

República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCION NÚMERO 4 1095

()

- 1 11 2015

Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015 – 2029

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

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

CONSIDERANDO

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

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

Que de igual manera la citada norma señala que los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Que la Unidad de Planeación Minero – Energética, UPME, elaboró la versión preliminar del documento “Plan de Expansión de referencia Generación Transmisión 2015-2029”, la cual fue publicada en la página web de la mencionada Unidad en el mes de septiembre de 2015, a efectos de recibir comentarios.

Que ANDESCO, EPSA, CODENSA, UNIVERSIDAD NACIONAL, JEMEIWAA Ka’i, ENEL GREEN POWER, EEB, EPM, ISA, XM, ELECTRICARIBE e ISAGEN, presentaron observaciones a dicho documento, y previo análisis por parte de la UPME, el plan definitivo fue complementado adoptando la mayoría de las sugerencias, dando como resultado el documento final denominado “Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029”.

Que mediante oficio No. 20151520071901, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No.2015090571 del 22 de diciembre de 2015, la UPME sometió a

9C

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2015 – 2029"

consideración del Ministerio de Minas y Energía el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015– 2029, el cual contiene las recomendaciones a nivel de generación, al igual que los proyectos de transmisión requeridos en el Sistema Interconectado Nacional SIN.

Que con oficio No.20151520072421, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No. 2015091452 del 28 de diciembre de 2015, el Director General de la UPME, complementa y aclara la documentación remitida con la carta de presentación del Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión 2015-2029, en los siguientes aspectos: i) anexa copia del Acta "CAPT" No.142 del 26 de noviembre de 2015, en la que consta la aprobación del mencionado plan; ii) aclara la fecha de entrada en operación de las obras enunciadas en el citado plan como "Obras Incorporación de renovables en la Guajira"; y iii) allega carta del Presidente del CAPT, en la que manifiesta que las fechas de entrada de las obras descritas en el plan presentado se encuentran debidamente validadas mediante correo electrónico.

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

Que el numeral 4.1 del Anexo general contenido en la Resolución CREG 097 de 2008 establece que el Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 será revisado por la Comisión, cuando el Operador de Red cuente, entre otros, con la aprobación de los proyectos del Sistema de Transmisión Regional —STR— por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.

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

Que de conformidad con el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el texto de la presente resolución fue publicado en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios, durante el periodo comprendido entre el 30 de diciembre de 2015 y el 7 de enero de 2016.

Que durante su publicación se recibieron comentarios los cuales fueron remitidos a la UPME y respondidos en el documento "Comentarios de las Empresas al proyecto de Resolución", posteriormente enviados a: EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP, ANDESCO, ISAGEN S.A. ESP, ELECTRICARIBE S.A. ESP, ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. y JEMEIWAA KAÍ S.A.S.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. Adoptar el "Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015– 2029" elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, anexo a la presente Resolución, que contiene las recomendaciones a nivel de generación, y cuyas obras de transmisión requeridas, que deben ser ejecutadas a través de: (i)

CPC

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2015 – 2029"

Convocatoria Pública del STN y/o STR, y/o (ii) reconocimiento de activos de nivel de tensión IV a los Operadores de Red, o, (iii) la opción de Ampliación, según corresponda, son las siguientes:

I. Obras Costa Caribe

- Nueva subestación San Juan 220 kV, reconfigurando el enlace Valledupar – Cuestecitas 220 kV en Valledupar – San Juan 220 kV y San Juan – Cuestecitas 220 kV e instalación de un transformador 220/110 kV – 100 MVA.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Agosto 31 de 2020.**

- Nueva subestación El Río 220 kV, mediante un nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores en 220 kV y doble transformación 220/110 kV – 150 MVA en El Río.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

- Nuevo corredor Sabanalarga – Bolívar 500 kV (aprox. 65 km) y segundo transformador 500/220 kV – 450 MVA en Bolívar.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

- Nuevo corredor Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviejo 220 kV, transformación 220/110 kV – 2 x 150 MVA y nuevo enlace 110 kV Nueva Montería – Rio Sinú.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

II. Obras Antioquia – Chocó

- Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV (nuevo punto de conexión en 230 kV), mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – Nuevo Siete (Chocó) 230 kV y Nuevo Siete (Chocó) – Esmeralda 230 kV.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

- Nuevo punto de conexión en San Lorenzo 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – San Lorenzo y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

III. Obras Incorporación de renovables en La Guajira

- Dos subestaciones Colectoras en AC a 500 kV.
- Colectora 1: interconectada mediante un doble circuito en AC a Cuestecitas 500 kV.
- Colectora 2: interconectada con un enlace en HVDC VSC de 550 kV DC bipolo entre Colectora 2 y Chinú.

CPC

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2015 – 2029"

- Dos estaciones conversoras en las subestaciones Chinú y Colectora 2.
- Segundo circuito en AC Copey - Cuestecitas 500 kV.

Fecha de entrada de obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2022.**

Parágrafo: Para las obras de incorporación de renovables en La Guajira, señaladas en el numeral III del presente artículo, la red final y el orden del desarrollo de la infraestructura dependerá de la capacidad definitiva que se vaya a conectar en el Sistema. Por consiguiente, la adopción de la obra aquí descrita está sujeta necesariamente a que se cuente con la manifestación escrita de intención formal por parte de los agentes de conexión al Sistema Interconectado Nacional y su ejecución está sujeta al cumplimiento de la regulación correspondiente.

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

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

Publíquese y Cúmplase

Dada en Bogotá, D.C. a los, - 1 1 15 2022



TOMAS GONZALES ESTRADA
Ministro de Minas y Energía

Elaboró Daniel Rozo Sarmiento - Elsa Fernanda Márquez
Revisó Adriana Cubillos Sierra - Belfredy Prieto O
Aprobo Juan José Parada H - Rogerio Ramirez R

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2015 – 2029



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

Tomás González Estrada
Ministro de Minas y Energía

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General UPME

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
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.
AES Chivor 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. Martínez Gil
- Juliana A. Moreno Tiusabá

DEMANDA

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

HIDROCARBUROS

- Beatriz H. Jaimes
- German O. León Duarte
- Carlos F. Rojas Páez

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
- Juan C. De la Torre
- William J. Henao Ramírez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- Luis A. Hernández Beleño
- Baisser A. Jiménez Rivera

TRANSMISIÓN

- Baisser A. Jiménez Rivera
- Raúl Rodríguez Peña
- Jhon S. Zárate Herrera
- Raúl Gil Naranjo
- Cristian C. Viasús Figueredo
- Nicolás Achury Beltrán
- Ana M. Ospina Sierra
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Diana M. Pérez Orozco
- Marco A. Caro Camargo



INTRODUCCIÓN

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

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

Esta versión del Plan fue desarrollada durante el transcurso del 2015, razón por la cual se utilizó la proyección de demanda, revisión de julio. En cuanto a la generación, se realizó un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país, como son el carbón mineral, gas natural, combustibles líquidos, hidroelectricidad y fuentes renovables no convencionales de energía. El documento presenta la expansión considerada para cada escenario, sus supuestos, la proyección de precios de los combustibles fósiles, el crecimiento esperado de la capacidad instalada de plantas de generación menor, el balance entre la Energía en Firme y la proyección de demanda de energía eléctrica, el contraste entre la evolución de la capacidad instalada y el pico de potencia, el efecto de las plantas menores en la optimización de las microcuencas, entre otros análisis.

En el periodo comprendido entre los años 2015 y 2020, los resultados del plan de generación indican que se cumple con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la Regulación, lo anterior considerando solamente las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, aquellas que se encuentran en desarrollo, y los supuestos establecidos en este documento. Es decir, en el corto plazo no se observan requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del Cargo, aun bajo posibles atrasos, la no ejecución de proyectos y el mismo fenómeno del Niño (el más severo de los últimos años). En contraste, para el horizonte 2021-2029 se requeriría un incremento de la capacidad instalada, ello con el objetivo de cumplir con los citados criterios. Todas las alternativas de largo plazo contemplan la segunda etapa de Ituango (1200 MW), la instalación de 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima (salvo para el escenario 12), y una proyección de crecimiento de la capacidad instalada de plantas menores (796.6 MW al final del periodo). A partir de esta expansión base, se definen las siguientes capacidades adicionales: i) en el escenario 5 se necesitarían 1815 MW térmicos, de los cuales 1700 MW son a base de carbón y 115 MW están asociados a un proyecto que utiliza Gas Natural como combustible principal; ii) en el escenario 6 se requerirían 1830 MW hidroeléctricos, distribuidos en dos proyectos a gran escala con capacidad de embalsamiento; iii) en el escenario 7 se formula una senda de expansión hidrotérmica, con 1185 MW a base de carbón y un proyecto hidroeléctrico de 960 MW con capacidad de embalsamiento; iv) en el escenario 8 la instalación de 1624 MW eólicos en el norte de la Guajira desplazan 670 MW térmicos a base de carbón, tomando como referencia el escenario 7; v) en el escenario 9 con la instalación de 3131 MW eólicos ya no sería necesario la incorporación de 515 MW térmicos a base de carbón (adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo), lo anterior respecto al escenario 8; vi) los escenarios 10 y 11 tienen en consideración 574.2 MW de generación renovable no convencional, específicamente geotermia, biomasa (palma africana y bagazo de caña), y generación solar fotovoltaica distribuida. Estos recursos desplazan 383 MW, térmicos a base de carbón respecto al escenario 8 e hidráulicos en comparación con el escenario 9. De todas maneras estos dos casos conservan la misma capacidad eólica (escenarios 8 y 9, respectivamente). Adicionalmente se formuló el escenario 12, que establece una mezcla óptima de todas las fuentes, convencionales y no convencionales. Se sustenta principalmente de generación térmica a base de carbón, 1020 MW, generación

eólica en el norte de la guajira (1174 MW) y el mismo bloque de generación renovable de las estrategias 10 y 11. A partir de este caso se formuló un escenario de interconexiones internacionales (escenario 13), encontrándose que bajo la expansión propuesta, se pueden soportar las exportaciones, sin necesidades de capacidad adicional.

