica: UPME

Gráfica 6-23 Nivel de corto 2022



Fuente de Gráfica: UPME

Con la conexión de cualquiera de las dos alternativas a 230 kV, los niveles de cortocircuito de las subestaciones no presentan cambios considerables, a excepción del nivel de corto para la subestación San Antonio 115 kV, con el nuevo punto en 230 kV en esta subestación; que produce un aumento del nivel de corto en aproximadamente 5 KA, sin embargo esta valor está por debajo de los niveles de corto reportados para los equipos de esta subestación.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica

Beneficios:

- Energía no suministrada
- Ahorro restricciones

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009.

En la Tabla 6-23 se presenta la evaluación económica de las obras requeridas para el STN

Tabla 6-23 Evaluación económica expansión Boyacá (San Antonio)

Cálculo relación B/C	USD Millones
Costo proyecto STN	13,75
Costo proyecto STR	11,72
Total Beneficio	607
Relación B/C	23,86

Fuente de Tabla: UPME

La alternativa ii) presenta una relación beneficio / costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

Conclusiones:

- La entrada del transformador Sochagota 230/115 kV – 180 MVA mitiga la restricción que se presenta ante la contingencia del transformador de Paipa 230/15 kV – 180 MVA.
- La entrada del transformador de Sochagota 230/115 kV reconfigura las líneas Paipa – San Antonio 115 kV en Paipa – Sochagota 115 kV y Sochagota - Higueras 115 kV y Paipa – Higueras 115 kV en Paipa – Sochagota 115 kV y Sochagota - Higueras 115 kV. Cabe anotar que con ésta reconfiguración, la pérdida del enlace Sochagota – Higueras 115 kV ocasiona cargabilidades por encima del 100% en la línea Sochagota – San Antonio 115 kV y viceversa, no obstante esta situación no es atribuible a la conexión del transformador de Sochagota.
- Con la alternativa i) y ii) se observa una disminución en la generación de Paipa y ante la falla en el transformador de Paipa 230/115 kV – 180 MVA, los bancos que quedan en paralelo presentan cargabilidades aceptables.
- Con la entrada de la subestación Donato 230 kV se observa un aumento en las tensiones de las subestaciones de la zona occidente de Boyacá, sin embargo se siguen presentado bajas tensiones en la zona industrial.
- La entrada de la subestación San Antonio 230/115 KV (alternativa ii) ocasiona un aumento en las tensiones de la zona industrial y un leve aumento en las tensiones de la sub – área Casanare, así mismo elimina las cargabilidades asociadas a los enlaces Sochagota – San Antonio 115 kV y Sochagota – Higeras 115 kV, ante condiciones de falla.

- El nuevo punto de inyección a 230 kV en la sub – área Boyacá brinda confiabilidad al sistema y elimina la generación de seguridad necesaria para soportar las contingencias de los transformadores de conexión y líneas del STR.
- La alternativa correspondiente a un nuevo punto de conexión en San Antonio presenta una relación beneficio/costo superior a 1.

Recomendaciones:

Para la sub – área Boyacá se recomiendan las siguientes obras de expansión nivel de STN:

- Transformador en Sochagota 230/115 kV – 180 MVA más reconfiguración de las líneas Paipa – San Antonio 115 kV en Paipa – Sochagota 115 kV y Sochagota - Higuera 115 kV y Paipa – Higuera 115 kV en Paipa – Sochagota 115 kV y Sochagota - Higuera 115 kV (diciembre de 2016).
- Nueva subestación San Antonio 230/115 kV – 300 MVA (dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA C/U) más dos líneas San Antonio – Sochagota 230 kV de aproximadamente 28 kilómetros. Entrada en operación de las obras para junio de 2018.

6.3.4.3 Desempeño del Sistema de Transmisión Regional

A continuación se describen las obras analizadas para el Sistema de Transmisión Regional - STR, en relación a las obras presentadas por el Operador de Red, los cuales son independientes entre si.

Proyecto 1: Subestación El Huche 115 kV, la cual reconfigura la línea San Antonio – Boavita 115 kV en San Antonio – El Huche y El Huche – Boavita.

Proyecto 2: Subestación Alto Ricaurte 115 kV, la cual reconfigura la línea Donato – Chiquinquirá 115 kV en Donato – Alto Ricaurte y Alto Ricaurte – Chiquinquirá.

Proyecto 3: Subestación Jenesano 115 kV más la línea Donato – Jenesano 115 kV y Jenesano – Guateque 115 kV.

A continuación se muestra el diagrama unifilar con los proyectos presentados por el Operador de Red - EBSA

El desempeño de cada una de estas zonas antes de la entrada de los proyectos planteados se presenta a continuación:

Con relación a la zona industrial:

- Ante contingencia de la línea Paipa – San Antonio 115 kV se presentan cargabilidades por encima del 100% en la línea Paipa – Higueras 115 kV.
- Bajo la falla de la línea San Antonio – Boavita 115 kV se presenta desatención de demanda en la subestación Boavita 115 kV.

Con relación a la zona occidente:

- Ante contingencias sencillas se presentan bajas tensiones en las subestaciones a 115 kV Chiquinquirá y Cimitarra.
- Demanda no atendida ante contingencias de la línea Barbosa – Cimitarra y Donato – Chiquinquirá.

Con relación a la zona oriente:

- Bajo la pérdida del enlace Tunjita – Guateque 115 kV se presenta desatención de demanda en la subestación Guateque 115 kV.

La contingencia de la línea Paipa - Donato 115 kV ocasiona cargabilidades por encima del 100% en la línea Paipa – V.Diaco 115 kV.

Desempeño del Proyecto 1:

- Con la entrada de la subestación el Huche 115 kV se sigue presentando desatención de demanda ante contingencia de la línea EL Huche – Boavita 115 kV, por cuanto siguen siendo radiales las subestaciones Boavita y el Huche 115 kV desde San Antonio, el proyecto se justifica por parte del OR, por temas de mejora de confiabilidad a nivel del Sistema de Distribución Local -SDL.

Desempeño del Proyecto 2:

- Con la entrada de la subestación Alto Ricaurte se siguen observando tensiones por debajo de 0.9 p.u. ante contingencias sencillas, lo cual ocasiona racionamiento de demanda en la zona, esta subestación se plantea para dar confiabilidad a la demanda, a nivel del Sistema de Distribución Local -SDL.

Desempeño del Proyecto 3:

- La conexión de la subestación Jenesano con sus líneas asociadas le brinda confiabilidad a la demanda de la subestación Guateque ante contingencias sencillas de elementos asociados a la zona.

CONCLUSIONES

De los análisis realizados por la UPME, se concluye:

- En el corto plazo y con la entrada de los proyectos 1, 2 y 3 mencionados anteriormente, si bien sirven para mejorar las condiciones del sistema a nivel del Sistema de Distribución Local - SDL, no son solución para los problemas de bajas tensiones y demanda no atendida ante contingencia presentadas en las subestaciones Boavita 115 kV y Chiquinquirá 115 kV, por lo cual se recomienda al Operador de Red que estudie una solución para esta problemática y la presente a esta Unidad para su estudio.

Teniendo en cuenta la problemática a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR, la Unidad solicita al OR estudiar las siguientes obras:

- La entrada de un segundo circuito San Antonio – Boavita 115 kV brinda confiabilidad a la subestación Boavita 115 kV.
- La entrada de un segundo circuito Donato – Chiquinquirá 115 kV y segundo circuito Paipa – Barbosa 115 kV brinda confiabilidad ante contingencias sencillas en la zona y aumenta las tensiones en las subestaciones del STR asociadas.
- Un nuevo circuito Donato – Guateque 115 kV elimina la radialidad existente en la subestación Guateque 115 kV brindándole confiabilidad a la demanda ante contingencias sencillas. Adicionalmente, conecta las zonas occidental y oriental de la sub – área Boyacá.
- En el horizonte de análisis, la contingencia de la línea Paipa – Donato 115 kV ocasiona cargabilidades por encima del 100% en el circuito Paipa – V. Diaco 115 kV, por lo cual se deberá estudiar una posible repotenciación de este circuito o nueva obra de expansión.

RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta los análisis realizados, ésta Unidad solicita estudiar y analizar:

- Segundo circuito San Antonio – Boavita 115 kV.
- Segundo circuito Paipa – Barbosa 115 kV.
- Segundo circuito Donato – Chiquinquirá 115 kV.
- Nuevo circuito Donato – Guateque 115 kV.
- Repotenciación de la línea Paipa – V.Diaco 115 kV

6.3.5 Análisis de la sub área Guajira Cesar Magdalena

6.3.5.1 Antecedentes:

- La Sub área Guajira – Cesar – Magdalena, además de crecimiento vegetativo de la demanda, viene presentando un aumento en la demanda industrial considerable, representado en la nueva demanda de Puerto Nuevo, Puerto Drummond y aumento de la capacidad en el Cerrejón.

Tabla 6-24 Cargas a conectar en Guajira Cesar Magdalena

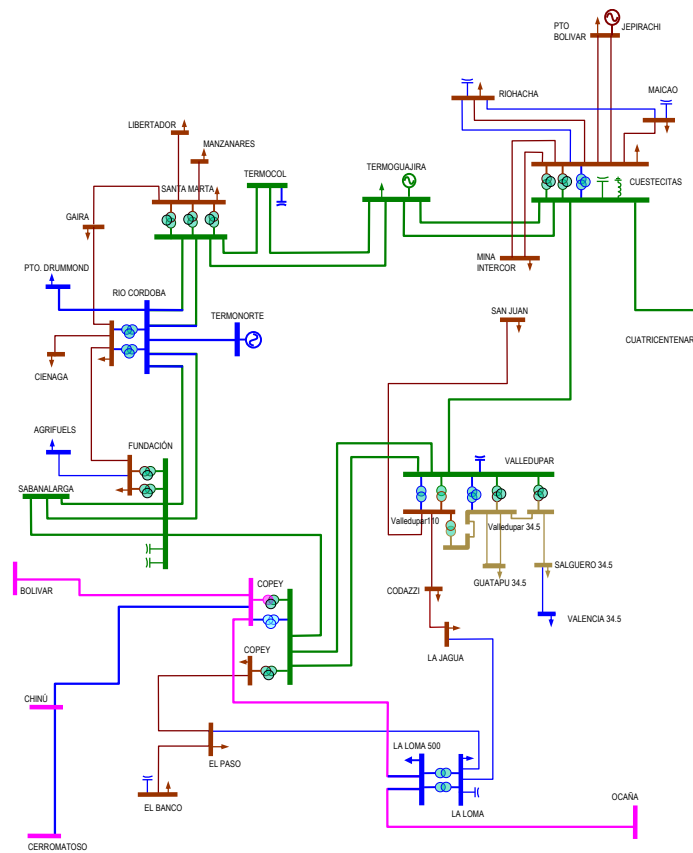
	MW
Puerto Nuevo	20
Cerrejón	18 adicionales
Puerto Drummond	45
La Loma Drummond	120

Fuente de Tabla: UPME

- La Unidad definió en los Planes de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012 - 2025 y 2013 - 2027, las siguientes obras en la Costa Caribe: **i)** un segundo transformador en Copey 500/220 - 450 MVA para el 2015, **ii)** refuerzo a la costa Caribe en 500 kV para 2018, **iii)** el proyecto Rio Córdoba (Una nueva subestación 220 kV, la cual se conecta al sistema mediante al reconfiguración del doble circuito Fundación - Santa Marta 220 kV) para el año 2016, **iv)** Compensación en Termocol 220 kV de 35 MVAr con fecha de entrada septiembre de 2015 y **v)** Nueva subestación La Loma 500 kV y obras asociadas.
- La Unidad ha aprobado una serie de obras a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR, en toda la sub – área relacionadas con un segundo transformador Valledupar, conectividad STN/STR de la subestación La Loma, conectividad STN/STR de la subestación Rio Córdoba, ampliación de la capacidad de transformación en Cuestecitas, compensaciones en Riohacha y Maicao 110 kV y equipo de compensación en el Banco 110 kV.

A continuación se presenta el diagrama unifilar de la sub área Guajira Cesar Magdalena

Gráfica 6-25 Diagrama Unifilar Guajira Cesar Magdalena



Fuente de Gráfica: UPME

Supuestos

- Las proyecciones de demanda utilizadas son las del mes de julio del año 2014, teniendo en cuenta 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 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.

- Se consideran los siguientes escenarios operativos. Ver Tabla 6-25.

Tabla 6-25 Escenarios Operativos

		Características			Sensibilidad
Escenario	Generación	0 Guajira	1 Guajira	2 Guajira	Máximo Despacho
	Demanda		Máxima		Mínima Demanda

Fuente de Tabla: UPME

Alternativas analizadas

Se definieron diferentes horizontes de análisis, correspondientes a corto plazo y mediano/largo plazo, para cada uno de los cuales se plantearon posibles soluciones, las cuales se presentan en la Tabla 6-26.

Tabla 6-26 Alternativas Expansión

Horizonte	Alternativa 1	Alternativa 2
Corto plazo	Compensación Copey 230 kV	Compensación Valledupar 230 kV
Mediano y largo plazo	Segundo circuito Copey – Fundación 230 kV	Segundo circuito Copey – fundación 230 kV y nuevo circuito 500 kV Copey – Cuestecitas

Fuente de Tabla: UPME

6.3.5.2 Desempeño del Sistema

A continuación se presentan los análisis eléctricos del desempeño del sistema, sin los proyectos planteados y con los proyectos, para un horizonte de análisis, con el fin de verificar el desempeño de la solución planteada.

Análisis de Corto Plazo

La situación del área sin la definición de obras de expansión, corresponde a problemas de bajas tensiones ante condiciones de falla de elementos, es por lo que las alternativas propuestas se basan en compensación de reactivos; sin embargo, la solución propuesta deberá ser complementaria con los proyectos en el mediano y largo plazo, ya que en horizonte de análisis se observan cargabilidades importantes en los elementos, ante condiciones de falla.

Los análisis de corto plazo se ubican en el año 2015 - 2016, teniendo en cuenta la entrada de los proyectos definidos por la UPME, como la entrada del segundo transformador de Copey 500/220 kV - 450 MVA, expansión aprobada al Operador de Red y la entrada de las demandas industriales en el área mencionadas en la Tabla 6-24.

Situación Sin Proyecto

Con la entrada del proyecto del transformador Copey 500/220 kV - 450 MVA y la compensación en Termocol 220 kV, la contingencia más crítica para el área deja de ser la contingencia del transformador copey 500/220 kV, y pasa a ser la falla del enlace Ocaña – Copey 500 kV (antes del 2016) u Ocaña – La Loma 500 kV, contingencia que en este momento es la más crítica para toda el área Caribe; sin embargo, tal como se observa en la Tabla 6-27, con el aumento de demanda sería necesario seguir contando con la generación de seguridad en la sub área Guajira – Cesar – Magdalena con el fin de evitar bajas tensiones a nivel del Sistema de Transmisión Regional.

Adicionalmente, ante la salida de uno de los circuitos Fundación - Río córdoba 220 kV, el segundo circuito que queda en servicio puede presentar valores de carga mayores al 100%, que se subsanan con el despacho de una unidad de Guajira (ver Tabla 6-27).

Tabla 6-27 Desempeño del sistema sin proyectos de expansión

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira
Condición Normal	S/E Radiales en 110 kV (Maicao, San Juan, Codazzi, el Banco, La Loma y La Jagua) < 95%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/220 kV	S/E Radiales en 110 kV (Maicao, San Juan, Codazzi, el Banco, La Loma y La Jagua) < 95%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.

N-1 La Loma – Ocaña 500 kV	Riesgo de Colapso de Tensión.	Tensión 220 kV (Cuetcitas 220 kV, Guajira 220 kV, Santa Marta, Valledupar 220 kV) < 95 %, Tensión 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma y La Jagua Maicao, San Juan) < 90 %	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/230 kV e Indisponible del segundo ATR Copey 500/220 kV	Riesgo de Colapso de Tensión. Valledupar 220 kV, Copey 220 kV < 90% S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao, Riohacha) < 90 %	Tensiones en 220 kV (Cuetcitas 220 kV, Guajira 220 kV, Santa Marta, Valledupar 220 kV) < 95% S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma y La Jagua) < 90 %	Condición Normal de Operación
N-1 Fundación – Rio Córdoba	RioCordoba, Santamarta y Termocol < 95% Fundación Riocordoba 220 kV < >100% S/E Radiales en 110 kV (Maicao, Riohacha) < 90 %	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación

Fuente de Tabla: UPME

Conclusiones Análisis de Corto Plazo

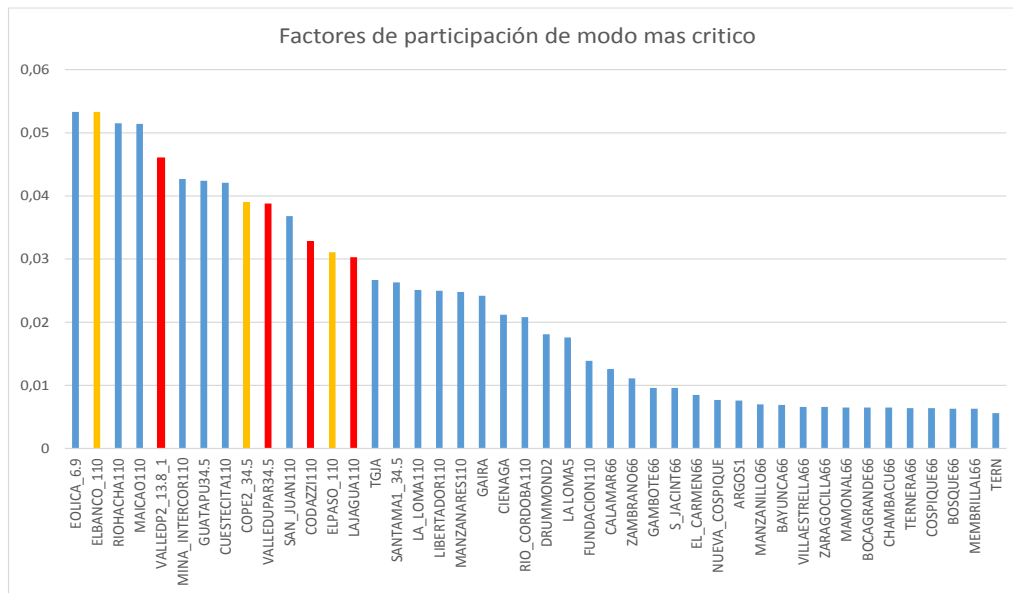
Con la expansión definida la contingencia más crítica deja de ser la falla del transformador Copey 500/220 kV (pues se cuenta con dos transformadores en Copey 500/220 kV), y pasa a ser la falla la línea en 500 kV La Loma – Ocaña u Ocaña – Copey 500 kV, obligando el despacho mínimo de seguridad en la sub área Guajira Cesar Magdalena, para mantener los perfiles de tensión.

Alternativas propuestas

Teniendo en cuenta que la principal problemática identificada, es la necesidad de contar con potencia reactiva en la sub área, se revisaron alternativas de compensación para el corto plazo, por lo cual se realizó un análisis de estabilidad en tensión con el fin de definir los posibles puntos de ubicación de la misma

Se determinaron los factores de participación, para uno de los modos más críticos del sistema, que para el caso de Colombia se da en esta sub área operativa, teniendo como resultado la siguiente gráfica (Gráfica 6-26).

Gráfica 6-26 Factores de participación



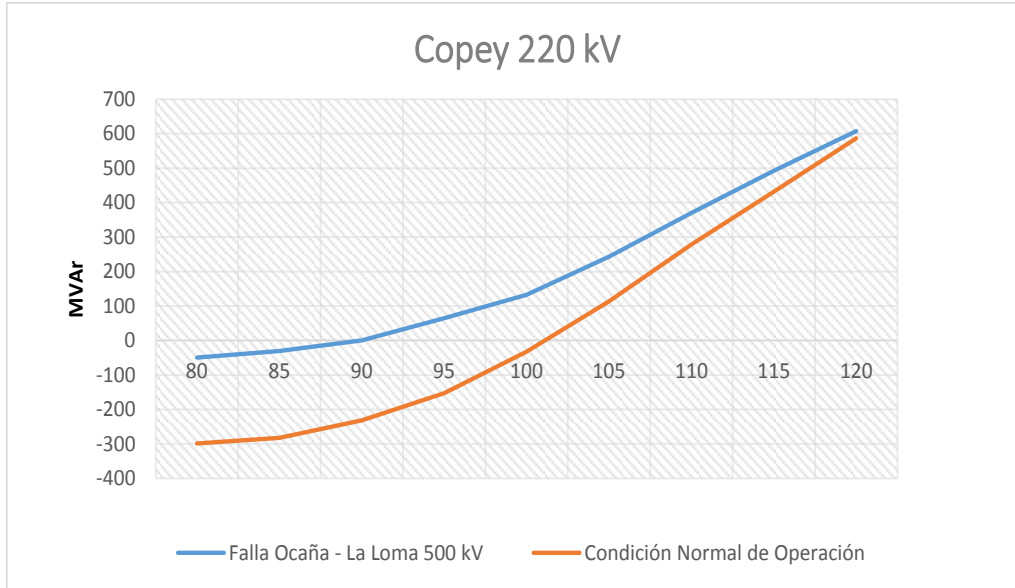
Fuente de Gráfica: UPME

Como se puede observar en la gráfica anterior, las subestaciones que están ubicadas aguas debajo de la subestación Copey 220 kV y Valledupar 220 kV, son las subestaciones con factores de participación mayores, por lo cual se definió como posibles ubicaciones de compensación para estas dos subestaciones a nivel del Sistema de Transmisión Nacional; teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, la ubicación de equipos de compensación en el área se podría dar en cualquiera de estas dos subestaciones, por lo cual a continuación se procede a realizar un análisis de las curvas QV para definir tamaño del equipo y desempeño del mismo.

- **Análisis curva QV en Copey 220 kV**

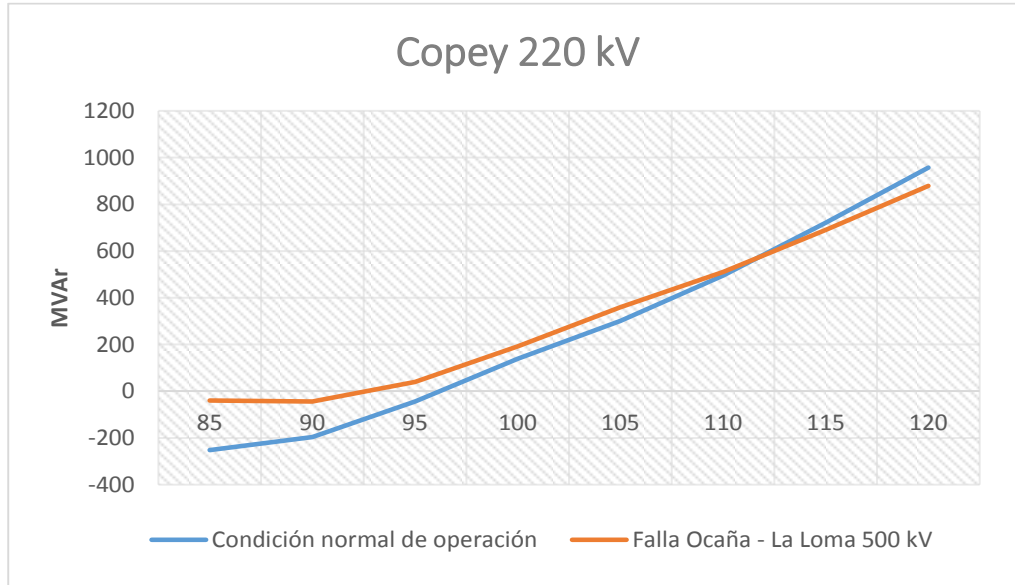
A continuación se presentan las curvas QV para las subestaciones Copey para el año 2015 y 2018

Gráfica 6-27 Curva QV Copey 220 kV - 2015



Fuente de Gráfica: UPME

Gráfica 6-28 Curva QV Copey 220 kV - 2019



Fuente de Gráfica: UPME

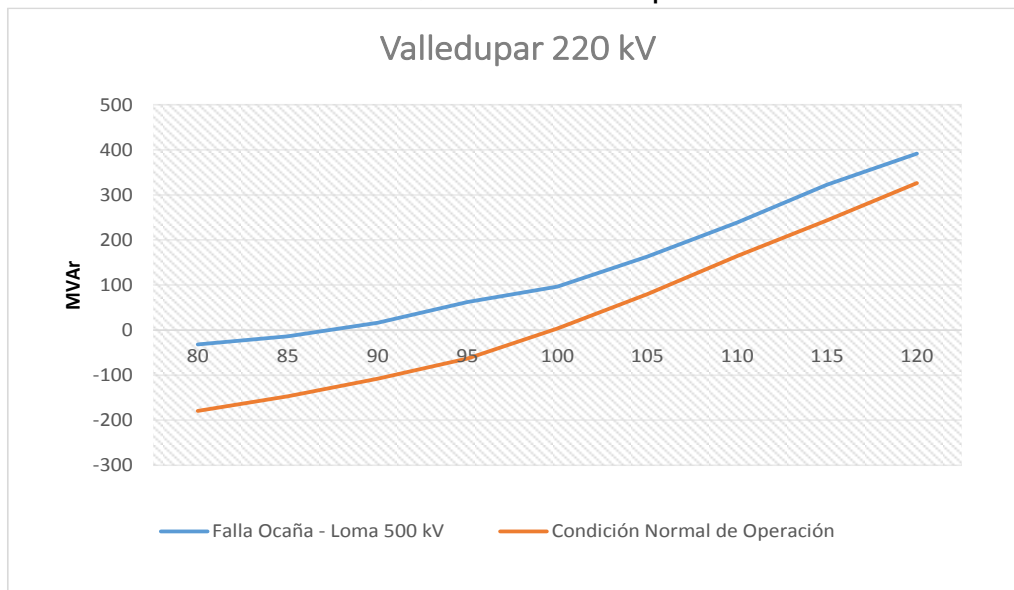
Las gráficas: Gráfica 6-27 , Gráfica 6-28, evidencian que la tensión en copey 220 kV en condiciones normales de operación, presenta un desempeño adecuado; sin embargo, ante la contingencia de la línea Ocaña – La Loma 500 kV u Ocaña – Copey 500 kV, la tensión puede estar muy cercana al 90%, lo cual

haría que para las subestaciones a nivel del Sistema de Transmisión Regional que están conectadas a la subestación Copey 220 kV presente tensiones por debajo del 90%.

- **Valledupar 220 kV**

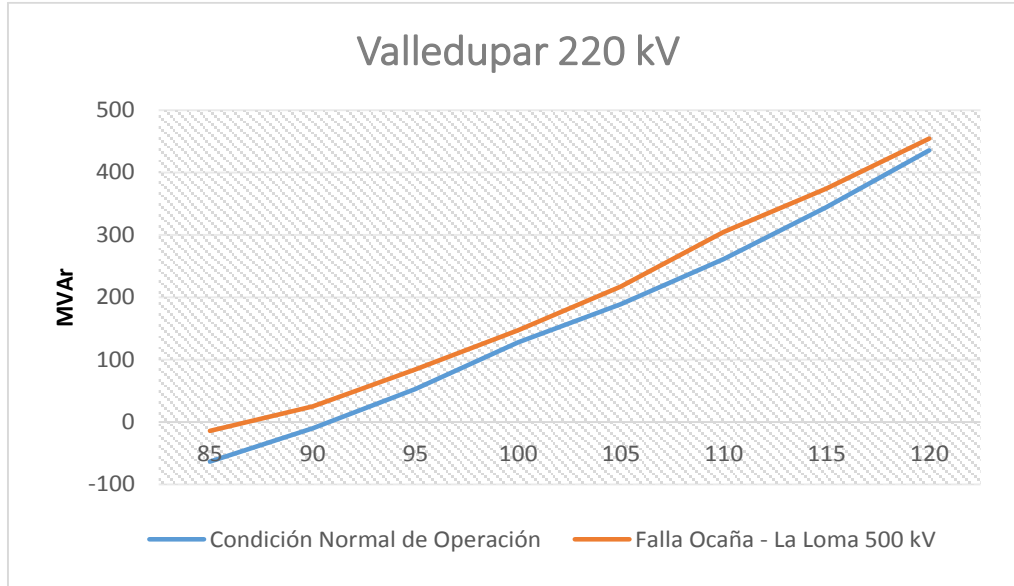
A continuación se presentan las curvas QV para las subestaciones Copey para el año 2015 y 2018

Gráfica 6-29 Curva QV subestación VALledupar 220 kV - 2015



Fuente de Gráfica: UPME

Gráfica 6-30 Curva QV en la subestación Valledupar - 2019



Fuente de Gráfica: UPME

Las gráficas anteriores, muestran que los niveles de tensión en Valledupar 220 kV, en condición normal de operación es adecuado; no obstante, ante condiciones de falla de la línea Ocaña – La Loma 500 kV u Ocaña- Copey 500 kV, sin ningún tipo de compensación, los niveles de tensión estarían cercanos al 90% en el corto plazo y por debajo de este valor en el mediano plazo.

Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que las mayores necesidades de potencia reactiva están en Valledupar 220 kV, además que el mayor impacto en la ubicación de equipos de compensación se observara con la ubicación de la compensación en este punto, no obstante lo anterior, a continuación se realizan los análisis de flujo de carga con el fin de confirmar este desempeño del sistema con la ubicación de estos equipos de compensación.

Situación Con Proyecto Alternativa 1 – compensación en Copey 220 kV

A continuación se presentan los resultados para la alternativa 1, la cual corresponde a la compensación en copey 220 kV de 50 MVAR.

Tabla 6-28 Desempeño del sistema alternativa 1 (compensando en Copey 220 kV)

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira

Condición Normal	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/230 kV e Indisponible del segundo ATR Copey 500/220 kV	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación
N-1 La Loma – Ocaña o la línea Ocaña - Copey	S/E Radiales 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua) < 90%. Tensiones en Valledupar 220 kV < 90%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.

Fuente de Tabla: UPME

Se observa en el 2015 y 2016, un adecuado desempeño eléctrico del sistema, sin embargo el sistema sigue dependiendo de la generación de seguridad en la sub área Guajira – Cesar – Magdalena, para la condición de no contar con la generación en el área, se pueden presentar violaciones de tensión a nivel del Sistema de Transmisión Nacional - STN, en particular en la subestación Valledupar 220 kV y subestaciones ubicadas a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR.

Situación Con Proyecto Alternativa 2 – Compensación en Valledupar 220 kV

A continuación se presentan los resultados para la alternativa 2, la cual corresponde a la compensación en Valledupar 220 kV de 50 MVar.

Tabla 6-29 Desempeño del sistema alternativa 2 (compensando en Valledupar 220 kV)

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira
Condición Normal	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/230 kV e Indisponible del segundo ATR Copey	Condición Normal de	Condición Normal	Condición Normal de

500/220 kV	Operación.	de Operación.	Operación
N-1 La Loma – Ocaña	S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua) < 95%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
	Tensiones en GCM 220 kV < 95%		

Fuente de Tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-29, la compensación en Valledupar 220 kV, presenta un adecuado desempeño, permitiendo eliminar la dependencia de la generación de seguridad al interior de la subárea.

Conclusión alternativa 1 y 2

Como se puede observar en las tablas Tabla 6-28, la compensación en Copey 220 kV no mejora los perfiles de tensión en Valledupar, por lo cual hace necesario la generación de seguridad, por otro lado la compensación en Valledupar (Tabla 6-29) permite no depender de la generación en la sub-área, es por lo anterior, que la Unidad recomienda la ejecución de la compensación en Valledupar 220 kV de 50 MVar para el año 2015.

Subestación Valledupar 2

La subestación Valledupar 220/110/34.5 kV perteneciente al Sistema de Transmisión Nacional y con conexión del OR Electricaribe, en el departamento del Cesar, posee un patio de 220 kV en configuración anillo original desde su construcción, el cual está compuesto por:

- Barrajes en 220, 110 y 34.5 kV.
- Dos transformadores 220/34.5/13.8 kV de 60/30/30 MVA cada uno.
- Dos transformadores 220/110 kV de 100 MVA cada uno, el segundo de ellos de reciente conexión a las bahías existentes del primero.
- Tres bahías de Transformación a 220 kV para los Autotransformadores anteriormente mencionados.
- Un transformador 110/34.5 kV de 37 MVA.
- Tres bahías de línea de 220 kV para la conexión de dos circuitos hacia la subestación Copey 220 kV y un circuito hacia la subestación Cuestecitas 220 kV.

Los patios de 220, 110, 34.5 kV y el patio de transformadores se encuentran construidos en el lado más angosto del lote de la subestación, en forma de trapecio. El anillo a 220 kV está completo y contiene seis bahías de conexión.

Dentro del ejercicio de expansión del sistema, se identificó la necesidad de ejecutar las siguientes obras en esta subestación:

- La Unidad dio concepto aprobatorio el 23/02/2012, para la conexión del 2° Transformador 220/110 kV -100 MVA en la subestación Valledupar por parte del Operador de Red Electricaribe
- Un nuevo equipo de compensación en 220 kV de 50 MVar, obra que fue adicionada al Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2013 – 2027 y se pretendía ejecutar mediante el mecanismo de ampliación.
- Un tercer transformador 220/34,5 kV

No obstante lo anterior, aunque en una primera estancia, la Unidad solicitó al transportador su interés de ejecución mediante el mecanismo de ampliación, las obras correspondientes al lado de alta del transformador y la compensación, el transportador realizó algunas observaciones de tipo técnico y económico, las cuales son entendidas por la Unidad como un condicionamiento de su intención de ejecución de las obras en esta subestación.

Es por esto que la Unidad procedió a realizar una visita a sitio para analizar las observaciones de orden técnico manifestadas por el transportador, las cuales se referencian a continuación:

- Transelca manifestó que técnicamente es viable la ampliación del anillo 220 kV existente de 6 bahías, para la conexión del segundo transformador 220/110 kV y la Compensación capacitiva de 50 MVar (2 bahías en anillo adicionales), pero que estos proyectos conllevan obras adicionales de reubicación de equipos, pórticos y estructuras, obras civiles con altos sobrecostos que la regulación existentes no cubren. Estas obras de adecuación podrían disminuir la confiabilidad y seguridad de la subestación en el lapso de tiempo de ejecución.
- Electricaribe mencionó que ante el alto crecimiento de la demanda en la ciudad de Valledupar, la cual es atendida con la red de 34.5 kV de este operador, es inminente la necesidad de un tercer transformador 220/34.5/13.8 kV conectado en el anillo de 220 kV de la subestación en mención (1 bahía en anillo adicional en 220 kV).
- Transelca asegura que una subestación con configuración en anillo con más de 6 bahías se transforma en operativamente poco confiable y poco segura, porque el anillo puede quedar abierto en cualquier momento ante múltiples contingencias.
- Esta subestación requeriría 3 bahías adicionales por el momento, para un total de 9 bahías.

Con base a lo anterior; la Unidad, vio la necesidad de definir un nuevo punto en Valledupar denominado Valledupar 2, el cual servirá para conectar el segundo transformador 220/110 kV, el tercer transformador 220/34,5 kV, la compensación de 50 MVar (2 pasos de 25 Mvar) la cual estará conectada a la subestación Valledupar actual, mediante una extensión de barra mediante la reconfiguración del enlace Valledupar – Copey 230 kV, siendo el tramo de entre la actual subestación Valledupar y la proyectada Valledupar 2 de las mismas características de la barra de la actual Valledupar (extensión de barra); proyecto que se ejecutará

mediante el mecanismo dispuesto por la resolución CREG 093 de 2014, para lo cual la UPME realizará todos los pasos que estipula la mencionada resolución relacionada con proyectos urgentes del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional.

Análisis de Mediano Plazo y Largo Plazo

La visión de mediano y largo plazo, además de buscar solucionar los problemas eléctricos actuales y futuros en relación a la atención confiable de la demanda, potencializaría la posibilidad de instalación de mayores capacidades de generación en la zona, además de facilitar la exportaciones e importaciones hacia y desde Venezuela.

En este sentido, teniendo en cuenta que adicional a los problemas de tensiones en el mediano plazo se pueden presentar problemas de cargabilidades de elementos a nivel del Sistema de Trasmisión Nacional, se presentan las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Segundo circuito Copey – Fundación 220 kV
- Alternativa 2: Segundo circuito Copey – Fundación 220 kV y nuevo circuito 500 kV Copey – Cuestecitas más subestación en Cuestecitas 500 kV.

El horizonte de análisis corresponde a los años 2019 y 2022, teniendo en cuenta el crecimiento natural de la demanda, basado en las proyecciones UPME de julio de 2014 y las obras definidas en el área en el corto y mediano plazo.

Los análisis, se realizaron tomando como punto de partida, la ubicación de los 50 MVar en Valledupar 220 kV.

Situación Sin Proyecto

A continuación se presenta el desempeño del sistema en condición normal de operación y en contingencia, estos análisis, también tienen en cuenta la indisponibilidad de elementos, de acuerdo a la resolución CREG 044 de 2013.

Tabla 6-30 Desempeño del sistema sin proyecto de expansión (solo compensación en Valledupar)

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira
Condición Normal	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación

N-1 La Loma – Ocaña 500 kV	<p>S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma y La Jagua) < 95 %.</p> <p>Tensiones en GCM 220 kV (Valledupar 220 kV, Rio Cordoba 220 kV, Santamarta, Cuestecitas) < 95%</p>	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 Fundación - Rio Córdoba 220 kV	<p>Rio Cordoba220 kV, SantaMarta 220 kV < 90 %</p> <p>S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 90%</p> <p>Circuito Fundación Rio Córdoba > 100%</p>	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 Cuestecitas – Valledupar 220 kV	<p>Rio Cordoba 220 kV, SantaMarta 220 kV, Guajira 220 kV, Cuestecitas 220 kV < 90%</p> <p>S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 90 %</p>	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/220 kV e Indisponible del segundo ATR Copey 500/220 kV	Colapso de Tensión.	<p>Rio Cordoba 220 kV, SantaMarta 220 kV, Guajira 220 kV, Cuestecitas 220 kV < 90%</p> <p>S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao</p>	Condición Normal de Operación

y Riohacha) < 90 %

N-1 Fundación – Rio Córdoba	RioCordoba, Santamarta y Termocol < 95%	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación
	Fundación Riocordoba 220 kV > 100%		
	S/E Radiales en 110 kV (Maicao, Riohacha) < 90 %		

Fuente de Tabla: UPME

La contingencia más crítica para el área en el mediano y largo plazo, es la falla del enlace La Loma – Ocaña 500 kV, además que ante la indisponibilidad de uno de los transformadores 500/220 kV ubicado en Copey y falla del segundo transformador Copey 500/220 kV, esta condición obligaría a generación de seguridad en el área Guajira – Cesar - Magdalena, la cual tendría que ser mínimo de dos (2) unidades en la sub área para evitar el colapso del área por tensión, llegando en el largo plazo a no ser suficiente para atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad; por otro lado, este despacho de seguridad ayuda a evitar que ante la contingencia Cuestecitas – Valledupar 220 kV, se produzcan bajas tensiones en la sub área.

Por otro lado otra contingencia que empieza a materializar sobrecargas y a mantener una generación mínima de seguridad, es la contingencias Fundación - Rio Córdoba 220 kV.

Situación Con Proyecto Alternativa 1 (segundo circuito Fundación Copey 230 kV)

Con la entrada en servicio de un segundo circuito Fundación – Copey 220 kV, el desempeño del sistema para 2019 se presenta a continuación:

Tabla 6-31 Desempeño del sistema con alternativa 1 (segundo circuito Fundación - Copey 220 kV) - 2019

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira
Condición Normal	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación

N-1 La Loma – Ocaña	<p>S/E Radiales en (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) 110 kV < 95%</p> <p>Tensiones en GCM (Rio Cordoba 220 kV, SantaMarta 220 kV, Guajira 220 kV, Cuestecitas 220 kV) 220 kV < 95%</p>	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 Fundación Rio Córdoba	<p>RioCordoba 220 kV SantaMarta 220 kV < 90%</p> <p>S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 90%</p> <p>Carga Segundo Circuito Fundación Rio Córdoba > 100%</p>	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 Cuestecitas Valledupar	<p>Riocordoba 220 kV SantaMarta 220 kV Guajira 220 kV, Cuestecitas 220 kV< 90 %</p> <p>S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 90%</p>	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/230 kV e Indisponible del segundo ATR Copey 500/220 kV	Colapso de Tensión.	<p>Tensiones en GCM (Rio Cordoba 220 kV, SantaMarta 220 kV, Guajira 220 kV, Cuestecitas 220 kV) 220 kV < 90%</p>	Condición Normal de Operación
N-1 Fundación – Rio Córdoba	<p>RioCordoba 220 V, Santamarta 220 kV< 90%</p> <p>Fundación Riocordoba 220 kV>100%</p> <p>S/E Radiales en 110 kV (</p>	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación

Maicao, Riohacha) < 90 %

Fuente de Tabla: UPME

Conclusiones

El proyecto no es solución integral a la problemática de bajas tensiones y elevadas cargabilidades en el sistema, pues existen violaciones en tensiones ante las contingencias Fundación – Rio Córdoba 220 kV y Cuestecitas – Valledupar 220 kV en caso de no contar con disponibilidad de generación de seguridad al interior de la sub área para el 2019.

Por otro lado, independiente de los problemas locales expresados anteriormente, la entrada del proyecto permite una mejor redistribución de los flujos que vienen desde el interior del país, en particular por el enlace Ocaña – La Loma – Copey 500 kV y el nuevo enlace Cerro – Chinú – Copey 550 kV, lo que eventualmente puede disminuir la cargabilidad de los transformadores en Sabanalarga 500/220 kV, por lo cual esta alternativa se podría complementar con una red en 500 kV para el área, lo cual se presenta a continuación.

Situación Con Proyecto Alternativa 2 (segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas)

A continuación se presenta el desempeño para la alternativa 2, la cual toma como base un segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas, para los años 2019 y 2022:

Tabla 6-32 Desempeño del sistema alternativa 2 (segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas 2018)

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira
Condición Normal	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación
N-1 La Loma – Ocaña	S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) 110 kV < 95%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 Proyecto 500 kV Copey- Cuestecitas.	GCM Tensiones < 95 % S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.

	Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 95%		
N-1 ATR Copey-Cuestecitas 500/230 kV	S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 95%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey 500/230 kV e Indisponible del segundo ATR Copey 500/220 kV	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación	Condición Normal de Operación

Fuente de Tabla: UPME

Tabla 6-33 Desempeño del sistema alternativa 2 (segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas 2022)

Condición Sistema	Sin Guajira	1 Unid. Guajira	2 Unid. Guajira
N-1 Proyecto 500 kV Copey-Cuestecitas.	S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 95%	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.
N-1 ATR Copey-Cuestecitas 500/230 kV	S/E Radiales en 110 kV (Codazzi, el Banco, La Loma, La Jagua, Maicao y Riohacha) < 0.95 p.u.	Condición Normal de Operación.	Condición Normal de Operación.

Fuente de Tabla: UPME

Conclusión

El desempeño con la alternativa 2 elimina las violaciones tensiones en el mediano plazo y generación de seguridad al interior de la sub – área Guajira Cesar Magdalena.

Sensibilidad demanda mínima

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad en demanda mínima, para la condición más crítica que para este caso sería máxima generación en la sub área para los años 2016 y 2019.

Tabla 6-34 Desempeño del sistema ante sensibilidad demanda mínima 2015

Año	Despacho Guajira	Condición Normal de Operación
2015	0 Und.	Tensiones por encima de 0.95 p.u en todo GCM
	1 Und.	Tensiones por encima de 0.95 p.u en todo GCM
	2 Und.	Tensiones por encima de 0.95 p.u en todo GCM
2019	0 Und.	Tensiones por encima de 0.95 p.u en todo GCM
	1 Und.	Tensiones por encima de 0.95 p.u en todo GCM
	2 Und.	Tensiones por encima de 0.95 p.u en todo GCM

Fuente de Tabla: UPME

Como se puede observar, los perfiles de tensión son adecuados en el Sistema de Transmisión Nacional.

Sensibilidad Exportaciones a Venezuela

Se realizaron estudios complementarios con exportaciones hacia Venezuela en el horizonte de análisis, para verificar el desempeño del sistema con la expansión propuesta y sin expansión:

Tabla 6-35 Sensibilidad exportaciones a Venezuela

Año	Despacho Guajira	Exportaciones a Venezuela	Exportaciones Venezuela Con Proyecto
		Sin Proyecto	
2015	0 Und.	Hasta 10 MW	Hasta 30 MW
	1 Und.	Hasta 70 MW	Hasta 100 MW

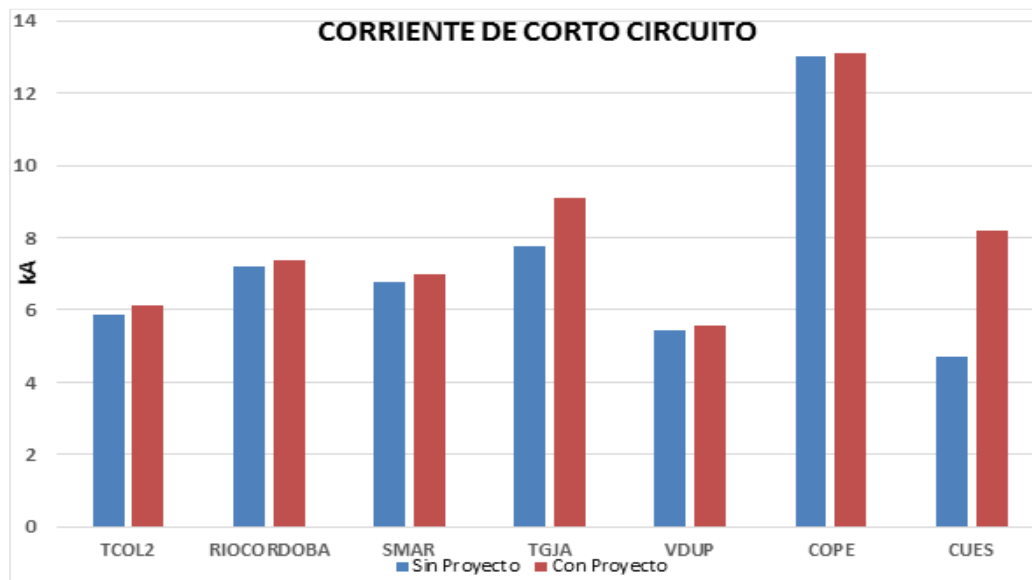
	2 Und.	Hasta 130 MW	Hasta 150 MW
2018	0 Und.	0 MW	Hasta 80 MW
	1 Und.	Hasta 49 MW	Hasta 200 MW
	2 Und.	Hasta 104 Mw	Hasta 280 MW

Fuente de Tabla: UPME

Análisis de corto circuito:

La Gráfica 6-31, se indica para cada alternativa el nivel de cortocircuito en las subestaciones del área.

Gráfica 6-31 Nivel de corto para subestaciones del área



Fuente de Gráfica: UPME

De la figura anterior, se observa que los niveles de corto en el área no varía considerablemente, a excepción de la subestación Cuestecitas donde el nivel de corto se incrementa en aproximadamente 3 KA.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa recomendada, correspondiente a una compensación de 50 MVAR en Valledupar para el año 2015 y un segundo circuito Copey – Fundación 220 kV y una nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más un enlace en 500 kV entre Copey y Cuestecitas.

Beneficios:

- Eliminación de generación de seguridad en la sub área Guajira Cesar Magdalena.
- Ahorro por energía no suministrada

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión mediante Unidades Constructivas de las resolución CREG 011 de 2009.

En la Tabla 6-36, se presenta la evaluación económica de las obras requeridas en la la sub área Guajira Cesar Magdalena.

Tabla 6-36 Evaluación económica Guajira Cesar Magdalena	
Calculo relación B/C	USD Millones
Costo proyecto	78,89
Total Beneficio (demanda no atendida y beneficio operativo)	95,77
Relación B/C	1,21

Fuente de Tabla: UPME

La alternativa presenta una relación beneficio / costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

Conclusiones:

- La compensación en Valledupar, reduce los requerimientos de unidades de seguridad en la sub – área Guajira Cesar Magdalena.
- Con la entrada del segundo circuito Fundación Copey 230 kV y nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas en 2018, el sistema presenta un adecuado desempeño, eliminando las necesidades de generación de seguridad en la sub área, además de permitir atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad

- El proyecto, potencializará conexiones futuras de generación en la sub – área Guajira Cesar Magdalena.

Recomendaciones:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

- Compensación en Valledupar 220 kV de 50 Mvar , con fecha de entrada noviembre de 2016 (se definirá mediante el mecanismo de la resolución CREG 093 de 2014).
- Segundo circuito Fundación - Copey 220 kV con fecha de entrada noviembre de 2019
- Nueva subestación en 500 kV con transformación 500/220 kV - 450 MVA en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas 500 kV con fecha de entrada noviembre de 2019.

6.3.6 Análisis del área Suroccidental

Antecedentes:

- La Unidad aprobó la conexión de un segundo transformador en Cartago 230/115 kV, el cual tiene como fecha de entrada noviembre de 2014.
- Actualmente ante condiciones de falla del transformador Cartago existente o la línea Virginia – Cartago 230 kV, se producen sobrecargas en los elementos del Sistema de Transmisión Regional - STR, en particular el enlace Rosas- Dosquebradas 115 kV
- La Unidad estudió tres diferentes alternativas, siendo las mismas: **i)** Repotenciación enlace Rosas – dos Quebradas 115 kV, **ii)** segundo circuito Rosas – Dos Quebradas 115 kV, y **iii)** Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV.

La ubicación de la subestación se presenta a continuación

Gráfica 6-32 Ubicación Reconfiguración San Marcos - Virginia en San Marcos - Cartago y Cartago - Virginia 230 kV



Fuente de Gráfica: Google Earth
Fuente de Información: EPSA

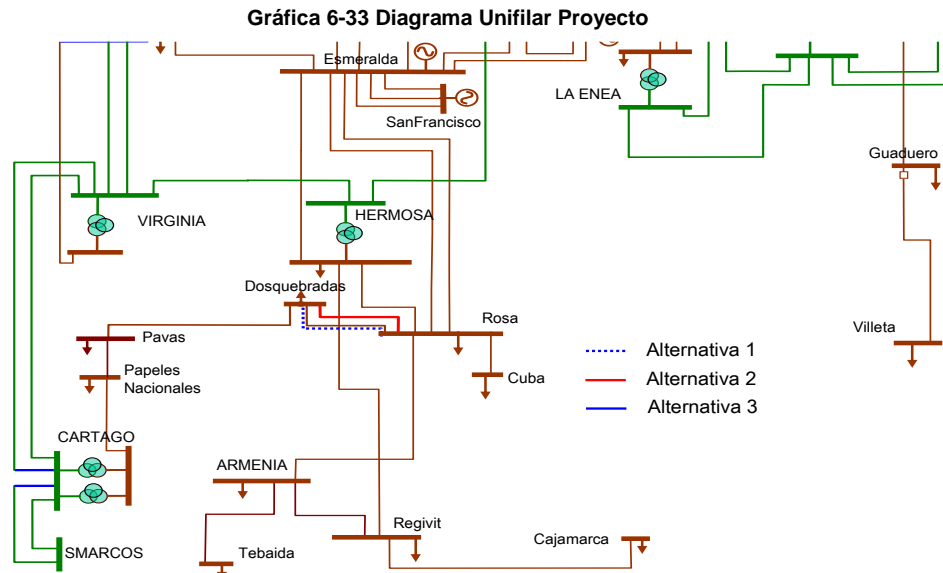
SUPUESTOS:

- Escenario alto de la proyección del mes de julio del año 2014.
- Periodos de consumo de demanda máxima.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional 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.
- Se considero un escenario de máxima demanda y mínima generación en la sub área del Valle.

A continuación se describen las opciones de conexión del proyecto. Ver Gráfica 6-33

- **Alternativa i:** Repotenciación del enlace Rosas – Dos Quebradas 115 kV
- **Alternativa ii:** Segundo circuito Rosas – Dos Quebradas 115 kV

- **Alternativa iii:** Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV



Fuente de Gráfica: UPME

A continuación se presentan los resultados de los análisis.

Situación Actual

A continuación se presenta el desempeño del sistema, realizando la sensibilidad para diferentes condiciones de entrada de proyectos

Tabla 6-37 Desempeño del sistema sin proyecto

	SIN PROYECTOS (CONDICIÓN ACTUAL) DEMANDA MÁXIMA (Resultados)	CON LA ENTRADA DEL 2° TRANSFORMADOR DE CARTAGO DEMANDA MÁXIMA (Resultados)	CON LA ENTRADA DEL 2° TRANSFORMADOR DE CARTAGO Y PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN EL ÁREA DEMANDA MÁXIMA (Resultados)
Generación	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC

Condición Normal de Operación	TRANF: Cartago 75 % ; Esmeralda 72 % ; Hermosa 59 % LINEAS: Papel_Cartago110 50 % ; Smarcos_Cartago220: 11 % ; Virginia_Cartago220: 40 % ; Dosquebradas_Pavas110: 27 % ; Pavas_Papeles110: 29 % ; Rosa_Dosquebradas110: 50 %	TRANF: Cartago 45 % ; Esmeralda 71 % ; Hermosa 60 % LINEAS: Papel_Cartago110 54 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 51 % ; Dosquebradas_Pavas110: 19 % ; Pavas_Papeles110: 30 % ; Rosa_Dosquebradas110: 34 %	TRANF: Armenia 49 % ; Cartago 42 % ; Esmeralda 62 % ; Hermosa 43 % LINEAS: Papel_Cartago110 45 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 48 % ; Dosquebradas_Pavas110: 18 % ; Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 44 %
N-1 Tr. CARTAGO 220/115	TRANF: Cartago 00 % ; Esmeralda 92 % ; Hermosa 79 % LINEAS: Papel_Cartago110 73 % ; Smarcos_Cartago220: 15 % ; Virginia_Cartago220: 15 % ; Dosquebradas_Pavas110: 82 % ; Pavas_Papeles110: 67 % ; Rosa_Dosquebradas110: 132 %	TRANF: Cartago 73 % ; Esmeralda 76 % ; Hermosa 64 % LINEAS: Papel_Cartago110 35 % ; Smarcos_Cartago220: 14 % ; Virginia_Cartago220: 43 % ; Dosquebradas_Pavas110: 20 % ; Pavas_Papeles110: 19 % ; Rosa_Dosquebradas110: 55 %	TRANF: Armenia 51 % ; Cartago 69 % ; Esmeralda 66 % ; Hermosa 47 % LINEAS: Papel_Cartago110 31 % ; Smarcos_Cartago220: 13 % ; Virginia_Cartago220: 41 % ; Dosquebradas_Pavas110: 27 % ; Pavas_Papeles110: 20 % ; Rosa_Dosquebradas110: 64 %
N-1 Tr. ESMERALDA 220/115		TRANF: Cartago 47 % ; Esmeralda 100 % ; Hermosa 68 % LINEAS: Papel_Cartago110 62 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 52 % ; Dosquebradas_Pavas110: 22 % ; Pavas_Papeles110: 35 % ; Rosa_Dosquebradas110: 25 %	TRANF: Armenia 51 % ; Cartago 44 % ; Esmeralda 86 % ; Hermosa 49 % LINEAS: Papel_Cartago110 49 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 49 % ; Dosquebradas_Pavas110: 16 % ; Pavas_Papeles110: 26 % ; Rosa_Dosquebradas110: 37 %
N-1 Cartago - Virginia 220 kV	TRANF: Cartago 38 % ; Esmeralda 84 % ; Hermosa 71 % LINEAS: Papel_Cartago110 53 % ; Smarcos_Cartago220: 17 % ; Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 57 % ; Pavas_Papeles110: 46 % ; Rosa_Dosquebradas110: 99 %	TRANF: Cartago 18 % ; Esmeralda 88 % ; Hermosa 77 % LINEAS: Papel_Cartago110 55 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % ; Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 62 % ; Pavas_Papeles110: 49 % ; Rosa_Dosquebradas110: 105 %	TRANF: Armenia 58 % ; Cartago 17 % ; Esmeralda 77 % ; Hermosa 55 % LINEAS: Papel_Cartago110 62 % ; Smarcos_Cartago220: 15 % ; Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 69 % ; Pavas_Papeles110: 55 % ; Rosa_Dosquebradas110: 113 %

N-1 Cartago - San Marcos 220 kV	TRANF: Cartago 77 % ; Esmeralda 72 % ; Hermosa 59 %	TRANF: Cartago 47 % ; Esmeralda 71 % ; Hermosa 59 %	TRANF: Armenia 49 %; Cartago 44 % ; Esmeralda 62 % ; Hermosa 43 %
	LINEAS: Papel_Cartago110 48 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 35 % ; Dosquebradas_Pavas110: 24 % Pavas_Papeles110: 28 % ; Rosa_Dosquebradas110: 49 %	LINEAS: Papel_Cartago110 55 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 42 % ; Dosquebradas_Pavas110: 18 % Pavas_Papeles110: 30 % ; Rosa_Dosquebradas110: 31 %	LINEAS: Papel_Cartago110 45 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 40 % ; Dosquebradas_Pavas110: 16 % Pavas_Papeles110: 23 % ; Rosa_Dosquebradas110: 41 %

Fuente de Tabla: UPME

Del desempeño del sistema, se puede concluir que la cargabilidad del enlace Rosas – Dos quebradas 115 kV tiene un desempeño diferente en función de la expansión del área, de la siguiente manera:

- Antes de la entrada del segundo transformador de Cartago 230/115 kV, la falla del transformador Cartago sobrecarga el enlace Rosa – Dosquebradas 115 kV por encima de su valor máximo, lo que hace necesario mantener generación de seguridad en la sub área para evitar estas situación.
- Con la entrada del segundo transformador Cartago 230/115 kV, la falla crítica deja de ser la falla del transformador Cartago 230/115 kV y pasa a ser la falla del circuito Cartago – Virginia 230 kV, frente a la cual se sobrecarga el enlace Rosa – Dosquebradas 115 kV.
- Con la entrada del segundo transformador Cartago 230/115 kV y las obras de expansión en el área, la contingencia del enlace Cartago – Virginia 230 kV, sobrecarga el enlace Rosa – Dosquebradas en una mayor proporción.

Desempeño de la alternativa i) – Repotenciación enlace Rosas – Dos quebradas.

Tabla 6-38 Desempeño alterantiva i)

	CON EL 2° TRANSFORMADOR DE CARTAGO, EL PROYECTO ARMENIA 220/115, EL PROYECTO PURNIO 220/115 Y CON REPOTENCIACIÓN ROSA -DOSQUEBRADAS A 646 Amp DEMANDA MÁXIMA (Resultados)	CON EL 2° TRANSFORMADOR DE CARTAGO, EL PROYECTO ARMENIA 220/115, EL PROYECTO PURNIO 220/115 Y CON REPOTENCIACIÓN ROSA -DOSQUEBRADAS A 646 Amp DEMANDA MÁXIMA (Resultados)
Generación	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC

Condición Normal de Operación	TRANF: Armenia 50 %; Cartago 44 % ; Esmeralda 69 % ; Hermosa 46 % LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 15 % Virginia_Cartago220: 51 % ; Dosquebradas_Pavas110: 20 % Pavas_Papeles110: 26 % ; Rosa_Dosquebradas110: 34 %	TRANF: Armenia 55 %; Cartago 48 % ; Esmeralda 77 % ; Hermosa 49 % LINEAS: Papel_Cartago110 41 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % Virginia_Cartago220: 52 % ; Dosquebradas_Pavas110: 14 % Pavas_Papeles110: 21 % ; Rosa_Dosquebradas110: 15 %
N-1 Tr. Cartago 220/115	TRANF: Armenia 52 %; Cartago 71 % ; Esmeralda 73 % ; Hermosa 50 % LINEAS: Papel_Cartago110 34 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % Virginia_Cartago220: 44 % ; Dosquebradas_Pavas110: 28 % Pavas_Papeles110: 22 % ; Rosa_Dosquebradas110: 50 %	TRANF: Armenia 58 %; Cartago 77 % ; Esmeralda 81 % ; Hermosa 52 % LINEAS: Papel_Cartago110 25 % ; Smarcos_Cartago220: 13 % Virginia_Cartago220: 45 % ; Dosquebradas_Pavas110: 28 % Pavas_Papeles110: 17 % ; Rosa_Dosquebradas110: 31 %
N-1 Tr. Esmeralda 220/115	TRANF: Armenia 52 %; Cartago 45 % ; Esmeralda 93 % ; Hermosa 52 % LINEAS: Papel_Cartago110 51 % ; Smarcos_Cartago220: 14 % Virginia_Cartago220: 52 % ; Dosquebradas_Pavas110: 18 % Pavas_Papeles110: 28 % ; Rosa_Dosquebradas110: 28 %	TRANF: Armenia 58 %; Cartago 49 % ; Esmeralda 103 % ; Hermosa 55 % LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % Virginia_Cartago220: 54 % ; Dosquebradas_Pavas110: 12 % Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 10 %
N-1 Cartago - Virginia 220 kV	TRANF: Armenia 59 %; Cartago 17 % ; Esmeralda 82 % ; Hermosa 58 % LINEAS: Papel_Cartago110 70 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 73 % Pavas_Papeles110: 60 % ; Rosa_Dosquebradas110: 90 %	TRANF: Armenia 64 %; Cartago 20 % ; Esmeralda 90 % ; Hermosa 61 % LINEAS: Papel_Cartago110 65 % ; Smarcos_cartago220: 18 % Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 75 % Pavas_Papeles110: 59 % ; Rosa_Dosquebradas110: 71 %
N-1 Cartago - San Marcos 220 kV	TRANF: Armenia 50 %; Cartago 46 % ; Esmeralda 69 % ; Hermosa 46 % LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 41 % ; Dosquebradas_Pavas110: 17 % Pavas_Papeles110: 25 % ; Rosa_Dosquebradas110: 31 %	TRANF: Armenia 56 %; Cartago 49 % ; Esmeralda 76 % ; Hermosa 48 % LINEAS: Papel_Cartago110 42 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 44 % ; Dosquebradas_Pavas110: 11 % Pavas_Papeles110: 20 % ; Rosa_Dosquebradas110: 13 %

Fuente de Tabla: UPME

Para la alternativa i) se puede concluir:

- Con la entrada del proyecto, se observa que la cargabilidad del enlace Rosas – Dosquebradas 115 kV está por debajo del 100%, no obstante, el valor de carga de la línea esta en alrededor del 90%, lo que haría que ante crecimientos de demanda superiores al esperado, se podría superar el 100% en el corto plazo, por lo que eventualmente, esta alternativa se podría agotar en el corto tiempo.

- Después de la entrada del refuerzo al suroccidente en 500 kV, se reduce la cargabilidad de este elemento como consecuencia de refuerzo de otros puntos de inyección de potencia en la sub área del Valle.
- Esta alternativa no presenta un adecuado desempeño ante condiciones de indisponibilidades de elementos, como se explica más adelante en este documento.

Desempeño de la alternativa ii) – Segundo circuito Rosas - Dosquebradas

Tabla 6-39 Desempeño alternativa ii

	CON EL 2° TRAF DE CARTAGO, EL PROYECTO ARMENIA 220/115, EL PROYECTO PURNIO 220/115 Y CON EL 2° CIRCUITO ROSA - DOSQUEBRADAS DEMANDA MAXIMA (Resultados)	CON EL 2° TRAF DE CARTAGO, EL PROYECTO ARMENIA 220/115, EL PROYECTO PURNIO 220/115 Y CON EL 2° CIRCUITO ROSA -DOSQUEBRADAS DEMANDA MAXIMA (Resultados)
Generación	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC
Condición Normal de Operación	TRANF: Armenia 50 %; Cartago 44 % ; Esmeralda 69 % ; Hermosa 47 % LINEAS: Papel_Cartago110 46 % ; Smarcos_Cartago220: 15 % ; Virginia_Cartago220: 51 % ; Dosquebradas_Pavas110: 20 % ; Pavas_Papeles110: 25 % ; Rosa_Dosquebradas110: 25 %	TRANF: Armenia 55 %; Cartago 47 % ; Esmeralda 77 % ; Hermosa 49 % LINEAS: Papel_Cartago110 41 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 52 % ; Dosquebradas_Pavas110: 15 % ; Pavas_Papeles110: 20 % ; Rosa_Dosquebradas110: 11 %
N-1 Tr. Cartago 220/115	TRANF: Armenia 52 %; Cartago 70 % ; Esmeralda 73 % ; Hermosa 50 % LINEAS: Papel_Cartago110 33 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % ; Virginia_Cartago220: 44 % ; Dosquebradas_Pavas110: 29 % ; Pavas_Papeles110: 22 % ; Rosa_Dosquebradas110: 37 %	TRANF: Armenia 58 %; Cartago 76 % ; Esmeralda 81 % ; Hermosa 53 % LINEAS: Papel_cartago110 25 % ; Smarcos_Cartago220: 13 % ; Virginia_Cartago220: 44 % ; Dosquebradas_Pavas110: 29 % ; Pavas_Papeles110: 18 % ; Rosa_Dosquebradas110: 24 %
N-1 Tr. Esmeralda 220/115	TRANF: Armenia 52 %; Cartago 45 % ; Esmeralda 93 % ; Hermosa 52 % LINEAS: Papel_cartago110 50 % ; Smarcos_Cartago220: 14 % ; Virginia_Cartago220: 52 % ; Dosquebradas_Pavas110: 18 % ; Pavas_Papeles110: 27 % ; Rosa_Dosquebradas110: 21 %	TRANF: Armenia 58 %; Cartago 49 % ; Esmeralda 103 % ; Hermosa 55 % LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 53 % ; Dosquebradas_Pavas110: 12 % ; Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 7 %
N-1 Cartago - Virginia 220 kV	TRANF: Armenia 59 %; Cartago 17 % ; Esmeralda 83 % ; Hermosa 59 % LINEAS: Papel_cartago110 73 % ; Smarcos_Cartago220: 15 %	TRANF: Armenia 65 %; Cartago 19 % ; Esmeralda 90 % ; Hermosa 61 % LINEAS: Papel_Cartago110 68 % ; Smarcos_Cartago220: 17 %

	Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 75 % ; Pavas_Papeles110: 63 % ; Rosa_Dosquebradas110: 67 %	Virginia_Cartago220: 00 % ; Dosquebradas_Pavas110: 77 % ; Pavas_Papeles110: 61 % ; Rosa_Dosquebradas110: 52 %
N-1 Cartago - San Marcos 220 kV	TRANF: Armenia 50 %; Cartago 46 % ; Esmeralda 69 % ; Hermosa 46 % LINEAS: Papel_cartago110 46 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 41 % ; Dosquebradas_Pavas110: 17 % Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 23 %	TRANF: Armenia 56 %; Cartago 49 % ; Esmeralda 76 % ; Hermosa 48 % LINEAS: Papel_Cartago110 42 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % Virginia_Cartago220: 44 % ; Dosquebradas_Pavas110: 12 % Pavas_Papeles110: 20 % ; Rosa_Dosquebradas110: 10 %

Fuente de Tabla: UPME

Para la alternativa 2 se puede concluir:

- El desempeño del sistema ante la falla más crítica (el enlace Cartago – Virginia 230 kV) es adecuado, manteniendo la cargabilidad del enlace Rosas – Dosquebradas 115 kV por debajo de valor máximo de sobrecarga.
- Esta alternativa no presenta un adecuado desempeño ante condiciones de indisponibilidades de elementos, como se explica más adelante en este documento.

Desempeño de la alternativa iii) – Reconfiguración del enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV

Tabla 6-40 Desempeño alternativa iii)

	CON EL 2° TRAF DE CARTAGO, EL PROYECTO ARMENIA 220/115, EL PROYECTO PURNIO 220/115 Y CON LA RECONFIGURACIÓN DE LA LINEA VIRGINIA-SANMARCOS 220 kV A LA S/E CARTAGO DEMANDA MAXIMA (Resultados)	CON EL 2° TRAF DE CARTAGO, EL PROYECTO ARMENIA 220/115, EL PROYECTO PURNIO 220/115 Y CON LA RECONFIGURACIÓN DE LA LINEA VIRGINIA-SANMARCOS 220 kV A LA S/E CARTAGO DEMANDA MAXIMA (Resultados)
Generación	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC	Bajo despacho en el Valle y despacho mínimo en CHEC
Condición Normal de Operación	TRANF: Armenia 50 %; Cartago 45 % ; Esmeralda 68 % ; Hermosa 46 % LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % Virginia_Cartago220: 34 % ; Dosquebradas_Pavas110: 16 % Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 40 %	TRANF: Armenia 55 %; Cartago 50 % ; Esmeralda 76 % ; Hermosa 48 % LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 14 % Virginia_Cartago220: 34 % ; Dosquebradas_Pavas110: 14 % Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 16 %

N-1 Tr. Cartago 220/115	TRANF: Armenia 52 %; Cartago 72 % ; Esmeralda 73 % ; Hermosa 50 %	TRANF: Armenia 58 %; Cartago 80 % ; Esmeralda 80 % ; Hermosa 52 %
	LINEAS: Papel_cartago110 30 % ; Smarcos_Cartago220: 17 % ; Virginia_Cartago220: 31 % ; Dosquebradas_Pavas110: 25 % ; Pavas_Papeles110: 18 % ; Rosa_Dosquebradas110: 63 %	LINEAS: Papel_Cartago110 26 % ; Smarcos_Cartago220: 14 % ; Virginia_Cartago220: 30 % ; Dosquebradas_Pavas110: 26 % ; Pavas_Papeles110: 16 % ; Rosa_Dosquebradas110: 38 %
N-1 Tr. Esmeralda 220/115	TRANF: Armenia 52 %; Cartago 46 % ; Esmeralda 92 % ; Hermosa 52 %	TRANF: Armenia 58 %; Cartago 51 % ; Esmeralda 101 % ; Hermosa 54 %
	LINEAS: Papel_cartago110 52 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % ; Virginia_Cartago220: 35 % ; Dosquebradas_Pavas110: 15 % ; Pavas_Papeles110: 27 % ; Rosa_Dosquebradas110: 33 %	LINEAS: Papel_Cartago110 53 % ; Smarcos_Cartago220: 13 % ; Virginia_Cartago220: 35 % ; Dosquebradas_Pavas110: 14 % ; Pavas_Papeles110: 28 % ; Rosa_Dosquebradas110: 10 %
N-1 Cartago - Virginia 220 kV	TRANF: Armenia 51 %; Cartago 42 % ; Esmeralda 70 % ; Hermosa 47 %	TRANF: Armenia 56 %; Cartago 47 % ; Esmeralda 77 % ; Hermosa 49 %
	LINEAS: Papel_cartago110 41 % ; Smarcos_Cartago220: 14 % ; Virginia_Cartago220: 62 % ; Dosquebradas_Pavas110: 18 % ; Pavas_Papeles110: 21 % ; Rosa_Dosquebradas110: 48 %	LINEAS: Papel_cartago110 40 % ; Smarcos_Cartago220: 12 % ; Virginia_Cartago220: 62 % ; Dosquebradas_Pavas110: 16 % ; Pavas_Papeles110: 20 % ; Rosa_Dosquebradas110: 22 %
N-1 Cartago - San Marcos 220 kV	TRANF: Armenia 50 %; Cartago 47 % ; Esmeralda 68 % ; Hermosa 46 %	TRANF: Armenia 55 %; Cartago 51 % ; Esmeralda 75 % ; Hermosa 48 %
	LINEAS: Papel_Cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 00 % ; Virginia_Cartago220: 29 % ; Dosquebradas_Pavas110: 14 % ; Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 39 %	LINEAS: Papel_cartago110 47 % ; Smarcos_Cartago220: 16 % ; Virginia_Cartago220: 30 % ; Dosquebradas_Pavas110: 13 % ; Pavas_Papeles110: 24 % ; Rosa_Dosquebradas110: 14 %

Fuente de Tabla: UPME

- El desempeño del sistema ante la falla más crítica, es adecuado, manteniendo la cargabilidad del enlace Rosas – Dosquebradas 115 kV por debajo de valor de carga.
- Esta alternativa presenta un adecuado desempeño ante condiciones de indisponibilidades de elementos, como se explica más adelante en este documento.

Análisis indisponibilidad de elementos

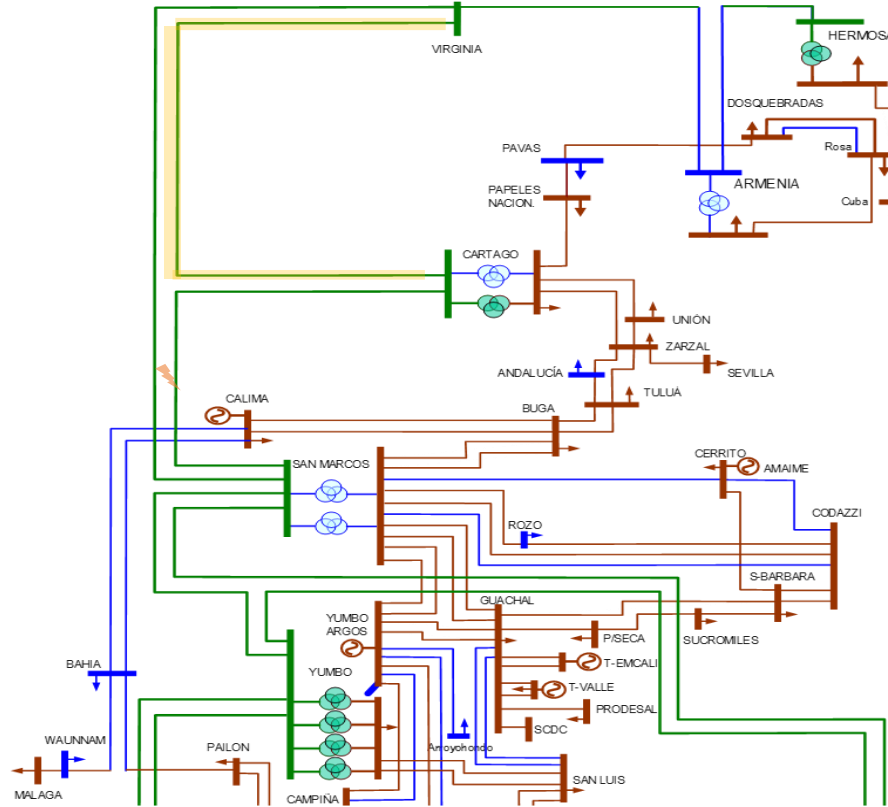
Con el fin que la obra definida sea una solución integral, adicional a los análisis realizados se verifico el desempeño del sistema ante condiciones de indisponibilidad, de acuerdo con lo estipulado en la resolución CREG 044 de 2013, en su artículo 2, en el cual se indica:

“5.4 Restricciones
5.4.1 Método probabilístico para la evaluación de Restricciones
Para la evaluación de las restricciones del STN se podrá usar el método descrito a continuación, buscando la mayor relación beneficio/costo. Para la valoración de costos y beneficios en el análisis de restricciones por este método, se deben considerar los estados posibles de la red hasta un nivel de contingencia N-1, valorando los posibles despachos de generación en el sistema. A cada estado evaluado se le asociará una probabilidad de ocurrencia, considerando todo tipo de eventos. Adicionalmente, para cada estado de la red se calcularán los costos y beneficios considerando el mismo criterio que utilizaría el CND en el análisis eléctrico del despacho para ese estado de la red, es decir, suponiendo una contingencia adicional cuya probabilidad de ocurrencia es 1.”

En este sentido, se encontraron dos estados posibles de contingencia N-1 (Cartago – San marcos 230 kV y Cartago – virginia 230 kV), para cada uno se valoró los posibles despachos; estado al cual se evaluó con una contingencia adicional con probabilidad de ocurrencia 1 (Cartago – Virginia 230 kV y Cartago – San Marcos 230 kV), para lo cual se valoro el sobrecosto del despacho obligado para evitar sobrecargas en los enlaces a 115 kV entre Caldas – Quindio – Risaralda y Valle.

Caso 1. Indisponibilidad enlace Cartago – Virginia y falla de Cartago – San Marcos 230 kV

Gráfica 6-34 Indisponibilidad Virginia – Cartago 230 kV y falla Cartago – San Marcos 230 kV



Fuente de Gráfica: UPME

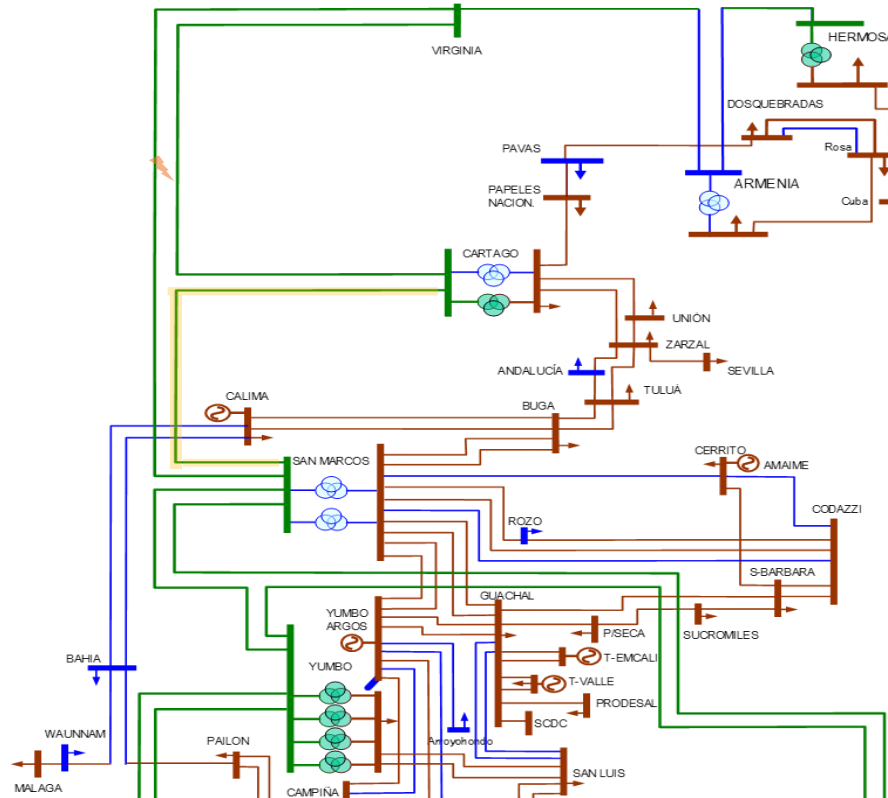
Tabla 6-41 Desempeño de las alternativas ante indisponibilidades, caso 1

Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Indisponibilidad enlace Cartago - virginia 230 kV y falla del enlace Cartago - San Marcos 230 kV		
Enlace Rosa - Dosquebradas > 100%	Enlace Rosa - Dosquebradas > 100%	Desempeño adecuado
Enlace Dosquebradas - Pavas > 110 %	Enlace Dosquebradas - Pavas > 110%	
Bajas tensiones en le norte del Valle	Bajas tensiones en le norte del Valle	

Fuente de Tabla: UPME

Caso 2. Indisponibilidad enlace Cartago – San Marcos y falla de Cartago – Virginia 230 kV

Gráfica 6-35 Indisponibilidad Cartago – San Marcos 230 kV y falla Cartago – Virginia 230 kV



Fuente de Gráfica: UPME

Tabla 6-42 Desempeño de las alternativas ante indisponibilidades Caso 2

Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Indisponibilidad enlace Cartago - San Marcos 230 kV y falla del enlace Cartago - Virginia 230 kV		
Enlace Rosa - Dosquebradas > 100% Enlace Dosquebradas - Pavas > 110 % Bajas tensiones en el norte del Valle	Enlace Rosa - Dosquebradas > 100% Enlace Dosquebradas - Pavas > 110% Bajas tensiones en el norte del Valle	Desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

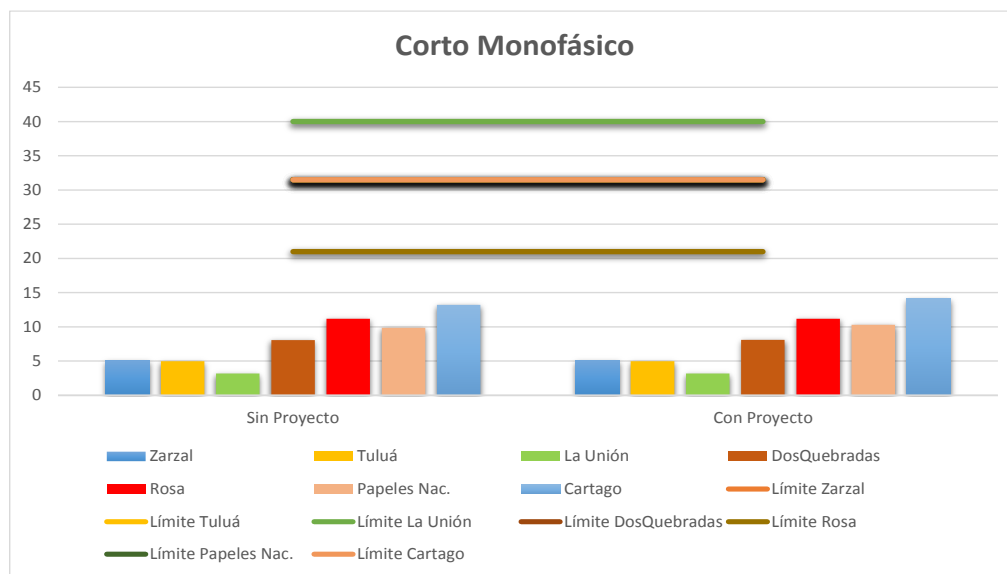
La subestación Cartago 230 kV, esta conectada mediante dos circuitos a 230 kV, correspondientes a los enlaces Cartago – Virginia 230 kV y Cartago – San Marcos 230 kV, lo que hace que ante la condición de tener indisponible uno de los enlaces a 230 kV que llegan a Cartago 230 kV y la falla del enlace que queda en servicio, para las alternativas i) (Repotenciación Rosas – Dosquebradas) y ii) (segundo circuito Rosas – Dosquebradas), se observan sobrecargas y bajas tensiones en el norte del Valle, además de sobrecargas de

elementos de los enlaces a 115 kV entre Valle y Caldas – Quindío - Risaralda, por el contrario para la alternativa iii) (reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV) el desempeño es adecuado ante esta condición.

Análisis de corto circuito:

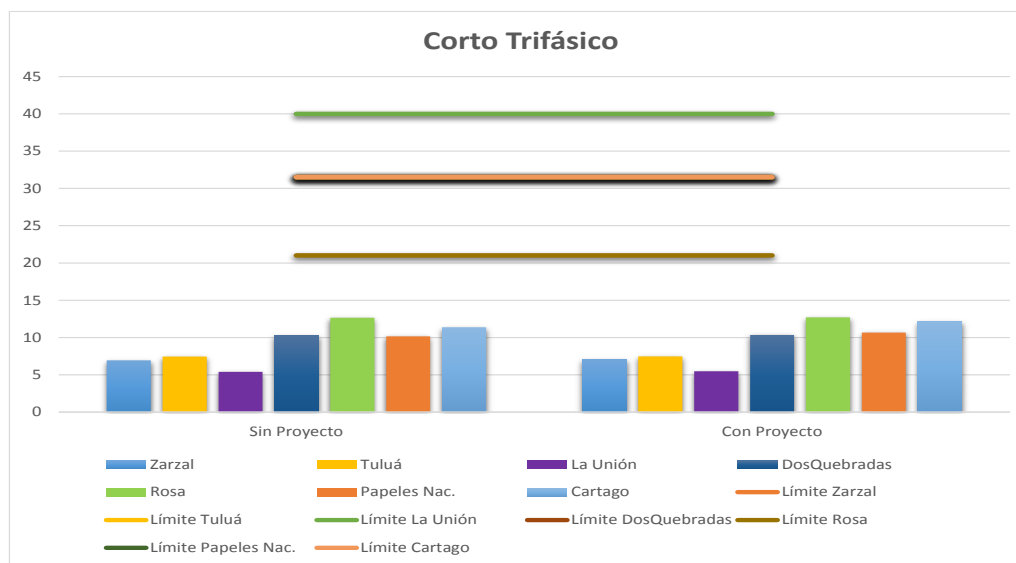
A continuación se presenta, el nivel de corto para las subestaciones a nivel de 115 kV, con la entada del proyecto de la alternativa iii)

Gráfica 6-36 Nivel de corto Monofásico, alternativa iii)



Fuente de Gráfica: UPME

Gráfica 6-37 Nivel de corto trifásico, alternativa iii)



Fuente de Gráfica: UPME

Se puede observar, aumentos en las corrientes de corto monofásicas y trifásicas en el área, sin embargo siguen estando por debajo de los niveles máximos de los equipos.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica de las alternativas ii) segundo circuito Rosas – Dos Quebradas 115 kV y iii) Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV

Beneficios:

- Reducción del costo futuro de las restricciones, teniendo en cuenta la eliminación de despachos por seguridad en la zona suroccidental

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resolución CREG 011 de 2009.

En la Tabla 6-43, se presenta la evaluación económica del proyecto.

Tabla 6-43 Evaluación Económica Reconfiguración Enlace San Marcos - Virginia 230 kV en San Marcos Cartago 230 kV y Cartago - Virginia 230 kV

Calculo de relación B/C	USD Millones
Costo proyecto	2,6
Total Beneficio	2,9
Relación B/C	1,12

Fuente de Tabla: UPME

La alternativa presenta una relación beneficio / costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

Conclusiones:

- La Alternativa i), que contempla la repotenciación del enlace Rosa – Dosquebadas 115 kV, es un solución de corto plazo, además, que ante indisponibilidades de elementos, no tiene un desempeño adecuado.
- La Alternativa ii), que contempla un segundo circuito en Rosas – Dosquebradas 115 kV, es una solución que ante la indisponibilidad del enlace Cartago – San Marcos 230 kV y falla de la línea Cartago – Virginia 230 kV o ante la indisponibilidad del enlace Cartago – Virginia 230 kV y falla de la línea Cartago – San Marcos 230 kV, produce bajas tensiones en el norte del Valle y sobrecarga del elemento Dosquebradas – Pavas 115 kV.
- La Alternativa iii), es la alternativa que brinda una solución estructural a la problemática que se presenta de sobrecarga del enlace Rosa – Dosquebradas 115 kV ante falla de elementos como la línea Cartago – Virginia 230 kV y ante indisponibilidades de elementos.

Recomendaciones:

Ejecutar la alternativa iii), que consiste en Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV.

Fecha de entrada en operación Noviembre de 2016

6.3.7 Análisis del área Suroccidental – Caldas Quindío Risaralda

Antecedentes:

- El OR presentó a la Unidad el Plan en el 2013, dentro del cual se plantearon algunas obras a nivel del Sistema de Transmisión Nacional – STN, complementarias a las obras a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR.
- Actualmente el área presenta problemas de agotamiento en la capacidad de transformación en la subestación Esmeralda 230/115 kV. Así mismo se presenta agotamiento de la capacidad de transporte de la línea Rosa – Dosquebradas 115 kV, esta última problemática fue analizada de manera independiente en el numeral 6.3.6 del presente Plan.
- En el plan mencionado se presentaron las siguientes obras:

Tabla 6-44 Obras Presentados por el OR CHEC

Obra de Expansión	Fecha de Entrada en Operación
Normalización T Manzanares 115 kV. Quedando Peralonso - Manzanares 115 kV y Manzanares - Victoria 115 kV	2017
línea Rio Sucio - Salamina 115 kV	2018
Línea Peralonso - Irrá 115 kV	2018
Tercer autotransformador subestación Esmeralda 230/115/13.8 kV - 90MVA	2018
Reconfiguración de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV	2018
Reconfiguración de la línea Esmeralda - Rosa 115 KV en 2 líneas Esmeralda - Hermosa 115 kV y 2 líneas Hermosa - Rosa 115 kV	2018
Segundo autotransformador subestación Enea 230/115/13.8 kV - 150 MVA	2017
*Reconfiguración de la línea Virginia - Cértegui 115 kV , quedando Virginia - Viterbo 115 kV y Viterbo - Cértegui 115 kV	2018
Autotransformador trifásico en la subestación Pavas 115/115 kV - 30 MVA	2018
Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV	2022
Nuevo transformador 230/115 kV - 150 MVA en la subestación Salamina 115 kV	2023

Reconfiguración de la línea San Carlos - Esmeralda 230 kV, quedando San Carlos - Salamina 230 kV y Salamina - Esmeralda 230 kV 2023

Fuente de Tabla: UPME

* Se evaluará cuando se tenga la viabilidad del OR dueño del Activo, además hay que tener en cuenta los diferentes niveles de tensión

Supuestos:

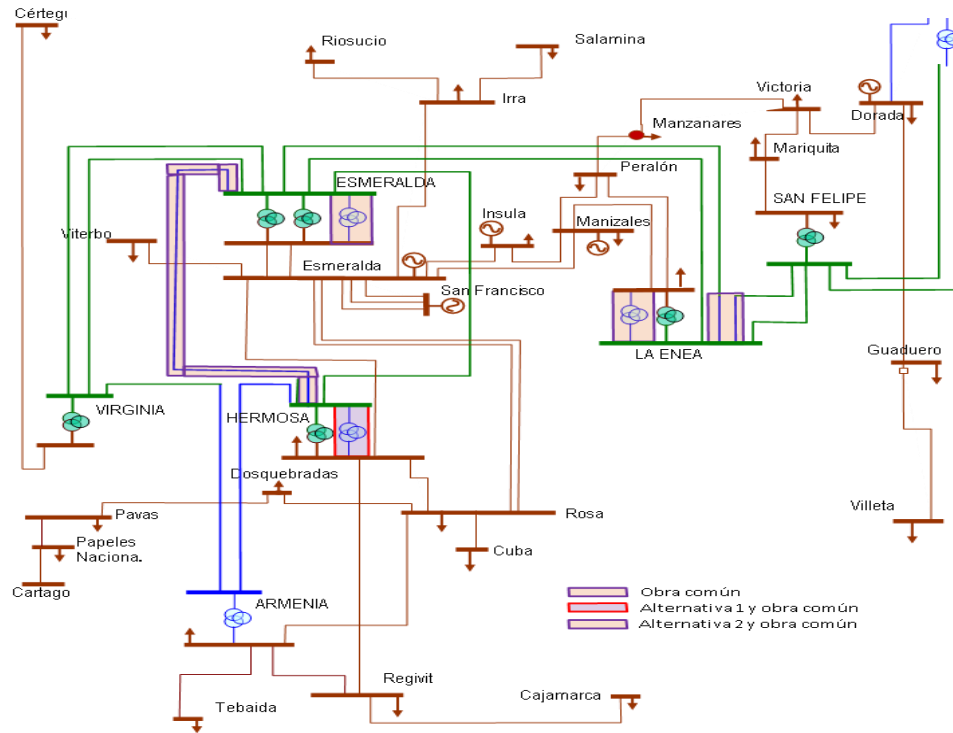
- Escenario alto de la proyección del mes de julio del año 2014.
- Periodos de consumo de demanda máxima.
- Se consideraron en operación las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área aprobada
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red.
- Se consideran el escenario crítico para la zona correspondiente a máxima demanda y mínima generación al interior de la sub área operativa Caldas – Quindío – Risaralda.

6.3.7.1 Desempeño del sistema de Transmisión Nacional - STN

A continuación se describen las alternativas estudiadas.

- **Alternativa i:** Esta alternativa contempla las siguientes obras: 1) Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV, 2) Tercer autotransformador subestación Esmeralda 230/115/13.8 kV - 90MVA, 3) Segundo autotransformador subestación Hermosa 230/115/13.8 kV - 150 MVA, 4) Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 KV y 5) segundo transformador 230/115 kV en Enea.
- **Alternativa ii:** Esta alternativa contempla las siguientes obras: 1) Reconfiguración de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV, 2) Tercer autotransformador subestación Esmeralda 230/115/13.8 kV - 90MVA y 3) Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV y 5) segundo transformador 230/115 kV en Enea.

Gráfica 6-38 Alternativas de Expansión CQR STN y puntos de conexión STN/STR



Fuente de Gráfica: UPME

Condición sin proyecto

A continuación se presenta el comportamiento del sistema para todo el horizonte de análisis si no se tiene ninguna obra de expansión ejecutada.

Tabla 6-45 Comportamiento del sistema sin expansiones

Estado	2014*	2016	2018	2020
C.N.O	TRF Esmeralda 230 kV > 120%	TRF Esmeralda 230 kV > 120%	TRF Esmeralda 230 kV > 135%	TRF Esmeralda 230 kV > 140%
	TRF Enea 230 kV > 80%	TRF Enea 230kV < 80%	TRF Enea 230 kV < 88%	TRF Enea 230 kV = 98.1%
	TRF Hermosa 230 kV < 80%	TRF Purnio 230kV < 80%	TRF Hermosa 230 kV < 80%	TRF Hermosa 230 kV < 85%
	TRF Purnio 230kV < 80%	TRF Hermosa 230 kV < 80%		

80%				
N-1 TRF Esmeralda 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV > 180% TRF Enea 230 kV = 95.6%	TRF Esmeralda 230kV > 170% TRF Enea 230kV = 92%	TRF Esmeralda 230 kV > 175% TRF Enea 230 kV = 93.3%	TRF Esmeralda 230 kV > 185% TRF Enea 230 kV > 100% TRF Hermosa 230 kV = 95.6%
N-1 TRF Enea 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV: 157% TRF Hermosa 230 kV: 85%	TRF Esmeralda 230kV > 160% TRF Hermosa 230kV = 79.9%	TRF Esmeralda 230 kV > 170% TRF Hermosa 230 kV = 89.1%	TRF Esmeralda 230 kV > 180% TRF Hermosa 230 kV = 95.8% TRF Purnio 230kV = 86%
N-1 TRF San Felipe 230 kV	TRF Esmeralda 230kV > 125% TRF Enea 230 kV = 93.1% TRF Purnio 230 kV = 95.3% Purnio - Dorada 230 kV > 105% Victoria, Mariquita y San Felipe 115 kV < 0.9 p.u	TRF Esmeralda 230kV: 130% TRF Enea 230 kV = 95% TRF Purnio 230kV = 94% Purnio - Dorada = 106.5%	TRF Esmeralda 230 kV > 135% TRF Enea 230 kV = 98% TR Purnio 230 kV = 97.8% Purnio - Dorada 115 kV = 113%	TRF Esmeralda 230 kV > 139.5% TRF Enea 230 kV > 100% TRF Purnio 230 kV = 100.1% Purnio - Dorada 115 kV= 123.1%
N-1 TRF Hermosa 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV: 135% TRF Enea 230 kV: 73%	TRF Esmeralda 230 kV > 135% TRF Enea 230kV = 85%	TRF Esmeralda 230 kV > 140% TRF Enea 230 kV = 88.5%	TRF Esmeralda 230 kV > 161.1% TRF Enea 230 kV = 102% TRF Armenia 230 kV = 87.8%

* Para el año 2014 no se consideró el proyecto Armenia 230 kV en operación

Fuente de Tabla: UPME

Del desempeño del sistema, antes de la entrada del proyecto se puede concluir:

- Para todo el horizonte de análisis los transformadores 230/115 kV instalados en la subestación Esmeralda presenta sobrecargas en condición normal de operación y bajo contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión de la sub área, para el caso que no se cuenta con generación de seguridad.
- Ante la falla del transformador San Felipe 230/115 kV se observa que el transformador de Purnio desde su año de entrada en operación presenta una cargabilidad cercana al 100%, mientras que la línea Dorada – Purnio 115 kV presenta una elevada cargabilidad.

- En relación al transformador de Enea 230/115 kV, para todo el horizonte de análisis se observa que éste presenta una agotamiento de transformación, llegando a superar el 100% de cargabilidad en el año 2020. Lo anterior ante la falla sencilla del transformador de San Felipe 230/115 kV.
- Si bien el transformador de La Hermosa 230/115 kV no presenta violación en el límite de cargabilidad, se observa que en el largo plazo se comienza a presentar un agotamiento en su capacidad de transformación.

Es de resaltar que hoy en día en el sistema de CHEC es necesario contar con generación de seguridad para mitigar la problemática existente en los transformadores de Esmeralda 230/115 kV.

Desempeño de la Alternativa i)

Al llevar a cabo la incorporación de las obras planteadas en la alternativa i), teniendo en cuenta las fechas de entrada en operación que se listan a continuación, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla 6-46 Desempeño del Sistema alternativa i

- Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV. Año de entrada en operación 2018.
- Tercer autotransformador subestación Esmeralda 230/115/13.8 kV - 90MVA. Año de entrada en operación 2018.
- Segundo autotransformador subestación Hermosa 230/115/13.8 kV - 150 MVA. Año de entrada en operación 2018.
- Segundo Transformador subestación Enea 230/115kV – 150 MVA. Año de entrada en operación 2017
- Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 Kv. Año de entrada en operación 2020.

Tabla 6-46 Desempeño del Sistema alternativa i

Condición	2018	2020	2022
C.N.O	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kv < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%

N-1 TRF Esmeralda 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV = 99.9% TRF Enea 230 kv < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV = 95% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV = 98.3% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%
N-1 TRF Enea 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV: < 90% TRF Enea 230 kv < 90% TRF Hermosa < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 62%	TRF Esmeralda 230 kV = 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%
N-1 San Felipe 230 kV	TRF Esmeralda 230kV < 90% TRF Enea 230kV < 90% TRF La Hermosa 230 kV < 90% TRF Purnio 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90% TRF Purnio 230 kV = 100% Purnio - Dorada 115 kV > 110%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90% TRF Purnio 230 kV > 100% Purnio – Dorada 115 kV = 115%
N-1 Hermosa 230 kV	TRF Esmeralda 230kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90%

Fuente de Tabla: UPME

De los datos obtenidos en los análisis realizados se puede indicar lo siguiente:

- En el año 2018, al llevar a cabo el aumento de capacidad de transformación en las subestaciones Esmeralda 230 kV, Enea 230 kV y La Hermosa 230 kV, se observa que ante las contingencias sencillas de cualquiera de uno de los transformadores de conexión de las subestaciones existentes en la sub área, se mitiga las cargabilidades en los transformadores de conexión al Sistema de Transmisión Nacional - STN.
- Si bien en el año 2018 se observa que ante la falla de uno de los autotransformadores existentes en la subestación Esmeralda 230 kV, los otros dos transformadores quedan con una cargabilidad cercana al 100%, esta cargabilidad se disminuye con la reconfiguración del enlace Esmeralda – San Felipe 230 kV, en Esmeralda – Enea 230 kV y Enea – San Felipe 230 kV.
- Ante la contingencia sencilla del transformador San Felipe 230/115 kV, se observa para el año 2020 que la cargabilidad del banco instalado en la subestación Purnio 230/115 kV y la línea Dorada – Purnio 115 kV llegan a 100% de su cargabilidad.

Desempeño de la Alternativa ii)

En la Tabla 6-47 se muestran los resultados obtenidos con la incorporación de las obras propuestas para la Alternativa ii. Las obras corresponden a:

- Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV. Año de entrada en operación 2018.
- Tercer autotransformador subestación Esmeralda 230/115/13.8 kV - 90MVA. Año de entrada en operación 2018.
- Segundo Transformador subestación Enea 230/115kV – 150 MVA. Año de entrada en operación 2017
- Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV. Año de entrada en operación 2020.

Tabla 6-47 Desempeño del Sistema Alternativa ii

		2018	2020	2022
C.N.O	TRF Esmeralda 230 kV: 84.4% TRF Enea 230 kv < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%
N-1 TRF Esmeralda 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV > 105% TRF Enea 230 kv < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV > 105% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV > 105% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV > 100% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%
N-1 TRF Enea 230 kV	TRF Esmeralda 230 kV: 93.6% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa < 90%	TRF Esmeralda 230 kV = 94.8% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90 %	TRF Esmeralda 230 kV = 98.7% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV = 98.7% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90%
N-1 San Felipe 230 kV	TRF Esmeralda 230kV < 90% TRF Enea 230kV < 90% TRF Purnio 230 kV < 90% TRF La Hermosa 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90% TRF Purnio 230 kV > 100% Purnio - Dorada 230 kV > 110%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90% TRF Hermosa 230 kV < 90% TRF Purnio 230 kV > 100% Purnio - Dorada 230 kV > 120%	TRF Esmeralda 230 kV < 90% TRF Enea 230 kV < 90 % TRF Hermosa 230 kV < 90% TRF Purnio 230 kV = 105% Purnio - Dorada 230 kV > 120%
N-1 Hermosa 230 kV	TRF Esmeralda 230kV > 100% TRF Enea 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV > 100% TRF Enea 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV > 105% TRF Enea 230 kV < 90%	TRF Esmeralda 230 kV > 105% TRF Enea 230 kV < 90%

Fuente de Tabla: UPME

De la anterior tabla se puede concluir:

- Para todo el horizonte de análisis se observa que los transformadores de la subestación Esmeralda 230 kV presentan una cargabilidad superior al 100%, lo anterior ante falla sencilla de los

transformadores Enea 230 kV, San Felipe 230 kV, Hermosa 230 kV y ante la salida de uno de los bancos de la misma subestación Esmeralda.

- A partir del año 2020 se observa agotamiento en la capacidad de transformación y transporte de las subestaciones Purnio 230 kV y el enlace Dorada – Purnio 115 kV, respectivamente. La anterior condición se presenta ante la salida del transformador de San Felipe 230 kV.

Conclusiones

- Teniendo en cuenta que las obras necesarias para mitigar los problemas existentes en el área sólo entrarían hasta el año 2018, tal y como lo expresó el Operador de Red en su plan de expansión, se hace necesario contar durante este tiempo con generación de seguridad para mantener los límites de cargabilidad y tensión en el área, con el agravante que muchas de estas plantas son de tecnología de filo de agua.
- La alternativa ii, si bien ayuda a disminuir los problemas de cargabilidad de los transformadores de conexión, se hace necesario seguir contando con generación de seguridad para mitigar la sobrecarga existente en los transformadores de Esmeralda 230 kV, condición que se presenta ante la indisponibilidad de algunos elementos del Sistema de Transmisión Regional - STR.
- Con la incorporación del segundo transformador en la subestación Hermosa 230 kV (adicional a los proyectos propuestos en la alternativa ii), es decir la alternativa i, se observa que la cargabilidad de los transformadores en la subestación Esmeralda se disminuyen.
- Con la implementación de las obras propuestas en la alternativa i se obtienen beneficios en cuanto a generación de seguridad se refiere, puesto que desde la fecha de puesta en operación de las mismas y hasta el año 2022, dependiendo de los crecimientos de demanda no es necesario contar con generación interna en el área.
- Independiente de la alternativa de conexión, en el largo plazo (año 2020) se presenta agotamiento en la capacidad de transporte del enlace Dorada – Purnio 115 kV y sobrecarga en el transformador Purnio 230 kV, por lo que el Operador de Red deberá presentar obras de expansión que mitiguen esta problemática.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica

Beneficios:

- Energía no suministrada
- Ahorro generación de seguridad

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008.

Tabla 6-48 Evaluación económica CQR

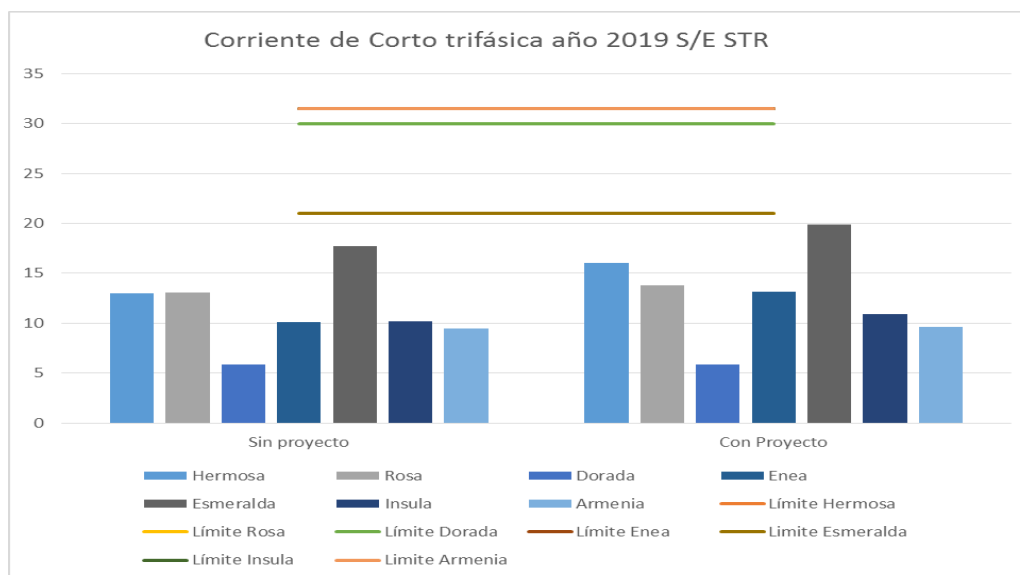
Costo proyecto STN	\$ 6,79
Costo proyecto STR	\$ 14,10
Total Beneficio	\$ 29,35
Relación B/C	1,40

Fuente de Tabla: UPME

Análisis de corto circuito

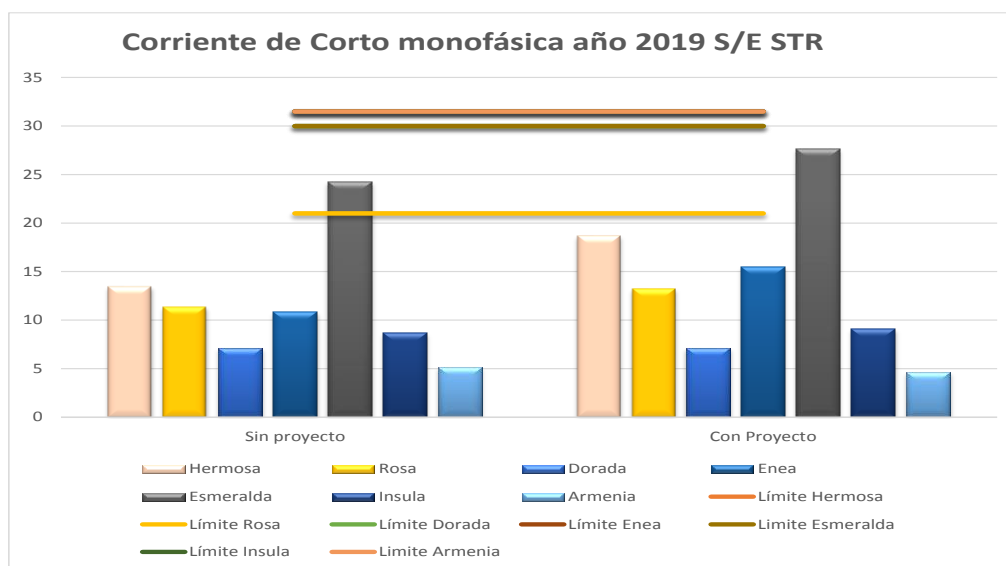
A continuación se presentan los niveles de corto trifásicos y monofásicos asociados a la entrada de los proyectos en el sistema:

Gráfica 6-39 Nivel de Corto Trifásico 2019



Fuente de Gráfica: UPME

Gráfica 6-40 Nivel de Corto Monofásico



Fuente de Gráfica: UPME

Recomendaciones

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN y complementos a nivel del Sistema de Transmisión Regional - STR.

- Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV. Año de entrada en operación 2018.
- Tercer autotransformador subestación Esmeralda 230/115/13.8 kV - 90MVA. Año de entrada en operación 2018.
- Segundo autotransformador subestación Hermosa 230/115/13.8 kV - 150 MVA. Año de entrada en operación 2018.
- Segundo transformador subestación Enea 230/115/13.8 kV – 150 MVA. Año de entrada en operación 2017.

- Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV. Año de entrada en operación noviembre de 2017.

6.3.8 Análisis de Incorporación Parques Eólicos en la Guajira

A continuación se presentan los análisis eléctricos de la conexión de los parques eólicos Casa eléctrica, Irraipa y Carrizal, cuya capacidad total suma 474 MW. Inicialmente se presenta la metodología y los supuestos considerados para la realización de los análisis. Posteriormente se establece, sin los proyectos, el comportamiento de la sub-área Guajira/Cesar/Magdalena - GCM, determinando las necesidades eléctricas de esta zona del país y la expansión asociada. Después se analiza el desempeño del sistema considerando esta nueva capacidad renovable, estableciendo a la vez su conexión óptima. Finalmente se calcula para diferentes topologías de red, la capacidad instalada adicional a los 474 MW eólicos que se podría incorporar.

Supuestos

A continuación se presentan los supuestos tenidos en cuenta para la realización de los análisis eléctricos:

- Escenario alto de la proyección de potencia, revisión julio 2014. Asimismo, se consideran los grandes consumidores que tienen estudio de conexión aprobado y/o radicado.
- Capacidad instalada de generación actual y la expansión definida por los escenarios del capítulo II (tabla III).
- Escenarios operativos de la Tabla 6-50.
- Respecto a las interconexiones internacionales, inicialmente se consideran las máximas capacidades de intercambio.
- Se consideran los límites de sobrecarga permitidos en estado de contingencias para cada uno de los activos del STN y STR (actuales y futuros).
- Expansión en transmisión definida en la Tabla 6-49.

Diagnóstico de la sub-área GCM en el mediano y largo plazo

La sub-área GCM abarca los departamentos de Guajira, Cesar y Magdalena. Sus principales subestaciones con transformación STN/STR son Fundación, Santa Marta, Cuestecitas, Valledupar y Copey. Adicionalmente, cuenta con generación interna, principalmente de naturaleza térmica, Termoguajira 302 MW, y generación menor con el proyecto eólico Jepirachi 20 MW. Eléctricamente se interconecta con otras áreas y sub-áreas del SIN:

- Con la sub-área Atlántico, a través de los tres circuitos Fundación – Sabanalarga 220 kV.
- Con la sub-área Bolívar, a través de la línea Copey – Bolívar 500 kV.
- Con el área Nordeste, a través de la línea en 500 kV Copey – Ocaña.
- Con Venezuela, a través de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV.

En materia de expansión, a nivel de transmisión los Planes 2013 – 2027 y 2014 – 2028, se han definido una serie de obras, las cuales garantizan la atención de la demanda en el mediano y largo plazo. Dichas obras

se listan a continuación, junto con su justificación, es decir, los problemas que resuelven en el corto, mediano y largo plazo:

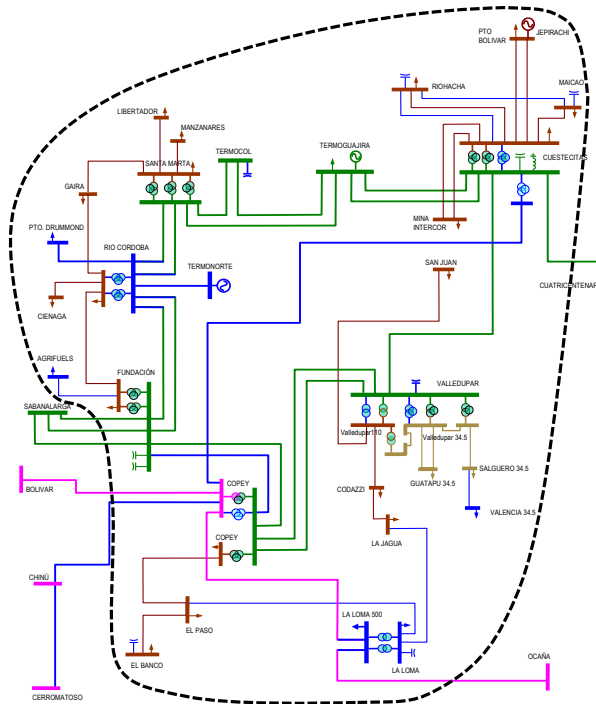
Tabla 6-49 Expansión definida por los planes de expansión 2013 – 2027 y 2014 – 2028, relacionada con la sub-área GCM.

Obra	Justificación	Fecha de entrada en operación
Compensaciones capacitivas clásicas de 35 y 50 MVAR, en las subestaciones 220 kV Termocol y Valledupar, respectivamente.	En el corto plazo, reducen la generación de seguridad, específicamente de Termoguajira, que se necesita en la sub-área GCM para garantizar que las contingencias sencillas del transformador Copey 500/220 kV y la línea Ocaña – Copey 500 kV, no ocasionen un colapso de tensión.	2015/2016
Segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.	En el mediano y largo plazo, reduce la generación de seguridad, específicamente de Termoguajira, que se necesitaría en la sub-área GCM para garantizar que las contingencias sencillas del transformador Copey 500/220 kV y la línea Ocaña – Copey 500 kV, no ocasionen un colapso de tensión.	2015
Subestación Río Córdoba 220/110 kV y redes asociadas.	Se constituye en una solución de mediano y largo plazo para el sistema regional de la sub-área, ya que incrementa la capacidad de transformación STN/STR en 300 MVA, garantizando la seguridad y confiabilidad de la demanda ante eventos N-1 a nivel de transformación. Adicionalmente, permite la conexión del proyecto de generación Termonorte, el cual adquirió compromisos de Energía en Firme a través del mecanismo del Cargo por Confiabilidad.	2016
Subestación la Loma 500/110 kV y redes asociadas.	En el corto plazo, se constituye en un nuevo punto de inyección desde el STN para la sub área. Evita Energía no Suministrada por contingencias sencillas en elementos radiales, y permite la incorporación de un gran consumidor.	2016
Nueva subestación 500 kV en Cuestecitas con transformación 500/220 kV – 450 MVA, corredor de línea a nivel de 500 kV Cerromatoso – Chinú – Copey – Cuestecitas, y segundo circuito Copey – Fundación 220 kV.	En el mediano y largo plazo, esta expansión se constituye en un nuevo corredor de importación de potencia activa y reactiva, no sólo para la sub-área GCM, sino para toda el área Caribe. Esta infraestructura evita la programación de generación de seguridad asociada a la contingencia de cualquiera de las líneas en 500 kV que actualmente interconectan la costa atlántica con el interior del país. Asimismo, evita en el largo plazo desatención de demanda.	2018

Fuente de Tabla: UPME

Como se pudo observar en la tabla, se han definido siete (7) proyectos de expansión, los cuales resuelven básicamente las siguientes problemáticas: i) programación de generación de seguridad e incremento del valor esperado de la energía no suministrada en la sub-área, asociado al cubrimiento de contingencias sencillas, ii) desatención de demanda por fallas en elementos radiales y transformadores de conexión al STN, iii) agotamiento de la red existente, lo cual imposibilita la conexión de un gran consumidor, y iv) saturación del límite de transferencia entre el interior del país y el área Caribe.

Gráfica 6-41 Diagrama unifilar sub-área GCM. Infraestructura actual y futura. Color magenta red de 500 kV, verde 220 kV y café 115 kV.



Fuente de Gráfica: UPME

Tabla 6-50 Escenarios críticos considerados.

Escenario	Generación en la sub-área GCM	Demanda en la sub-área GCM	Importación de potencia desde Venezuela por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV
Esc 1.	Máxima	Máxima	Sin importaciones
Esc 2.	Máxima	Máxima	Con importaciones (150 MW)
Esc 3.	Máxima	Mínima	Sin importaciones
Esc 4.	Máxima	Mínima	Con importaciones (150 MW)

Fuente de Tabla: UPME

Comportamiento sub-área GCM considerando 474 MW eólicos

Teniendo en cuenta que la expansión referenciada deberá estar en servicio entre los años 2015 y 2018, que

la fecha de entrada en operación de los tres proyectos eólicos se daría de manera secuencial a partir del año 2019, y que el punto de conexión al STN más cercano respecto a la ubicación de los parques es la subestación Cuestecitas, a continuación se presenta el desempeño de la red, considerando los 474 MW eólicos en el barraje de 500/220 kV de dicha subestación, y solamente la expansión en transmisión definida (Tabla 6-49), lo anterior para los años 2018 y 2022.

En la Tabla 6-51 se presenta el comportamiento del sistema, específicamente las limitaciones de red con la nueva capacidad instalada de 474 MW eólicos. Es claro que el evento de falla que impone un límite a la incorporación de potencia, es la pérdida de la línea Cuestecitas – Copey 500 kV. Bajo esta topología, la nueva generación se inyecta desde la subestación Cuestecitas 500 kV al anillo 220 kV de la sub-área GCM, presentándose un nivel de carga superior al límite establecido por el transformador Cuestecitas 500/220 kV y la línea Cuestecitas – Valledupar 220 kV, situación que se torna más crítica bajo importaciones de potencia desde Venezuela. En este sentido, la misma tabla se presenta un límite máximo a la incorporación de nueva capacidad instalada, dependiendo del escenario estudiado.

Tabla 6-51 Comportamiento del sistema considerando 474 MW. límite máximo de incorporación de nueva capacidad instalada.

Horizonte	2018 y 2022	
Escenarios	Contingencia que limita	Observación
Esc 1.	N -1 Cuestecitas – Copey 500 kV	Niveles de carga superiores al límite establecido en el transformador 500/220 kV de la subestación Copey, al igual que en la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Límite máximo que se podría incorporar: 440 MW .
Esc 2.		Niveles de carga superiores al límite establecido en el transformador 500/220 kV de la subestación Copey, al igual que en la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Límite máximo que se podría incorporar, considerando la importación de 150 MW desde Venezuela: 290 MW
Esc 3.		Niveles de carga superiores al límite establecido en el transformador 500/220 kV de la subestación Copey, al igual que en la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Límite máximo que se podría incorporar: 360 MW
Esc 4.		Niveles de carga superiores al límite establecido en el transformador

¹⁹ No se considera conexión a 220 kV en Cuestecitas, dadas las limitaciones de espacio. Según el informe de oportunidades de conexión del transportador Transelca (2013), sólo se dispone de una bahía, destinada al futuro transformador 500/220 kV – 450 MVA.

		500/220 kV de la subestación Copey, al igual que en la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Límite máximo que se podría incorporar, considerando la importación de 150 MW desde Venezuela: 210 MW
--	--	---

Fuente de Tabla: UPME

Comportamiento sub-área GCM considerando 474 MW eólicos y dos alternativas de refuerzo

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el numeral anterior, a continuación se presentan los análisis eléctricos de la sub-área GCM, considerando la misma capacidad de 474 MW, junto con dos (2) alternativas de refuerzo (Gráfica 6-42), ellas son:

- Alternativa 1: Segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV – 450 MVA y segundo circuito Cuestecitas – Valledupar 220 kV.
- Alternativa 2: Segundo circuito Copey – Cuestecitas 500 kV.

En la Tabla 6-52 y Tabla 6-53 se presenta el desempeño eléctrico de la sub-área para las dos opciones de refuerzo. Respecto a la alternativa 1, la contingencia que limita la incorporación de nueva capacidad es la pérdida de la línea Cuestecitas – Copey 500 kV. Bajo este evento de falla, si bien ya se cuenta con dos transformadores 500/220 kV en la subestación Cuestecitas y dos circuitos Valledupar – Cuestecitas 220 kV, toda la potencia se inyecta nuevamente al anillo 220 kV de la sub-área GCM desde la subestación Cuestecitas 500 kV, sobrecargando los dos enlaces referenciados. Considerando la alternativa 2, desde el punto de vista de evacuación de potencia, la segunda línea Cuestecitas – Copey 500 kV garantiza una incorporación de 1,200 MW, inclusive puede ser superior a este valor, en función de la capacidad térmica del conductor que se modele.

Tabla 6-52 Comportamiento del sistema considerando la alternativa 1 de refuerzo y 474 MW. límite máximo de incorporación de potencia.

Horizonte 2018 - 2022	Alternativa 1	
Escenarios	Contingencia que limita	Observación
Esc 1.	N -1 Cuestecitas – Copey 500 kV	Niveles de carga superiores al límite establecido en el doble circuito Valledupar – Cuestecitas 220 kV.
Esc 2.		Límite máximo que se podría incorporar: 474 + 176 MW.
		Niveles de carga superiores al límite establecido en el doble circuito Valledupar – Cuestecitas 220 kV.

		Límite máximo que se podría incorporar, considerando la importación de 150 MW desde Venezuela: <u>474 + 26 MW</u>
Esc 3.		Niveles de carga superiores al límite establecido en el doble circuito Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Límite máximo que se podría incorporar: <u>474 + 176 MW.</u>
Esc 4.		Niveles de carga superiores al límite establecido en el doble circuito Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Límite máximo que se podría incorporar, considerando la importación de 150 MW desde Venezuela: <u>474 + 26 MW</u>

Fuente de Tabla: UPME

Tabla 6-53 Comportamiento del sistema considerando la alternativa 2 de refuerzo y 474 MW. límite máximo de incorporación de potencia.

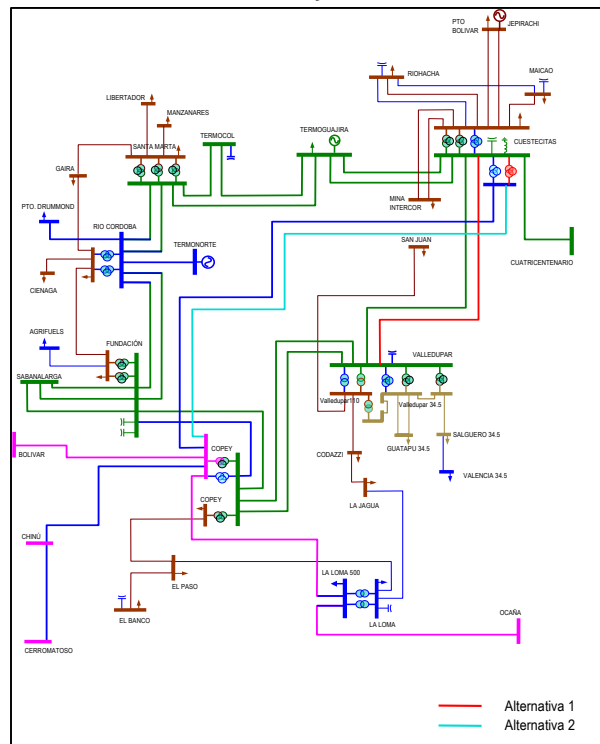
Horizonte 2018 - 2022	Alternativa 2	
Escenarios	Contingencia que limita	Observación
Esc 1.	Ninguna	No se presentan violaciones en el SIN, considerando 1,200 MW de nueva potencia instalada en la subestación Cuestecitas 500 kV.
Esc 2.		No se presentan violaciones en el SIN, considerando 1,200 MW de nueva potencia instalada en la subestación Cuestecitas 500 kV.
Esc 3.		No se presentan violaciones en el SIN, considerando 1,200 MW de nueva potencia instalada en la subestación Cuestecitas 500 kV.
Esc 4.		No se presentan violaciones en el SIN, considerando 1,200 MW de nueva potencia instalada en la subestación Cuestecitas 500 kV.

Fuente de Tabla: UPME

Análisis de Estabilidad de frecuencia y tensión

Hasta este punto se ha establecido la imposibilidad de la red actual y definida por la UPME en sus planes de expansión, versiones 2013 – 2027 y 2014 – 2028, para incorporar más de 210 MW de nueva capacidad instalada en la subestación Cuestecitas 500 kV (considerando el actual límite de importación desde Venezuela, es decir, 150 MW). Asimismo, se definieron dos alternativas de refuerzo. La alternativa 1 permite incorporar los 474 MW eólicos (Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal), y 26 MW mas, lo anterior conservando el actual límite de importación desde Venezuela. Por otro lado, la alternativa 2 posibilita la incorporación de la nueva potencia renovable, 474 MW, e inclusive valores superiores a los 1,200 MW, garantizando también el actual límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV.

Gráfica 6-42 Diagrama unifilar sub-área GCM. Infraestructura actual, futura y alternativas de refuerzo. Color magenta red de 500 kV, verde 220 kV y café 115 kV

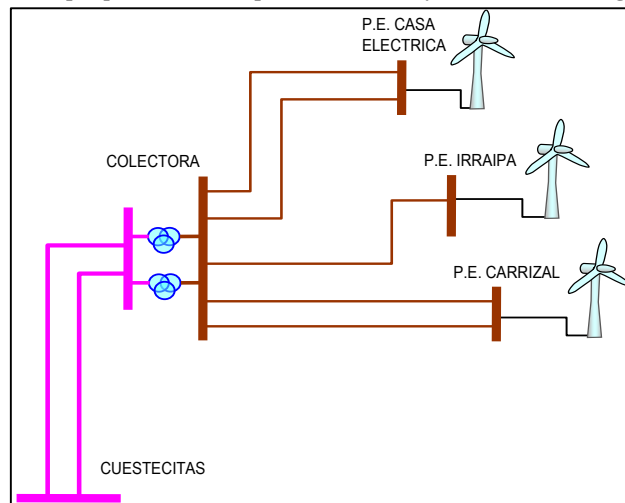


Fuente de Gráfica: UPME

Si bien los análisis de flujo de carga han permitido establecer unos valores máximos de incorporación, ello bajo diferentes topologías, se deben validar estos resultados con análisis de estabilidad. Para ello se modela la conexión física de los tres parques eólicos en detalle (Gráfica 6-43), considerando su ubicación y red de interconexión. En este sentido, se considera un doble circuito a nivel de 500 kV entre la subestación colectora, la cual agrega todos los aerogeneradores de los tres parques, y la subestación Cuestecitas 500 kV. Se descarta la opción de un solo enlace entre dichas subestaciones, ya que un evento sencillo sobre esta línea podría implicar la actuación del EDAC por problemas de inestabilidad de frecuencia.

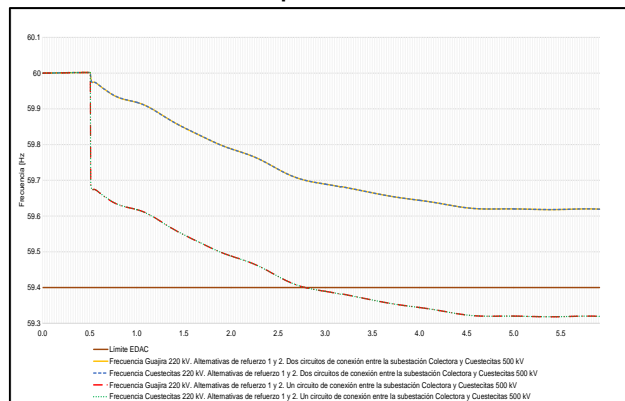
Desde el punto de vista de estabilidad, la Gráfica 6-44 presenta el comportamiento de la frecuencia en las subestaciones 220 kV Cuestecitas y Guajira, ante la pérdida de un circuito Colectora – Cuestecitas 500 kV, lo anterior para las dos alternativas de refuerzo. Se observa que bajo la indisponibilidad de un enlace y la falla del elemento paralelo, la frecuencia puede ser inferior al umbral de activación del EDAC, es decir, se deslazaría carga para salvaguardar la seguridad e integridad del SIN. De todas maneras, no se observan violaciones bajo condiciones normales de red cuando falla un sólo circuito.

Gráfica 6-43 Diagrama unifilar conexión parques eólicos Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal. Color magenta red de 500 kV y café 115 kV.



Fuente de Gráfica: UPME

Gráfica 6-44 Respuesta en frecuencia.



Fuente de Gráfica: UPME

Respecto a estabilidad de tensión, no se observan condiciones riesgosas ante múltiples fallas en la red de interconexión de GCM con el resto del sistema, lo anterior debido a la expansión en transmisión definida.

Conclusiones del análisis eléctrico

- Los análisis eléctricos permitieron establecer limitaciones en la red futura para incorporar al Sistema Interconectado Nacional, 474 MW eólicos. El ejercicio de planeación llevado a cabo determinó un límite máximo de 210 MW, considerando el actual límite de importación desde Venezuela por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV.
- Se estudiaron dos alternativas de refuerzo, en el caso del doble circuito Valledupar - Cuestecitas 220 kV y el segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV – 450 MVA, es posible la conexión de 500 MW. Con el segundo enlace Copey – Cuestecitas 500 kV, se podrían incorporar valores superiores a 1,200 MW.
- La conexión de los parques eólicos Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal a la subestación Cuestecitas debe hacerse a nivel de 500 kV y a través de un doble circuito. Si se hace con un solo enlace, la contingencia sobre este elemento podría activar el EDAC por problemas de inestabilidad de frecuencia, lo anterior se ve reflejado en los análisis realizados.

Costos

Respecto a los costos, se valora en Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009, los refuerzos de red según alternativa y la conexión física de los tres parques eólicos, es decir, Irraipa, Casa Eléctrica y Carrizal. El incremento en las pérdidas del sistema se cuantifica considerando la evolución del costo marginal del escenario 7.

Tabla 6-54 Valor presente de los costos asociados a la conexión de 474 MW eólicos.

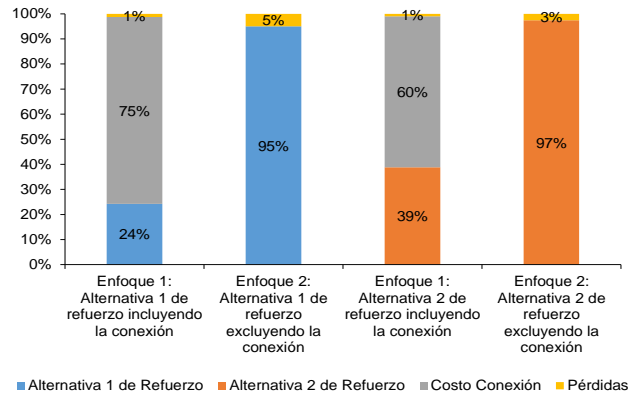
Ítem	Alternativa Refuerzo 1	Alternativa Refuerzo 2	Conexión de los parques (subestación colectora y doble circuito en 500 kV Colectora – Cuestecitas de 130 Km)	Pérdidas del sistema
VPN Costo [USD\$ Dic 2013]	38,442,910.43	76,446,072.42	118,328,802.87	2,000,000

Fuente de tabla: UPME

A continuación, se muestra la participación porcentual de cada uno de los componentes de la Tabla 6-54 en el costo de las alternativas de refuerzo, ello considerando también los dos enfoques, es decir, incluyendo o

no la conexión física de los tres parques eólicos.

Gráfica 6-45 Participación porcentual de cada uno de los componentes de la tabla IX en el costo total de las alternativas de refuerzo.



Fuente de gráfica: UPME

Recomendaciones

Si bien se estableció la viabilidad técnica y económica de incorporar 474 MW eólicos al Sistema Interconectado Nacional, el potencial eólico en la Guajira es superior a este valor. En este sentido, la Unidad recomendaría la ejecución del segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV y el doble enlace Cuestecitas – Colectora 500 kV, si en la sub-área Guajira existen otros proyectos, que materialicen los beneficios identificados en este documento.

Por la anterior, la UPME invita a los Agentes que han manifestado interés, a presentar los estudios de conexión respectivos y las medidas de velocidad del viento in situ, ya que se requiere de esta información para definir posibles corredores, verificar los beneficios establecidos, y sobre todo, localizar la subestación Colectora.

Vale la pena anotar, que la realización de las iniciativas conocidas por la UPME en relación a proyectos eólicos, facilitará la ejecución de obras, que conducirán a que los beneficios indicados se maximicen y sean compartidos por la demanda nacional y los desarrolladores de proyectos. Por otro lado, si no se concretan más usuarios que utilicen dichas obras, se corre el riesgo que no se materialicen los beneficios calculados

6.4 OTRAS NECESIDADES DEL SISTEMA

6.4.1 Bahías de conexión de transformadores

De acuerdo con la resolución CREG 147 de 2011, por medio de la cual se cambió el artículo 6 de la resolución CREG 022 de 2001, la cual, resolvió en su Artículo 1. Modificar el artículo 6 de la Resolución

CREG 022 de 2001, modificado mediante las resoluciones CREG 085 de 2002 y CREG 120 de 2003, el cual quedará así:

"Artículo 6. Ampliaciones de las Instalaciones del STN que se encuentren en servicio. Los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación, tales como: a) montaje de nuevos circuitos sobre estructuras existentes, junto con los activos requeridos para su conexión al STN; b) cambio en la configuración de subestaciones existentes; c) montaje de nuevas bahías de transformador con tensión igual o superior a 220 kV que utilice un Operador de Red para conectarse al STN en subestaciones con configuración de anillo o de interruptor y medio; harán parte del Plan de Expansión de Referencia, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3 de la presente Resolución y en esta medida su ejecución podrá ser objetada. De ser incluida la respectiva ampliación en el Plan de Expansión de Referencia, será desarrollada por el transmisor que representa ante el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, los activos objeto de la ampliación. En caso que el transmisor no desee desarrollar el proyecto, se adelantará un proceso que garantice la libre concurrencia en condiciones de igualdad, cumpliendo con las disposiciones establecidas en el artículo 4 de la presente Resolución. Subrayó UPME

Dando cumplimiento a lo mencionado anteriormente, la siguiente Tabla 6-55 presenta el listado de los elementos del Sistema de Transmisión Nacional que requieren ser ejecutados mediante el mecanismo de ampliación y corresponden a conexiones por parte de los Operador de Red al Sistema de Transmisión Nacional que cumplen lo establecido por la Resolución 147 de 2011; vale la pena aclarar que la mayoría de estos elementos ya tienen concepto de conexión por parte de la UPME.

Tabla 6-55 Bahías de transformadores de conexión al STN por ampliación

NOMBRE DEL PROYECTO	ELEMENTO	TENSION (kV)	ACTIVO	TIPO	DESCRIPCION	CAPACIDAD	AÑO DE ENTRADA
Bosque	Bosque	220/110-66	Transformador	IM	tercer transformador	150 MVA	2018
Nueva Barranquilla	Nueva Barranquilla	220/110/13,8	Transformador	IM	segundo transformador	100/100/30 MVA	2016
Bucaramanga	Segundo Bucaramanga	230/115	Transformador	AN	segundo transformador	150 MVA	2017

Fuente de Tabla: UPME

6.4.2 Proyectos del Sistema de Transmisión Regional – STR

Teniendo en cuenta lo estipulado por la resolución CREG 024 de 2013, en su artículo 7, en el cual se indica:

"(...)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(...)

Y el artículo 9, el cual reza:

“(…)Para considerar que un proyecto tiene costo superior al Costo Medio del Nivel de Tensión 4, definido en la Resolución CREG 097 de 2008, el OR que presenta el respectivo proyecto deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a) para cada una de las UC que hacen parte del nuevo proyecto el OR deberá informar los costos previstos para su instalación y montaje;*
- b) para cada una de las UC cuyo costo previsto supere el valor reconocido en la metodología vigente, el OR deberá justificar cuáles elementos de los que componen la UC ocasionan los mayores costos;*
- c) calcular el costo del proyecto con los costos previstos y verificar que la relación beneficio costo del proyecto es superior a 1;*

Si el costo del proyecto calculado en el literal c) supera en más de 105% el costo del proyecto estimado con los valores de las UC vigentes, se considera que el proyecto tiene un costo medio por encima del Costo Medio del Nivel de Tensión 4, definido en la Resolución CREG 097 de 2008.

Los resultados obtenidos deben hacer parte de la información del proyecto incluido en el plan de expansión del OR y que se entrega a la UPME en cumplimiento de lo establecido en el artículo 3. Con base en esta información la UPME podrá dar inicio a un Proceso de Selección para construir el proyecto

A continuación, se presentan los proyectos que los Operadores de Red, identificó con costos superiores a los costos medios de acuerdo con la resoluciones CREG 024 de 2013 y CREG 097 de 2008 y que no estarían en disposición de ejecutarlos mediante la metodología de la resoluciones CREG 024 de 2013 y 097 de 2008, sin embargo manifiestan la intención de participar en el proceso de selección, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 de la resolución CREG 024 de 2013 *“En caso de no manifestar interés o de no entregar la información requerida dentro del plazo previsto en este artículo, el proyecto se ejecutará mediante un Proceso de Selección en el que el OR no podrá participar, salvo que se trate de un proyecto con costo superior al Costo Medio del Nivel de Tensión 4 de acuerdo con lo establecido en el artículo 9”* – subrayado propio

- Conectividad de la subestación Rio Córdoba Sistema de Transmisión Nacional / Sistema de Transmisión Regional mediante dos transformadores 220/110 kV – 100 MVA – fecha de entrada en servicio noviembre 2016
- Conectividad de la subestación Valledupar Sistema de Transmisión Nacional / Sistema de Transmisión Regional mediante transformador 220/110 kV – 100 MVA – Fecha de entrada en servicio noviembre 2016
- Aumento de la capacidad de transformación en Cuestecitas, mediante la ampliación del actual transformador de 220/110 MVA de 60 MVA a 100 MVA (es decir 40 MVA adicionales) e instalación de un tercer transformador 220/110 – 100 MA (bahías de conexión en el STN y STR y equipos de transformación)- Fecha de entrada en servicio noviembre 2016

6.4.3 Ampliación longitud de línea Guavio – Reforma 220 kV y Guavio – Tunal 230 kV

El Transportador EEB, dueño de la línea Guavio – Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV, manifestó a la Unidad mediante radicado UPME 20141260036372, la necesidad de aumentar la longitud del enlace Guavio – Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV en una longitud aproximada de 11,5 km, lo anterior fue justificado mediante el siguiente argumento:

“(…)El proyecto obedece a la situación actual del corredor de los circuitos Guavio – Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV y su paso principalmente por el sector del Río Piri que presenta problemas de inestabilidad geotécnica generado por un cono de deyección que afecta las líneas mediante la socavación y colmatación.

En el caso que ocurra una afectación a estas líneas causada por los problemas geológicos y geotécnicos que esta presentado el río, la misma puede llevar a una indisponibilidad de estos dos circuitos por mínimo 6 meses (sin tener en cuenta los tiempos de permiso ante las Autoridades Ambientales), considerando que para rehabilitar las torres afectadas sería necesario alterar la ruta de la línea(…)”

Con base a lo anteriormente expuesto, y lo indicado en el artículo 6 de la resolución CREG 011 de 2009, la cual reza:

(…)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.(…)

La UPME realizó la evaluación técnica y económica de la solicitud, encontrando que la ampliación en longitud de los circuitos mencionados son viables técnicamente; además que la evaluación económica, calculando los beneficios como la reducción de la Energía No Suministrada ante contingencia, y calculado el valor presente de los costos de la infraestructura requerida con Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009, se encuentra que la modificación del corredor en asunto presentan una relación Beneficio / Costo superior a 1.

De acuerdo con lo anterior, la UPME recomienda en el presente Plan de Expansión, la ampliación en 11.5 km los circuitos Guavio –Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV.

6.5 Resumen de Recomendación STN

Obras Santander:

- Nueva subestación Palenque 230 kV, con dos transformadores 230/115 kV – 150 MVA, conectada mediante la reconfiguración de aproximadamente 15 km del doble circuito Sogamoso - Guatiguará 230 kV, en Sogamoso – Palenque 230 kV y el doble circuito Palenque – Guatiguará 230 kV – Fecha de entrada en operación Noviembre de 2017.
- Reconfiguración subestación Barranca 230 kV a interruptor y medio e instalación de tercer y cuarto transformador 230/115 kV – 90 MVA – Fecha de entrada en operación noviembre de 2019.

Obras Boyaca:

- Nueva subestación San Antonio 230/115 kV – 300 MVA (dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA C/U) más dos líneas San Antonio – Sochagota 230 kV de aproximadamente 28 kilómetros – Fecha de entrada en operación Junio de 2018

Obras Guajira – Cesar - Magdalena

- Segundo circuito Fundación Copey 230 kV – Fecha de entrada en operación noviembre de 2019
- nueva subestación en 500 kV con transformación 500/220 kV - 450 MVA en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas – Fecha de entrada en operación noviembre de 2019

Obras Valle

- Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV.- Fecha de entrada en operación Noviembre de 2016

Obras Caldas – Quindío – Risaralda

- Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda - Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda - Hermosa 230 kV. – Fecha de entrada en operación noviembre de 2018.
- Reconfiguración de la línea Esmeralda - San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV. Fecha de entrada en operación noviembre de 2017

Bahías de alta de los siguientes transformadores:

- Tercer transformador el Bosque – 2018
- Segundo transformador en Nueva Barranquilla – 2016

- Segundo transformador Bucaramanga - 2017

Convocatorias de los Sistemas de Transmisión Regional:

- Conectividad de la subestación Rio Córdoba Sistema de Transmisión Nacional / Sistema de Transmisión Regional mediante dos transformadores 220/110 kV – 100 MVA – Noviembre 2016
- Conectividad de la subestación Valledupar Sistema de Transmisión Nacional / Sistema de Transmisión Regional mediante transformador 220/110 kV – 100 MVA – Fecha de entrada en servicio noviembre 2016
- Aumento de la capacidad de transformación en Cuestecitas, mediante la ampliación del actual transformador de 220/110 MVA de 60 MVA a 100 MVA (es decir 40 MVA adicionales) e instalación de un tercer transformador 220/110 – 100 MA (bahías de conexión en el STN y STR y quipos de transformación) - Noviembre 2016

Otras recomendaciones:

- Si bien se estableció la viabilidad técnica y económica de incorporar 474 MW eólicos al Sistema Interconectado Nacional, el potencial eólico en la Guajira es superior a este valor. En este sentido, la Unidad recomendaría la ejecución del segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV y el doble enlace Cuestecitas – Colectora 500 kV, si en la sub-área Guajira existen otros proyectos, que materialicen los beneficios identificados en este documento. Por lo anterior, una vez la UPME reciba la información asociada a la medición de vientos in situ y los estudios de conexión, cuya capacidad agregada sume los 1,200 MW y se corroboren los beneficios y análisis presentados en este Plan, quedará en firme la recomendación.
- La ampliación en 11.5 km los circuitos Guavio – Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV.

6.6 Análisis Sistemas de Trasmisión Regionales - STR

La unidad, en el marco de la resolución CREG 024 de 2013, la cual en su artículo 7, estableció:

“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 por cada uno de los OR y así se puedan presentar las obras respectivas.

6.6.1 Área Caribe - Atlántico

Gráfica 6-46 área Caribe



Fuente de Gráfica: UPME

Problemáticas identificadas

El área Atlántico presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 110 kV y agotamiento de la capacidad de la transformación lo que conlleva a tener generaciones de seguridad en el área, la cual debe ser balanceada entre los recursos ubicados en el área, además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del Sistema de Transmisión Regional.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que las mismas tienen en el sistema para los diferentes escenarios operativos definidos en función de las posibilidades de

combinación de la generación y en el caso que se hayan presentado o definido soluciones, posteriormente se indica cuales son estas.

Tabla 6-56 Desempeño del sistema en Atlantico

Condición	2015	2019
Condición normal de operación (Máxima generación en Flores 1 y 4)	Sobrecarga Termoflores - Oasis 110 kV (I y II)	Desempeño adecuado
Condición normal de operación (Máxima generación en Flores 1)	Sobrecarga Termoflores - Oasis 110 I kV	
N-1 transformador Tebsa 3 214/110 kV 180 MVA (mínima generación STR)	Desatención de demanda por sobrecarga	
N-1 Tebsa – Unión 110 kV (alta generación ingresando en la barra Tebsa 110 kV y baja generación ingresando en las barras de Termoflores 110 kV).	Sobrecarga Tebsa - El Rio 110 kV	
N-1 Tebsa – Cordialidad 110 kV. (Alta generación ingresando en la barra Tebsa 110 kV y baja generación ingresando en las barras de Termoflores 110 kV)	Sobrecarga Tebsa - El Rio 110 kV	
N-1 Tebsa – Veinte de Julio. (Alta generación ingresando en la barra Tebsa 110 kV y baja generación ingresando en las barras de Termoflores 110 kV)	Sobrecarga T Veinte de Julio - Veinte de Julio 110 kV	
N-1 transformador Tebsa 3 214/110 kV. (Alta generación ingresando en la barra Termoflores I y baja generación ingresando en la barra de Tebsa 110	Sobrecarga Termoflores I - Oasis 110 kV	

kV) .

N-1 transformador Tebsa 3 214/110 kV. (Alta generación ingresando en la barra Termoflores II y baja generación ingresando en la barra de Tebsa 110 kV) .

Sobrecarga Termoflores II - Oasis 110 kV

N-1 de Termoflores I – Las Flores 110 kV (Alta generación de Flores I)

Sobrecarga Termoflores I - Oasis 110 kV

N-1 de Termoflores I – Las Flores 110 kV (Alta generación de Flores I y 4)

Sobrecarga Termoflores I - Oasis 110 kV y Oasis - Silencio 110 kV

N-1 de Termoflores II – Oasis 110 kV. (Alta generación ingresando a las barras de **Termoflores 110 kV**)

Sobrecarga Termoflores I - Oasis 110 kV

N-1 de transformador Termoflores 2 220/110 kV. (Mínima generación ingresando a las barras de Termoflores 110 kV)

Sobrecarga transformador Termoflores 2 220/110 kV 1

N-1 de transformador Termoflores 2 220/110 kV. (Alta generación ingresando a las barras de Termoflores 110 kV)

Sobrecarga Termoflores II - Oasis 110 kV

N-1 de transformador Termoflores 2 220/110 kV. (Baja generación eb el STR)

Sobrecarga transformador Tebsa 3 220/110 kV 1

N-1 de transformador Termoflores 1 220/110 kV. (Alta generación ingresando a la barra Termoflores I 110 kV)

Sobrecarga Termoflores I - Oasis 110 kV

N-1 de Oasis - El Silencio 110 kV. (Alta generación ingresando a las barras Termoflores 110 kV)	Sobrecarga Oasis - Centro 110 kV y Oasis - el Rio 110 kV)
--	---

Condición normal de operación	Sobrecarga de transformador Sabanalarga
-------------------------------	---

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 y Flores 220/110 kV y condiciones de mínimo despacho en Atlántico, lo que genera la necesidad de tener generación de seguridad desoptimizando el despacho y posible desatención de la demanda. Actualmente se tiene definido el proyecto Caracolí y obras asociadas como solución a esta problemática que tiene como fecha de entrada 2016.
- **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 para solucionar esta problemática con fecha de entrada 2016.
- **Agotamiento en la capacidad;** se observa agotamiento de la capacidad del transformador Sabanalarga 220/110 kV y posible desatención de demanda ante contingencia. Actualmente el OR presento la alternativa de un segundo transformador en Sabanalarga para solucionar esta problemática con fecha de entrada 2015.
- **Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores 110 kV;** Se observa aumento de los niveles de corto cercano a los niveles de diseño de las subestaciones Tebsa y Termoflores 110 kV, con respecto a Termoflores se planteó seccionamiento de la barra; con respecto a Tebsa 110 kV, se recomienda la reubicación de las Barranquillas en la barra de 220 kV.
- Se observa que con la entrada de los proyectos planteados, para el 2019, se presenta un desempeño adecuado del sistema.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

Año 2015

- Segundo transformador 200/110 kV en Sabanalarga.

Año 2016

- Reemplazo del transformador Tebsa 220/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad.
- 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 y las líneas TVeinte de Julio – Veinte de Julio y TVeinte de Julio – Malambo 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

Año 2017

- 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 terna 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 hasta la subestación Estadio 10 kV
- Nueva subestación Estadio 110 kV

Año 2019

- Nuevo circuito (segundo circuito) Malambo – Caracolí 110 kV.

6.6.2 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 .

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que las estas tienen en el sistema y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuales fueron las mismas.

Tabla 6-57 Desempeño del sistema en Bolivar

condición	2015	2019
Condición normal de operación	Bajas tensiones Gambote, Bayunca, Carmen Zambrano 66 kV*	Desempeo adecuado
Proeléctrica – Membrillal 66 kV	Cartagena – Bocagrande 66 kV**	Desempeo adecuado***
Cartagena – Zaragocilla 66 kV	Cartagena – Bocagrande 66 kV**	Desempeo adecuado***
Bosque – Chambacú 66 kV	Agotamiento circuito en Paralelo	Desempeo adecuado
Bosque – Bocagrande 66 kV	Sobrecarga Bocagrande - Cartagena 66 kV	Desempeo adecuado
Cartagena – Bocagrande 66 kV	Sobrecarga Bosque – Bocagrande 66 kV	Desempeo adecuado

Fuente de Tabla: UPME

*Antes de la entrada del nuevo punto de conexión en Bolivar y compensación en el Carmen 66 kV

**Antes de entrada segundo transformador en Bosque 220/66 kV

*** La resolución MME 90506, establecio cambio de nivel de tensión red de 66 kV,por lo cual se definirá un proyecto que solucione esta problematica

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV y de la red a 66 kV;** se observa agotamiento de la capacidad de transformación 220/66 kV y red a 66 kV, lo que puede producir desatención de la demanda y desoptimización del despacho en Bolívar; el OR planteó el segundo transformador en Bosque 220/110 kV para el 2015, nuevo punto de inyección en Bolívar 220/66 kV y obras asociadas con fecha de entrada 2016; sin embargo se observa un agotamiento progresivo de la red, el Operador presentó una serie de alternativas las cuales se están analizando con el fin de solucionar la problemática actual.
- **Bajas tensiones;** se observan bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV, lo que puede producir desatención de la demanda, el OR planteó una compensación capacitiva en el Carmen con fecha de entrada 2015.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2015

- Segundo transformador Bosque 220/66 kV – 150 MVA
- Compensación en el Carmen 66 kV de 15 MVar (22,6 MVar netos)
- Repotenciación enlaces Bocagrade – Cartagena 66 kV y Bocagrande – Bosque 66 kV

2016

- Nuevo punto de conexión STN en Bolívar y obras asociadas (Bolívar 220 kV).

2018

- Subestación la Marina 66 kV

6.6.3 Área Caribe – Chinú

Problemáticas identificadas

La sub área Chinú presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones, lo que podrá 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 cuales fueron las mismas.

Tabla 6-58 Desempeño del sistema en Chinú

condición	2015	2019
Demanda máxima. N-1 de un transformador Chinú 500/110 kV	Sobrecarga transformadores en Paralelo	Sobrecarga transformadores en Paralelo

N-1 de un circuito del corredor Chinú – Montería – Riosinú – Tierralta – Urrá 110 kV.	Sobrecarga Chinú - Montería 110 kV	Desempeño adecuado
Condicion normal de operación	Bajas tensiones en Montería y Rio Sinú	Desempeño adecuado

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 observa sobrecargas en el que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas, para solucionar esta problemática se definió un tercer transformador en Chinú 500/110 kV para 2013, además el proyecto del nuevo corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV y obras asociadas con fecha de entrada 2016. No obstante lo anterior, con la entrada del tercer transformador en Chinú 500/110 kV se observa que ante contingencia de uno de estos transformadores se sobrecargan los que quedan en servicio.
- **Bajas tensiones;** Se observan bajas tensiones en Montería y Rio Sinú 110 kV en estado normal de operación y ante contingencias, lo que puede producir desatención de demanda y limitación de nuevas demandas, para solucionar esta problemática se definió a nivel del STN el proyecto del nuevo corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV y obras asociadas con fecha de entrada 2016 y a nivel del STR compensación en Montería 110 kV solicitada por el OR con fecha de entrada 2015.
- **Sobrecargas elementos en 110 kV;** Ante contingencia, se sobrecargan elementos de 110 kV y se producen bajas tensiones

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

Año 2015

- Segundo circuito Chinú – Boston 110 kV
- Compensación en Montería de 20 MVar (32,4 MVar netos)

Año 2016

- Conexión al STN en nueva subestación Montería 220 kV
- Subestación Cereté

6.6.4 Área Caribe – Cerromatoso

Problemáticas identificadas

El área Cerro presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación lo que podrá 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 cuales fueron las mismas.

Tabla 6-59 Desempeño del sistema en Cerromatoso

condición	2015*	2019
N-1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV	Sobrecarga transformador en Paralelo	Desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

*Sin considerar tercer transformador en Cerromatoso

Conclusiones:

- **Agotamiento de capacidad de transformación;** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Cerro, se observan sobrecargas en los que queda 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, para solucionar esta problemática se definió un tercer transformador en Cerro 500/110 kV para 2014.

6.6.5 Área Caribe – Guajira - Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas

El área GCM presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, agotamiento de red a 110 kV lo que podrá conducir a tener demanda no atendida. Así mismo, la existencia de radialidades ocasiona demanda no atendida ante contingencias sencillas en el STR.

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 cuales fueron las mismas.

Tabla 6-60 Desempeño del sistema en Guajira Cesar Magdalena

condición	2015	2019
Condición normal de operación	Sobrecarga transformador Valledupar 220/110 kV	Desempeño adecuado
N-1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Sobrecarga Fundación - Río Córdoba Bajas tensiones en Gaira 110 kV y Ciénaga 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 transformador Cuestecitas 1 220/110 kV 100 MVA.	Sobrecarga transformador paralelo Cuestecitas 220/110 kV	Desempeño adecuado
N-1 transformador Fundación 1 220/110 kV	Sobrecarga transformador Fundación Cuestecitas 220/110 kV	Desempeño adecuado
N-1 Ocaña - Copey u Ocaña - La Loma 500 kV	Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV.	Desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

*Sin la entrada del segundo transformador en Valledupar 220/110 kV.

- **Agotamiento de la capacidad;** se observa agotamiento de la capacidad de la línea Fundación – Río Córdoba 110 kV, debido al aumento de carga conectada en el enlace Santa Marta – Gaira – Río Córdoba – Fundación 110 kV, lo que puede generar sobrecargas en este circuito, además de bajas tensiones y desatención de demanda; para solucionar esta problemática esta se definió por parte de la Unidad un nuevo punto de inyección a 220 kV en Río Córdoba y su conectividad al Sistema de Transmisión Regional, proyecto que elimina esta condición y esta planeada para el 2016.
- **Agotamiento de la capacidad de transformación;** en condiciones de contingencia de uno de los transformadores en Fundación 220/110 kV, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede generar desatención de demanda, con la entrada del proyecto Río Córdoba y su conectividad al Sistema de Transmisión Regional, se elimina esta problemática

- **Agotamiento de la capacidad de transformación;** en condiciones de contingencia de uno de los transformadores en Cuestecitas 220/110 kV, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede generar desatención de demanda. Como solución El OR presentó y fue aprobado por la UPME un tercer transformador 220/110 kV – 100 MVA, además de aumentar la capacidad de transformación en el transformador 220/110 kV de 60 MVA a 100 MVA.
- **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 producirá demanda no atendida correspondiente a la carga que este alimenta. El operador de red presentó, la conectividad de las subestaciones La Jagua, La Loma, El Paso 110 kV al nuevo punto de conexión en 500 kV, además que ya se tiene aprobado el segundo transformador Valledupar 220/110 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

Año 2014

- Segundo transformador en Valledupar 220/110 kV – 100 MVA (conceptuado para diciembre del 2013)

Año 2015

- Compensación en Banco de 12 MVAr – (Efectivos 17.5 MVAr)
- Nueva Subestación la Loma 110 kV

Año 2016

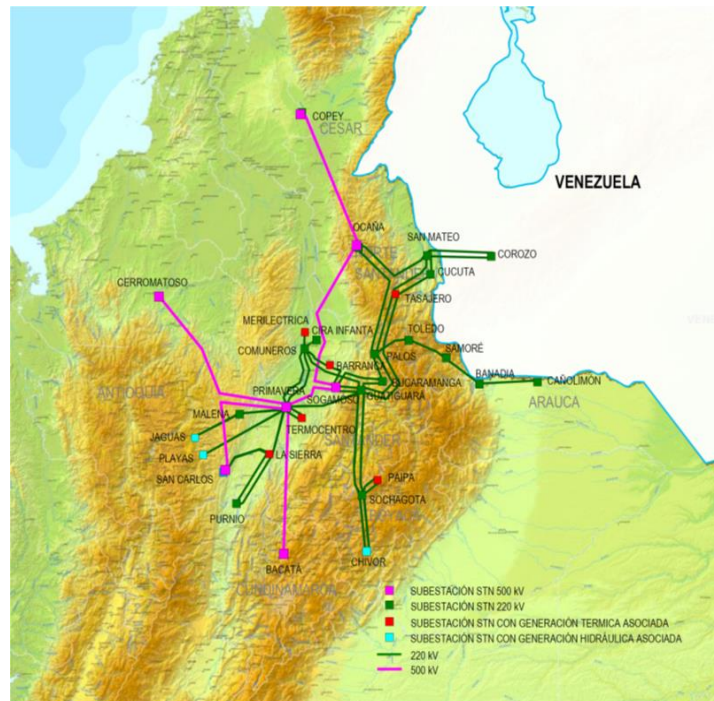
- Conexión al STN en nueva subestación Rio Cordoba 220 kV
- Conexión STN en nueva subestación La Loma 110 kV
- Compensación en Riohacha y Maicao de 15 MVAr cada uno
- Tercer transformado 220/110 kV – 100 MVA, además de aumentar la capacidad de transformación de 60 MVA a 100 MVA en el transformador 220/110 kV en Cuestecitas.

Año 2018

- Interconexión El Paso – La Loma 110 kV

6.6.6 Área Nordeste – Santander

Gráfica 6-47 Área Nordeste



Fuente de Gráfica: UPME

Problemáticas identificadas

En esta área se presentan diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, agotamiento de red a 115 kV, que podrá ocasionar demanda no atendida.

Dentro de las problemáticas, las cuales se desarrollan en el numeral 6.3.3.3, están:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV;** como consecuencia del crecimiento de la demanda se observa agotamiento de la capacidad de transformación. Se recomienda al OR estudiar el fortalecimiento de los puntos de transformación (Palos, Bucaramanga y Barranca) o establecer nuevos puntos de conexión 230/115 kV.
- **Agotamiento de la red a 115 kV;** como consecuencia del crecimiento de la demanda se observa agotamiento de la red a 115 kV, que podría conducir a tener demanda no atendida. Se recomienda al OR reforzar la red del STR de todo el departamento de Santander.

6.6.7 Área Nordeste Norte de Santander

Problemáticas identificadas

Actualmente el Norte de Santander presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación, agotamiento de red del Sistema de Transmisión Regional - STR que podrá 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 6-61 Desempeño del sistema en Norte de Santander

condición	2015	2019
N-1 de transformador Ocaña 230/115 kV	bajas tensiones en Ocaña 115 kV, Aguachica 115 kV, Ayacucho 115 kV, Convención 115 kV, Tibú 115 kV y Zulia 115 kV.	Desempeño adecuado
N-1 de transformador San Mateo 230/115 kV	Sobrecarga Ocaña – Convención – Tibú 115 kV y bajas tensiones en las Convención, Tibú, Zulia, Insula y San Mateo 115 kV.	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Belen 230/115 kV	Demanda no atendida para la carga de Cúcuta 115 kV y Sevilla 115 kV.	Desempeño adecuado
N-1 de San Mateo - Insula	Bajas tensiones Tibu 115 kV, Zulia 115 kV e Insula 115 kV	Desempeño adecuado
N-1 de San Ocaña - Aguachica 115 kV	Demanda no atendida en Aguachica 115 kV	Desempeño adecuado
N-1 de Convención - ayacucho 115 kV	Demanda no atendida en Ayacucho 115 kV	Desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

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 del área tales como Ocaña y San Mateo, y sobrecargas, que ocasionan bajas tensiones y colapso, ante la contingencia sencilla de

alguno de ellos y mínima generación en el área. El OR planteó el refuerzo de capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Ocaña 115 kV con fecha de entrada enero de 2016 y en la subestación San Mateo 115 kV para 2016. Estas obras ya fueron conceptuadas por la UPME.

- **Agotamiento de la red a 115 kV;** También se observa agotamiento de la red a 115 kV, que puede conducir a tener demanda no atendida ante contingencias sencillas. El OR planteo compensación capacitiva en la subestación Tibu 115 kV, Aguachica y Ayacucho 115 kV con fecha de entrada en operación en 2016.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2016

- 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

2017

- Repotenciación de la línea Belén - La Ínsula 115 kV
- Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV
- Línea Aguachica Nueva - Ayacucho 115 kV

2018

- Repotenciación línea Tibú - Zulia 115 kV

2019

- Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV
115 kV

6.6.8 Área Nordeste – Boyacá - Casanare

Problemáticas identificadas

Esta área 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, que puede llevar a presentar energía no suministrada ante contingencias sencillas, en el numeral 6.3.4 de este documento se presentan los análisis eléctricos en detalle.

Problemáticas observadas,:

- **Sobrecarga de los transformadores de Paipa 230/115kV ante salida del Transformador paralelo de 180 MVA:** Se observa agotamiento de la capacidad de la transformación 230/115 kV, lo que puede producir colapso del área, demanda no atendida y des-optimización del despacho en Boyacá y Casanare. El OR EBSA planteó un nuevo punto de conexión al STN.
- **Agotamiento en la red a 115 kV.** Se observa posibilidad de demanda no atendida ante contingencias sencillas en la red del STR y desoptimización del despacho. Se recomienda a los OR's EBSA y ENERCA presentar proyectos que mitiguen la situación antes mencionadas.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2015

- Compensación en Yopal 115 kV

6.6.9 Área Nordeste – Arauca

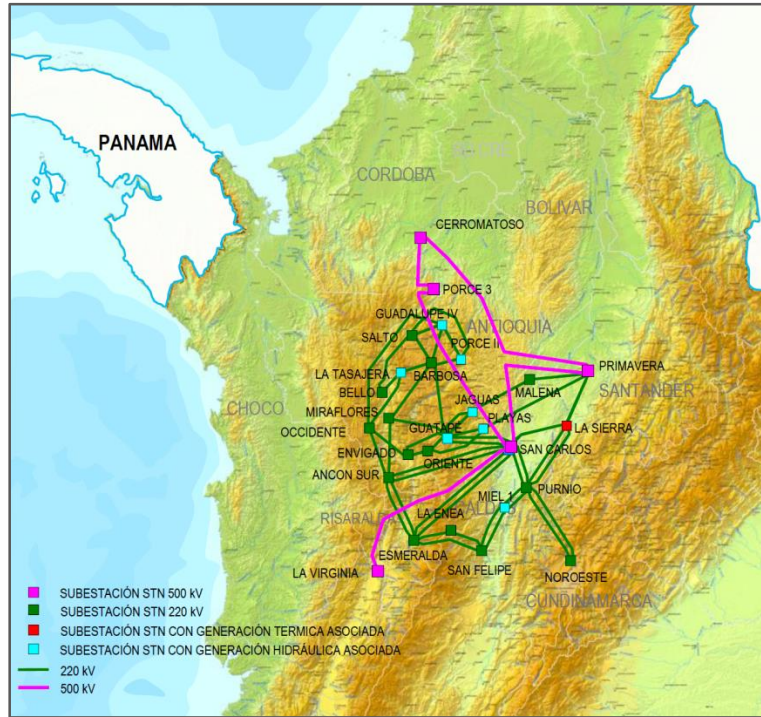
Problemáticas identificadas

El área atiende su demanda de manera radial. A continuación se presenta la problemática observada:

- **Atención radial de la demanda;** La demanda del área está siendo atendida de manera radial, lo cual puede ocasionar, ante contingencias sencillas, que se presente demanda no atendida. El OR ENELAR planteó una interconexión con el sistema de ENERCA a nivel de 115 kV; sin embargo se recomienda al OR, estudiar alternativas con nuevos puntos de conexión al STN.

6.6.10 Área Antioquia

Gráfica 6-48 área Antioquia



Fuente de Tabla: UPME

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 - STR, que operan radialmente.

Problemáticas observadas:

Tabla 6-62 Desempeño del sistema en Antioquia

condición	2015	2019
N-1 de transformador Bello 220/110 kV	Sobrecarga transformador en paralelo	Desempeño adecuado
Condición normal de operación y en contingencia (Envigado - Guayabal y Envigado - Ancón Sur)	Sobrecarga Envigado - Guayabal y Envigado - Ancón Sur.	Desempeño adecuado
N-1 de Playas – Puerto Nare 110 kV	Bajas tensiones (Cocorná, Puerto Inmarco y Puerto Nare)	Desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

Conclusiones:

- **Sobrecargas de transformadores;** ante falla de uno de los transformadores en Bello 220/110 kV, se presenta sobrecarga en el transformador en paralelo, lo que genera una limitación en la generación del norte de Antioquia; actualmente se tiene definido el proyecto Bello – Guayabal – Ancón 220 kV y obras asociadas con fecha de entrada 2016, que aliviará la situación mencionada.
- **Sobrecarga de circuitos;** se observa sobrecarga del enlace Envigado – Guayabal 110 kV en estado normal de operación y contingencia sencilla, que genera limitación de la generación en el norte de Antioquia. El proyecto Bello – Guayabal – Ancón 230 kV y obras asociadas evitará dicha situación.
- **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.
- Atención radial de la demanda con bajas tensiones, ante la contingencia del transformador de Urabá 220/110 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2015

- Yarumal

2016

- Nuevo Punto de conexión en Guayabal 230/110 kV – 360 MVA
- Subestación Sonsón y líneas asociadas
- Cauca
- Hispania – Normalización subestación

2017

- Línea Cerromatoso – Cauca
- Nuevo punto conexión en La Sierra 230/110 kV
- La sierra – Cocorna 110 kV
- El Salto – Amalfi – La Cruzada 110 kV

6.6.11 Área Antioquia - Chocó

Problemáticas identificadas

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas con atención radial de la demanda y bajas tensiones en las subestaciones.

Tabla 6-63 Desempeño del sistema en Chocó

condición	2015	2019
Condición normal de operación	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N-1 de transformador La Virginia 230/115 kV	Desatención de la demanda en Chocó	Desempeño adecuado
N-1 de circuito Virginia - Certegui 115 kV	Desatención de la demanda en Chocó	Desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

Conclusiones

- **Atención radial de la demanda;** se observa que ante la topología actual, la contingencia del transformador de Virginia 230/115 kV o del circuito Virginia – Certegui 115 kV se presenta desatención de la demanda por bajas tensiones.

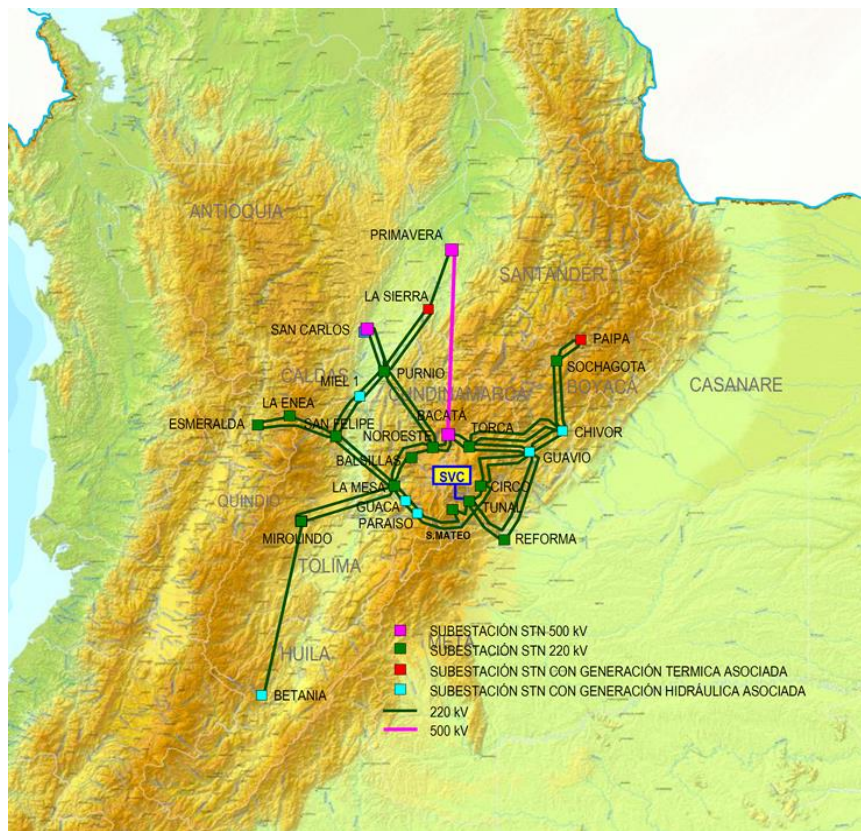
Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2016

- Normalización de la subestación El Siete 115 kV que permitiría cerrar el anillo y atender la demanda del Chocó mediante el enlace Bolombolo – Barroso – El Siete – Quibdó – Certegui – Virginia 115 kV.
- Nuevo circuito Hispania – Quibdo – Huapango 115 kV.
- Compensación Huapango

6.6.12 Área Oriental – Bogotá

Gráfica 6-49 Área Oriental



Fuente de Tabla: UPME

Problemáticas identificadas

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida.

Problemáticas encontradas y algunas soluciones definidas.

Tabla 6-64 Desempeño del sistema en Bogotá

condición	2015	2019
N-1 Transformador Bacatá 500/230 kV	Sobrecarga transformador Bacatá 500/115 kV*	desempeño adecuado
Estado normal y contingencia (Torca - La Calera)	Alta cargabilidad de Torca Aranjuez 115 kV	Alta cargabilidad Torca Aranjuez 115 kV
N- 1 Bacatá – Chía 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Bacatá – El Sol 115 kV	Bajas tensiones norte de Bogotá**	desempeño adecuado
N-1 Bacatá- Chia 115 kV	Sobrecarga Bacatá - Sol 115 kV**	desempeño adecuado
Atención Radial de la Demanda	Simijaca, Ubate y Zipaquirá	desempeño adecuado

Fuente de Tabla: UPME

*antes de la entrada de segundo transformador Bacatá 500/115 kV

** Antes de la entrada del proyecto Norte (STR)

Conclusiones

- **Sobrecarga del transformador Bacatá 500/115 kV ante falla de transformador Bacatá 500/230 kV.** Se observa que ante la salida del transformador de Bacatá 500/230 kV, se sobrecarga el transformador 500/115 kV pudiéndose presentar demanda no atendida o desoptimización del despacho de generación, se tienen conceptuados la entrada de un segundo transformador en Bacatá 500/115 kV.
- **Bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá;** Ante contingencias en líneas del STR, como son Bacatá – Chía 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Bacatá – El Sol 115 kV, se presentan bajas tensiones en el norte de la sabana, lo que puede producir demanda no atendida o generación fuera de mérito, se tiene conceptuado equipos de compensación en Usme, Bacatá y Tibabuyes, además del proyecto del Sistema de Transmisión Regional asociado a Norte.

- **Sobrecargas en líneas:** En condición normal de operación se presenta alta cargabilidad del enlace Torca-Aranjuez 115 kV y agotamiento de este enlace ante contingencia. Se solicita al Operador de Red, establecer medidas para eliminar el agotamiento de dicho enlace.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2014

- Compensaciones de 30 MVar en (Bacatá, Usme y Tibabuyes 115 kV)

2015

- Segundo transformador Bacatá 500/115 kV – 2015 (Fecha esperada pico de demanda de 2014)
- STR asociado al proyecto Nueva Esperanza
- STR asociado al proyecto Norte
- Subestación Gran Sabana

2016

- Nueva subestación Compartir

6.6.13 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 6-65 Desempeño del sistema en Meta

condición	2015	2019
N-1 Reforma - Barzal 115 kV	Sobrecarga Ocoa - Barzal	Sobrecarga Ocoa - Barzal
N-1 Transformador Reforma	Sobrecarga Transformador que queda en servicio	Desempeño adecuado
N-1 Guavio - Reforma 230 kV	Bajas tensiones STR Meta	Desempeño adecuado

Atención radial de la demanda	Granada, San Jose Guaviare, Suria, Puerto lopez, Puerto Gaitan 115 kV	se elimina radialidades de Suria, Puerto Lopez y Puerto Gaitan
--------------------------------------	--	--

Fuente de Tabla: UPME

Problemáticas encontradas y algunas soluciones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación.** En la subestación Reforma 230/115 kV, ante contingencia de uno de los bancos actuales, se produce sobrecarga en el que queda en servicio, provocando demanda no atendida y limitación de conexión de nuevas cargas en el STR del Meta.
- **Atención radial de la demanda;** se observa que debido a la topología actual, las subestaciones a 115 kV Suria, Puerto López y Puerto Gaitán son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa, que ante alguna contingencias sencilla de alguno de estos enlaces se produce desatención de demanda.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2014

- Tercer transformador en Reforma 230/115 kV (Concepto UPME para diciembre de 2013)

2015

- Compensación en las subestaciones Ocoa, Suria y Puerto Lopez 115 kV (Concepto UPME para noviembre de 2014)
- Segundo Circuito Suria Puerto Lopez (concepto UPME para diciembre de 2013)
- Segundo Circuito Puerto Lopez – Puerto Gaitan 115kV (Concepto UPME diciembre de 2013)

2016

- Nuevo punto de conexión STN en Suria

Las demandas asociadas a la subestación Granada 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. Se recomienda a los ORs incumbentes, estudiar nuevas obras a nivel del STR que eliminen esta condición.

6.6.14 Área Suroccidental – Caldas- Quindío – Risaralda

Gráfica 6-50 Área Suroccidental



Fuente de Tabla: 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, en los numerales 6.3.7 y 6.3.6 de este documento se desarrolla en detalle la problemática y las soluciones definidas.

Problemáticas observadas

- **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, con probable desatención de demanda o des-optimización del despacho de generación.

- **Sobrecargas de elementos;** se observa que ante la falla del transformador de la subestación Cartago 230/115 kV se presentan sobrecargas del enlaces Rosas – Dos Quebradas 115 kV, lo que puede producir desatención de demanda y desoptimización del despacho. Actualmente se tiene definida la entrada en operación de un segundo transformador Cartago 230/115 kV para el año 2014, obra que aliviaría la sobrecarga, sin embargo permanece esta problemática ante la contingencia del enlace Virginia – San Carlos 230 kV.
- Las contingencias sencillas del transformador de San Felipe 230/115 kV y de los enlaces San Felipe – Mariquita - La Victoria 115 kV, ocasionan violaciones de tensión y desatención de demanda. La UPME aprobó el Proyecto Purnio 230/115 kV y el enlace Purnio – La Dorada 115 kV para el año 2014, que da solución a estos inconvenientes.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2014

- Nuevo punto de conexión en Purnio y obras asociadas

6.6.15 Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas

Están relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación y sobrecargas de circuitos del STR, a continuación se presenta el desempeño del sistema para dos años.

Tabla 6-66 Desempeño del sistema en Valle

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2015	2019
C.N.O.	TRF Pance 230/115 kV > 60% Yumbo - Chipichape 115 kV > 80% Yumbo - Campiña > 85% Campiña - Chipichape > 75%	TRF Pance 230/115 kV > 65% Yumbo - Chipichape 115 kV > 90% Yumbo - Campiña > 90% Campiña - Chipichape > 80%
N-1 Yumbo - Chipichape 115 kV	Yumbo - Campiña 115 kV > 110% Campiña - Chipichape 115 kV > 110%	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 > 130%
N-1 TRF Pance 230/115 kV	TRF Pance 230/115 kV > 80% Yumbo - Chpichape 115 kV > 85% Yumbo - Campiña 15 kV > 90%	TRF Pance 230/115 kV > 85% Yumbo - Chipichape 115 kV > 90% Yumbo - Campiña 15 kV > 95%

N-1 Yumbo - San Luis 115 kV	Yumbo - San Luis 115 kV > 80%	Yumbo - San Luis 115 kV > 85%
N-1 Yumbo - Guachal 115 kV	Yumbo - Guachal 115 kV > 100%	Yumbo - Guachal 115 kV > 105%

Fuente de Tabla: UPME

Problemáticas observadas y algunas soluciones:

- **Sobrecargas;** se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante condiciones simultaneas, de alto despacho térmico en el área, bajo despacho en el Alto y Bajo Anchicaya y contingencia N-1 en líneas del STR. Actualmente el OR presente como solución a esta problemática la repotenciación del enlace Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2014

- Segundo transformador Cartago
- Circuito Juanchito Candelaria

2015

- Subestación Bahía y obras asociadas

6.6.16 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.

Tabla 6-67 Desempeño del sistema en Cauca - Nariño

Estado	2015	2019
C.N.O	TRF Jamondino 230 kV=36 %	TRF Jamondino 230 kV = 46.9%
	TRF San Bernardino 230 kV = 46%	TRF San Bernardino 230 kV = 68%
	Tumaco 115 kV = 101.5%	Tumaco 115 kV = 85%

N-1 Jamondino	TRF Jamondino 230 kV = 70.3%	TRF Jamondino 230 kV = 93.6%
	TRF San Bernardino 230 kV = 50.8%	TRF San Bernardino 230 kV = 73.2%
	Tumaco 115 kV = 98.7%	Tumaco 115 kV = 83.2%
		Junín 115 kV = 91.5%
N-1 Jamondino - Ipiales 115 kV	TRF Jamondino 230 kV = 31.5%	TRF Jamondino 230 kV = 42.1%
	Tumaco 115 kV = 101.2%	Tumaco 115 kV = 85%
	Ipiales 115 kV desatención 100 %	Ipiales 115 kV desatención 100 %
N-1 Jamondino - Junín 115 kV	TRF Jamondino 230 kV = 28.9 %	TRF Jamondino 230 kV = 37.2 %
	Junín 115 kV desatención 100%	Junín 115 kV desatención 100 %
	Tumaco 115 kV desatención 100%	Tumaco 115 kV desatención 100 %
N-1 San Bernardino 230kV	TRF Jamondino 230 kV = 46%	TRF Jamondino 230 kV = 61%
	Tumaco 115 kV = 100.3%	Tumaco 115 kV = 83.9 %
		Jamondino - Catambuco 115 kV = 103.1%
		Principal, Florida, San Bernardino 115 kV = 85%
N-1 Jamondino - Pasto 115kV	Sistema adecuado	TRF Jamondino 230 kV = 48.8%
		Tumaco 115 kV = 85%
		Jamondino - Catambuco 115 kV = 156.5%

Fuente de Tabla: UPME

problemáticas observadas y algunas soluciones aprobadas:

- **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.
- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV;** se observa agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino y San Bernardino, lo que puede producir demanda no atendida en condiciones normales de operación y ante contingencia. Actualmente se encuentra instalado

el segundo Transformador en la subestación Jamondino, se recomienda a los ORs incumbentes estudiar y presentar nuevos puntos de conexión al STN y/o repotenciar los actuales.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red

2016

- Subestación San Martín
- Subestación Jardinera

6.6.17 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 6-68 Desempeño del sistema en Tolima - Huila - Caquetá

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2015	2022
C.N.O.	Buen desempeño Lancero 115 kV = 90% TRF Betania > 60% Florencia 115 kV = 95%	Buen desempeño Lancero 115 kV < 90% TRF Betania > 65% Florencia 115 kV = 93%
N-1 TRF Miro lindo 230/115 kV	TRF Miro lindo > 80% Prado - Tenay < 45% Tenay - Bote < 50%	TRF Miro lindo > 110% Prado - Tenay < 30% Tenay - Bote < 35%
N-1 Prado - Flandes 115 kV	Prado - Flandes 115 kV > 10% Lancero 115 kV = 90% TRF Betania > 60% Florencia 115 kV = 95%	Prado - Flandes 115 kV > 20% Lancero 115 kV < 90% TRF Betania > 65% Florencia 115 kV = 93%
N-1 Betania - Bote 115 kV	TRF Betania > 60% Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco > 80% Betania - Sur 115 kV > 80%	Lancero 115 kV < 90% TRF Betania > 60% Betania - Seboruco 115 kV > 105% Bote - Seboruco > 95%
N-1 Betania - Sur 115 kV	Lancero 115 kV = 90% TRF Betania > 60% Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco 115 kV > 95% Betania - Bote 115 kV > 90%	Lancero 115 kV < 90% TRF Betania > 60% Betania - Seboruco 115 kV > 110% Bote - Seboruco 115 kV > 100% Betania - Bote 115 kV > 100%

N-1 TRF Betania 230/115 kV	TRF Betania > 90% Betania - Seboruco 115 kV > 70% Bote - Seboruco 115 kV > 50%	TRF Betania > 110% Betania - Seboruco 115 kV > 75% Bote - Seboruco 115 kV > 60%
N-1 TRF Altamira 230/115 kV	Demanda no atendida en las sub - áreas Tolima y Caquetá	Demanda no atendida en las sub - áreas Tolima y Caquetá

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, que puede ocasionar demanda no atendida. Se recomienda a los OR's incumbentes estudiar y presentar obras a nivel del STR que mitiguen la situación antes mencionadas.
- **Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda;** se observa sobrecargas de circuitos y transformadores de conexión al STN en condiciones de falla de elementos que pueden llevar a presentar desatención de demanda debido a la topología radial de estas áreas. Se recomienda a los ORs incumbentes estudiar y presentar obras que mitiguen esta situación, tales como aumento de capacidad de transformación en Betania y Mirolindo, obras a nivel del STR, obras que eliminen la radialidad de Florencia y Doncello, así como aumento de la capacidad de transformación en Altamira. El OR – Electrocaquetá presentó el Plan de Expansión donde incluyó el segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV. Cabe anotar, que no tuvo en cuenta el segundo transformador en la subestación Altamira.
- **Sobrecargas en contingencia;** se observan sobrecargas de circuitos de Enertolima y Electrohuila ante contingencias sencillas en las fronteras de las dos áreas, que pueden causar demanda no atendida. La UPME conceptuó la construcción de la nueva subestación Natagaima 115 kV para el 2014, que aliviará parte de la problemática de estas áreas.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red

2014

- Subestación el Hobo

2015

- Subestación Orienta
- Normalización Natagaima

2016

- Nuevo punto conexión Tuluní

6.6.18 Área Suroccidental Putumayo

Problemáticas identificadas

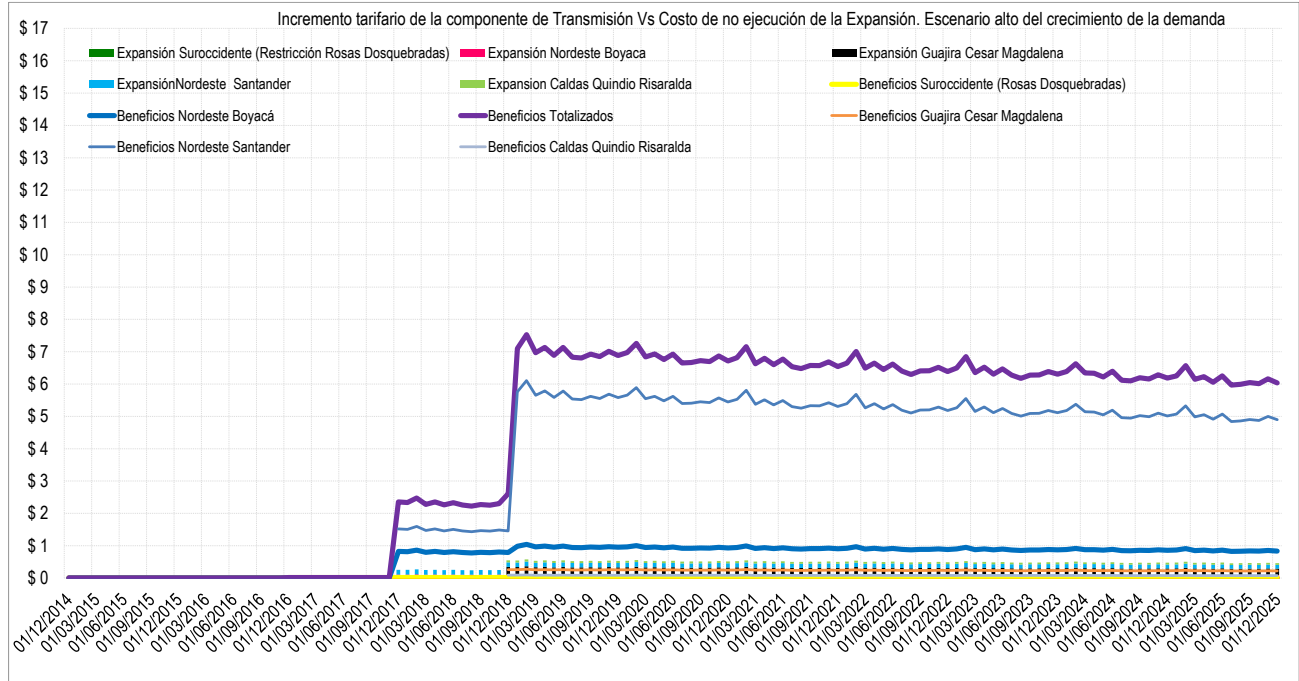
El área de Putumayo presenta problemática relacionada con atención radial de la demanda.

- **Atención Radial de la demanda;** se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual produce que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. Se recomienda al OR, presentar alternativas de expansión relacionadas con la ampliación de la capacidad de transformación y/o estudiar nuevos puntos de inyección al Sistema de Transmisión Nacional – STN.

6.7 Impacto tarifario

A continuación, se presenta el impacto tarifario esperado en la componente T, correspondiente a las obras propuestas en el presente Plan (referido como el aumento en relación el valor actual); este ejercicio calculó el impacto en función de los costos de los proyectos valorados con Unidades Constructivas (línea continua de la figura), por otro lado se calculó el beneficio que traen los diferentes proyectos en función de la reducción de las restricciones, disminución del valor esperado de la energía no suministrada y aseguramiento de la confiabilidad energética (barras de la figura)

Gráfica 6-51 Impacto tarifario



Fuente de Gráfica: UPME

6.8 Identificación de las Variables Sociambientales para los Proyectos : Alertas Tempranas

6.8.1 Objeto

Identificar variables ambientales y sociales que permiten considerar, tempranamente, en la fase de planeación, las principales implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes, dentro de un área preliminar de estudio, para la ejecución de los proyectos de transmisión que hacen parte de la presente versión del Plan de Expansión y ayudar a precisar los plazos y las fechas de puesta en servicio.

6.8.2 Metodología

La identificación e incorporación de variables socio ambientales en la planeación de los proyectos definidos en el Plan de Expansión, como parte de las alertas tempranas de éstos, se desarrolló con base en la recopilación de información de los sitios web oficiales y la suministrada por las diferentes entidades:

- Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC.
- Sistema de Información Ambiental de Colombia (SIAC), liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y los Institutos de Investigación Ambiental del país.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM.
- Servicio Geológico Colombiano (SGC).
- Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH.
- Dirección de Parques Nacionales Naturales – PNN.
- Ministerio del Interior e INCODER.
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Inicialmente, se definió para cada Proyecto un área de estudio conformada por las unidades territoriales (municipios), que por sus características generales, físicas, bióticas y sociales permitan analizar el desarrollo de las actividades de transmisión, teniendo como base la determinación de elementos sensibles a considerar en la planeación.

A continuación se listan las variables cartográficas correspondientes a las Alertas Tempranas estudiadas para cada uno de los proyectos:

- Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa
- Grados de erosión y grados de amenaza de remoción en masa
- Conflictos usos de suelo
- Subcuencas hidrográficas
- Zonas susceptibles a la inundación
- Cobertura vegetal
- Zonificación de riesgo a incendios
- Áreas protegidas, ecosistemas estratégicos y áreas especiales
- Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010
- Comunidades étnicas
- Títulos mineros
- Licencias ambientales

Una vez identificadas las variables socio ambientales en el área de estudio preliminar para cada proyecto, se procedió a desarrollar los mapas temáticos aquí presentados con ayuda del sistema de información geográfico ArcGis.