Al igual que en versiones anteriores, la Unidad ha venido evaluando opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad. Este Plan aborda nuevamente dichos ejercicios, lo anterior apalancado por la ley 1715 de 2014 y las iniciativas de los agentes generadores por desarrollar fuentes renovables no convencionales. Es por ello que en esta versión 2015-2029 se mejoró la metodología de modelación de dichas fuentes, específicamente el recurso solar, garantizando de esta forma su Estocasticidad y Variabilidad. Las simulaciones muestran que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal de la demanda, brindando confiabilidad energética y desplazando generación más costosa. Por otro lado, la citada reducción debe ser tenida en cuenta por los agentes, ya que dependiendo del porcentaje de penetración de estas tecnologías, los futuros proyectos de generación, convencionales y no convencionales, pueden verse comprometidos financieramente, esto por la disminución en su ingreso esperado (ventas de energía en el mercado spot). Adicionalmente, la incorporación de este tipo de recursos representa un reto en relación a la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN, dada las características de la generación renovable, su capacidad instalada y su ubicación en nuestra geografía nacional. Es por ello que en esta versión se establecen nuevamente los impactos desde el punto de vista de la conexión, expansión de redes y operación del SIN, cuantificando sus principales beneficios y costos.

Se analizó el efecto del cambio climático y la sedimentación de los embalses, en las señales de expansión y las estrategias de largo plazo. Dependiendo de las comunicaciones nacionales del IDEAM, los requerimientos de nueva capacidad se pueden adelantar (2018) o inclusive atrasar (2022). También se determinó el valor esperado de las emisiones y factor de emisión, identificando las matrices más contaminantes. Adicionalmente, con el ánimo de entregar mejor información a los agentes, se estableció el costo nivelado de capital y generación de cada estrategia.

El Plan también aborda los ejercicios de Planificación integrada Generación-Transmisión, particularmente: i) el efecto de los escenarios de largo plazo en los intercambios de energía entre las principales áreas eléctricas del SIN; ii) los Costos Marginales Locales - LMP, ello para brindar señales de ubicación a diferentes tipos de usuarios, y por último, iii) dos simulaciones en las áreas Oriental y Caribe, en relación a lo que serían las primeras subastas de potencia localizada, estableciendo la relación beneficio/costo para los agentes generadores y la demanda nacional.

Finalmente, se presenta la valoración de cada escenario de largo plazo, ello en función de cinco (5) indicadores, a saber: resiliencia hidráulica, costo marginal, emisiones, costo nivelado de capital normalizado e índice global. Al aplicar la metodología propuesta, el escenario 12 presentó el mejor desempeño (es la estrategia más diversificada).

Como resultado del Plan de Transmisión, se presentan las obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional, necesarias para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo. Se plantean cuatro obras a nivel de 500 y 230 kV en la Costa Atlántica, las cuales mejoraran las condiciones de los Sistemas Regionales de Transporte y Distribución Local. Estas obras son: i) cierre del anillo en 500 kV en la Costa Caribe entre Sabanalarga y Bolívar, y un segundo transformador de 500/230 kV en Bolívar; ii) un nuevo punto de conexión en Cesar denominado San Juan; iii) cierre del anillo en 220 kV en Atlántico mediante la obra denominada El Río; y iv) un nuevo punto de conexión a 220 kV llamado Tolviejo entre Bolívar y Chinú, incluyendo un nuevo corredor entre Montería – Tolviejo – Bolívar a 220 kV. Por otro lado, se presentan los análisis para la conexión de generación eólica en la región Caribe, cuya capacidad instalada puede alcanzar

los 3131 MW. Se formulan diferentes alternativas de desarrollo de Red en función de los posibles bloques de generación eólica que se podrían instalar, incluyendo la posibilidad de uso de una red en corriente continua - HVDC; siendo la obra combinada entre un desarrollo en AC y HVDC-VSC la obra recomendada. Adicionalmente, se muestra un análisis para la instalación de baterías, abordando dos diferentes metodologías: i) Ubicación única y ii) Ubicación óptima, con el caso práctico de aplicación en la región del Atlántico. Evidenciando la posibilidad técnica y económica bajo ciertas condiciones operativas particulares y para ciertos valores de la Tasa Representativa del Mercado. Para la región de Antioquia – Chocó, se presenta el análisis de la conexión de las plantas CAA, CAB y CARG de 121.9 MW ubicadas en cercanías del municipio de Carmén de Atrato – Choco, y la conexión de Santo Domingo 56 MW ubicadas en jurisdicción del municipio de Cocorná y San Francisco – Antioquia. Por otro lado, se realizó un análisis del nivel de carga de los transformadores en San Carlos, Primavera y Ocaña 500/230 kV. Finalmente, en el Plan de Transmisión también se presentan los análisis de los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, donde se evidencia el comportamiento de los mismos y se plantean alternativas de solución a cada una de las problemáticas.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, el cual fue elaborado con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT, la participación de diferentes agentes y el apoyo de XM. A todos ellos nuestro agradecimiento.

LISTA DE SIGLAS

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

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	1
LISTA DE GRÁFICAS	8
LISTA DE TABLAS	29
1. ENTORNO ECONÓMICO INTERNACIONAL: COLOMBIA Y EL MUNDO 2015 – 2016	37
1.1. CONTEXTO GLOBAL: RECUPERACIÓN EN PAÍSES DESARROLLADOS, DESACELERACIÓN EN EMERGENTES	37
1.2. MATERIAS PRIMAS Y ECONOMÍA: TENDENCIA A LA ESTABILIDAD CON PRECIOS BAJOS	39
1.3. EL ROL DE ESTADOS UNIDOS: RECUPERACIÓN Y FORTALECIMIENTO DEL DÓLAR	46
1.4. COLOMBIA Y LATINOAMÉRICA: DEVALUACIÓN, INFLACIÓN Y MENOR CRECIMIENTO	48
1.5. COLOMBIA Y LA POLÍTICA MONETARIA: INFLACIÓN, EL PRINCIPAL RETO	50
1.6. COLOMBIA, FINANZAS PÚBLICAS Y SECTOR EXTERNO: AJUSTE EXTRACTURAL	57
1.7. CONSUMO: LA FORTALEZA DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA	64
1.8. SERVICIOS, CONSTRUCCIÓN E INDUSTRIA: LAS CLAVES DEL CRECIMIENTO	67
1.9. PROYECCIONES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN A MEDIANO PLAZO ..	72
2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA	75
2.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	75
2.1.1. Metodología	76
2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES	82
2.2. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LARGO PLAZO (ANUAL)	87
2.3. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)	90
2.4. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL)	93
2.5. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL) ..	95
2.6. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL	97

2.7.	PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES	99
2.8.	CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES	103
2.9.	REVISIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LAS SERIES HISTÓRICAS EN AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN EN COLOMBIA	107
2.9.1.	Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración – Cogeneración	108
2.9.2.	“Demanda Oculta” del SIN	110
3.	SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	111
3.1.	MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	111
3.2.	OFERTA	112
3.2.1.	Capacidad Instalada	112
3.2.2.	Generación por Tecnología	115
3.2.3.	Aportes Hídricos	115
3.2.4.	Consumo de Combustible en el SIN	116
3.3.	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	117
3.4.	INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	117
3.4.1.	Ecuador	118
3.4.2.	Venezuela.....	118
3.5.	PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN BOLSA Y CONTRATOS.....	119
3.6.	RESTRICCIONES	121
3.7.	AVANCE REGULATORIO 2013 – 2014	122
4.	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS	125
4.1.	RECURSO HÍDRICO	125
4.1.1.	Interacción con los eventos macroclimáticos	125
4.1.2.	Potencial Hidroenergético	128
4.2.	CARBÓN	130

4.3.	PROYECCIÓN DE PRECIOS	132
4.3.1.	Combustibles para generación de electricidad en Colombia	133
4.3.2.	Crudos WTI y BRENT	135
4.3.3.	Gas Natural.....	139
4.3.4.	Combustibles líquidos	144
4.3.5.	Carbón	155
5.	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA EN GENERACIÓN.....	158
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	158
5.2.	METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....	159
5.2.1.	Metodología de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP	161
5.2.2.	Metodología de modelación de las fuentes intermitentes no convencionales en el SDDP ...	164
5.3.	REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA	172
5.3.1.	Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia	172
5.3.2.	Comparación de la energía en firme y la demanda de energía eléctrica.....	174
5.4.	OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO	177
5.4.1	Metodología	177
5.5.	REQUERIMIENTOS DE EXPANSIÓN EN EL CORTO Y LARGO PLAZO	208
5.5.1.	Supuestos.....	209
5.5.2.	Análisis de Corto Plazo	212
5.5.3.	Análisis de largo plazo.....	220
5.6.	PLANIFICACIÓN INTEGRADA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN	293
5.6.1.	Escenario 1	295
5.6.2.	Escenario 5.....	296
5.6.3.	Escenario 6.....	298
5.6.4.	Escenario 7	300

5.6.5.	Escenario 8.....	302
5.6.6.	Escenario 9.....	304
5.6.7.	Escenario 10.....	306
5.6.8.	Escenario 11.....	308
5.6.9.	Escenario 12.....	310
5.6.10.	Visualización Costos Marginales Locales – LMP.....	312
5.6.11.	Potencia localizada.....	317
5.7.	VALORACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO	346
5.7.1.	Indicadores	346
5.7.2.	Definición matemática indicadores.....	347
5.8.	Conclusiones	352
6.	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	355
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	355
6.2.	METODOLOGÍA	355
6.3.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL – STN.....	357
6.3.1.	Conexión del Parque de Generación Eólica en la Guajira	357
6.3.2.	Análisis Nueva Obra para Guajira – Cesar – Magdalena	379
6.3.3.	Análisis Nueva Obra en Bolívar – Chinú	392
6.3.4.	Análisis Nueva Obra en Atlántico – El Río 220 kV.....	403
6.3.5.	Análisis Obras Adicionales Caribe – Cierre anillo Sabanalarga – Bolívar 500 kV... ..	423
6.3.6.	Análisis Conexión de Generación en Chocó y Antioquia	440
6.3.7.	Análisis Elementos de Transformación 500/230 kV en San Carlos, Primavera y Ocaña	460
6.3.8.	Análisis Incorporación Almacenadores de Energía – Caso Práctico Batería en Atlántico . .	464
6.3.9.	Resumen de recomendación STN	483
6.4.	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES – STR.....	485

6.4.1.	Área Caribe – Atlántico.....	485
6.4.2.	Área Caribe – Bolívar	489
6.4.3.	Área Caribe – Chinú	490
6.4.4.	Área Caribe – Cerromatoso.....	492
6.4.5	Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena	493
6.4.6.	Área Nordeste – Santander	495
6.4.7.	Área Nordeste – Norte de Santander	497
6.4.8.	Área Nordeste – Boyacá – Casanare.....	499
6.4.9.	Área Nordeste – Arauca	500
6.4.10.	Área Antioquia – Antioquia	501
6.4.11.	Área Antioquia – Chocó.....	503
6.4.12.	Área Oriental – Bogotá	504
6.4.13.	Área Oriental – Meta – Guaviare.....	506
6.4.14.	Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda	508
6.4.15.	Área Suroccidental – Valle	509
6.4.16.	Área Suroccidental – Cauca – Nariño	511
6.4.17.	Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá	512
6.4.18.	Área Suroccidental – Putumayo	513
6.5.	IMPACTO TARIFARIO	513
6.6.	VISIÓN DE LARGO PLAZO	515
6.6.1.	Conexión de Generaciones al SIN	515
6.6.2.	Interconexiones entre Áreas.....	516
6.6.3.	Otras Necesidades	517
6.7.	ALERTAS TEMPRANAS	520
6.7.1.	Objeto	520