6.8.3 Proyecto Subestación Porvenir II 230 kv y Línea de Transmisión desde Porvenir II Hasta Interceptar el Circuito San Carlos – Purnio 230 kv

A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN:

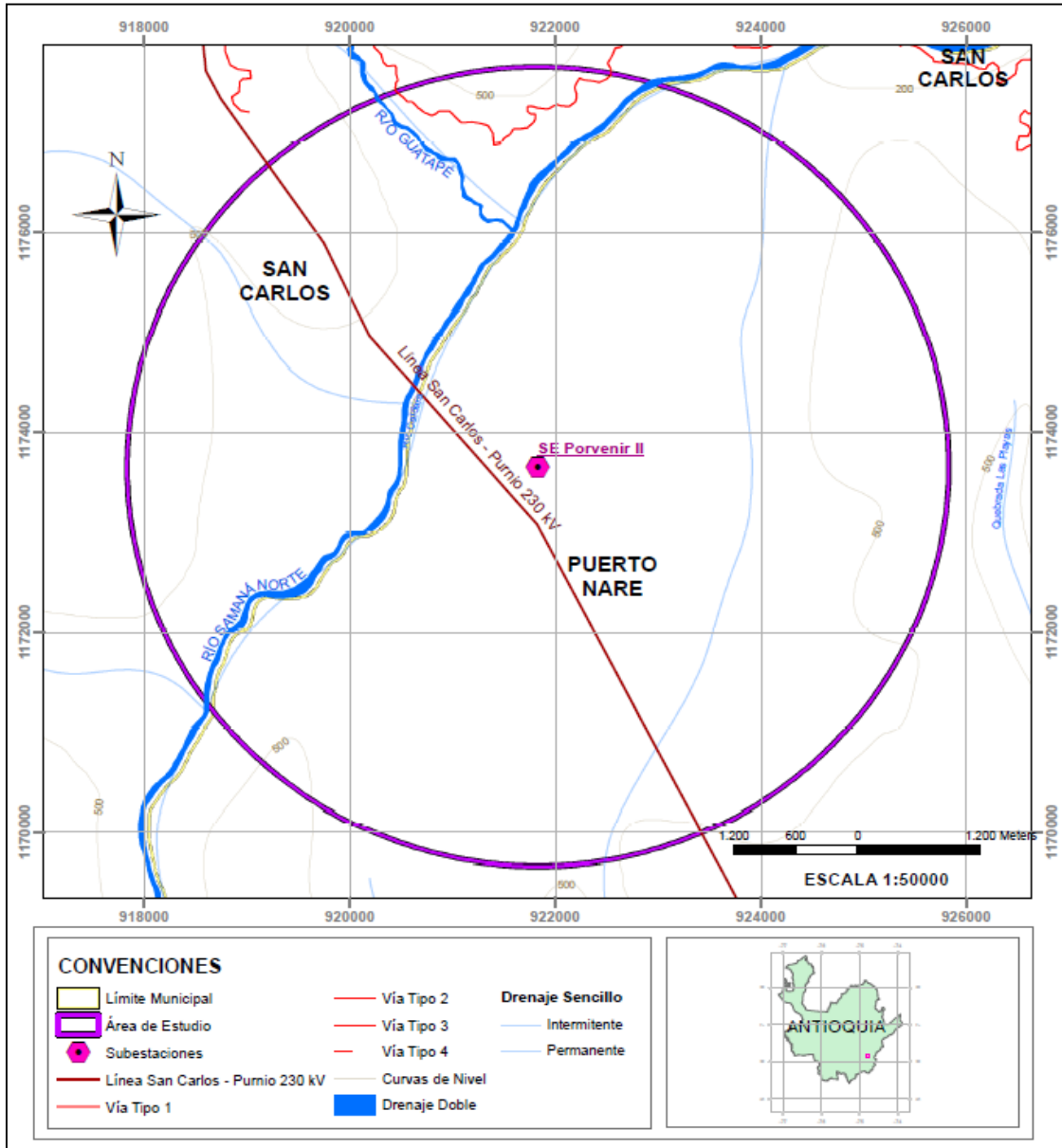
- Nueva subestación Porvenir II a 230 kV con cuatro bahías de línea.
- Dos dobles circuitos de 1,2 km aproximadamente cada uno desde la subestación Porvenir II hasta interceptar los dos circuitos San Carlos – Purnio 230 kV y configurar así los enlaces San Carlos – Porvenir II 230 kV y Porvenir II – Purnio 230 kV en doble circuito.

El área de estudio preliminar para el Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV, se ubica en el departamento de Antioquia, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Negro y Nare – CORNARE y de la Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia – CORANTIOQUIA (Gráfica 6-52, Tabla 6-69).

Gráfica 6-52. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



Fuente de gráfica: Google Earth
 Fuente Datos: UPME



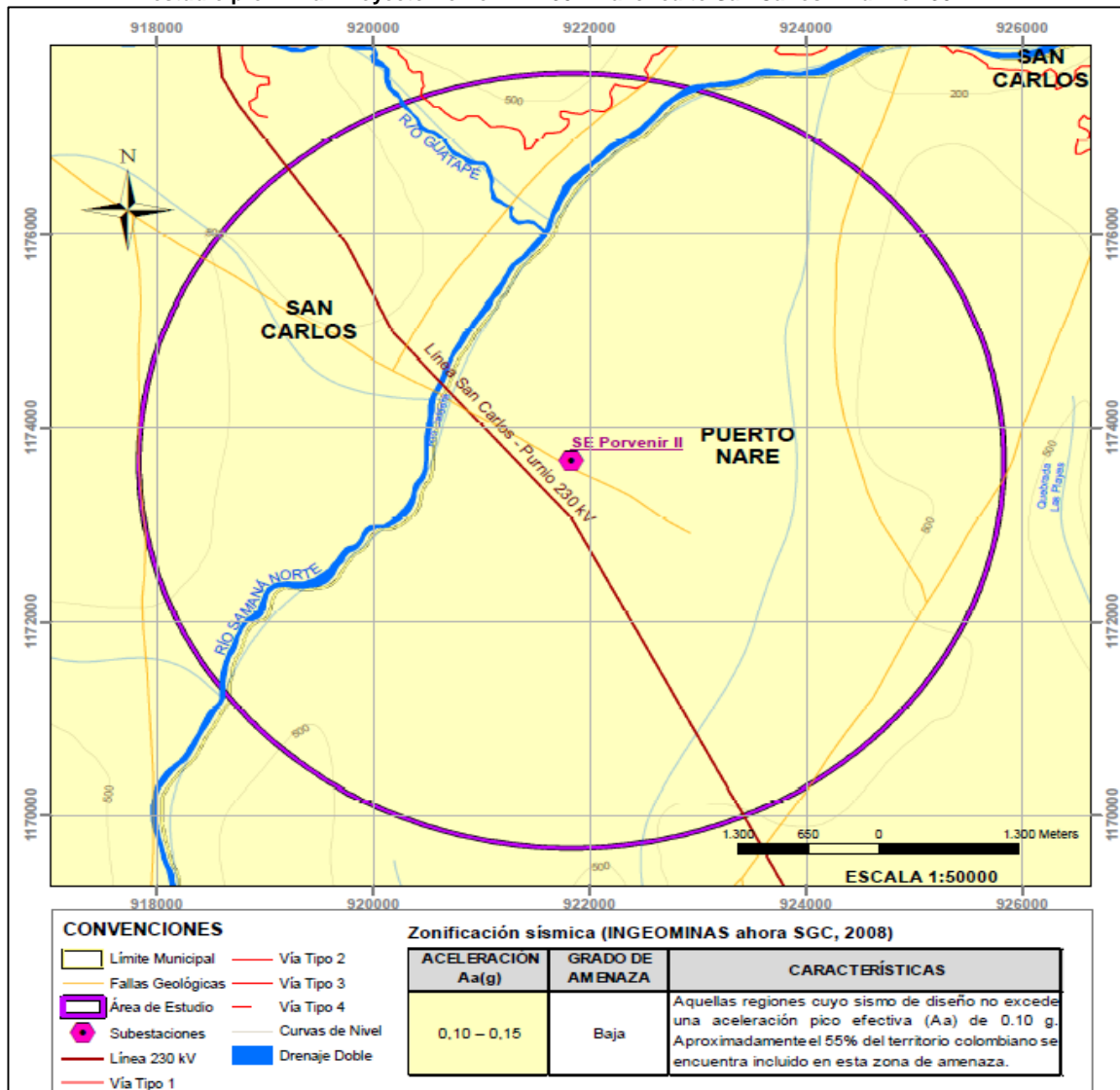
Fuente base cartográfica: IGAC
 Fuente: UPME

Tabla 6-69. Localización área de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV

DEPARTAMENTO	CORPORACIÓN	MUNICIPIOS
ANTIOQUIA	CORNARE	▪ San Carlos
	CORANTIOQUIA	▪ Puerto Nare

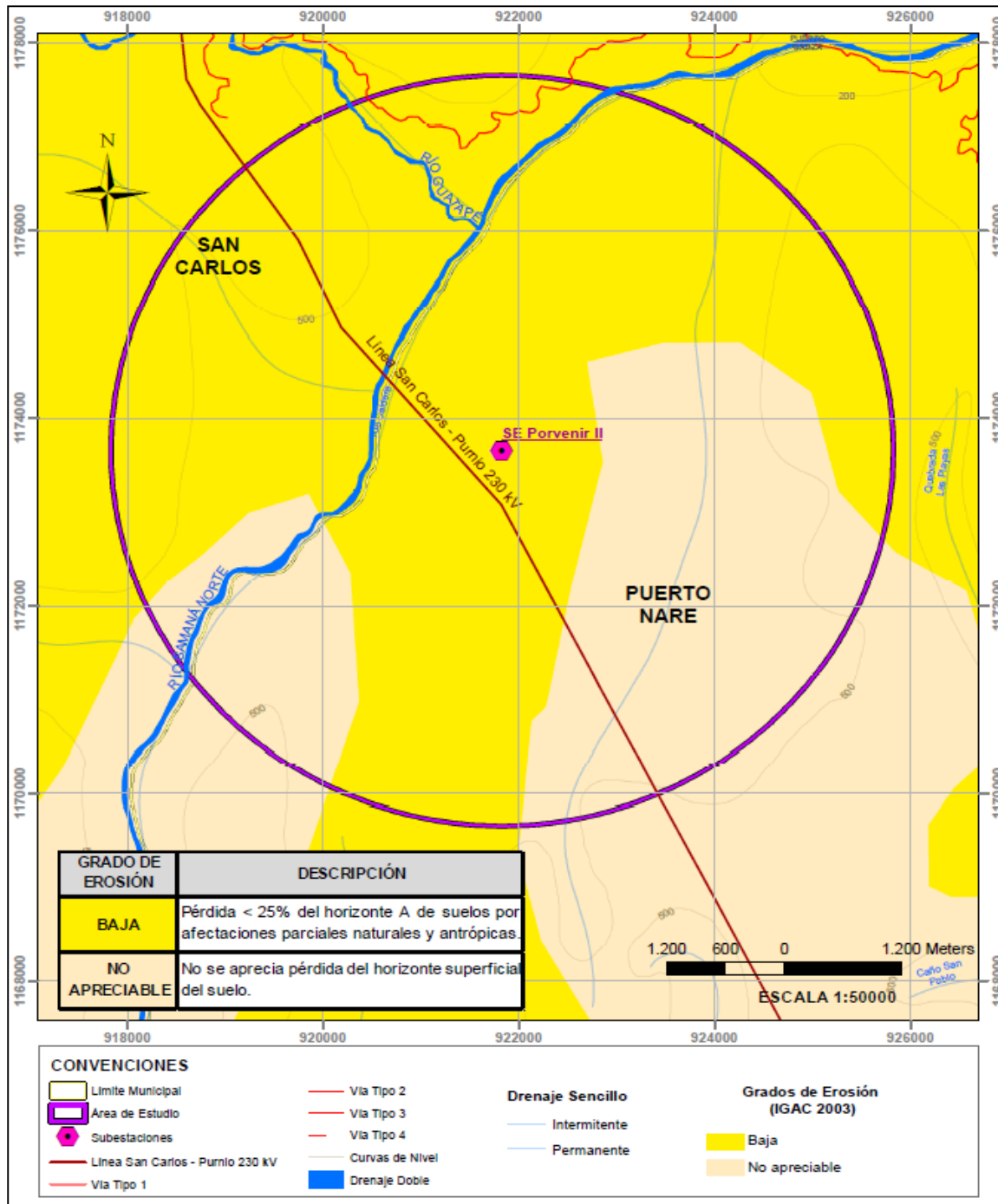
En la estructuración del Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV, se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas.

Gráfica 6-53. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



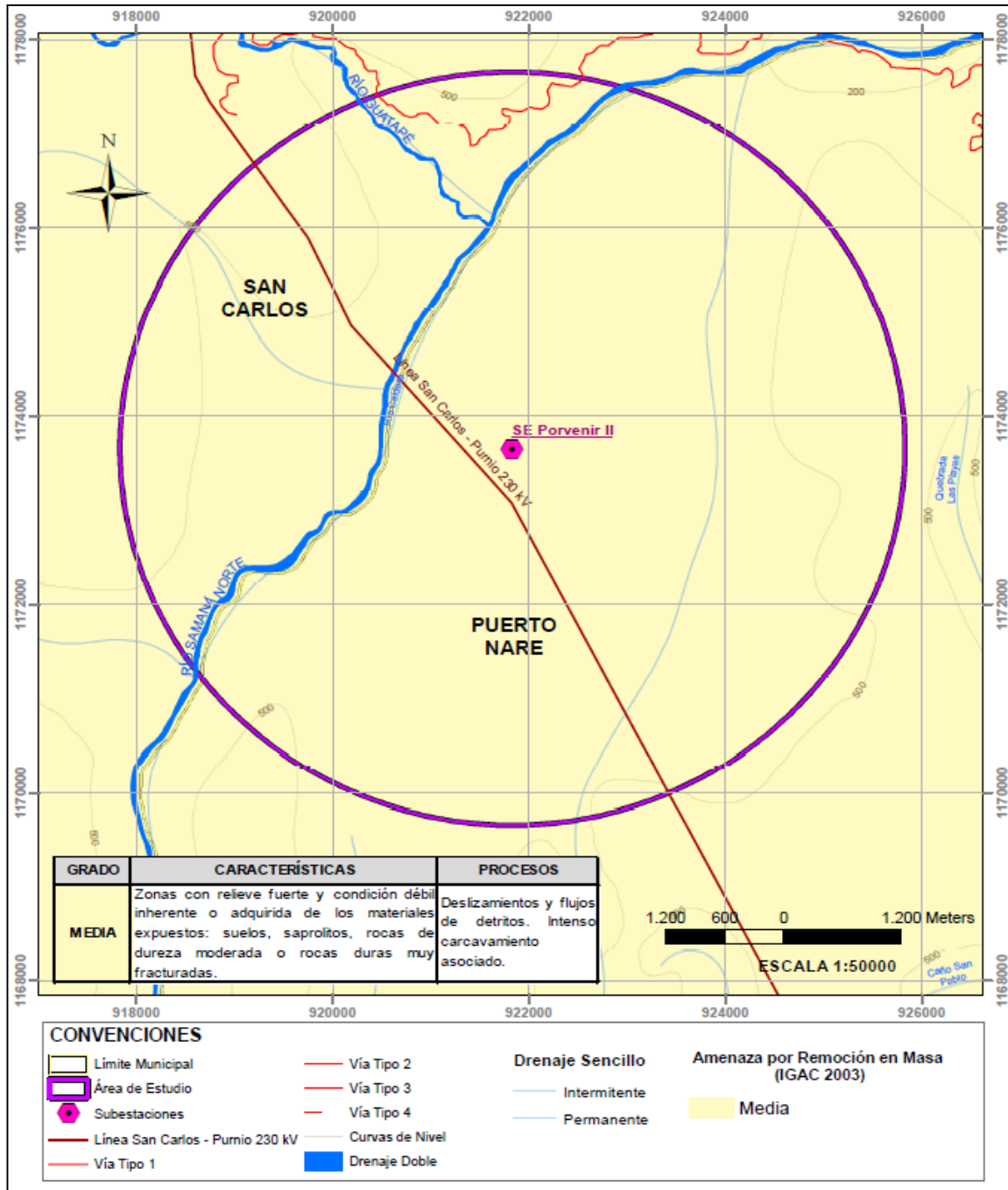
Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-54. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



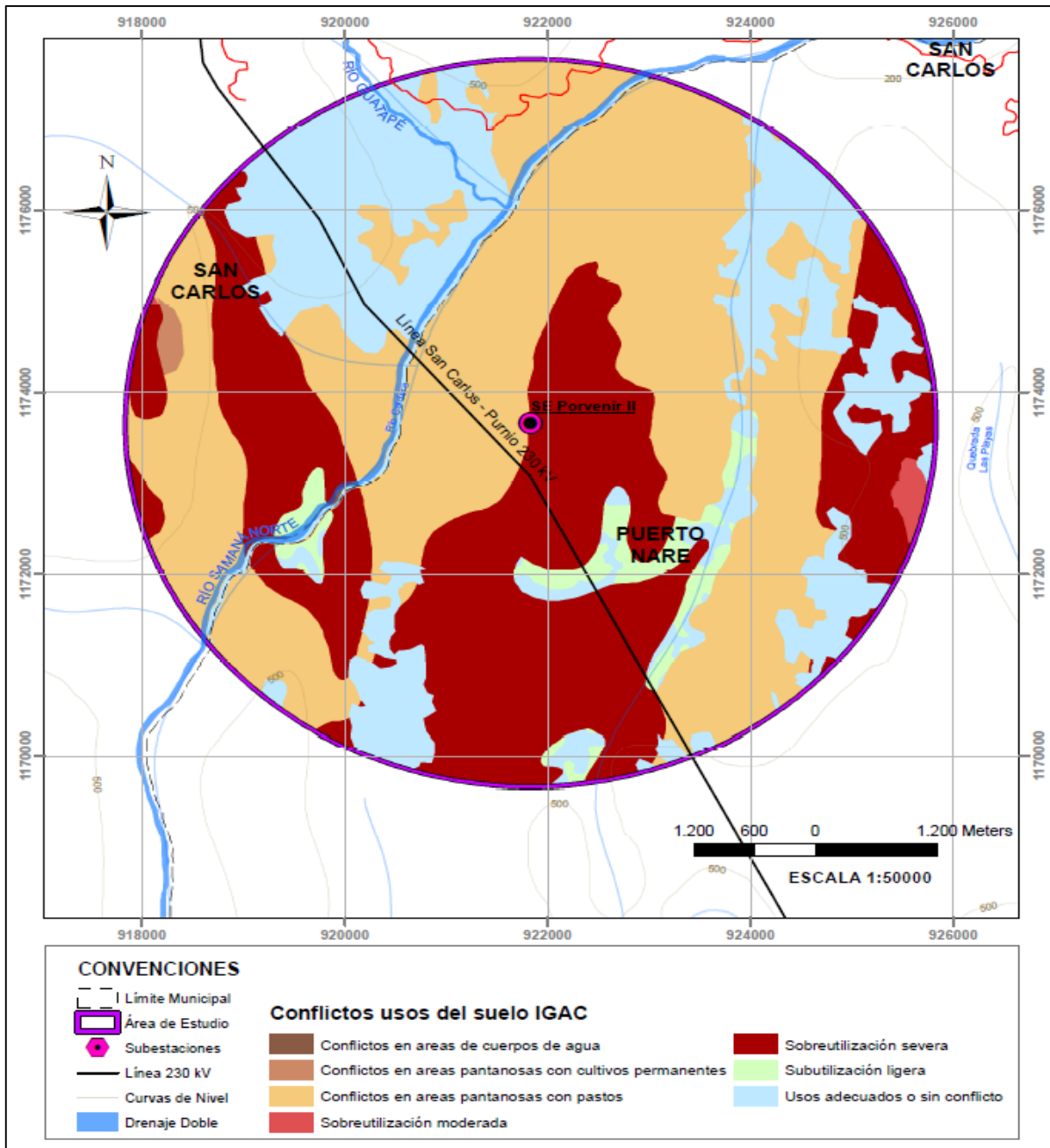
Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-55. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



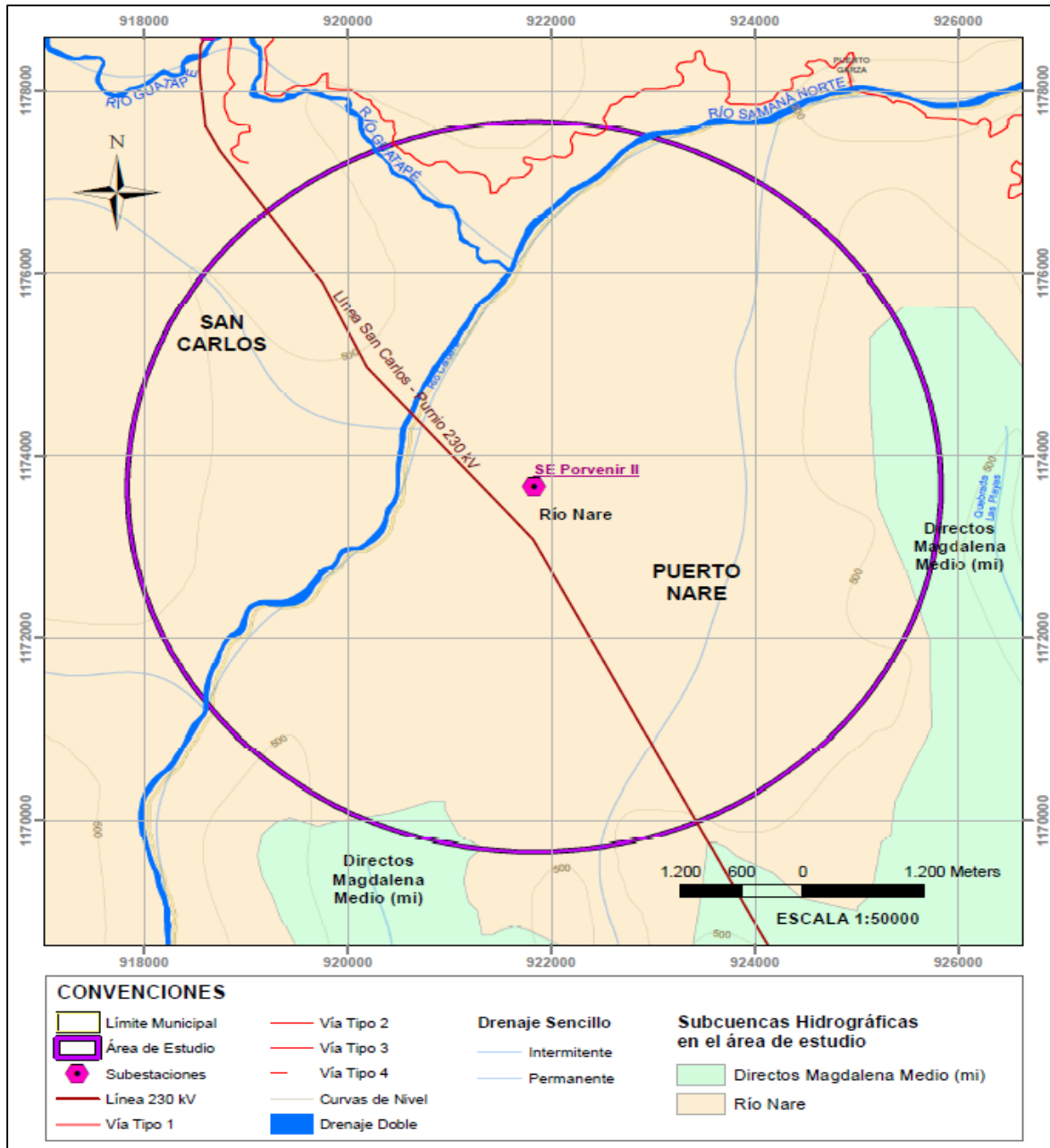
Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/ago/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-56. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



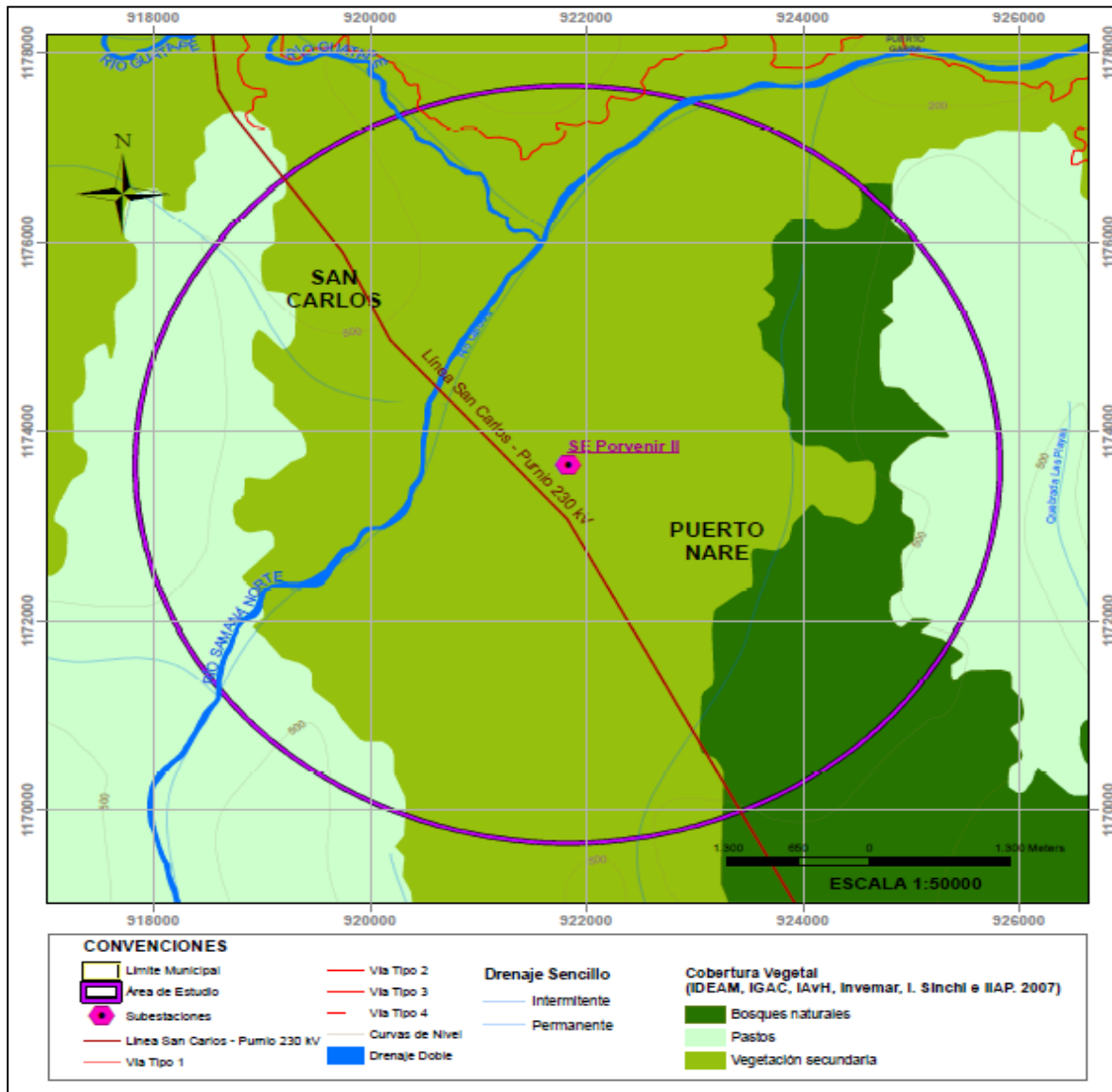
Fuente de datos: IGAC, 2013
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-57. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-58. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV

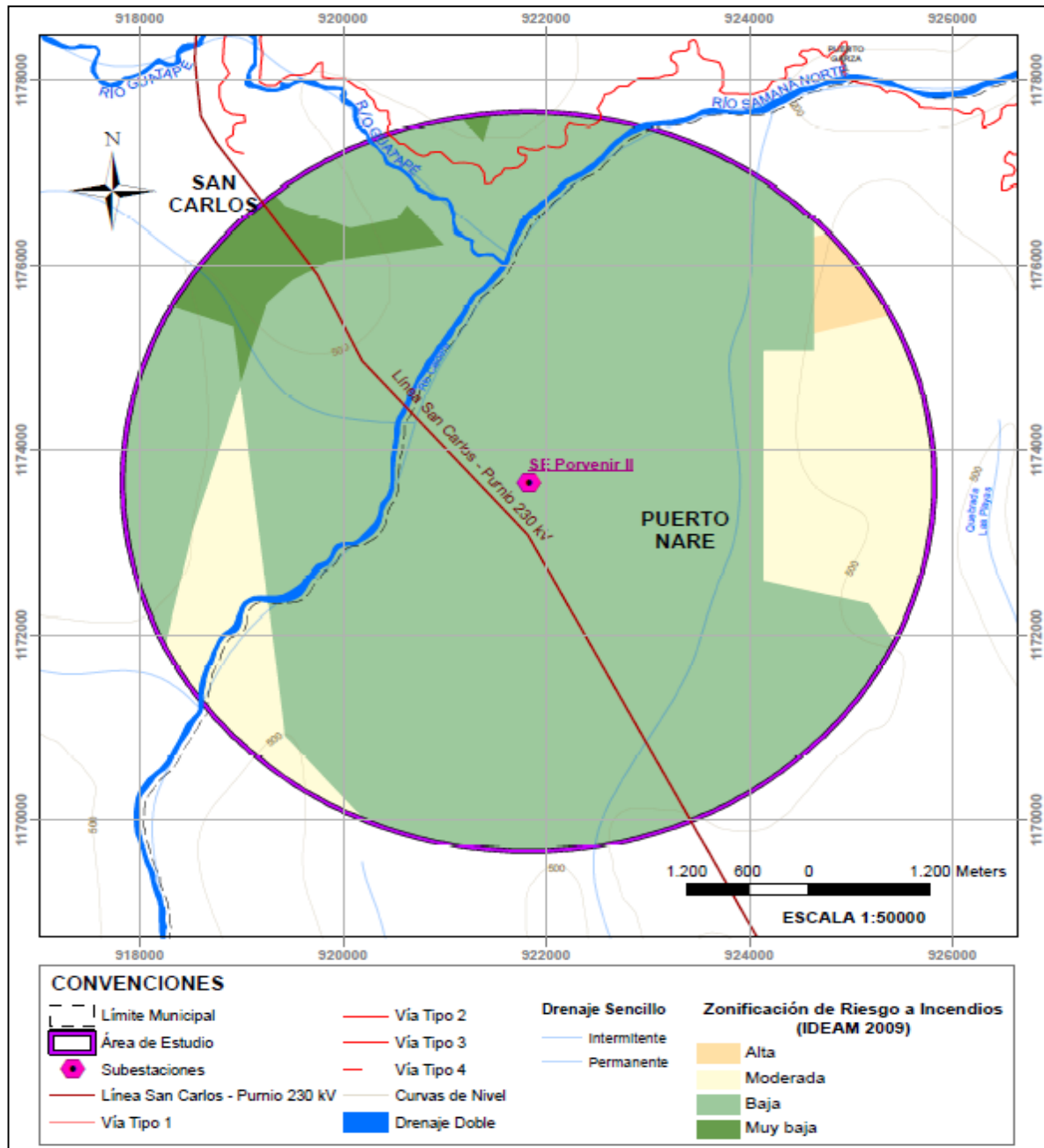


COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Bosques naturales		Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
Pastos	Orobiomas bajos de los Andes	Pastos del orobioma bajo de los Andes
Vegetación secundaria		Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes

Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAVH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

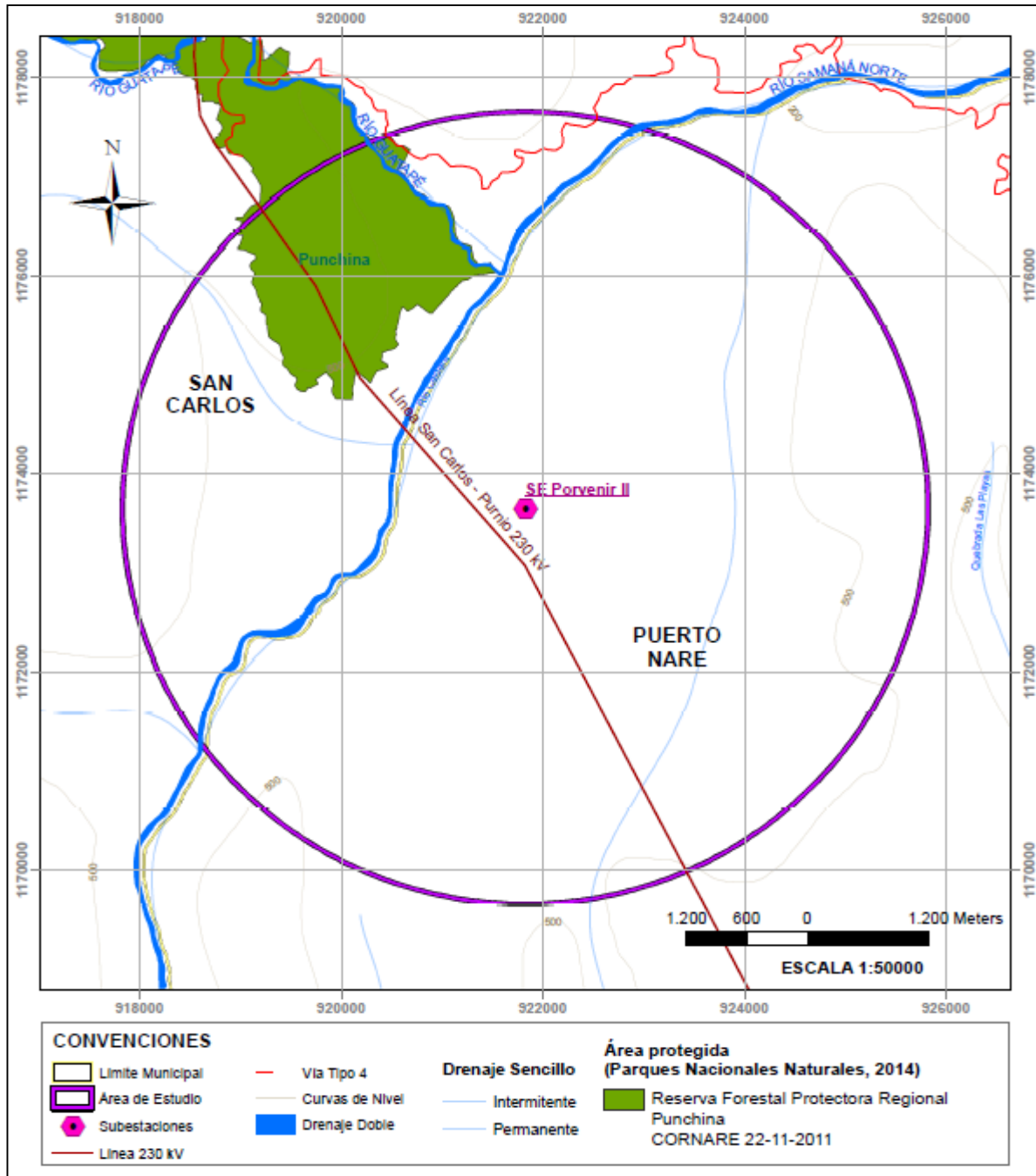
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-59. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME

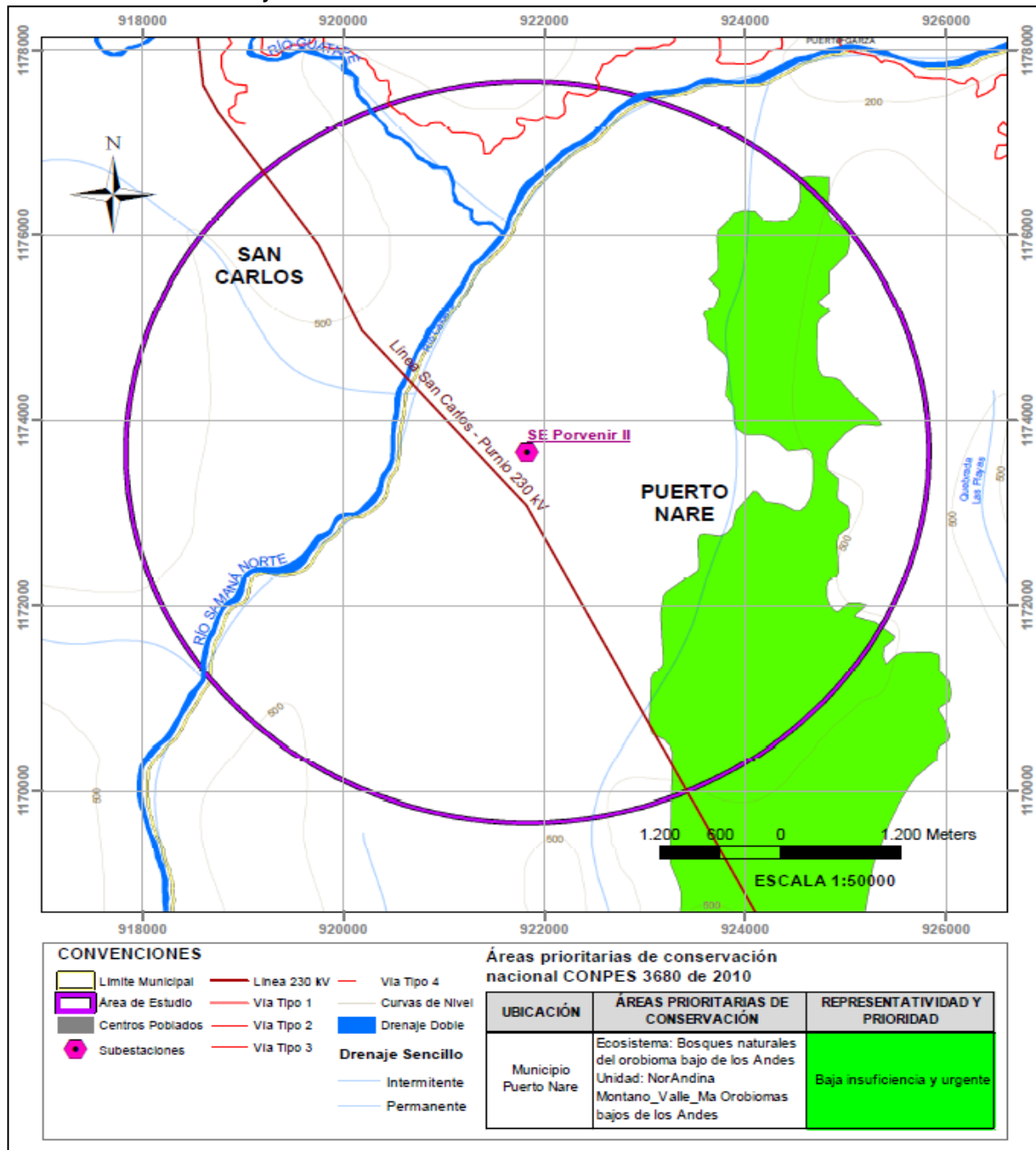
Gráfica 6-60. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014

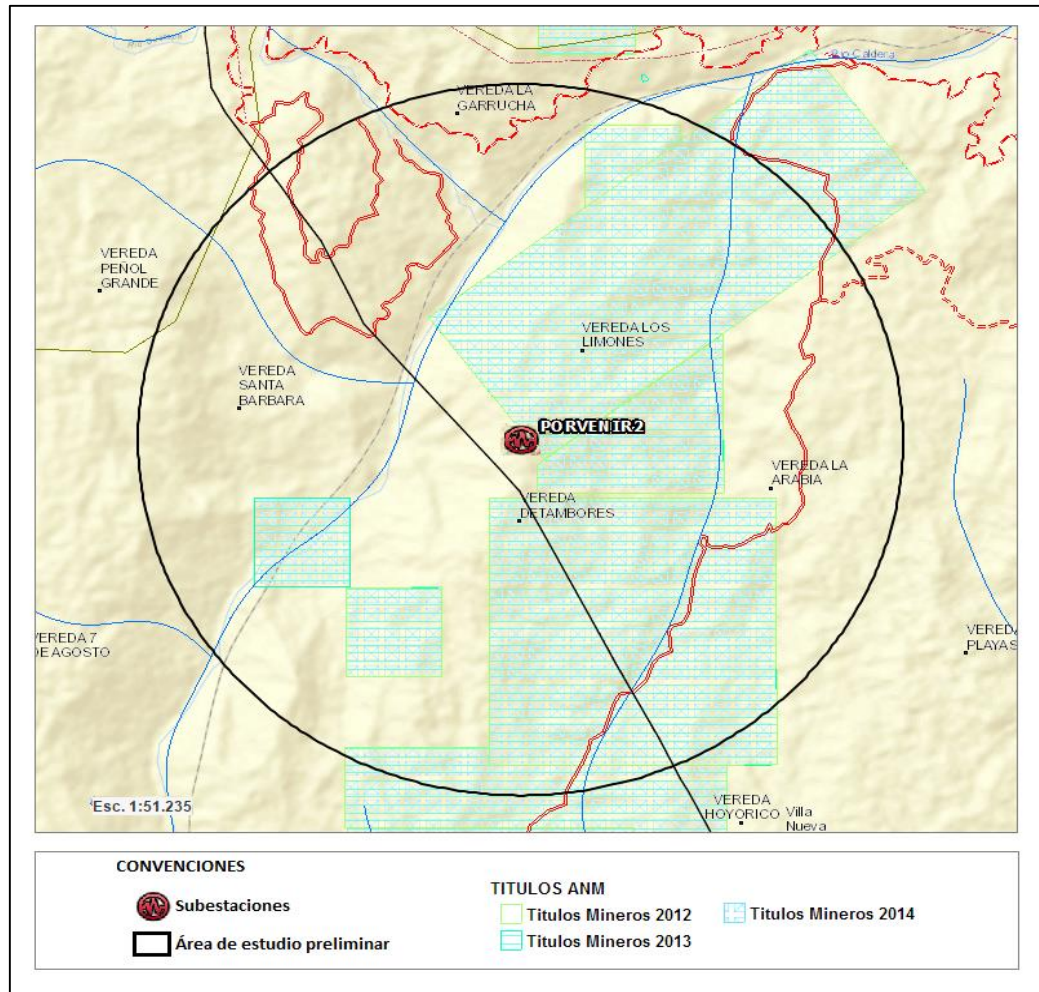
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-61. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



Fuente de datos: Dirección Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-62. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV



NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC

Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>

Fuente de gráfica: UPME

Según información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, dentro del área de estudio preliminar del Proyecto Porvenir II 230 kV al circuito San Carlos – Purnio 230 kV, no se encuentran tierras de comunidades negras, resguardos indígenas, consejos titulados ni resguardos titulados. Sin embargo, esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

Adicionalmente, de acuerdo con información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales, del visor geográfico SIAC, del Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt, del Instituto

de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, según corresponda, en el área de estudio preliminar No se encuentran: Parques Naturales Nacionales, Reservas Forestales Protectoras Nacionales, Parques Naturales Regionales, Distritos Regionales de Manejo Integrado, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, Reservas Naturales de la Sociedad Civil, Zonas de Reserva Forestal de Ley 2da, Áreas Importantes para la Conservación de Aves – AICAs, Humedales Ramsar, Humedales, Complejos de Páramo, ni Zonas de Inundación.

6.8.4 Proyecto Subestación Palenque 230 kv y Línea de Transmisión Desde Palenque Hasta Interceptar el Doble Circuito Sogamoso – Guatiguará

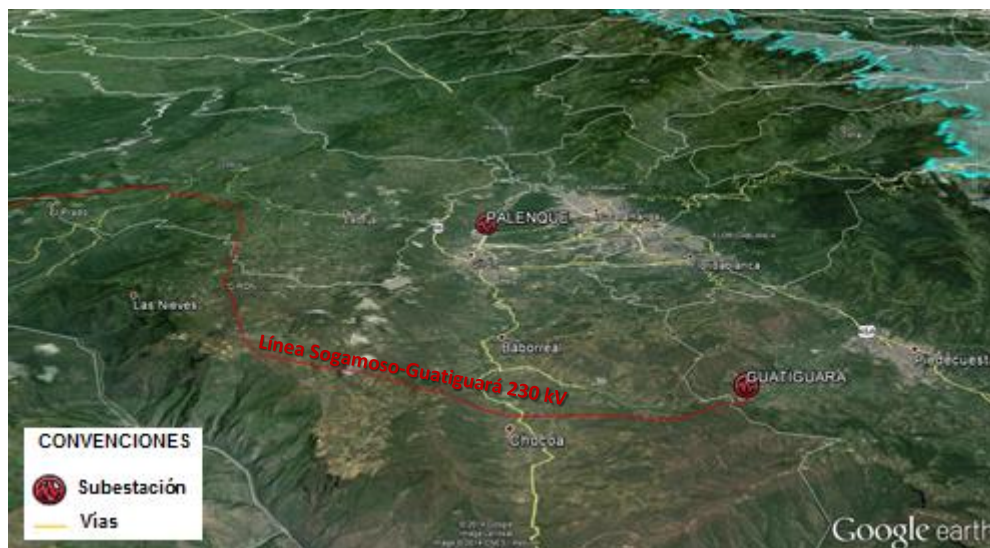
A continuación se listan las obras recomendadas a ejecutar en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, para la sub área Nordeste – Santander:

- Nueva subestación Palenque 230 kV, con cuatro bahías de línea y dos de transformación.
- Dos dobles circuitos de 15 km aproximadamente cada uno desde la subestación Palenque hasta interceptar los dos circuitos Sogamoso – Guatiguará 230 kV y configurar así los enlaces Sogamoso – Palenque 230 kV y Palenque – Guatiguará 230 kV en doble circuito.

Obras del STR a cargo del OR, las cuales no son objeto de la convocatoria del STN:

- Instalación de dos transformadores 230/115 kV – 150 MVA en la Subestación Palenque. Entrada en operación año 2017.

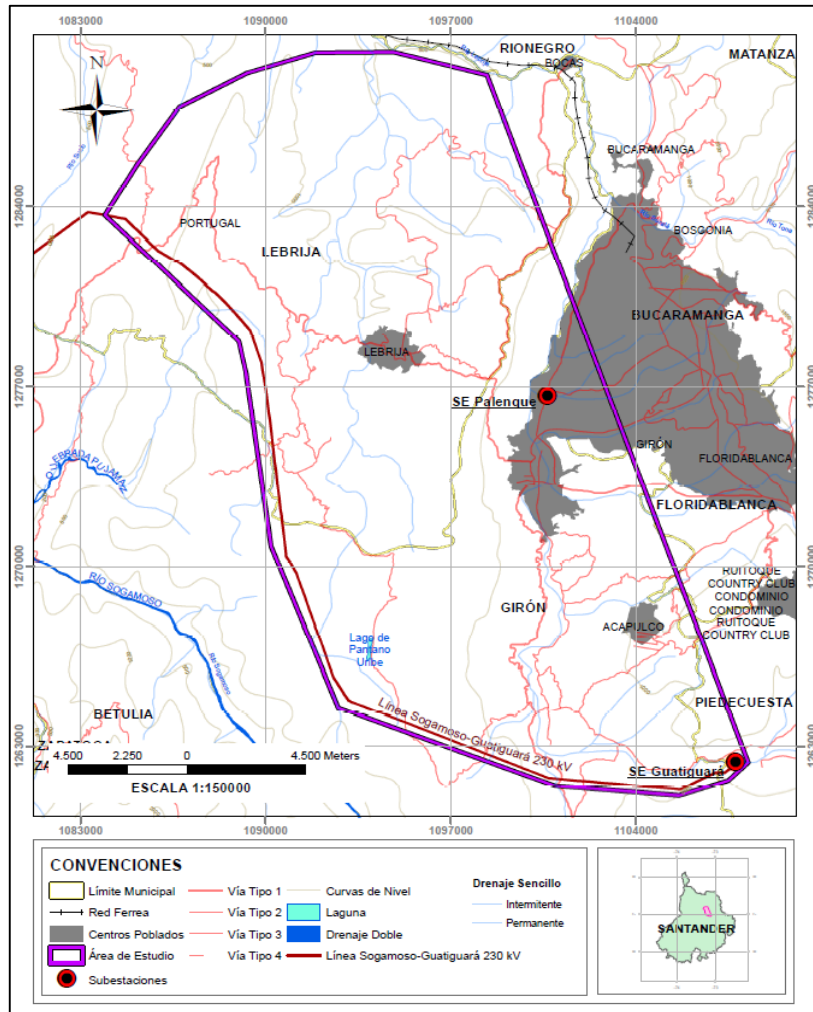
Gráfica 6-63. Localización general Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de gráfica: Google Earth
 Fuente Datos: UPME

El área de estudio preliminar para el Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará, se ubica en diferentes municipios del departamento de Santander, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga – CDMB (Gráfica 6-64, Tabla 6-70).

Gráfica 6-64. Localización área de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente base cartográfica: IGAC
 Fuente: UPME

Tabla 6-70. Localización área de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará

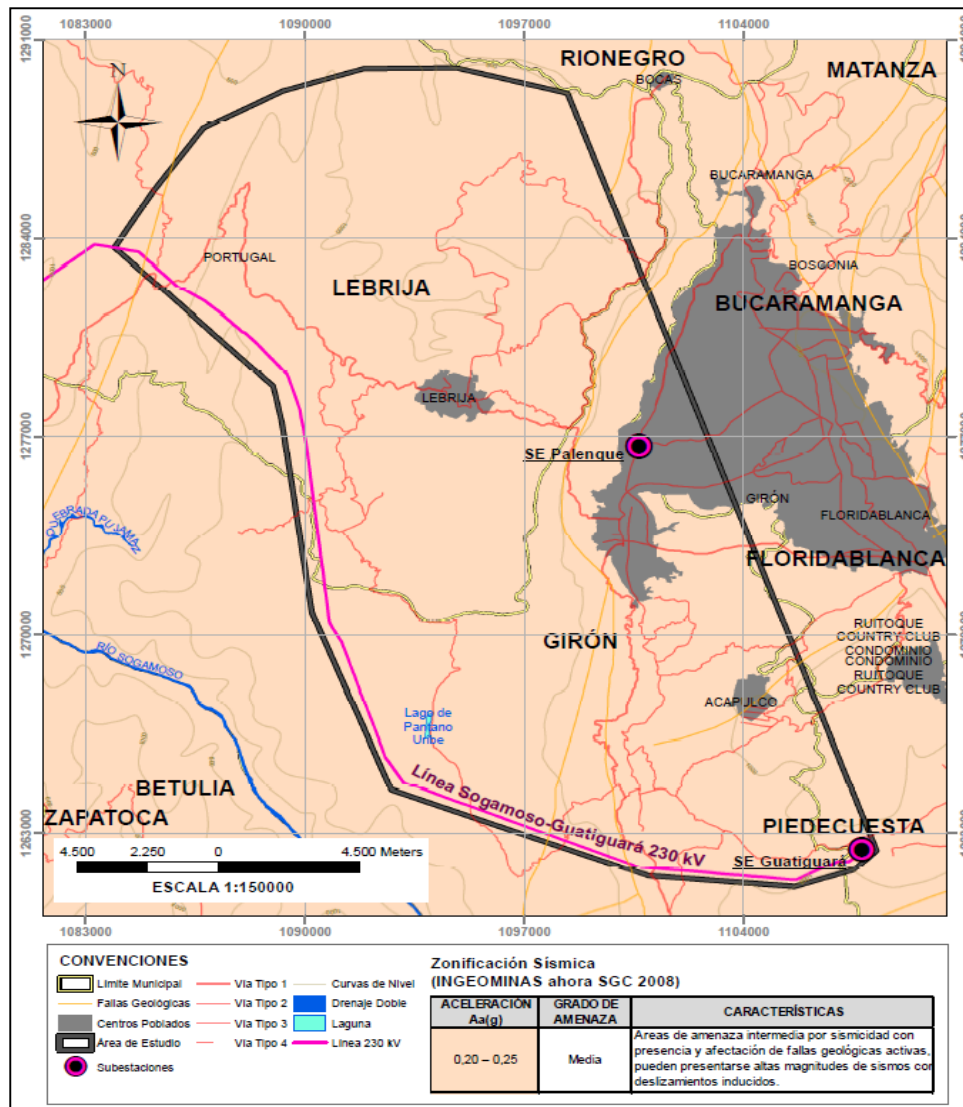
DEPARTAMENTO	CORPORACIÓN	MUNICIPIOS
SANTANDER	Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga – CDMB	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Piedecuesta ▪ Bucaramanga ▪ Girón ▪ Lebrija

Fuente: UPME

En la estructuración del Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará, se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas.

A continuación se ilustran las variables identificadas.

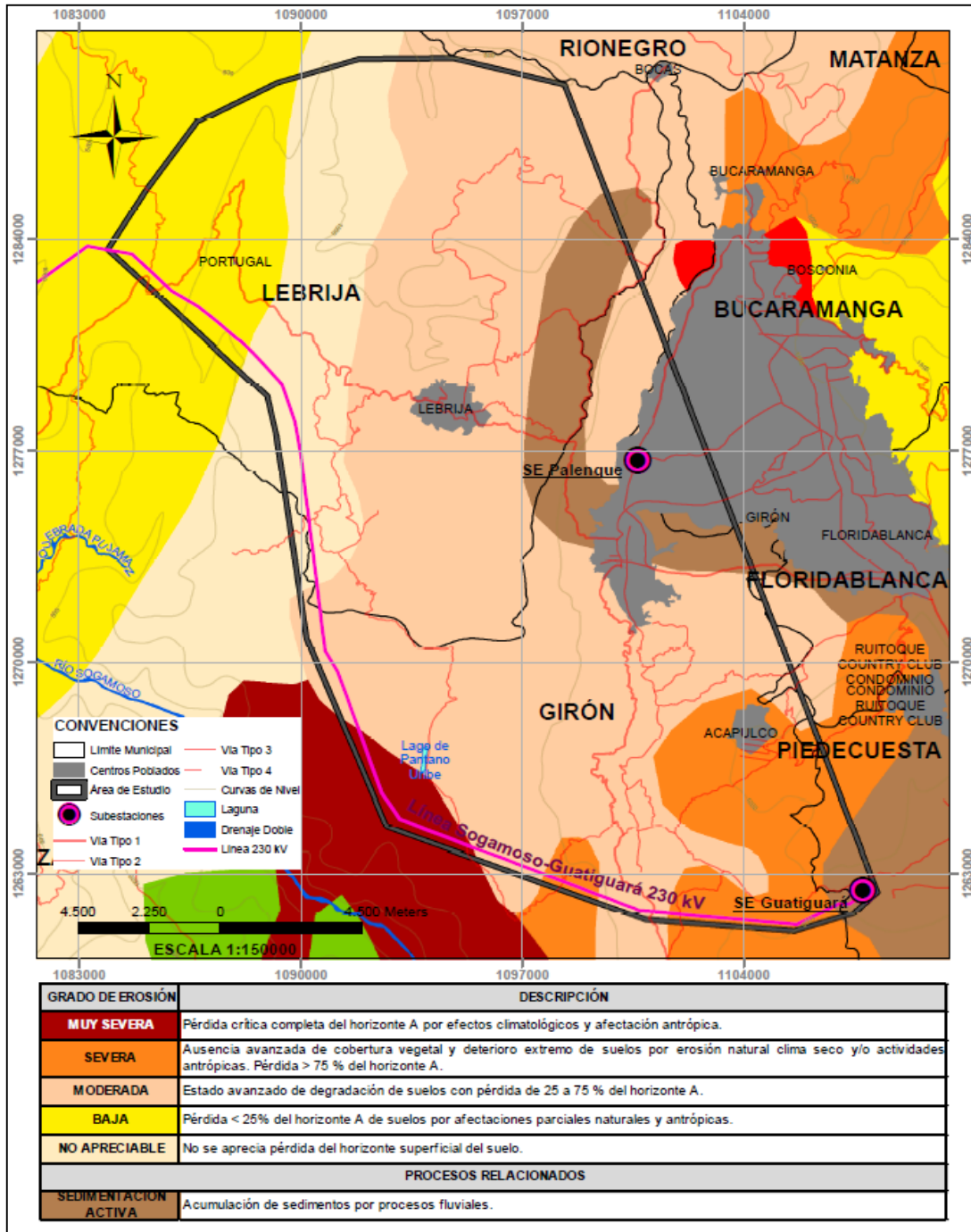
Gráfica 6-65. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]

Fuente de gráfica: UPME

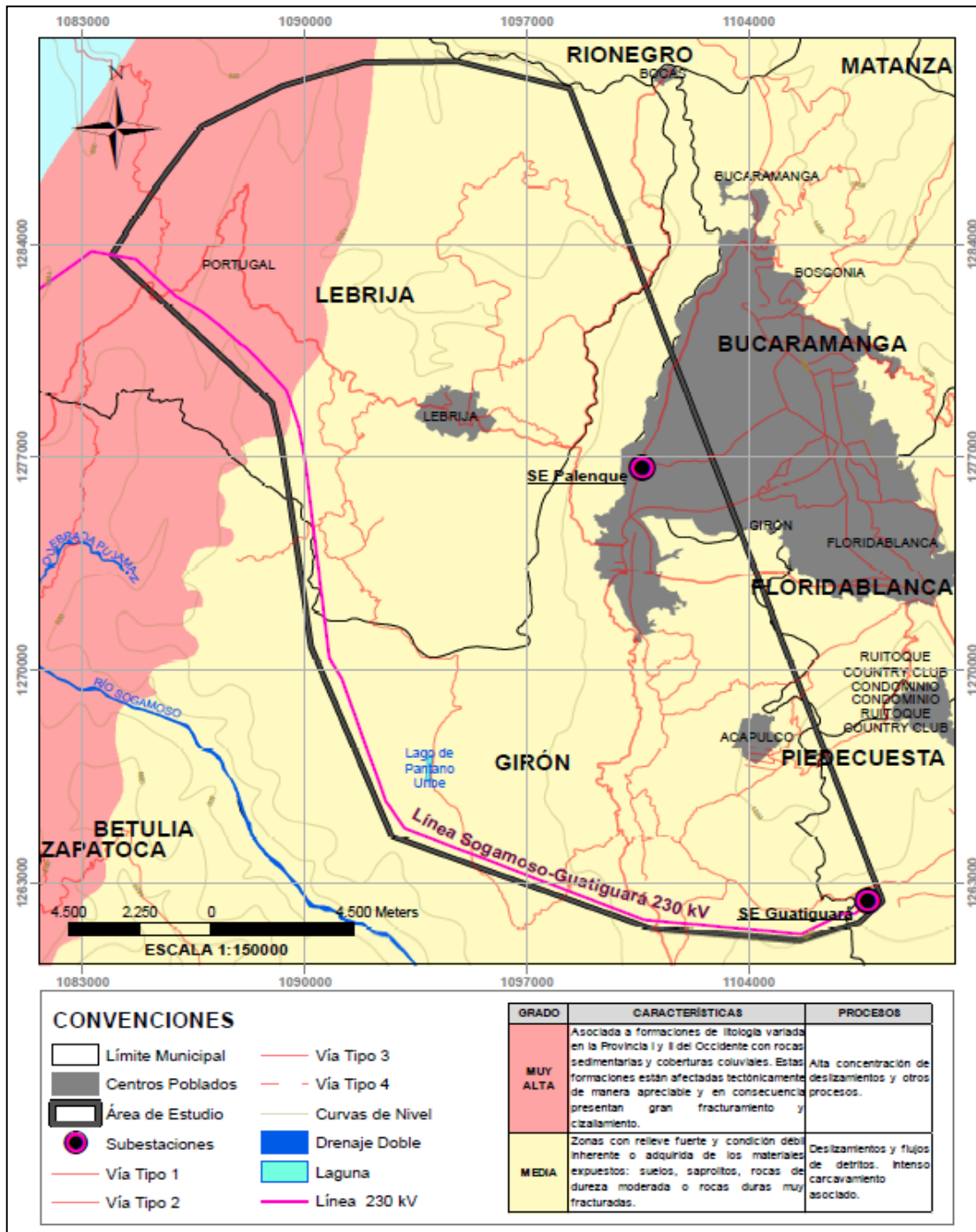
Gráfica 6-66. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]

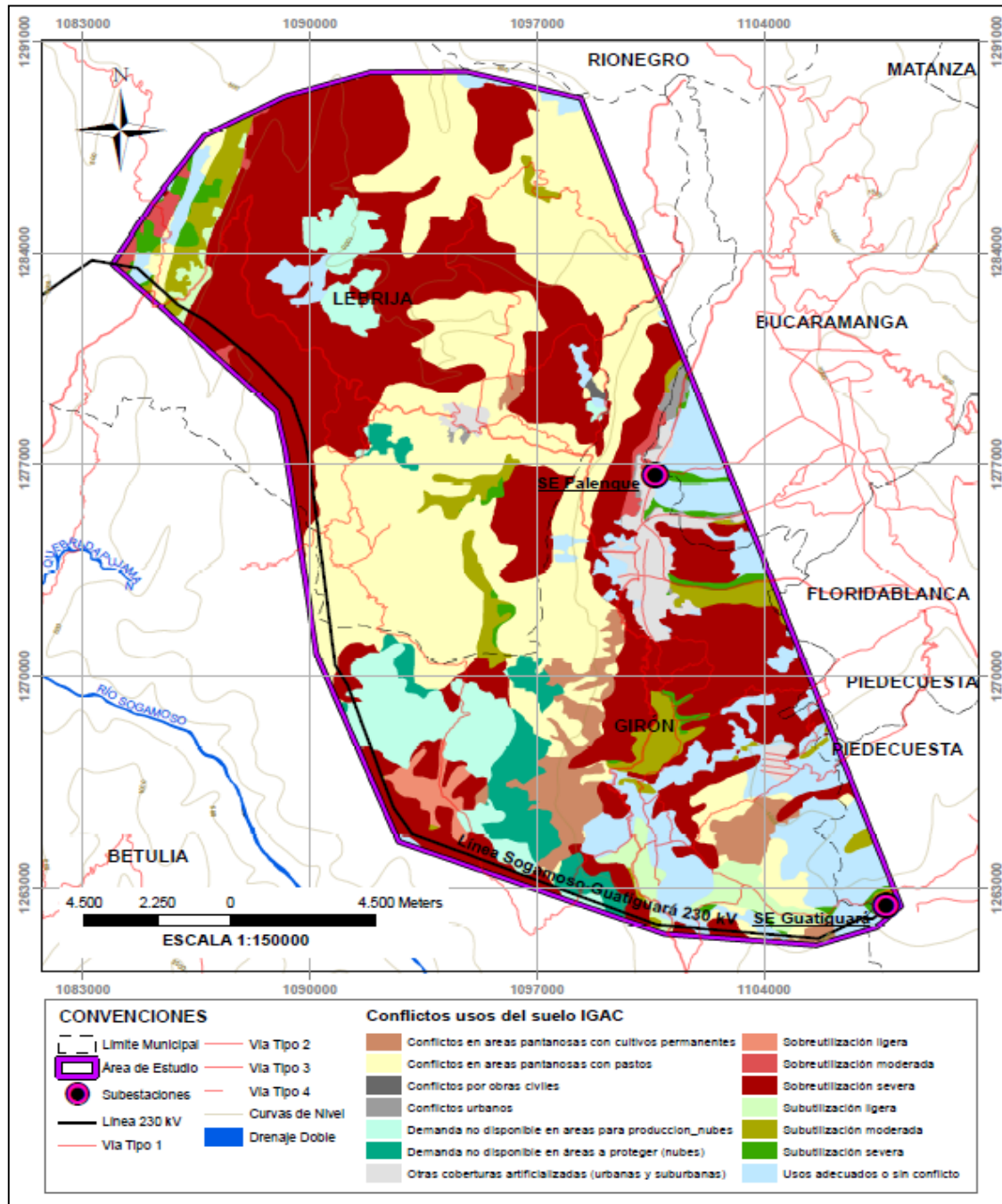
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-67. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



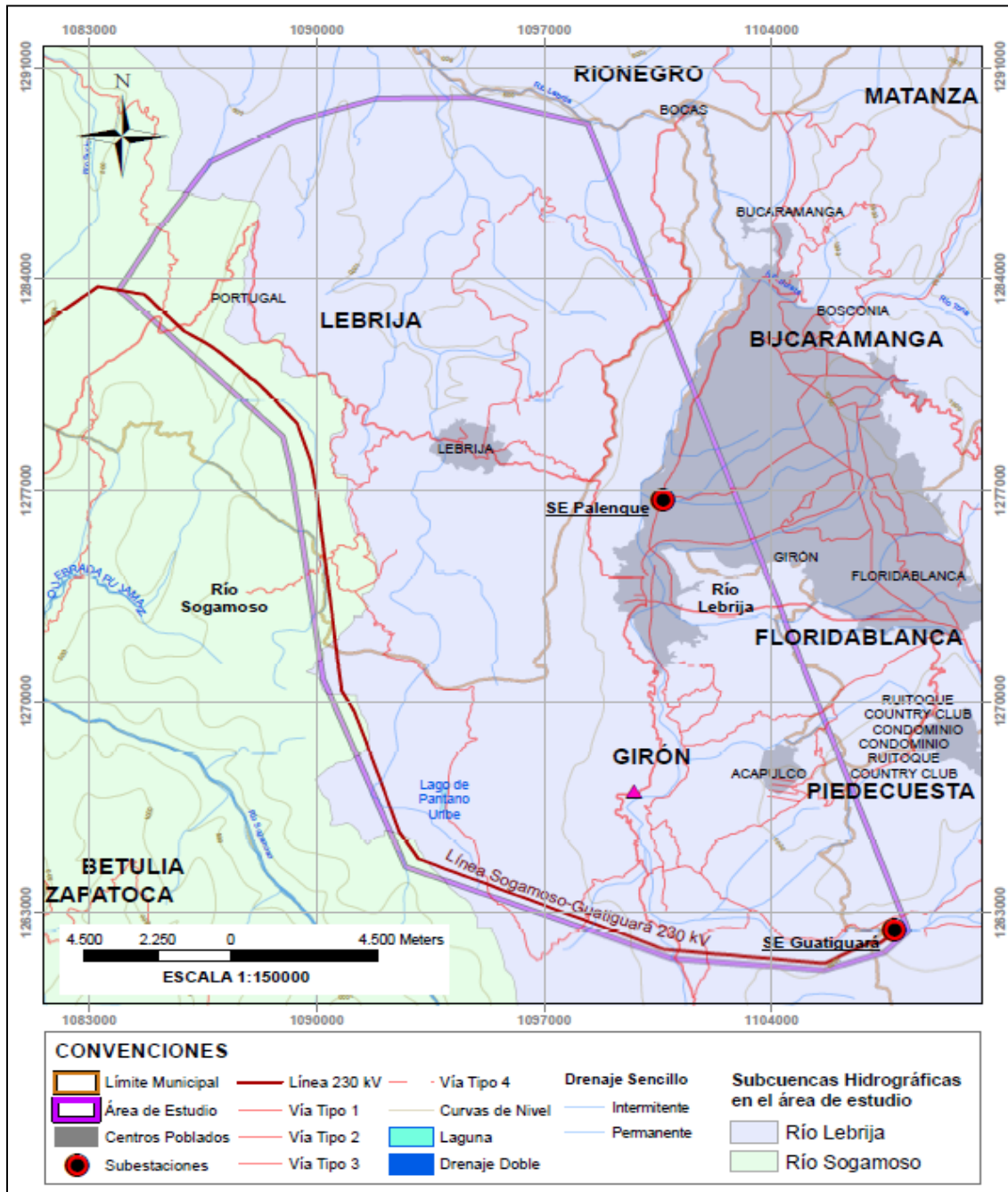
Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/agos/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-68. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiquará



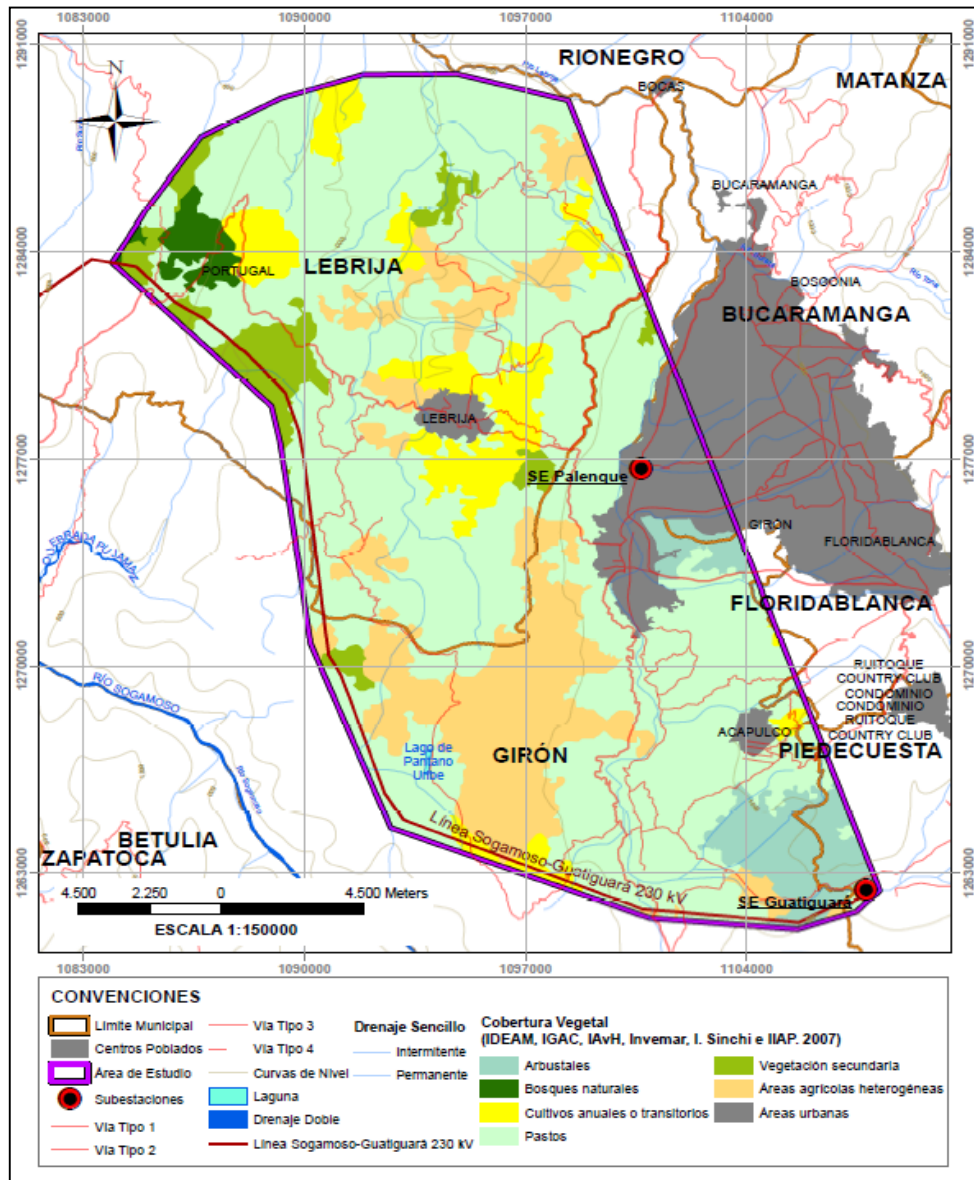
Fuente de datos: IGAC, 2013
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-69. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-70. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-71. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará

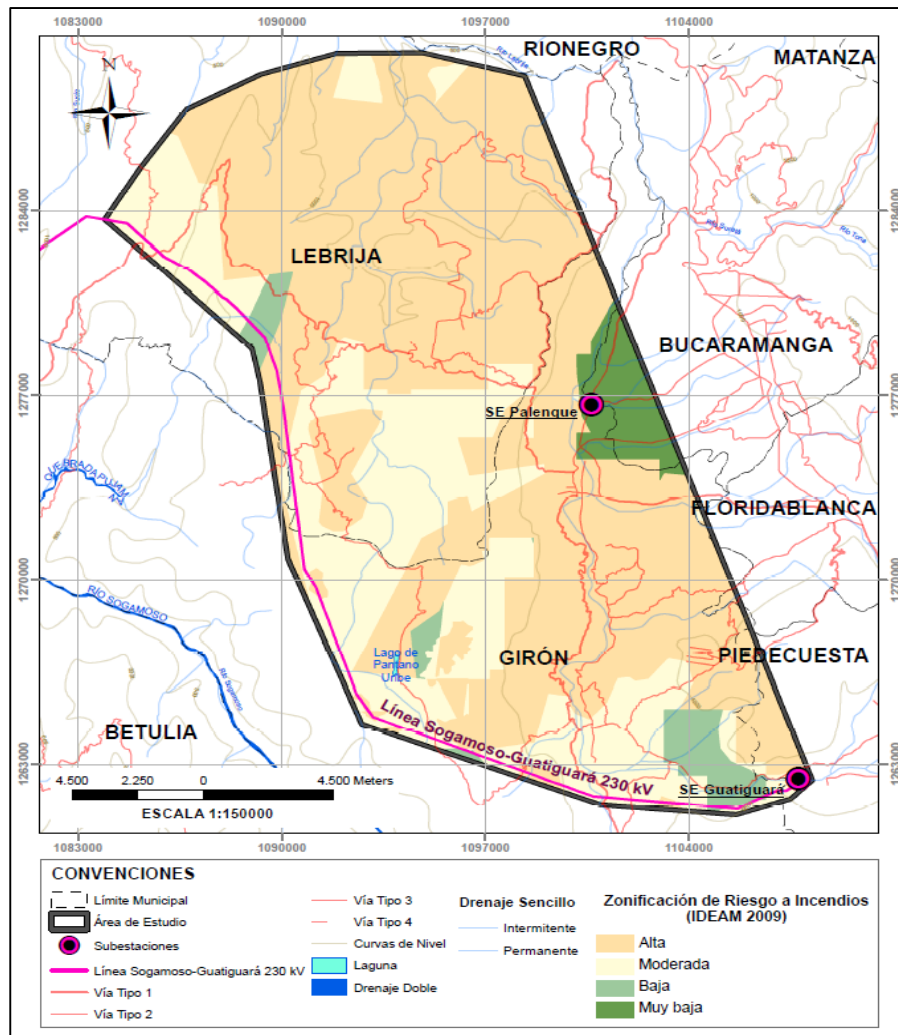
COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Arbustales	Orobiomas bajos de los Andes	Arbustales del orobioma bajo de los Andes
Áreas agrícolas heterogéneas		Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma bajo de los Andes

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Áreas urbanas	Orobiomas bajos de los Andes	Áreas urbanas del orobioma bajo de los Andes
Bosques naturales		Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
Cultivos anuales o transitorios		Cultivos anuales o transitorios del orobioma bajo de los Andes
Pastos		Pastos del orobioma bajo de los Andes
Vegetación secundaria		Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes

Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

Fuente de tabla: UPME

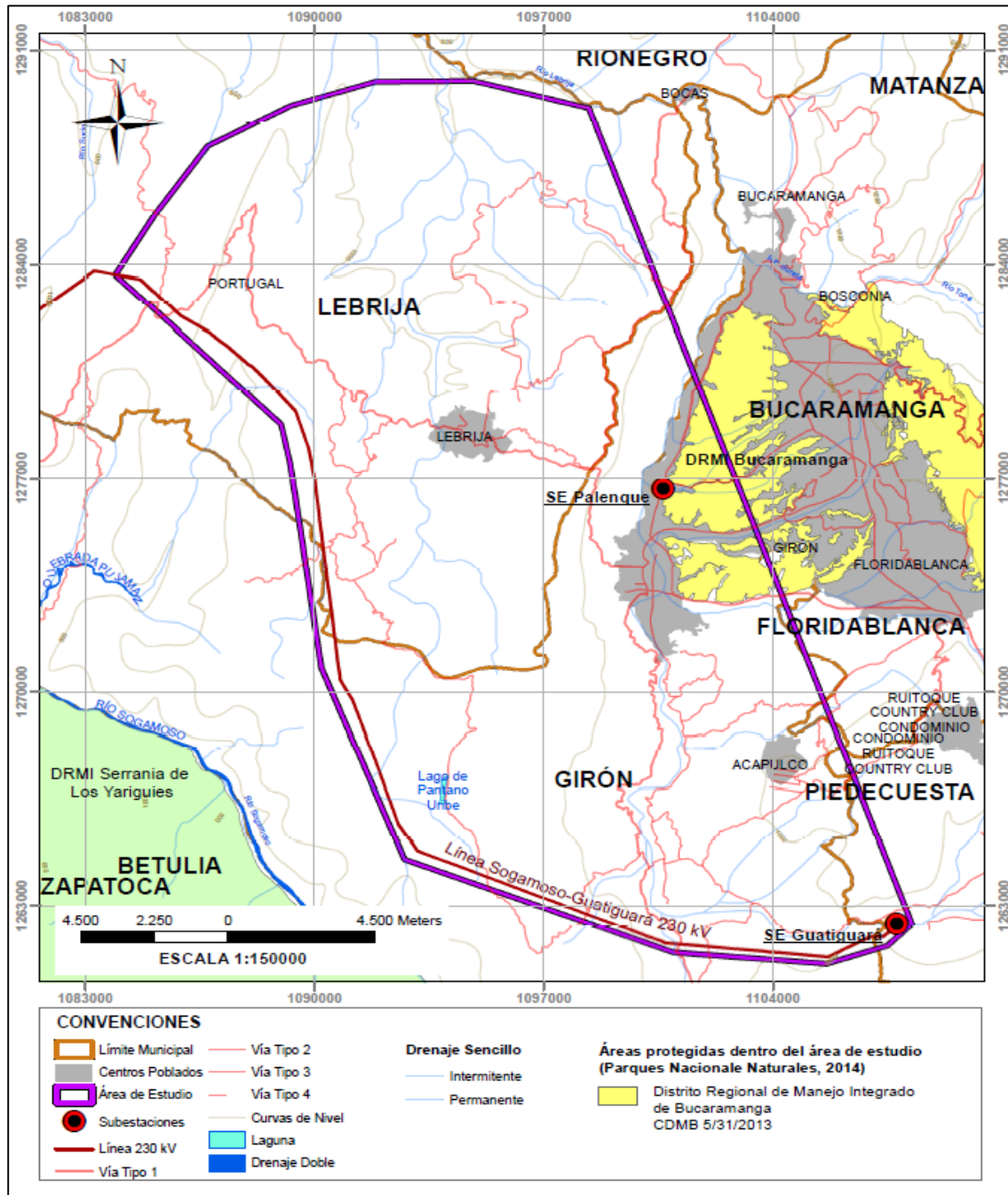
Gráfica 6-71. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>

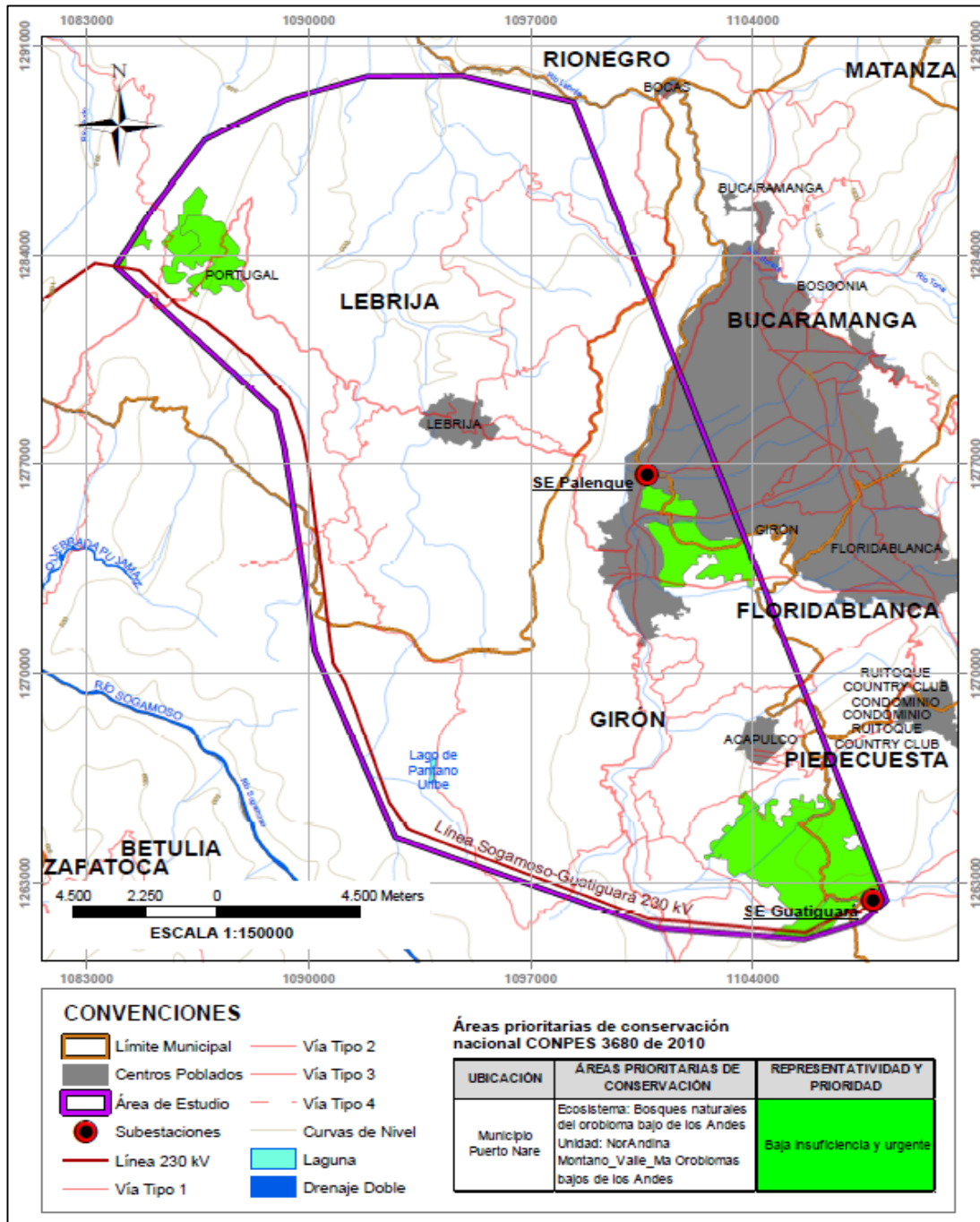
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-72. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



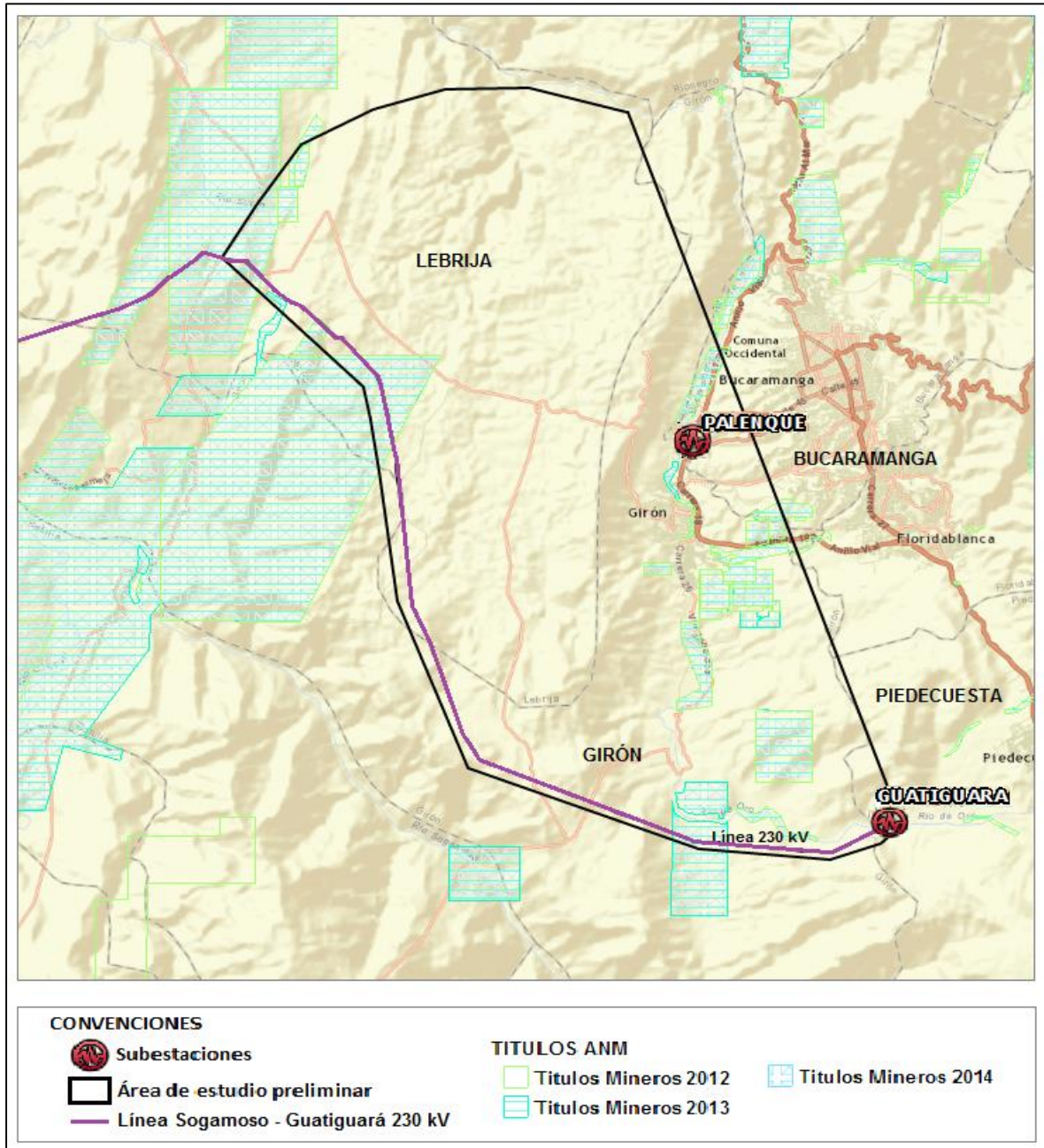
Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-73. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



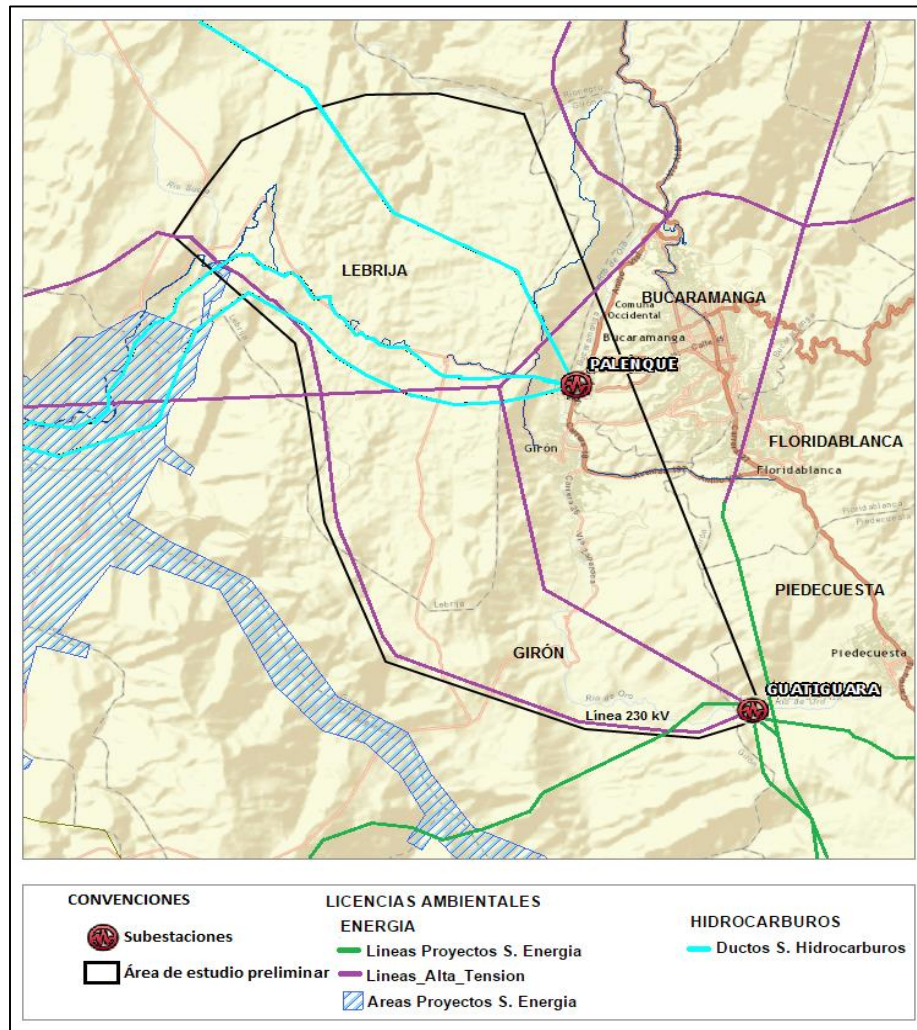
Fuente de datos: Dirección Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-74. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC
 Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-75. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará



Fuente de datos: ANLA, Licenciamiento Ambiental, 2013-2014; <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 10/nov/2014]

Fuente de gráfica: UPME

Según información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, dentro del área de estudio preliminar del Proyecto Palenque 230 kV al doble circuito Sogamoso – Guatiguará, no se encuentran tierras de comunidades negras, resguardos indígenas, consejos titulados ni resguardos titulados. Sin embargo, esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

Adicionalmente, de acuerdo con información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales, del visor geográfico SIAC, del Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt y del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, según corresponda, en

el área de estudio preliminar No se encuentran: Parques Naturales Nacionales, Reservas Forestales Protectoras Nacionales, Parques Naturales Regionales, Reservas Forestales Protectoras Regionales, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, Reservas Naturales de la Sociedad Civil, Zonas de Reservas Forestal de Ley 2da, Áreas Importantes para la Conservación de Aves – AICAs, Humedales, Humedales Ramsar, Complejos de Páramo, ni Zonas Susceptibles a la Inundación.

6.8.5 Proyecto Línea de Transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

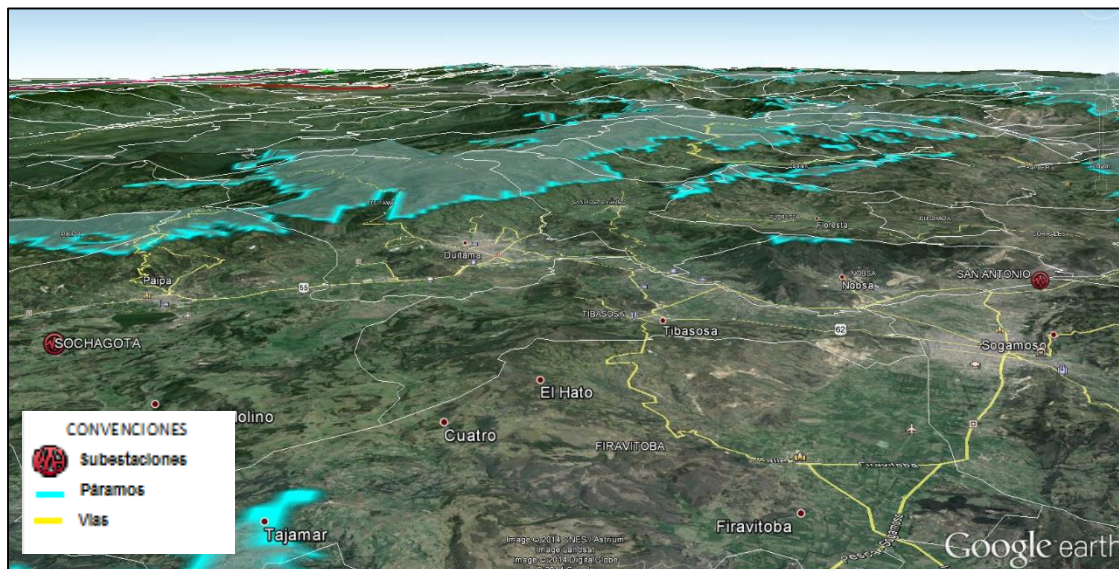
A continuación se listan las obras recomendadas a ejecutar en el Sistema de Transmisión Nacional – STN para la Sub-área Boyacá:

- Nueva Subestación San Antonio 230 kV con dos bahías de línea y dos bahías de transformación.
- Dos bahías de línea y dos bahías de transformación a 230 kV en la subestación Sochagota.
- Una línea de transmisión doble circuito Sochagota – San Antonio a 230 kV de 28 km aproximadamente.

Obras del STR a cargo del OR, las cuales no son objeto de la convocatoria:

- Dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA cada uno en la Subestación San Antonio.

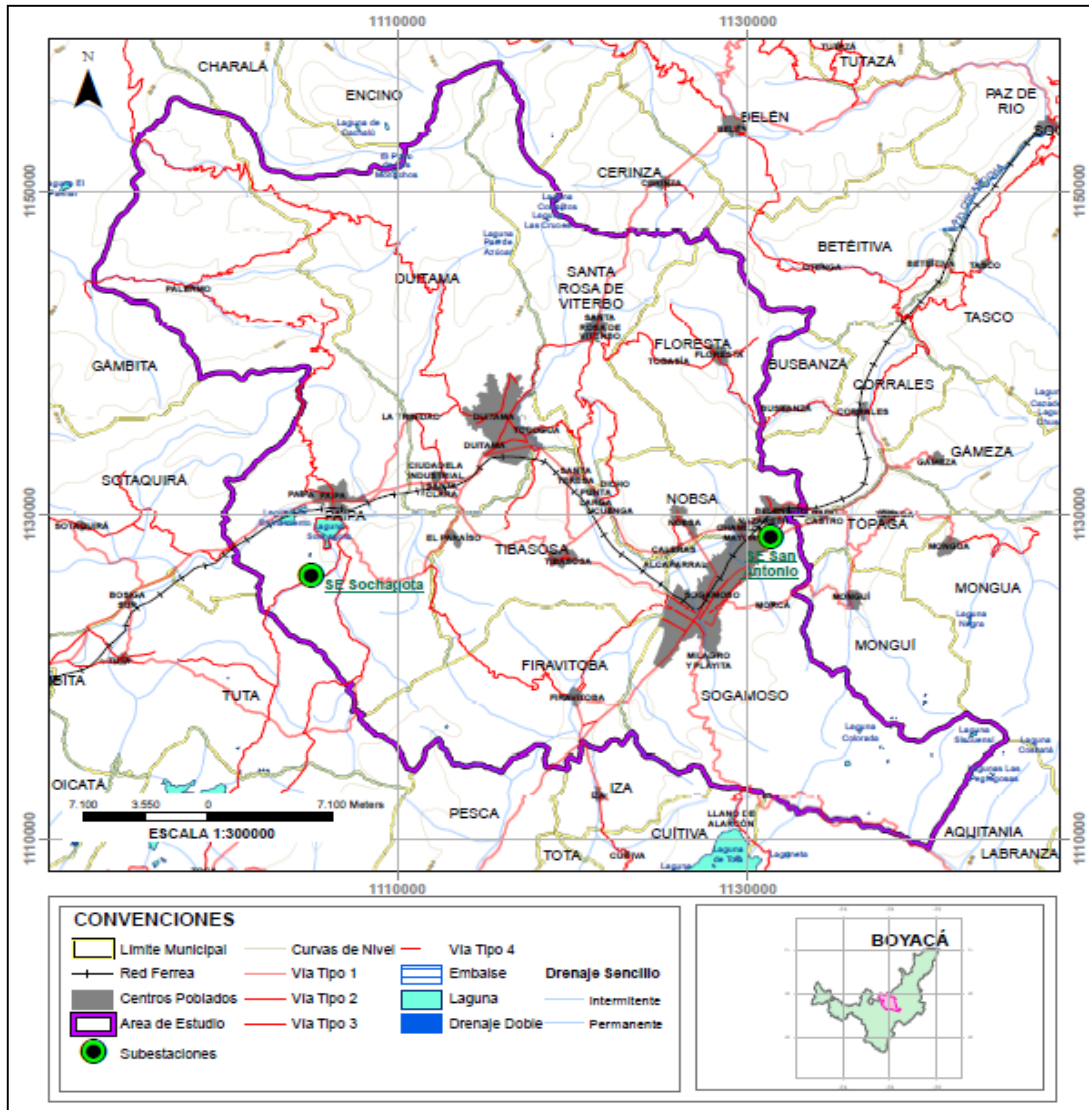
Gráfica 6-76. Localización general Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de gráfica: Google Earth
 Fuente Datos: UPME

El área de estudio preliminar para el Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV, se ubica en diferentes municipios del departamento de Boyacá, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional de Boyacá - CORPOBOYACA (Gráfica 6-77, Tabla 6-72).

Gráfica 6-77. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de gráfica: Google Earth
 Fuente Datos: UPME

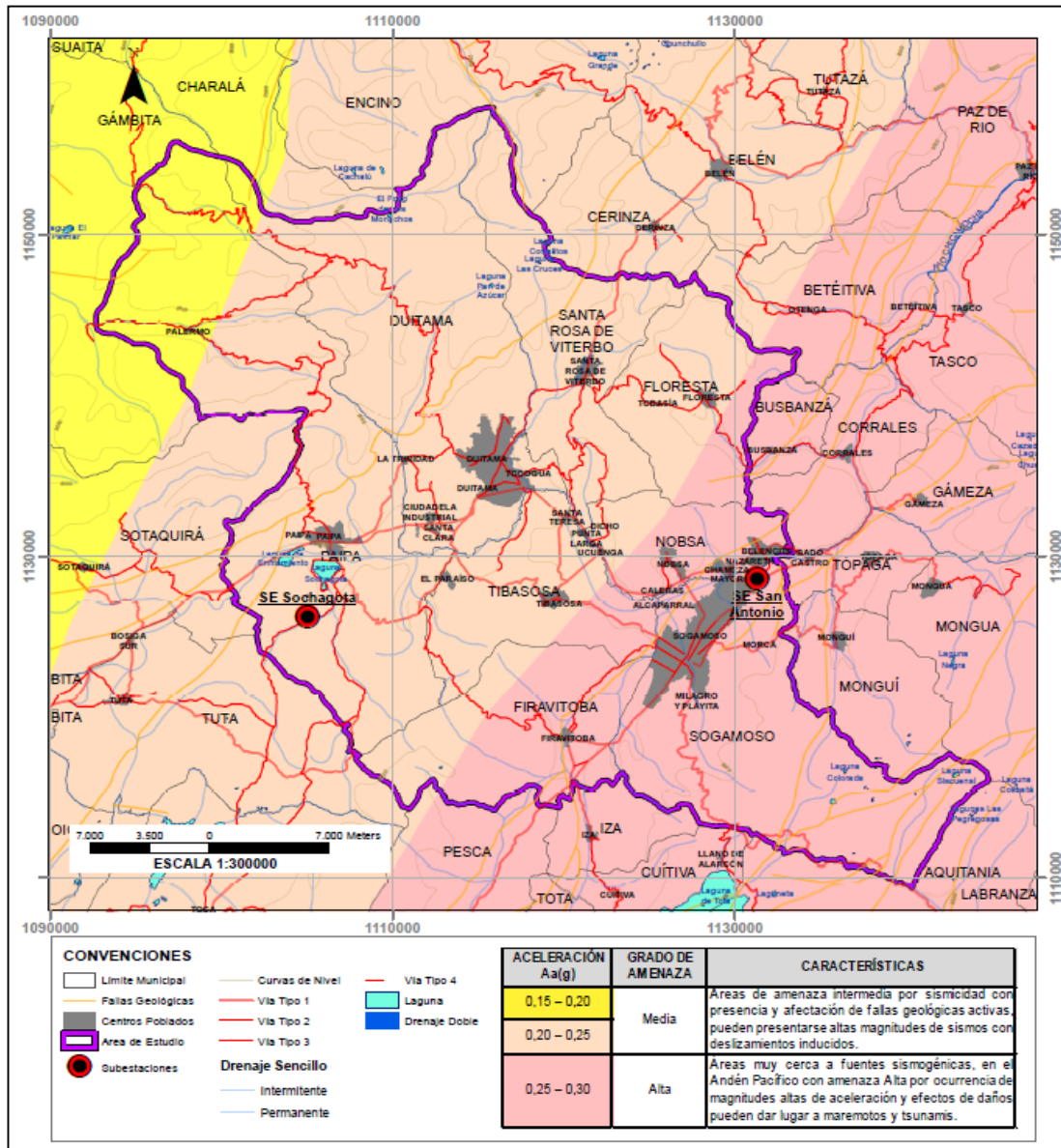
Tabla 6-72. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

DEPARTAMENTO	CORPORACIÓN	MUNICIPIOS	
BOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá-CORPOBOYACA	▪ Paipa	▪ Nobsa
		▪ Duitama	▪ Tibasosa
		▪ Santa Rosa de Viterbo	▪ Firavitoba
		▪ Floresta	▪ Sogamoso

Fuente: UPME

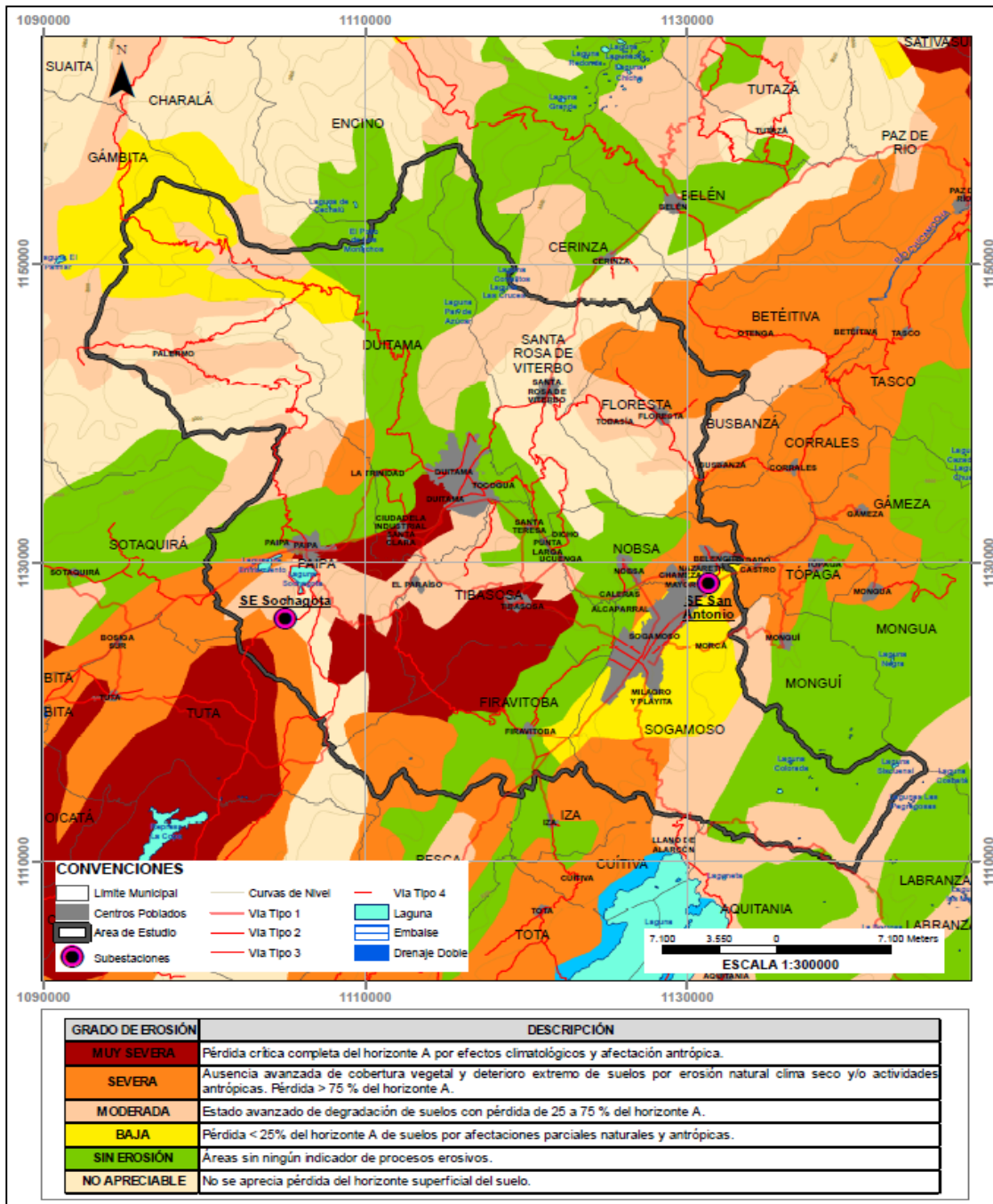
En la estructuración del Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas.

Gráfica 6-78. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



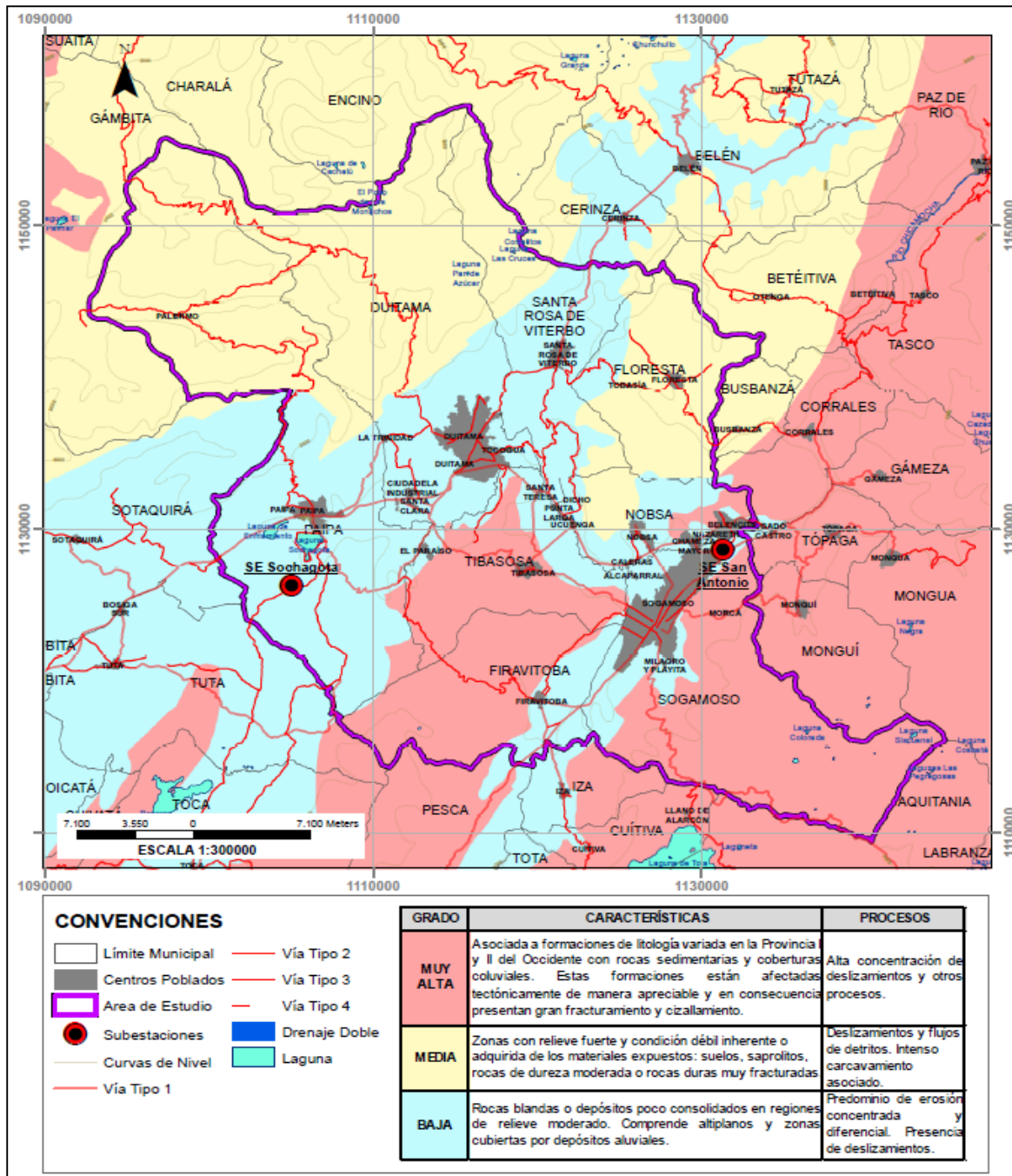
Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-79. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



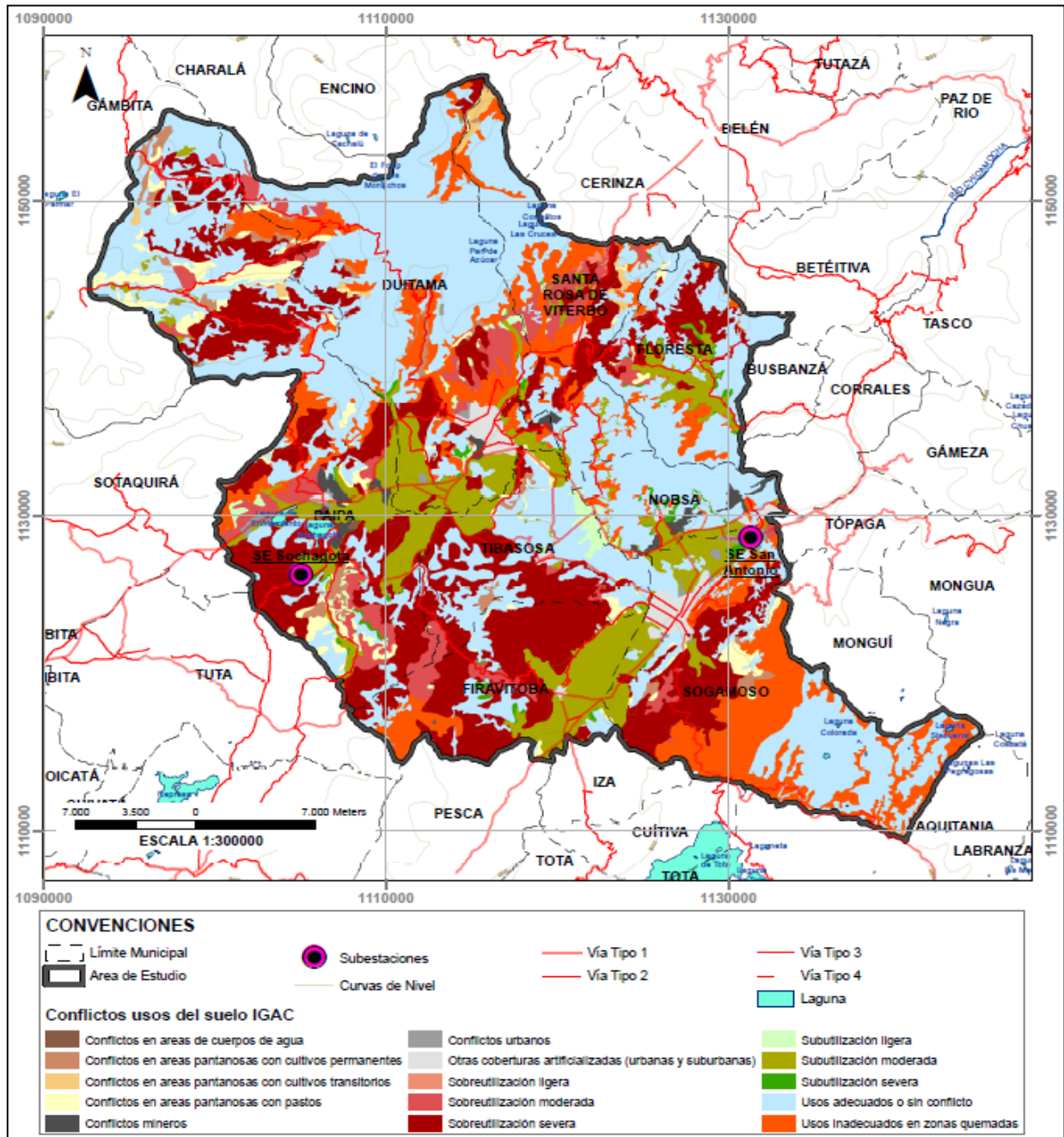
Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-80. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



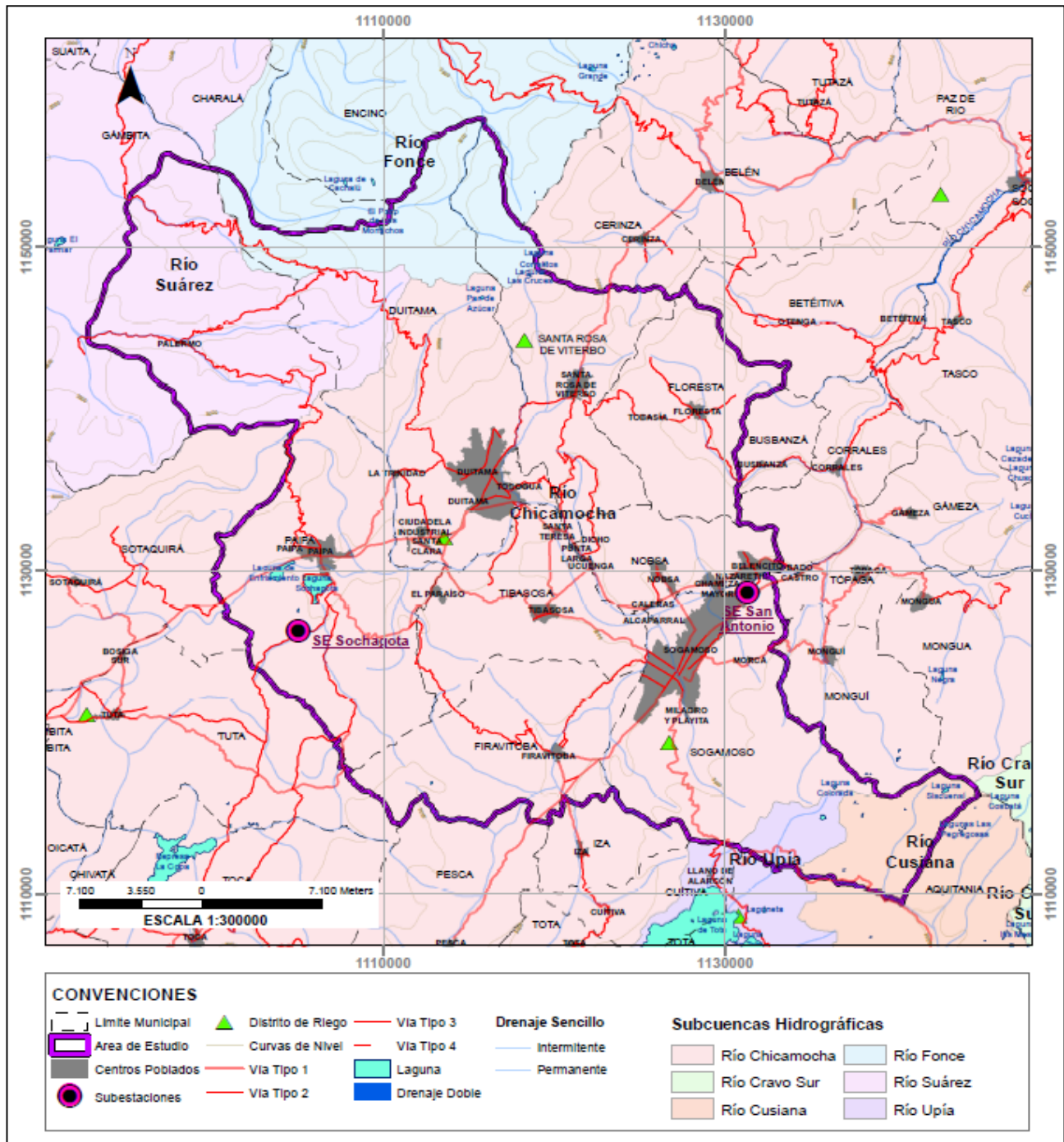
Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/agos/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-81. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



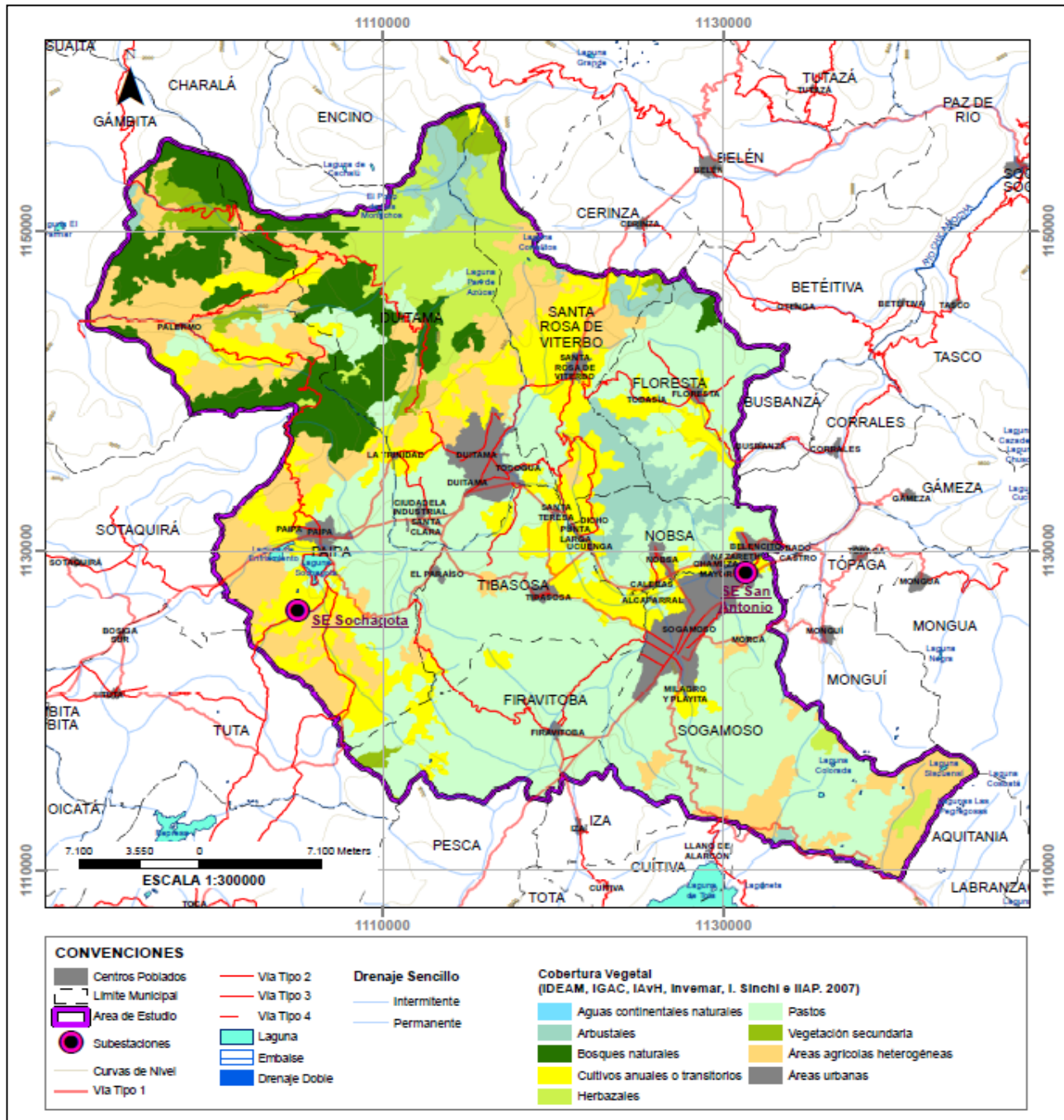
Fuente de datos: IGAC, 2013
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-82. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-83. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAVH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

Fuente de gráfica: UPME

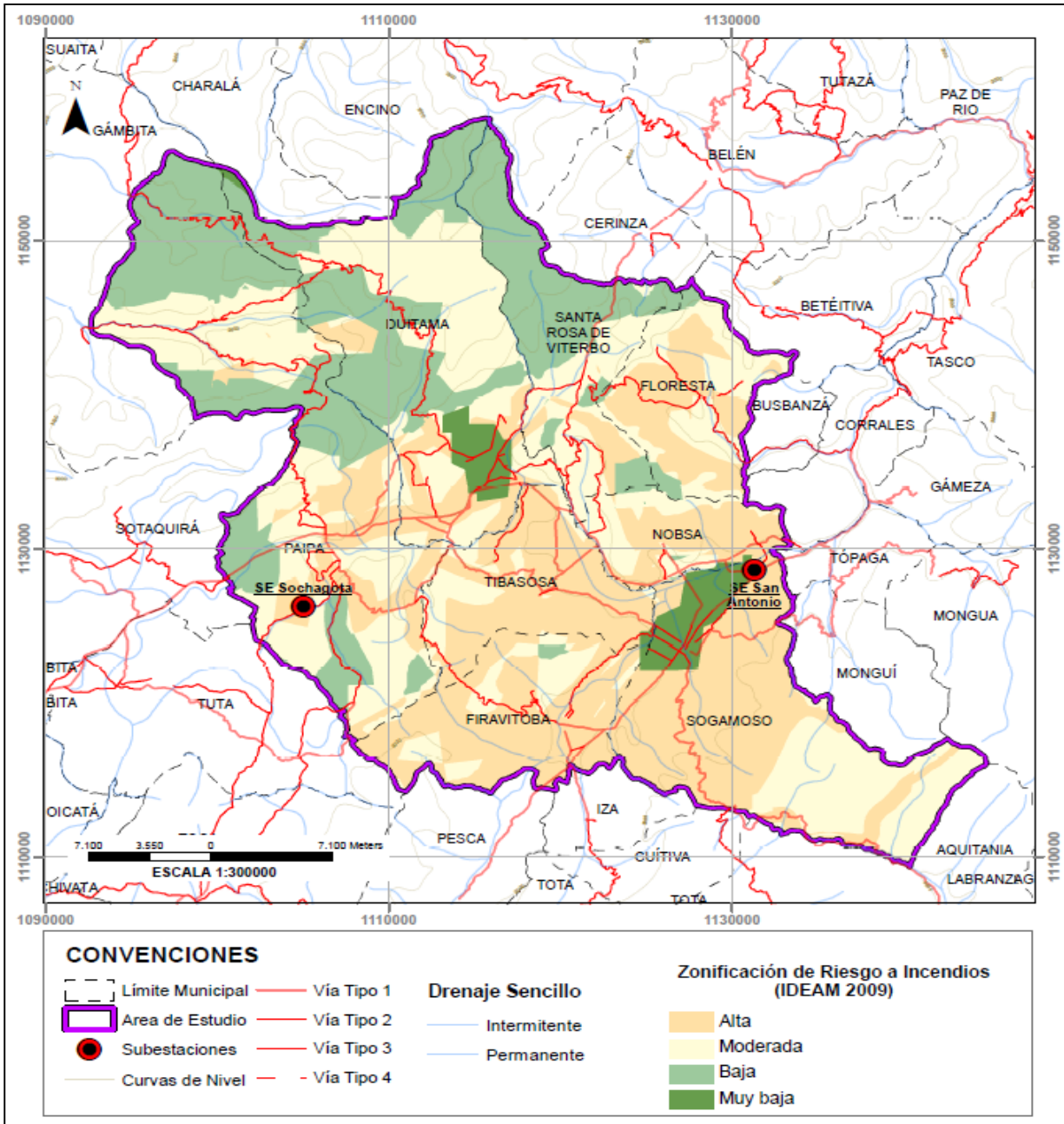
Tabla 6-73. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Aguas continentales naturales	Orobiomas medios de los Andes	Aguas cont. naturales del orobioma medio de los Andes
Arbustales	Orobiomas altos de los Andes	Arbustales del orobioma alto de los Andes
Arbustales	Orobiomas medios de los Andes	Arbustales del orobioma medio de los Andes
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobiomas altos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma alto de los Andes
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobiomas medios de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma medio de los Andes
Áreas urbanas	Orobiomas medios de los Andes	Áreas urbanas del orobioma medio de los Andes
Bosques naturales	Orobiomas altos de los Andes	Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
Bosques naturales	Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
Cultivos anuales o transitorios	Orobiomas medios de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma medio de los Andes
Cultivos anuales o transitorios	Orobiomas altos de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma alto de los Andes
Herbazales	Orobiomas altos de los Andes	Herbazales del orobioma alto de los Andes
Pastos	Orobiomas medios de los Andes	Pastos del orobioma medio de los Andes
Pastos	Orobiomas altos de los Andes	Pastos del orobioma alto de los Andes
Vegetación secundaria	Orobiomas altos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma alto de los Andes
Vegetación secundaria	Orobiomas medios de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes

Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

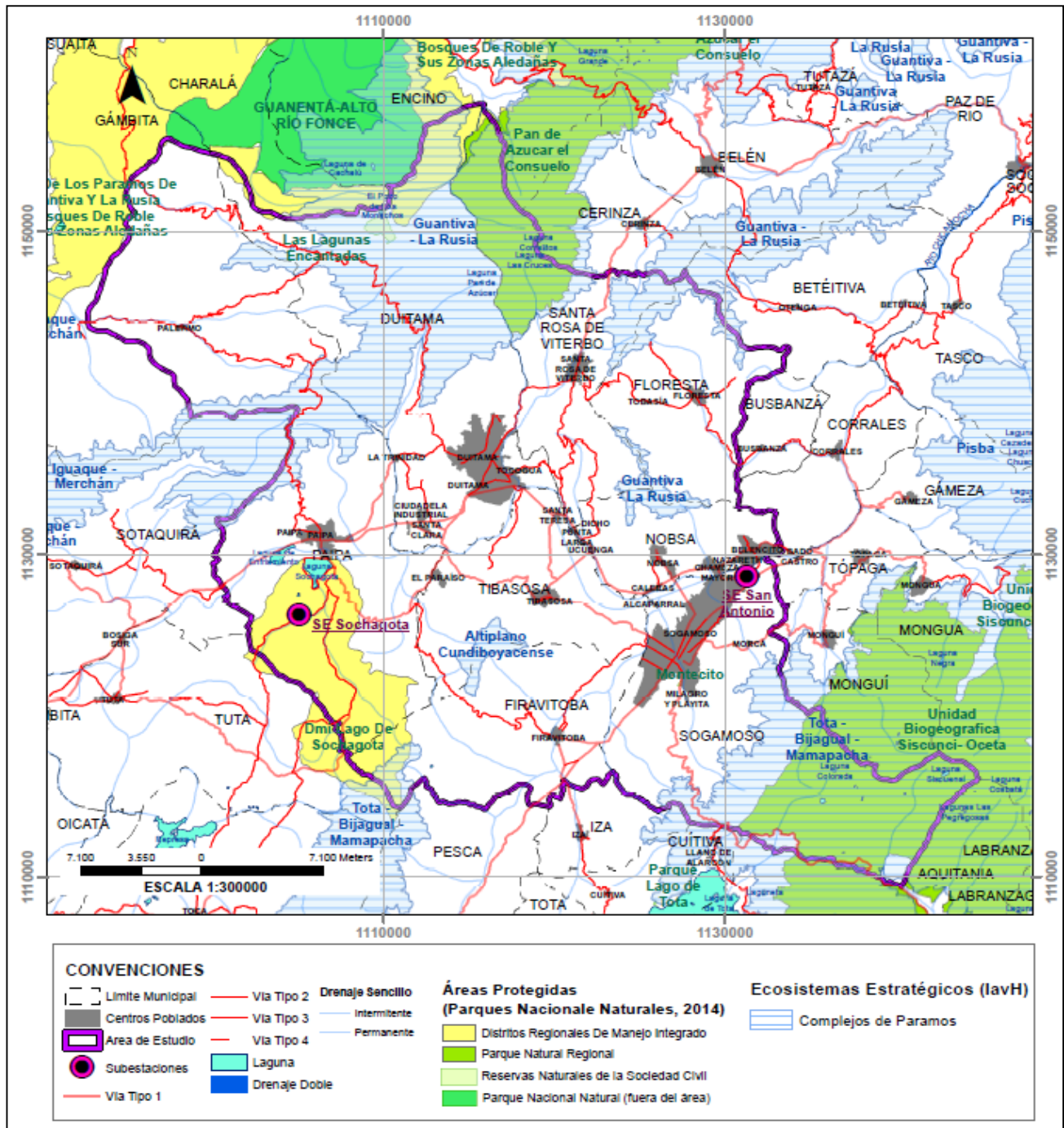
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-84. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-85. Áreas protegidas y ecosistemas estratégicos dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, IavH, 2014

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-74. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

MUNICIPIOS/ UBICACIÓN	ÁREA PROTEGIDA	CATEGORÍA LEGAL	NORMATIVIDAD
Duitama y límites con Paipa	Guanentá-Alto río Fonce	Santuario de Fauna y Flora	Resolución 170 de 18/11/1993
Paipa, Duitama y Santa Rosa de Viterbo	DRMI De Los Paramos De Guantiva Y La Rusia Bosques De Roble Y Sus Zonas Aledañas	Distrito Regional de Manejo Integrado	CAS 16/06/2011
Paipa y Firavitoba	DRMI Lago De Sochagota	Distrito Regional de Manejo Integrado	CORPOBOYACA 26/08/2011
Sogamoso	Unidad Biogeográfica Siscunci Oceta	Parque Natural Regional	CORPOBOYACA 26/08/2011
Santa Rosa de Viterbo	Pan de Azúcar el Consuelo	Parque Natural Regional	CORPOBOYACA 27/01/2012
Duitama	Las Lagunas Encantadas	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Acto administrativo 0141 (17/12/2013)
Sogamoso	Montecito	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Acto administrativo 0152 (23/08/2010)

Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014

Fuente de tabla: UPME

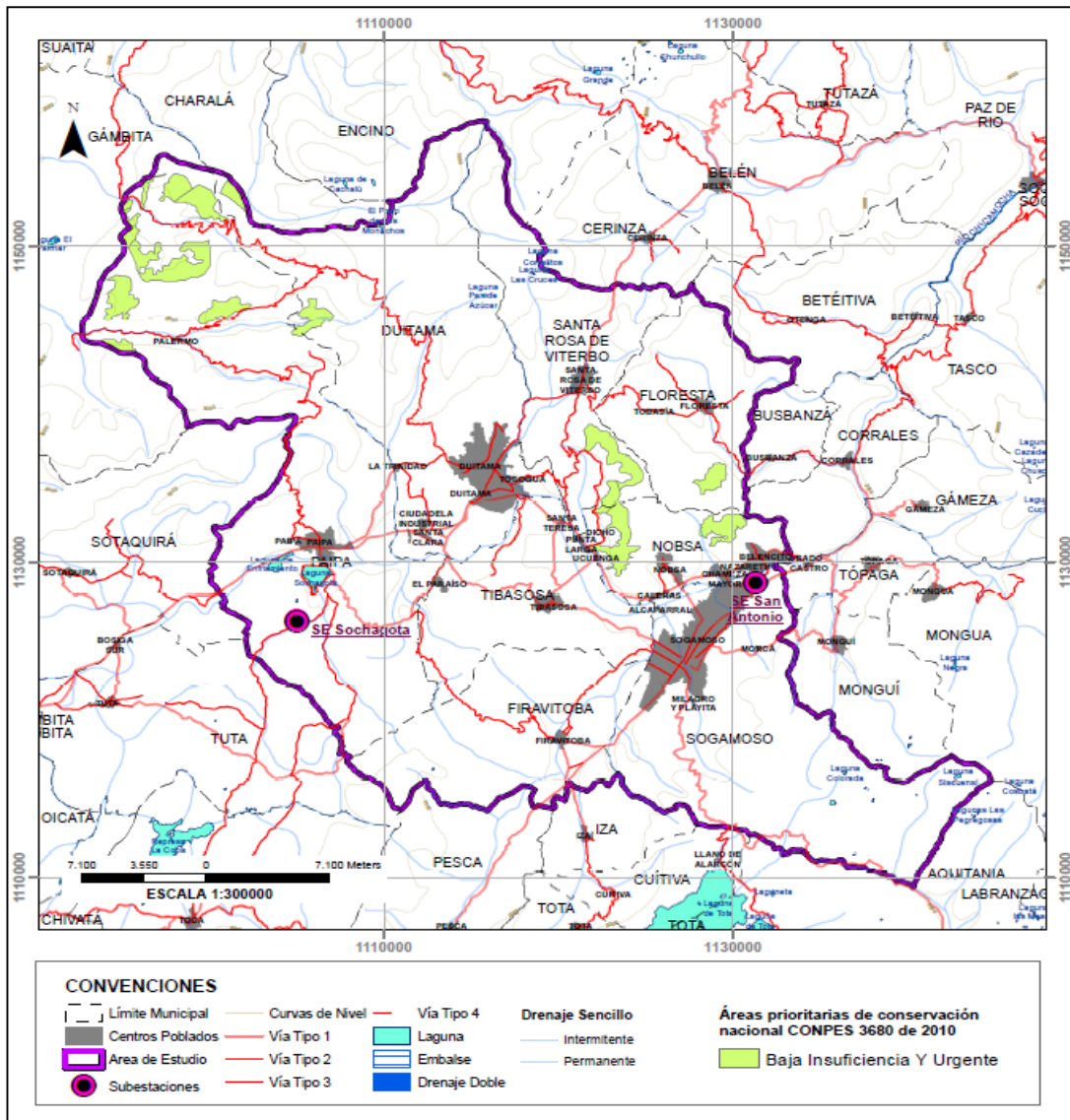
Tabla 6-75. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ECOSISTEMA ESTRATÉGICO/ÁREA ESPECIAL	NOMBRE
Paipa, Duitama, Santa Rosa de Viterbo, Floresta y Nobsa	Complejo de páramo	Guantiva - La Rusia
Sogamoso y Firavitoba	Complejo de páramo	Tota - Bijagual – Mamapacha
Tibasosa y Firavitoba	Complejo de páramo	Altiplano Cundiboyacense
Paipa	Humedales - Aguas continentales naturales del orobioma medio de los Andes (Laguna Sochagota)	No Identificado

Fuente de datos: IAVH, Complejo de páramos, 2014; MADS, Humedales, 2012, <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 27 de julio de 2014]

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-86. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente de gráfica: UPME

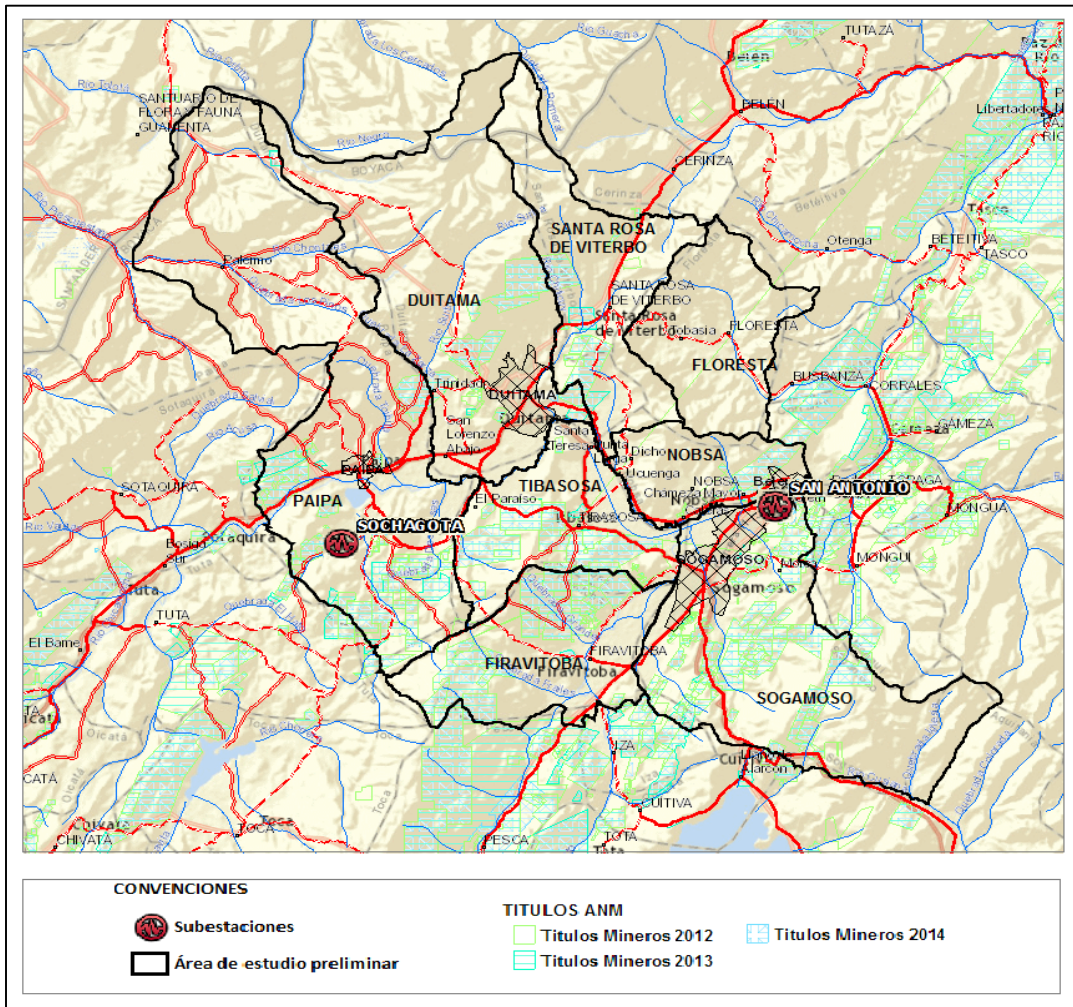
Tabla 6-76. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
Floresta, Santa Rosa de Viterbo, Nobsa y Paipa	Ecosistema: Arbustales del orobioma medio de los Andes Unidad: NorAndina Montano_Valle_Ma Orobiomas medios de los Andes	Baja insuficiencia y urgente

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
Paipa	Ecosistema: Aguas continentales naturales del orobioma medio de los Andes Unidad: NorAndina Montano_Valle_Ma Orobiomas medios de los Andes	Baja insuficiencia y urgente
Duitama y Paipa	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma medio de los Andes Unidad: NorAndina Montano_Valle_Ma Orobiomas medios de los Andes	Baja insuficiencia y urgente

Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente tabla: UPME

Gráfica 6-87. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV

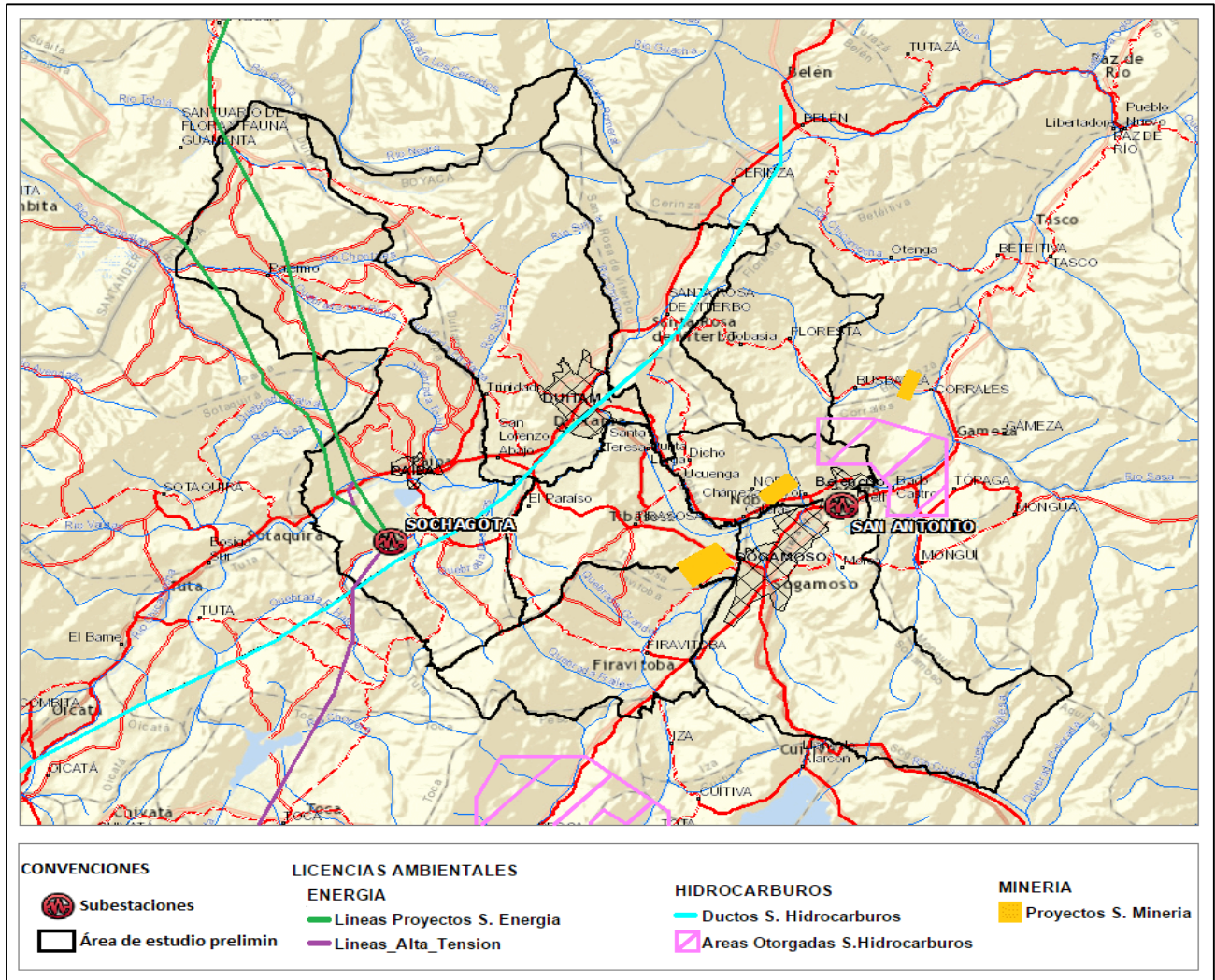


NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC

Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-88. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV



Fuente de datos: ANLA, Licenciamiento Ambiental, 2013-2014; <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 10/nov/2014]

Fuente de gráfica: UPME

Según información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, dentro del área de estudio preliminar del Proyecto Línea de transmisión Sochagota – San Antonio 230 kV, no se encuentran tierras de comunidades negras, resguardos indígenas, consejos titulados ni resguardos titulados. Sin embargo, esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

Adicionalmente, de acuerdo con información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales, del visor geográfico SIAC y del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM,

según corresponda, en el área de estudio preliminar No se encuentran: Parques Naturales Nacionales, Reservas Forestales Protectoras Nacionales, Reservas Forestales Protectoras Regionales, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, Zonas de Reserva Forestal de Ley 2da, Áreas Importantes para la Conservación de Aves – AICAs, Humedales Ramsar, ni Zonas Susceptibles a la Inundación.

6.8.6 Proyecto Línea de Transmisión Copey - Fundación 230 kV

A continuación se lista una de las obras recomendadas a ejecutar en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, para la sub área Guajira Cesar Magdalena:

- Circuito Fundación Copey 230 kV

Gráfica 6-89. Localización general Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

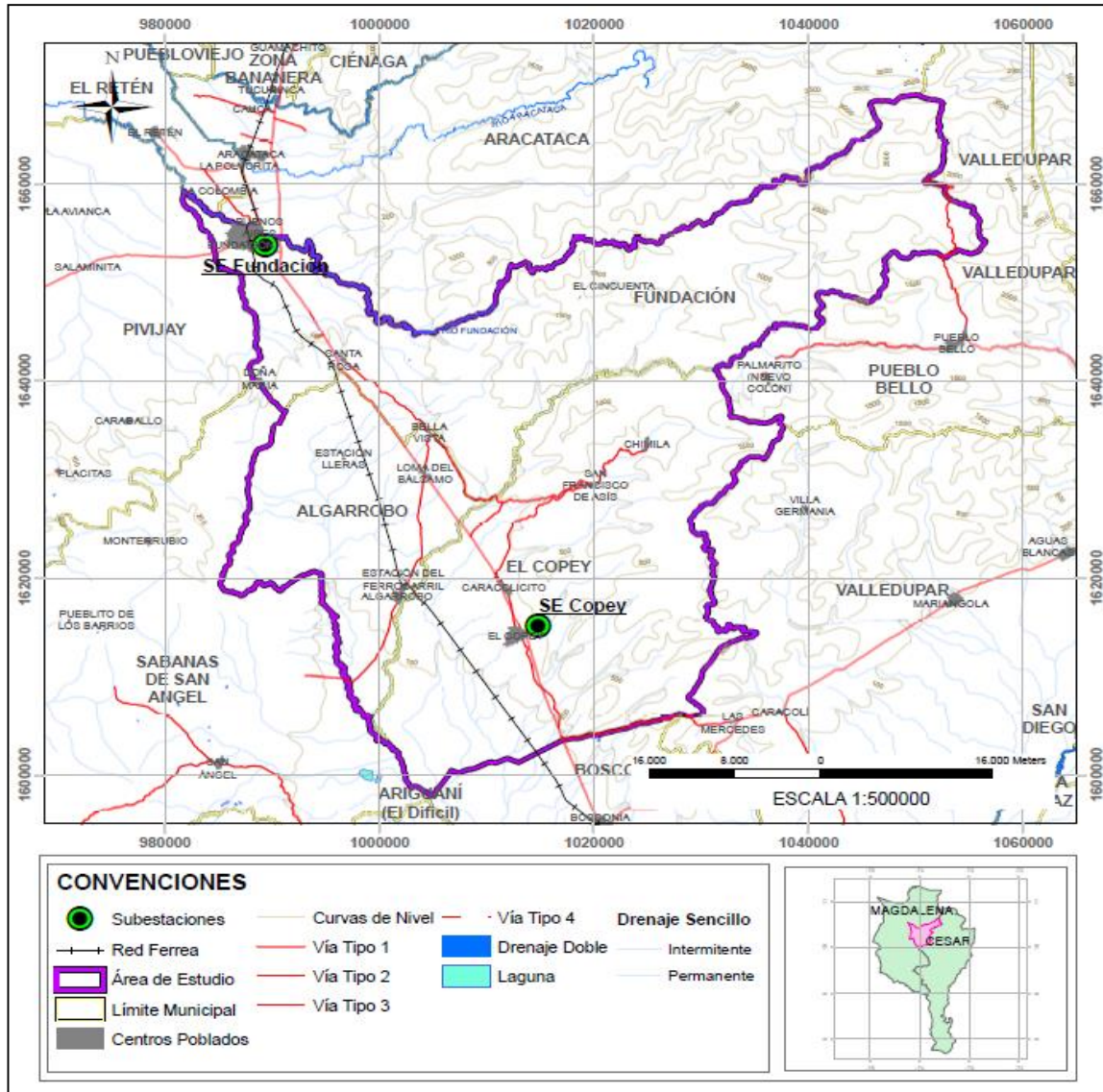


Fuente de gráfica: Google Earth

Fuente Datos: UPME

El área de estudio preliminar para el proyecto Copey – Fundación 230 kV, se ubica en parte de los departamentos de Cesar y Magdalena, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Cesar - CORPOCESAR y de la Corporación Autónoma Regional del Magdalena – CORPAMAG (Gráfica 6-90, Tabla 6-77).

Gráfica 6-90. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente base cartográfica: IGAC
 Fuente de gráfica: UPME

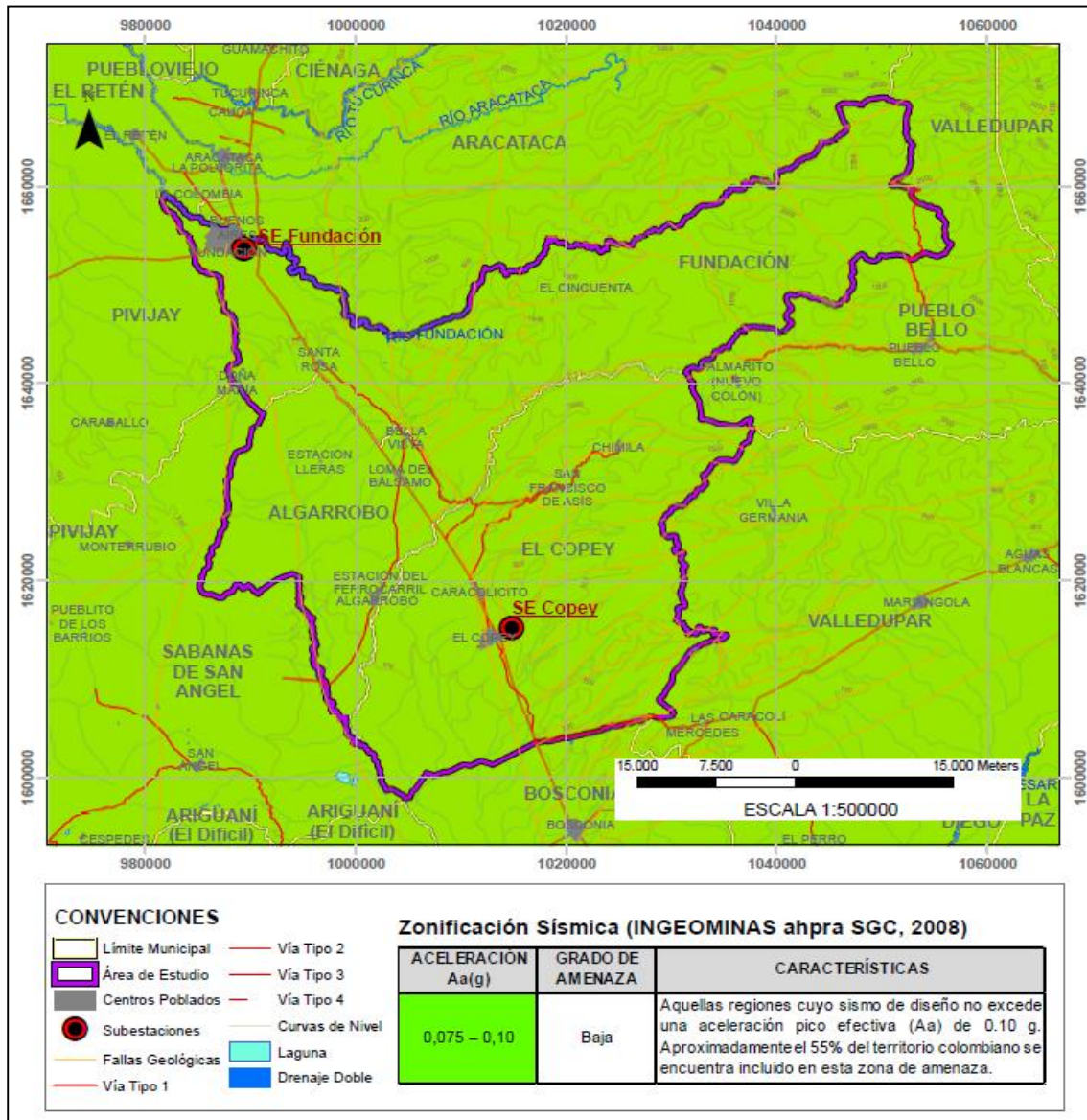
Tabla 6-77. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

DEPARTAMENTO	CORPORACIÓN	MUNICIPIOS
CESAR	Corporación Autónoma Regional del Cesar - CORPOCESAR	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El Copey
MAGDALENA	Corporación Autónoma Regional del Magdalena – CORPAMAG	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Algarrobo ▪ Fundación

Fuente: UPME

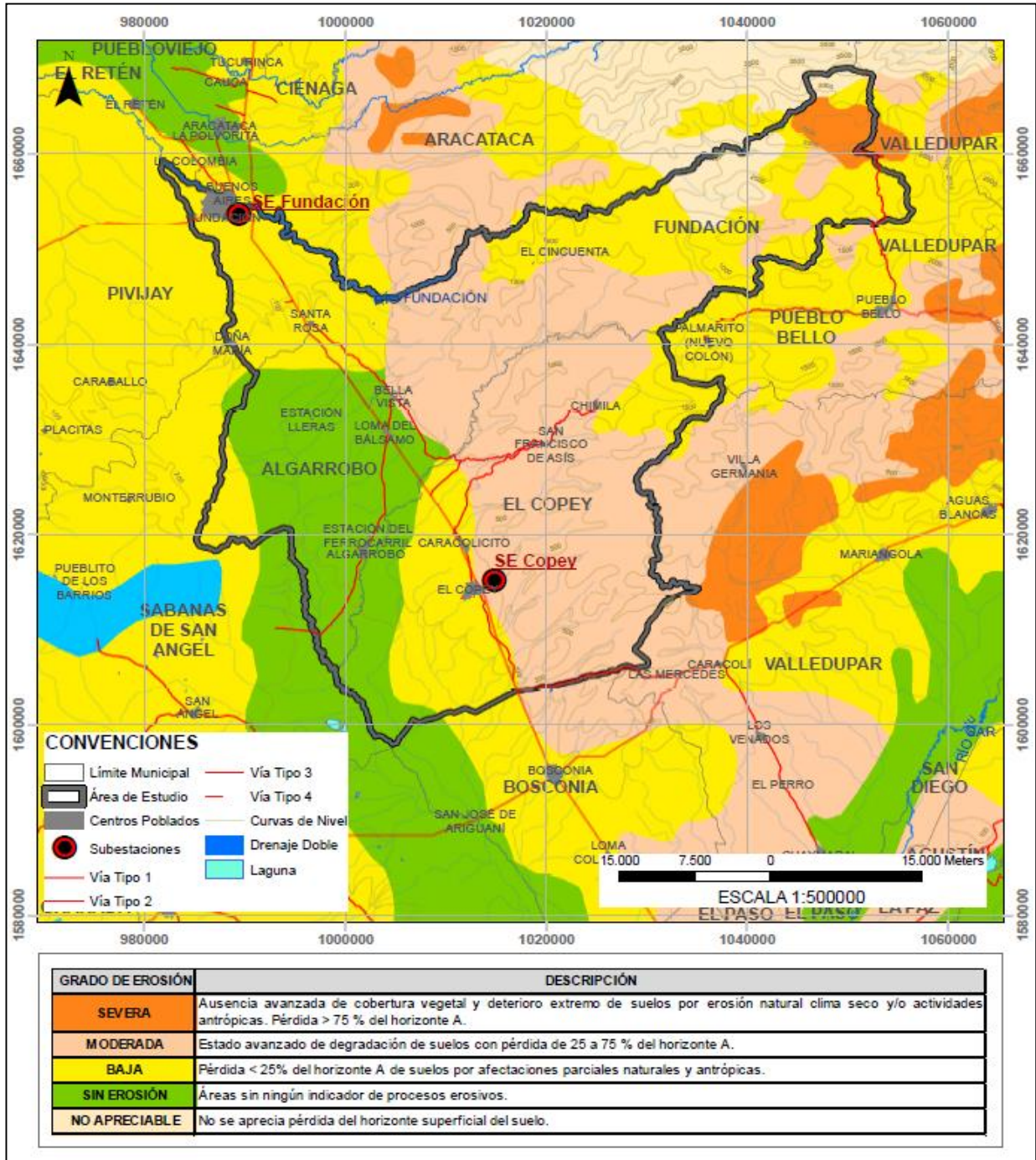
En la estructuración del Proyecto Línea de transmisión Copey – Fundación 230 kV se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas.

Gráfica 6-91. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



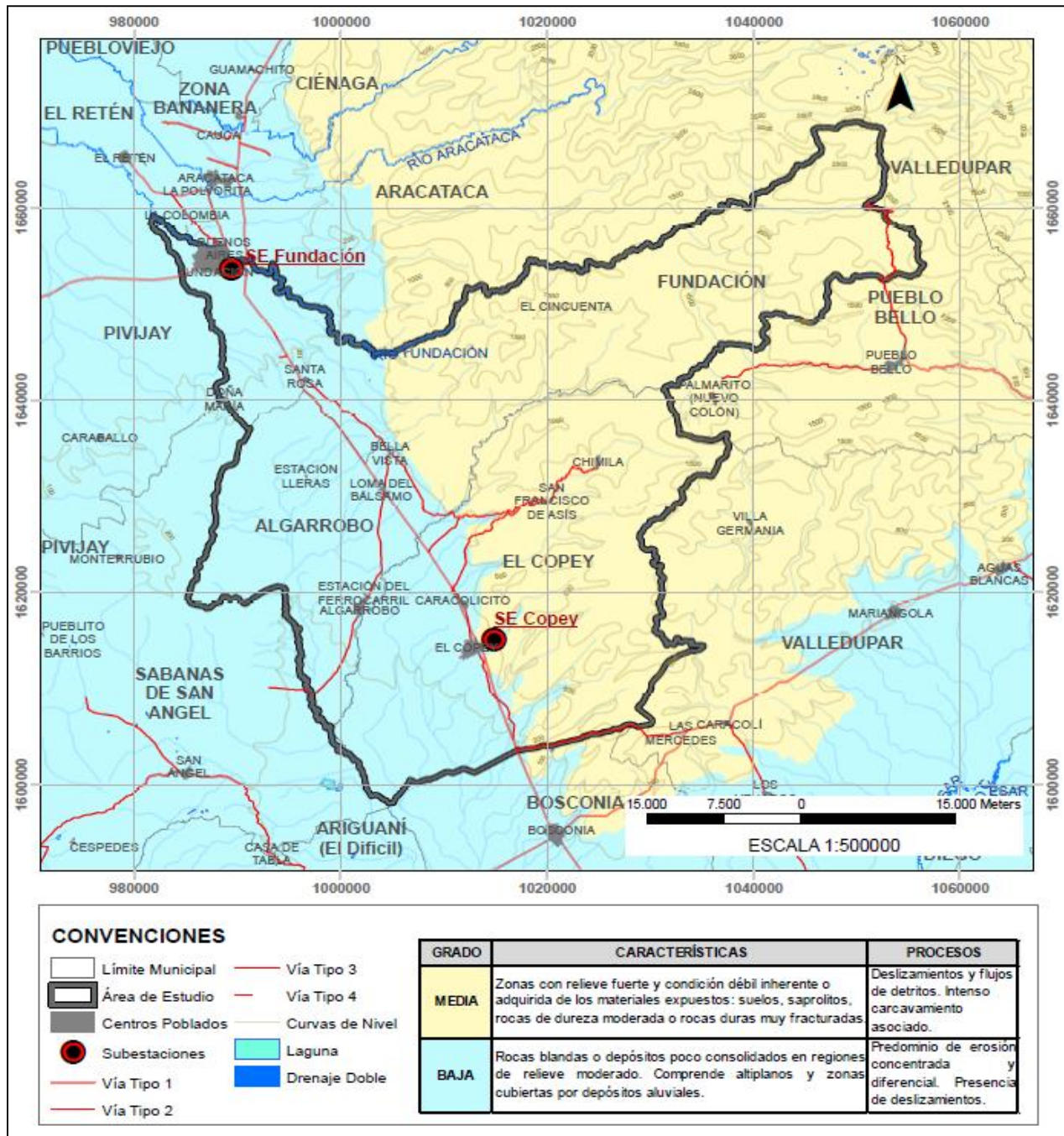
Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-92. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



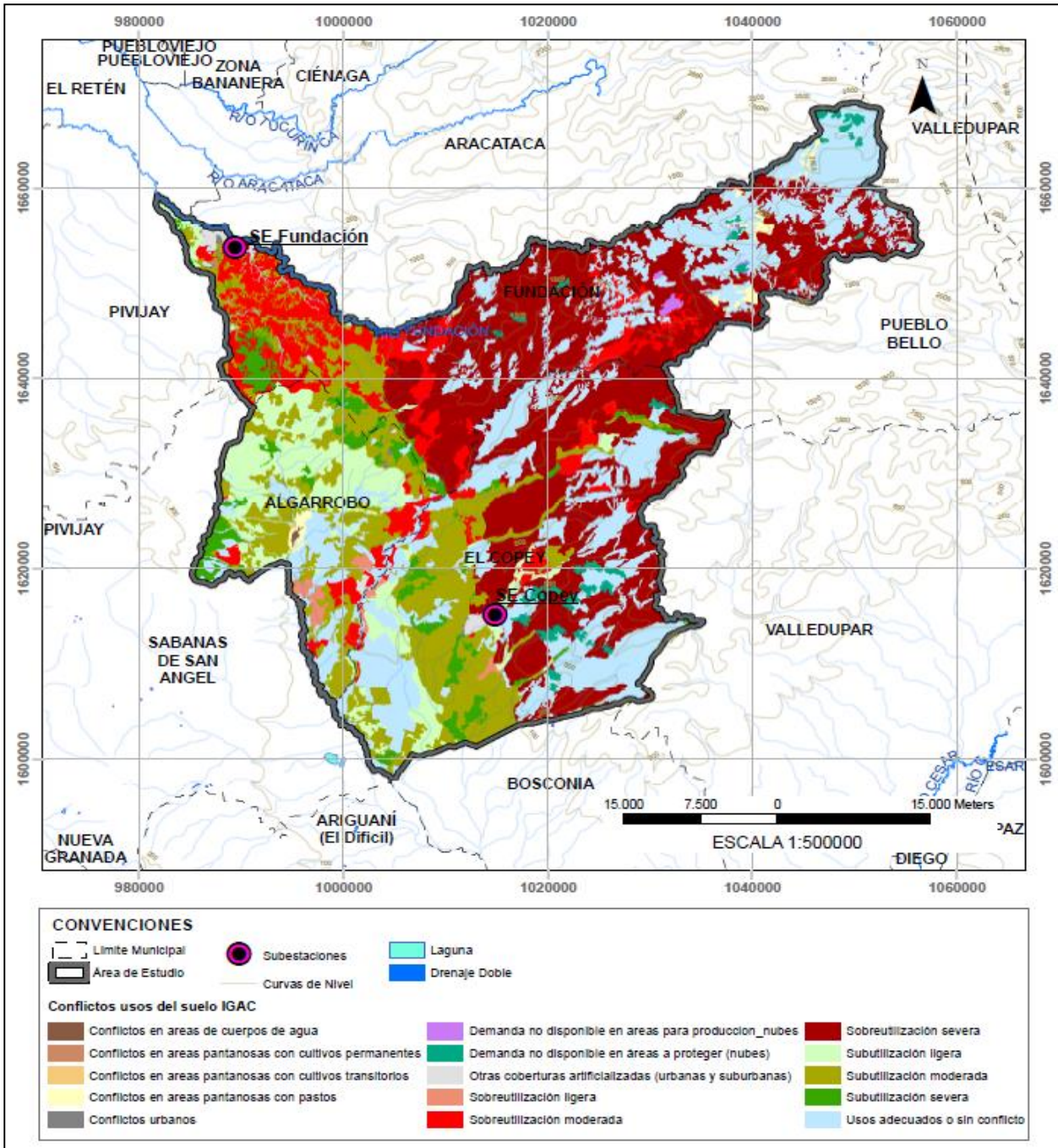
Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-93. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/agos/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

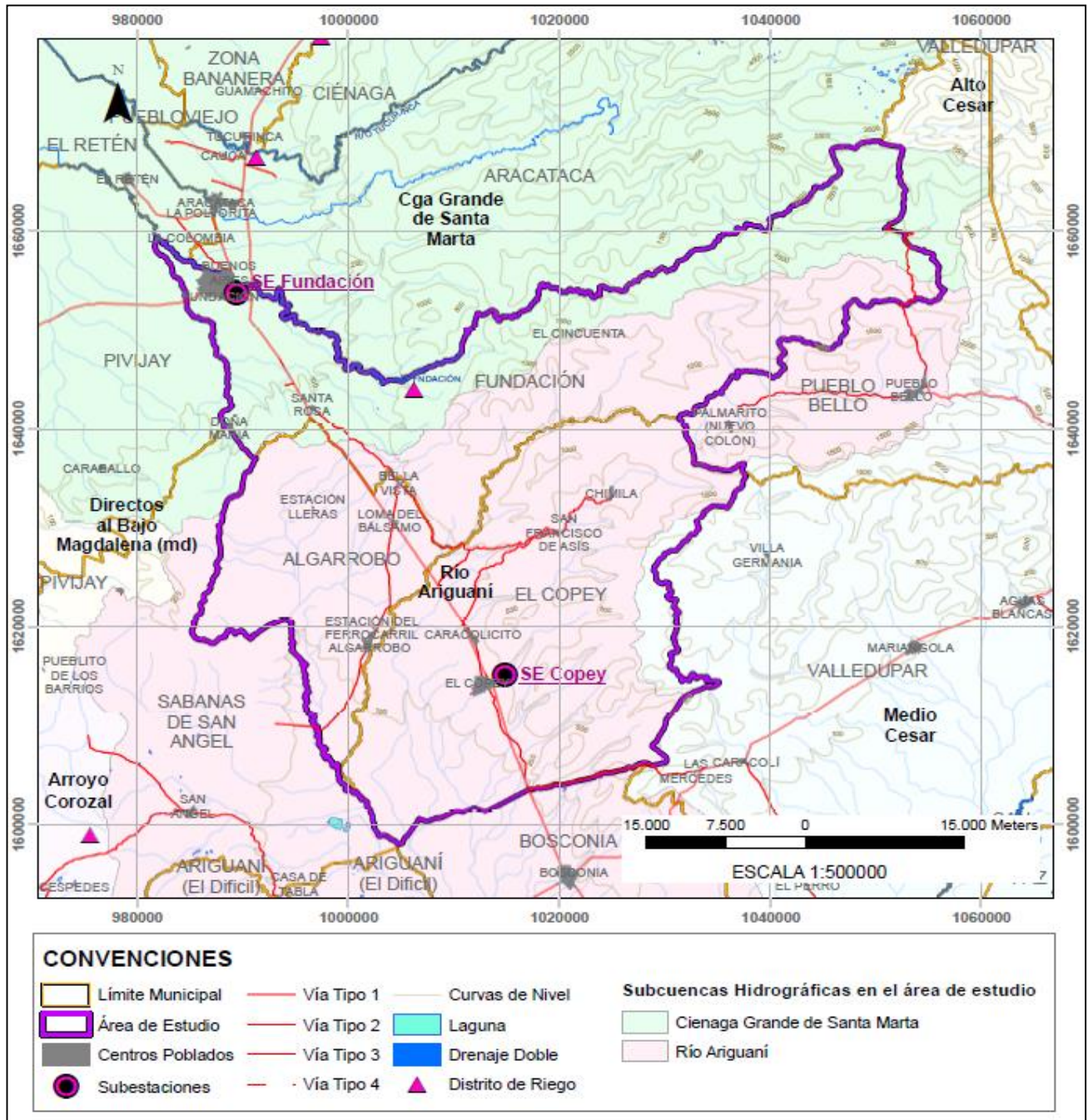
Gráfica 6-94. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: IGAC, 2013

Fuente de gráfica: UPME

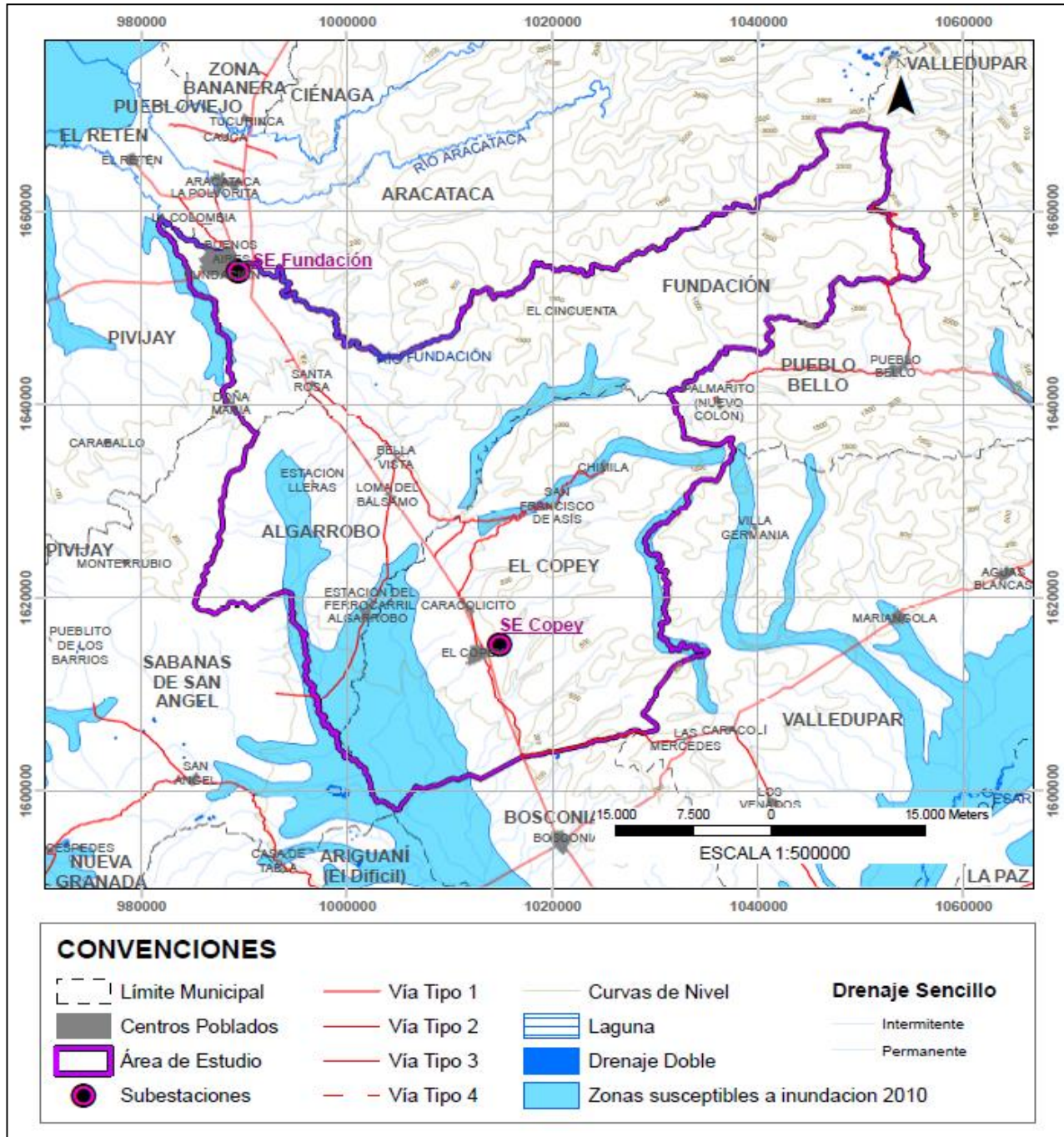
Gráfica 6-95. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)

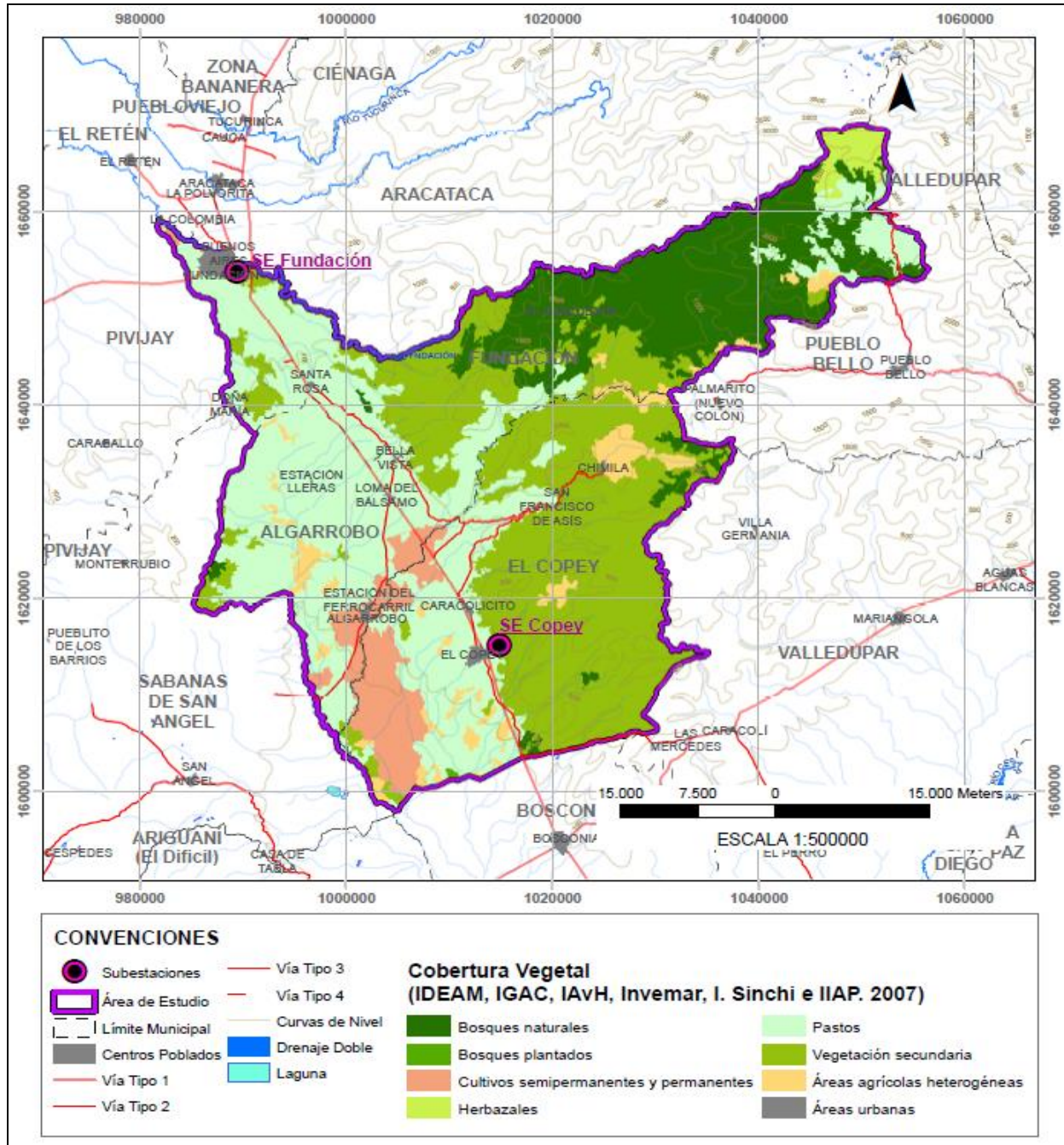
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-96. Zonas susceptibles a la inundación – 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, Zonas susceptibles a inundación, 2010, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-97. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



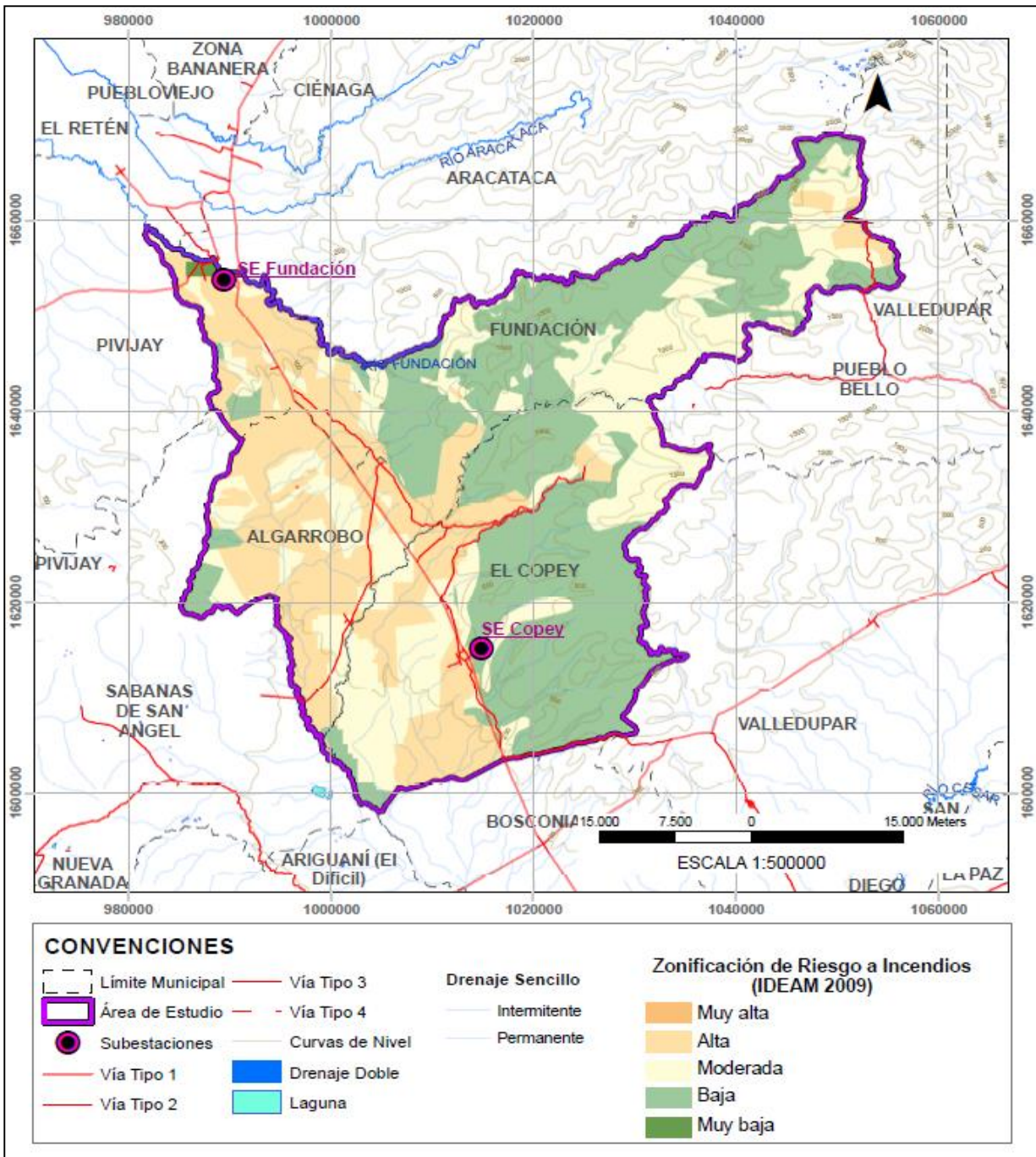
Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007
 Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-78. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Áreas agrícolas heterogéneas	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas del helobioma Magdalena y Caribe
Áreas agrícolas heterogéneas	Zonobioma seco tropical del Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas del zonobioma seco tropical del Caribe
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobioma medio de Santa Marta	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Áreas urbanas	Zonobioma seco tropical del Caribe	Áreas urbanas del zonobioma seco tropical del Caribe
Bosques naturales	Zonobioma seco tropical del Caribe	Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
Bosques naturales	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Bosques naturales	Orobioma medio de Santa Marta	Bosques naturales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Bosques plantados	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques plantados del helobioma Magdalena y Caribe
Cultivos semipermanentes y permanentes	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Cultivos semipermanentes y permanentes del helobioma Magdalena y Caribe
Cultivos semipermanentes y permanentes	Zonobioma seco tropical del Caribe	Cultivos semipermanentes y permanentes del zonobioma seco tropical del Caribe
Herbazales	Orobioma alto de Santa Marta	Herbazales del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Herbazales	Orobioma medio de Santa Marta	Herbazales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Pastos	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Pastos del helobioma Magdalena y Caribe
Pastos	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Pastos del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Pastos	Zonobioma seco tropical del Caribe	Pastos del zonobioma seco tropical del Caribe
Pastos	Orobioma medio de Santa Marta	Pastos del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Vegetación secundaria	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe
Vegetación secundaria	Zonobioma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe
Vegetación secundaria	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Vegetación secundaria del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira

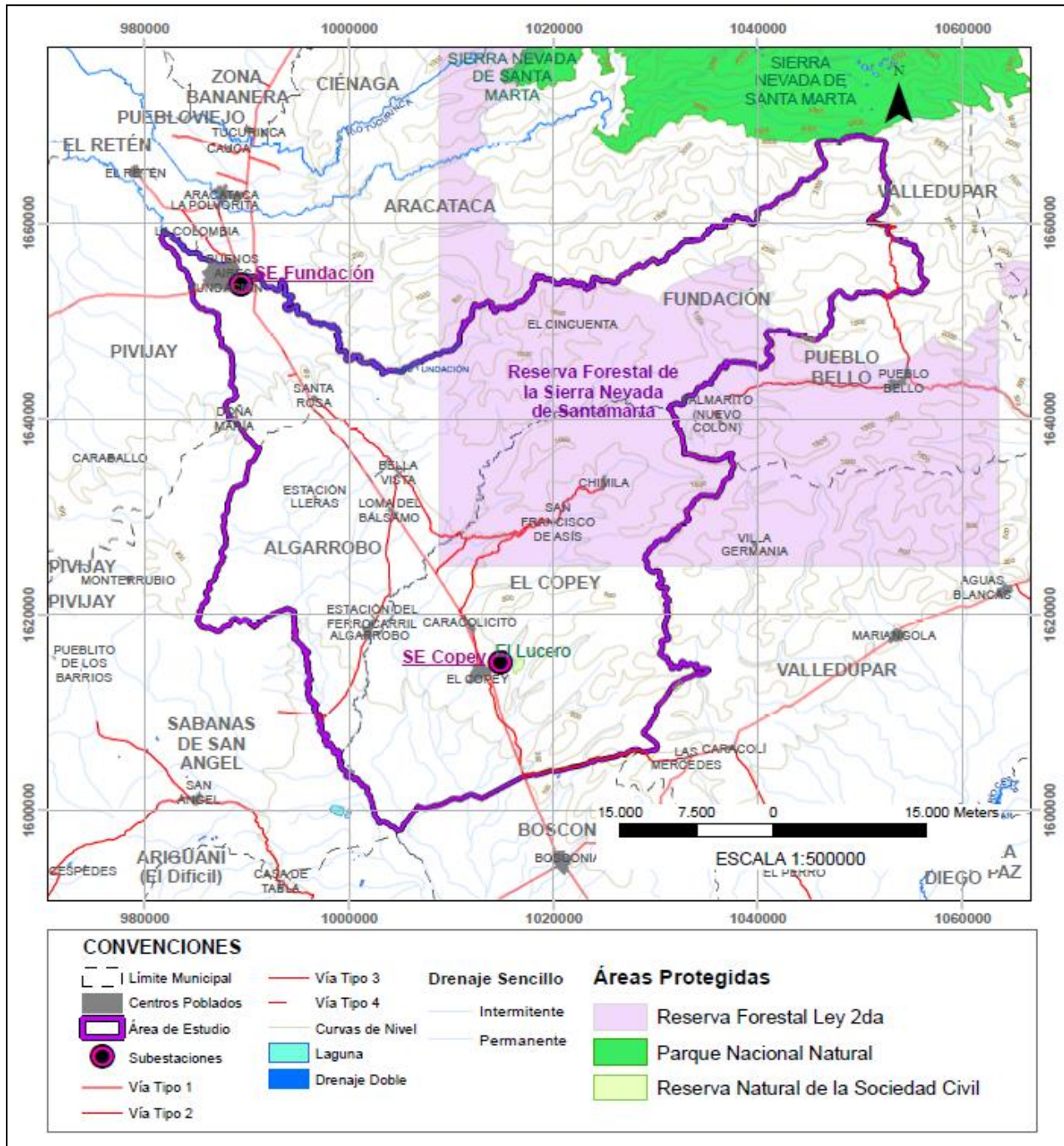
Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007, Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-98. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-99. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

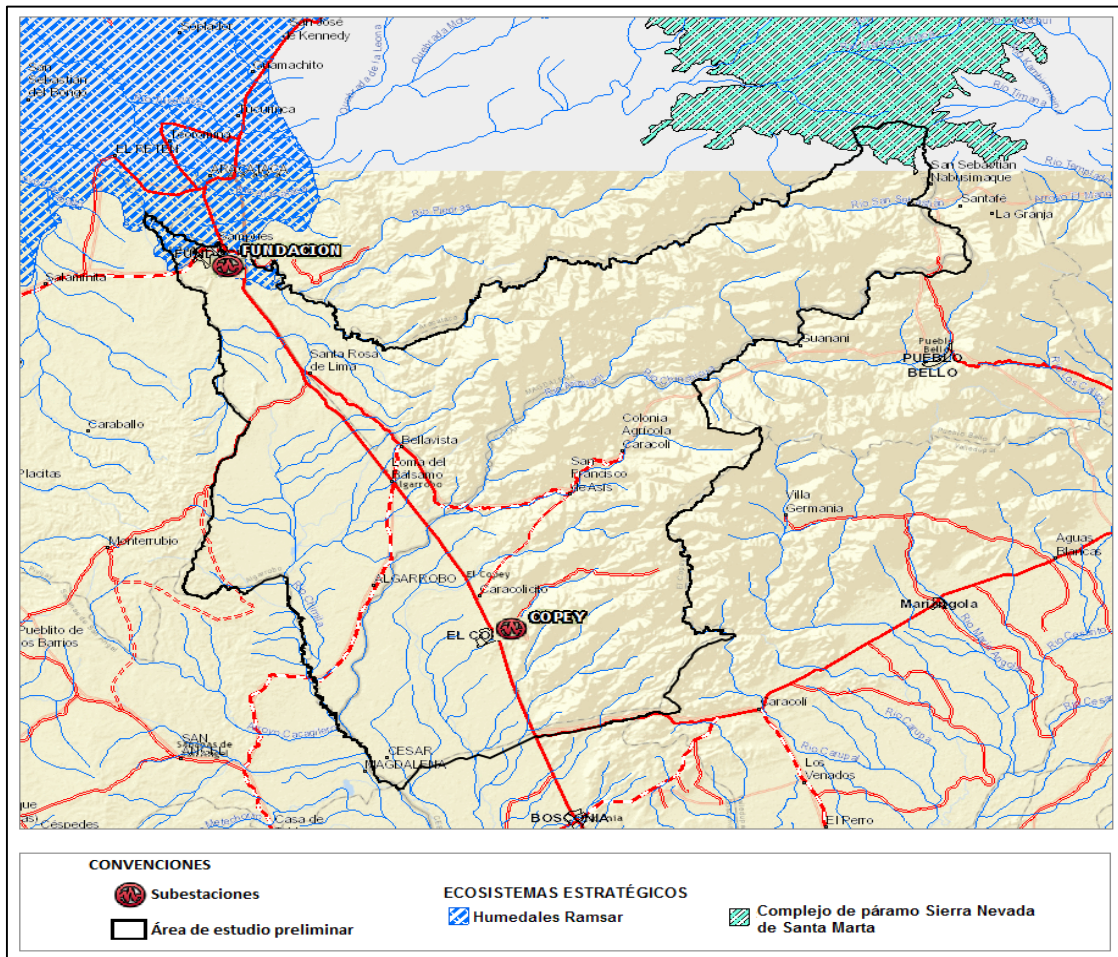
Tabla 6-79. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREA PROTEGIDA	CATEGORÍA LEGAL	NORMATIVIDAD
Municipio de Fundación, Sierra Nevada de Santa Marta El Copey	SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA	Parque Nacional Natural	Resolución 0164 de 06-06-1977
	El Lucero	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Acto Administrativo 258 de 30-11-2005
El Copey, Fundación y Algarrobo	Sierra Nevada de Santa Marta	Reserva Forestal de la Ley 2da	Ley 2 de 1959

Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014; MADS, Zona de Reserva Forestal Ley 2da <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 25 de julio de 2014]

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-100. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: IAVH, Complejo de páramos; MADS, Humedales, <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 22/julio/2014]

Fuente de gráfica: UPME

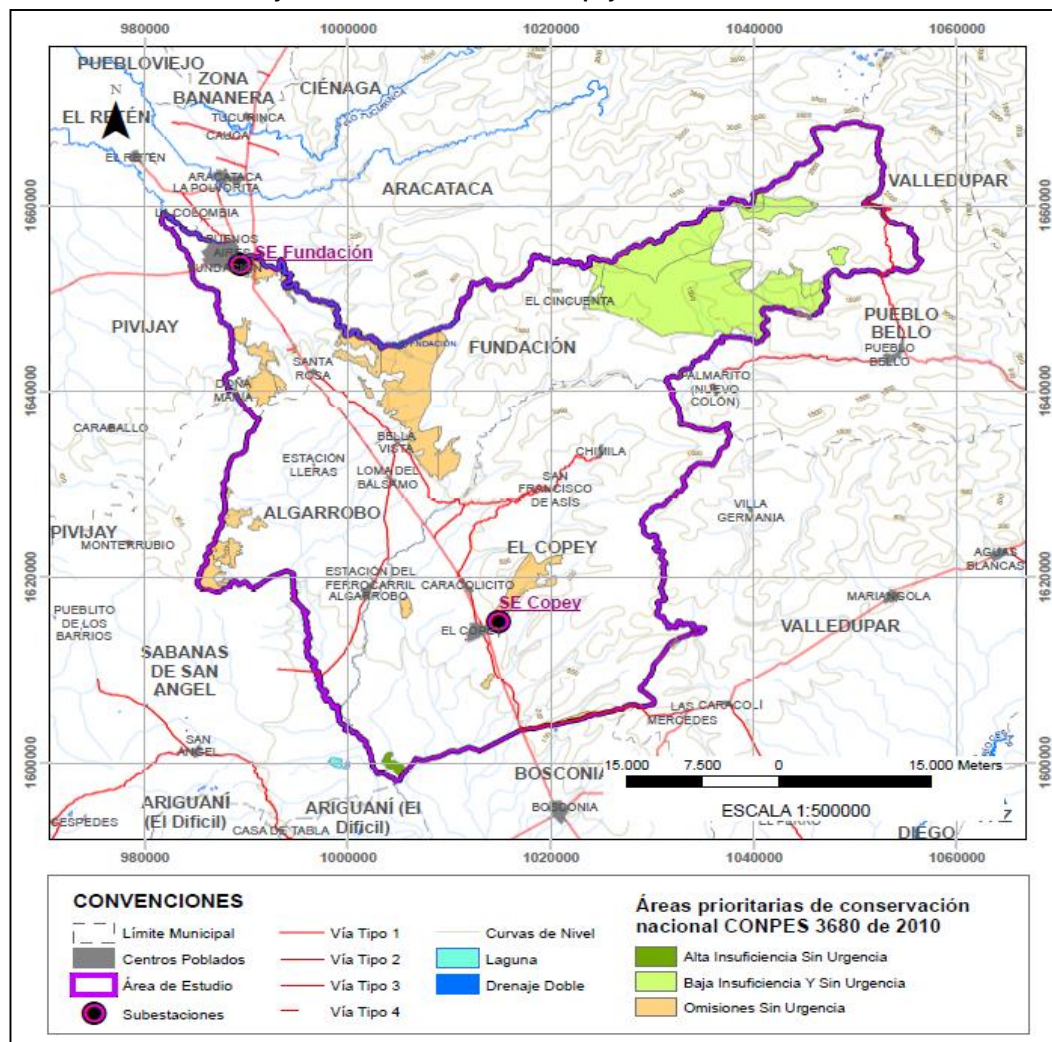
Tabla 6-80. Ecosistemas estratégicos dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREA PROTEGIDA	CATEGORÍA LEGAL
Municipio de Fundación	Sistema Delta Estuarino del Río Magdalena, Ciénaga Grande de Santa Marta - RAMSAR	CONVENIO RAMSAR
Municipio de Fundación, Sierra Nevada de Santa Marta	Complejo de páramo Sierra Nevada de Santa Marta	---

Fuente de datos: IAVH, Complejo de páramos, 2014; MADS, humedales RAMSAR <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 25/julio/2014]

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-101. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-81. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
El Copey, Algarrobo y Fundación	Ecosistema: Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe	Omisiones sin urgencia
	Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	
El Copey	Ecosistema: Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
	Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Helobiotomas del Magdalena y Caribe	
Algarrobo, Fundación	Ecosistema: Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe	Omisiones sin urgencia
	Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	
Fundación	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira	Baja insuficiencia y sin urgencia
	Unidad: S_N_Santa_Marta SubAndino_SantaM Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	

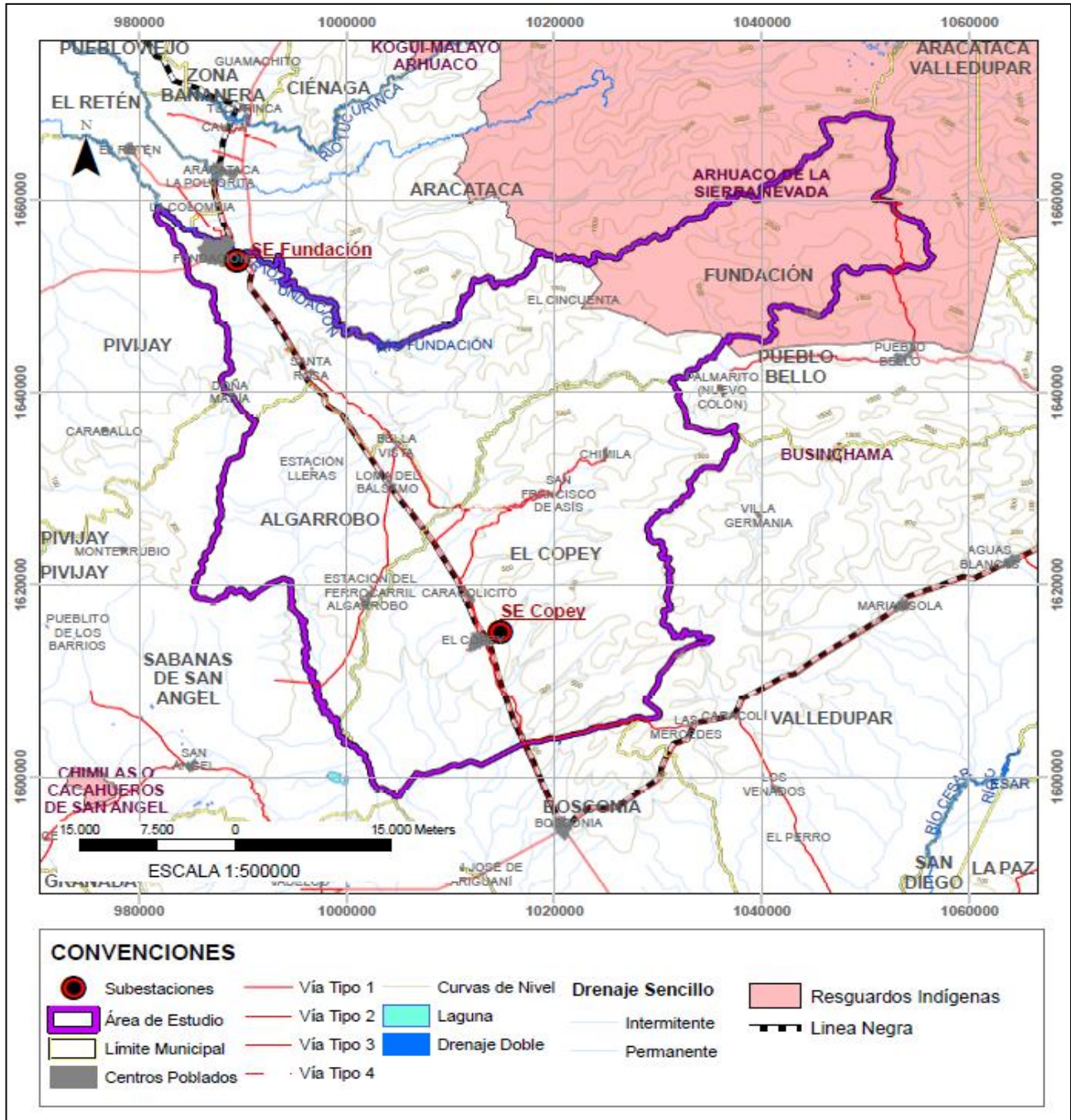
Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente tabla: UPME

Tabla 6-82. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	COMUNIDAD ÉTNICA	ACTO ADMINISTRATIVO DE CONSTITUCIÓN
Fundación	Resguardo indígena Arhuaco de La Sierra Nevada (Etnia Arhuaca Ijke)	Resolución de constitución 0113 del 04 diciembre de 1974 Resolución de ampliación 0078 de 10 noviembre de 1983

Fuente de datos: Información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, 2014
 Fuente tabla: UPME

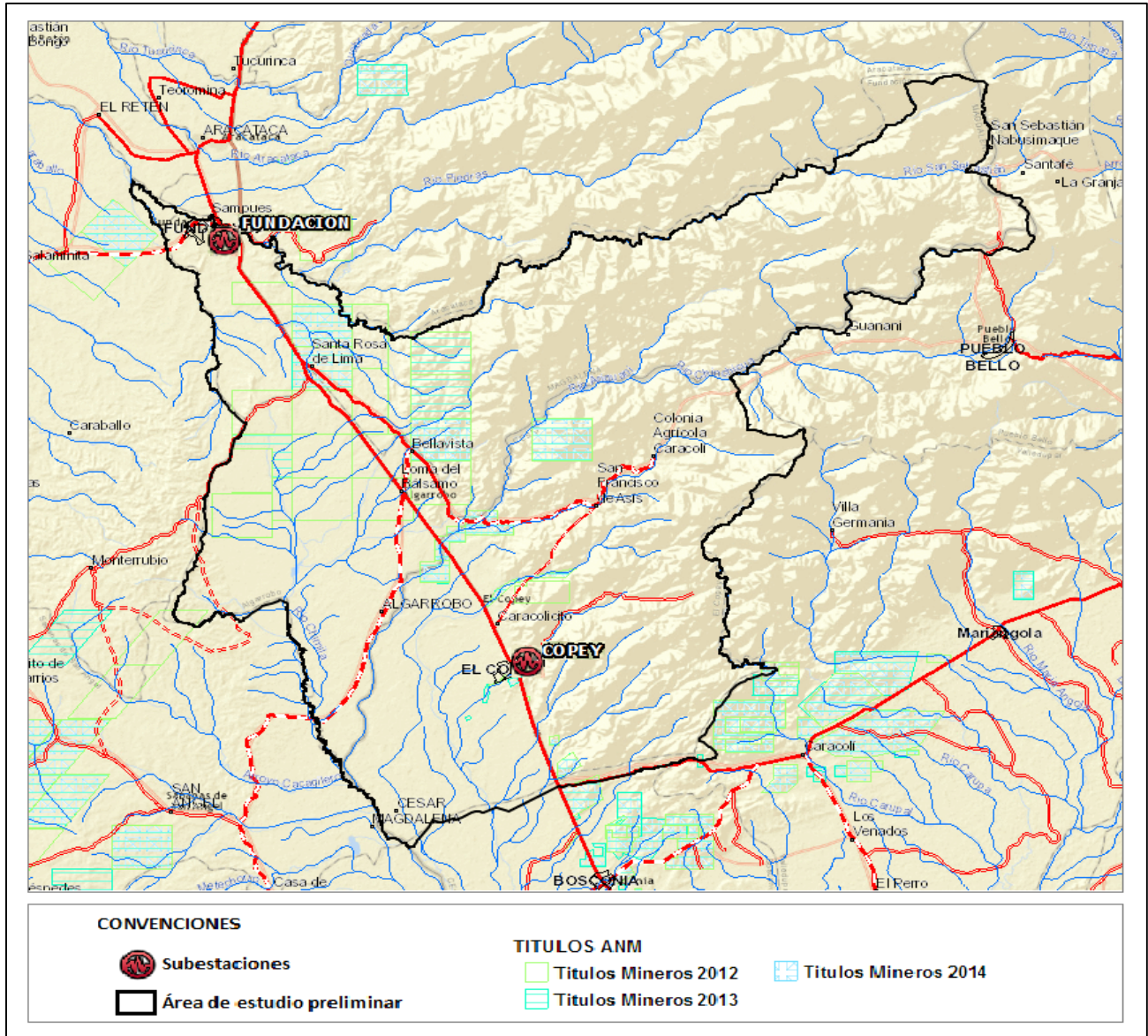
Gráfica 6-102. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: Información georeferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

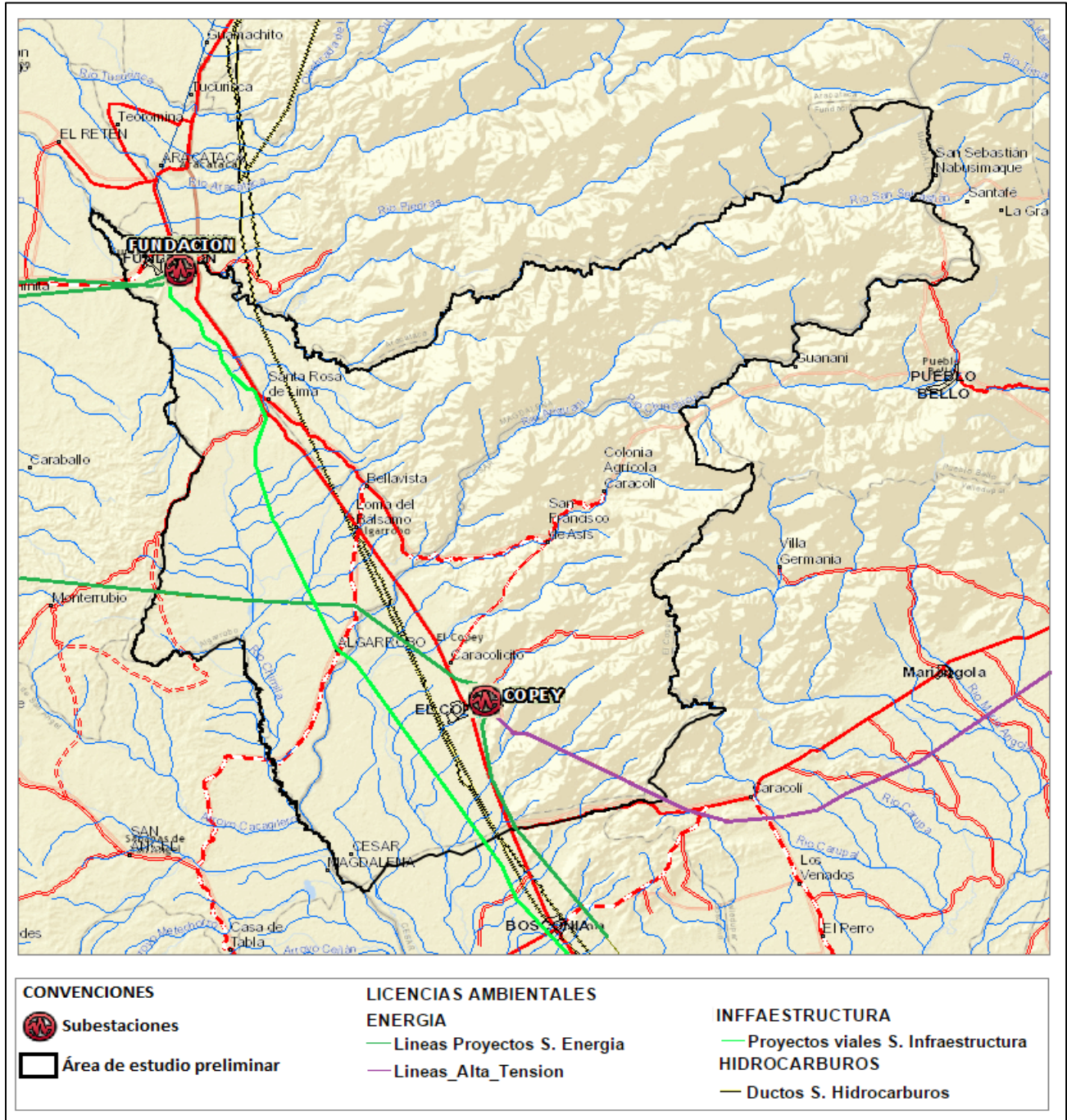
NOTA: La Línea Negra, corresponde a una delimitación de manera ancestral mediante una serie de líneas virtuales que unen accidentes geográficos o hitos considerados por los pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta como sagrados (Resolución 837 del 28/08/1995 del Ministerio del Interior).