6.7.2.	Proyecto El Río mediante nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV	521
6.7.3.	Proyecto “Cierre de Anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga Refuerzo en transformación 500/220 kV”	531
6.7.4.	Proyecto “San Juan 220 kV”	536
6.7.5.	Proyecto “Conexión Parques Eólicos de La Guajira”	539
6.7.6.	Proyecto “Toluviejo 220 kV”	553
6.7.7.	Proyecto “El Siete (Chocó) 230 kV”	561
6.7.8.	Proyecto “San Lorenzo 230 kV”	566
7.	LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES QUE CONTRIBUYEN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN	571
7.1.	DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO SECTORIAL E INSTITUCIONAL – PLAN NACIONAL DE DESARROLLO Y PLAN CUATRIENAL UPME	571
7.2.	LINEAMIENTOS DE POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN – PERG	572
7.2.1.	Objetivo de sostenibilidad ambiental y social del PERG	572
7.2.2.	Sinergia entre actores y competencias	572
7.2.3.	Aspectos sociales y participación	573
7.3.	INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL: LICENCIA AMBIENTAL; PERMISOS, AUTORIZACIONES Y CONCESIONES AMBIENTALES; PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL Y ESTRATÉGICOS – PINES	575
7.4.	APROVECHAMIENTO DEL RECURSO HÍDRICO (POLÍTICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO – PNGIRH)	576
7.4.1.	Planes Estratégicos de macrocuencas y Planes de Ordenación y Manejo de las Cuencas Hidrográficas – POMCA	576
7.4.2.	Caudal Ambiental	578
7.4.3.	Transferencias del sector eléctrico	578
7.5.	EMISIONES ATMOSFÉRICAS POR COMBUSTIÓN Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)	578
7.5.1.	Política de prevención y control de la contaminación del aire	578

7.5.2. Cambio climático: emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) – Vulnerabilidad, adaptación y mitigación (Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono)	579
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	583
7.7. REGLAMENTACIONES FUTURAS Y OTROS TEMAS AMBIENTALES DE INTERÉS PARA EL SECTOR	583
7.8. ORDENAMIENTO TERRITORIAL	584
ANEXO I. DIAGRAMAS UNIFILARES	586
ANEXO II. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2015	601
ANEXO III. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2029	602
ANEXO IV. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	603
ANEXO V. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2029	604
ANEXO VI. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2015	605
ANEXO VII. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2014	607

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1 Crecimiento en países desarrollados	38
Gráfica 1-2 Crecimiento Económico Comparativo Países Desarrollados Vs Emergentes – Latinoamérica... ..	38
Gráfica 1-3. Crecimiento Económico Mundial y Precio del Petróleo (USD/Barril, Referencia Brent).....	39
Gráfica 1-4. Índices de Precios Mundiales Global, Hidrocarburos, Alimentos y Metales.....	39
Gráfica 1-5. Variación Anual de Precios Mundiales Materias Primas.....	40
Gráfica 1-6. Precio Petróleo Referencia Brent y Diferencial con WTI.	40
Gráfica 1-7. Comparativo Proyecciones 2014 – 2015 Precio del Petróleo.....	41
Gráfica 1-8. Precio de Petróleo Versus Excedentes de Oferta Diarios. Histórico y Proyección.....	41
Gráfica 1-9- Composición de la Oferta Mundial de Petróleo Vs Demanda (Barriles Diarios).....	42
Gráfica 1-10. Plataformas Vs Precio del Petróleo (WTI – USD / Barril)	42
Gráfica 1-11 Participación en Producción Mundial de Crudo OPEP Vs EE. UU. Histórico y Proyección.	43
Gráfica 1-12. Proyección Precio del Petróleo (WTI – USD / Barril) con base en Previsión Producción en EE. UU.....	43
Gráfica 1-13. Comparativo Proyecciones Precios Gas – Referencia HH (USD / MM BTU). Diciembre 2015 Vs Diciembre 2014.	44
Gráfica 1-14. Previsión de Precios Gas – Referencia HH (USD / MM BTU).	44
Gráfica 1-15. Exceso de Producción Mundial de Gas Natural (bcm).	44
Gráfica 1-16. Distribución de la Oferta Mundial de Gas por Regiones.	45
Gráfica 1-17, Composición de la Oferta Mundial de Gas Natural.....	45
Gráfica 1-18. Crecimiento Económico de Estados Unidos.	46
Gráfica 1-19. Desempleo e Inflación en Estados Unidos. Histórico y Proyección.....	46
Gráfica 1-20. Tasa de Interés de Referencia – Reserva Federal de Estados Unidos.....	47
Gráfica 1-21. Flujos de Inversión Extranjera Directa hacia Países del G7 (USD BB).	48
Gráfica 1-22. Flujos Inversión de Portafolio hacia Países del G7 (USD BB).	48
Gráfica 1-23. Crecimiento Económico Principales Economías Latinoamericanas 2015.	49

Gráfica 1-24. Devaluación Frente al Dólar. Principales Economías de Latinoamérica.	49
Gráfica 1-25. Inflación Principales Economías de Latinoamérica.	50
Gráfica 1-26. Tipo de Cambio COP /USD (TRM).	51
Gráfica 1-27. Pass Trough Estimado TRM Sobre Inflación Colombia.	51
Gráfica 1-28. Inflación Anual al Consumidor y Productor Colombia.	52
Gráfica 1-29. Inflación Colombia. Total Con Alimentos e Inflación sin Alimentos.	52
Gráfica 1-30. Inflación Básica e Inflación al Consumidor Colombia.	53
Gráfica 1-31. Inflación Colombia. Bienes Transables, No transables y Regulados.	53
Gráfica 1-32. Inflación Observada y Expectativas de Inflación Colombia 2015 – 2016.	54
Gráfica 1-33. Inflación Colombia Vs Tasas de Intervención Banca Central.	55
Gráfica 1-34. TRM COP/USD Tasa Spot Vs Expectativas.	55
Gráfica 1-35. Nivel de Reservas Internacionales en Colombia.	56
Gráfica 1-36. Volatilidad Cambiaria TRM (Medida en COP). Estimación mediante Modelo Garch.	56
Gráfica 1-37. Riesgo País Versus Precio del Petróleo.	57
Gráfica 1-38. Riesgo País Colombia Vs Latinoamérica y Emergentes.	57
Gráfica 1-39. Flujos de Inversión Extranjera Directa en Colombia.	58
Gráfica 1-40. Composición Flujos de IED Colombia.	58
Gráfica 1-41. Participación del Petróleo e Índice de Concentración HH de IED.	59
Gráfica 1-42. Flujos de Inversión de Portafolio (USD MM).	59
Gráfica 1-43. Flujos de Inversión Extranjera de Portafolio en Colombia.	60
Gráfica 1-44. Tasa FED Vs Tasa Intervención Banco de la República.	60
Gráfica 1-45. Correlación Tasas FED Vs Tasas Banco de la República.	60
Gráfica 1-46. Comportamiento Mercado Accionario en Colombia.	61
Gráfica 1-47. Rentabilidad Índices Bursátiles Mundiales.	62
Gráfica 1-48. Sector Externo Colombia. Balanza Comercial y Cuenta Corriente (% del PIB).	62

Gráfica 1-49. Nivel y Crecimiento de la Deuda Externa Colombiana (Millones de USD).....	63
Gráfica 1-50. Deuda Externa de Colombia (% PIB).....	63
Gráfica 1-51. Distribución por Plazo Promedio de Amortización a Capital (Años). Deuda Externa de Colombia.	63
Gráfica 1-52. Balance del Sector Público.....	64
Gráfica 1-53. Crecimiento Anual Proyectado de la Demanda Interna en Colombia.....	65
Gráfica 1-54. Crecimiento Anual Proyectado. Sector Externo y Demanda Agregada en Colombia.	66
Gráfica 1-55. Remesas. Nivel y Crecimiento.	66
Gráfica 1-56. Crecimiento Sectorial Oferta Agregada.....	67
Gráfica 1-57. Indicadores Mercado Laboral Colombia.....	68
Gráfica 1-58. IPI - ISE Colombia.	68
Gráfica 1-59. Área Aprobada (Miles de M2). Licencias Construcción	69
Gráfica 1-60. Cartera Neta (Millones de Pesos) Sector Financiero Colombiano.....	69
Gráfica 1-61. Cartera de Consumo. (Millones de Pesos) Sector Financiero	70
Gráfica 1-62. Ventas Comercio Minorista.	70
Gráfica 1-63. Venta de Vehículos Colombia.	71
Gráfica 1-64. Proyección de Crecimiento Anual 2016 – 2020. Oferta Agregada Colombia por Sectores.	71
Gráfica 1-65. Proyección UPME – Crecimiento Económico Colombia 2015 – 2025.....	72
Gráfica 1-66. Proyección Anual Devaluación e Inflación.	73
Gráfica 1-67. Previsión UPME – TRM.....	74
Gráfica 1-68. Proyección Riesgo País Colombia (EMBI) – Puntos Básicos (Pb).	74
Gráfica 2-1: Crecimiento anual demanda de energía eléctrica (SIN 1T14) vs PIB, población y temperatura.	79
Gráfica 2-2: Crecimiento anual Demanda de Potencia Máxima (SIN 1T14) vs PIB, Población y Temperatura.	79
Gráfica 2-3: Evolución anual de la demanda de energía eléctrica 1992 – 2014.	80
Gráfica 2-4: Evolución anual de la demanda de potencia máxima 1992 – 2014.....	80