Gráfica 6-103. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC
 Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-104. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey - Fundación 230 kV



Fuente de datos: ANLA, Licenciamiento Ambiental, 2013-2014; <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 10/nov/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

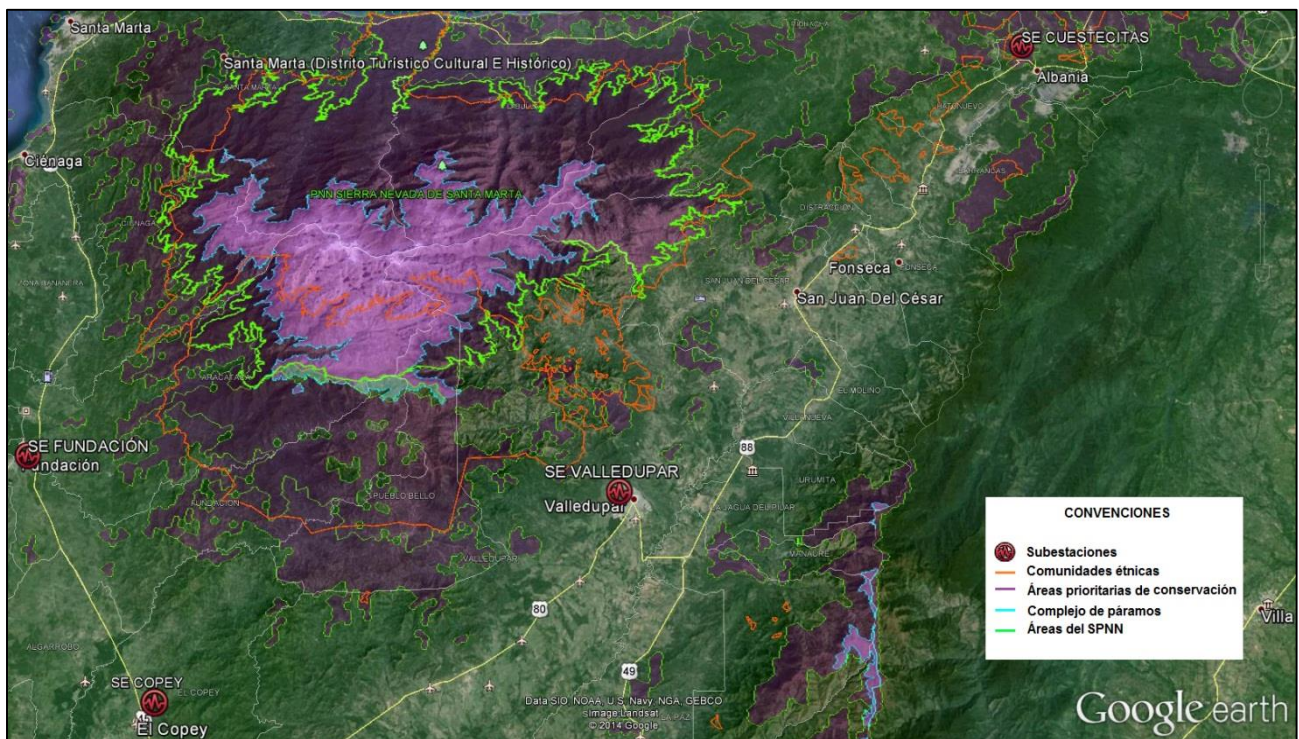
Según información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales y del visor geográfico SIAC, según corresponda, en el área de estudio preliminar No se encuentran: Reservas Forestales Protectoras Nacionales, Parques Nacionales Regionales, Reservas Forestales Protectoras Regionales, Distritos Regionales de Manejo Integrado, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, Áreas Importantes para la Conservación de Aves – AICAs, ni Humedales.

6.8.7 Proyecto Línea de Transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV

A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN, para la sub área Guajira Cesar Magdalena:

- Nueva subestación Cuestecitas 500 kV con una bahía de línea y una de transformación.
- Transformación 500/220 kV de 450 MVA en Cuestecitas.
- Línea a 500 kV Copey – Cuestecitas.

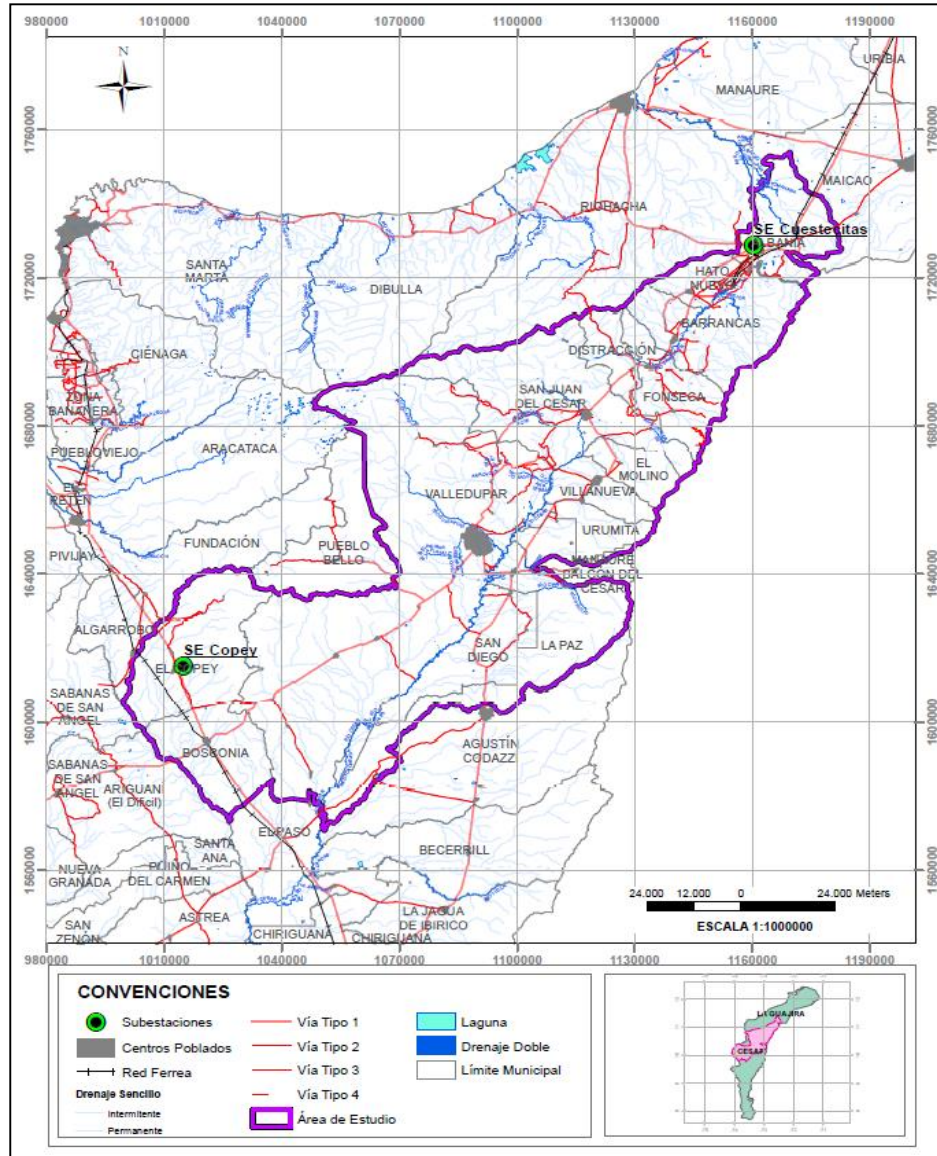
Gráfica 6-105. Localización general Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de gráfica: Google Earth
 Fuente Datos: UPME

El área de estudio preliminar para el proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV, se ubica en diferentes municipios de los departamentos de Cesar y La Guajira, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Cesar - CORPOCESAR y de la Corporación Autónoma Regional de La Guajira – CORPOGUAJIRA (Gráfica 6-106, Tabla 6-83).

Gráfica 6-106. Localización área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente base cartográfica: IGAC
 Fuente: UPME

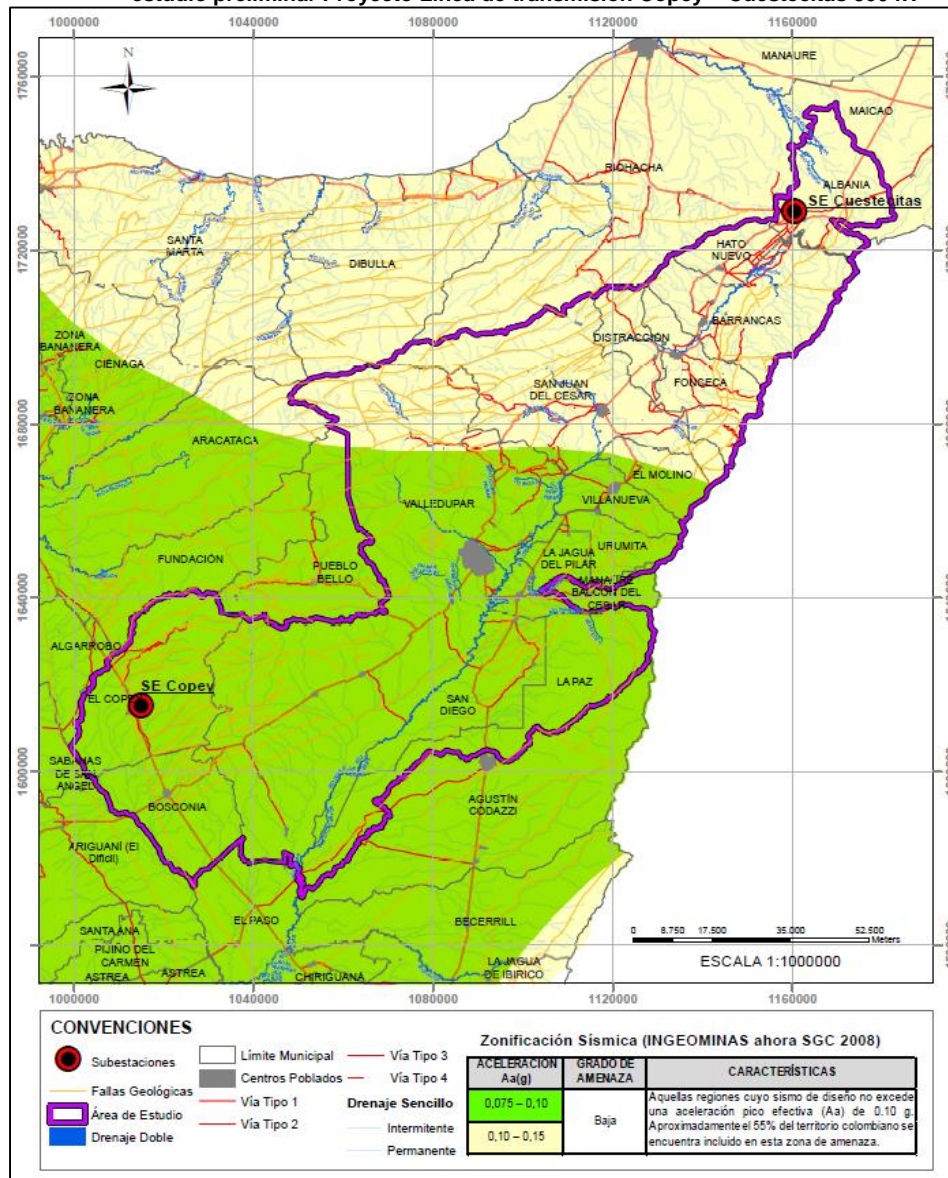
Tabla 6-83. Localización área de estudio preliminar Proyecto Copey – Cuestecitas 500 kV

DEPARTAMENTO	CORPORACIÓN	MUNICIPIOS			
CESAR	CORPOCESAR	El Copey	Valledupar		La Paz
		Bosconia	San Diego		
LA GUAJIRA	CORPOGUAJIRA	Villanueva	Fonseca	Hatonuevo	La Jagua del Pilar
		San Juan del Cesar	Barrancas	Albania	Urumita
		Distraacción			El Molino

Fuente: UPME

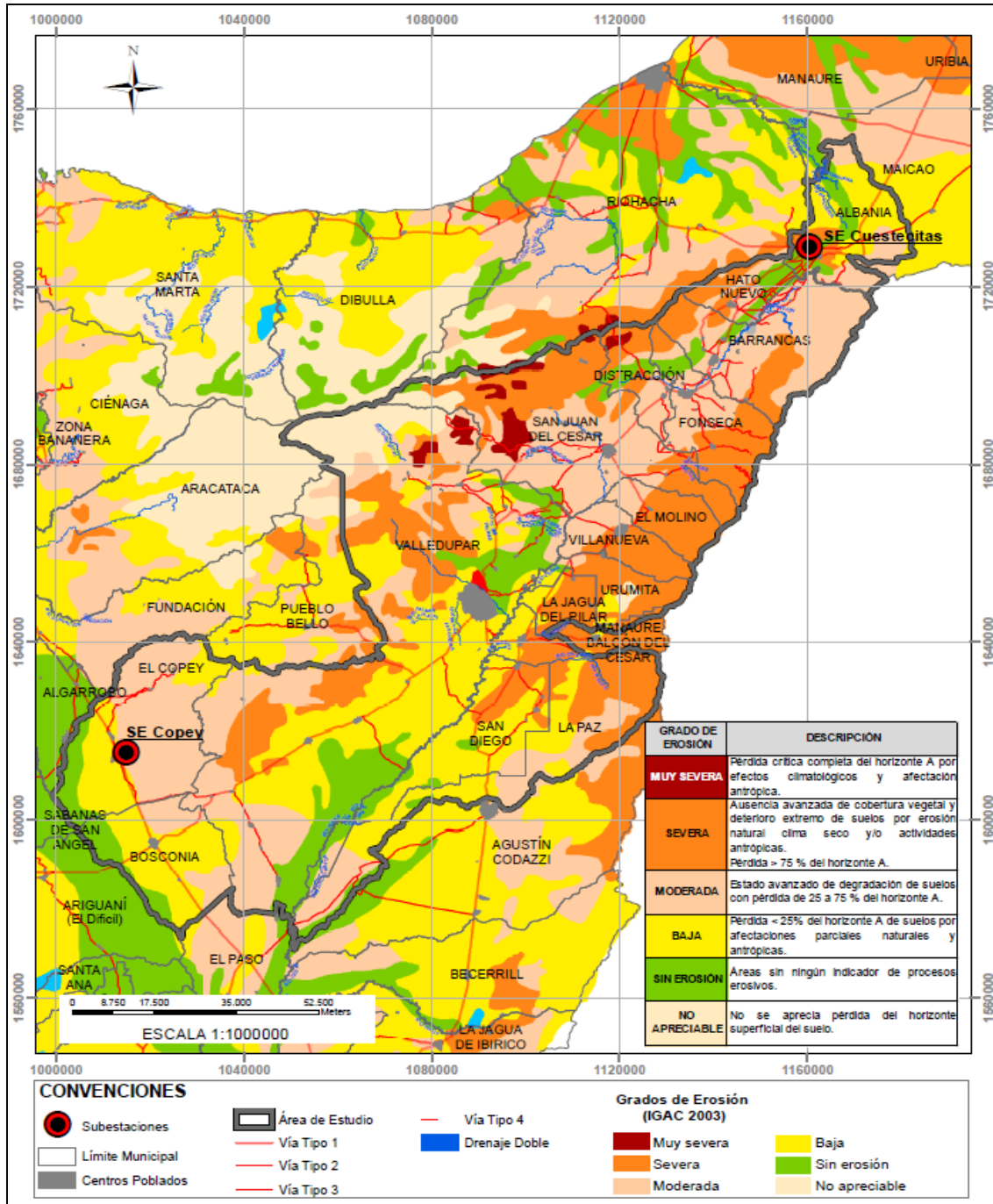
En la estructuración del Proyecto Copey – Cuestecitas 500 kV se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas.

Gráfica 6-107. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



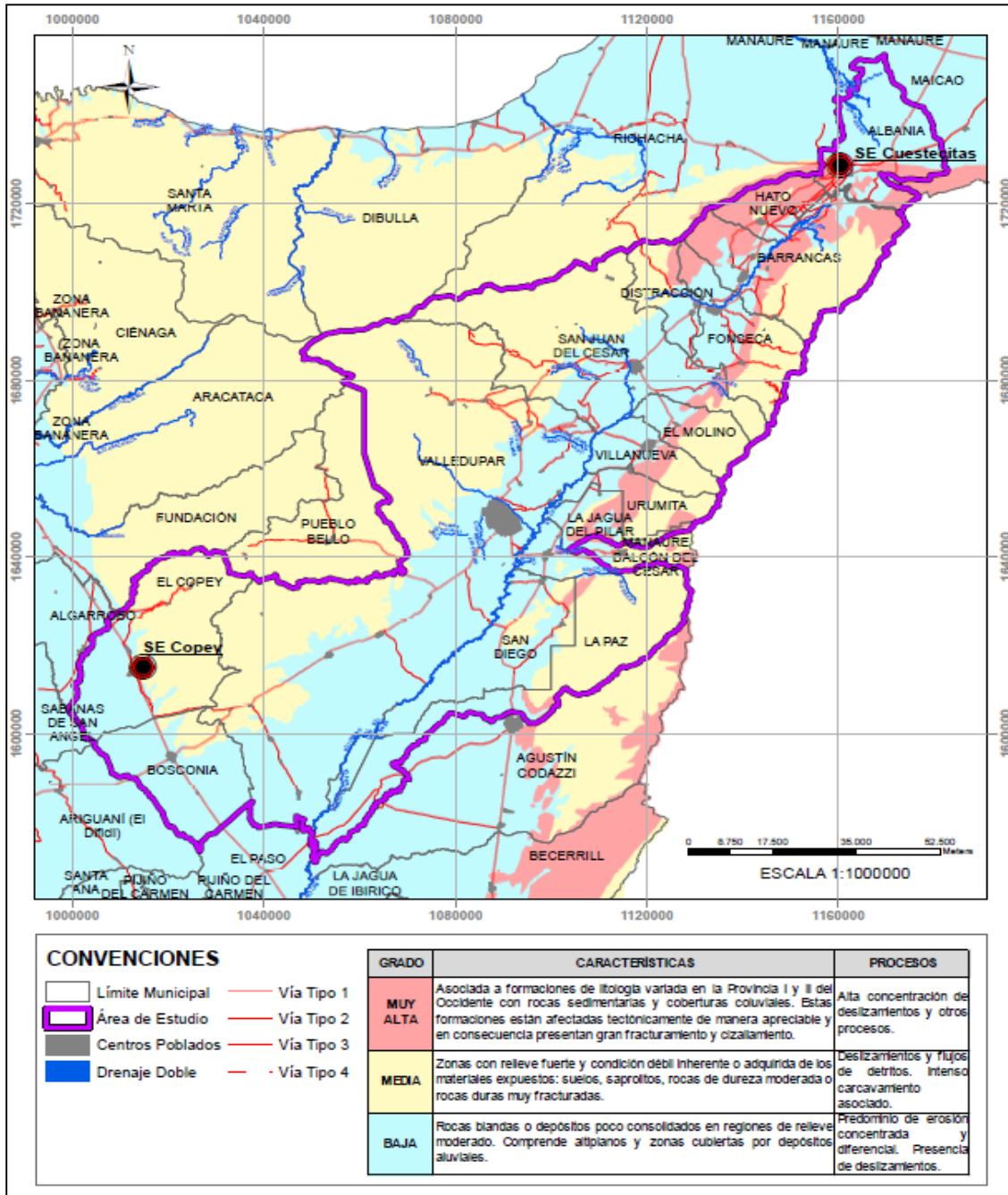
Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-108. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



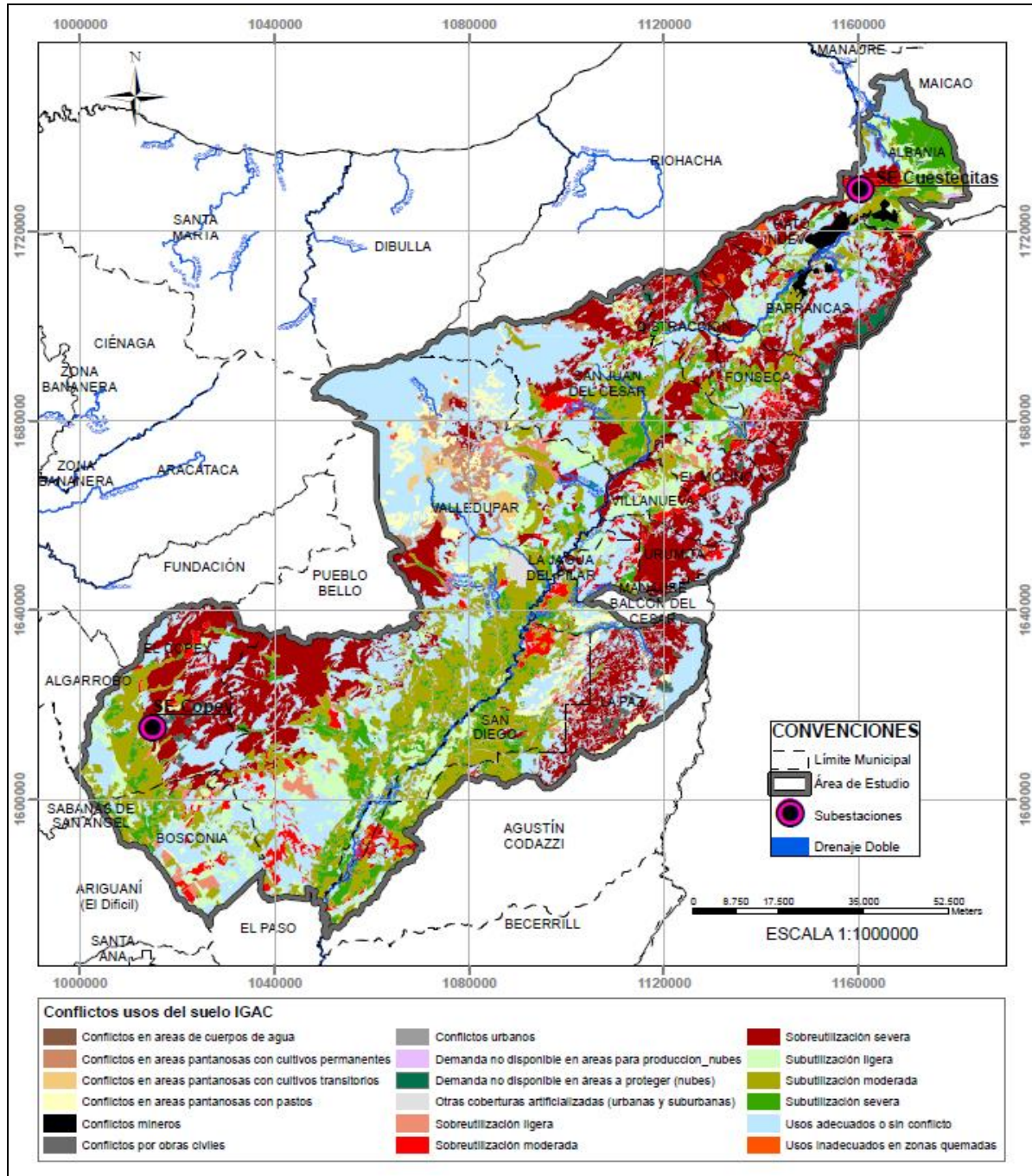
Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-109. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



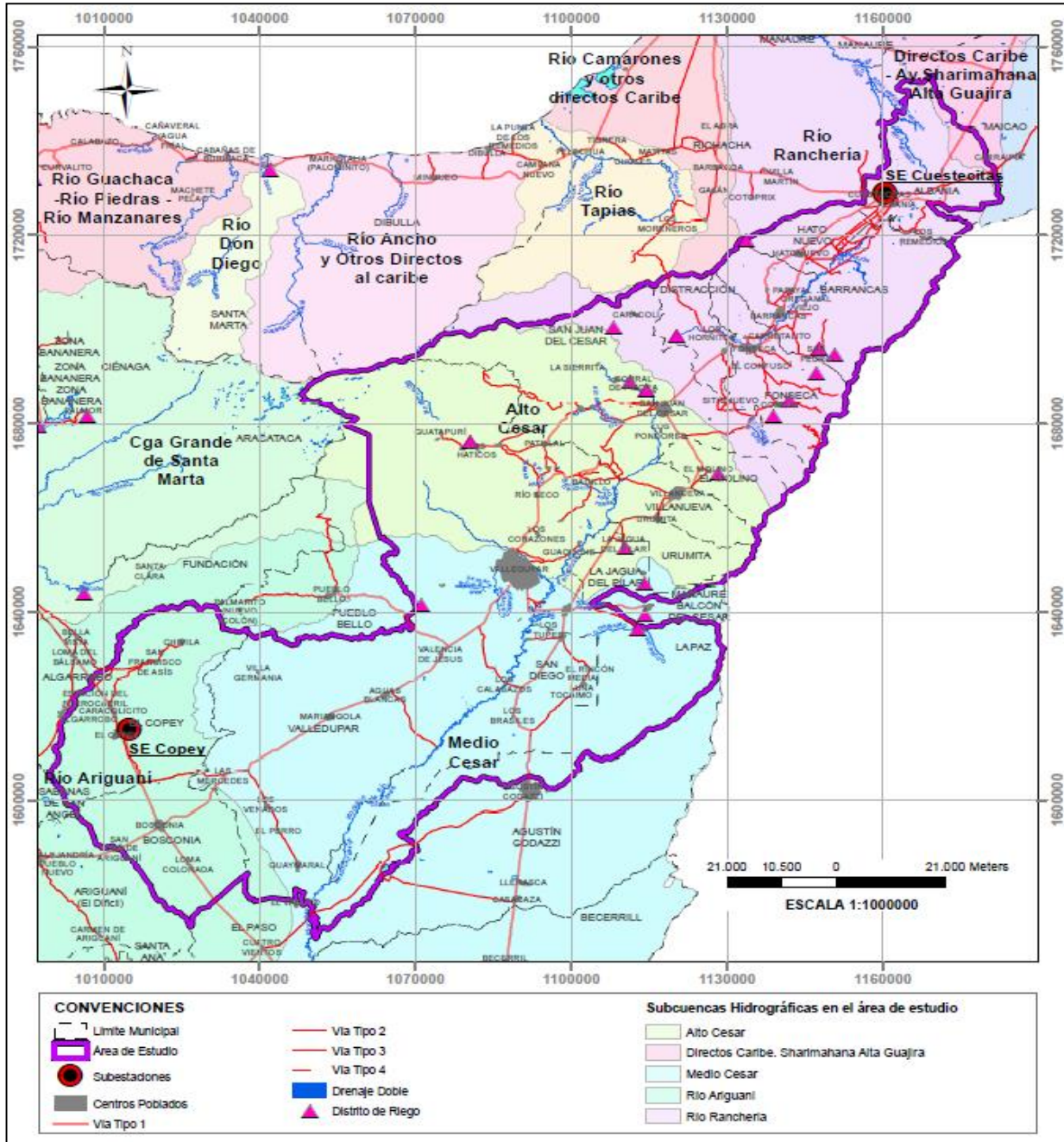
Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/agos/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-110. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



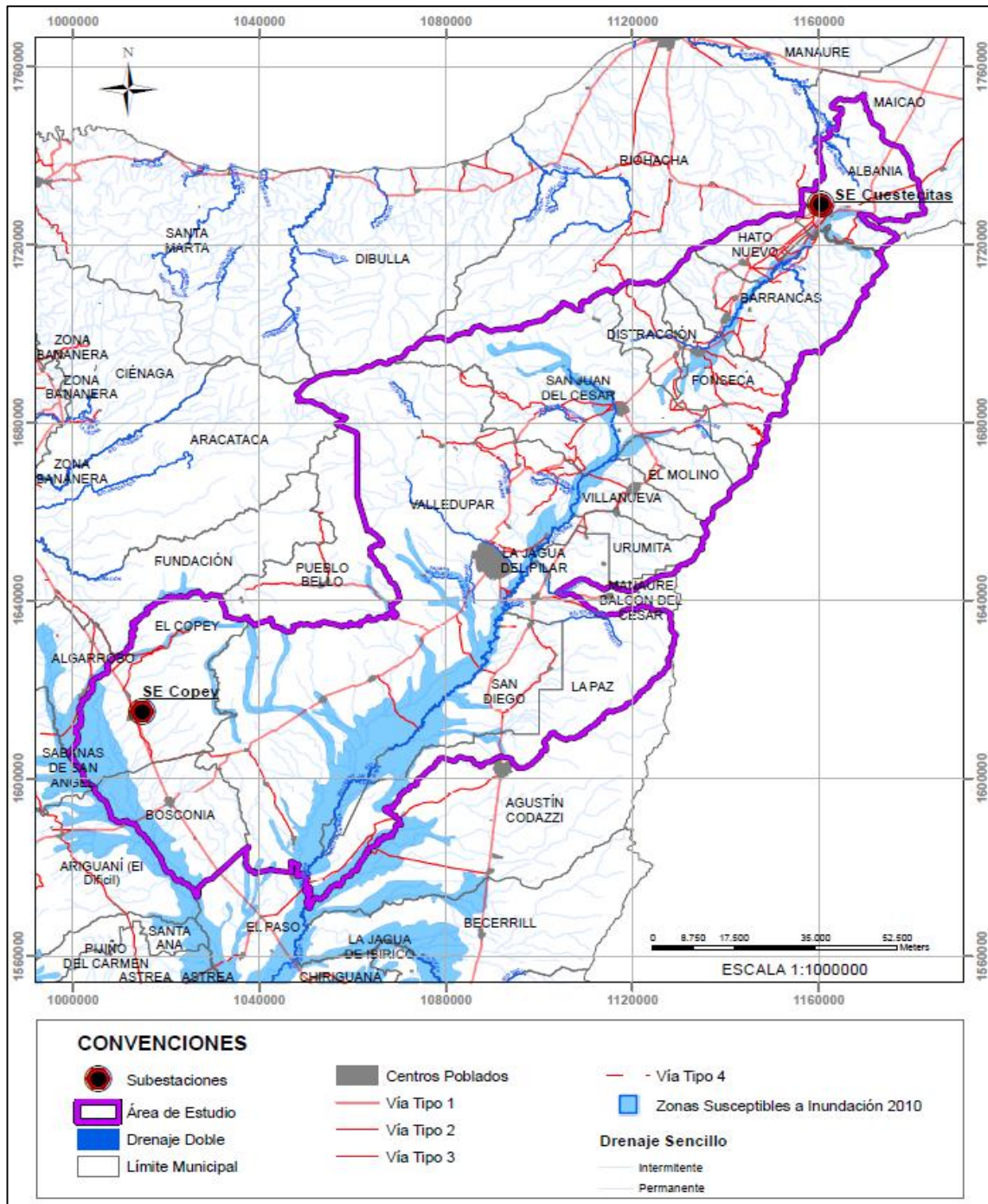
Fuente de datos: IGAC, 2013
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-111. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



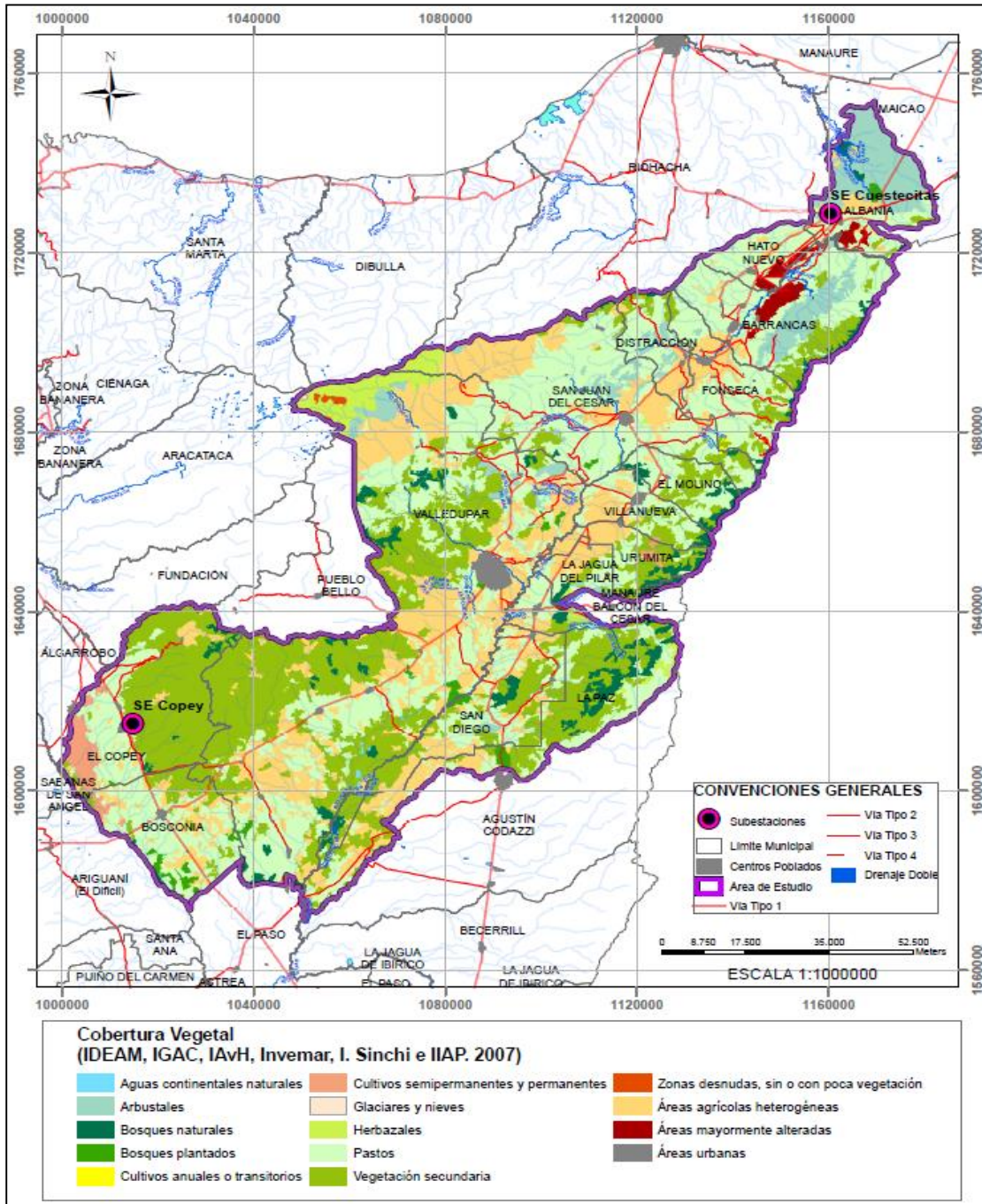
Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-112. Zonas susceptibles a la inundación – 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: IDEAM, Zonas susceptibles a inundación, 2010, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-113. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-84. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV

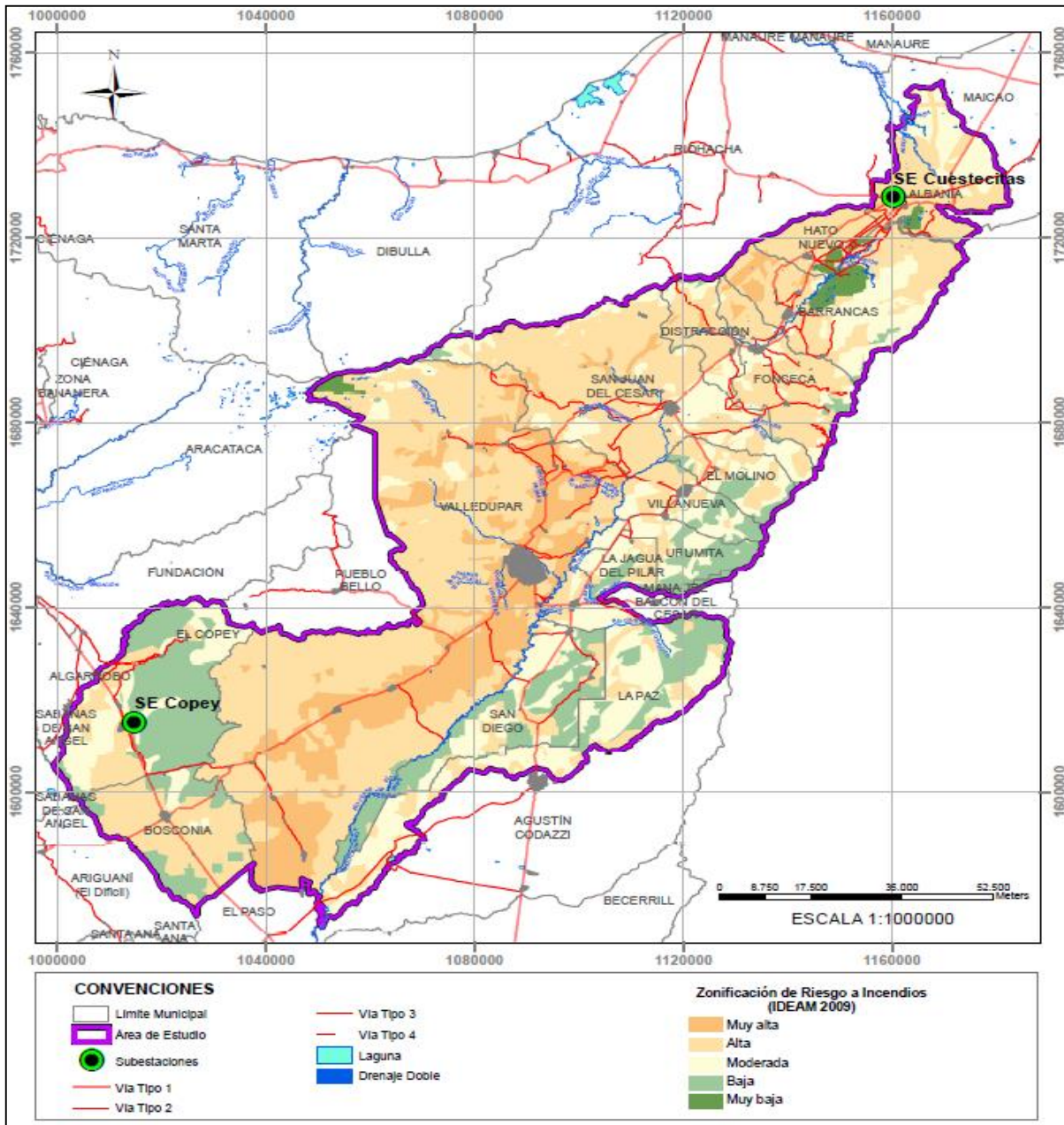
COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Aguas continentales naturales	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe
Arbustales	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Arbustales	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe
Arbustales	Orobiomas bajos de los Andes	Arbustales del orobioma bajo de los Andes
Arbustales	Zonobioma seco tropical del Caribe	Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe
Arbustales	Orobioma alto de Santa Marta	Arbustales del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Arbustales	Helobioma de La Guajira	Arbustales del helobioma de La Guajira
Áreas agrícolas heterogéneas	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas del helobioma Magdalena y Caribe
Áreas agrícolas heterogéneas	Zonobioma seco tropical del Caribe	Áreas agrícolas heterogéneas del zonobioma seco tropical del Caribe
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobioma alto de Santa Marta	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobioma medio de Santa Marta	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobiomas bajos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma bajo de los Andes
Áreas urbanas	Zonobioma seco tropical del Caribe	Áreas urbanas del zonobioma seco tropical del Caribe
Bosques naturales	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Bosques naturales	Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
Bosques naturales	Zonobioma seco tropical del Caribe	Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe
Bosques naturales	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe
Bosques naturales	Orobioma medio de Santa Marta	Bosques naturales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Bosques naturales	Orobiomas altos de los Andes	Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
Bosques naturales	Orobiomas bajos de los Andes	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
Bosques plantados	Zonobioma seco tropical del Caribe	Bosques plantados del zonobioma seco tropical del Caribe
Bosques plantados	Helobiomas del Magdalena y Caribe	Bosques plantados del helobioma Magdalena y Caribe
Cultivos anuales o transitorios	Zonobioma seco tropical del Caribe	Cultivos anuales o transitorios del zonobioma seco tropical del Caribe
Cultivos anuales o transitorios	Orobiomas bajos de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma bajo de los Andes

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Cultivos semipermanentes y permanentes	Helobiotomas del Magdalena y Caribe	Cultivos semipermanentes y permanentes del helobiotoma Magdalena y Caribe
Cultivos semipermanentes y permanentes	Zonobiotoma seco tropical del Caribe	Cultivos semipermanentes y permanentes del zonobiotoma seco tropical del Caribe
Cultivos semipermanentes y permanentes	Orobiomas bajos de los Andes	Cultivos semipermanentes y permanentes del orobiotoma bajo de los Andes
Glaciares y nieves	Orobioma alto de Santa Marta	Glaciares y nieves del orobiotoma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Herbazales	Orobioma alto de Santa Marta	Herbazales del orobiotoma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Herbazales	Orobiomas altos de los Andes	Herbazales del orobiotoma alto de los Andes
Herbazales	Zonobiotoma seco tropical del Caribe	Herbazales del zonobiotoma seco tropical del Caribe
Herbazales	Orobioma medio de Santa Marta	Herbazales del orobiotoma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Herbazales	Orobiomas bajos de los Andes	Herbazales del orobiotoma bajo de los Andes
Pastos	Helobiotomas del Magdalena y Caribe	Pastos del helobiotoma Magdalena y Caribe
Pastos	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Pastos del orobiotoma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Pastos	Zonobiotoma seco tropical del Caribe	Pastos del zonobiotoma seco tropical del Caribe
Pastos	Orobiomas bajos de los Andes	Pastos del orobiotoma bajo de los Andes
Pastos	Orobiomas altos de los Andes	Pastos del orobiotoma alto de los Andes
Pastos	Orobioma alto de Santa Marta	Pastos del orobiotoma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Pastos	Orobiomas medios de los Andes	Pastos del orobiotoma medio de los Andes
Pastos	Orobioma medio de Santa Marta	Pastos del orobiotoma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Vegetación secundaria	Helobiotomas del Magdalena y Caribe	Vegetación secundaria del helobiotoma Magdalena y Caribe
Vegetación secundaria	Zonobiotoma seco tropical del Caribe	Vegetación secundaria del zonobiotoma seco tropical del Caribe
Vegetación secundaria	Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Vegetación secundaria del orobiotoma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira
Vegetación secundaria	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobiotoma bajo de los Andes
Vegetación secundaria	Orobiomas medios de los Andes	Vegetación secundaria del orobiotoma medio de los Andes
Vegetación secundaria	Orobioma medio de Santa Marta	Vegetación secundaria del orobiotoma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta
Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Orobioma alto de Santa Marta	Zonas desnudas del orobiotoma alto de la Sierra Nevada de Santa Marta
Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Zonobiotoma seco tropical del Caribe	Zonas desnudas del zonobiotoma seco tropical del Caribe

Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

Fuente de tabla: UPME

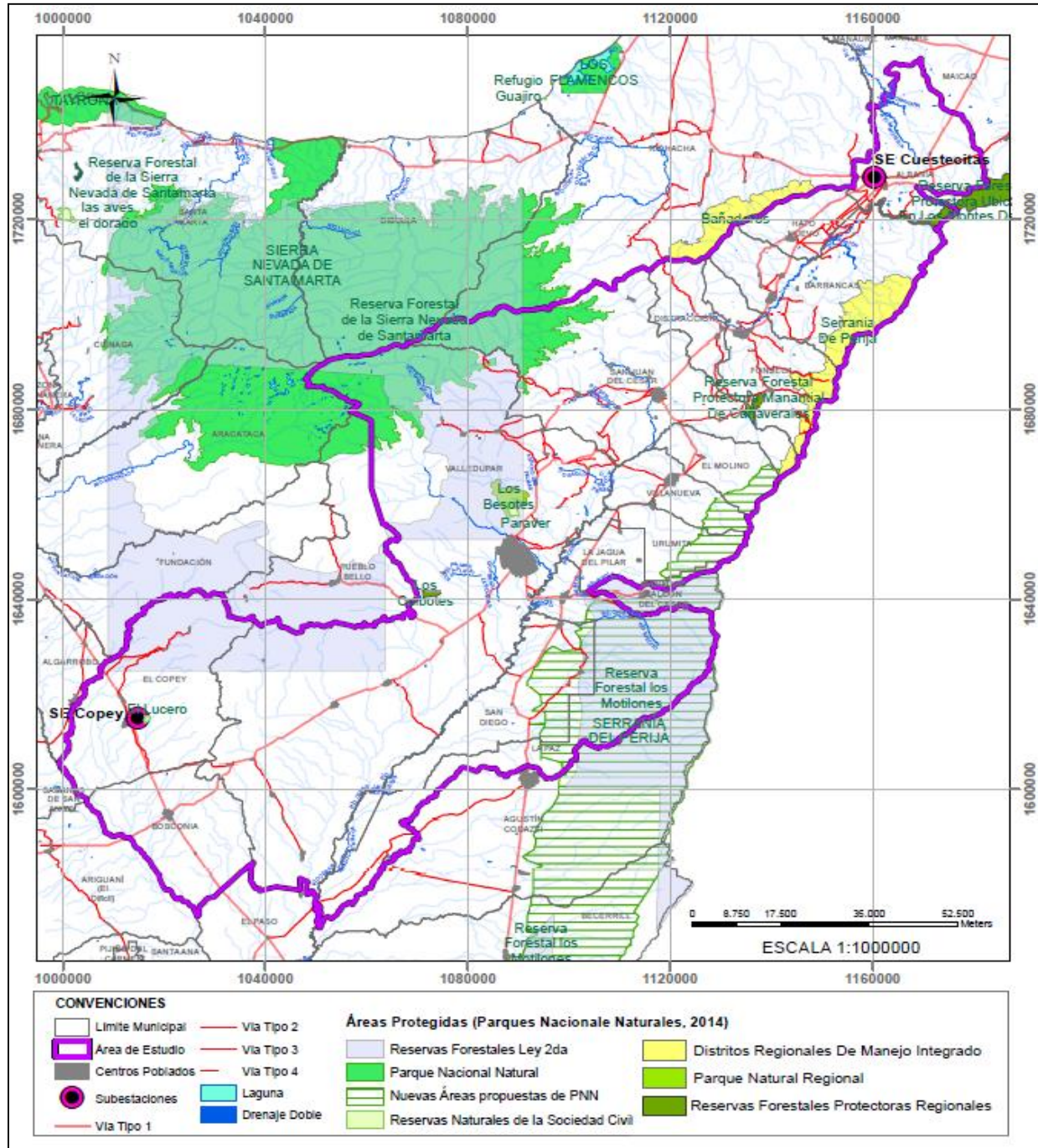
Gráfica 6-114. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-115. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-85. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV

ÁREA PROTEGIDA	CATEGORÍA LEGAL	NORMATIVIDAD	MUNICIPIOS/ UBICACIÓN
Serranía de Los Motilones	Reserva Forestal de Ley 2da	Ley 2 de 1959	La Paz y La Jagua del Pilar
Sierra Nevada de Santa Marta	Reserva Forestal de la Ley 2da	Ley 2 de 1959	San Juan del Cesar y Valledupar
Sierra Nevada de Santa Marta	Parque Nacional Natural	Resolución 0164 de 06-06-1977	San Juan del Cesar y Valledupar
Serranía de Perijá	Distrito Regional de Manejo Integrado	CORPOGUAJIRA	Barrancas, Fonseca, San Juan del Cesar y El Molino
Reserva Forestal Protectora ubicada en los Montes de Oca	Reserva Forestal Protectora Regional	CORPOGUAJIRA	Albania
Reserva Forestal Protectora Los Ceibotes	Reserva Forestal Protectora Regional	CORPOCESAR 17-7-2013	Valledupar
Reserva Forestal Protectora Manantial de Cañaverales	Reserva Forestal Protectora Regional	CORPOGUAJIRA	San Juan del Cesar y Fonseca
Parque Natural Regional Los Besotes	Parque Natural Regional	CORPOCESAR 17-07-2013	Valledupar
El Lucero	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Acto administrativo 258 30-09-2005	El Copey
Paraver	Reserva Natural de la Sociedad Civil	Acto administrativo 0199 13-08-2001	Valledupar

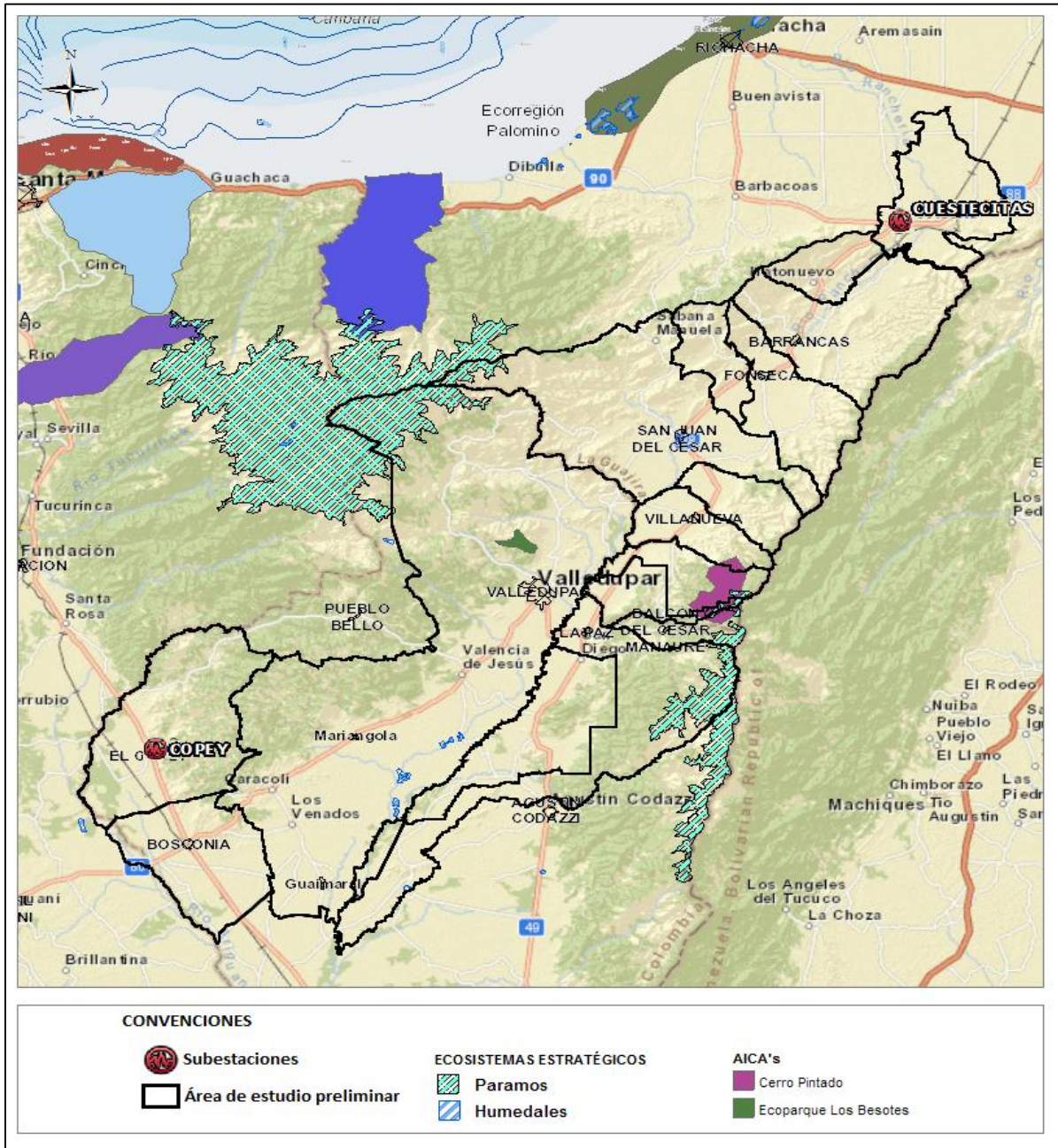
Fuente de datos: Sistema de Parques Nacionales Naturales, Sistema Nacional de Áreas Protegidas, 2012, <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 22 de julio de 2014]

Tabla 6-86. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ECOSISTEMA ESTRATÉGICO/ÁREA ESPECIAL	NOMBRE
San Juan del Cesar y Valledupar	Complejo de páramo	Sierra Nevada de Santa Marta
Urumita, La Paz y La Jagua del Pilar	Complejo de páramo	Perijá
Valledupar	Humedales	No Identificado
La Paz	Humedal	No Identificado
Villanueva, Urumita y La Jagua del Pilar	AICA CO071	Cerro Pintado
Valledupar	AICA CO010	Ecoparque Los Besotes

Fuente de datos: IAVH, Complejo de páramos (2012) y AICAs (2007-2008); MADS, Humedales, 2012, <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 22 de julio de 2014]

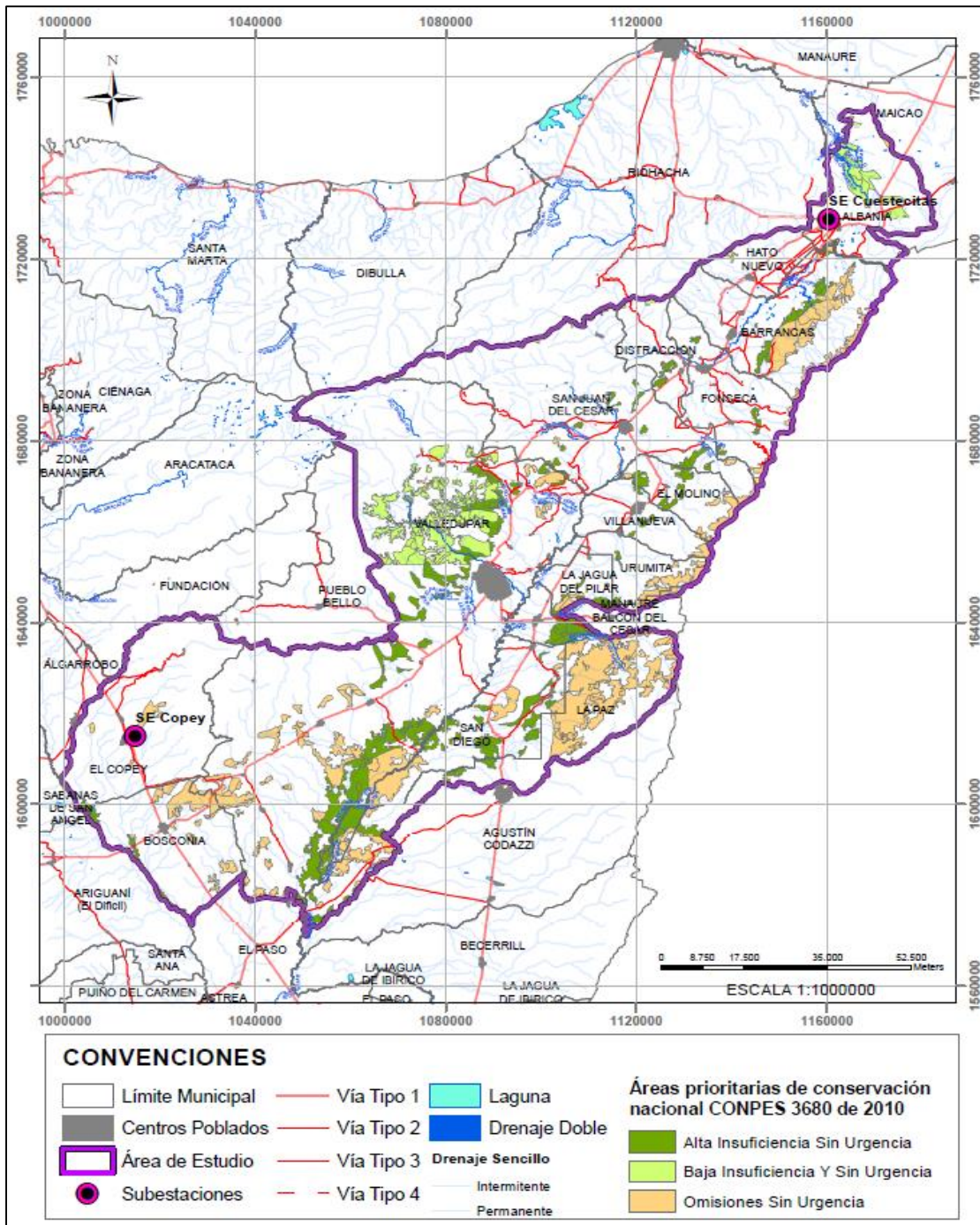
Gráfica 6-116. Ecosistemas estratégicos y áreas especiales presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: IAVH, Complejo de páramos y AICA's; MADS, Humedales, <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 22 de julio de 2014]

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-117. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-87. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV

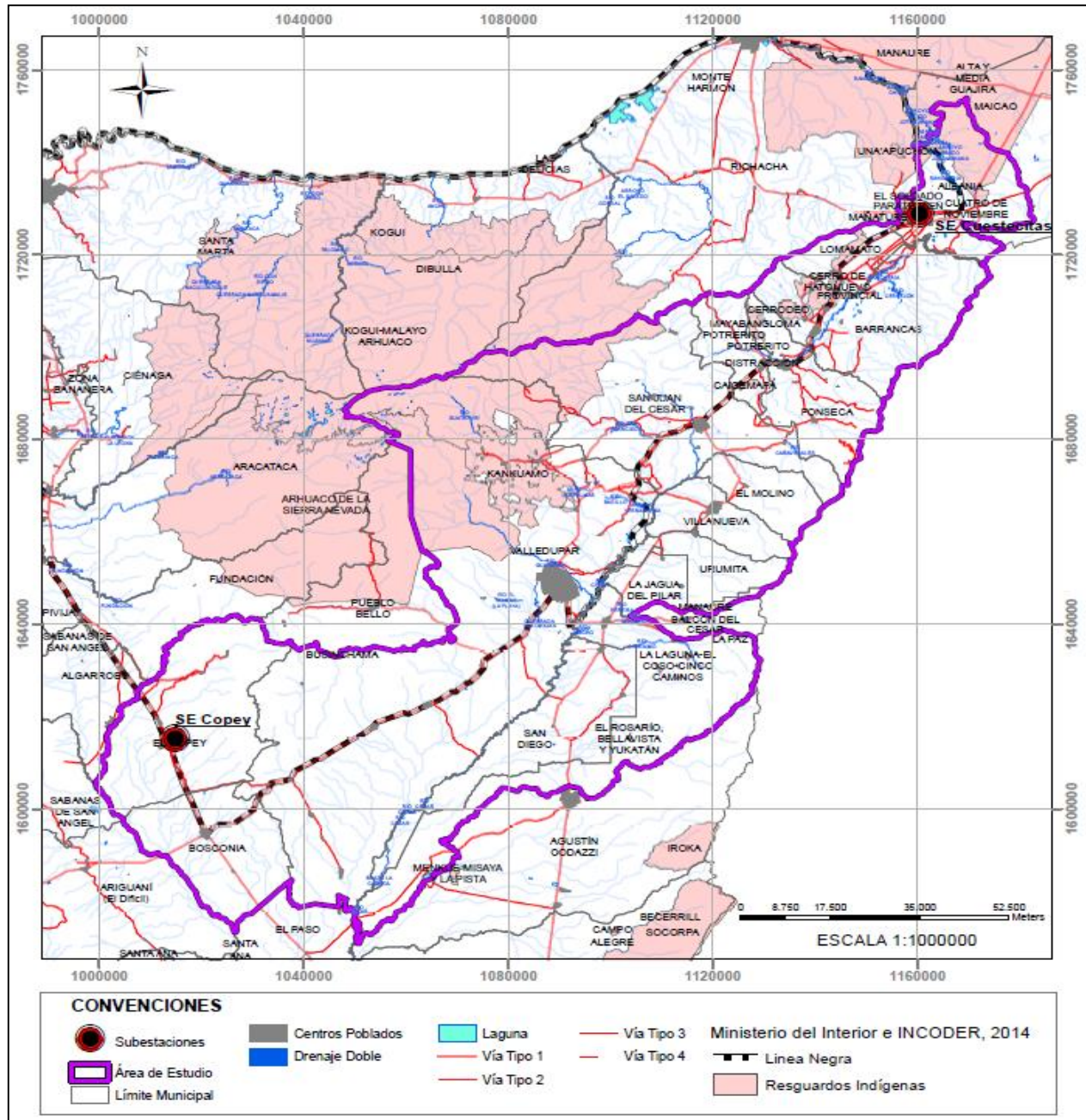
MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
Albania	Ecosistema: Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Baja_Guajira Helobiotomas del Magdalena y Caribe	Baja insuficiencia y sin urgencia
Albania, Hatonuevo y San Juan del Cesar	Ecosistema: Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira Unidad: S_N_Santa_Marta Sub Andino_Santa Marta Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Baja insuficiencia y sin urgencia
Valledupar	Ecosistema: Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Omisiones sin urgencia
Albania	Ecosistema: Arbustales del helobioma de La Guajira Unidad: PeriCaribeño Baja_Guajira Helobioma de La Guajira	Omisiones sin urgencia
Albania, Barrancas, Fonseca, San Juan del Cesar, El Molino, Urumita, La Jagua del Pilar, La Paz y San Diego	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes Unidad: NorAndina Perija Orobiomas bajos de los Andes	Omisiones sin urgencia
Albania y Barrancas	Ecosistema: Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Helobiotomas del Magdalena y Caribe	Omisiones sin urgencia
Barrancas, Fonseca, Distracción, San Juan del Cesar, Valledupar, Villanueva, La Jagua del Pilar, La Paz y San Diego	Ecosistema: Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
Hatonuevo, Distracción y San Juan del Cesar	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira Unidad: S_N_Santa_Marta SubAndino_Santa Marta Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Baja insuficiencia y sin urgencia
Valledupar	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira	Omisiones sin urgencia

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
	Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	
Barrancas y La Jagua del Pilar	Ecosistema: Arbustales del orobioma bajo de los Andes Unidad: NorAndina Perija Orobiomas bajos de los Andes	Omisiones sin urgencia
Barrancas, Fonseca, San Juan del Cesar, El Molino, Villanueva, Valledupar, Urumita, La Jagua del Pilar, La Paz y San Diego	Ecosistema: Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
La Paz, San Diego, Valledupar, Bosconia y El Copey	Ecosistema: Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Omisiones sin urgencia
Fonseca, San Juan del Cesar, El Molino, Villanueva, Urumita, La Jagua del Pilar y La Paz	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma medio de los Andes Unidad: NorAndina Perija Orobiomas medios de los Andes	Omisiones sin urgencia
El Molino, Villanueva, La Jagua del Pilar y La Paz	Ecosistema: Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
San Diego y Valledupar	Ecosistema: Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Omisiones sin urgencia
El Molino y Villanueva	Ecosistema: Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Helobomas del Magdalena y Caribe	Omisiones sin urgencia
Valledupar, San Diego y Bosconia	Ecosistema: Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Helobomas del Magdalena y Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
Villanueva, San Juan del Cesar y Valledupar	Ecosistema: Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Helobomas	Omisiones sin urgencia

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
	del Magdalena y Caribe	
San Diego, Valledupar, La Paz y Bosconia	Ecosistema: Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Helobiosmas del Magdalena y Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
San Juan del Cesar, La Jagua del Pilar y La Paz	Ecosistema: Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Alto_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
San Juan del Cesar y Valledupar	Ecosistema: Vegetación secundaria del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira Unidad: S_N_Santa_Marta SubAndino_Santa Marta Orobioma bajo de Santa Marta y Macuira	Baja insuficiencia y sin urgencia
La Jagua del Pilar	Ecosistema: Herbazales del orobioma bajo de los Andes Unidad: NorAndina Perija Orobiomas bajos de los Andes	Omisiones sin urgencia
La Paz y San Diego	Ecosistema: Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes Unidad: NorAndina Perija Orobiomas bajos de los Andes	Omisiones sin urgencia
La Paz	Ecosistema: Herbazales del orobioma alto de los Andes Unidad: NorAndina Paramo_Perija Orobiomas altos de los Andes	Omisiones sin urgencia
La Paz y Valledupar	Ecosistema: Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Helobiosmas del Magdalena y Caribe	Alta insuficiencia sin urgencia
Valledupar	Ecosistema: Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe Unidad: PeriCaribeño Ariguani_Cesar Zonobioma seco tropical del Caribe	Omisiones sin urgencia
Valledupar	Ecosistema: Bosques naturales del orobioma medio de la Sierra Nevada de Santa Marta Unidad: S_N_Santa_Marta SubAndino_Santa Marta Orobioma medio de Santa Marta	Omisiones sin urgencia

Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente tabla: UPME

Gráfica 6-118. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: Información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

NOTA: La Línea Negra, corresponde a una delimitación de manera ancestral mediante una serie de líneas virtuales que unen accidentes geográficos o hitos considerados por los pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta como sagrados (Resolución 837 del 28/08/1995 del Ministerio del Interior).

Tabla 6-88. Comunidades étnicas presentes dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV

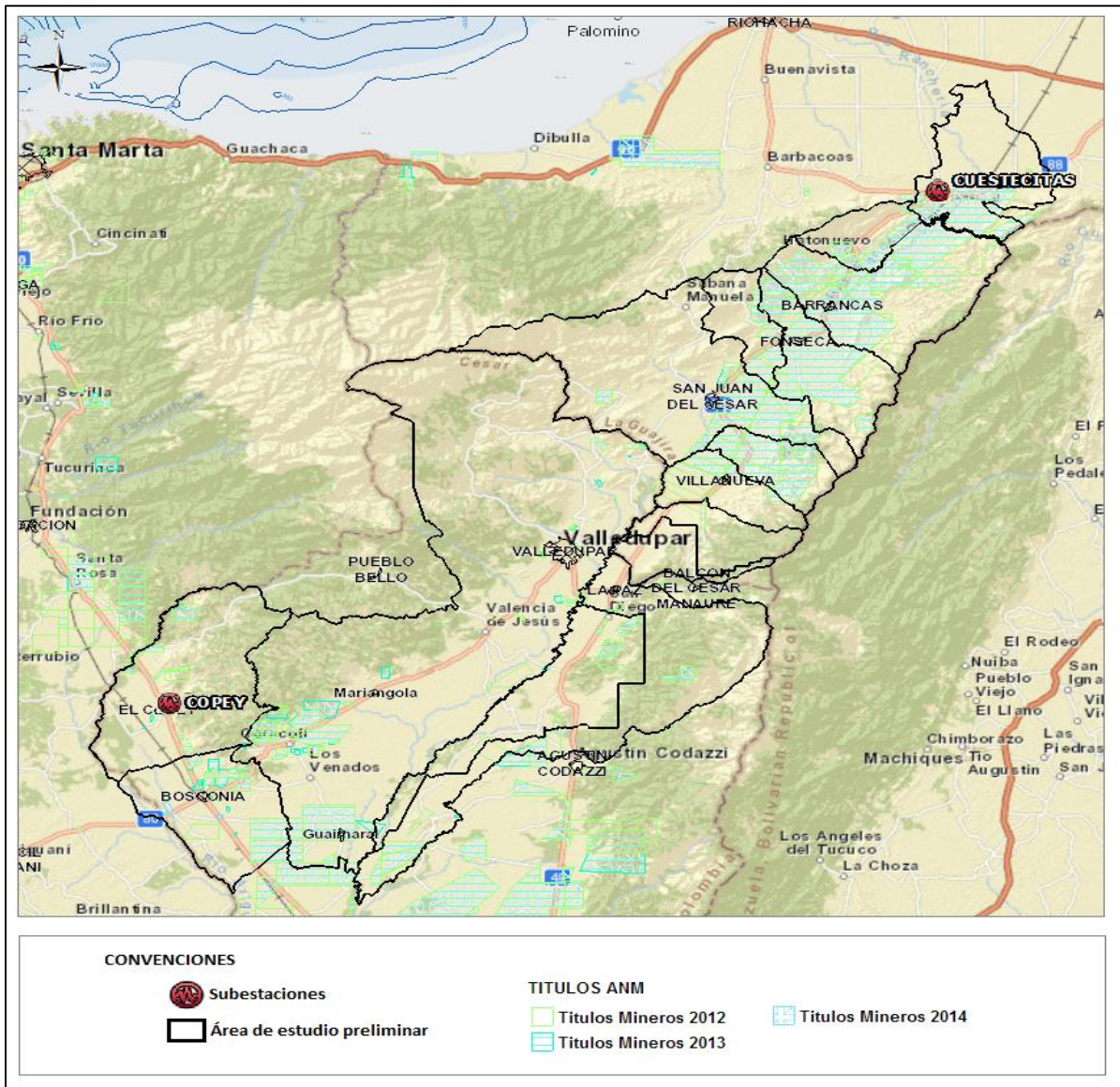
MUNICIPIOS/ UBICACIÓN	COMUNIDADES ÉTNICAS/RESGUARDO INDÍGENA	ACTO ADMINISTRATIVO DE CONSTITUCIÓN
Albania	El Soldado Parate Bien (etnia Wayuú)	Resolución 0050 de 18-12-2000
Albania	Cuatro de Noviembre (etnia Wayuú)	Resolución 0022 de 16-05-1995
Hatonuevo	Lomamoto (etnia Wayuú)	Resolución 0081 de 02-12-1987
Hatonuevo	Cerro de Hatonuevo (etnia Wayuú)	Resolución 0030 de 24-09-2001
Barrancas	Trupiogacho y La Meseta (etnia Wayuú)	Resolución 0087 de 29-09-1988
Barrancas	San Francisco (etnia Wayuú)	Resolución 0086 de 26-09-1988
Hatonuevo	Rodeito El Pozo (etnia Wayuú)	Resolución 0021 de 10-04-2003
Barrancas	El Zahino Guayabito Muriaytuy (etnia Wayuú)	Resolución 0090 de 11-05-1986
Barrancas	Cerrodeo (etnia Wayuú)	Resolución 0002 de 27-02-2002
Barrancas y Hatonuevo	Provincial (etnia Wayuú)	Resolución 0085 de 26-06-1988
Fonseca	Mayabangloma (etnia Wayuú)	Resolución constitución 0046 de 01-11-1994 Acuerdo ampliación 184 de 30-09-2009
Distracción	Potrerito	Resolución 053 de 18-12-1997
Distracción	Caicemapa (etnia Wayuú)	Resolución 0045 de 01-11-1994
Valledupar	Resguardo Kankuamo SN (etnia Kankuamo)	Resolución 0012 de 10-04-2003
Valledupar	Arhuaco de La Sierra Nevada (Etnia Arhuaca Ijke)	Resolución de constitución 0113 del 04 diciembre de 1974 Resolución de ampliación 0078 de 10 noviembre de 1983
San Juan del Cesar y Valledupar	Kogui-Malayo Arhuaco (etnia Kogui-Malayo-Arhuaco)	Resolución de constitución 0109 del 08 octubre de 1980 Resolución de ampliación 0078 de 10 noviembre de 1983
La Paz	El Rosario, Bellavista y Yukatán (etnia Yukpa)	Resolución 0034 de 03-10-2000
La Paz	Caño Padilla (etnia Yukpa)	Resolución 0012 de 29-06-2000
Valledupar	Businchama (etnia Arhuaco)	Resolución 0032 de 14-08-1996
La Paz	La Laguna-El Coso-Cinco Caminos (etnia Yukpa)	Acuerdo 183 de 30-09-2009

MUNICIPIOS/ UBICACIÓN	COMUNIDADES ÉTNICAS/RESGUARDO INDÍGENA	ACTO ADMINISTRATIVO DE CONSTITUCIÓN
Albania	Alta y Media Guajira (etnia Wayuú)	Resolución 0015 de 28-02-1984

Fuente de datos: Información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, 2014

Fuente de tabla: UPME

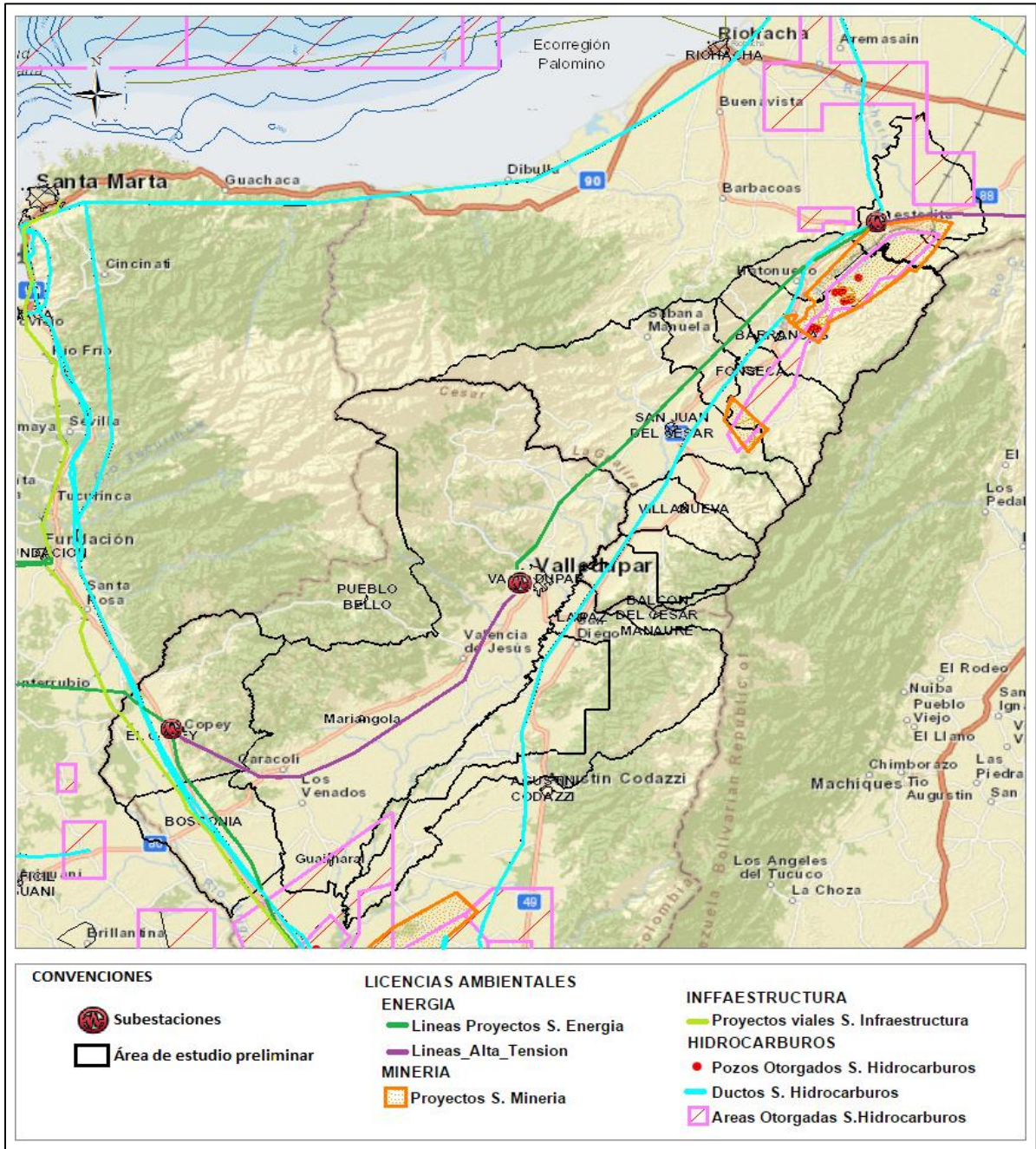
Gráfica 6-119. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kv



NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC

Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-120. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV



Fuente de datos: ANLA, Licenciamiento Ambiental, 2013-2014; <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 10/nov/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

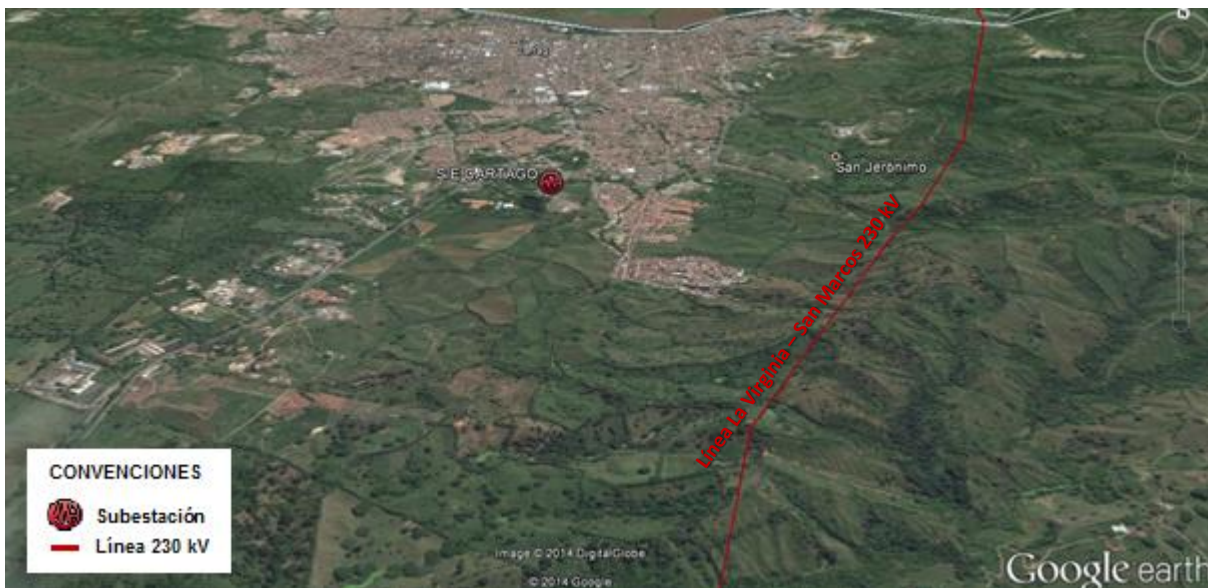
De acuerdo con información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales y del visor geográfico SIAC, según corresponda, en el área de estudio preliminar No se encuentran: Reservas Forestales Protectoras Nacionales, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, ni Humedales Ramsar.

6.8.8 Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al Segundo Circuito la Virginia – San Marcos 230 kV

A continuación se describe la obra del STN a ejecutar en el área Suroccidental:

- Dos bahías de línea a 230 kV en la Subestación Cartago.
- Una línea doble circuito de 1 km aproximadamente, desde la subestación Cartago hasta interceptar el circuito San Marcos – Virginia 230 kV y configurar los enlaces San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV.

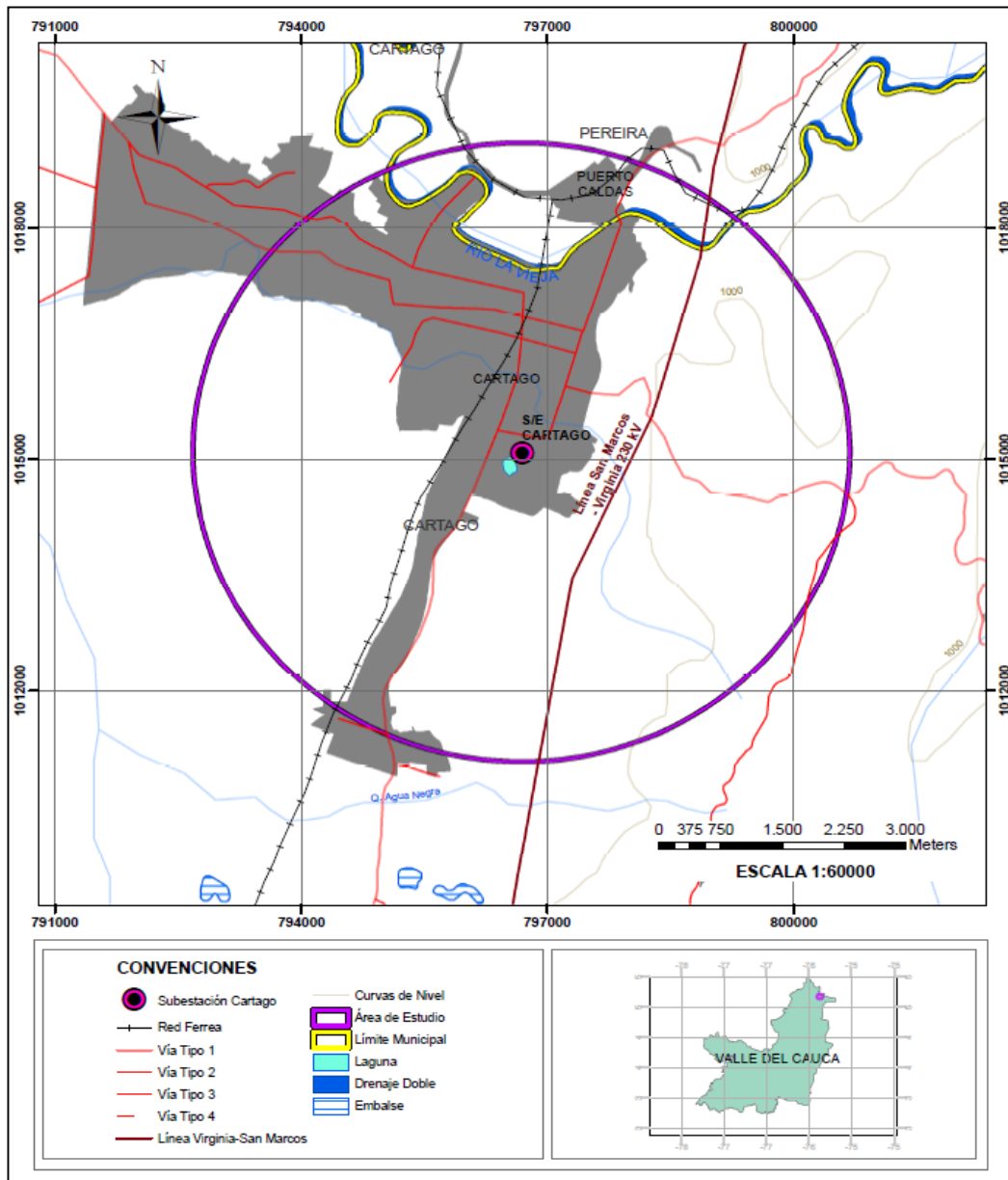
Gráfica 6-121. Localización general Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de gráfica: Google Earth
Fuente Datos: UPME

El área de estudio preliminar para el Proyecto Conexión Cartago 230 kV al circuito La Virginia – San Marcos 230 kV, se ubica en el municipio de Cartago en el departamento del Valle del Cauca, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca – CVC (Gráfica 6-122).

Gráfica 6-122. Localización área de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV

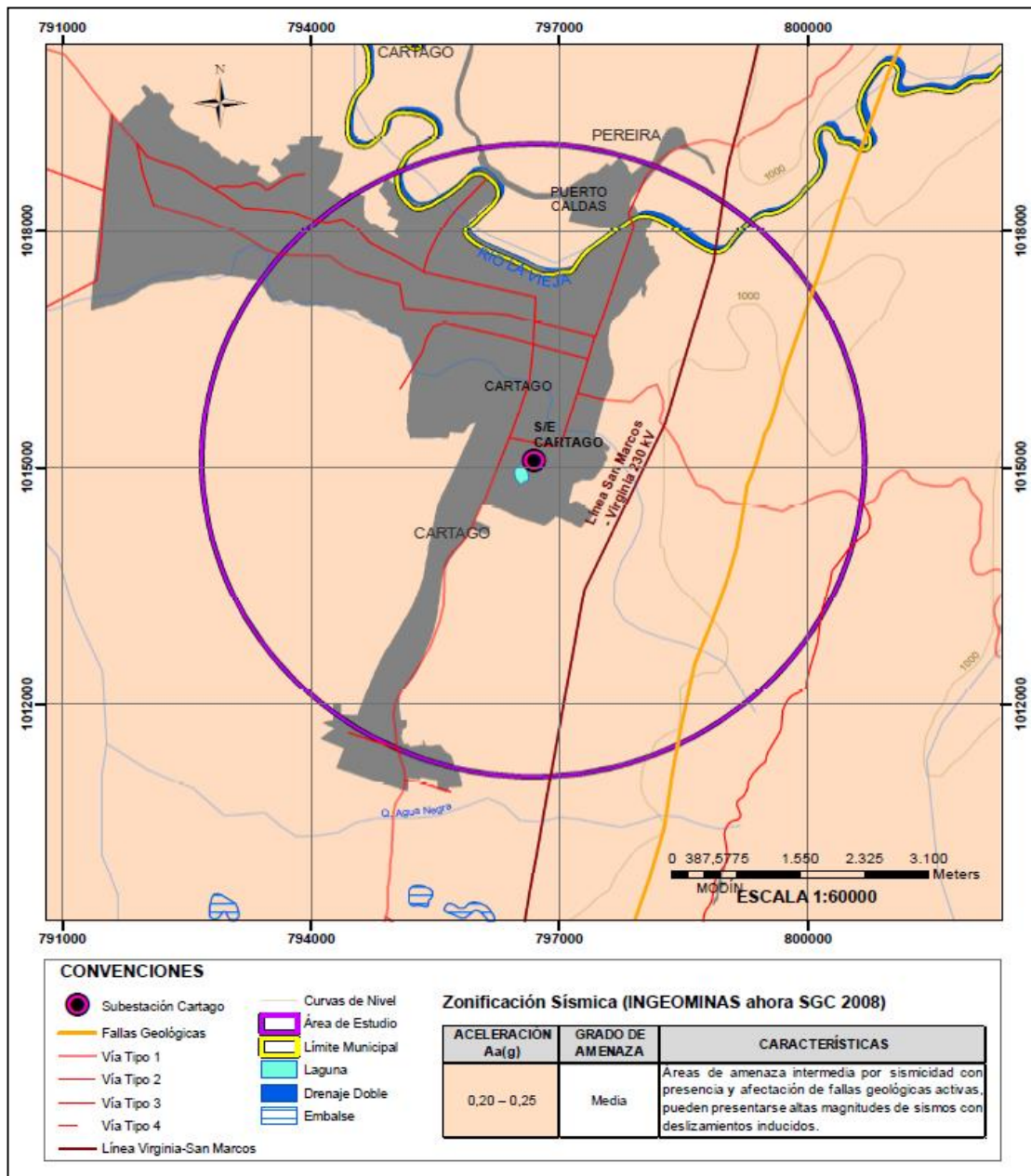


Fuente base cartográfica: IGAC
 Fuente: UPME

En la estructuración del Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV, se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio

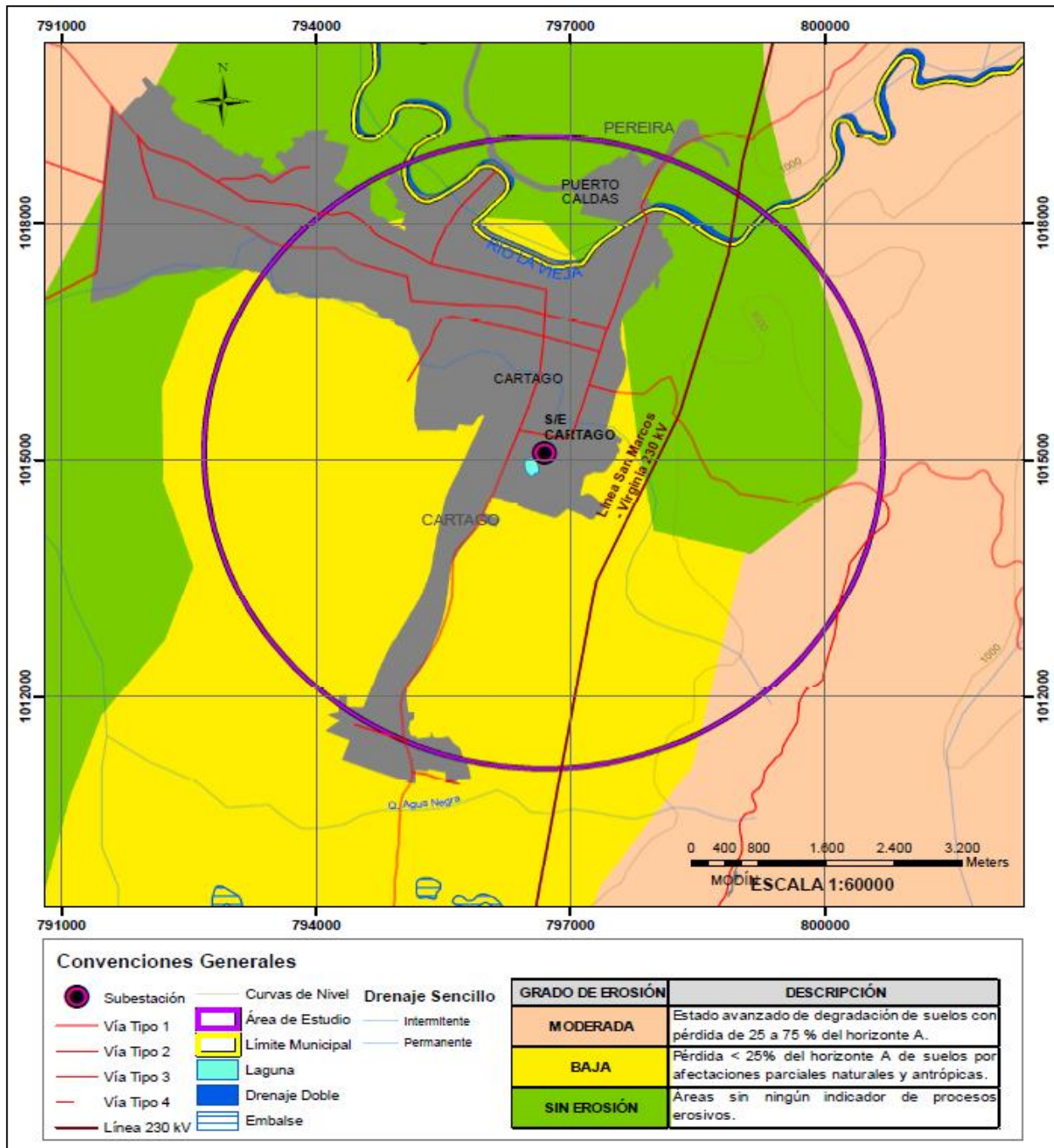
propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas.

Gráfica 6-123. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

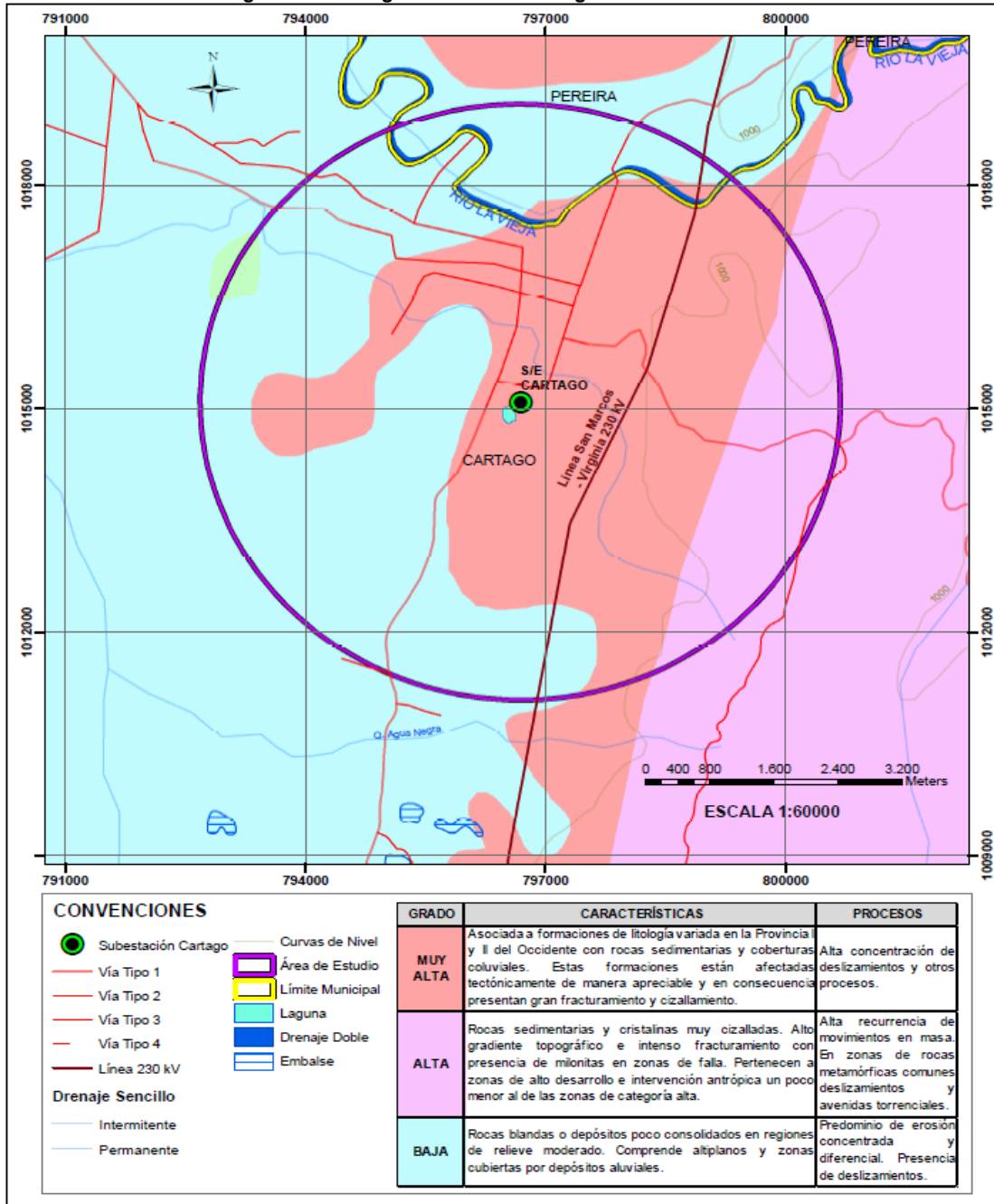
Gráfica 6-124. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]

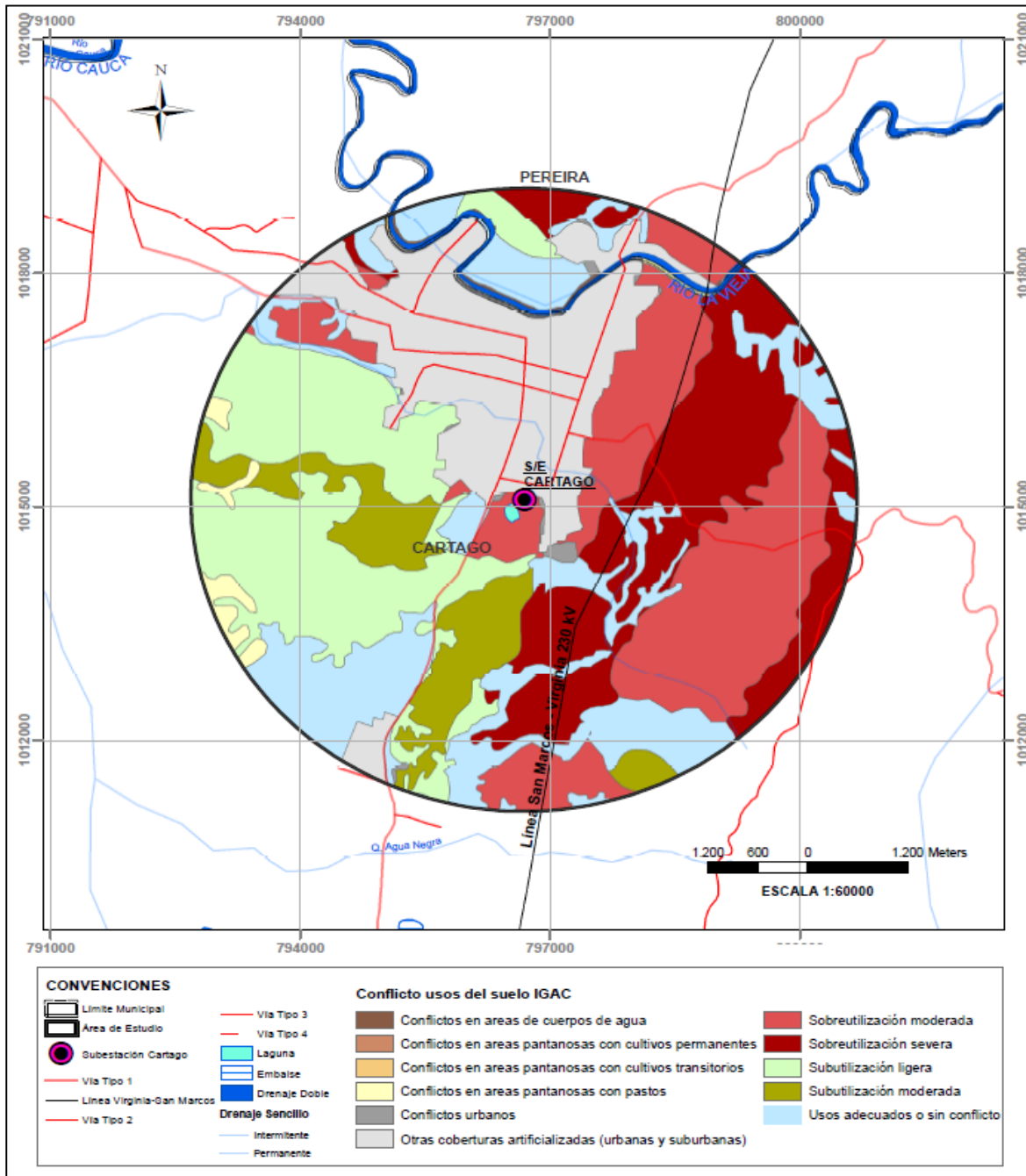
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-125. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/agos/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

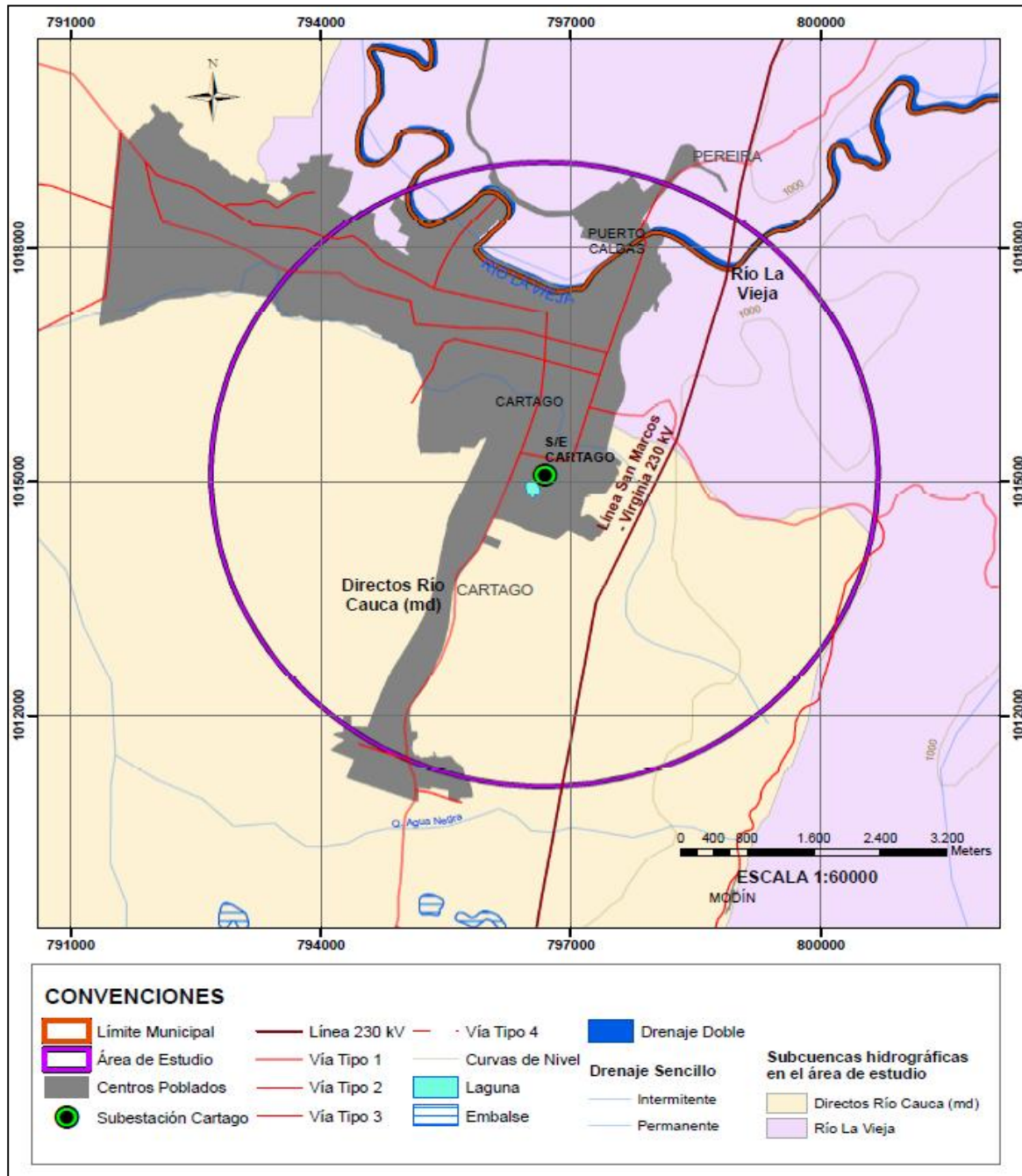
Gráfica 6-126. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: IGAC, 2013

Fuente de gráfica: UPME

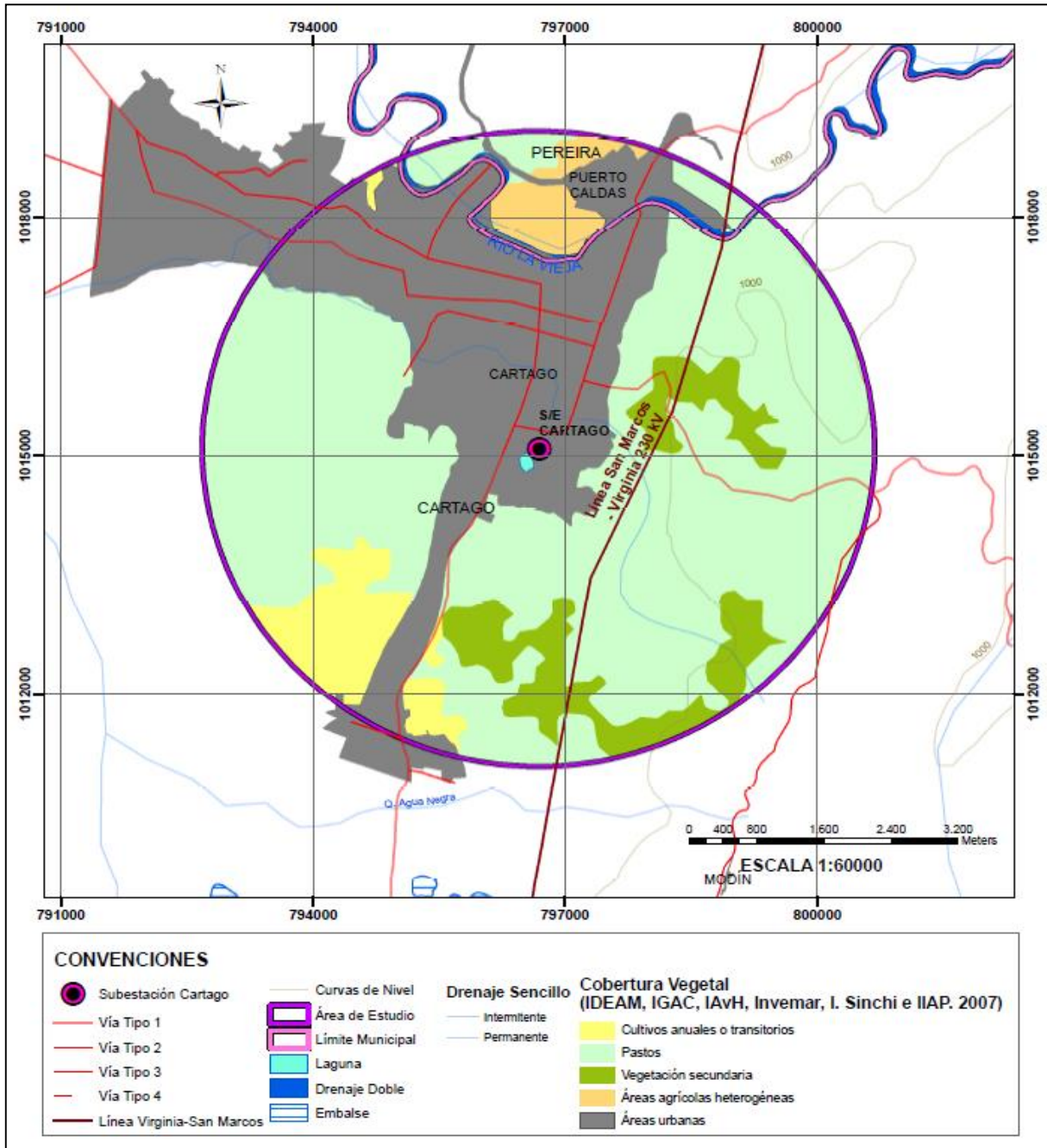
Gráfica 6-127. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-128. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invermar, I. Sinchi e IIAP, 2007

Fuente de gráfica: UPME

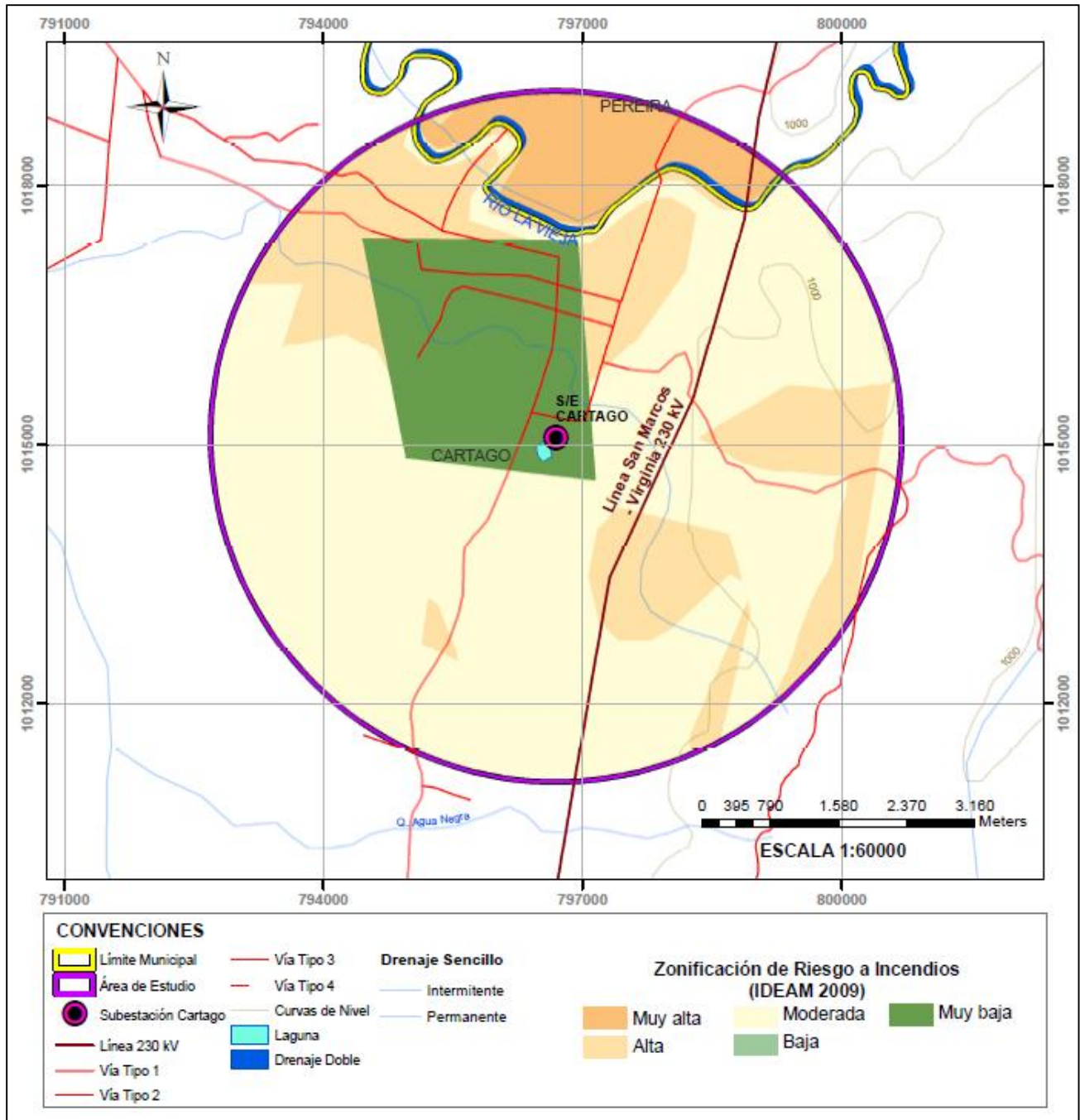
Tabla 6-89. Cobertura vegetal, biomas, ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV

COBERTURA	BIOMA			ECOSISTEMA
Áreas agrícolas heterogéneas	Zonobioma subxerofítico Cauca	alternohigríco tropical del Valle	y/o del	Áreas agrícolas heterogéneas del zonobioma alternó higríco y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca
Áreas urbanas	Zonobioma subxerofítico Cauca	alternohigríco tropical del Valle	y/o del	Áreas urbanas del zonobioma alternó higríco y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca
Cultivos anuales o transitorios	Zonobioma subxerofítico Cauca	alternohigríco tropical del Valle	y/o del	Cultivos anuales o transitorios del zonobioma alternó higríco y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca
Cultivos anuales o transitorios	Helobiomas del Valle del Cauca			Cultivos anuales o transitorios del helobioma del Valle del Cauca
Pastos	Orobiomas bajos de los Andes			Pastos del orobioma bajo de los Andes
Pastos	Zonobioma subxerofítico Cauca	alternohigríco tropical del Valle	y/o del	Pastos del zonobioma alternó higríco y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca
Vegetación secundaria	Zonobioma subxerofítico Cauca	alternohigríco tropical del Valle	y/o del	Vegetación secundaria del zonobioma alternó higríco y/o subxerofítico tropical del Valle del Cauca

Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

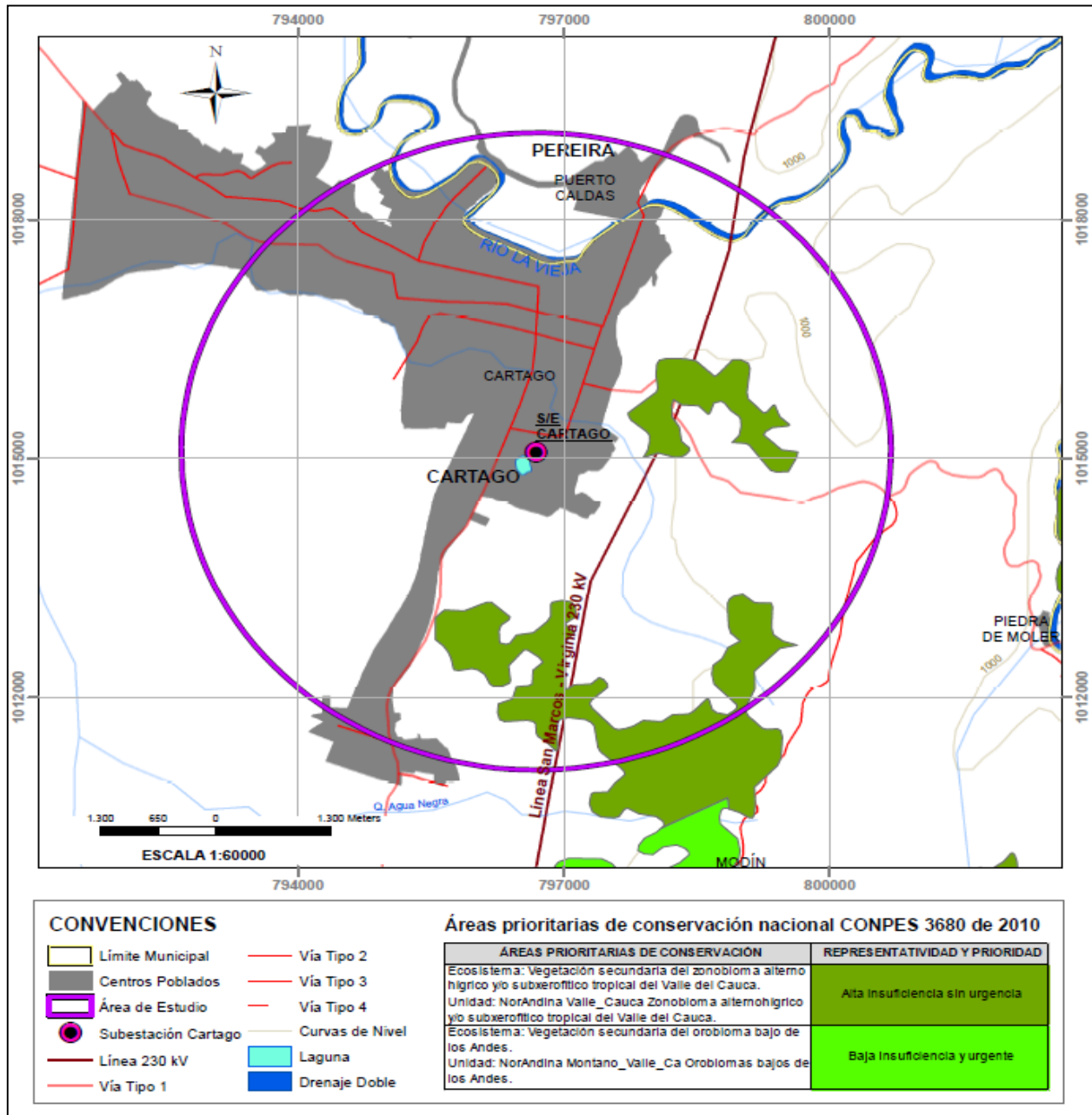
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-129. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



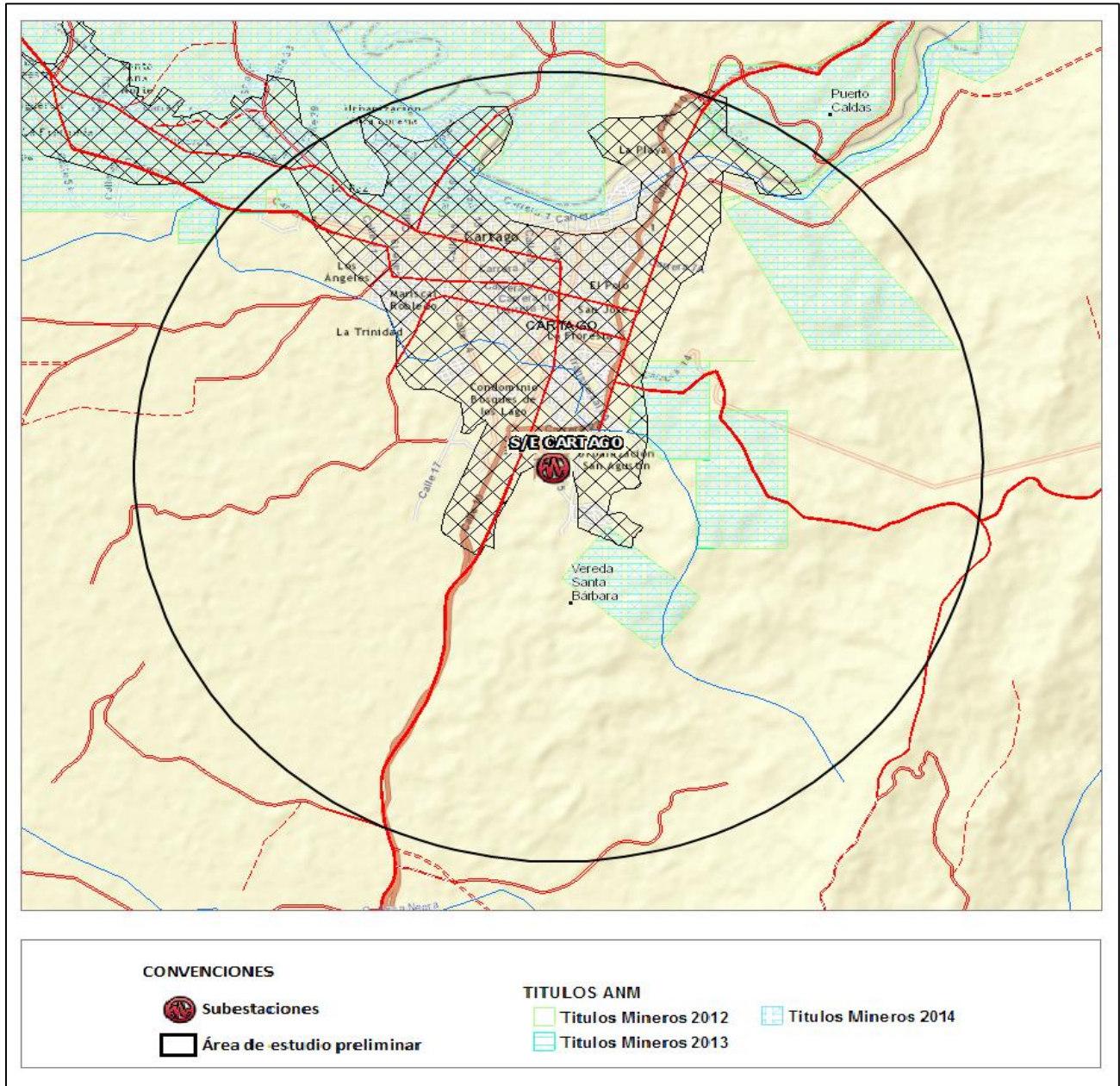
Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME}

Gráfica 6-130. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



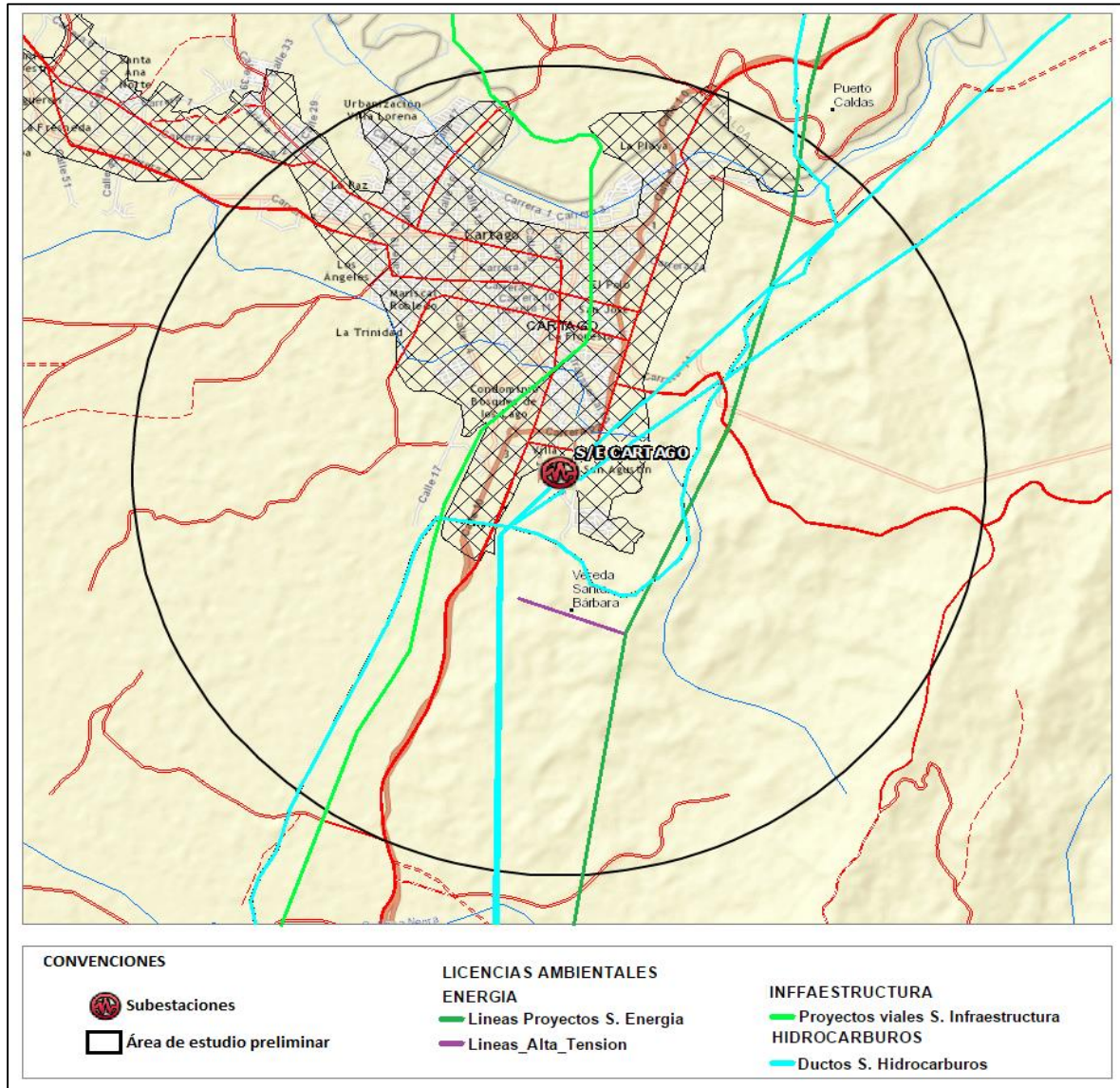
Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-131. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC
 Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-132. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV



Fuente de datos: ANLA, Licenciamiento Ambiental, 2013-2014; <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 10/nov/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Según información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, dentro del área de estudio preliminar del Proyecto Conexión de Cartago 230 kV al segundo circuito La Virginia – San Marcos 230 kV, no se encuentran tierras de comunidades negras, resguardos indígenas, consejos titulados ni resguardos titulados. Sin embargo, esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

Adicionalmente, de acuerdo con información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales, del visor geográfico SIAC, del Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt y del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, según corresponda, en el área de estudio preliminar No se encuentran: Áreas protegidas (Parques Nacionales Naturales, Reservas Forestales Protectoras Nacionales, Parques Nacionales Regionales, Reservas Forestales Protectoras Regionales, Distritos Regionales de Manejo Integrado, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, Reservas Naturales de la Sociedad Civil, Zonas de Reserva Forestal de Ley 2da), Complejos de Páramos, Áreas Importantes para la Conservación de Aves – AICAs, Humedales, Humedales Ramsar, ni Zonas Susceptibles a la Inundación.

6.8.9 Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al Circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV

A continuación se lista la obra recomendada a ejecutar en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, para el área Suroccidental – Caldas Quindío Risaralda:

- Dos bahías de línea a 230 kV en la Subestación La Enea.
- Una línea doble circuito hasta interceptar el circuito Esmeralda - San Felipe 230 kV y configurar los enlaces Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV.

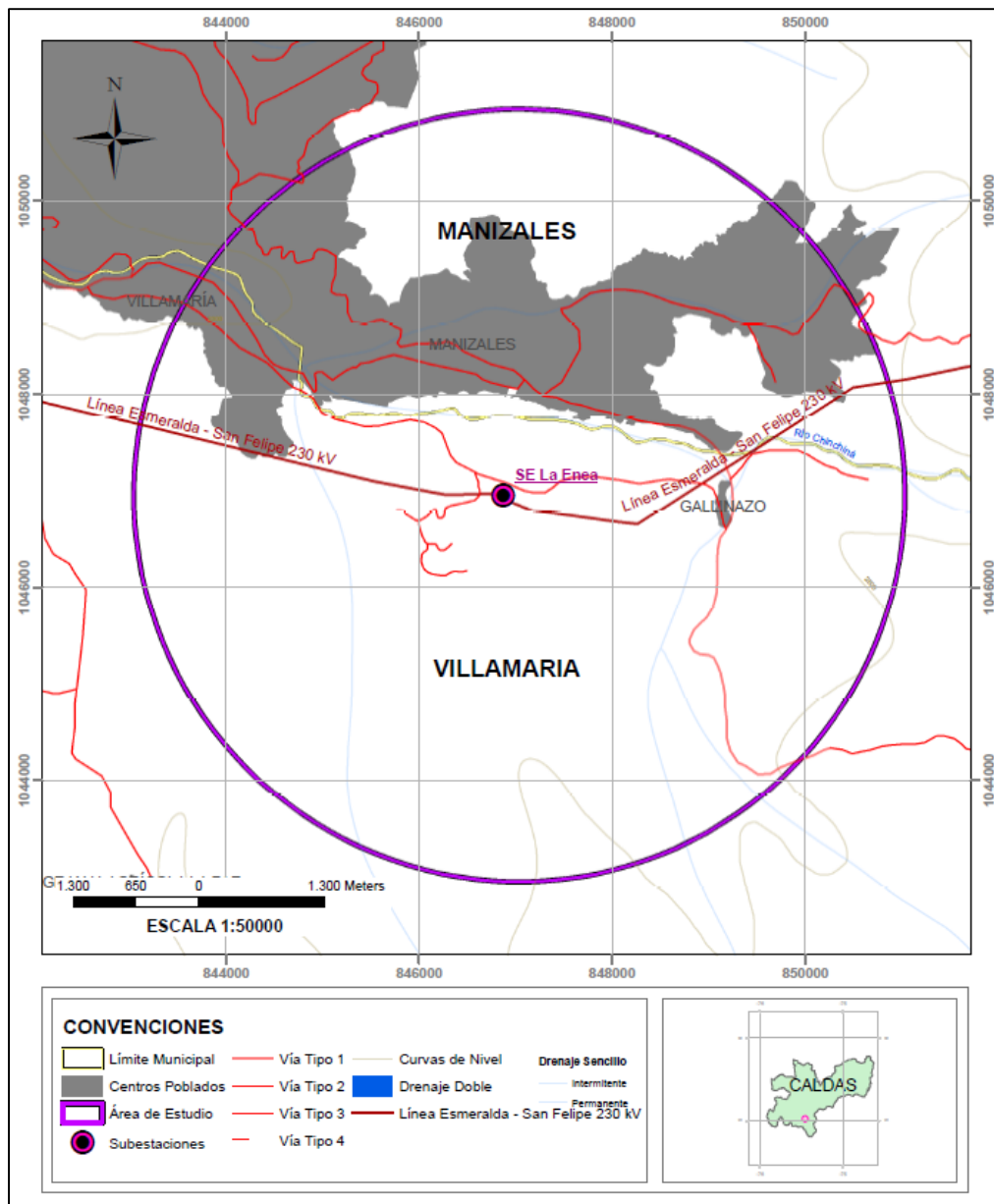
El área de estudio preliminar para el Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV, se ubica en la parte Norte del municipio Villamaría en el departamento de Caldas, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional de Caldas - CORPOCALDAS (Gráfica 6-133 y Gráfica 6-134).

Gráfica 6-133. Localización general Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA origen desconocido

Gráfica 6-134. Localización área de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV

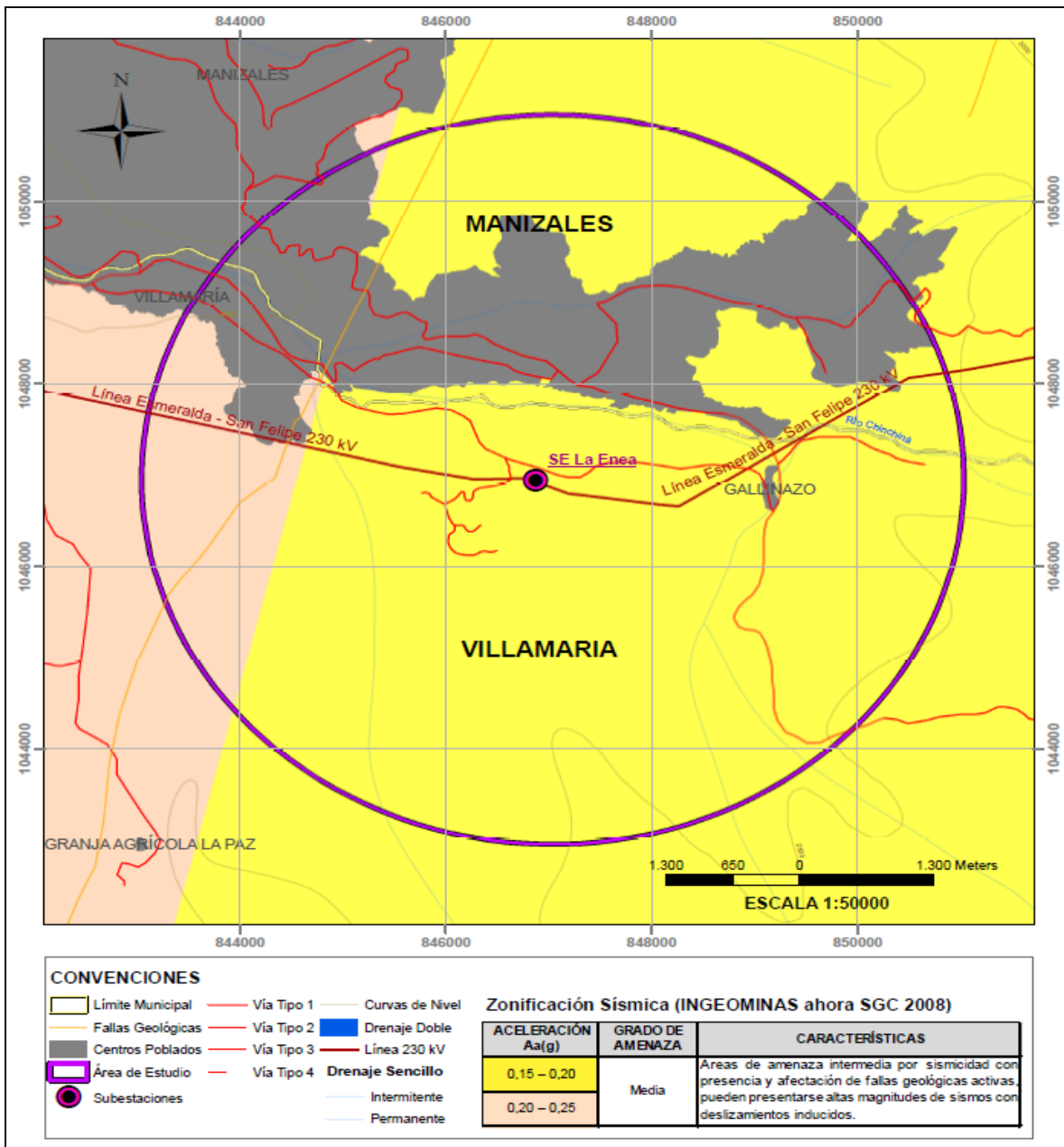


Fuente base cartográfica: IGAC
 Fuente: UPME

En la estructuración del Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades, restricciones y condicionantes generales en el área de estudio

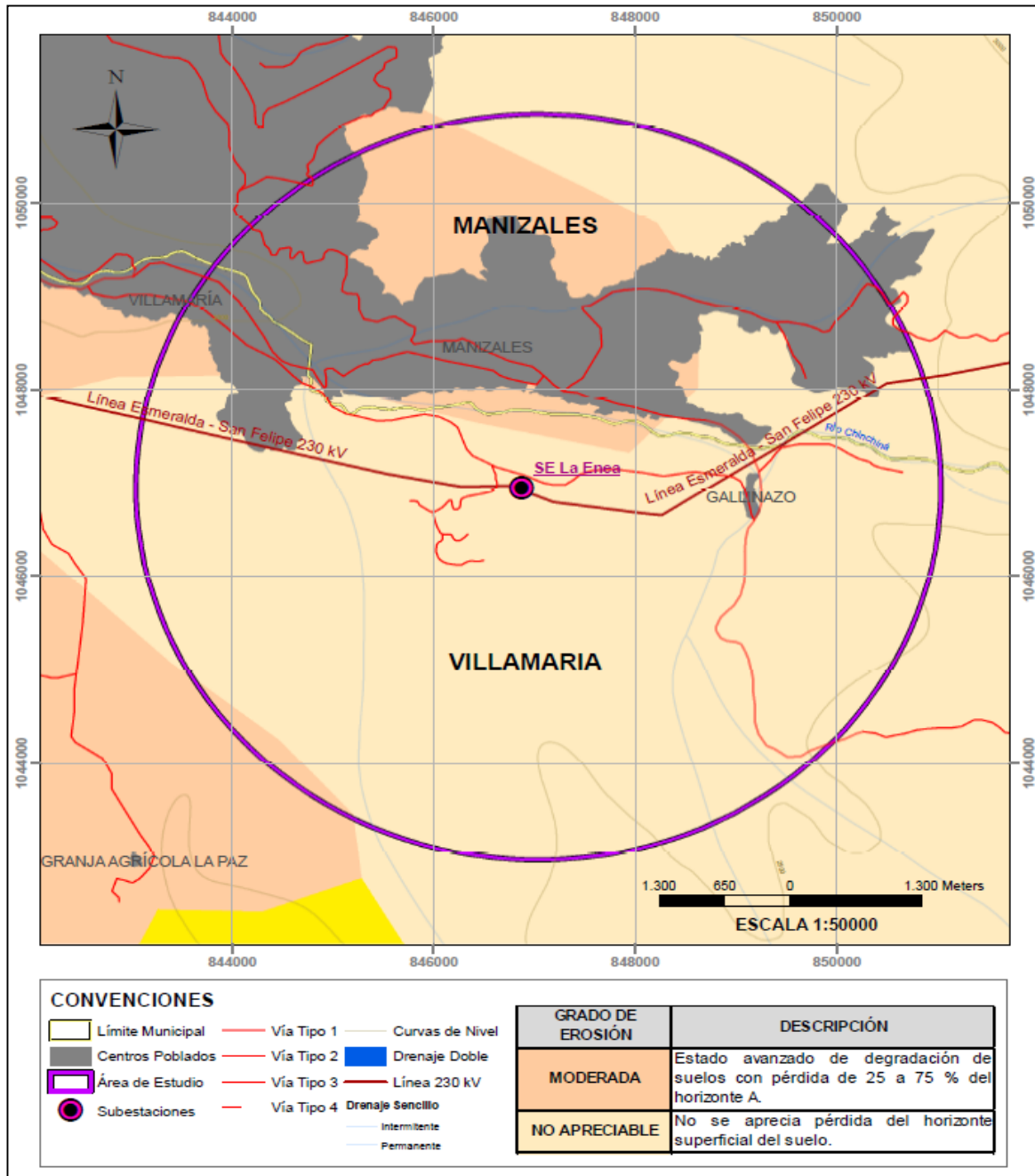
propuesta, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas.

Gráfica 6-135. Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa 1999, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Zonificación sísmica, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]
 Fuente de gráfica: UPME

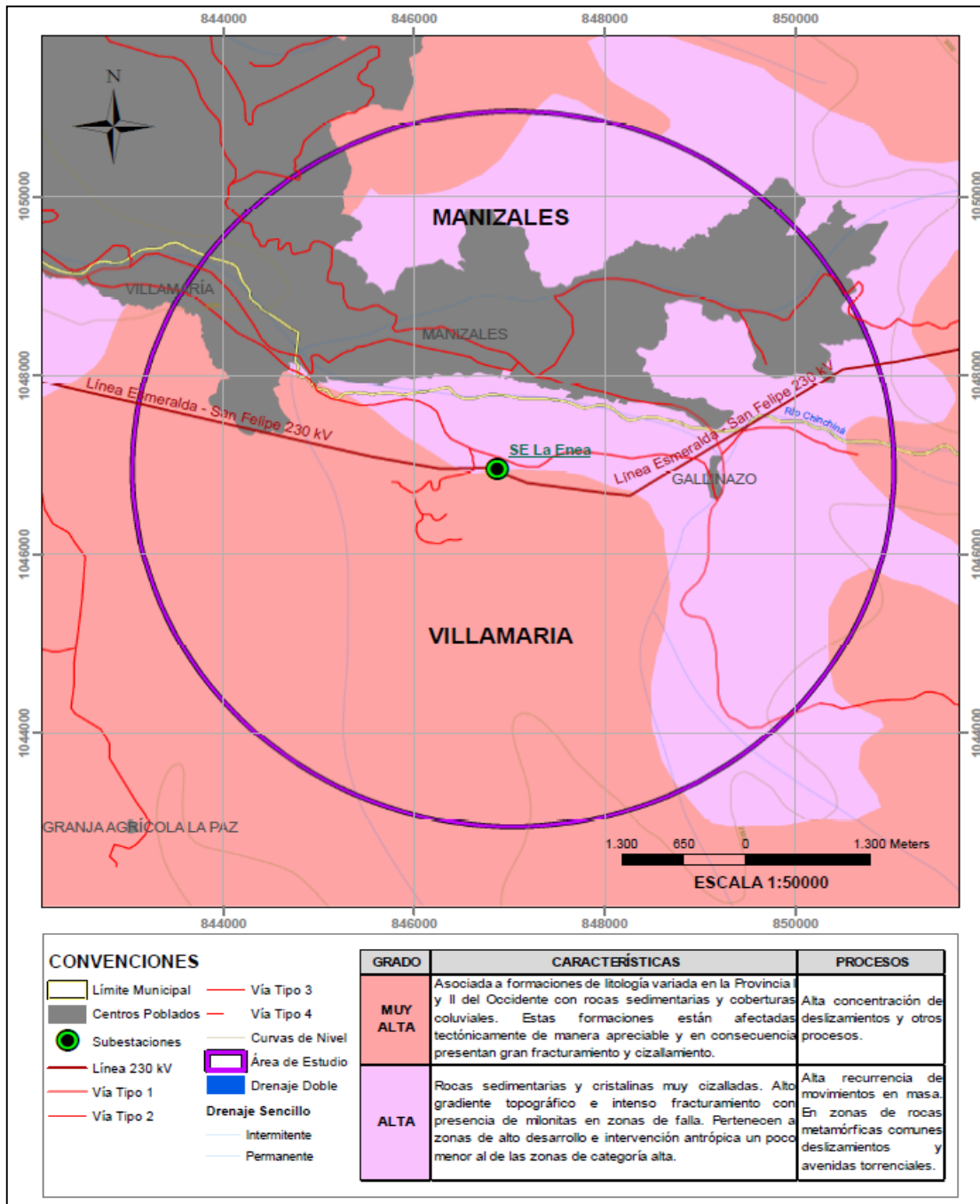
Gráfica 6-136. Grados de erosión dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Erosión, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19 de agosto de 2014]

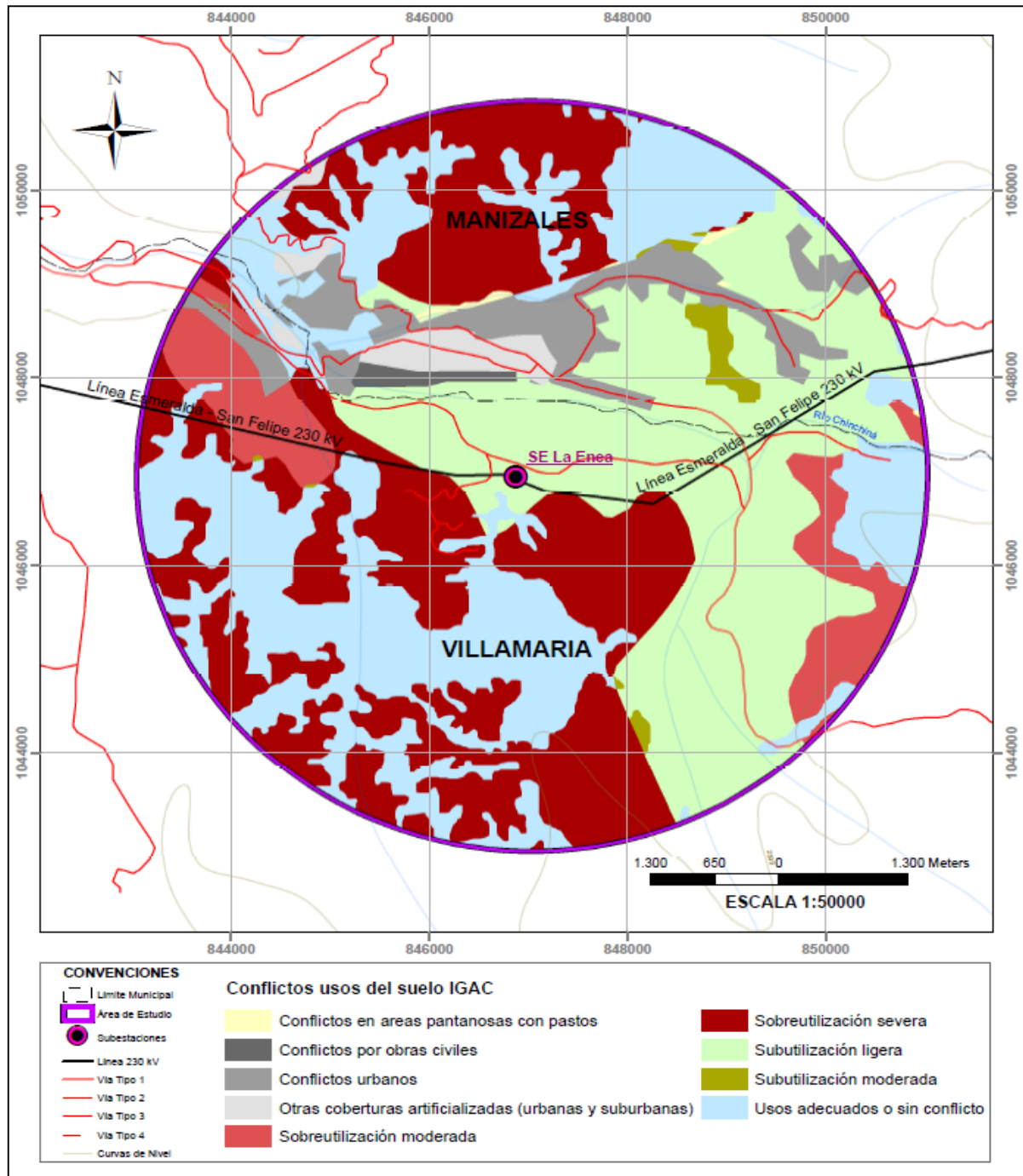
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-137. Grados de amenaza de remoción en masa dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: IGAC, Amenaza por remoción en masa, 2012, <http://sigotn.igac.gov.co/sigotn> [Consulta: 19/agos/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

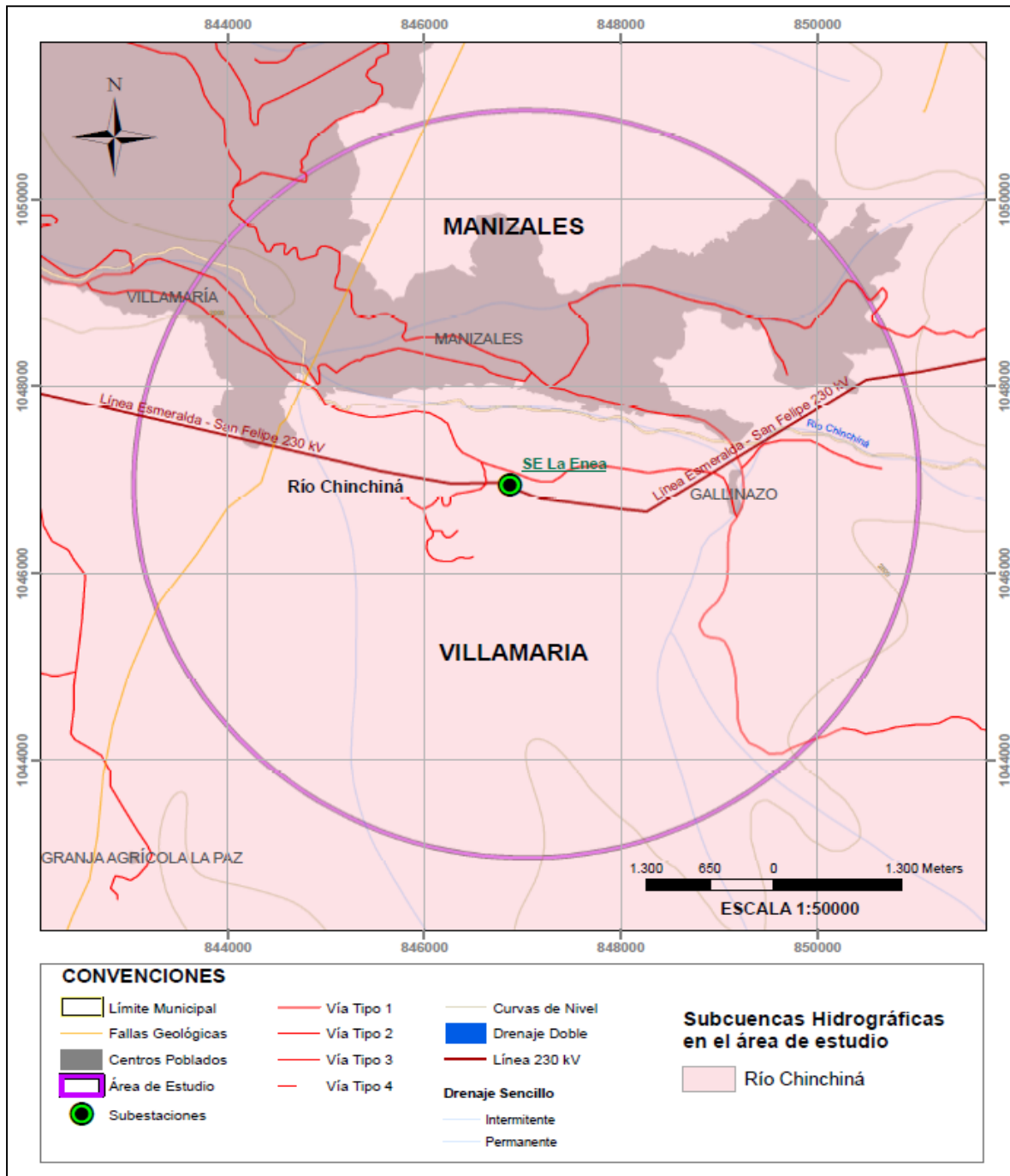
Gráfica 6-138. Conflictos usos de suelo, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: IGAC, 2013

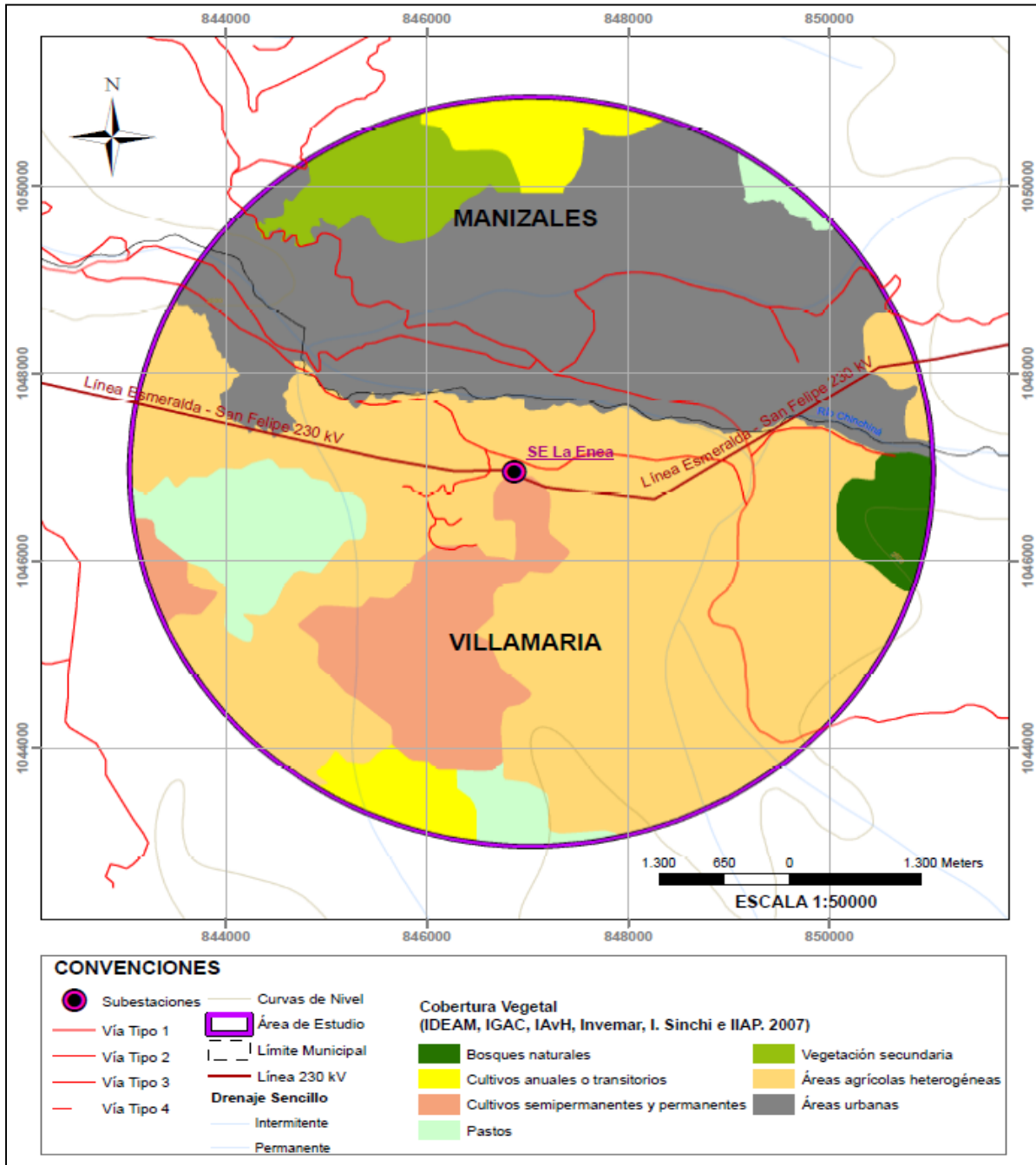
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-139. Subcuencas hidrográficas, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: EPM, 2014 (Información IDEAM e IGAC)
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-140. Cobertura vegetal dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007

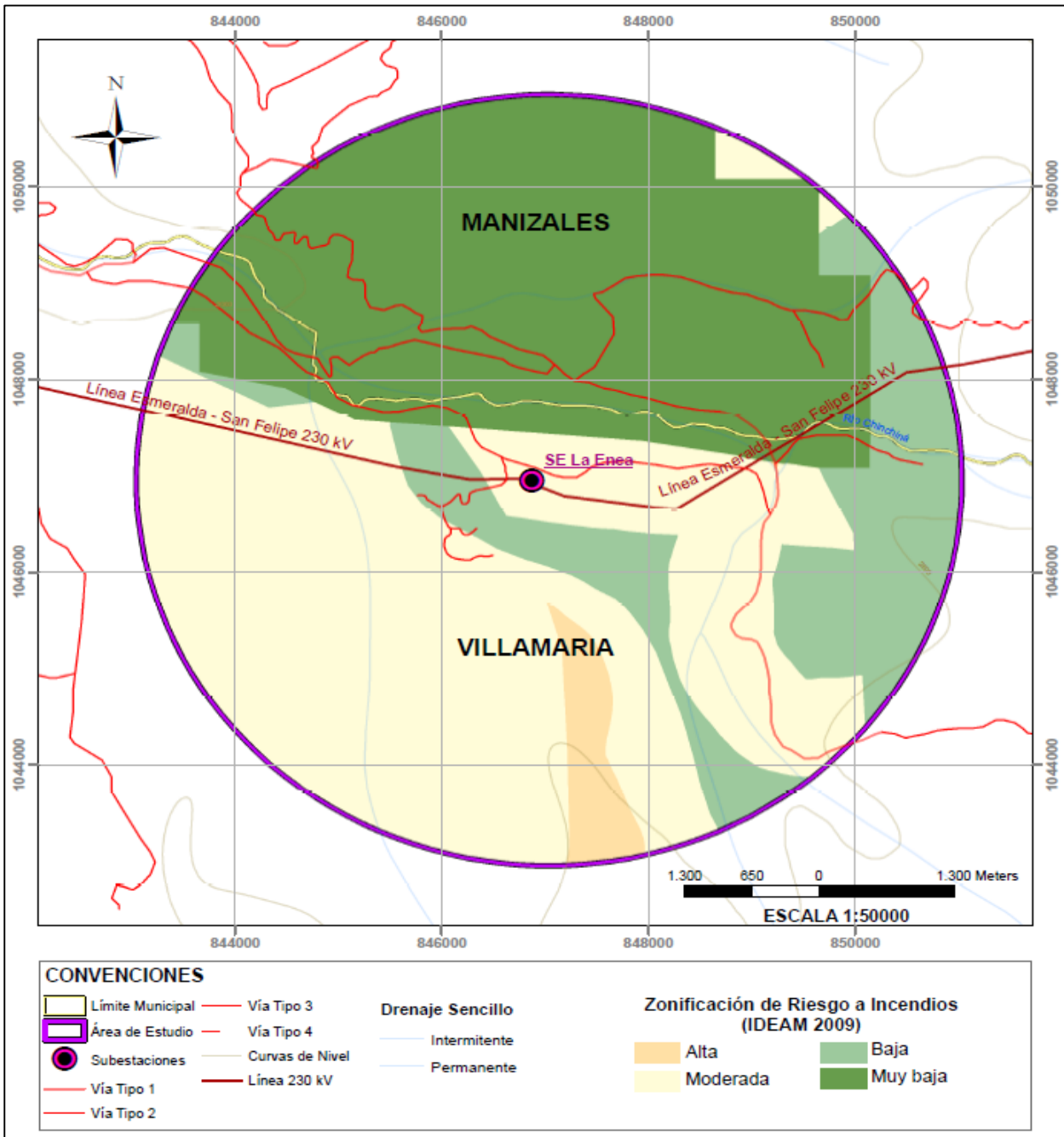
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-90. Cobertura vegetal, biomas y ecosistemas presentes en el área de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV

COBERTURA	BIOMA			ECOSISTEMA
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobiomas Andes	medios	de los	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma medio de los Andes
Áreas urbanas	Orobiomas Andes	medios	de los	Áreas urbanas del orobioma medio de los Andes
Bosques naturales	Orobiomas Andes	medios	de los	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
Cultivos anuales o transitorios	Orobiomas Andes	medios	de los	Cultivos anuales o transitorios del orobioma medio de los Andes
Cultivos semipermanentes y permanentes	Orobiomas Andes	medios	de los	Cultivos semipermanentes y permanentes del orobioma medio de los Andes
Pastos	Orobiomas Andes	medios	de los	Pastos del orobioma medio de los Andes
Vegetación secundaria	Orobiomas Andes	medios	de los	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes

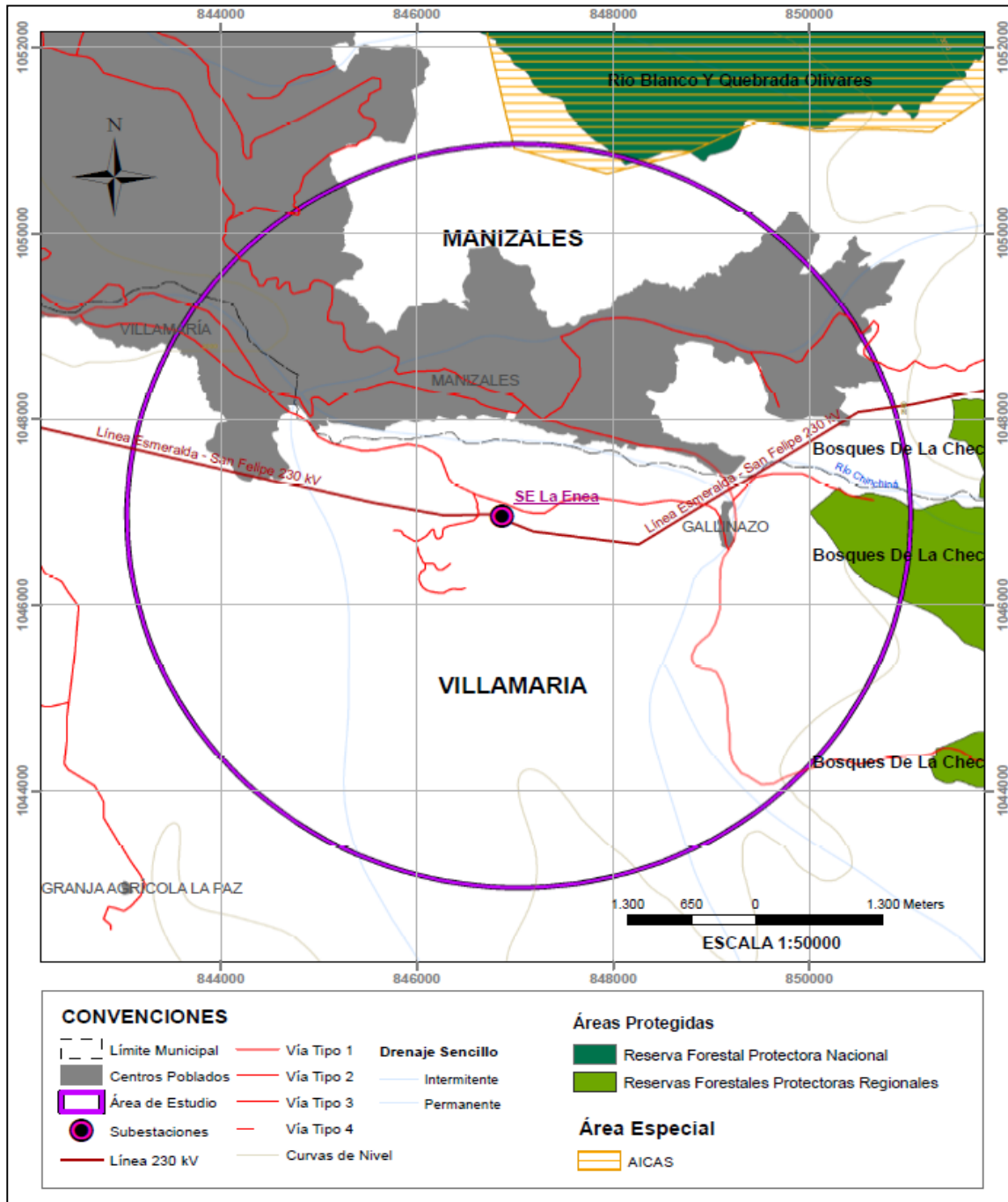
Fuente de datos: IDEAM, IGAC, IAvH, Invemar, I. Sinchi e IIAP, 2007
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-141. Zonificación de riesgo a incendios dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



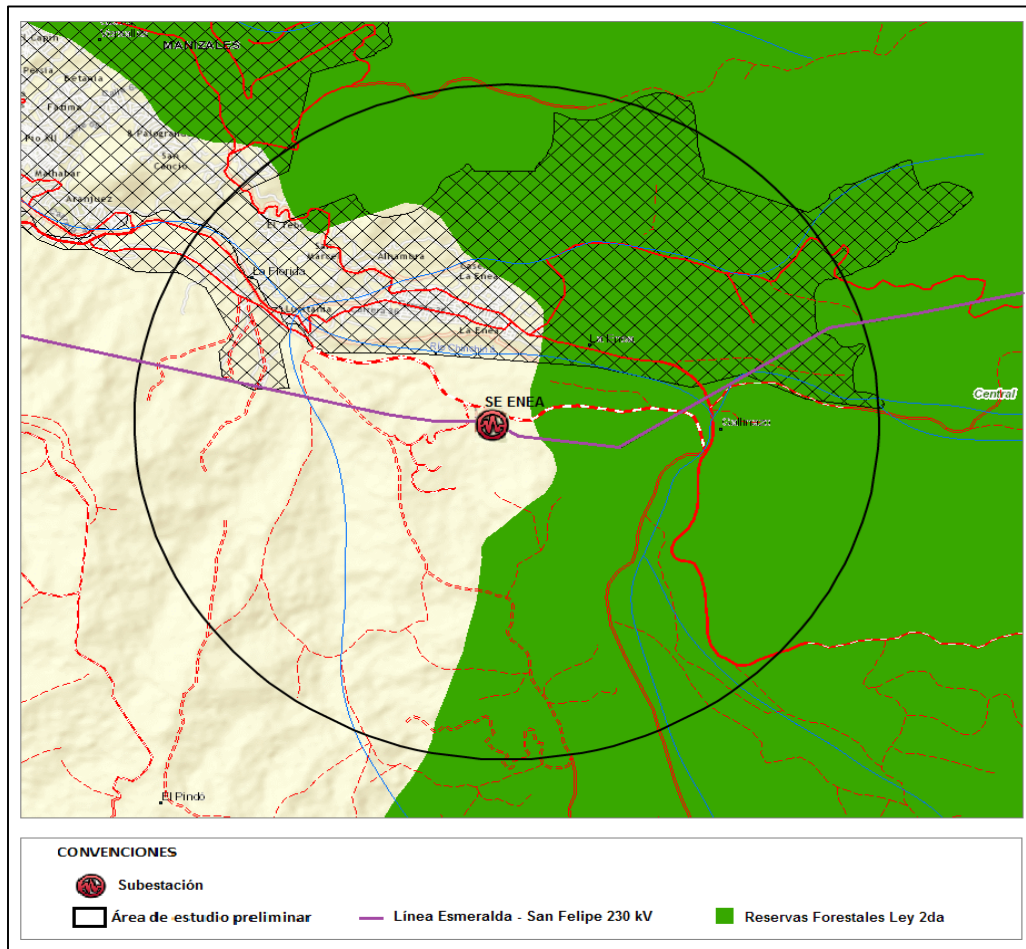
Fuente de datos: IDEAM, Zonificación de riesgo a incendios, 2009, Servicio WMS: <http://bacata.ideam.gov.co/geoserver/wms?>
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-142. Áreas protegidas dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: Dirección de Parques Nacionales Naturales, 2014
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-143. Reserva de Ley 2da dentro del área de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



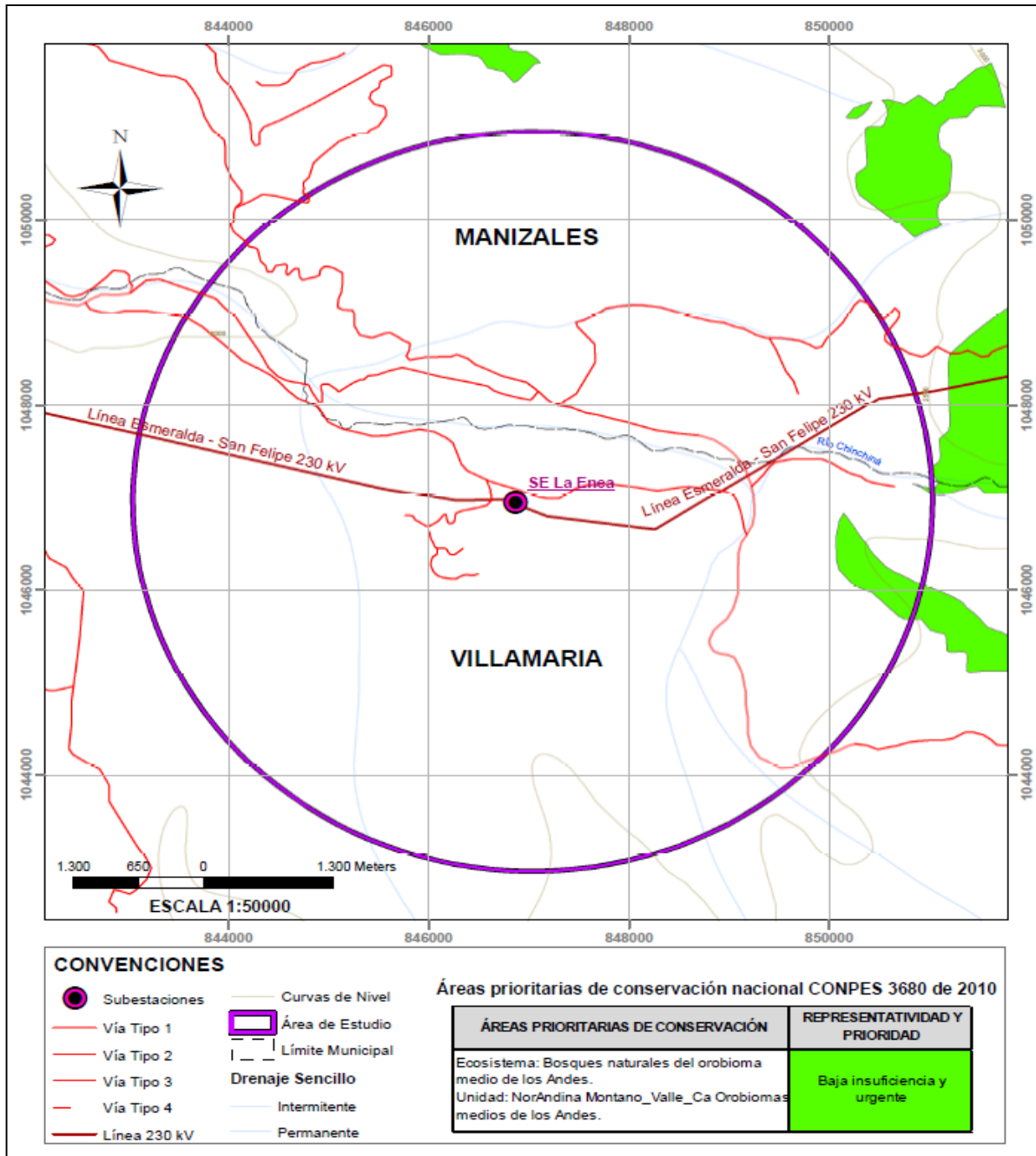
Fuente de datos: Sistema de Parques Nacionales Naturales, Sistema Nacional de Áreas Protegidas, 2012; MADS, Zona de Reserva Forestal Ley 2da, <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 22 de julio de 2014]

Tabla 6-91. Áreas protegidas y especiales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV

MUNICIPIOS/UBICACIÓN	ECOSISTEMA ESTRATÉGICO/ÁREA ESPECIAL	NORMATIVIDAD
Villamaría y Manizales	Zona Reserva Forestal Central	Ley 2 de 1959
Villamaría	Reserva Forestal Protectora Regional Bosques de La Chec	CORPOCALDAS 7/2/2002
Manizales	Reserva Forestal Protectora Nacional Río Blanco y Quebrada Olivares	MADS 4/6/1992
Manizales	AICA CO045 - Reserva hidrográfica, forestal y parque ecológico de Río Blanco	---

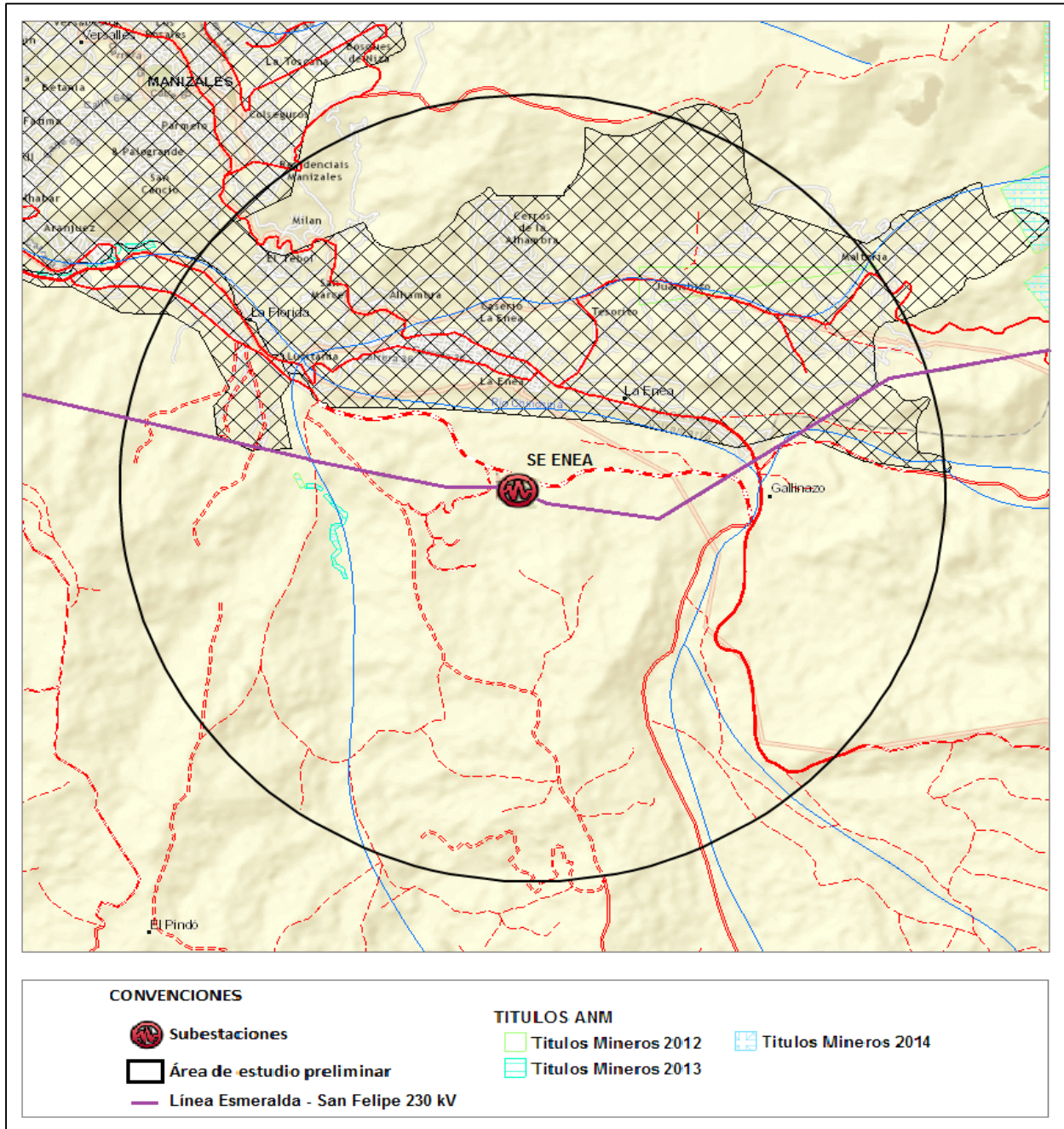
Fuente de datos: Sistema de Parques Nacionales Naturales, Sistema Nacional de Áreas Protegidas; 2012, AICAs (2007-2008), <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 22 de julio de 2014]

Gráfica 6-144. Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010, dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: Parques Nacionales Naturales, 2009
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-145. Títulos mineros dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV

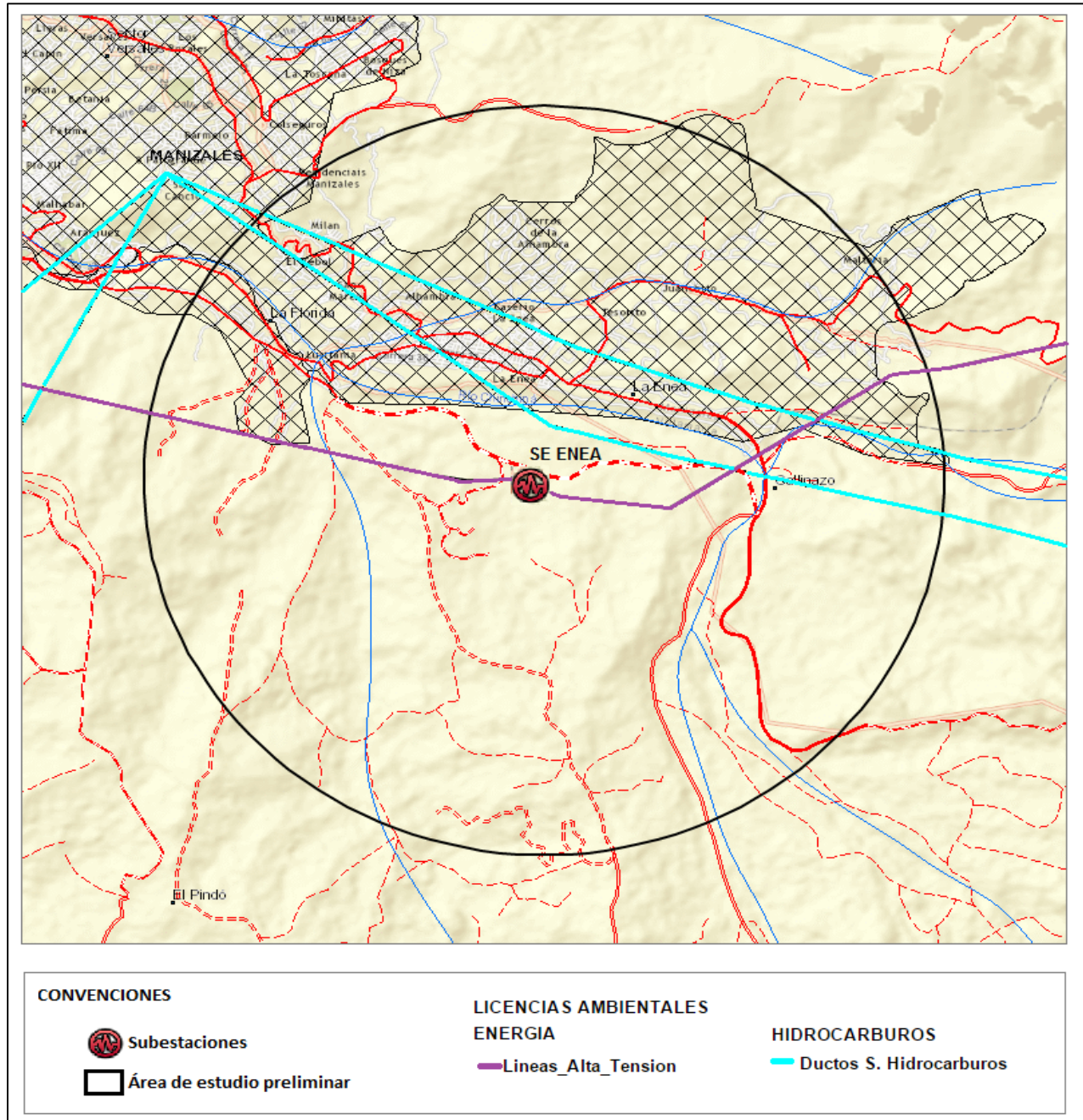


NOTA: Información detallada sobre Títulos Mineros, puede ser consultada en la Base de datos del SIAC

Fuente de datos: <http://sig.anla.gov.co:8083/>

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-146. Licencias ambientales dentro del polígono de estudio preliminar Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV



Fuente de datos: ANLA, Licenciamiento Ambiental, 2013-2014; <http://sig.anla.gov.co:8083/> [Consulta: 10/nov/2014]
 Fuente de gráfica: UPME

Según información georreferenciada del Ministerio del Interior e INCODER, dentro del área de estudio preliminar del Proyecto Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV, no se encuentran tierras de comunidades negras, resguardos indígenas, consejos titulados ni resguardos titulados. Sin embargo, esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

Adicionalmente, de acuerdo con información de la Dirección de Parques Nacionales Naturales, del visor geográfico SIAC, del Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt y del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, según corresponda, en el área de estudio preliminar No se encuentran: Parques Nacionales Naturales, Parques Nacionales Regionales, Distritos Regionales de Manejo Integrado, Distritos de Conservación de Suelos, Áreas de Recreación, Reservas Naturales de la Sociedad Civil, Complejos de Páramos, Humedales, Humedales Ramsar, ni Zonas Susceptibles a la Inundación.