Gráfica 2-5: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2014 – 2015.....	81
Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de potencia máxima 2014 – 2015.....	81
Gráfica 2-7: Comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh).	82
Gráfica 2-8: Comportamiento histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW).	83
Gráfica 2-9: Producción fiscalizada de petróleo – Campo Rubiales (BPDC).	84
Gráfica 2-10: Histórico de la demanda en electricidad y potencia para el GCE Rubiales.	84
Gráfica 2-11: Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100).	85
Gráfica 2-12: Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.	85
Gráfica 2-13: Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100).	86
Gráfica 2-14: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima.	86
Gráfica 2-15: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año).	89
Gráfica 2-16: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año).	92
Gráfica 2-17: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – mes).	94
Gráfica 2-18: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes).	97
Gráfica 2-19: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año).	100
Gráfica 2-20: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año).	102
Gráfica 2-21: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio.	103
Gráfica 2-22: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes).	105
Gráfica 2-23: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio.	105
Gráfica 2-24: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes).	107
Gráfica 2-25: Demanda histórica de energía eléctrica (GWh).	109
Gráfica 2-26: Demanda histórica de potencia máxima (MW).	109
Gráfica 2-27: Demanda de energía eléctrica oculta (GWh).	110
Gráfica 2-28: Demanda de potencia máxima oculta (MW).	110

Gráfica 3-1: Agentes del sector eléctrico registrados por actividad.....	111
Gráfica 3-2: Capacidad Efectiva Neta por Agente.....	112
Gráfica 3-3: Evolución de la Capacidad Instalada del SIN.....	113
Gráfica 3-4: Participación por tipo de planta generadora.....	113
Gráfica 3-5: Evolución histórica de la participación por tecnología.....	114
Gráfica 3-6: Generación real por tecnología.....	115
Gráfica 3-7: Evolución mensual de aportes hídricos totales al SIN.....	115
Gráfica 3-8: Consumo histórico de combustibles para generación eléctrica.....	116
Gráfica 3-9: Evolución histórica Demanda Eléctrica Nacional.....	117
Gráfica 3-10: Interconexión con Ecuador.....	118
Gráfica 3-11: Interconexión con Venezuela.....	119
Gráfica 3-12: Precio Bolsa Promedio, Precio de Contratos y Precio de escasez.....	120
Gráfica 3-13: Precio de bolsa Vs Precio de contratos UR Vs. Precio de contratos UNR.....	120
Gráfica 3-14: Precio de bolsa Vs Volumen útil.....	121
Gráfica 3-15: Precio unitario de la restricciones.....	122
Gráfica 4-1: Embalse agregado e índice ONI.....	126
Gráfica 4-2: Condiciones de la alteración ENSO de acuerdo al ONI.....	127
Gráfica 4-3: Sitios potenciales para grandes centrales.....	129
Gráfica 4-4: Producción Anual de Carbón en Colombia.....	130
Gráfica 4-5: Variaciones en la producción de carbón (1991-2014).....	131
Gráfica 4-6: Precio Histórico del Carbón y el Coque.....	132
Gráfica 4-7: Comportamiento de los precios del crudo WTI y BRENT.....	136
Gráfica 4-8: Escenarios de los precios del crudo.....	137
Gráfica 4-9: Volatilidad esperada de corto plazo en precio de crudo.....	138
Gráfica 4-10: Variación de precio esperado entre WTI y Brent.....	138

Gráfica 4-11: Escenario de precios de gas natural (Costa)	142
Gráfica 4-12: Escenario de precios de gas natural (Interior)	143
Gráfica 4-13: Ingreso productor Jet Fuel Colombia y precio Jet 54 U.S. Golf Coast.....	145
Gráfica 4-14: Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel	145
Gráfica 4-15: Estimación del precio de Jet Fuel en planta de Termocentro y Termodorada	146
Gráfica 4-16: Ingreso productor del Fuel Oil colombiano e índice de referencia del U.S. Golf Coast.....	148
Gráfica 4-17: Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Fuel Oil	149
Gráfica 4-18: Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil para las plantas Termobarranquilla, Temocartagena	150
Gráfica 4-19: Ingreso al productor del ACPM colombiano e índices internacionales U.S. Golf Coast.....	152
Gráfica 4-20: Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del ACPM.	153
Gráfica 4-21: Proyecciones del precio de referencia del ACPM para las plantas de generación	154
Gráfica 4-22: Proyecciones del precio de referencia del ACPM para las plantas de generación	155
Gráfica 4-23: Proyección por escenarios del ingreso al productor de carbón colombiano.....	156
Gráfica 4-24: Proyecciones del precio del carbón escenario de referencia en Termoguajira, Termotasajero, Gecelca, Termozipa y Termopaipa.	156
Gráfica 5-1: Metodología General de Planificación-Generación.....	161
Gráfica 5-2: Caudal medio mensual para dos estaciones.	162
Gráfica 5-3: Metodología de validación de las series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP. .	162
Gráfica 5-4: Enfoque general de la modelación de las fuentes renovables e intermitentes.....	165
Gráfica 5-5: Metodología de modelación del recurso eólico.	166
Gráfica 5-6: Tecnología aerogenerador utilizada.....	167
Gráfica 5-7: Metodología de modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido.....	169
Gráfica 5-8: Metodología de modelación de la biomasa	171
Gráfica 5-9: Ejemplo modelación biomasa en función del enfoque del valor de referencia K.....	171
Gráfica 5-10: Proyección de demanda de potencia eléctrica y capacidad instalada.....	172

Gráfica 5-11: Margen de reserva de potencia del sistema colombiano.....	173
Gráfica 5-12: ENFICC verificada y OEF vs proyecciones de demanda. Escenario 0.	176
Gráfica 5-13: ENFICC verificada y OEF vs proyecciones de demanda. Escenarios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8. ..	176
Gráfica 5-14: Metodología para el cálculo del aprovechamiento del potencial hidroenergético.....	178
Gráfica 5-15: Micro cuenca quebrada Espiritu Santo.	181
Gráfica 5-16: Micro cuenca quebrada El Rosario.	182
Gráfica 5-17: Micro cuenca quebrada La Noque.	183
Gráfica 5-18: Micro cuenca río Aures.....	184
Gráfica 5-19: Micro cuenca río Azul.	185
Gráfica 5-20: Micro cuenca río Chitagá.....	186
Gráfica 5-21: Micro cuenca río Cocomá.	187
Gráfica 5-22: Micro cuenca río Gazamuno.	188
Gráfica 5-23: Micro cuenca río Guacavía.....	189
Gráfica 5-24: Micro cuenca río Guachicono.....	190
Gráfica 5-25: Micro cuenca río Guática. Fuente de gráfica: UPME.	191
Gráfica 5-26: Micro cuenca río Humea.	192
Gráfica 5-27: Micro cuenca río Mulatos.	193
Gráfica 5-28: Micro cuenca río Nare.	194
Gráfica 5-29: Micro cuenca río Paloma.....	195
Gráfica 5-30: Micro cuenca río Penderisco.	196
Gráfica 5-31: Micro cuenca río Pensilvania.....	197
Gráfica 5-32: Micro cuenca río Recio.	198
Gráfica 5-33: Micro cuenca río Rojo.....	199
Gráfica 5-34: Micro cuenca río Tatamá.....	200
Gráfica 5-35: Micro cuenca río Tenerife.....	201

Gráfica 5-36: Micro cuenca río Urama.	202
Gráfica 5-37: Variables por cada macro cuenca.	205
Gráfica 5-38: Macro cuencas Magdalena – Cauca y Pacífico.	206
Gráfica 5-39: Macro cuencas Orinoquía y Caribe.	207
Gráfica 5-40: Macro cuenca Amazonía.	208
Gráfica 5-41: Proyección nacional y regional. Demanda de energía y potencia.	210
Gráfica 5-42: Proyección de precios de los combustibles.	210
Gráfica 5-43: Evolución esperada crecimiento plantas menores.	211
Gráfica 5-44: Comportamiento principales de las variables para los escenarios de corto plazo (I).	213
Gráfica 5-45: Comportamiento principales de las variables para los escenarios de corto plazo (II).	213
Gráfica 5-46: Valor esperado de la generación menor en los escenarios de corto plazo.	214
Gráfica 5-47: Producción térmica por tecnología.	218
Gráfica 5-48: Producción agregada y demanda de combustibles por tecnología.	219
Gráfica 5-49: Nivel del embalse agregado en p.u.	220
Gráfica 5-50: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 5.	223
Gráfica 5-51: Comportamiento de las principales variables. Escenario 5.	224
Gráfica 5-52: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 6.	225
Gráfica 5-53: Comportamiento de las principales variables. Escenario 6.	226
Gráfica 5-54: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 7.	227
Gráfica 5-55: Comportamiento de las principales variables. Escenario 7.	228
Gráfica 5-56: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 8.	229
Gráfica 5-57: Comportamiento de las principales variables. Escenario 8 (I).	230
Gráfica 5-58: Comportamiento de las principales variable. Escenario 8 (II).	231
Gráfica 5-59: Comportamiento de las principales variables. Escenarios 8 (III).	231
Gráfica 5-60: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 9.	232

Gráfica 5-61: Comportamiento de las principales variables. Escenario 9 (I).	233
Gráfica 5-62: Comportamiento de las principales variables. Escenario 9 (II).	234
Gráfica 5-63: Comportamiento de las principales variables. Escenario 9 (III).	234
Gráfica 5-64: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 10.	235
Gráfica 5-65: Comportamiento de las principales variables. Escenario 10 (I).	237
Gráfica 5-66: Comportamiento de las principales variables. Escenario 10 (II).	238
Gráfica 5-67: Comportamiento de las principales variables. Escenario 10 (III).	239
Gráfica 5-68: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 11.	239
Gráfica 5-69: Comportamiento de las principales variables. Escenario 11 (I).	241
Gráfica 5-70: Comportamiento de las principales variables. Escenario 11 (II).	242
Gráfica 5-71: Comportamiento de las principales variables. Escenario 11 (III).	243
Gráfica 5-72: Cronograma de expansión y participación tecnológica-Escenario 12.	244
Gráfica 5-73: Comportamiento principales variables-escenario 12 (I).	245
Gráfica 5-74: Comportamiento principales variables-escenario 12 (II).	246
Gráfica 5-75: Comportamiento principales variables-escenario 12 (III).	246
Gráfica 5-76: Interconexión eléctrica de los países de América Central.	248
Gráfica 5-77: Intercambios Colombia-Ecuador.	249
Gráfica 5-78: Flujo neto con Ecuador.	250
Gráfica 5-79: Costo marginal y flujo neto Colombia y Ecuador.	251
Gráfica 5-80: Aportes promedio en p.u. respecto a la media.	251
Gráfica 5-81: Intercambios Colombia-Panamá.	252
Gráfica 5-82: Flujo neto con Panamá.	253
Gráfica 5-83: Costo marginal y flujo neto Colombia y Panamá.	254
Gráfica 5-84: Aportes promedio en p.u. respecto a la media.	254
Gráfica 5-85: Costos nivelados de capital normalizados.	255

Gráfica 5-86: Valor esperado costo marginal. Escenarios largo plazo.	255
Gráfica 5-87: Costo nivelado promedio por tecnología según escenario de largo plazo.	261
Gráfica 5-88: Valor esperado de la generación de plantas menores. Todos los escenarios.	262
Gráfica 5-89: Funciones de probabilidad acumulada – producción eólica.	263
Gráfica 5-90: Funciones de probabilidad acumulada – variaciones de potencia.....	263
Gráfica 5-91: Valor esperado perfil eólico.	263
Gráfica 5-92: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 5 y 6.....	265
Gráfica 5-93: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 7 y 8.....	266
Gráfica 5-94: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 9 y 10.....	268
Gráfica 5-95: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 11 y 12.....	269
Gráfica 5-96: Emisiones y Factor de Emisión para todos los escenarios.	270
Gráfica 5-97: Embalses agregados.	273
Gráfica 5-98: Caudal estación Calima.....	274
Gráfica 5-99: Caudal estación Calima.....	276
Gráfica 5-100: Comparación variaciones en aportes de caudal.	278
Gráfica 5-101: Mapa de las variaciones de los aportes de caudal a los embalses.	280
Gráfica 5-102: Proporciones en la sedimentación anual.	282
Gráfica 5-103: Sedimentación en embalses.	290
Gráfica 5-104: VEREC escenario 3. Segunda y tercera comunicación IDEAM.	291
Gráfica 5-105: Comparación VEREC y déficit escenario 6. Original y afectado por la segunda comunicación del IDEAM.....	292
Gráfica 5-106: Intercambios máximos permitidos. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	294
Gráfica 5-107: Valor esperado costo marginal local-escenario 1.	295
Gráfica 5-108: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC)-escenario1.	296
Gráfica 5-109: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	296

Gráfica 5-110: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 5.	297
Gráfica 5-111: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 5.	297
Gráfica 5-112: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	298
Gráfica 5-113: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 6.	299
Gráfica 5-114: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 6.	299
Gráfica 5-115: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	300
Gráfica 5-116: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 7.	301
Gráfica 5-117: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 7.	301
Gráfica 5-118: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	302
Gráfica 5-119: Valor esperado costo marginal local. Escenario 8.	303
Gráfica 5-120: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 8.	303
Gráfica 5-121: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	304
Gráfica 5-122: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 9.	305
Gráfica 5-123: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 9.	305
Gráfica 5-124: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	306
Gráfica 5-125: Valor esperado costo marginal local. Escenario 10.	307
Gráfica 5-126: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 10.	307
Gráfica 5-127: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	308
Gráfica 5-128: Valor esperado costo marginal local. Escenario 11.	309
Gráfica 5-129: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 11.	309
Gráfica 5-130: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.	310
Gráfica 5-131: Valor esperado costo marginal local – Escenario 12.	310

Gráfica 5-132: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC)-escenario 12.....	311
Gráfica 5-133: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.....	311
Gráfica 5-134: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 1.....	312
Gráfica 5-135: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 5.....	313
Gráfica 5-136: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 6.....	313
Gráfica 5-137: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 7.....	314
Gráfica 5-138: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 8.....	314
Gráfica 5-139: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 9.....	315
Gráfica 5-140: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 10.....	315
Gráfica 5-141: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas-escenario 11.....	316
Gráfica 5-142: Valor esperado costos marginales locales y valor esperado intercambio entre áreas-escenario 12.....	316
Gráfica 5-143: Metodología de análisis – potencia localizada.....	318
Gráfica 5-144: Alternativas bajo estudio – área Oriental.....	320
Gráfica 5-145: Potencia asociada a la limitación de red (DNA o restricciones).....	320
Gráfica 5-146: Flujo de caja de las alternativas de solución.....	322
Gráfica 5-147: Función de densidad de probabilidad de las pujas normalizadas para cada alternativa.....	323
Gráfica 5-148: Función de probabilidad acumulada de éxito de cada alternativa de generación.....	323
Gráfica 5-149: Producción energética de cada alternativa de generación para salvaguardar las condiciones del sistema y aquellas asociadas a las ventas en el spot. En la leyenda la primera letra identifica el tipo de planta (Hidroeléctrica o Térmica), el número está asociado al escenario de generación de largo plazo, y el atributo, potencia o spot, hace mención a la energía que garantiza la seguridad del sistema o el excedente que es producido en el mercado spot.....	324

Gráfica 5-150: Plano de beneficio y costo – central hidroeléctrica. Escenario 5.	325
Gráfica 5-151: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.17$ Central hidroeléctrica. Escenario 5.	325
Gráfica 5-152: Plano de beneficio y costo-central térmica. Escenario 5.	327
Gráfica 5-153: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.334$ Central térmica. Escenario 5.	327
Gráfica 5-154: Plano de beneficio y costo – central hidroeléctrica. Escenario 7.	328
Gráfica 5-155: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.17$ central hidroeléctrica. Escenario 7.	329
Gráfica 5-156: Plano de beneficio y costo – central térmica. Escenario 7.	330
Gráfica 5-157: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.334$ Central térmica. Escenario 7.	330
Gráfica 5-158: Plano de beneficio y costo – central hidroeléctrica. Escenario 9.	331
Gráfica 5-159: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.17$ Central hidroeléctrica. Escenario 9.	332
Gráfica 5-160: Plano de beneficio y costo – central térmica. Escenario 9.	333
Gráfica 5-161: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.334$ Central térmica. Escenario 9.	333
Gráfica 5-162: Procedimiento para establecer los beneficios de la subasta de potencia localizada desde la perspectiva de la demanda nacional.	334
Gráfica 5-163: Subasta Cargo por Confiabilidad donde gana solución convencional (no hay contracción de demanda).	335
Gráfica 5-164: Subasta Cargo por Confiabilidad donde gana planta de generación con 200 GWh-año de OEF.	336
Gráfica 5-165: Alternativas bajo estudio-área Caribe.	338
Gráfica 5-166: Potencia asociada a la limitación de red (DNA o restricciones).	338
Gráfica 5-167: Flujo de caja alternativas de solución.	339
Gráfica 5-168: Función de densidad de probabilidad de las pujas normalizadas para cada alternativa.	340
Gráfica 5-169: Función de probabilidad acumulada de éxito de cada alternativa de generación (térmica a gas).	340
Gráfica 5-170: Producción energética de cada alternativa de generación para salvaguardar las condiciones del sistema y aquellas asociadas a las ventas en el spot. En la leyenda la primera letra identifica el tipo de planta (Térmica a gas=G), el número está asociado al escenario de generación de largo plazo, y el atributo, potencia o spot, hace mención a la energía que garantiza la seguridad del sistema o el excedente que es producido en el mercado spot.	341

Gráfica 5-171: Plano de beneficio y costo-central térmica a gas. Escenario 7.....	341
Gráfica 5-172: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.14.5$. Central térmica a gas-Escenario 7.	342
Gráfica 5-173: Plano de beneficio y costo-central térmica a gas. Escenario 5.....	343
Gráfica 5-174: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.14.5$. Central térmica a gas-Escenario 5.	343
Gráfica 5-175: Plano de beneficio y costo-central térmica a gas. Escenario 5 modificado.	344
Gráfica 5-176: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.14.5$. Central térmica a gas-Escenario 5 modificado.....	345
Gráfica 5-177: Desempeño de los escenarios de largo plazo por indicador.	349
Gráfica 5-178: Indicador global para cada escenario.	350
Gráfica 5-179: Valores del Indicador global en función de diferentes ponderaciones.....	351
Gráfica 6-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión.	356
Gráfica 6-2: Diagrama general para la definición de proyectos.	356
Gráfica 6-3: Tipos de aerogeneradores.	358
Gráfica 6-4: Esquema general para la definición de las Colectoras.	360
Gráfica 6-5: Diagrama detallado para la ubicación de las Colectoras.	361
Gráfica 6-6: Ubicación de los conjuntos de generación eólica.	361
Gráfica 6-7: Diagrama general de desarrollo de Red para la incorporación de generación eólica.	363
Gráfica 6-8: Diagrama del análisis 1.	364
Gráfica 6-9: Diagrama del análisis 2.	364
Gráfica 6-10: Diagrama del análisis 3.	365
Gráfica 6-11: Diagrama del análisis 4.	366
Gráfica 6-12: Diagrama del análisis 5.	366
Gráfica 6-13: Diagrama del análisis 6.	367
Gráfica 6-14: Diagrama del análisis 7.	368
Gráfica 6-15: Frecuencia en San Carlos 500 kV en máxima demanda – Incorporación de hasta 3400 MW.	369
Gráfica 6-16: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 1400 MW.	370

Gráfica 6-17: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 3000 MW.	370
Gráfica 6-18: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 3000 MW con salida de 400 MW de generación.	371
Gráfica 6-19 Necesidades de reactivos en los puntos de conexión.	372
Gráfica 6-20: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 981 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración primer bloque de 981 MW eólicos).	375
Gráfica 6-21: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 981 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración segundo bloque de 1381 MW eólicos).	375
Gráfica 6-22: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 2301 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración tercer bloque de 2301 MW eólicos).	376
Gráfica 6-23: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 3131 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración tercer bloque de 3131 MW eólicos).	376
Gráfica 6-24: Perfil de valores presentes de inversión para los diferentes desarrollos de Red.	378
Gráfica 6-25: Perfil de valores presentes de inversión para los diferentes desarrollos de Red vs. Beneficios escalados del 100% al 40%.	378
Gráfica 6-26: STR sub-área Guajira – Cesar – Magdalena.	380
Gráfica 6-27: Ubicación S/E Valledupar.	381
Gráfica 6-28: Necesidades de generación de seguridad al interior de la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena, en caso de no repotenciar el enlace Valledupar – San Juan 110 kV.	385
Gráfica 6-29: Nivel de cortocircuito trifásico para el año 2018 con y sin proyecto propuesto.	389
Gráfica 6-30: Nivel de cortocircuito monofásico para el año 2018 con y sin proyecto propuesto.	390
Gráfica 6-31: STR sub-área Chinú.	393
Gráfica 6-32 Expansión propuesta (Alternativa iii).	394
Gráfica 6-33 Alternativa i).	396
Gráfica 6-34: Alternativa ii).	398
Gráfica 6-35 Alternativa iii).	400
Gráfica 6-36: Nivel de cortocircuito trifásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.	402
Gráfica 6-37: Nivel de cortocircuito monofásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.	402
Gráfica 6-38: Diagrama unifilar actual de la región del Atlántico.	406