6.9 Visión de Largo Plazo

En el futuro se observa un alto porcentaje de penetración de fuentes renovables no convencionales de energía potencializado por la ley de renovable 1715 de 2014, al igual que una integración de los mercados regionales de Centro América y el Cono Andino. Así mismo, se prevé un incremento sostenido de la demanda de electricidad, al igual que una mayor resistencia a la construcción de nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica y plantas de generación.

Estas situaciones van a exigir cada vez más al Sistema Interconectado Nacional, llevándolo a sus límites de capacidad. Lo anterior requiere una planeación integral y anticipativa por parte de la UPME, incorporando nuevos esquemas de Planeamiento y tecnologías.

En este sentido, a continuación se presenta la visión de la Largo Plazo del Sistema Interconectado Nacional, partiendo de la infraestructura definida en el presente Plan. Se plantean de manera general dos rutas tecnológicas para la solución de la problemática (una convencional y “no convencional”).

Nuevo nivel de tensión en el SIN y dobles circuitos en 500 kV

Independientemente de la incorporación de generación distribuida en el sistema y planes de uso eficiente de energía, se proyecta unos valores importantes de demanda (2030), los cuales implican nuevos retos para transportar energía eléctrica entre áreas, es por lo anterior que es importante la definición de corredores en niveles de tensión superiores o el aprovechamiento de los corredores actuales en 500 kV; esto último, teniendo en cuenta que para la red definida en 500 kV, se contará con la posibilidad de implementar estructuras doble circuito.

Como propuesta inicial, se plantea la posibilidad de instalar un segundo circuito en 500 kV aprovechando las estructuras doble circuito para la red definida; dependiendo de las necesidades, a continuación se presentan los corredores que pueden presentar esta posibilidad:

- Cerromatoso – Chinú – Copey.
- Nueva Esperanza – Virginia.
- Virginia – Medellín – Ituango.
- Ituango – Cerromatoso.
- Virginia – Alfez – San Marcos

Para el caso de ser necesario el cambio de nivel de tensión a un nivel superior (750 kV), se pueden definir corredores que interconectan las diferentes áreas junto con una nueva transformación 750/230 kV, al igual que compensación reactiva de naturaleza inductiva.

Vale la pena mencionar que las violaciones de tensión que se identifican ante contingencia en las áreas Caribe y Oriental se materializan en el largo plazo, inclusive con las nuevas obras definidas. De todas maneras, esta propuesta debe analizarse a la luz de los futuros proyectos de generación que se instalen en el SIN, crecimientos de demanda y necesidades de mejora de la confiabilidad del sistema, ya que con la ubicación estratégicas de ciertas plantas, los requerimientos de transmisión disminuyen.

Nueva subestación a 500 kV en la sub área Atlántico

Los crecimientos de demanda en la sub área y la generación ubicada en la misma, hacen necesario que adicional a las obras de expansión correspondientes a Caracolí y obras a nivel del STR en Atlántico, se estudie obras tendientes a cerrar el anillo en 220 kV, con el fin de potenciar las obras a nivel del STR planteadas por el Operador de Red, definiendo un nuevo punto de inyección 220/110 kV.

Así mismo, se deberá estudiar un nuevo punto de conexión en 500 kV, como propuesta se plantea Nueva Barranquilla y su conexión al Sistema a través de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana 500 kV y Nueva Barranquilla – Bolívar 500 kV. Así mismo, la instalación de dos nuevos transformadores 500/220 kV, uno en Nueva Barranquilla y otro en Sabanalarga.

Instalación de Compensación Dinámica en el área Caribe

Se observa en el largo plazo altos requerimientos de potencia reactiva en el área Caribe. Si bien el corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV reduce dichas necesidades, la ubicación estratégica de un Compensador Estático Variable - SVC en esta zona, permitiría un adecuado control de tensiones y un mejor amortiguamiento de las oscilaciones ante contingencias. Esta medida se puede complementar con el cierre del anillo a nivel de 500 kV entre las subestaciones Bolívar y Sabanalarga (o corredor Bolívar – Nueva Barranquilla - Sabanalarga).

Necesidades de soporte de tensión en el área Nordeste

Actualmente se observan violaciones de tensión en el área ante contingencias en el STN, específicamente la falla del transformador Ocaña 500/230 kV. Ello amerita la programación de generación de seguridad, lo cual dependiendo del despacho económico, puede ocasionar restricciones a la demanda. En este sentido, se plantean dos alternativas de solución:

- Instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación Ocaña.
- Instalación de un SVC en cualquiera de las subestaciones a nivel de 230 kV del área (Ocaña, San Mateo, Belén o Tasajero).

Necesidades de expansión en la sub área Chocó

Se observan violaciones de tensión en la sub área bajo condiciones normales de operación y ante contingencias en el STR. Aunque se definió un nuevo punto de conexión a nivel del STR, se plantea un nuevo punto de conexión a nivel del STN:

- Nueva subestación a nivel de 230 kV. Se plantea la nueva subestación Quibdo y su incorporación al Sistema a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Ancón Sur – Esmeralda 230 kV, además de obras complementarias a nivel del STR.
- Teniendo en cuenta los recursos hídricos del departamento, evaluar la posibilidad de instalar nuevas plantas de generación en la zona, reforzando también el STR y STN.

Redes de transmisión al interior de los principales centros urbanos

Debido al intenso crecimiento de la demanda de energía eléctrica en las principales ciudades del país, se ha identificado la necesidad del Sistema de Transmisión Nacional – STN, al menos a nivel de 230 kV, al interior de los principales centros urbanos. Esto permitiría atender la demanda en el largo plazo, bajo criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Del análisis realizado, se tomó como referencia la red de Bogotá. Se identificaron las ventajas eléctricas de una posible conexión al STN en el interior de la ciudad, potencial Salitre 230 kV, y su impacto sobre cargabilidades y tensiones en estos STR's.

No obstante, lo anterior implica la construcción de infraestructura en cascos urbanos, con todos los problemas físicos, ambientales, urbanísticos, de servidumbres y de coincidencia con otros proyectos de servicios públicos. Si bien las redes subterráneas pueden representar una solución, sus costos son elevados y puede inviabilizar un proyecto de transmisión. En este sentido, se plantea que el Sistema de Transmisión Nacional - STN y el Sistema de Transmisión Regional - STR puedan compartir físicamente su infraestructura de soporte de líneas (torres).

Expansión del STN en el Sur del país

La expansión en esta zona depende en gran medida de las exportaciones al Ecuador y el desarrollo de futuros proyectos de generación. Con nueva capacidad instalada, es posible atender altas exportaciones; sin ella, se observan altas exigencias de potencia activa y reactiva, lo cual implicaría expansión en el STN.

Con la integración energética Colombia – Chile, sería necesario llevar la red a 500 kV hasta Nariño. Para este último caso, se propone la nueva subestación Jamondino con su conexión a Alférez, y un nuevo enlace entre Colombia y Ecuador en este mismo nivel de tensión.

Respecto a los problemas de bajas tensiones en Nariño, se encuentra conveniente energizar total o parcialmente el corredor Jamondino – Junín – Tumaco a 230 kV. Lo anterior permite resolver la problemática citada y viabilizar la conexión de nuevas demandas.

Dispositivos almacenadores de Energía

Tal como se estableció en el Plan de Generación, es cada vez mayor el interés de instalar nuevas tecnologías, particularmente plantas de naturaleza eólica en el norte de la Guajira, incluso teniendo al momento de la emisión de el presente documento, solicitudes formales de conexión cuyas capacidades oscilan entre los 100, 200 y 500 MW. Además de reforzar la red de 220 kV en la sub área GCM y constituir un nuevo punto a 500 kV en Cuestecitas, conectándolo a la subestación Copey, obras definidas en el presente Plan, es muy importante considerar las variaciones de frecuencia a las que puede estar expuesto el sistema por la intermitencia del recurso, lo anterior cuando los porcentajes de penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE son muy altos. En este sentido, sería necesario el estudio de elementos almacenadores de energía, que mantengan el nivel de potencia comprometido por la planta, reduciendo las oscilaciones de tensión y potencia de la red eléctrica, garantizando también de esta manera la frecuencia del sistema.

Dichos elementos también podrían ayudar a nivelar la curva de carga, almacenando potencia durante periodos de baja carga, y entregándola en aquellos momentos donde la demanda es alta. Esto ocasiona una menor programación de recursos de generación.

Transformadores desfasadores de fase

Es fundamental empezar a estudiar en detalle este tipo de dispositivos y su aplicación en el Sistema Colombiano, máxime cuando hoy en día se tienen tantos problemas para la consecución de corredores y la construcción de nuevas líneas de transmisión. Estos dispositivos, los transformadores desfasadores PST's, son soluciones que se pueden implementar rápidamente, dada la problemática actual para ejecutar los proyectos de expansión (licenciamiento ambiental, objeción de las comunidades, hallazgos arqueológicos, etc.).

Los transformadores desfasadores pueden incrementar o limitar las transferencias de potencia a través de un circuito, modificando la diferencia angular del voltaje entre dos puntos específicos, es decir, “trabaja” modificando el ángulo y no la impedancia equivalente, como lo haría un Capacitor maniobrable controlado por tiristores – TCSC. A continuación se planten algunas alternativas de solución en algunas sub áreas del sistema, considerando esta clase de dispositivos.

Redes HVDC

Teniendo en cuenta que los crecimientos demográficos importantes se están dando en las grandes ciudades, es necesario utilizar esta tecnología para interconectar grandes distancias (Demanda – Generación) teniendo en cuenta las ventajas que plantea este tipo de transmisión relacionada con un menor ancho de servidumbres lo que se ve reflejado en un menor impacto social y ambiental.

7 LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES QUE CONTRIBUYEN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

7.1 Direccionamiento Estratégico Sectorial e Institucional – Plan Nacional de Desarrollo y Plan Cuatrienal UPME

El presente capítulo presenta el contexto ambiental del Plan de Expansión de Referencia de Generación. Para el análisis se tuvo en cuenta el direccionamiento estratégico sectorial e institucional energéticos así como los lineamientos de las diferentes políticas de sostenibilidad ambiental y social.

En este sentido, se consideran elementos de direccionamiento estratégico relacionados con la participación del sector energético en la protección de los socio-ecosistemas que prestan servicios como regulación hídrica, regulación en el aporte de sedimentos y capacidad adaptativa para una mayor resiliencia a los efectos de eventos climatológicos y del cambio climático.

El Plan de Expansión de Referencia de Generación plantea acciones de planeación y sinergia interinstitucional para hacer un uso más sostenible, con menores impactos ambientales y un mejor aprovechamiento del recurso hídrico así como seguir avanzando en el conocimiento de los principales factores de vulnerabilidad y en el planteamiento de medidas de adaptación a la variabilidad del clima y al cambio climático y de acciones y estrategias de mitigación del sector de generación, en el marco de un desarrollo bajo en carbono.

El capítulo también aborda los mecanismos para dar respuesta a la creciente necesidad de una mayor y mejor interacción entre los diversos actores del sector energético con actores de la institucionalidad ambiental así como la mayor participación que debe tener el sector energético en los instrumentos de implementación de las políticas ambientales, entre otros.

7.2 Lineamientos de Política de Sostenibilidad Ambiental del Plan de Expansión de Referencia de Generación - PERG

Objetivo de sostenibilidad ambiental y social del PERG

El propósito de la incorporación de elementos de sostenibilidad ambiental, desde una fase temprana de la planificación de la expansión en generación eléctrica, es garantizar la coherencias entre las políticas públicas de protección de los recursos naturales renovables y de sostenibilidad ambiental y social, de tal forma que se puedan prevenir potenciales efectos ambientales y sociales indirectos, acumulativos o sinérgicos de mediano y largo plazo. De esta manera, se espera generar un marco indicativo con lineamientos de gestión ambiental y social que oriente los programas y proyectos a desarrollar en el territorio colombiano.

Seguir los lineamientos esbozados en el presente plan facilitará y agilizará, a nivel de los proyectos, el abordaje integral de la evaluación de impactos ambientales, de las consultas previas y de cualquier otro

mecanismo de participación ciudadana, lo que muy seguramente redundará en menores tiempos para tramitar las licencias ambientales.

Sinergia entre actores y competencias

La identificación e interacción de y entre actores públicos y privados del subsector de generación eléctrica con actores externos al sector y sus roles es tarea fundamental para avanzar en la incorporación de elementos relevantes para la sostenibilidad ambiental y social durante el ciclo de vida de planeación sectorial y de ejecución de los proyectos. Esta mayor integración redundará en proyectos con mayor aceptación social.

Aspectos sociales y participación – Rendición de cuentas

Es esencial respetar los derechos constitucionales de las comunidades étnicas y establecer un diálogo intercultural a través de mecanismos como el de la consulta previa, en el que sea posible construir conjuntamente un Estado Social de Derecho en nuestro país.

La Consulta Previa²⁰, derecho fundamental de los Grupos Étnicos, es un proceso a través del cual las Comunidades Negras Afrocolombianas, Raizales, Palenqueras, Rom y los pueblos indígenas participan en la toma de decisiones de asuntos susceptibles de afectarlos directamente. Se trata además de un mecanismo de protección de la integridad de un pueblo o comunidad, su destino, su territorio, los recursos naturales y sus valores culturales, sociales y económicos, los cuales son indispensables para su subsistencia como grupo humano.

En este sentido, la sentencia SU- 030/ 97 establece que “El derecho fundamental de la comunidad a preservar la integridad se garantiza y efectiviza a través del ejercicio de otro derecho que también tiene el carácter de fundamental, en los términos del art. 40, numeral 2 de la Constitución, como **es el derecho de participación de la comunidad en la adopción de las decisiones que los afecten**”. (Negrilla fuera de texto)

Para garantizar este derecho es importante establecer si existe o no presencia de grupos étnicos en áreas de influencia de proyectos de generación y con el acompañamiento del Ministerio del Interior y los entes de control iniciar dicho proceso.

²⁰ El Derecho fundamental a la Consulta Previa se encuentra en el Convenio No. 169 de la OIT “Convenio sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, 1989” aprobado por Colombia a través de la Ley 21 de 1991

- Que se debe consultar?

Medidas legislativas o administrativas

Convenio No. 169 de la OIT *Artículo 6. 1. a) “Consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean **medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente**”.*

Convenio No. 169 de la OIT *Artículo 7. 1.” Los pueblos deberán participar en la formulación, aplicación y evaluación de **los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles**”.*

Programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras

Convenio No. 169 de la OIT, *Artículo 15. 2. “establecer o mantener procedimientos con miras a consultar a los pueblos interesados, a fin de determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados, y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier **programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras**. Los pueblos interesados deberán participar siempre que sea posible en los beneficios que reporten tales actividades, y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.*

- A quién se debe consultar?

Convenio No. 169 de la OIT *Artículo 1. 1. El presente Convenio se aplica:*

a) A los pueblos tribales: Comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales, Palenqueras, Rom o Gitano.

b) A los pueblos indígenas. En cuanto a las consultas previas de políticas, planes, programas o proyectos de orden nacional, a cargo de entidades del orden nacional o descentralizadas, el DNP expidió el documento denominado “Apuntes sobre la consulta previa con Grupo Étnicos” (2011), que tiene como propósito aportar información básica acerca de los elementos que se deben tener en cuenta con relación al derecho fundamental de Consulta Previa que debe surtir el Estado con los grupos étnicos: Comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales y Palenqueras; Pueblos Indígenas y Pueblo Rrom_Gitano. Asimismo, la Directiva Presidencial 01 de 2010 contiene las líneas de acción que deben ser consideradas con relación a la consulta previa de políticas, planes, programas o proyectos de orden nacional.

Al momento de formular el presente Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión, se encontraba en ajuste un proyecto de decreto por “*el cual se reglamenta parcialmente la ley 21 de 1991 en lo atinente a las consultas previas de proyectos, obras, actividades que se vayan a desarrollar en territorios que las comunidades indígenas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras ocupan o utilizan, así como de actos administrativos que afecten el ordenamiento territorial, los usos permitidos del suelo, la facultad para utilizar los recursos naturales, o las actividades permitidas en dichos territorios*”. Este decreto sustituiría y derogaría los decretos 1320 de 1998 y el 2613 de 2013.

Adicionalmente, se busca fortalecer la capacidad de respuesta del Ministerio del Interior para cumplir sus funciones relacionadas con la certificación de la presencia o no de minorías étnicas en territorios en los que se desarrollen proyectos de desarrollo nacional así como con funciones relacionadas con facilitar la consulta previa que ordena la ley en los casos en que proceda.

Para el oportuno y cabal desarrollo de los proyectos del plan de expansión se debe entonces no sólo prever con la debida anticipación la implementación de los mecanismos de divulgación y participación para las minorías étnicas sino también los de participación ciudadana previstos en el marco de las licencias, permisos y trámites de carácter ambiental.

Para este fin resulta fundamental la divulgación y socialización de los proyectos, obras o actividades de infraestructura requeridos para la expansión eléctrica desde las fases más tempranas de su estructuración con el fin de asegurar la prevención de conflictos sociales y abordar, de manera más integral, su ejecución y operación. Para esto, es necesario considerar en el cronograma y presupuesto de los proyectos, el tiempo y los recursos económicos necesarios para adelantar las acciones requeridas en materia de participación ciudadana.

Facilitar la interacción y el diálogo en torno a la protección y la gestión integral del recurso hídrico, con énfasis en planificación de cuencas, gestión del riesgo, cambio climático y servicios ecosistémicos permitirá que los proyectos de expansión de generación eléctrica consideren las potenciales externalidades ambientales y sociales, la importancia de conservar y aprovechar sosteniblemente bienes y servicios ecosistémicos e incorporar en sus programas de ejecución las acciones requeridas para su gestión, tanto a nivel privado como público.

Con respecto a las transferencias del sector eléctrico, es claro que si bien se trata de recursos propios de las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR, de las de Desarrollo Sostenible y de los municipios receptores, también es claro que se debe propiciar la rendición de cuentas por parte de las entidades receptoras. Entidades competentes para la vigilancia de las inversiones, tales como la Contraloría General de la República deben velar por el seguimiento a la correcta inversión en términos de la ley, de modo que la sociedad en su conjunto vea el beneficio para asegurar la presente y futura prestación de los servicios ecosistémicos de las cuencas abastecedoras.

7.3 Instrumentos de Gestión Ambiental: Licencia Ambiental; Permisos, Autorizaciones y Concesiones Ambientales; Proyectos de Interés Nacional y Estratégico - PINEs

Con la expedición de ley 99 de 1993 entró en vigencia la exigencia de licencia ambiental para aquellas actividades que puedan producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o sobre el medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje.

Actualmente, el decreto 2820 de 2010 reglamenta el título VIII de la Ley 99 de 1993 y establece cuáles actividades están sujetas a obtener licencia ambiental y cuáles autoridades son competentes para su evaluación y expedición.

El Código de los Recursos Naturales Renovables constituye el marco normativo para el uso o aprovechamiento de estos recursos, lo que implica obtener permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, reglamentados por medio de decretos y resoluciones.

La institucionalidad de orden nacional para conocer de los proyectos de orden nacional de determinada magnitud (de acuerdo con límites establecidos en el decreto 2820 de 2010) es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, a partir de la expedición del decreto 3573 de 2011. Por otra parte, les corresponde a las CAR administrar el uso o aprovechamiento de los recursos naturales renovables en sus respectivas jurisdicciones.

Por su parte, el decreto 3570 de 2011 le asigna al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible funciones relacionadas con emitir criterios de evaluación para los estudios de impacto ambiental, así como fijar términos de referencia para dichos estudios.

En contraste con los instrumentos de comando y control como la licencia ambiental, los permisos, autorizaciones o concesiones, existen instrumentos voluntarios, facilitadores de la gestión como son los manuales, guías, protocolos de mejores prácticas y los códigos voluntarios, entre otros.

En la medida en que se incorporen, desde las fases más tempranas de concepción y pre-factibilidad de los proyectos de generación eléctrica, criterios de sostenibilidad ambiental y social, a la par con criterios económicos, tecnológicos y financieros, se prevendrán conflictos sociales y se internalizarán los costos sobre el medio ambiente, los recursos naturales renovables o las comunidades.

Tanto en la planeación sectorial como en la de proyectos, se debe velar por incluir en los cronogramas de ejecución los tiempos y plazos previstos en las leyes (y en la práctica también) para las respectivas consultas previas (en los casos que proceda) – Decreto 1320 de 1998 o el que lo modifique o sustituya, reglamentario de la Consulta Previa con minorías étnicas para efectos de la explotación de recursos naturales dentro de sus territorios; audiencias públicas y demás mecanismos de participación ciudadana en el marco de la licencia ambiental (título X de la ley 99 de 1993).

Por otra parte, es necesario avanzar en la optimización de los procesos de evaluación de impacto ambiental, a través del fortalecimiento de las entidades ambientales y sectoriales, así como de quienes intervienen en los proyectos, de manera que a la vez que se logra la prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos ambientales, se cumple con los cronogramas de la entrada de la infraestructura energética que requiere el país y no se pone en riesgo el abastecimiento oportuno ni se generan sobre-costos que impactan la tarifa de los usuarios finales.

En este sentido, la articulación del sector energético con la ANLA, con el MADS y con las autoridades ambientales regionales resulta fundamental para mejorar la comunicación y evitar demoras innecesarias por malentendidos o por falta de información o de aclaraciones oportunas y pertinentes de parte y parte.

7.4 Aprovechamiento del recurso hídrico (Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – PNGIRH)

7.4.1 Planes Estratégicos de macrocuencas y Planes de Ordenación y Manejo de las Cuencas Hidrográficas – POMCA

La UPME colabora en iniciativas lideradas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, MADS, tales como la definición de lineamientos estratégicos para la gestión integral del recurso hídrico a nivel de las macro-cuencas hidrográficas y en los lineamientos de orden nacional que el MADS les suministra a las CAR para la formulación de los Planes de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas del Decreto 1640 de 2012.

Al respecto, la UPME se ha vinculado y viene participando en la definición de lineamientos estratégicos para la gestión integral del recurso hídrico a nivel de las macro-cuencas hidrográficas, iniciando por las macro-cuencas Magdalena-Cauca y Caribe, aportando información relacionada con acciones relevantes para el sector minero-energético.

Entre las líneas de acción previstas en un posible acuerdo (documento en el que se trabajó durante un año entre actores públicos y privados del sector, que sería suscrito entre los ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Minas y Energía en torno a la gestión integral del recurso hídrico en estas macro-cuencas se tiene:

1. *Gestión de la oferta, demanda, calidad del agua y riesgo asociado al recurso hídrico:* con el fin de minimizar la generación de impactos ambientales sobre el recurso hídrico en el desarrollo de proyectos minero-energéticos: A través de un sistema de gestión integral del recurso hídrico de acceso público en proyectos del sector minero-energético con el fin de conocer y gestionar la oferta, la demanda, la calidad del agua (superficial y subterránea) y el riesgo para el recurso hídrico; de la promoción de la medición de los consumos reales de agua de los proyectos del sector minero-energético, a través de la instalación de equipos o medios confiables de medición que permitan reportar los resultados a las Autoridades Ambientales para su incorporación al Sistema de Información del Recurso Hídrico - SIRH que administra el IDEAM, así como para su integración al sistema de gestión integral del recurso hídrico de las áreas de gestión, en caso que se hayan conformado; de la prevención de pasivos ambientales en proyectos del sector minero-energético con incidencia en el recurso hídrico, mediante el fortalecimiento de los sistemas de seguimiento y control por parte de las autoridades del sector minero-energético, en coordinación con

las autoridades ambientales; y de la gestión con las autoridades competentes de la atención de los pasivos huérfanos con incidencia inminente en el recurso hídrico que afectan al sector minero-energético mediante una estrategia concertada y coordinada con el MME y MADS que permita identificarlos, priorizarlos, diseñar medidas de manejo e implementarlas.

2. *Fortalecimiento y coordinación interinstitucional:* con el fin de articular las acciones de planificación y gestión del sector minero- energético en las macrocuencas, con las de gestión integral del agua y las de planificación territorial. Este objetivo se lograría a través de: Articular las acciones de planificación del sector minero energético en las macrocuencas, con las de gestión integral del agua y las de planificación territorial, con la activa participación del MME, de sus Agencias (UPME, ANM, ANH) y de los principales actores del sector en el Consejo Ambiental Regional para la Macrocuena (CARMAC) y en las instancias de concertación de política pública en materia de ordenamiento y desarrollo territorial. Se busca igualmente consolidar un Sistema de Información Geográfica, SIG que incorpore para cada macrocuena las áreas de conservación, usuarios del recurso, los proyectos concesionados, los proyectos licenciados y demás proyectos que se pretendan realizar en la zona, bajo los parámetros técnicos establecidos por la ANLA y del Sistema de Información del Recurso Hídrico - SIRH que administra el IDEAM, de tal forma que permita organizar y gestionar la información y facilitar mecanismos para compartirla con los usuarios a través de los CARMAC. En la fase de prospectiva y zonificación ambiental establecida dentro del proceso de formulación de los POMCA21, deberá considerarse el análisis de las potencialidades minero-energéticas de la cuenca objeto de ordenación y manejo, así como la proyección del uso sostenible del agua por parte de los proyectos del sector minero-energético que cuenten con el respaldo del MME, de la UPME, de la ANM, o de la ANH, en especial, los Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos – PINES.
3. *Oferta Hídrica:* con el fin de conservar o restaurar la regulación hídrica natural de los ecosistemas donde se desarrollan los proyectos del sector minero energético, se busca identificar, por parte del MADS y las autoridades ambientales, de manera concertada con el MME, sus Agencias (UPME, ANM, ANH, IPSE) y empresas del sector minero energético, corredores prioritarios a nivel de macro-cuenca para crear un portafolio de proyectos de conservación, restauración y uso sostenible, que promuevan la conectividad ecosistémica con el fin de mantener y mejorar la regulación hídrica natural de las subzonas hidrográficas y subsiguientes en donde se concentran los proyectos del sector; de igual manera, establecer herramientas que permitan invertir prioritariamente los recursos de las medidas de mitigación, corrección y compensaciones ambientales e inversiones voluntarias del sector en dichos corredores, tanto para ecosistemas estratégicos delimitados como para los no incluidos en ninguna categoría de área protegida.

Con respecto a los POMCA, se espera que con la adopción de los lineamientos transversales anteriores a nivel de las macro-cuencas, estos se traduzcan y reflejen en los POMCA que se adopten por las CAR, para lo cual debe buscarse que el sector tenga representación en los comités de cuenca en los que se adoptarán los POMCA, de manera que se vean allí reflejadas las prioridades de conservación y mantenimiento de la cuenca y de los servicios ecosistémicos de los cuales depende la infraestructura de generación eléctrica del SIN.

21 Numeral 3.2.3 de la “Guía Técnica para la Formulación de los Planes de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas”, adoptada mediante Resolución MADS 1907 de 2013.

7.4.2 Caudal ambiental

Con respecto al caudal ambiental y dadas las implicaciones que tiene la aplicación de la metodología y la respectiva reglamentación por el MADS para el subsector de generación eléctrica, se conformó una mesa de trabajo conjunta entre el MME, la UPME, la ANLA, el MADS y Acolgen, con el fin de aportar información y conocimiento específico de estudios de caso que permitan identificar y hacer los ajustes requeridos a los criterios e indicadores de la metodología, los cuales hoy por hoy sugieren situaciones que no serían representativas de lo que en la práctica y bajo condiciones naturales ocurriría sin proyecto.

El espíritu general de la metodología propuesta por la ANLA en 2013 para estimar el caudal ambiental es incluir en la evaluación ambiental del Estudio de Impacto Ambiental, EIA, los factores hidrológicos, hidráulicos, biológicos y ecológicos. La ANLA analizó diferentes enfoques para la aplicabilidad de cada uno de los criterios de evaluación, con el fin de consolidar un criterio unificado que permitiera estimar el caudal ambiental que debe asegurar cada proyecto. Entre los indicadores que han sido objeto de análisis conjunto en la mesa de trabajo están los indicadores hidrológicos (valores Q95, 7Q10 y el Caudal Medio Mensual, QMM); criterios para determinar condiciones húmedas, medias y secas; indicadores de Integridad del Hábitat e indicador de Calidad del Agua, entre otros.

En cuanto a la fase del trámite ambiental en la que se aplicaría la metodología y se estimaría el caudal ambiental, la Unidad promueve su revisión por parte de la ANLA y del MADS, contemplando su aplicación en la fase de DAA ya que, como está previsto en el proyecto de resolución, si no se obtuviera el caudal ambiental para el EIA implicaría tener que regresar a la fase de DAA y multiplicar el ejercicio para cada una de las alternativas.

De acuerdo con la propuesta reglamentaria de la ANLA 2013 y una vez construido el proyecto, se realizaría una evaluación periódica para determinar si los indicadores posteriores a la construcción se mantienen en un rango admisible de variación respecto a los indicadores sin proyecto. De no ser así, se tendrían que ajustar los valores de caudal ambiental.

Al respecto, para el caso de proyectos hidroeléctricos, las entidades del sector energético incluida la Unidad, pusieron de relieve en la mesa interinstitucional el riesgo adicional que supondría este ajuste previsto en la versión preliminar de la norma de 2013 para la viabilidad del proyecto, ya que no se podrían garantizar condiciones técnicas de operación durante un periodo largo, que aseguren la estabilidad financiera y jurídica, aumentando la incertidumbre para los promotores de proyectos, lo cual implicaría en últimas un riesgo para el Estado al no asegurarse plenamente el abastecimiento de la demanda eléctrica.

En esta mesa también se han evaluado las implicaciones de la metodología en proyectos existentes con los mismos criterios de proyectos nuevos y las consideraciones relevantes para no afectar la viabilidad de proyectos existentes y por ende de la energía disponible.

En este sentido y con el ánimo de evaluar la metodología publicada por la ANLA en 2013, el MADS contrató en 2014 con la firma INGETEC S.A. una consultoría cuyo objeto es *“Evaluar la propuesta metodológica para la estimación y evaluación del caudal ambiental de acuerdo con los insumos existentes, haciendo los ajustes y aportes pertinentes a dicha propuesta”*.

La UPME seguirá participando activamente, junto con el MME y Acolgen, en los grupos de trabajo de expertos en modelaciones de generación hidroeléctrica y caudal ambiental. Se espera de esta manera

contribuir a la definición de una metodología de estimación de caudal ambiental que sea representativa de lo que ocurre en la naturaleza sin proyecto, de modo que la estimación del caudal ambiental para las condiciones específicas de cada proyecto permita mitigar los efectos sobre las funciones físicas, bióticas y socioeconómicas de la corriente de agua a la vez que permite el aprovechamiento del caudal para actividades de desarrollo entre las que se encuentra la generación hidroeléctrica y que a la vez que protege la integridad de los ecosistemas fluviales permita cumplir con los principios de confiabilidad y firmeza del sistema energético nacional.

7.5 Emisiones Atmosféricas por Combustión y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

7.5.1 Política de prevención y control de la contaminación del aire

En el caso del parque generador térmico, es indispensable tener claridad sobre las implicaciones ambientales relacionadas con las emisiones atmosféricas provenientes de la operación de las centrales de generación y cogeneración las cuales impactan la calidad del aire.

La política de prevención y control de la contaminación del aire tiene objetivos de protección de la calidad del aire a través de estrategias, indicadores y metas. La normatividad vigente establece estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas y para procesos de cogeneración, que buscan asegurar unas condiciones de calidad del aire adecuadas para la población y los socio-ecosistemas.

La expansión de la generación eléctrica deberá darse empleando las mejores tecnologías disponibles de manera que se cumpla con los estándares establecidos en la norma para nuevas centrales térmicas y procesos de cogeneración.

De manera complementaria, el Estatuto Tributario contempla incentivos relacionados con exclusión de IVA para equipos y elementos de prevención y control de la contaminación o monitoreo, que generen beneficios ambientales medibles y verificables, necesarios para dar cumplimiento a normas ambientales vigentes. Igualmente, existe un beneficio de deducción de hasta del 20% de la renta líquida por inversiones que hagan las personas jurídicas en sistemas de control ambiental o de monitoreo, siempre y cuando no sean adquiridos por mandato de una autoridad ambiental.

7.5.2 Cambio climático: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) – Vulnerabilidad, adaptación y mitigación (Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono).

En cuanto a la contribución de Colombia al total de gases de efecto invernadero, GEI, a nivel global, de acuerdo con la segunda comunicación nacional de cambio climático, en el inventario estimado para 2004, Colombia aportó el 0.37% (0.18 Gigatoneladas) del total emitido en el mundo (49 Gigatoneladas). De este aporte para el año 2004, el módulo de energía fue responsable del 36% de las emisiones de GEI, de los cuales la categoría consumo de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica fue responsable por el 8.5% del total.

En cuanto a vulnerabilidad y adaptación, no obstante la baja contribución de Colombia a los GEI a nivel global, el país es altamente vulnerable al Cambio Climático, lo que contribuye a las alteraciones que vienen dándose en el régimen hidrológico y que a su vez modifican la disponibilidad del agua para generación eléctrica y para otros usos puesto que amplían los períodos de sequía. De igual manera, la alteración hidroclimatológica puede provocar inundaciones, lo que puede llevar a reboses de agua en los embalses que pueden afectar cultivos u otras actividades que se desarrollen aguas abajo de la presa.

En 2013, la UPME desarrolló el estudio “*Vulnerabilidad y opciones de adaptación del sector eléctrico colombiano frente al cambio climático*”, cuyo objetivo era desarrollar el análisis de la exposición y vulnerabilidad del sector eléctrico Colombiano frente a las amenazas relacionadas con eventos de variabilidad y cambio climático y formular líneas gruesas de medidas de adaptación.

Como objetivos específicos el estudio buscaba: 1) Evaluar la frecuencia e intensidad de los eventos meteorológicos y climáticos amenazantes para el sector eléctrico; 2) Analizar la vulnerabilidad del sector eléctrico frente a la variabilidad y al cambio climático; 3) Identificar, evaluar y priorizar posibles medidas de adaptación del sector eléctrico.

En este estudio se diseñó un Índice de Vulnerabilidad que incluye cinco variables:

- Magnitud del cambio en las afluencias al embalse (ΔA).
- Número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría (NM)
- Orden según la Resiliencia del Embalse, dada por su capacidad para recuperarse de perturbaciones climáticas extremas (Re)
- Orden según la magnitud de los aumentos en la variabilidad climática (OVC).
- Orden según importancia relativa del embalse en términos de capacidad de generación, para el país (IR)

$$\text{Índice de Vulnerabilidad} = 100 * \frac{[-\Delta A] * NM * Re}{OVC * IR}$$

Con base en este índice se clasifican y priorizan los embalses en cuatro categorías de acuerdo con su nivel de vulnerabilidad, el cual se realizó con la información disponible y que está sujeto ajustes en función de los estudios que se están desarrollando por parte de agentes y la UPME.

Tabla 7-1 Nivel de Vulnerabilidad

Embalse	Magnitud del cambio en las afluencias al embalse (ΔQ).	Magnitud de los aumentos en la variabilidad climática (ΔCv)	No. de meses del año en que aumenta Variabilidad (Nm)	Importancia relativa del embalse en términos de capacidad de generación (IR)	Resiliencia del Embalse, dada por su capacidad para recuperarse de perturbaciones climáticas extremas (Re)	Índice de Vulnerabilidad	Nivel de Vulnerabilidad
Caribe	-14%	8	5	10	4	3,5	3
Antioquia 1	-25%	2	9	4	6	168,8	1
Antioquia 2	-28%	3	10	3	9	280,0	1
Caldas	-22%	4	6	9	10	36,7	2
Cauca	-26%	5	10	1	3	156,0	1
Tolima	-15%	9	7	11	8	8,5	3
Pacífico	-47%	1	11	8	11	710,9	1
Bogotá	-9%	10	9	7	7	8,1	3
Huila	-19%	7	10	5	2	10,9	2
Oriente 1	-13%	11	6	6	1	1,2	3
Oriente 2	-10%	6	9	2	5	37,5	2

Fuente de tabla: UPME

También se construyó un Índice de Vulnerabilidad absoluto que permite analizar la evolución de la Vulnerabilidad de cada embalse en el tiempo.

La vulnerabilidad de cada uno de los grupos de embalses sirvió de insumo para la identificación de medidas de adaptación a nivel regional.

Entre las líneas gruesas de medidas de adaptación, el estudio plantea:

- **Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía**
 - Asegurar una oferta suficiente y permanente de electricidad a costos sociales bajos en el mediano y largo plazo.
- **Diversificación de las Fuentes de Energía (Fuentes No Convencionales de Energía FNCE)**
 - Incentivar el uso de las fuentes disponibles
 - Diversificar opciones de generación, aumentar la robustez y disminuir la vulnerabilidad del sistema.
- **Optimización del Consumo de la electricidad**

- Asegurar que la electricidad consumida genere los mayores beneficios sociales a los menores costos en el mediano y largo plazo

- **Políticas Ambientales**

- Dirigidas a conservación y restauración de las cuencas y de los ecosistemas

- **Leyes**

- Ley 1715 de 2014 . Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

Con el fin de dar continuidad al plan de adaptación al cambio climático del sector de generación eléctrica, la UPME contrató en 2014 una consultoría cuyo objeto es *“Definir las estrategias para la adopción del mapa de ruta de la adaptación del sector hidroeléctrico al cambio climático, incluyendo la priorización de medidas a través del Análisis Costo/Beneficio de las opciones de adaptación identificadas, diseñar indicadores y un sistema de monitoreo de la implementación de la estrategia de adaptación al Cambio Climático”*.

En cuanto a mitigación, la Unidad ha venido participando activamente en diferentes subcomités y grupos de trabajo liderados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en estrecha coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y la Cancillería.

En primer lugar se apoyó la estructuración de los planes de mitigación sectoriales (PAS) de energía eléctrica, hidrocarburos y minería, en el marco de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, adoptados por el MME mediante Resolución 325 de 2014 del MME. Con esta estrategia se busca avanzar hacia una mayor competitividad del país a través, entre otros beneficios, de acceso a recursos financieros favorables de bajo costo, transferencia de tecnología apropiada y participación en mecanismos de mercado de carbono y fondos de mitigación.

Por otra parte, la Unidad viene participando igualmente en la coordinación de medidas de mitigación de los Planes de Acción Sectoriales, PAS de otros sectores que consumen energía como vivienda y transporte.

Como criterios de priorización de las medidas de mitigación de los PAS se tiene: i) Su potencial de mitigación; ii) El costo de las medidas; iii) La percepción de co-beneficios y iv) La alineación de las medidas con las prioridades sectoriales. En ese marco, para el PAS transporte se priorizaron, entre otras: i) Impulso e incentivos para los sistemas masivos de transporte urbano; ii) Cambio de flota vehicular en transporte de carga y en vehículos de pasajeros; iii) Promoción del transporte no motorizado; y v) Implementación de medidas de eficiencia energética.

Para el PAS de energía eléctrica, se establecieron las siguientes acciones: i) Generación de energía eléctrica con tecnologías renovables no convencionales en ZNI; ii) Aumento de la participación de las energías renovables no convencionales en el Sistema Interconectado Nacional- SIN y iii) Impulso al desarrollo de las estrategias de eficiencia energética del PROURE.

Finalmente, con relación al PAS industria, las acciones están enfocadas a la optimización y modernización de procesos, implementación de nuevas tecnologías, promoción de clústeres eficientes y distritos

energéticos y diseño y aplicación e herramientas para el desarrollo del mercado de eficiencia energética en la industria, entre otros.

Por su parte, en el PAS vivienda se perfilan estrategias que promuevan la expedición de políticas y normas de construcción sostenibles, la adopción de incentivos para implementación de eco-tecnologías en vivienda, así como la articulación y sinergia con soluciones integrales urbanas que incluyan alternativas de movilidad local y regiones sostenibles.

En cuanto a emisiones del sistema interconectado nacional, teniendo en cuenta los escenarios planteados en el marco de la formulación del Plan de Expansión de Generación, específicamente la alternativa base de largo plazo y aquellas que estudian la implementación de fuentes no convencionales de energía y el uso eficiente de la energía, la UPME modela la huella de carbono del SIN, haciendo un análisis comparativo de la evolución de las emisiones de dióxido de carbono equivalentes y del factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional.

Con relación a la mitigación del cambio climático, la Unidad define el factor de emisión, tanto para proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que desplacen energía en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, como para los inventarios de emisiones de huella de carbono o Factor de Emisión de la generación eléctrica del SIN.

El factor de emisión de la red eléctrica permite estimar las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) asociadas a la generación y al consumo de energía eléctrica en dicha red.

En los años que vienen, la UPME seguirá apoyando los esfuerzos de Colombia en las acciones de mitigación a través de información sectorial, de modelaciones relacionadas con escenarios de demanda y oferta de energía, de contribuciones del sector al inventario de GEI y de acciones de mitigación bajo diferentes escenarios de oferta y demanda.

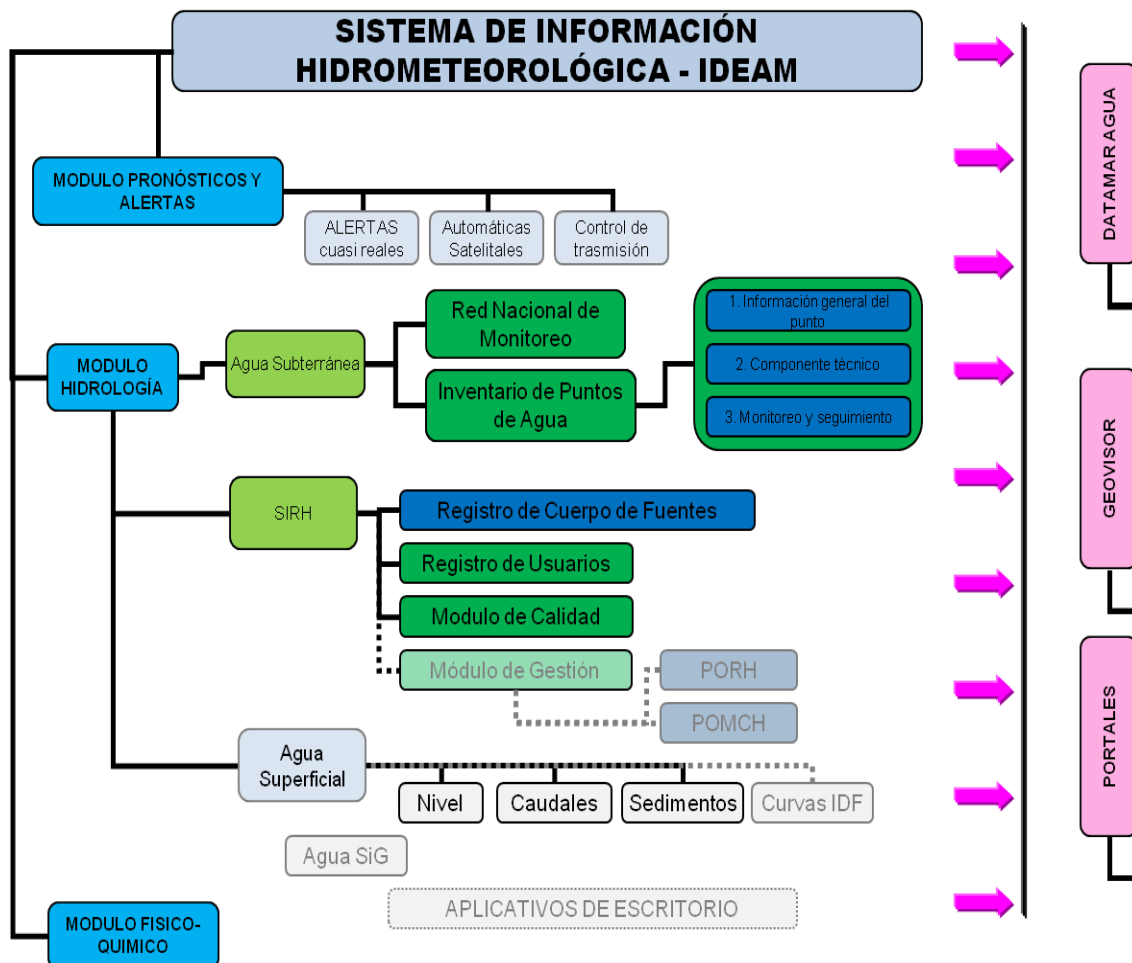
Adicionalmente, la UPME participa en el comité internacional de cambio climático, CAI, del SISCLIMA, coordinado por la Cancillería, el cual viene avanzando en el seguimiento a metas de mitigación adoptadas por Colombia en 2010 ante la Convención Marco de Cambio Climático (CMNUCC) así como en la concertación y propuesta de los compromisos que adoptará Colombia en el periodo post-2020 bajo el nuevo instrumento jurídicamente vinculante que reemplace el Protocolo de Kyoto.

7.6 Articulación Entre Sistemas de Información para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – Girh, y para Alertas Tempranas por Posibles Afectaciones a la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos

Para asegurar en el mediano y largo plazo la gestión integral del recurso hídrico, como lo plantea la política de GIRH y los decretos reglamentarios, resulta fundamental articular los sistemas de información de generación hidroeléctrica con los existentes en materia de información ambiental a nivel nacional en el IDEAM como el SIAC (hidrometeorológica, climatológica, de alertas tempranas) así como los de administración y ordenamiento del recurso hídrico a nivel regional en las CAR.

El MADS viene adelantando acciones de articulación de la red hidrometeorológica de información en jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales, tomando como base la Red Hidrometeorológica de orden nacional, operada actualmente por el IDEAM (ver Gráfica 7-1).

Gráfica 7-1 Sistema de información hidrometeorológica del IDEAM



Dicho Sistema incluye, en el módulo de hidrología, el sub-módulo de Información del Recurso Hídrico –SIRH que a su vez cuenta con el módulo de registro de usuarios del recurso hídrico –RURH, el módulo de registro de fuentes, el módulo de calidad y el módulo de gestión (componentes de Ordenamiento del Recurso Hídrico y el de Ordenación de Cuencas Hidrográficas - POMCH)

Está prevista igualmente culminar la formulación del documento CONPES “Estrategia institucional y financiera de desarrollo de las redes hidrológicas, meteorológicas y oceanográficas”, liderado por el DNP con la participación de entidades con funciones de registro y gestión de la información hidrometeorológica y

oceanográfica con el fin de fortalecer los sistemas de monitoreo e información para la toma de mejores decisiones.

Por otra parte, se debe continuar avanzando en la formulación y desarrollo de herramientas de alerta temprana que cuentan con información fundamental para el subsector de generación como el “Sistema de Información de Alertas Tempranas (TREMARCTOS) y caracterización territorial” y la herramienta Ma.F.E v 2.0 – Mapeo de Fórmulas Equivalentes²² u otra que facilite este proceso.

Como parte del proceso de consolidación de TREMARCTOS, el MADS, Conservación Internacional y varias otras entidades públicas y ONG promueven esta herramienta tecnológica como instrumento de apoyo previo en el proceso de toma de decisiones sobre la posible afectación a la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos, que puede traer un proyecto o actividad, así como sobre la vulnerabilidad del territorio específico de análisis.

7.7 Reglamentaciones futuras y otros temas ambientales de interés para el sector

La UPME continuará participando, en apoyo al MME, en la revisión de proyectos de ley de iniciativa parlamentaria o gubernamental relacionados con medio ambiente, cambio climático y temas minero-energéticos, así como en posibles modificaciones de decretos como el 2820 de 2010 de licencias ambientales.

En el marco de la definición de la estrategia y del plan de acción de la Política Nacional de Gestión Integral de la Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos, la UPME viene participando en la iniciativa del MADS y del Instituto Alexander von Humboldt para identificar los principales aspectos de interés de los subsectores minero-energéticos sobre la biodiversidad y los servicios ecosistémicos así como para proponer las principales líneas de acción que desde los subsectores podrían articularse para prevenir impactos o potenciar mecanismos de apoyo a la conservación.

De igual manera, la Unidad participa en talleres, revisión de documentos, análisis y comentarios de instrumentos técnicos de gestión ambiental como el manual de compensaciones por pérdida de biodiversidad en ecosistemas terrestres, cuya segunda versión (de agosto de 2014) es objeto de comentarios y ajustes para su adopción por parte del MADS.

Con el ajuste del manual se esperaría que esta herramienta resuelva una serie de dificultades operativas para la ejecución de los proyectos, a la vez que cumple con el objetivo de cero pérdida neta de biodiversidad. Para esto es necesario que en el marco de la política ambiental se identifiquen indicadores que permitan medir el avance y contribución de las compensaciones y el bienestar de los servicios que estos ecosistemas prestan. De esta manera, se reconocerá cada vez más con mayor conocimiento y menor subjetividad el valor de estos ecosistemas para el sector energético y para la economía del país y el beneficio de llevar a cabo las compensaciones de manera integral y articulada.

Con el ánimo de contribuir a que el sector energético aprenda a identificar y a valorar (no necesariamente económicamente, al menos en una primera fase) los servicios ecosistémicos de los que dependen las

²² Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y The Nature Conservancy, 2012. Manual del Usuario para la herramienta MAFE Versión 2 - Mapeo de Fórmulas Equivalentes. Convenio de Asociación No. 25 del 2012

diferentes actividades de los subsectores del sector energético, a partir de 2014, la Unidad incursionará en una primera aproximación conceptual y metodológica.

Entre las futuras reglamentaciones del agua y de otras políticas de protección del recurso hídrico, se prevé ajustes o normas relacionadas con el sistema y la tarifa de las tasas por utilización del agua; tasas retributivas; reglamentación de usos y criterios de calidad del recurso hídrico; reglamentación del Decreto 3930 de 2010, especialmente lo relacionado con la normas de vertimientos a cuerpos de agua superficiales y a alcantarillados y las normas de vertimientos al suelo asociado a un acuífero y al mar; criterios de calidad del agua para usos del agua; política de gestión ambiental integral del recurso suelo; reglamentación, por parte de las Autoridades Ambientales Competentes, de los Artículos 202 y 206 de la Ley 1450 de 2011 relacionados con la delimitación de humedales y acotamiento de la ronda hídrica de los cuerpos de agua; construcción y desarrollo de la Estrategia Nacional de Gobernanza del Agua.

Otros temas de interés incluyen la reglamentación de la gestión ambiental de sitios contaminados; la de niveles permisibles de contaminantes en el suelo; esquemas de compensación por afectación de la biodiversidad y servicios ecosistémicos, incluyendo por afectación y pérdida de biodiversidad en ecosistemas de agua dulce, pago por servicios ambientales y la preparación de la tercera comunicación nacional de cambio climático ante la CMNUCC, entre otros aspectos.

Los agentes del subsector de generación de energía eléctrica deben participar activamente en los espacios dispuestos para la revisión y los aportes de información en el proceso de expedición de las normas o de adopción de las políticas e instrumentos de gestión ambiental.

ANEXO I. : MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SIMULADA EN EL SDDP

A continuación se presentan las centrales de generación que se tuvieron en cuenta para la modelación del sistema eléctrico colombiano. En primer lugar se ilustra la distribución del parque generador actual, agrupándolo por tipo de central. Asimismo, se muestra la expansión del sistema para cada uno de los escenarios analizados, considerando los proyectos que cuentan con Cargo por Confiabilidad, así como posibles centrales que se requieren para garantizar el abastecimiento de la demanda en el largo plazo. Finalmente se presenta el crecimiento esperado de la capacidad de plantas menores.

I.1 Sistema actual

Al revisar el sistema de información de XM, en marzo de 2014 la capacidad instalada para la generación de electricidad del S.I.N. era de 14,585.5 MW, representada principalmente por centrales hidráulicas, térmicas a gas y carbón (ver Tabla I-1).

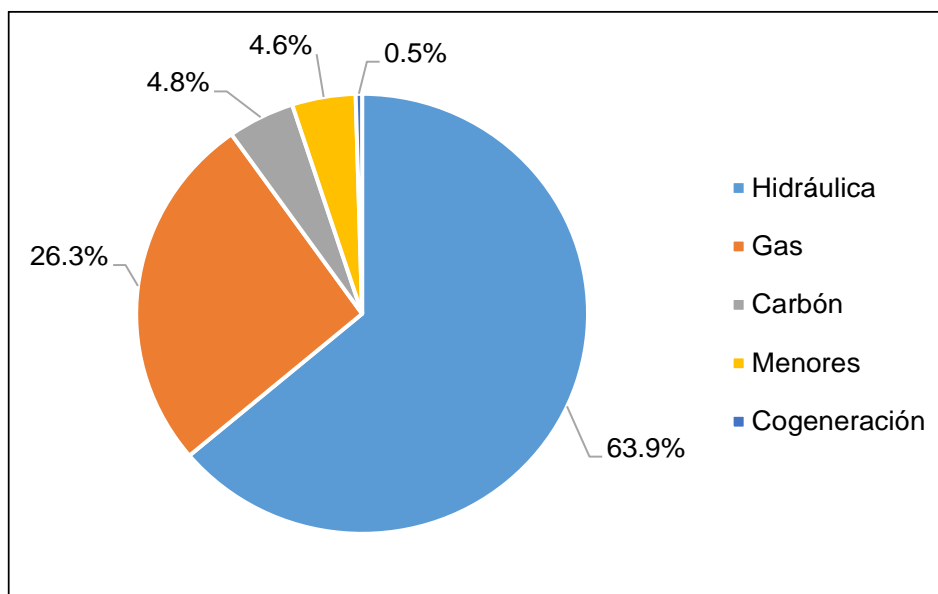
Tabla I-1: Capacidad instalada por tipo de central [MW]

Tecnología	Capacidad [MW]
Capacidad hidroeléctrica	9,313.0
Capacidad plantas a gas	3,841.0
Capacidad plantas a carbón	701.0
Capacidad de cogeneración	66.8
Capacidad plantas menores	663.7
Total	14,585.5

Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

Como se puede observar en la Gráfica I-1, la distribución de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es dominada por centrales hidroeléctricas, las cuales alcanzan el 63.9% del total. Esta tecnología es secundada por las centrales térmicas a gas, las cuales representan el 26.3%. Asimismo, se encuentra que tanto las centrales térmicas a carbón y las plantas menores, participan de manera similar en la capacidad instalada del parque generador, con valores cercanos al 4.5%. Finalmente, se considera la participación de las plantas de cogeneración (0.5% del total instalado).

Gráfica I-1: Participación por tipo de central



Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

A continuación se presenta de manera detallada el listado de centrales de generación por tipo de central.

I.1.1 Centrales hidroeléctricas:

Como ya se mencionó, las centrales hidroeléctricas representan la mayor participación en la capacidad instalada del sistema. En este caso, dicha tecnología constituye 9,313.0 MW. De allí se resaltan Chivor, Guavio y San Carlos, las cuales de manera agregada, alcanzan una capacidad instalada de 3,440.0 MW, es decir cerca del 37% de la capacidad hidroeléctrica total.

En la Tabla I-2, se presenta cada una de las centrales hidroeléctricas que hacen parte del parque generador colombiano.

Tabla I-2: Centrales hidroeléctricas del sistema eléctrico colombiano

Central	Capacidad instalada [MW]
ALTO Y BAJO ANCHICAYA (ALBAN)	429.0
AMOYA	78.0
BETANIA	540.0
CALIMA	132.0
CHIVOR	1,000.0
DARIO VALENCIA SAMPER	50.0
ESMERALDA	30.0
GUADALUPE-TRONERAS (GUATRON)	512.0
GUATAPE	560.0
GUAVIO	1,200.0
JAGUAS	170.0
LA TASAJERA	306.0
MIEL	396.0
PARAISO-GUACA (PAGUA)	600.0
PLAYAS	201.0
PORCE 2	405.0
PORCE 3	660.0
PRADO	46.0
SALVAJINA	285.0
SAN CARLOS	1,240.0
SAN FRANCISCO	135.0
URRA	338.0
Capacidad instalada total de plantas hidroeléctricas	9,313.0

Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

I.I.II Centrales térmicas a gas:

Las centrales térmicas a gas participan en el SIN con 3,841.0 MW, y se listan en detalle en la Tabla I-3. Se observa que TEBSA es la central térmica con mayor capacidad instalada, 791.0 MW, seguida por Termoflores (1+4) con 610.0 MW, y Termosierra con 460.0MW.

Tabla I-3: Centrales térmicas a gas del sistema eléctrico colombiano

Central	Capacidad instalada (MW)
CARTAGENA 1	61.0
CARTAGENA 2	60.0
CARTAGENA 3	66.0
MERILECTRICA	167.0
PROELECTRICA 1	45.0
PROELECTRICA 2	45.0
TEBSA	791.0
TERMOBARRANQUILLA 3	64.0
TERMOBARRANQUILLA 4	63.0
TERMOCANDELARIA 1	157.0
TERMOCANDELARIA 2	157.0
TERMOCENTRO	278.0
TERMODORADA	51.0
TERMOEMCALI	229.0
TERMOFLORES 1	160.0
TERMOFLORES 4	450.0
TERMOGUAJIRA 1	151.0
TERMOGUAJIRA 2	151.0
TERMOSIERRA	460.0
TERMOVALLE	205.0
TERMOYOPAL 2	30.0

Capacidad instalada total de plantas a gas **3,841.0**

Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

I.I.III Centrales térmicas a carbón:

De la misma forma, en la Tabla I-4 se presenta el listado de centrales térmicas a carbón que hacen parte del S.I.N. En este caso se encuentra que esta tecnología aporta 701.0 MW de capacidad instalada la cual se concentra en tres centrales; Termopaipa, Tasajero y Termozipa.

Tabla I-4: Centrales térmicas a carbón del sistema eléctrico colombiano

Central	Capacidad instalada (MW)
PAIPA 1	31.0
PAIPA 2	70.0
PAIPA 3	70.0
PAIPA 4	150.0
TASAJERO 1	155.0
ZIPA 2	34.0
ZIPA 3	63.0
ZIPA 4	64.0
ZIPA 5	64.0
Capacidad instalada total de plantas a carbón	701.0

Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

I.I.IV Plantas de cogeneración:

Son plantas que por su configuración permiten tanto el aprovechamiento de energía térmica así como la generación de electricidad. En la Tabla I-5 se encuentra que en Colombia existen 7 plantas de cogeneración con capacidad instalada disponible de 66.8 MW para aportar electricidad al sistema nacional. La mayoría de estas centrales utilizan biomasa para su operación, sin embargo existen centrales que utilizan combustibles líquidos para su proceso de generación de electricidad y calor.

Tabla I-5: Plantas de cogeneración del sistema eléctrico colombiano

Central	Capacidad instalada (MW)
COGENERADOR COLTEJER	5.0
COGENERADOR INCAUCA	10.0
COGENERADOR INGENIO MAYAGUEZ	19.9
COGENERADOR INGENIO PROVIDENCIA	19.9
COGENERADOR INGENIO RISARALDA	6.0
COGENERADOR INGENIO SAN CARLOS S.A.	2.0
COGENERADOR PROENCA	4.0
Capacidad instalada total de plantas de cogeneración	66.8

Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

I.I.V Plantas menores:

Finalmente, la Tabla I-6 presenta el listado general de las plantas menores. Este tipo de centrales alcanzan de manera agregada 663.7 MW y está representada principalmente por plantas hidráulicas, sin embargo, existen centrales térmicas a gas y el parque eólico Jepirachi que se pueden enmarcar en esta categoría.

Tabla I-6: Plantas menores del sistema eléctrico colombiano

Central	Tipo de central	Capacidad instalada (MW)
AGUA FRESCA	Hidroeléctrica	7.3
ALTO TULUA	Hidroeléctrica	19.9
AMAIME	Hidroeléctrica	19.9
AYURA	Hidroeléctrica	18.0
CALDERAS	Hidroeléctrica	20.0
CARUQUIA	Hidroeléctrica	9.5
CEMENTOS DEL NARE	Hidroeléctrica	5.0
CHARQUITO	Hidroeléctrica	19.0

CIMARRON	Térmica a Gas	19.9
EL LIMONAR	Hidroeléctrica	18.0
EL MORRO 1	Térmica a Gas	20.0
EL MORRO 2	Térmica a Gas	19.9
EL POPAL	Hidroeléctrica	19.9
FLORIDA 2	Hidroeléctrica	20.0
GUANAQUITAS	Hidroeléctrica	9.5
INSULA	Hidroeléctrica	19.0
IQUIRA	Hidroeléctrica	5.4
LA HERRADURA	Hidroeléctrica	20.0
LA VUELTA	Hidroeléctrica	12.0
LIBARE (VENTORRILLO)	Hidroeléctrica	5.0
NIMA	Hidroeléctrica	7.0
NIQUIA	Hidroeléctrica	19.0
PAJARITO	Hidroeléctrica	5.0
PALMAS	Hidroeléctrica	15.0
PARQUE EOLICO JEPİRACHI	Eólica	18.0
PCH BARROSO	Hidroeléctrica	19.9
PCH MONTAÑITAS	Hidroeléctrica	19.9
PIEDRAS BLANCAS	Hidroeléctrica	5.0
PRADO 4	Hidroeléctrica	5.0
RIO PIEDRAS	Hidroeléctrica	20.0
RIOFRIO	Hidroeléctrica	10.0
RIOGRANDE	Hidroeléctrica	19.0
RIOMAYO	Hidroeléctrica	20.0
RIONEGRO	Hidroeléctrica	9.0

SANTA ANA	Hidroeléctrica	8.0
SONSON	Hidroeléctrica	19.0
SUEVA	Hidroeléctrica	6.0
TEQUENDAMA	Hidroeléctrica	19.0
TERMOYOPAL 1	Térmica a Gas	20.0
Otras plantas menores (capacidad instalada inferior a 5.0 MW)	-	92.8
Capacidad instalada total de plantas menores		663.7

Fuente: Sistema de información de XM y UPME (2014).

El último ítem de la lista corresponde a otras plantas menores. Su capacidad instalada está asociada a la suma de 51 centrales, con capacidad inferior a 5.0 MW.

I.II Escenarios de Expansión

A continuación se presentan los cronogramas de expansión de los escenarios de largo plazo, en los cuales se incluyen las plantas de generación que cuentan con Obligaciones de Energía Firme, adquiridas mediante las subastas de Cargo por Confiabilidad, el tipo de recurso utilizado para la generación, la fecha estimada de entrada en operación y la capacidad disponible a partir de cada fecha. Esta información fue obtenida a partir del informe de avance de proyectos de generación que realiza la UPME, el cual se elabora con información presentada por los agentes desarrolladores de los proyectos y las firmas auditoras de los mismos.

Adicionalmente se referencian algunos proyectos que son necesario para garantizar la confiabilidad del SIN.

Dentro de los escenarios se identifican estrategias que utilizan tecnologías convencionales y no convencionales para la generación, como son centrales eólicas, geotérmicas, generación solar fotovoltaica distribuida y biomasa.

I.II.I Cronograma Escenario 5 – Largo Plazo – Demanda Alta

Este caso corresponde al escenario base de largo plazo. El cronograma de la Tabla I-7 presenta la entrada de los proyectos de generación requeridos para garantizar la confiabilidad del SIN, bajo el escenario de crecimiento Alto de la proyección de demanda, revisión julio de 2014.

Tabla I-7: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 5

Central	Fecha de entrada	Capacidad (MW)	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
Ituango	dic-21	1,800.0	Hidráulico
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
	dic-20	200.0	
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	250.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón

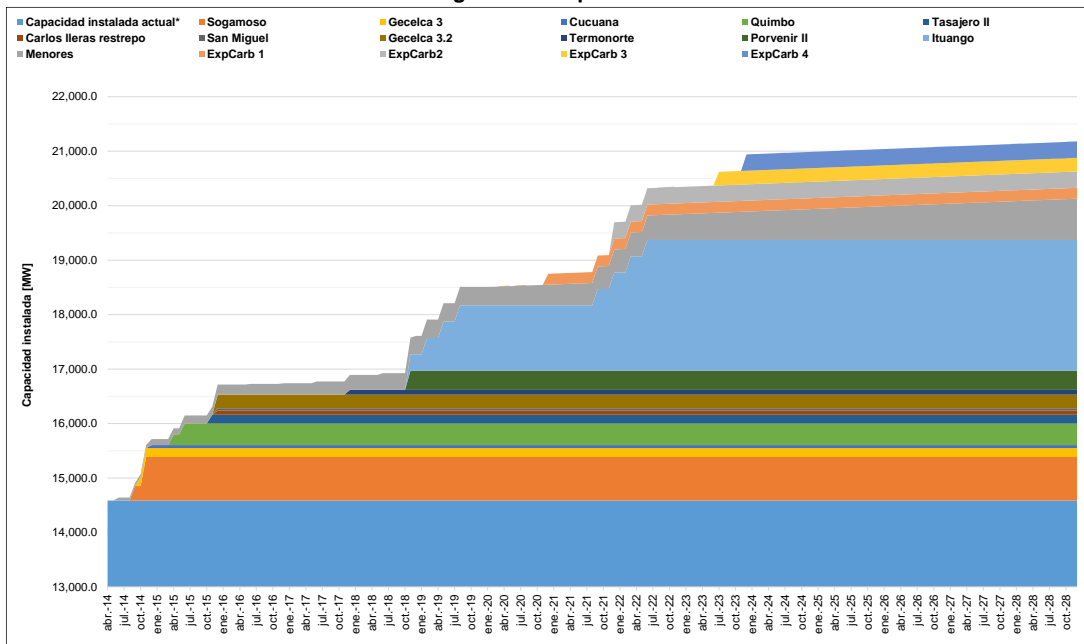
Menores

Crecimiento según proyección estimada*

Fuente: UPME (2014).

En la Gráfica I-2 se muestra la evolución del cronograma de expansión propuesto para el escenario 5. Allí se observa que al final del periodo el sistema alcanza una capacidad cercana a los 21,180.0 MW.

Gráfica I-2: Cronograma de expansión del Escenario 5.



Fuente: UPME (2014).

I.II.II Cronograma Escenario 6 – Largo Plazo – Demanda Alta Crítico

Este caso corresponde a la estrategia base de largo plazo, considerando el escenario Alto Crítico de la proyección de demanda. De manera general cuenta con la misma base y expansión del escenario 5, adicionando una central térmica a gas (Exp.Gas 1) y otra a carbón (Exp. Carb. 5), tal como se presenta en la Tabla I-8.

Tabla I-8: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 6

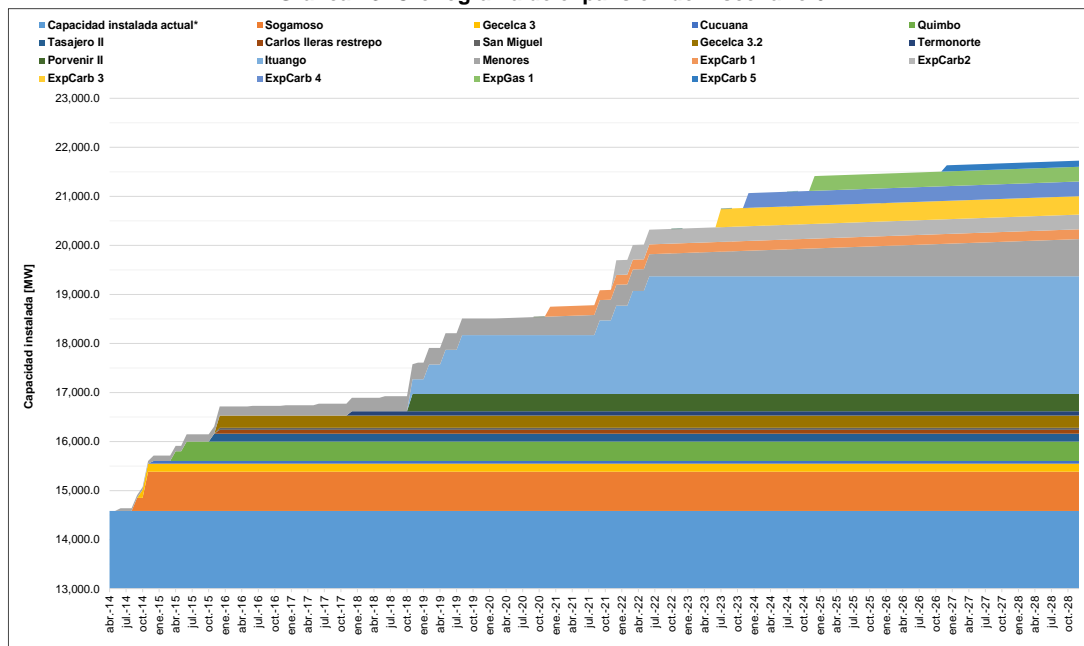
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	375.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón

Exp.Gas 1	dic-24	300.0	Gas
Exp.Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores			
Crecimiento según proyección estimada			

Fuente: UPME (2014).

En la Gráfica I-3 se ilustra la evolución de la capacidad del sistema a medida que entra en operación cada uno de los proyectos. Al revisar los datos, se encuentra que la capacidad acumulada para el año 2028 es de 21,728.1 MW.

Gráfica I-3: Cronograma de expansión del Escenario 6



Fuente: UPME (2014).

I.II.III Cronograma Escenario 7 – Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Eólica

En este escenario se consideran centrales Eólicas como alternativa de expansión. Respecto a la estrategia 5, se observa la entrada de tres parques (Exp.Eol.1, Exp.Eol.2 y Exp.Eol.3), los cuales desplazan generación térmica convencional (ver Tabla I-9).

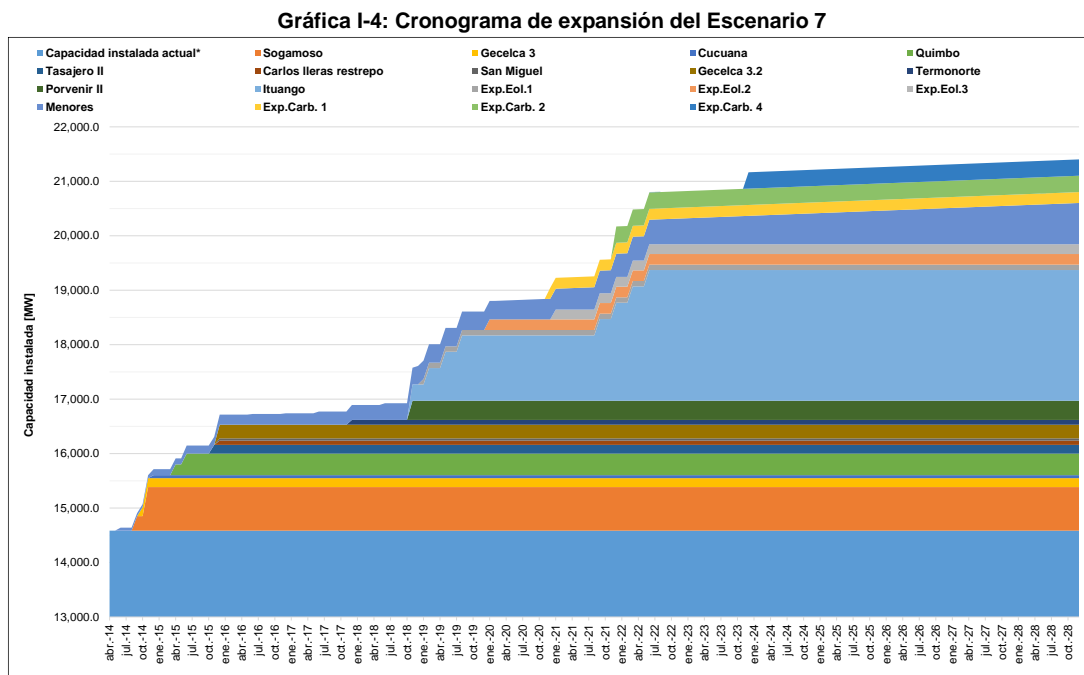
Tabla I-9: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 7

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón

Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Menores			
Crecimiento según proyección estimada			

Fuente: UPME (2014).

En la Gráfica I-4 se ilustra la evolución de la capacidad del sistema a medida que entra en operación cada uno de los proyectos. Al revisar los datos, se encuentra que la capacidad acumulada para el año 2028 es de 21,402 MW.



Fuente: UPME (2014).

I.II.IV Cronograma Escenario 8 – Largo Plazo – Demanda Alta Critico – Incorporación Energía Eólica

Esta estrategia contempla el crecimiento de demanda del escenario alto crítico, adicionalmente, cuenta con una base similar al escenario 6. Las diferencias se encuentran en la integración de las mismas centrales eólicas del caso 7, las cuales son capaces de sustituir la central térmica a Gas Exp.Gas 1 (ver Tabla I-10)

Tabla I-10: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 8

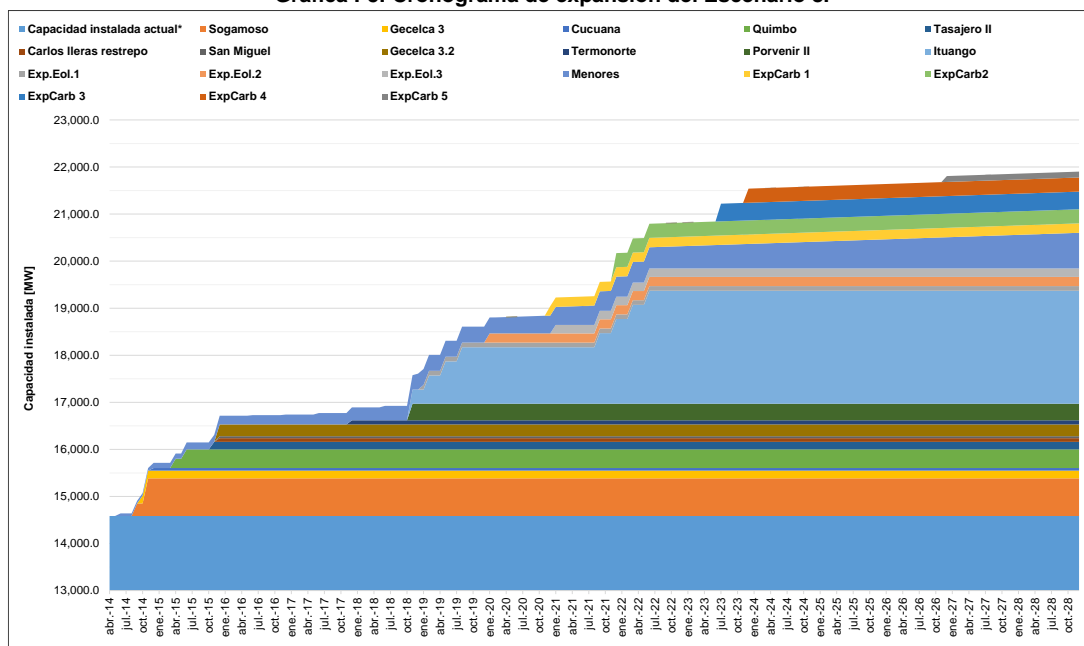
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
jun-22	2,400.0		
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón

Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	375.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp.Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014).

Para este escenario, la evolución de la capacidad instalada se ilustra en la Gráfica I-5. Se puede observar que la capacidad instalada del sistema llegaría a 21,902.1 MW al final del periodo analizado.

Gráfica I-5: Cronograma de expansión del Escenario 8.



Fuente: UPME (2014).

I.II.V Cronograma Escenario 9 – Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales

En este escenario se consideró la misma expansión de la estrategia 7, adicionando fuentes renovables no convencionales de energía, como centrales geotérmicas, solares y plantas de cogeneración que utilizan combustibles asociados a la biomasa (caña de azúcar y palma de aceite). En otras palabras, es el escenario optimista de penetración de fuentes no convencionales. El cronograma se presenta en la Tabla I-11.

Tabla I-11: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 9

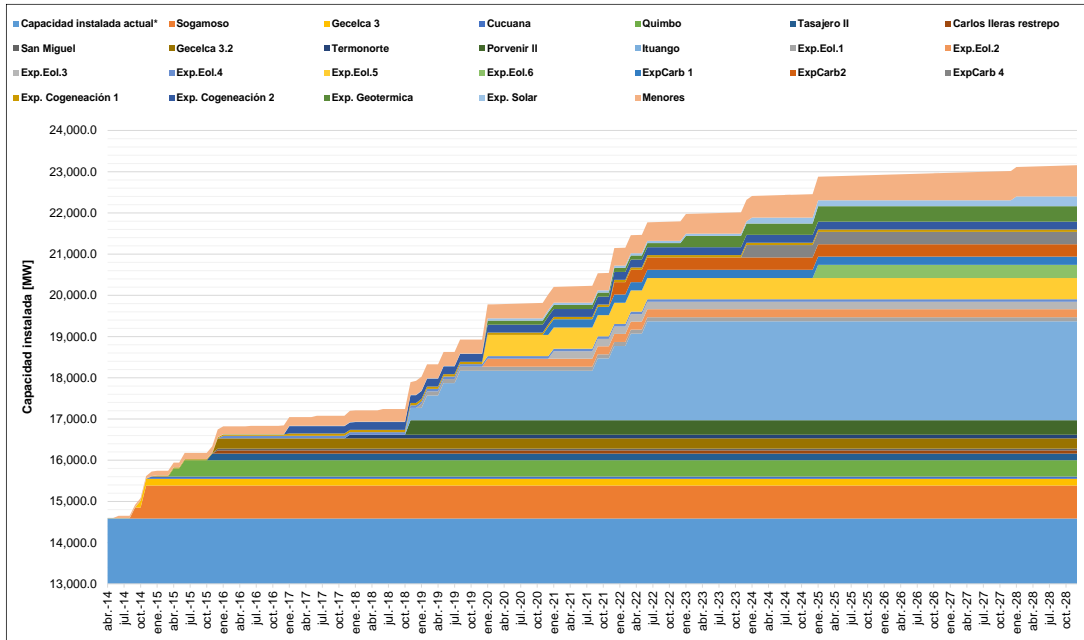
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico	
	nov-14	800		
Gecelca 3	oct-14	164	Carbón	
Cucuana	dic-14	55	Hidráulico	
Quimbo	abr-15	198	Hidráulico	
	jun-15	396		
Tasajero II	nov-15	160	Carbón	
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico	
San Miguel	dic-15	42	Hidráulico	
Gecelca 3.2	dic-15	250	Carbón	
Termonorte	dic-17	88	Líquidos	
Porvenir II	nov-18	352	Hidráulico	
	nov-18	300		
	feb-19	600		
	may-19	900		
	ago-19	1,200.00		
	ago-21	1,500.00		
	dic-21	1,800.00		
Ituango	mar-22	2,100.00	Hidráulico	
	jun-22	2,400.00		
	ene-19	99		Eólica
	ene-20	195		Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180	Eólica	

Exp.Eol.4	ene-16	62	Eólica
Exp.Eol.5	ene-20	514	Eólica
Exp.Eol.6	ene-25	320	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300	Carbón
Exp. Cogeneración 1	ene-14	6.2	Caña
	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
Exp. Cogeneración 2	ene-17	178.0	Palma
	ene-18	189.0	
	ene-19	191.0	
Exp. Geotérmica	ene-20	100.0	Geotérmico
	ene-23	275.0	
	ene-25	375.0	
Exp. Solar	ene-14	5.0	Sol
	ene-16	8.9	
	ene-20	53.6	
	ene-24	143.5	
	ene-28	237.0	
<u>Menores</u>		<u>Crecimiento según proyección estimada</u>	

Fuente: UPME (2014).

En la Gráfica I-6 se ilustra la evolución de la capacidad instalada del Escenario 9. Este escenario alcanza al final del periodo 23,160.3 MW, lo que significa que es la mayor expansión propuesta en el Plan.

Gráfica I-6: Cronograma de expansión del Escenario 9.



Fuente: UPME (2014).

I.II.VI Cronograma Escenario 10 – Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales (Remplazando expansión)

La estrategia 10 corresponde a uno de los escenarios de incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía, las cuales aportan al cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, y remplazan tecnologías convencionales de expansión, como son las plantas térmicas a base de carbón.

Este caso considera la base del escenario 9, sin incluir como parte de la expansión, a las centrales Exp.Carb.1, Exp.Carb.2 y una de las unidades de la central Exp.Carb. 4, las cuales pueden ser remplazadas por las centrales propuestas, sin comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico. Asimismo, no se incluyeron las centrales Exp.Eol.5 ni Exp.Eol. 6, y la fecha de entrada en operación de la central Exp.Eol. 4 se modificó para el año 2020 (ver Tabla I-12).

Tabla I-12: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 10

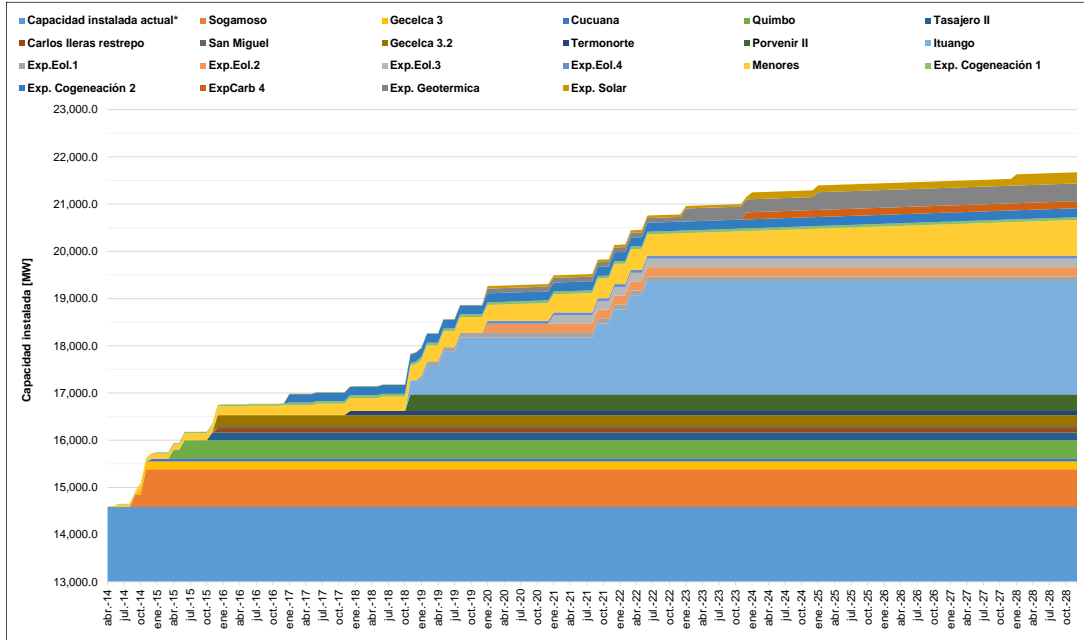
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango	ago-21	1,500.0	Hidráulico
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 4	dic-23	150.0	Carbón
Exp. Cogeneración 1	ene-14	6.2	Caña
	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	

	ene-17	57.0	
	ene-17	178.0	
Exp. Cogeneración 2	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-20	62.0	Eólico
	ene-20	100.0	
Exp. Geotérmica	ene-23	275.0	Geotérmico
	ene-25	375.0	
	ene-14	5.0	
	ene-16	8.9	
Exp. Solar	ene-20	53.6	Sol
	ene-24	143.5	
	ene-28	237.0	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014).

Igualmente, para el Escenario 10 se ilustra en la Gráfica I-7, la evolución de la capacidad instalada del sistema a medida que se incorpora la expansión. En este caso, se alcanzaría una capacidad instalada de 21,676.3 MW al final del periodo.

Gráfica I-7: Cronograma de expansión del Escenario 10.



Fuente: UPME (2014).

I.II.VII Cronograma Escenario 11 – Largo Plazo – Demanda Alta Critica – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales (Remplazando expansión)

A continuación se presenta la estrategia 11, la cual utiliza la misma base del 10, contemplando la proyección del escenario de demanda Alta Critica. En este caso es necesario considerar la totalidad de las centrales Exp.Carb.1, Exp Carb.2, y dos unidades de la central Exp.Carb.3. El cronograma detallado se presenta en la Tabla I-13.

Tabla I-13: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 11

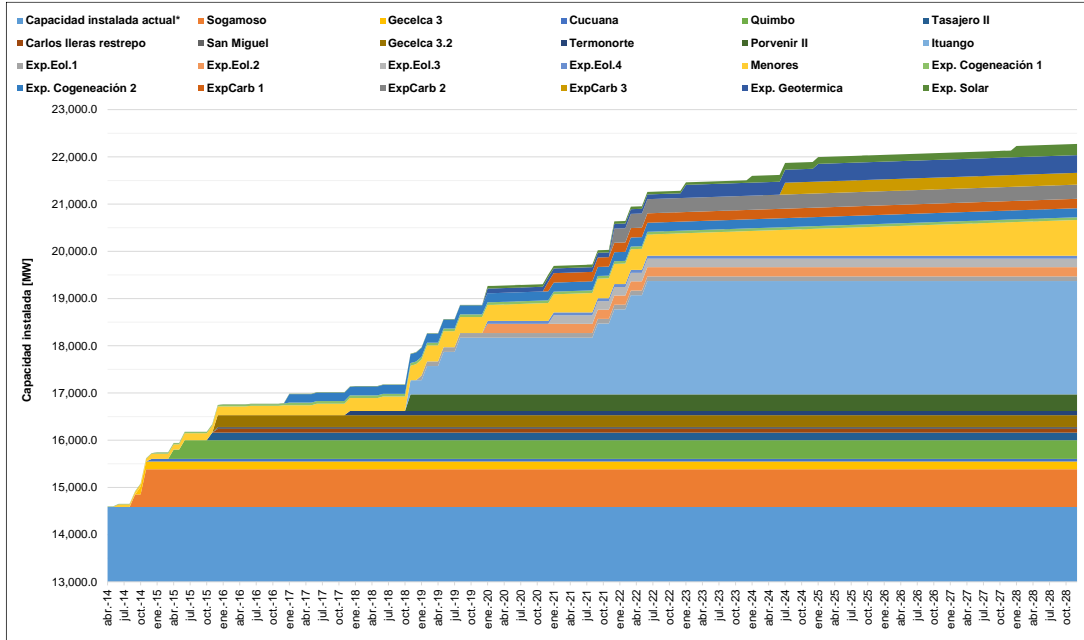
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
Ituango	dic-21	1,800.0	Hidráulico
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
	Exp.Carb. 1	dic-20	
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	300.0	Carbón
Exp. Cogeneración 1	ene-14	6.2	Caña

	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
	ene-17	178.0	
Exp. Cogeneración 2	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-20	62.0	Eólico
	ene-20	100.0	
Exp. Geotérmica	ene-23	275.0	Geotérmico
	ene-25	375.0	
	ene-14	5.0	
	ene-16	8.9	
Exp. Solar	ene-20	53.6	Sol
	ene-24	143.5	
	ene-28	237.0	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014)

La Gráfica I-8 ilustra cómo evoluciona la capacidad total de generación del SIN a lo largo del periodo 2014 – 2028, así como los proyectos de expansión. Para este escenario, la capacidad al final del periodo sería de 22,276.3 MW.

Gráfica I-8: Cronograma de expansión del Escenario 11.



Fuente: UPME (2014).

I.II.VIII Cronograma Escenario 12 – Largo Plazo – Demanda Alta – Gran Expansión hidráulica (Reemplazando expansión)

El cronograma de expansión se presenta en la Tabla I-14. Esta estrategia considera inicialmente la misma base del escenario 7, pero su capacidad varía, ya que se propone la entrada de 3 grandes proyectos hidroeléctricos, con una capacidad agregada de 1,980 MW, los cuales desplazan generación térmica a carbón.

Tabla I-14: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 12.

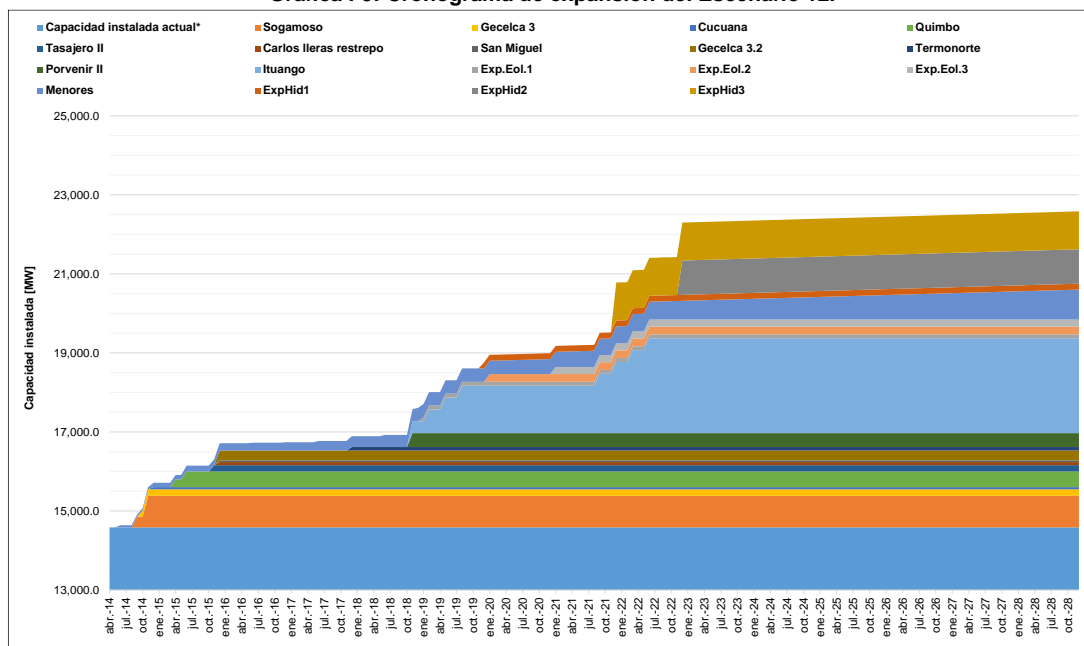
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
Ituango*	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
mar-22	2,100.0		
jun-22	2,400.0		
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Hid. 1	dic-19	150.0	Hidráulico

Exp.Hid. 2	dic-22	960.0	Hidráulico
Exp.Hid. 3	dic-21	870.0	Hidráulico
Menores			
Crecimiento según proyección estimada			

Fuente: UPME (2014).

En la Gráfica I-9 se puede observar la entrada cronología de los proyectos, así como la capacidad instalada del sistema para cada periodo. En este caso, la capacidad total instalada en el año 2028 es de 22,582.1 MW.

Gráfica I-9: Cronograma de expansión del Escenario 12.



Fuente: UPME (2014).

I.II.IX Cronograma Escenario 13 – Largo Plazo – Demanda Alta Crítica – Gran Expansión hidráulica (Remplazando expansión)

En la Tabla I-15 se presenta el cronograma de expansión del escenario 13, el cual se basa en la misma expansión propuesta en la estrategia 8. Al igual que en el escenario 12, se consideran 3 centrales hidroeléctricas de gran capacidad, que desplazan generación térmica.

Tabla I-15: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 13.

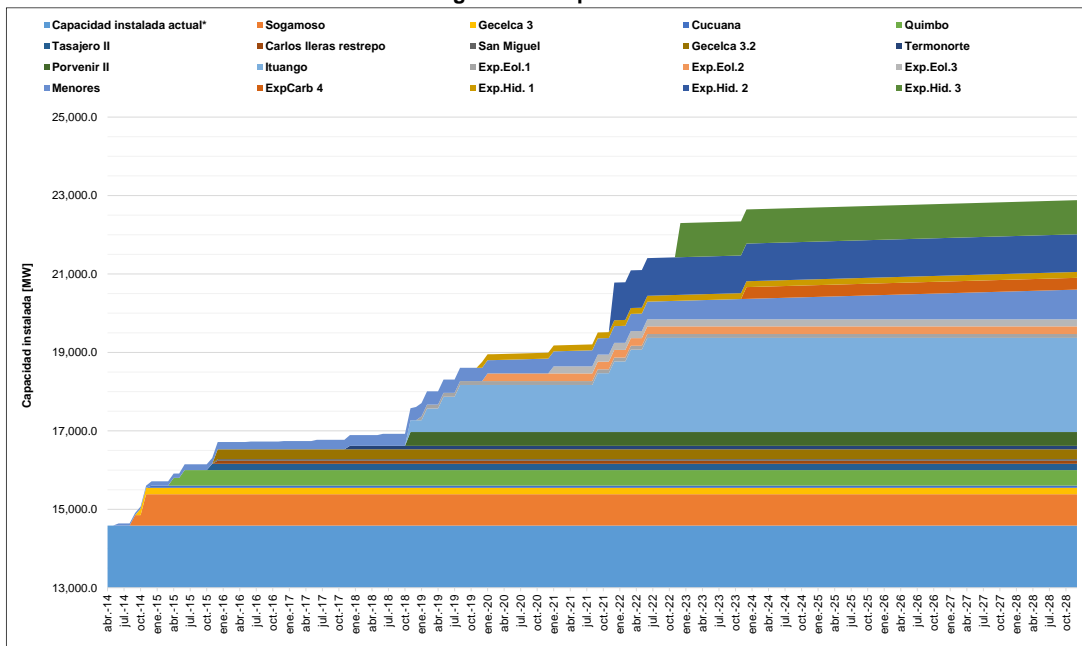
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
Ituango*	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
mar-22	2,100.0		
jun-22	2,400.0		
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón

Exp.Hid. 1	dic-19	150.0	Hidráulico
Exp.Hid. 2	dic-22	960.0	Hidráulico
Exp.Hid. 3	dic-21	870.0	Hidráulico
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014).

El cronograma de expansión se presenta en la Gráfica I-10. Se encuentra que la capacidad instalada para la generación en el año 2028, bajo esta alternativa, es de 22,882.1 MW.

Gráfica I-10: Cronograma de expansión del Escenario 13.



Fuente: UPME (2014).

I.II.X Cronograma Escenario 14 – Largo Plazo – Demanda Alta – Todas las tecnologías

Este escenario contempla la base 10, sin embargo, la expansión se modifica ligeramente. Como se puede observar en la Tabla I-16, la estrategia propuesta considera todas las tecnologías, convencionales y no convencionales, que fueron objeto de análisis en este documento.

Tabla I-16: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 14.