Gráfica 6-39: Diagrama unifilar futuro de la región del Atlántico.	407
Gráfica 6-40: Ubicación de la subestación Magdalena.	409
Gráfica 6-41: Ubicación de la subestación El Río.	410
Gráfica 6-42: Generación mínima de seguridad necesaria para evitar sobrecargas en los transformadores de conexión del Sistema de Transmisión Regional al Sistema de Transmisión Nacional.	413
Gráfica 6-43: Probabilidad de no contar con el despacho necesario en mérito – probabilidad de utilidad del proyecto.	413
Gráfica 6-44: Nivel de cortocircuito trifásico para el año 2018.	418
Gráfica 6-45: Nivel de cortocircuito monofásico para el año 2018.	418
Gráfica 6-46: Nivel de cortocircuito trifásico para el año 2022.	418
Gráfica 6-47: Nivel de cortocircuito monofásico para el año 2022.	419
Gráfica 6-48: Beneficios identificados para el proyecto El Río 220 kV – Valor presente de beneficios por restricciones y demanda no atendida.	420
Gráfica 6-49: Sensibilidad de costo en función de tramos subterráneos.	421
Gráfica 6-50: Sensibilidad de la relación B/C en función de la Red subterránea – Evaluación económica B/C solo para generación de seguridad.	422
Gráfica 6-51: Sensibilidad de la relación B/C en función de la Red subterránea – Evaluación económica B/C solo generación de seguridad y energía no suministrada.	422
Gráfica 6-52: Despacho necesario en Caribe – Bolívar en el año 2016.	429
Gráfica 6-53: Despacho necesario en Caribe – Bolívar en el año 2018.	429
Gráfica 6-54: Despacho necesario en Caribe – Bolívar en el año 2022.	429
Gráfica 6-55: Alternativas propuestas.	430
Gráfica 6-56: Curva VQ subestaciones en Bolívar – Condición normal de operación.	432
Gráfica 6-57: Curva VQ subestaciones en Bolívar – Condición N-1 Copey – Bolívar 500 kV.	433
Gráfica 6-58: Nivel de cortocircuito trifásico para el cierre del anillo.	435
Gráfica 6-59: Nivel de cortocircuito monofásico para el cierre del anillo.	436
Gráfica 6-60: Perfil de beneficios en USD.	437
Gráfica 6-61: Ubicación de la generación en el área.	440

Gráfica 6-62: Expansión propuesta en la sub-área Antioquia – Chocó Alternativa i.a).....	442
Gráfica 6-63: Expansión propuesta sub-área Antioquia – Chocó Alternativa i.b).....	443
Gráfica 6-64: Alternativa ii) Expansión Chocó.....	444
Gráfica 6-65: Alternativa iii) Expansión Oriente Antioqueño.....	445
Gráfica 6-66: Nivel de cortocircuito trifásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.....	454
Gráfica 6-67: Nivel de cortocircuito monofásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.....	454
Gráfica 6-68: Beneficios obtenidos con la incorporación de la generación en Chocó.....	456
Gráfica 6-69: Beneficios obtenidos con la incorporación de la generación en Antioquia – Río San Juan.	457
Gráfica 6-70: Beneficios obtenidos con la incorporación de la generación en Antioquia – Santo Domingo.....	457
Gráfica 6-71: Relación B/C para la incorporación de la generación en Chocó – El Siete (Chocó).....	458
Gráfica 6-72: Relación B/C para la incorporación de la generación en Chocó – Hispania (San Juan).....	458
Gráfica 6-73: Relación B/C para la incorporación de la generación en Antioquia (Santo Domingo).....	459
Gráfica 6-74: Esquema general de definición de implementación baterías.....	465
Gráfica 6-75: Esquema para la identificación de subestaciones.....	466
Gráfica 6-76: Perfil de carga S/E Centro.....	467
Gráfica 6-77: Perfil de carga S/E Cordialidad.....	467
Gráfica 6-78: Perfil de carga S/E El Río.....	467
Gráfica 6-79: Perfil de carga S/E Las Flores.....	468
Gráfica 6-80: Perfil de carga S/E Malambo.....	468
Gráfica 6-81: Perfil de carga de S/E Magdalena.....	468
Gráfica 6-82: Perfil de carga de S/E Oasis.....	468
Gráfica 6-83: Perfil de carga S/E Riomar.....	469
Gráfica 6-84: Perfil de carga S/E Silencio.....	469
Gráfica 6-85: Perfil de carga de S/E Unión.....	469
Gráfica 6-86: Perfil de carga S/E Veinte de Julio.....	469

Gráfica 6-87: Tamaño de batería y tiempo de carga.	470
Gráfica 6-88: Tamaños de las baterías para la operación ante contingencia.....	471
Gráfica 6-89: Esquema general para la evaluación económica.....	472
Gráfica 6-90: Sensibilidad relación Beneficio/Costo.	473
Gráfica 6-91: Esquema general, ubicación baterías en más de un punto.	474
Gráfica 6-92: Esquema para la ubicación óptima de baterías.	475
Gráfica 6-93: Tamaño de la batería vs. la reducción de las restricciones.	476
Gráfica 6-94: Evolución de escenarios posibles y ENS de potencia vs. tamaño de batería.	476
Gráfica 6-95: Escenarios útiles vs. despacho sin baterías.....	477
Gráfica 6-96: Escenario 1 – Baterías en Riomar 34.5 kV y Unión 34.5 kV para demanda máxima.....	478
Gráfica 6-97: Escenario 1 – Baterías en Riomar 34.5 kV y Unión 34.5 kV para demanda mínima.....	479
Gráfica 6-98: Escenario 2 – Baterías en Riomar 34.5 kV y Unión 34.5 kV para demanda máxima.....	480
Gráfica 6-99: Escenario 2 – Baterías en Riomar 34.5 kV y Unión 34.5 kV para demanda mínima.....	480
Gráfica 6-100: Costo de inversión vs. tamaño de batería.....	481
Gráfica 6-101: Beneficios en USD, sensibilizado con diferentes TRM Vs tamaño de batería.	482
Gráfica 6-102: Beneficios y Costos en USD, sensibilizado con diferentes TRM Vs tamaño de batería.	482
Gráfica 6-103: Área Caribe.....	485
Gráfica 6-104: Área Nordeste.	495
Gráfica 6-105: Área Antioquia.	501
Gráfica 6-106: Área Oriental.....	504
Gráfica 6-107: Área Suroccidental.	508
Gráfica 6-108: Impacto tarifario para los proyectos del Plan incluyendo Red AC de la interconexión eólica – Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la Expansión. Escenario alto del crecimiento de la demanda, inversión AC.	514
Gráfica 6-109: Impacto tarifario para los proyectos del Plan incluyendo Red DC de la interconexión eólica – Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la Expansión. Escenario alto del crecimiento de la demanda, inversión HVDC Mixta.	514

Gráfica 6-110: Consideraciones en el planeamiento del SIN.	515
Gráfica 6-111: Localización general del área de estudio preliminar Proyecto El Río mediante nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV.	521
Gráfica 6-112: División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto El Río mediante nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV.	522
Gráfica 6-113: Localización general de la Subestación existente Termoflores 220/110 kV.	523
Gráfica 6-114: Actividades usos urbanos propuestos en área aledaña a la Subestación Termoflores 220/110 kV.	524
Gráfica 6-115: Tratamientos urbanísticos en área aledaña a la Subestación Termoflores 220/110 kV.	524
Gráfica 6-116: Amenaza de Inundación Baja en predios cercanos al Río Magdalena, en inmediaciones de la Subestación Termoflores 220/110 kV.	525
Gráfica 6-117: Localización general de la Subestación existente El Río 110 kV.	526
Gráfica 6-118: Actividades usos urbanos propuestos en área aledaña a la Subestación El Río 110 kV.	526
Gráfica 6-119: Tratamientos urbanísticos en área aledaña a la Subestación El Río 110 kV.	527
Gráfica 6-120: Amenaza de Inundación en predios de la Subestación El Río 110 kV.	527
Gráfica 6-121: Localización general de la Subestación existente Tebsa 220/110 kV.	528
Gráfica 6-122: Zonificación área aledaña a la Subestación Tebsa 220/110 kV.	529
Gráfica 6-123: Localización general del área de estudio preliminar Proyecto “Cierre de anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga refuerzo en transformación 500 / 220 kV”.	531
Gráfica 6-124: División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto “Cierre de anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga refuerzo en transformación 500 / 220 kV”.	532
Gráfica 6-125: Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto “Cierre de anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga refuerzo en transformación 500/220 kV”.	532
Gráfica 6-126: Localización general de la Subestación existente Bolívar 500/220 kV.	533
Gráfica 6-127: Localización general de la Subestación existente Sabanalarga 500/220 kV.	534
Gráfica 6-128: Localización general del área de estudio preliminar Proyecto “San Juan 220 kV”.	536
Gráfica 6-129: División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto “San Juan 220 kV”.	537
Gráfica 6-130: Localización general de la Subestación existente San Juan 110 kV.	538

Gráfica 6-131: Localización general del área de estudio preliminar para la alternativa 1 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en HVDC desde SE Colectora 2 a SE Chinu y desde SE Colectora 1 a SE Cuestecitas".....	540
Gráfica 6-132: División político administrativa del área de estudio preliminar para la alternativa 1 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en HVDC desde SE Colectora 2 a SE Chinu y desde SE Colectora 1 a SE Cuestecitas".....	541
Gráfica 6-133: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar para la alternativa 1 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en HVDC desde SE Colectora 2 a SE Chinu y desde SE Colectora 1 a SE Cuestecitas".....	541
Gráfica 6-134: Localización general del área de estudio preliminar para la alternativa 2 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey e Interconexión entre Colectoras".....	545
Gráfica 6-135: División político administrativa del área de estudio preliminar para la alternativa 2 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey e Interconexión entre Colectoras" Parques Eólicos de la Guajira".....	546
Gráfica 6-136: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar para la alternativa 2 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey e Interconexión entre Colectoras".....	546
Gráfica 6-137: Localización general del área de estudio preliminar para la alternativa 3 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey, Interconexión entre Colectoras y Refuerzo de red mediante nueva SE Fundación interconectada con SE Sabanalarga y SE Copey 500 kV".....	549
Gráfica 6-138: División político administrativa del área de estudio preliminar para la alternativa 3 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey, Interconexión entre Colectoras y Refuerzo de red mediante nueva SE Fundación interconectada con SE Sabanalarga y SE Copey 500 kV".....	550
Gráfica 6-139: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar para la alternativa 3 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y S/E Colectora 2 a SE Copey, Interconexión entre Colectoras y Refuerzo de red mediante nueva SE Fundación interconectada con SE Sabanalarga y SE Copey 500 kV".....	550
Gráfica 6-140: Localización general del área de estudio preliminar Proyecto "Toluviejo 220 kV".....	554
Gráfica 6-141: División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "Toluviejo 220 kV".	555
Gráfica 6-142: Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto "Toluviejo 220 kV".....	556
Gráfica 6-143: Localización general de la Subestación existente Toluviejo 110 kV.....	558
Gráfica 6-144: Localización general de la Subestación existente Chinú 500/110 kV.....	559

Gráfica 6-145. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto "El Siete (Chocó) 230 kV".....	562
Gráfica 6-146: División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "El Siete (Chocó) 230 kV".	563
Gráfica 6-147: Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto "El Siete (Chocó) 230 kV".....	563
Gráfica 6-148:Localización general de la Subestación existente El Siete 110 kV.....	564
Gráfica 6-149. Localización general del área de estudio preliminar Proyecto "San Lorenzo 230 kV".	567
Gráfica 6-150: División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "San Lorenzo 230 kV".	568
Gráfica 6-151: Localización general de la Subestación en construcción San Lorenzo 110 kV.	569

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1: Estudios internacionales de pronóstico de demanda.	75
Tabla 2-2: Estudios nacionales de pronóstico de demanda.	76
Tabla 2-3: Variables de la demanda de EE a largo plazo.	77
Tabla 2-4: Principales supuestos macroeconomicos, sociales y climáticos empleados en las proyecciones. 78	
Tabla 2-5: Proyección de demanda de energía eléctrica para GCE y Panamá.	87
Tabla 2-6: Proyección de demanda de EE sin incluir GCE ni Panamá (Anual).	88
Tabla 2-7: Proyección de demanda de EE incluyendo GCE y Panamá (Anual).	88
Tabla 2-8: Proyección de demanda de potencia máxima para GCE y Panamá.	90
Tabla 2-9: Proyección de demanda de PMáx sin incluir GCE ni Panamá (Anual).	91
Tabla 2-10: Proyección de demanda de PMáx incluyendo GCE y Panamá (Anual).	91
Tabla 2-11: Proyección de demanda de EE sin incluir GCE (Mensual).	93
Tabla 2-12: Proyección de demanda de EE incluyendo GCE (Mensual).	94
Tabla 2-13: Proyección de demanda de PMáx sin incluir GCE (mensual).	95
Tabla 2-14: Proyección de demanda de PMáx incluyendo GCE (mensual).	96
Tabla 2-15: Agrupación por regiones.	99
Tabla 2-16: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica.	100
Tabla 2-17: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica.	101
Tabla 2-18: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).	104
Tabla 2-19: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año).	106
Tabla 2-20: Parámetros para el cálculo de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima.	108
Tabla 2-21: Correlaciones para potencia máxima y energía eléctrica en los sectores de estudio.	108
Tabla 2-22: Porcentaje de participación para el año 2014.	109
Tabla 3-1: Capacidad Efectiva Neta Promedio por Tecnología.	114
Tabla 3-2: Consumo de combustibles en el SIN.	116

Tabla 3-3: Intercambio Internacional de electricidad (GWh- mes).....	117
Tabla 4-1: Potencial hidroenergético acumulado, por tipo de central [kW].....	128
Tabla 4-2: Capacidad total de generación eléctrica.....	134
Tabla 4-3: Capacidad efectiva de generación térmica por fuente.....	134
Tabla 4-4: Capacidad efectiva de generación térmica a carbón.....	135
Tabla 4-5: Plantas de Generación que consumen Jet Fuel.....	146
Tabla 4-6: Plantas de Generación que consumen Fuel Oil.....	149
Tabla 4-7: Componentes Tarifarios ACPM.....	151
Tabla 4-8: Plantas de Generación que consumen ACPM.....	154
Tabla 5-1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.....	160
Tabla 5-2: Variación máxima permitida de los parámetros estadísticos en relación a la información histórica.....	163
Tabla 5-3: Ejemplo matriz de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP del SDDP.....	164
Tabla 5-4: Escenarios considerados.....	174
Tabla 5-5: Resumen micro cuencas.....	179
Tabla 5-6: Macro cuencas (I).....	203
Tabla 5-7: Macro cuencas (II).....	204
Tabla 5-8: Potencia total y específica de cada macro cuenca.....	205
Tabla 5-9: Fecha de entrada proyectos Cargo por Confiabilidad. Escenarios 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12.....	211
Tabla 5-10: Fecha de entrada proyectos Cargo por Confiabilidad. Escenarios 3 y 4.....	211
Tabla 5-11: Escenarios de corto plazo.....	212
Tabla 5-12: Escenarios simulados Fenómeno del Niño.....	216
Tabla 5-13: Escenarios largo plazo (I).....	221
Tabla 5-14: Escenarios largo plazo (II).....	222
Tabla 5-15: Costo nivelado promedio por tecnología según escenario de largo plazo.....	260

Tabla 5-16: Factores de emisión de combustibles utilizados para la generación de electricidad.	264
Tabla 5-17: Cambios porcentuales en los aportes para el año 2100.	272
Tabla 5-18: Variaciones de la precipitación respecto al periodo 1976-2005.	274
Tabla 5-19: Cálculo de puntos equivalente-estación Calima.	276
Tabla 5-20: Variaciones del caudal para los casos analizados.	277
Tabla 5-21: Nombre de las estaciones.	279
Tabla 5-22: Transporte de sedimentos.	281
Tabla 5-23: Tipos de operación para embalses.	282
Tabla 5-24: Valores usuales para la densidad y el factor de tiempo de sedimentación.	283
Tabla 5-25: Relación entre sedimentos en suspensión y arrastre.	285
Tabla 5-26: Cálculo de sedimentación en embalses.	286
Tabla 5-27: Resumen de resultados de sedimentación.	289
Tabla 5-28: Valoración de cada alternativa.	321
Tabla 5-29: Valoración de cada alternativa.	339
Tabla 5-30: Ponderación de cada indicador.	350
Tabla 5-31: Índices individuales e Indicador global.	350
Tabla 5-32: Porcentaje de enlaces equivalentes sobrecargados.	352
Tabla 6-1: Escenarios operativos.	362
Tabla 6-2: Desempeño del análisis 1.	364
Tabla 6-3: Desempeño del análisis 2.	365
Tabla 6-4: Desempeño del análisis 3.	365
Tabla 6-5: Desempeño del análisis 4.	366
Tabla 6-6: Desempeño del análisis 5.	367
Tabla 6-7 Desempeño del análisis 6.	367
Tabla 6-8 Desempeño del análisis 7.	368

Tabla 6-9: Resumen del desempeño de las alternativas.....	368
Tabla 6-10: Escenarios de análisis transitorios.....	369
Tabla 6-11 Casos de bloques de generación.	374
Tabla 6-12 Reducción promedio de costo marginal para cada uno de los bloques.	374
Tabla 6-13: Costos referenciales de la tecnología HVDC.....	377
Tabla 6-14: Resumen del desarrollo de Red para la conexión de la generación eólica.....	377
Tabla 6-15: Cargas especiales Guajira Cesar Magdalena.	379
Tabla 6-16: Escenarios evaluados.	381
Tabla 6-17: Desempeño del sistema sin obras.....	383
Tabla 6-18: Desempeño alternativa i) 2018.	384
Tabla 6-19: Desempeño alternativa i) 2020.	385
Tabla 6-20: Desempeño alternativa i) 2022.	386
Tabla 6-21: Desempeño alternativa ii) 2018.	387
Tabla 6-22: Desempeño alternativa ii) 2020.	388
Tabla 6-23: Desempeño alternativa ii) 2022.	388
Tabla 6-24: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.	390
Tabla 6-25: Escenarios evaluados.	392
Tabla 6-26: Desempeño del sistema sin obras.....	395
Tabla 6-27: Desempeño de la alternativa i).	397
Tabla 6-28: Desempeño de la alternativa ii).....	399
Tabla 6-29 Desempeño de la alternativa iii).....	401
Tabla 6-30: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.	403
Tabla 6-31: Escenarios operativos.....	408
Tabla 6-32: Desempeño del sistema para el año 2018.	411
Tabla 6-33: Desempeño del sistema para el año 2022.	412

Tabla 6-34: Desempeño del sistema para el año 2018 con proyecto Magdalena.....	414
Tabla 6-35: Desempeño del sistema para el año 2022 con proyecto Magdalena.....	415
Tabla 6-36: Desempeño del sistema para el año 2018 con proyecto El Río.....	416
Tabla 6-37: Desempeño del sistema para el año 2022 con proyecto El Río.....	417
Tabla 6-38: Beneficios calculados en millones de USD.....	420
Tabla 6-39: UC del Proyecto El Río 220 kV.	421
Tabla 6-40: Escenarios operativos.....	424
Tabla 6-41: Desempeño del sistema en el año 2016.....	425
Tabla 6-42: Desempeño del sistema en el año 2018.....	426
Tabla 6-43: Desempeño del sistema en el año 2022.....	427
Tabla 6-44: Desempeño alternativa i) en el año 2018.	431
Tabla 6-45 Desempeño alternativa i) en el año 2022.	431
Tabla 6-46: Necesidades de reactivos.....	433
Tabla 6-47: Desempeño alternativa ii) en el año 2018.	434
Tabla 6-48: Desempeño alternativa ii) en el año 2022.	434
Tabla 6-49: Valor presente de beneficios por eliminación de restricciones.....	437
Tabla 6-50: Valor presente de beneficios por ENS.....	438
Tabla 6-51: UC consideradas para el proyecto cierre del anillo a 500 kV.	438
Tabla 6-52: Valor presente de costos el proyecto cierre del anillo a 500 kV.	438
Tabla 6-53: Relación B/C el proyecto cierre del anillo a 500 kV.....	439
Tabla 6-54: Proyectos de generación solicitados y evaluados para la sub-área.....	440
Tabla 6-55: Escenarios evaluados.....	441
Tabla 6-56: Desempeño del sistema sin obras Antioquia – Chocó.	446
Tabla 6-57: Desempeño del sistema sin desarrollo de Red en el Oriente Antioqueño.	447
Tabla 6-58: Desempeño del sistema con alternativa i.a) y generación en El Siete 110 kV.	448