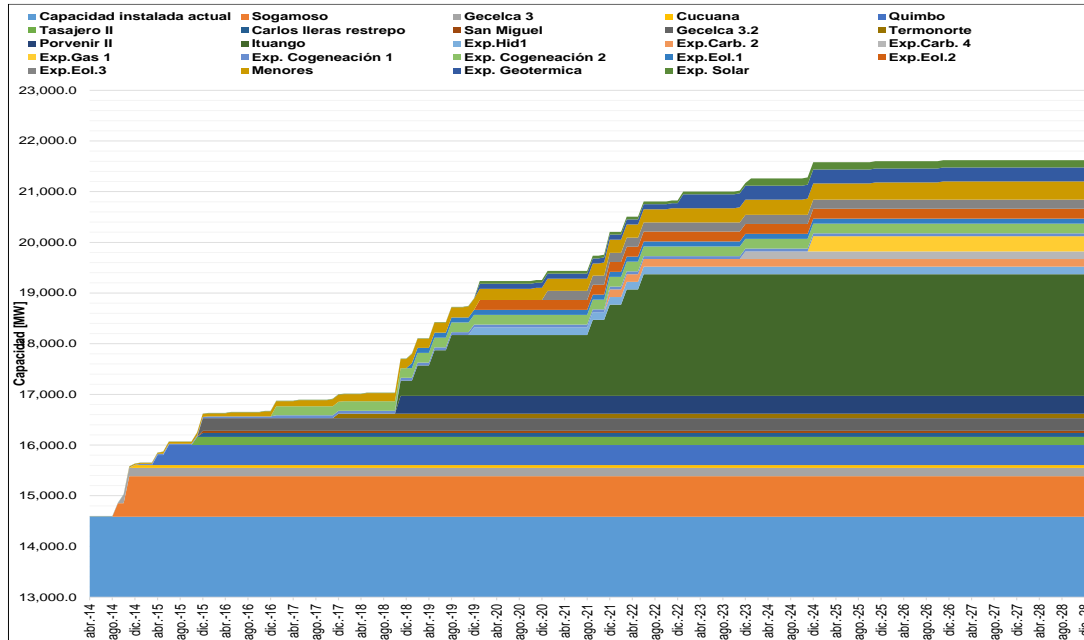
Central	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
Ituango*	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
Exp.Hid1	mar-22	2,100.0	Hidráulico
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 2	dic-19	150.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-21	150.0	Carbón
Exp.Gas 1	dic-23	150.0	Gas
	dic-24	300.0	Gas

	ene-14	6.2	
Exp. Cogeneración 1*	ene-15	24.6	Caña
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
Exp. Cogeneración 2*	ene-17	178.0	
	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp. Geotérmica*	ene-20	100.0	Geotérmico
	ene-23	275.0	
Exp. Solar*	ene-14	5.0	
	ene-16	8.9	Sol
	ene-20	53.6	
	ene-24	143.5	
Menores	47.5 % del crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014).

En la Gráfica I-11 se muestra la evolución de la capacidad instalada del parque de generación del SIN. Al final del periodo, año 2028, la capacidad instalada es de 21,621.1 MW.

Gráfica I-11: Cronograma de expansión del Escenario 14.



Fuente: UPME (2014).

I.II.XI Cronograma Escenario 16.1 – Largo Plazo – Demanda Alta – Base 7 con demanda modificada por URE (Reemplazando expansión)

El cronograma del escenario 16.1 se presenta en la Tabla I-17. Esta estrategia tiene la misma base del caso 7, sin embargo, la expansión térmica se reduce ya que la demanda con la cual se simula el comportamiento del SIN es menor, ello por la implementación de un programa de uso eficiente de la energía.

Tabla I-17: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 16.1.

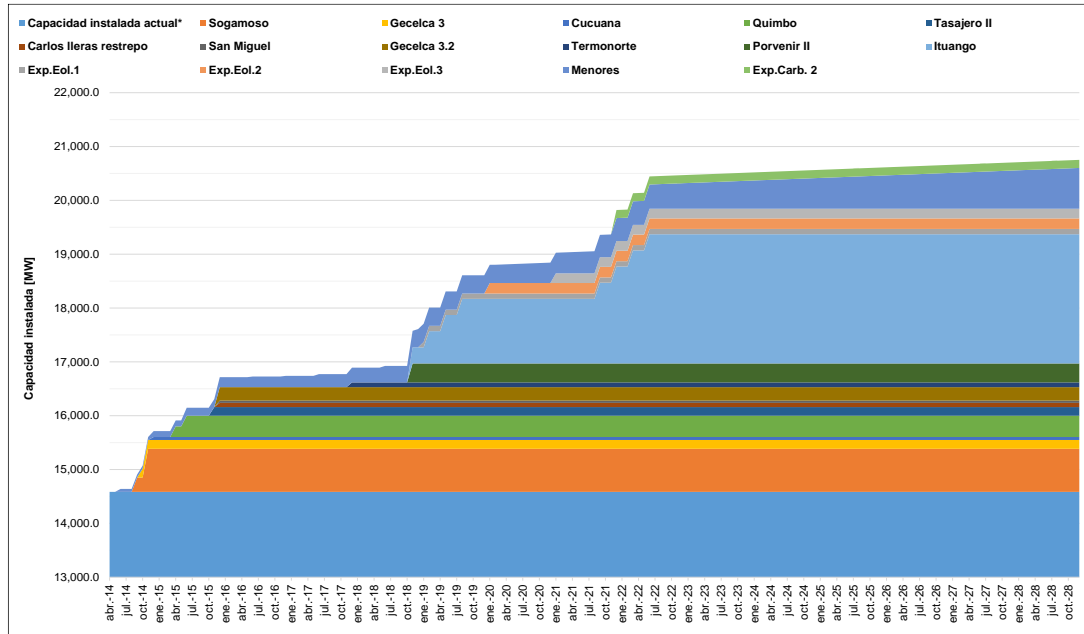
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón

Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*			Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 2	dic-21	150.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014).

El cronograma de expansión se puede observar de manera esquemática en la Gráfica I-12, donde se muestra la evolución de la capacidad propuesta a lo largo del periodo 2014 – 2028. En este caso, el sistema alcanzaría en el año 2028 una capacidad total de 20,752.1 MW.

Gráfica I-12: Cronograma de expansión del Escenario 16.1.



Fuente: UPME (2014).

I.II.XII Cronograma Escenario 17.1 – Largo Plazo – Demanda Alta Critica – Base 8 con demanda modificada por URE (Remplazando expansión)

Finalmente se presenta el cronograma de la estrategia 17.1 (ver Tabla I-18). Este escenario parte del 8, pero su expansión cuenta con un menor componente de proyectos térmicos, ello se debe a la variación en la demanda eléctrica por cuenta de la implementación del programa de uso eficiente de energía.

Tabla I-18: Cronograma de entrada en operación de las centrales de expansión - Escenario 17.1.

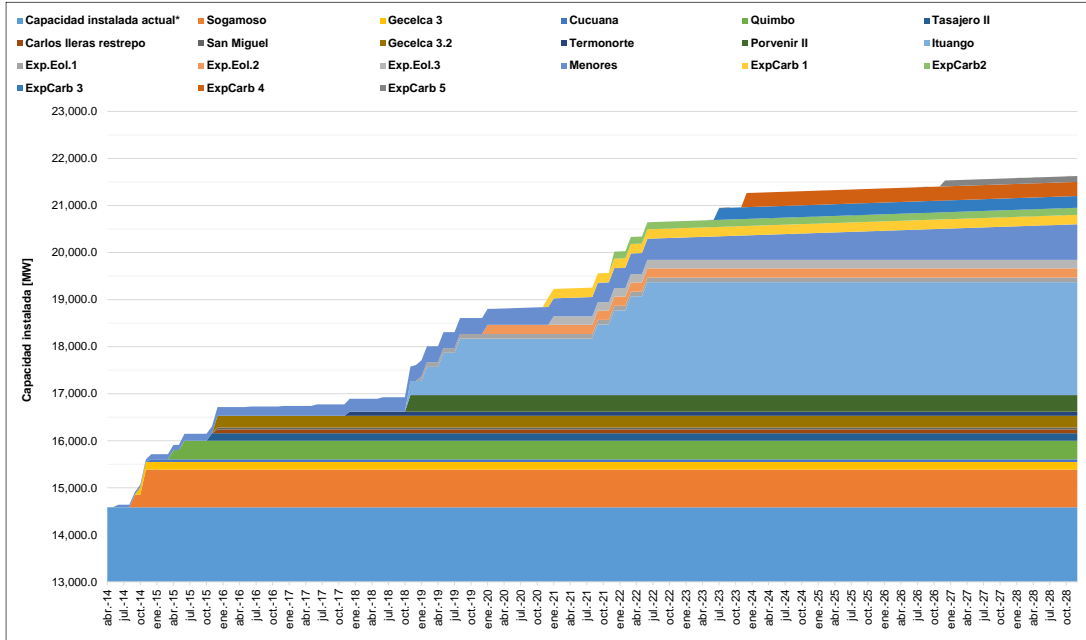
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso*	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo*	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón

Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
Ituango*			Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	150.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	250.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp.Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME (2014).

De la misma forma que para los escenarios anteriores, se ilustra de manera esquemática, Gráfica I-13, la evolución de la capacidad instalada del sistema durante el periodo 2014 – 2028, de acuerdo a la expansión propuesta. Para esta estrategia, la capacidad instala en el año 2028 es de 21,627.1 MW,

Gráfica I-13: Cronograma de expansión del Escenario 17.1.

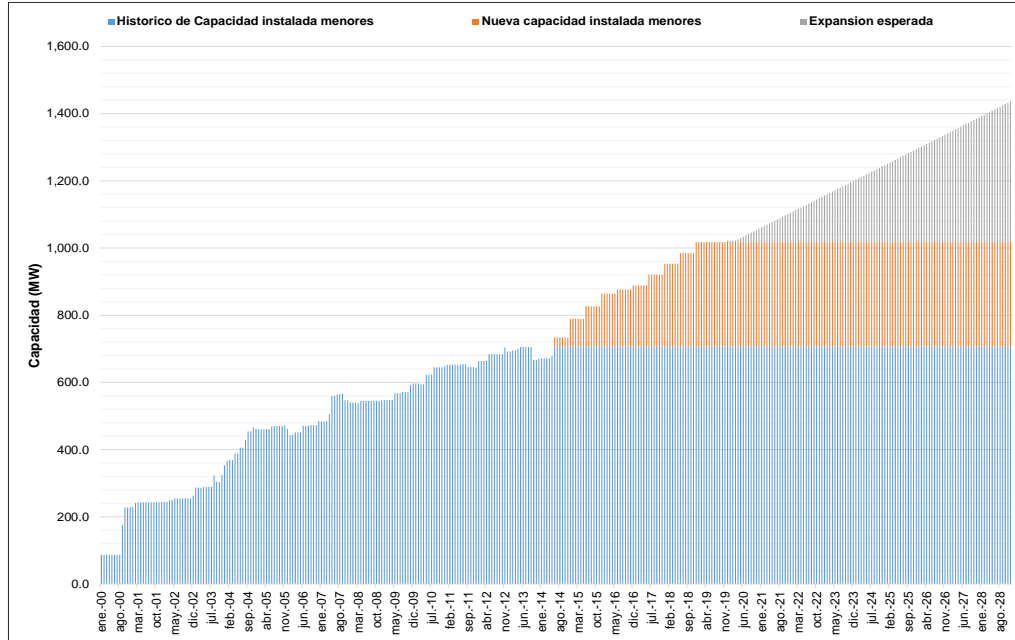


Fuente: UPME (2014).

I.III Proyección de expansión de plantas menores

Adicional a la expansión de centrales con capacidad superior a 20 MW, existe un gran interés por parte de diversos promotores en implementar centrales menores, es decir, proyectos hidroeléctricos con capacidad menor a 20 MW. En la Gráfica I-14 se presenta el pronóstico de expansión de dicha tecnología.

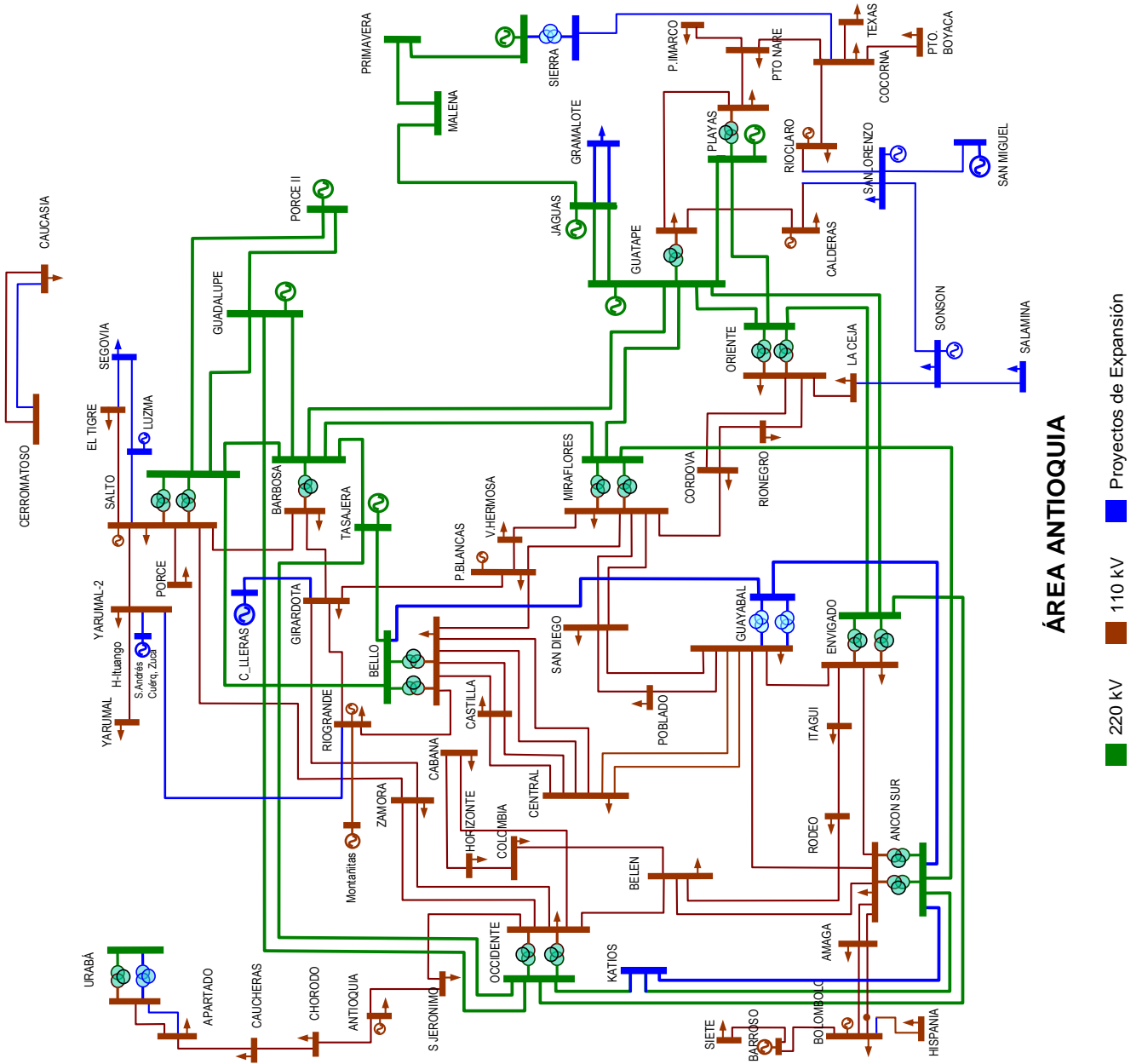
Gráfica I-14: Capacidad instalada de plantas menores en el sistema eléctrico colombiano [MW].

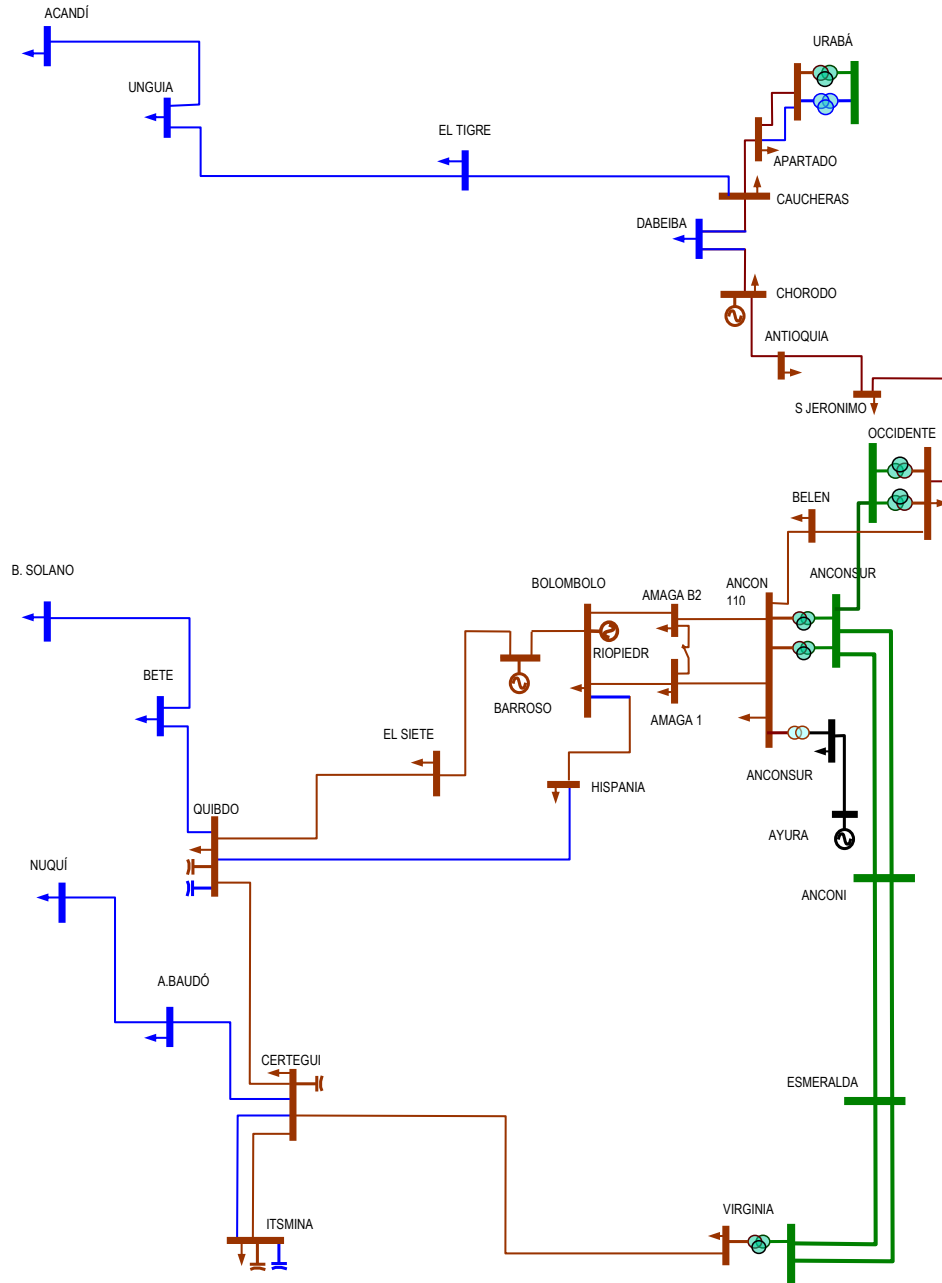


Fuente: UPME (2014).

Las barras azules indican la evolución histórica de la capacidad instalada de este tipo de centrales. Las barras naranjas representan la expansión de estos proyectos en los próximos 5 años, considerando solamente aquellos que cuentan con estudio de conexión aprobado y/o radicado. Finalmente, las barras grises son una proyección de expansión de esta tecnología, tomando en consideración el comportamiento histórico y esperado de los proyectos que gestionan actualmente su conexión al SIN.

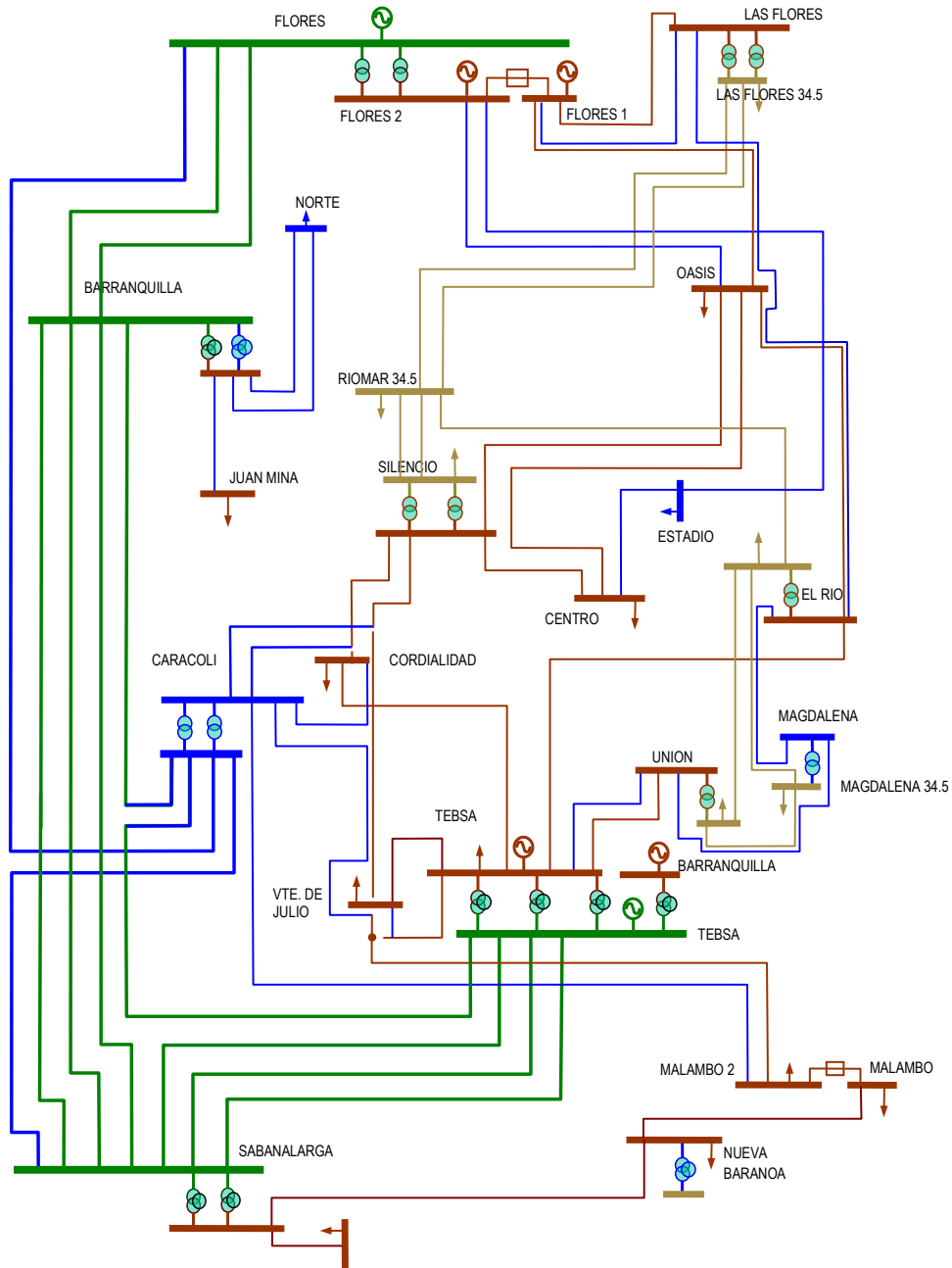
ANEXO II. DIAGRAMAS UNIFILARES





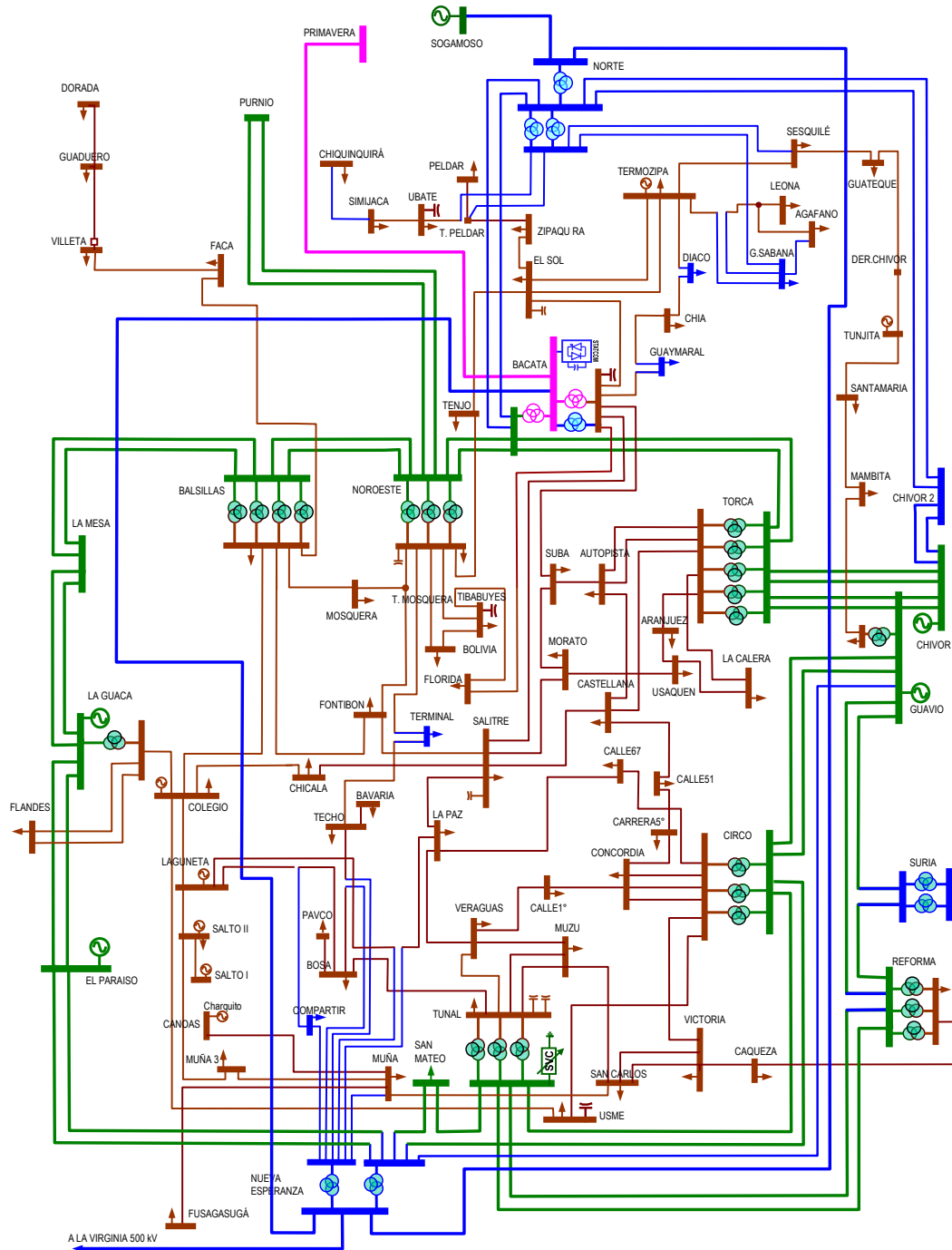
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 44 kV
 ■ Proyectos de Expansión



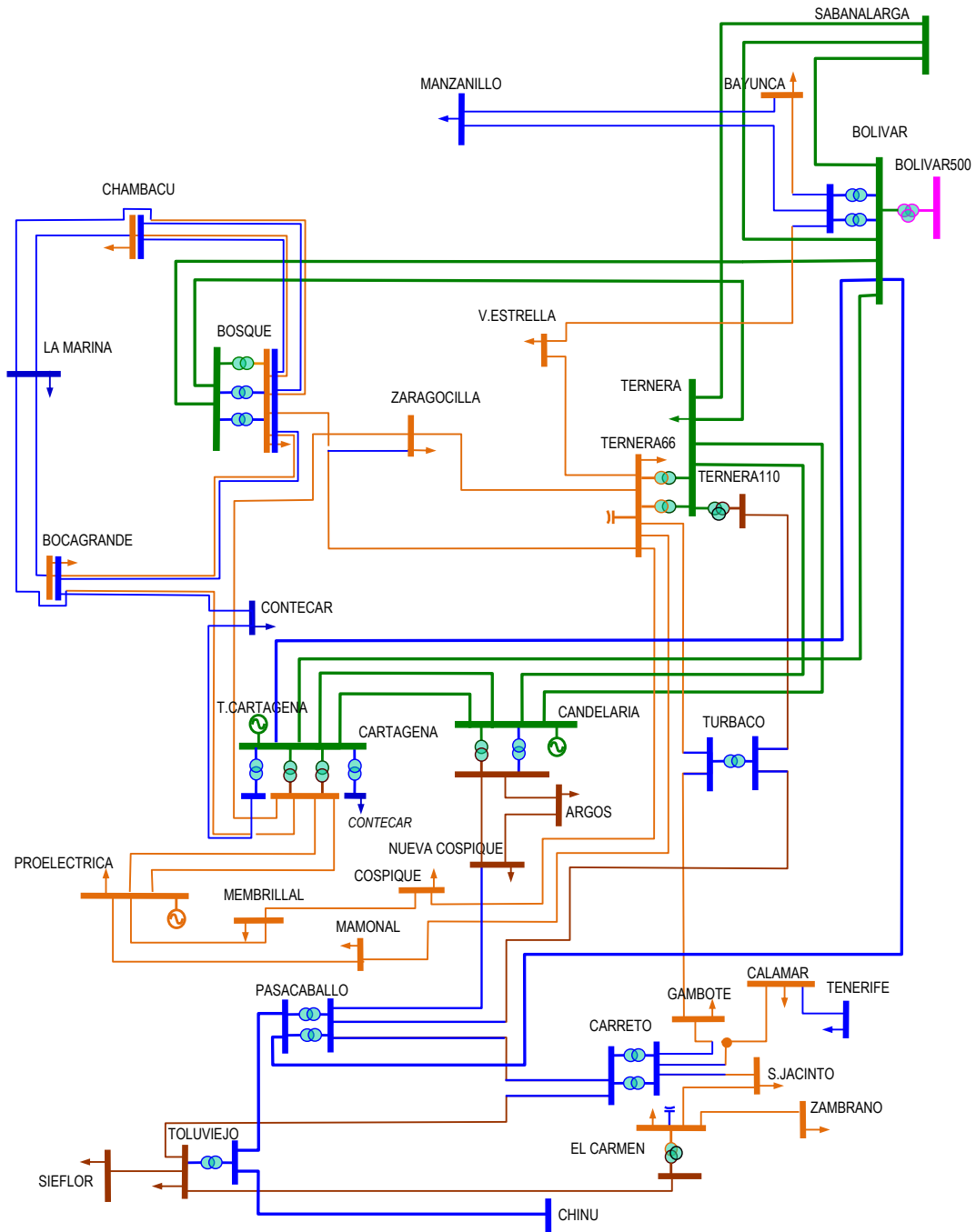
ÁREA ATLÁNTICO

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



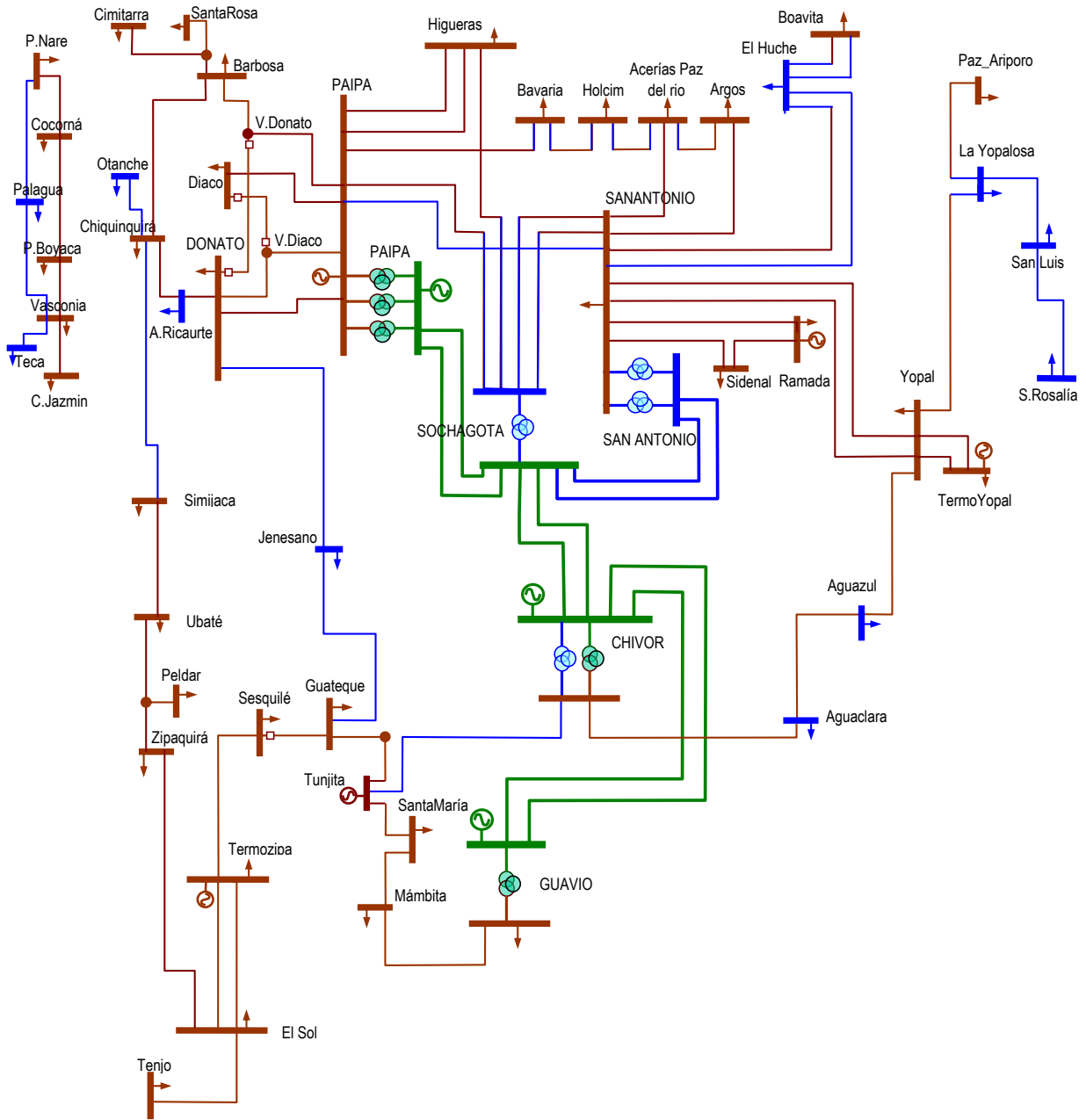
ÁREA BOGOTÁ

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



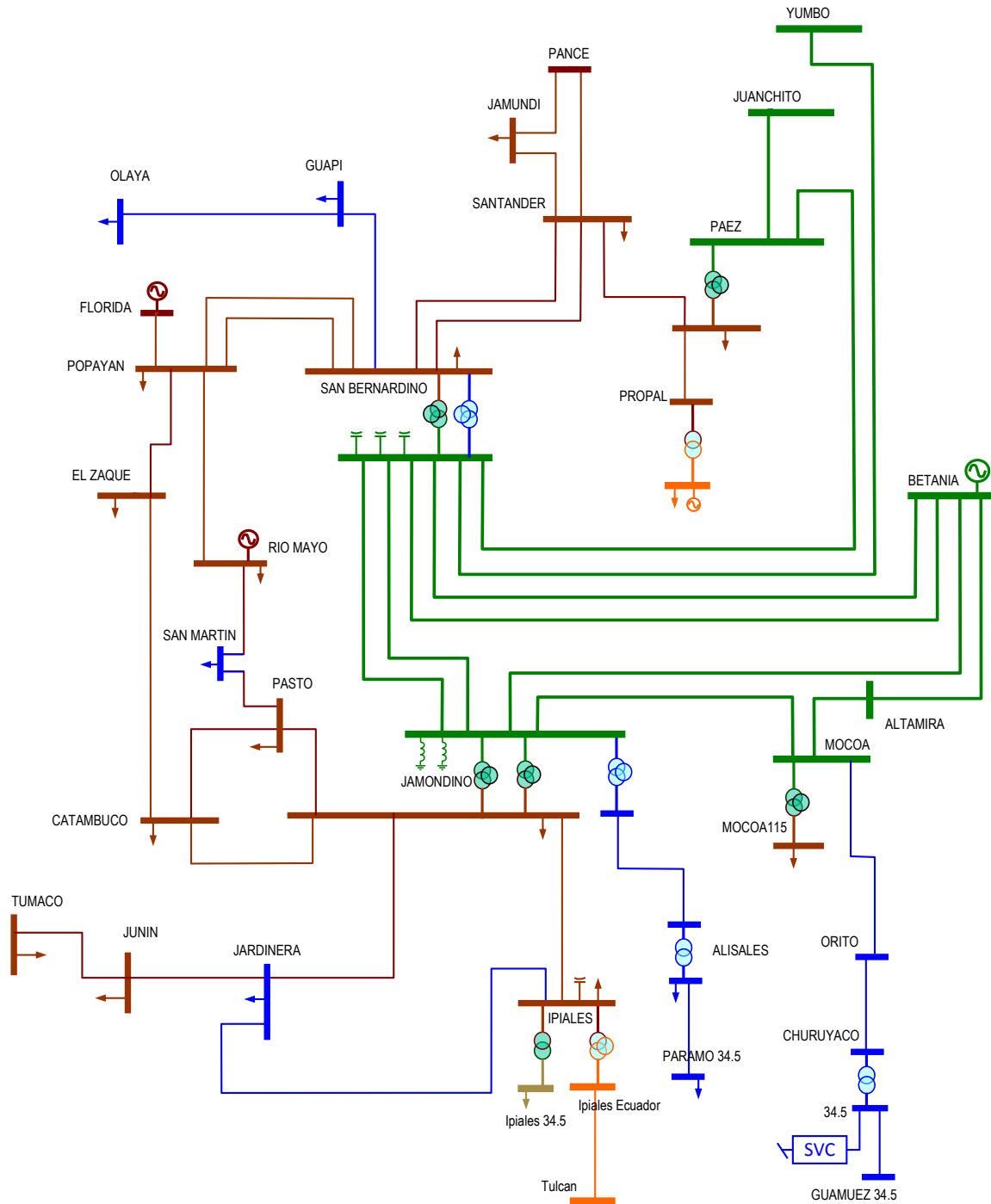
ÁREA BOLIVAR

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



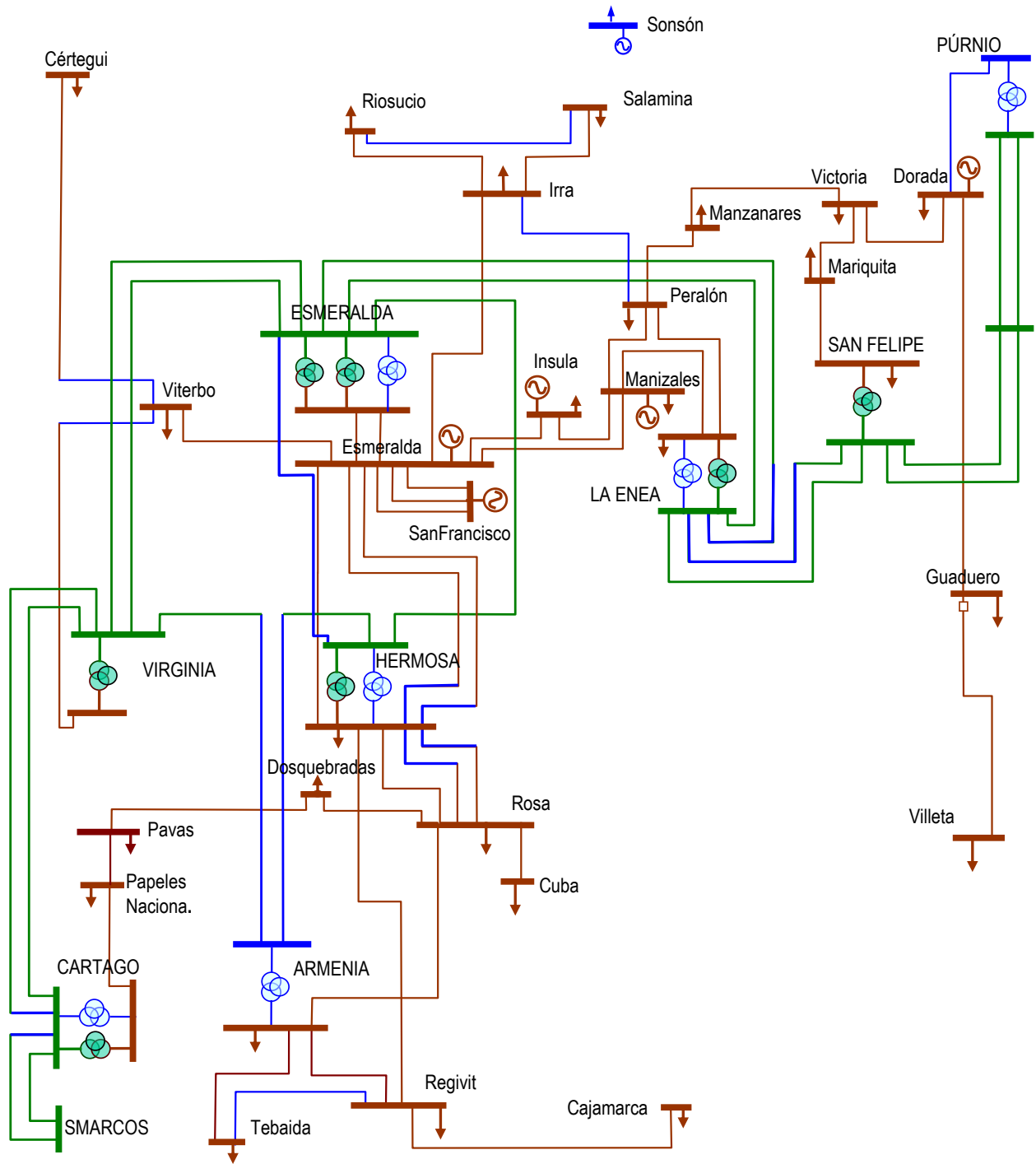
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



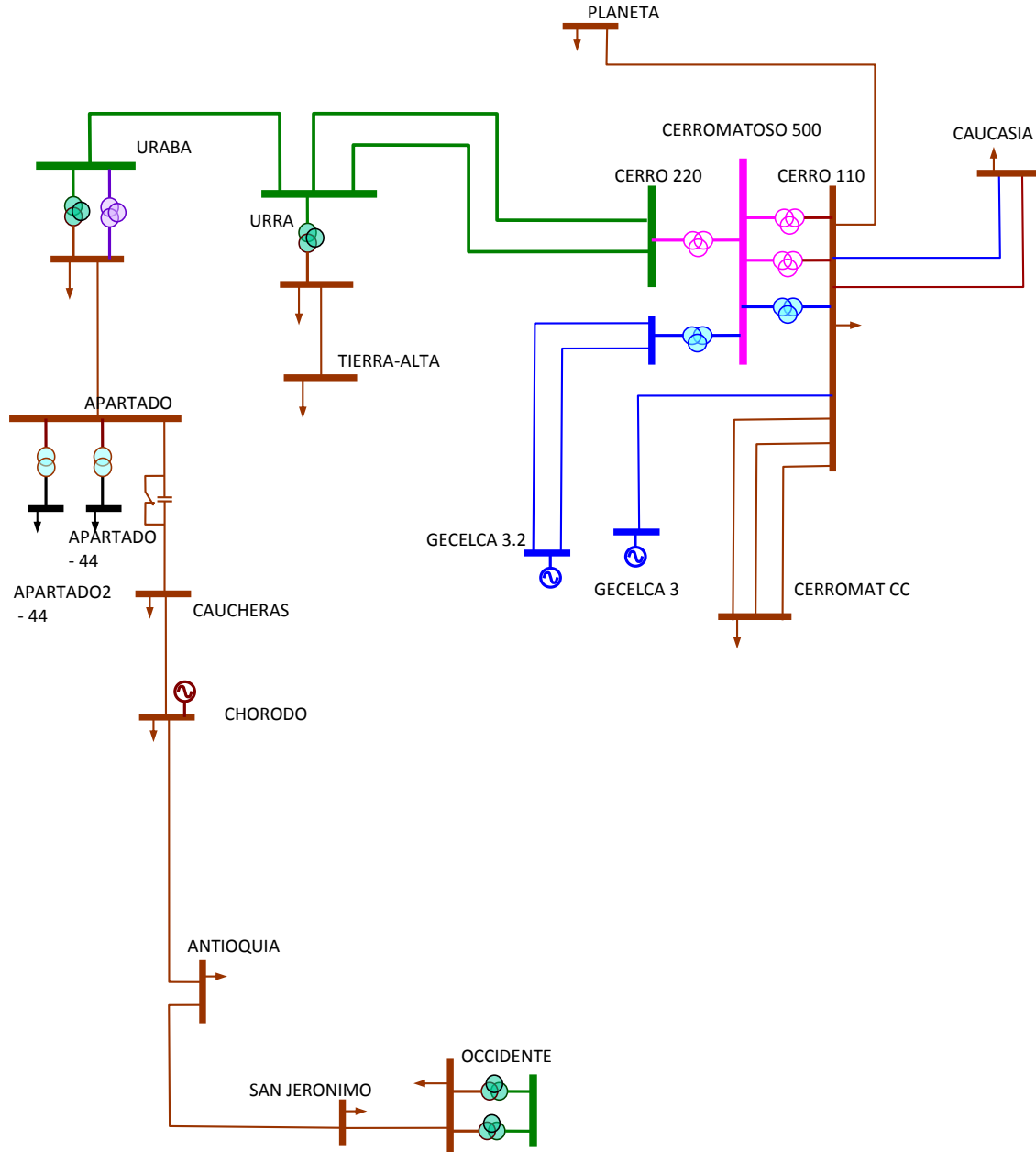
ÁREA CAUCA - NARIÑO

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



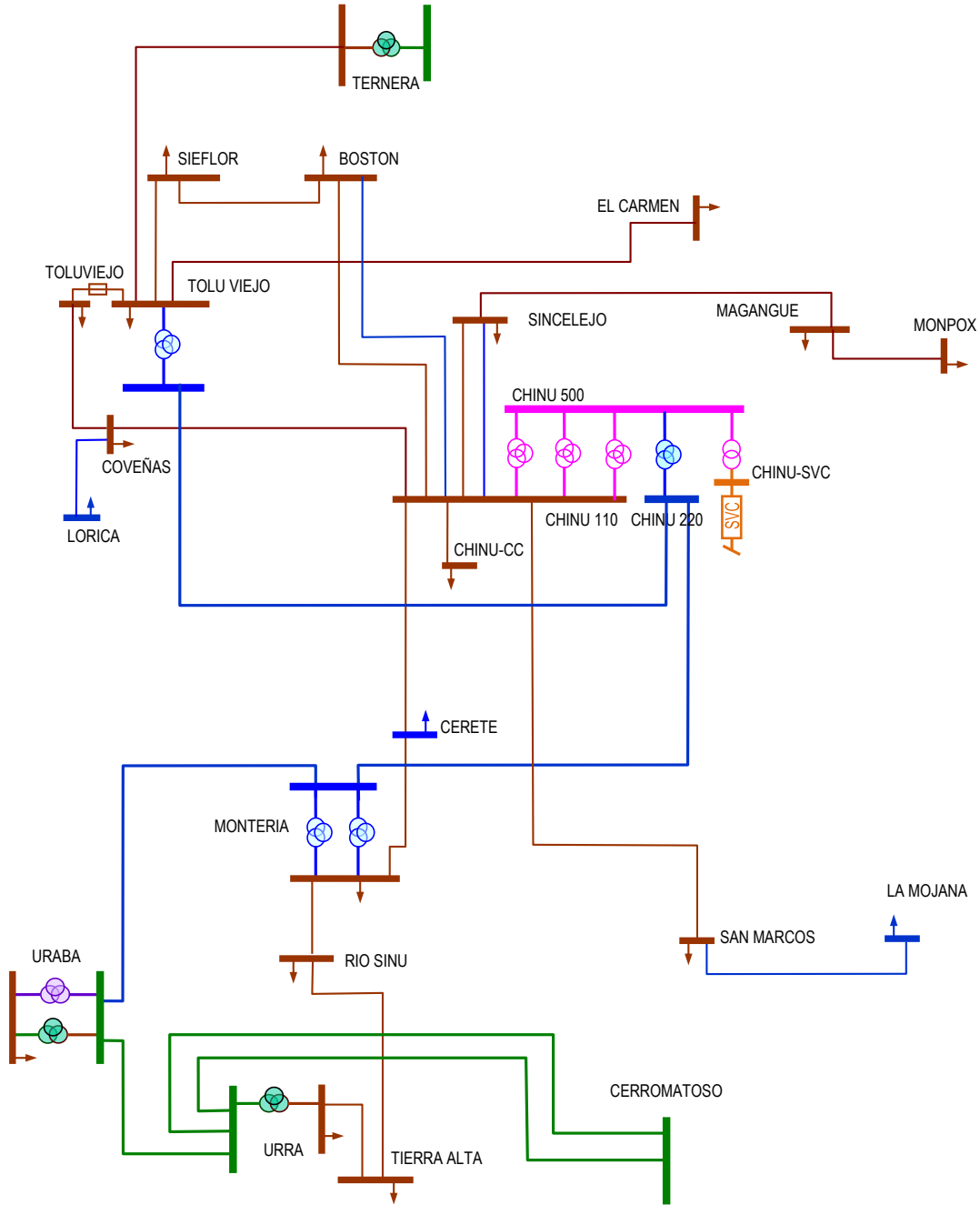
ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión
 ■ Propuesta Operador de Red



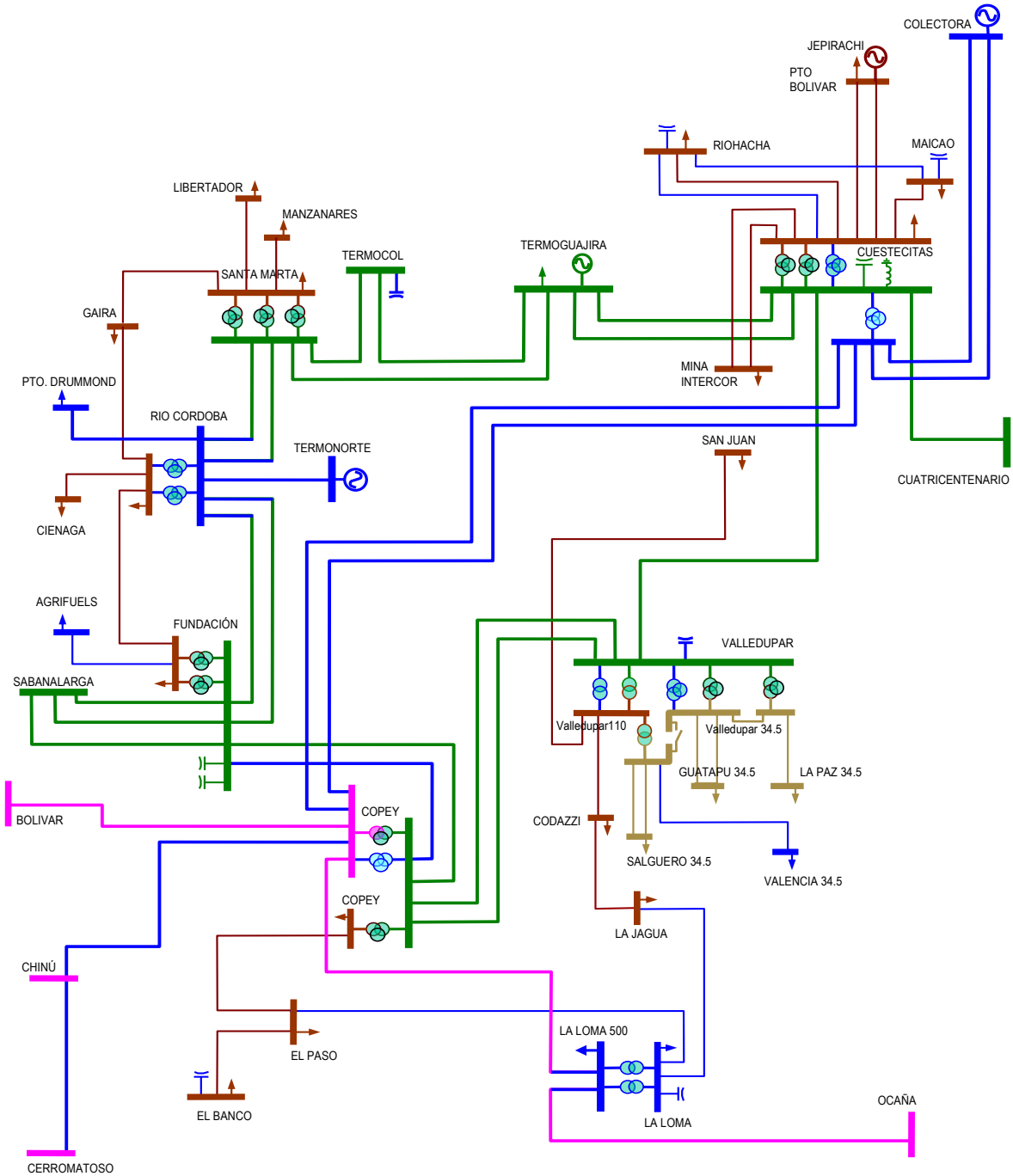
ÁREA CERROMATOSO

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



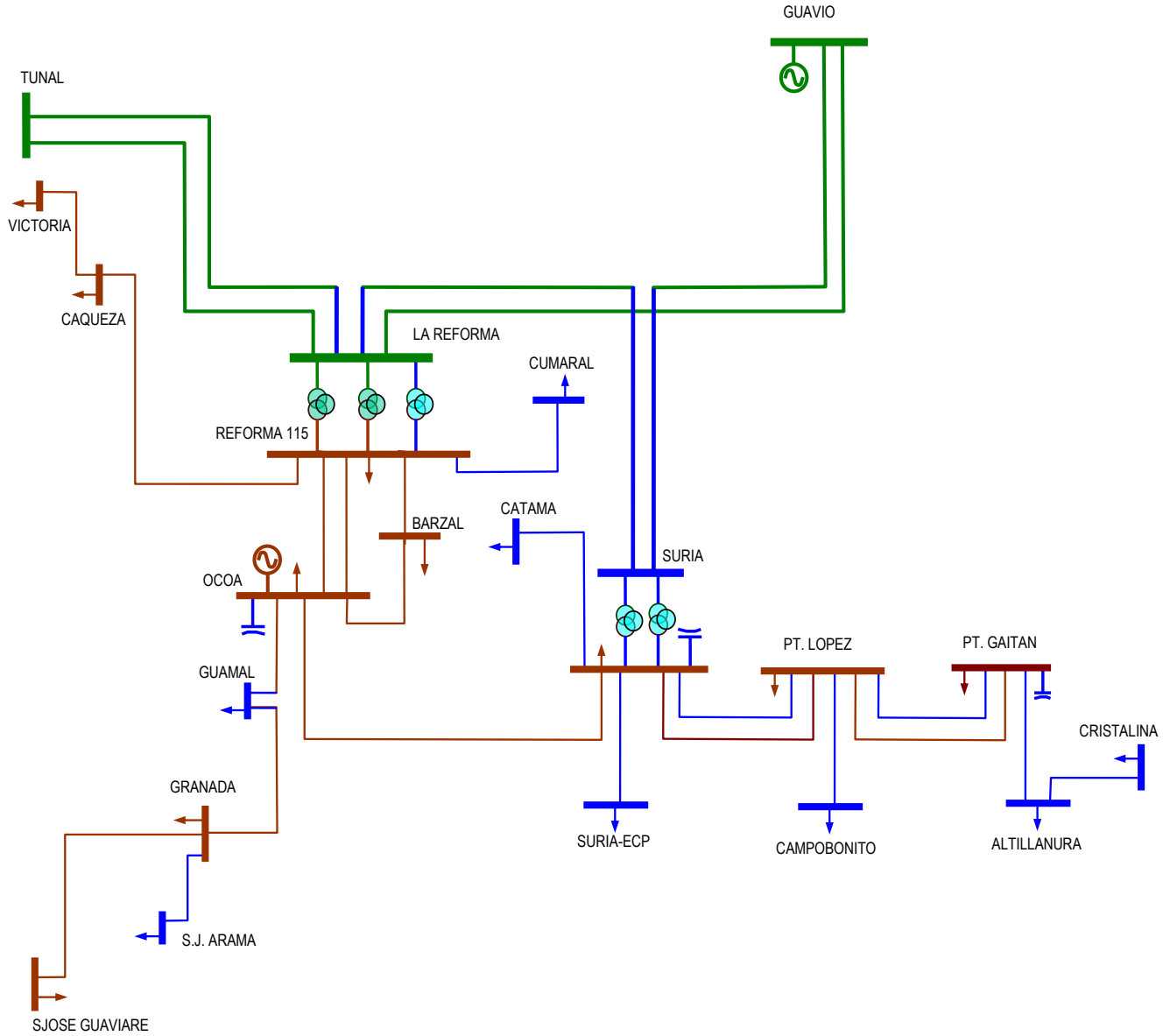
ÁREA CHINU

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



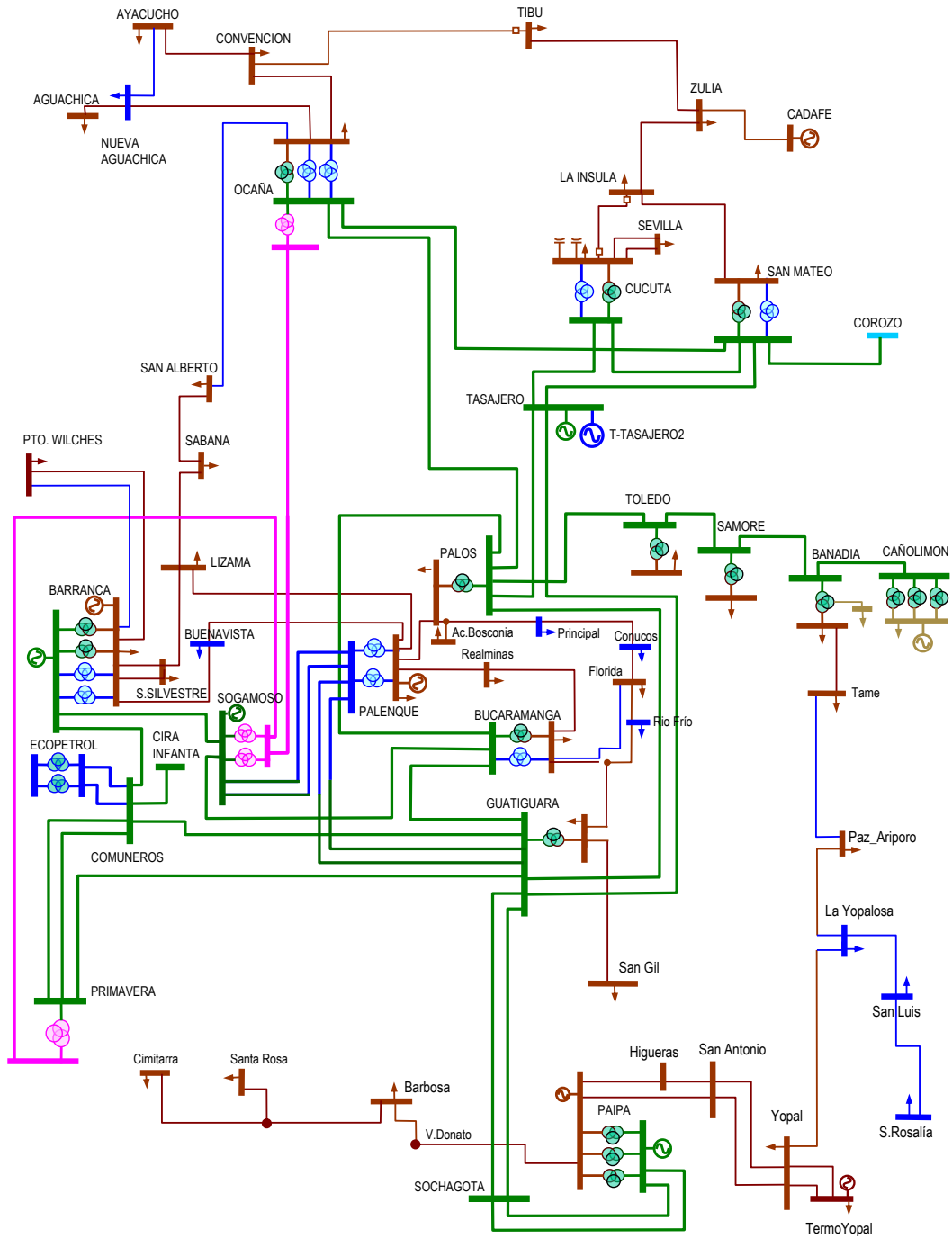
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

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



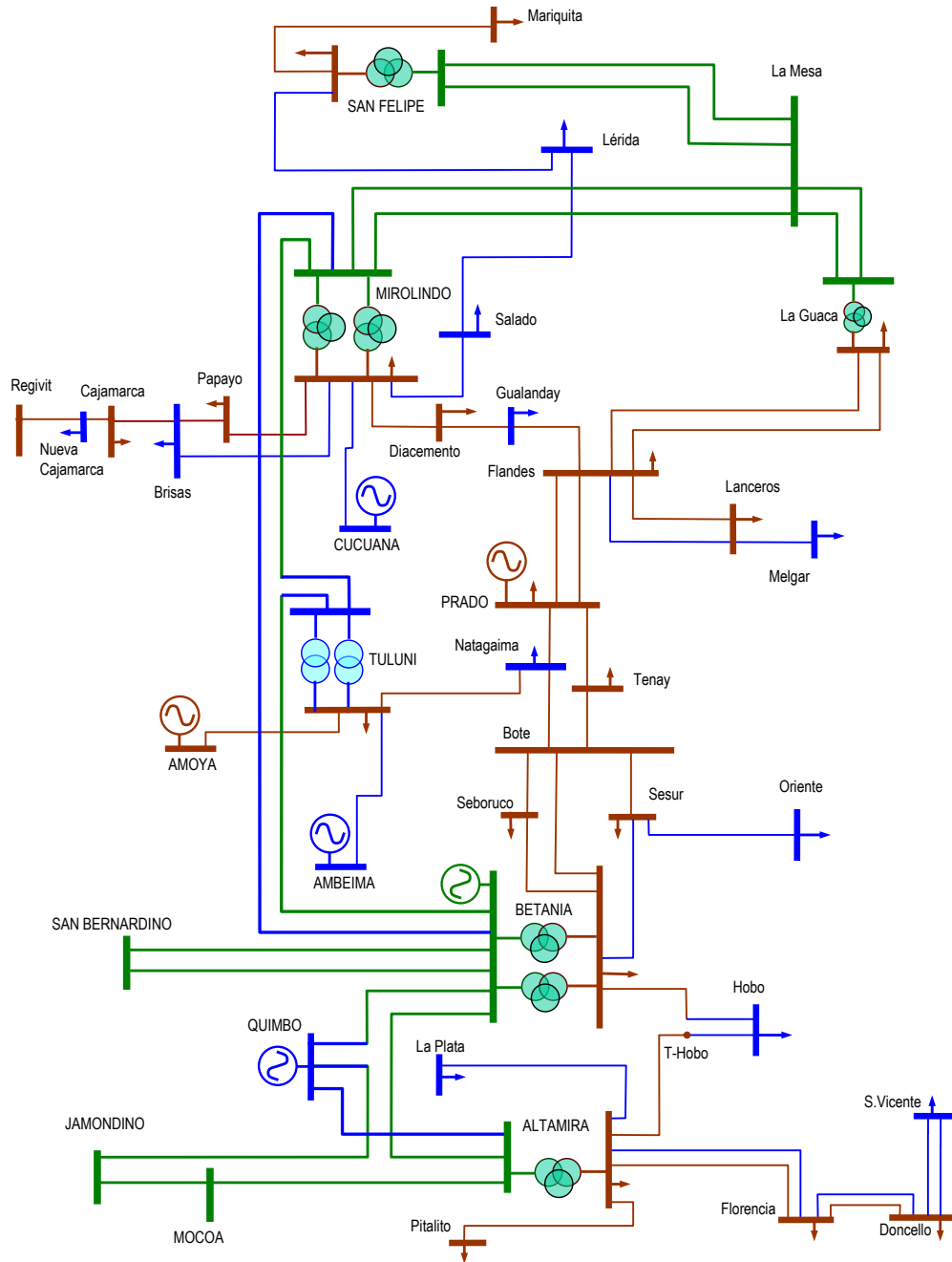
ÁREA META - GUAVIARE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



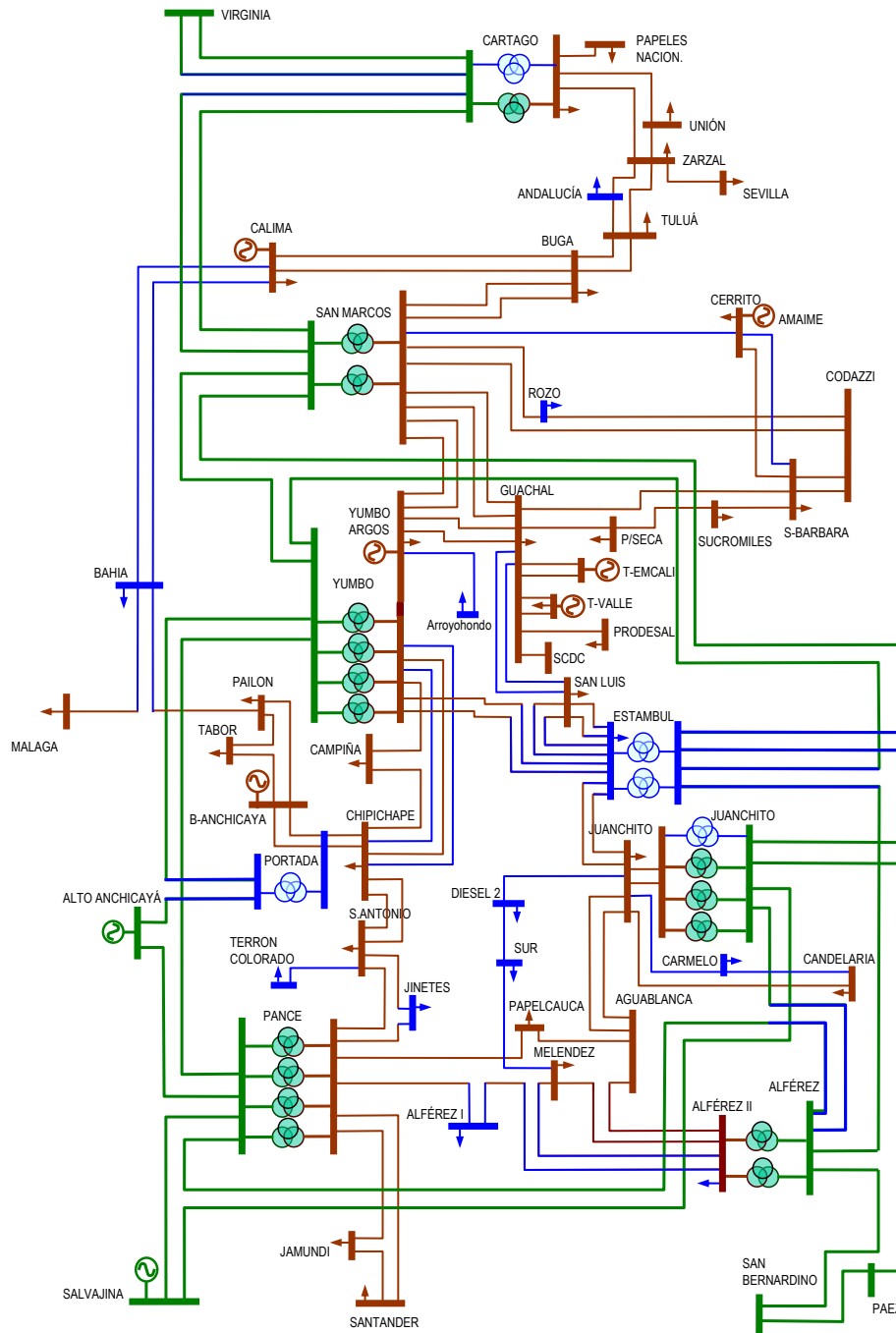
ÁREA NORDESTE

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



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



ÁREA VALLE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

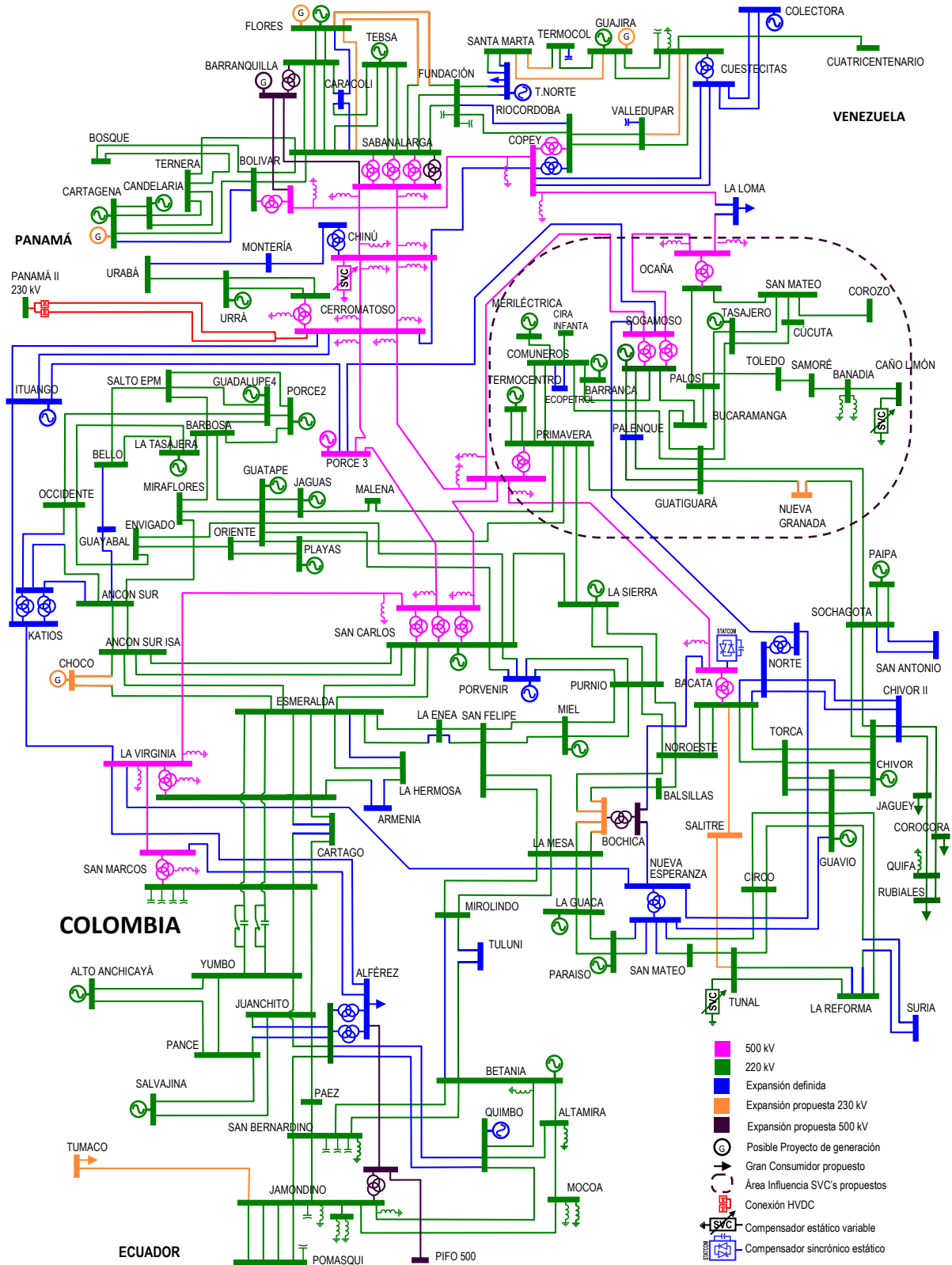
ANEXO III. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



ANEXO IV. SISTEMA DE TRANSMISIÓN – VISIÓN 2028



ANEXO VI. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL – VISIÓN 2028



- 500 kV
- 220 kV
- Expansión definida
- Expansión propuesta 230 kV
- Expansión propuesta 500 kV
- G Posible Proyecto de generación
- ⚡ Gran Consumidor propuesto
- SVC Área Influencia SVC's propuestos
- + Conexión HVDC
- SVC Compensador estático variable
- SVC Compensador sincrónico estático

ANEXO VII. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	ELEMENTO - TRAMO	TENSION (kV)	TIPO DE ACTIVO	DESCRIPCION	CAPACIDAD	AÑO DE ENTRADA
CEDENAR	SAN MARTÍN	SAN MARTÍN	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA	2015
CEDENAR		RÍO MAYO - SAN MARTÍN	115	LÍNEA	RECONFIGURA RÍO MAYO - PASTO	400 A	2015
CEDENAR		SAN MARTÍN - PASTO	115	LÍNEA	RECONFIGURA RÍO MAYO - PASTO	400 A	2015
CEDENAR	JARDINERA	JARDINERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA	2015
CEDENAR		JAMONDINO - JARDINERA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA JAMONDINO - JUNIN	400 A	2015
CEDENAR		JARDINERA - JUNIN	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA JAMONDINO - JUNIN	400 A	2015
CEDENAR		JARDINERA - PANAMERICANA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A	2015
CEO	GUAPI - OLAYA HERRERA	GUAPI	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA	2015
CEO		OLAYA HERRERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	15 MVA	2015
CEO		GUAPI - OLAYA HERRERA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A	2015
CEO		SAN BERNADINO - GUAPI	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A	2015
CENS	OCAÑA - CONVENCION	OCAÑA - CONVENCION	115	LÍNEA	REPOTENCIACION	670 A	2017
CENS	BELÉN - ÍNSULA	BELÉN - ÍNSULA	115	LÍNEA	REPOTENCIACION	670 A	2017
CENS	SAN MATEO	SAN MATEO	220/115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA	2016
CENS	TIBÚ	TIBÚ	115	COMPENSACION	NUEVA COMPENSACION	30 MVAr	2016
CENS	AGUACHICA NUEVA	AGUACHICA NUEVA	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	20 MVA	2016
CENS		OCAÑA - AGUACHICA NUEVA	115	LÍNEA	RECONFIGURA OCAÑA - AGUACHICA	400 A	2016
CENS		AGUACHICA NUEVA - AYACUCHO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	670 A	2017
CENS		AGUACHICA NUEVA	115	COMPENSACION	NUEVA COMPENSACION	1x 5 MVAr	2016
CENS	AYACUCHO	NORMALIZACION AYACUCHO	115	SUBESTACION	NORMALIZACION SUBESTACION	13 MVA	2016
CENS		AYACUCHO	115	COMPENSACION	NUEVA COMPENSACION	10 MVAr	2016
CENS	OCAÑA	OCAÑA	220/115/13,7	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXION AL STN	90/90/30 MVA	2016
CENS		OCAÑA	220/115/13,8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR DE CONEXION AL STN	90/90/30 MVA	2016
CENS	CONVENCION - TIBÚ	REPOTENCIACION CONVENCION - TIBÚ	115	LÍNEA	REPOTENCIACION	670 A	2019
CENS	TIBÚ - ZULIA	REPOTENCIACION TIBÚ - ZULIA	115	LÍNEA	REPOTENCIACION	670 A	2018
CHEC	PURNO	PURNO	230/115	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR DE CONEXION AL STN	150 MVA	2014
CHEC		PURNO	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	150 MVA	2014
CHEC		LA DORADA - PURNO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	726 A	2014
CODENSA	NUEVA ESPERANZA	TUNAL - VERAGUAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS Y TUNAL - LA PAZ	800 A	2013
CODENSA		LAGUNETA - LA PAZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS Y TUNAL - LA PAZ	800 A	2013
CODENSA		LAGUNETA - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - LA PAZ	800 A	2013
CODENSA		LA PAZ - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - LA PAZ	800 A	2013
CODENSA		TECHO - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA TECHO - BOSA	800 A	2013
CODENSA		BOSA - NUEVA ESPERANZA 1	115	LÍNEA	RECONFIGURA TECHO - BOSA	800 A	2013
CODENSA		BOSA - NUEVA ESPERANZA 2	115	LÍNEA	RECONFIGURA BOSA - LAGUNETA (QUEDANDO ABIERTA EN LAGUNETA)	800 A	2013
CODENSA		MUÑA - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	1200 A	2013
CODENSA	BACATÁ	BACATÁ	115	COMPENSACION	NUEVA COMPENSACION	1X30 MVAr	2014
CODENSA	TIBABUYES	TIBABUYES	115	COMPENSACION	NUEVA COMPENSACION	1X30 MVAr	2014
CODENSA	USME	USME	115	COMPENSACION	NUEVA COMPENSACION	1X30 MVAr	2014
CODENSA	BACATÁ	BACATÁ	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	450/450/1 MVA	2015
CODENSA	GRAN SABANA	GRAN SABANA	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	40 MVA	2015
CODENSA		GRAN SABANA - TERMOZIPA	115	LÍNEA	RECONFIGURA TERMOZIPA - T LEONA	562A	2015
CODENSA		GRAN SABANA - T LEONA	115	LÍNEA	RECONFIGURA TERMOZIPA - T LEONA	562A	2015
CODENSA	COMPARTIR	COMPARTIR	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	2X30 MVA	2016
CODENSA		COMPARTIR - BOSA	115	LÍNEA	RECONFIGURA NUEVA ESPERANZA - BOSA 2	800 A	2016
CODENSA		COMPARTIR - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA NUEVA ESPERANZA - BOSA 2	800 A	2016

DISPAC	HUAPANGO	HISPANIA - QUIBDÓ (HUAPANGO)	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 A	2016
DISPAC	HUAPANGO 2	SUBESTACIÓN Y COMPENSACIÓN	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	35 MVAr	2016
EBSA	CHIVOR	CHIVOR	230/115/34,5	TRANSFORMADOR	CAMBIO DE TRANSFORMADOR	150 MVA	2015
EBSA		CHIVOR - TUNJITA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA CHIVOR - TUNJITA	493 A	2015
EBSA	SOCHAGOTA	SOCHAGOTA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	3X60 MVA	2016
EBSA		SOCHAGOTA	230/115	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	60 MVA	2016
EBSA		SOCHAGOTA - PAIPA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA PAIPA - SAN ANTONIO	600 A	2016
EBSA		PAIPA - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA PAIPA - SAN ANTONIO	600 A	2016
EBSA		SOCHAGOTA - PAIPA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PAIPA - HIGUERAS	600 A	2016
EBSA		PAIPA - HIGUERAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA PAIPA - HIGUERAS	600 A	2016
EBSA	ALTO RICAURTE	ALTO RICAURTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA	2015
EBSA		DONATO - ALTO RICAURTE	115	LÍNEA	RECONFIGURA DONATO - CHIQUINQUIRÁ	493 A	2015
EBSA		ALTO RICAURTE - CHIQUINQUIRÁ	115	LÍNEA	RECONFIGURA DONATO - CHIQUINQUIRÁ	493 A	2015
EBSA		SEGUNDO CIRCUITO DONATO - ALTO RICAURTE	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO DONATO - ALTO RICAURTE	493 A	2015
EBSA		SEGUNDO CIRCUITO ALTO RICAURTE - CHIQUINQUIRÁ	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO ALTO RICAURTE - CHIQUINQUIRÁ	493 A	2015
EBSA	EL HUCHE	EL HUCHE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA	2017
EBSA		SAN ANTONIO - EL HUCHE	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA SAN ANTONIO - BOAVITA	493 A	2017
EBSA		EL HUCHE - BOAVITA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA SAN ANTONIO - BOAVITA	493 A	2017
EBSA	SAN ANTONIO - HUCHE	SEGUNDO CIRCUITO SAN ANTONIO - HUCHE	115	LÍNEA	SAN ANTONIO - HUCHE	493 A	2018
EBSA	HUCHE - BOAVITA	SEGUNDO CIRCUITO HUCHE - BOAVITA	115	LÍNEA	HUCHE - BOAVITA	493 A	2018
ELH	HOBO	HOBO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA	2013*
ELH		HOBO - THOBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	465 A	2013*
ENERTOLIMA	TULLINÍ	TULLINÍ	230/115	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	2X60 MVA	2016
ENERTOLIMA	NATAGAIMA	NATAGAIMA	115	SUBESTACIÓN	NORMALIZACIÓN	-	2015
ELC	ALTAMIRA - FLORENCIA	ALTAMIRA - FLORENCIA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A	2017
ELC	FLORENCIA - DONCELLO	FLORENCIA - DONCELLO	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A	2017
ECA - BOL	EL CARMEN	EL CARMEN	66	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	15 MVAr	2015
ECA - BOL	MANZANILLO	MANZANILLO	66	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA	2016
ECA - BOL	VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR	VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA RECONDUCCIÓN	691 A	2016
ECA - BOL	RECONFIGURA LA LÍNEA VILLA ESTRELLA - BAYUNCA	VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR Y BOLÍVAR - BAYUNCA	66	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA VILLA ESTRELLA - BAYUNCA	691 A	2016
ECA - BOL	BOLÍVAR	BOLÍVAR	220/110/66	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	100 MVA	2016
ECA - BOL		BOLÍVAR	220/110/66	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA	2016
ECA - BOL		BOLÍVAR	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	100 MVA	2016
ECA - BOL		BOLÍVAR - BAYUNCA	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	691 A	2016
ECA - BOL		BAYUNCA - MANZANILLO	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A	2016
ECA - BOL		MANZANILLO - BOLÍVAR	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A	2016
ECA - BOL	LA MARINA	LA MARINA	66	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60 MVA	2018
ECA - BOL		BOSQUE - LA MARINA	66	LÍNEA	RECONFIGURA UNA LÍNEA BOSQUE - CHAMBACÚ	638 A	2018
ECA - BOL		CHAMBACÚ - LA MARINA	66	LÍNEA	RECONFIGURA UNA LÍNEA BOSQUE - CHAMBACÚ	638 A	2018
ECA - BOL		BOCAGRANDE - LA MARINA	66	LÍNEA	RECONFIGURA CARTAGENA - BOCAGRANDE	638 A	2018
ECA - BOL		CARTAGENA - LA MARINA	66	LÍNEA	RECONFIGURA CARTAGENA - BOCAGRANDE	638 A	2018
ECA - BOL	BOSQUE	BOSQUE	220/110/66	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150 MVA	2014
ECA - BOL	BOSQUE	BOSQUE 3	220/110/66	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	150 MVA	2018
ECA - CES	VALLEDUPAR	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA	2014
ECA - CES	EL BANCO	EL BANCO	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	17,5 MVAr	2015
ECA - CES		LA LOMA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA	2015
ECA - CES		LA JAGUA - LA LOMA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	691 A	2015
ECA - CES		EL PASO - LA LOMA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	691 A	2018
ECA - CES		LOMA	500/110	TRANSFORMADOR	INSTALACIÓN DE DOS TRANSFORMADORES	2X150 MVA	2017
ECA - CHI	LA MOJANA	LA MOJANA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA	2013*
ECA - CHI		SAN MARCOS - LA MOJANA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	643 A	2013*
ECA - CHI	CHINÚ - BOSTON	CHINÚ - BOSTON	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	500 A	2014
ECA - CHI	CERETE	CERETE	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60 MVA	2016
ECA - CHI		CHINÚ - CERETE	110	LÍNEA	RECONFIGURA CHINÚ - MONTERÍA	530 A	2016
ECA - CHI		CERETE - MONTERÍA	110	LÍNEA	RECONFIGURA CHINÚ - MONTERÍA	530 A	2016
ECA - CHI	MONTERÍA	MONTERÍA	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	20 MVAr	2015
ECA - CHI		MONTERÍA	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	100 MVA	2016
ECA - CHI		MONTERÍA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA	2016

ECA - GUA	CUESTECITAS	CUESTECITAS	220/110	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	100 MVA	2016
ECA - GUA	RIOHACHA	RIOHACHA	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	15 MVar	2016
ECA - GUA	MAICAO	MAICAO	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	15 MVar	2016
ECA - MAG	RIO CORDOBA	RIO CORDOBA	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	100 MVA	2016
ECA - MAG		RIO CORDOBA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA	2016
ECA -ATL	SABANALARGA	SABANALARGA	220/110/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	90/90/30 MVA	2015
ECA -ATL	JUAN MINA	JUAN MINA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA	2014
ECA -ATL	CARACOLI	CARACOLI	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN	150 MVA	2016
ECA -ATL		CARACOLI	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN	150 MVA	2016
ECA -ATL		CARACOLI - SILENCIO	110	LÍNEA	RECONFIGURA SILENCIO - CORDIALIDAD Y LA NUEVA LÍNEA CARACOLI - CORDIALIDAD	712 A	2016
ECA -ATL		CARACOLI - CORDIALIDAD	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A	2016
ECA -ATL		CARACOLI - MALAMBO	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA VEINTE DE JULIO - MALAMBO	500 A	2016
ECA -ATL		CARACOLI - MALAMBO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	640 A	2016
ECA -ATL	TERMOFLORES - CENTRO	TERMOFLORES - CENTRO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	900 A	2015
ECA -ATL	TERMOFLORES - OASIS	TERMOFLORES - OASIS	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO SUBTERRANEO	945 A	2017
ECA -ATL	NORTE	NORTE	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60 MVA	2016
ECA -ATL		NUEVA BARRANQUILLA - NORTE	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA, SUBTERRANEO	900 A	2016
ECA -ATL	NUEVA BARRANQUILLA - JUAN MINA	NUEVA BARRANQUILLA - JUAN MINA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A	2014
ECA -ATL	NUEVA BARRANQUILLA	NUEVA BARRANQUILLA	220/110/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100/100/30 MVA	2016
ECA -ATL	TEBSA - SILENCIO	TEBSA - SILENCIO	110	LÍNEA	CONFIGURA TEBSA - VEINTE DE JULIO Y VEINTE DE JULIO - SILENCIO	640 A	2016
ECA -ATL	FLORES - RIO	FLORES - RIO	110	LÍNEA	RECONFIGURA TERMOFLORES - OASIS Y RIO - OASIS	-	2017
ECA -ATL	ESTADIO	ESTADIO	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60 MVA	2017
EMSA	CAMPO BONITO	CAMPO BONITO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	15 MVA	2013*
EMSA		PUERTO LOPEZ - CAMPO BONITO	115	LÍNEA	RECONFIGURA PUERTO LÓPEZ - PUERTO GAITÁN	593 A	2014
EMSA		CAMPO BONITO - PUERTO GAITÁN	115	LÍNEA	RECONFIGURA PUERTO LÓPEZ - PUERTO GAITÁN	593 A	2014
EMSA		SURIA - PUERTO LOPEZ	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A	2013*
EMSA	PUERTO LOPEZ - PUERTO GAITÁN	PUERTO LOPEZ - PUERTO GAITÁN	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A	2013*
EMSA	OCOA	OCOA	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	4X12,5 MVar	2014
EMSA	PUERTO GAITÁN	PUERTO GAITÁN	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	1X5 MVar	2014
EMSA	SURIA	SURIA	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	3X12,5 MVar	2014
EMSA	SURIA	SURIA	230/115	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	150 MVA	2016
EMSA		SURIA	230	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X150 MVA	2016
ENERCA	AGUAZUL	AGUAZUL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA	2013*
ENERCA		AGUAZUL	115/34,5/13,2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR	25 MVA	2013*
ENERCA		AGUA CLARA - AGUA AZUL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	-	2013*
ENERCA		AGUA AZUL - YOPAL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	455 A	2013*
ENERCA		SAN LUIS DE PALENQUE	SAN LUIS DE PALENQUE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DEL SDL	10 MVA
ENERCA	LA YOPALOSA	LA YOPALOSA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN RECONFIGURA YOPAL - PAZ DE ARIPORO	-	2015
ENERCA		LA YOPALOSA - SAN LUIS	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	397 A	2015
ENERCA	SANTA ROSALIA	SANTA ROSALIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DEL SDL	5 MVA	2015
ENERCA		SAN LUIS - SANTA ROSALIA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	397 A	2015
ENERCA	YOPAL	YOPAL	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	40 MVar	2015
ESSA	OCAÑA - SAN ALBERTO	OCAÑA - SAN ALBERTO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	670 A	2018
ESSA	RECONFIGURACIÓN TERMOBARRANCA	TERMOBARRANCA	115	SUBESTACIÓN	RECONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL + BARRA TRANSFERENCIA	4X90MVA	2019
ESSA		TERCER TRAFÓ TERMOBARRANCA	230/115	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	90 MVA	2019
ESSA		CUARTO TRAFÓ TERMOBARRANCA	230/115	TRANSFORMADOR	CUARTO TRANSFORMADOR	90 MVA	2019
ESSA	TERMOBARRANCA - PUERTO WILCHES	BARRANCA - PUERTO WILCHES	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	600 A	2018
ESSA	BUENA VISTA	BUENA VISTA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X40 MVA	2018
ESSA		BUENA VISTA - PALENQUE	115	LÍNEA	RECONFIGURA BARRANCA - PALENQUE	480 A	2018
ESSA		BUENAVISTA - BARRANCA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BARRANCA - PALENQUE	480 A	2018
ESSA	PRINCIPAL	PRINCIPAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X60 MVA	2018
ESSA		PALOS - PRINCIPAL	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	600 A	2018
ESSA		PRINCIPAL - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	600 A	2018
ESSA	CONUCOS	CONUCOS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X60 MVA	2018
ESSA		PRINCIPAL - CONUCOS	115	LÍNEA	RECONFIGURA PRINCIPAL - FLORIDA	600 A	2018
ESSA		CONUCOS - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PRINCIPAL - FLORIDA	600 A	2018
ESSA	NORMALIZACIÓN "T" BUCARAMANGA	BUCARAMANGA - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA - T - FLORIDA Y FLORIDA - T - PIEDECUESTA (SE ELIMINA T)	458 A	2018
ESSA		FLORIDA - PIEDECUESTA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA - T - FLORIDA Y FLORIDA - T - PIEDECUESTA (SE ELIMINA T)	458 A	2018
ESSA		RIO FRIO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X40 MVA	2018
ESSA	RIO FRIO	PIEDRECUESTA - RIO FRIO	115	LÍNEA	RECONFIGURA PIEDECUESTA - FLORIDA	458 A	2018
ESSA		RIO FRIO - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PIEDECUESTA - FLORIDA (NORMALIZACIÓN T BUCARAMANGA)	458 A	2018
ESSA	PALENQUE	PALENQUE	230	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X150 MVA	2017
ESSA		PRIMER PALENQUE	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	150/150/30 MVA	2017
ESSA		SEGUNDO PALENQUE	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/30 MVA	2017
ESSA	BUCARAMANGA	SEGUNDO BUCARAMANGA	230/115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150 MVA	2017

EPM	YARUMAL II	YARUMAL II - RIO GRANDE	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 A	2015
EPM		REPOTENCIACIÓN YARUMAL II - EL SALTO	110	LÍNEA	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA ACTUALMENTE INSTALADA	467 A	2015
EPM	SONSÓN	SUBESTACION SONSÓN	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA	2016
EPM		LÍNEA LA CEJA - SONSÓN	110	LÍNEA	REFUERZO LA CEJA - SONSÓN	467 A	2016
EPM	CAUCASIA	BARRAJE EN CAUCASIA	110	SUBESTACIÓN	BARRAJE EN CAUCASIA (BARRA PRINCIPAL + TRANSFERENCIA)	120 MVA	2016
EPM		CERROMATOSO - CAUCASIA	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	467 A	2017
EPM	GUAYABAL	GUAYABAL	230/110/44	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	2X(180/180/60) MVA	2016
EPM	HISPANIA	HISPANIA	110	SUBESTACIÓN	NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	40 MVA	2016
EPM		LÍNEA AMAGA - BOLOMBOLO	110	LÍNEA	NORMALIZACIÓN DE LA T AMAGA - BOLOMBOLO - HISPANIA	467 A	2016
EPM		LÍNEA HISPANIA - BOLOMBOLO	110	LÍNEA	NORMALIZACIÓN DE LA T AMAGA - BOLOMBOLO - HISPANIA	467A	2016
EPM	SONSON - SAN LORENZO	SONSON - SAN LORENZO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 A	2015
EPM	LA SIERRA	LA SIERRA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	90 MVA	2017
EPM		LA SIERRA - COCORNA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 A	2017
EPM		TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN LA SIERRA	230/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	90 MVA	2017
EPM	LUZMA	NUEVA SUBESTACIÓN	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2X25 MVA	2017
EPM		EL SALTO - NUEVA SUBESTACIÓN	110	LÍNEA	EL SALTO - NUEVA SUBESTACIÓN	467 A	2017
EPM		NUEVA SUBESTACIÓN - LA CRUZADA (SEGOVIA)	110	LÍNEA	NUEVA SUBESTACIÓN - LA CRUZADA (SEGOVIA)	467 A	2017
EPSA	ALFÉREZ I	ALFÉREZ I	115	LÍNEA	SECCIONA MELÉNDEZ - PANCE	-	2014
EPSA		ALFÉREZ I - MELENDEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - MELENDEZ	900 A	2014
EPSA		ALFEREZ I - PANCE	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - MELENDEZ	900 AMP	2014
EPSA	CARTAGO	CARTAGO	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	168/168/60 MVA	2014
EPSA	JUANCHITO - CANDELARIA	JUANCHITO - CANDELARIA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	530 A	2013*
EPSA	BAHIA RECONFIGURACIÓN CTO MÁGA - PAILÓN	BAHIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN MAS SEGUNDA ALIMENTACIÓN A BUENAVENTURA 115 KV	25 MVA	2015
EPSA		PAILON - BAHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA PAILON - MALAGA	393 A	2015
EPSA		BAHIA - MALAGA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA PAILON - MALAGA	393 A	2015
EPSA		DOBLE CIRCUITO CALIMA - BAHIA	115	LÍNEA	PRIMER CIRCUITO	533 A	2016

* El OR deberá realizar los procedimientos para indicar la fecha real de entrada del proyecto

** 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(...)"