Tabla 6-59: Desempeño del sistema con alternativa i.a) y generación en El Siete 110 kV e Hispania 110 kV.	449
Tabla 6-60: Desempeño del sistema con alternativa i.b) y la generación en El Siete 110 kV.	450
Tabla 6-61: Desempeño del sistema con alternativa i.b) y las generaciones en El Siete 110 kV e Hispania 110 kV.	451
Tabla 6-62: Desempeño del sistema con alternativa ii)	452
Tabla 6-63: Desempeño del sistema con alternativa iii) Oriente Antioqueño	453
Tabla 6-64: Casos analizados según los bloques de generación.	456
Tabla 6-65: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.	457
Tabla 6-66: Escenarios operativos.	460
Tabla 6-67: Desempeño del sistema.	461
Tabla 6-68: Desempeño sistema Norte de Santander.	462
Tabla 6-69: Tabla desempeño subestaciones	470
Tabla 6-70: Tabla de desempeño del sistema	471
Tabla 6-71: Resultados de la ubicación óptima de baterías para el escenario 1.	478
Tabla 6-72: Resultados de la ubicación óptima de baterías para el escenario 2.	479
Tabla 6-73: Desempeño del sistema en Atlántico.	486
Tabla 6-74: Desempeño del sistema en Bolívar.	489
Tabla 6-75: Desempeño del sistema en Chinú.	491
Tabla 6-76: Desempeño del sistema en Cerromatoso.	492
Tabla 6-77: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.	493
Tabla 6-78: Desempeño del sistema en Santander.	496
Tabla 6-79: Desempeño del sistema en Norte de Santander.	497
Tabla 6-80: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.	499
Tabla 6-81: Desempeño del sistema en Antioquia.	502
Tabla 6-82: Desempeño del sistema en Chocó.	503

Tabla 6-83: Desempeño del sistema en Bogotá.....	504
Tabla 6-84: Desempeño del sistema en Meta.....	506
Tabla 6-85: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.....	508
Tabla 6-86: Desempeño del sistema en Valle.....	509
Tabla 6-87: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.....	511
Tabla 6-88: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá.....	512
Tabla 6-89: Bahías de transformadores de conexión al STN por ampliación.....	519
Tabla 6-90: Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto “El Río mediante nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV”.....	522
Tabla 6-91: Localización área de estudio preliminar Proyecto “El Río mediante nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV”.....	523
Tabla 6-92: Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto “Cierre de anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga refuerzo en transformación 500 / 220 kV”.....	531
Tabla 6-93: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto “Cierre de anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga refuerzo en transformación 500/220 kV”.....	533
Tabla 6-94: Distancia aproximada en línea recta entre la subestación y la Línea del Proyecto “San Juan 220 kV”.....	537
Tabla 6-95: Localización área de estudio preliminar Proyecto “San Juan 220 kV”.....	537
Tabla 6-96: Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto “Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en HVDC desde SE Colectora 2 a SE Chinu y desde SE Colectora 1 a SE Cuestecitas”.....	540
Tabla 6-97: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar para la alternativa 1 “Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en HVDC desde SE Colectora 2 a SE Chinu y desde SE Colectora 1 a SE Cuestecitas”.....	542
Tabla 6-98: Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto “Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey e Interconexión entre Colectoras” Parques Eólicos de la Guajira”.....	545
Tabla 6-99: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar para la alternativa 2 “Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey e Interconexión entre Colectoras”.....	547
Tabla 6-100: Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto “Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey, Interconexión	

entre Colectoras y Refuerzo de red mediante nueva SE Fundación interconectada con SE Sabanalarga y SE Copey 500 kV"..... 549

Tabla 6-101: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar para la alternativa 3 "Conexión Parques Eólicos de la Guajira - conexión en AC, SE Colectora 1 a SE Cuestecitas y SE Colectora 2 a SE Copey, Interconexión entre Colectoras y Refuerzo de red mediante nueva SE Fundación interconectada con SE Sabanalarga y SE Copey 500 kV"..... 551

Tabla 6-102: Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto "Toluviejo 220 kV".... 554

Tabla 6-103: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto "Toluviejo 220 kV". 557

Tabla 6-104: Distancia aproximada en línea recta entre subestación y Línea del Proyecto "El Siete (Chocó) 230 kV". 562

Tabla 6-105: Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto "El Siete (Chocó) 230 kV". 564

Tabla 6-106: Distancia aproximada en línea recta entre la subestación y la Línea del Proyecto "San Lorenzo 230 kV" 567

Tabla 6-107: Localización área de estudio preliminar Proyecto "San Lorenzo 230 kV". 568

1. ENTORNO ECONÓMICO INTERNACIONAL: COLOMBIA Y EL MUNDO 2015 – 2016

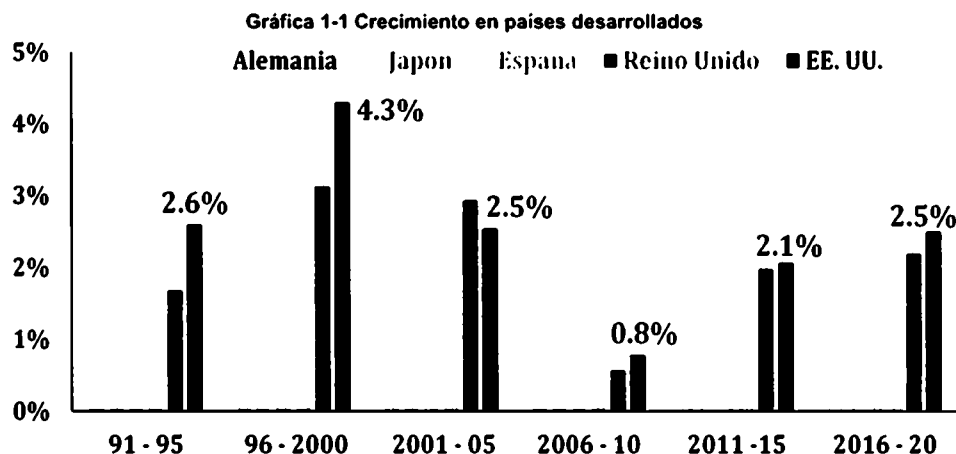
1.1. CONTEXTO GLOBAL: RECUPERACIÓN EN PAÍSES DESARROLLADOS, DESACELERACIÓN EN EMERGENTES

La economía mundial comienza a fortalecer una tendencia iniciada en 2014: el declive en el crecimiento de los países emergentes, y una recuperación (aunque aún no suficientemente sólida) de los países desarrollados (Gráfica 1-1). Estados Unidos ha retornado a niveles de crecimiento económico estables alrededor del 2%, pero aun lejanos a su umbral de crecimiento potencial, que se ubica en un rango del 3% al 4%. No obstante, su mayor logro ha sido una notable reducción de su nivel de desempleo, que entre 2009 y 2015 ha bajado del 9% al 5%, muy cercano a la tasa natural de desempleo de Estados Unidos, estimado en un rango de 3% – 4%.

España ha mostrado la recuperación más vigorosa de los países de la Unión Europea, pero su tasa de paro sigue aún por encima del 20%; el descontento popular en el país ibérico porque los logros macroeconómicos durante la Administración Rajoy no se hayan traducido en un mejor desempeño del mercado laboral, han llevado a un cambio en el mapa político con la aparición de nuevos partidos (Ciudadanos y Podemos) con orientación hacia una Izquierda Radical que retoma el rol protagónico del Estado en la Economía en detrimento de la libertad de mercado y la inversión privada, movimientos que al obtener 159 escaños de 322 posibles (49%) rompen con la tradición histórica del bipartidismo en manos del Partido Popular (Partido de Gobierno) y el Partido Socialista (PSOE). Los retos económicos de España siguen siendo enormes en materia de mercado laboral, y competitividad, que se plantean complejos con un nuevo legislativo donde el Partido de Gobierno tendrá 122 asientos (38% del total de escaños).

Alemania y Reino Unido, apoyados en un bajo desempleo (aunque superior al nivel pre – crisis financiera de 2008 – 2009), y el consumo de los hogares impulsan el mejor desempeño de la Unión Europea, en cuanto a las economías grandes de la región. La situación es más preocupante en Francia donde el creciente déficit fiscal, la falta de consenso para reducir costos laborales y mejorar los niveles de productividad, y haber sido blanco del terrorismo del grupo islámico fundamentalista ISIS, han minado la confianza de los hogares e inversionistas, lo que no ha permitido que Francia retorne a corto plazo, a un crecimiento al menos superior al 2%. Aunque el impacto de la caída de los precios del petróleo ha sido determinante en el bajo desempeño de los países emergentes, afloran factores que eran menos protagónicos en la década del boom emergente (2000 – 2009): el envejecimiento de la población económicamente activa (China), problemas de competitividad y bajo desempeño industrial (Colombia, Brasil, Chile) y deterioro de la confianza inversionista asociada a un mayor riesgo político que genera desconfianza y mayor incertidumbre en el inversionista (Latinoamérica, en cabeza de Venezuela y Brasil).

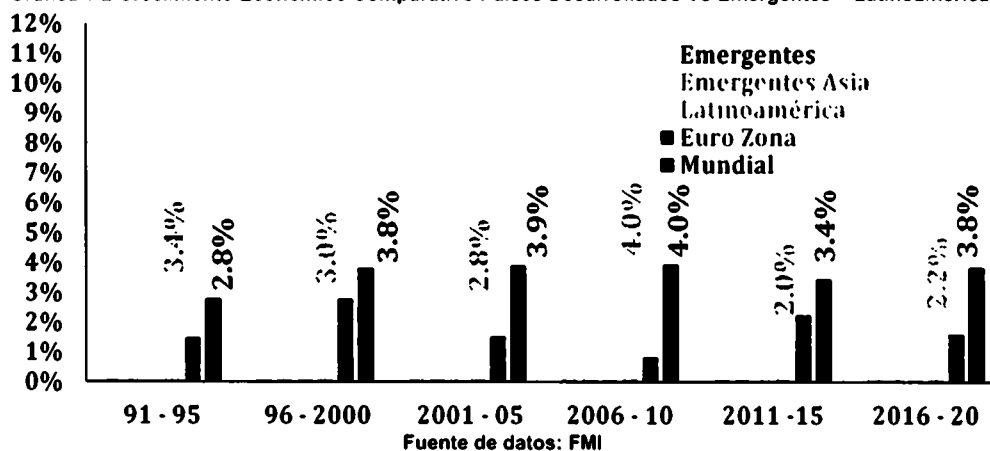
El crecimiento en Latinoamérica ha tenido un brusco descenso en 2015 y se prevé se mantenga en un discreto desempeño en 2016 (Gráfica 1-2), como consecuencia de la caída en los precios de las materias primas, una fuerte devaluación que a corto plazo ha incrementado el servicio de la deuda y el incremento de costos de producción, y en consecuencia, un repunte significativo de los niveles de inflación.



Fuente de datos: World Outlook FMI – Cálculos UPME

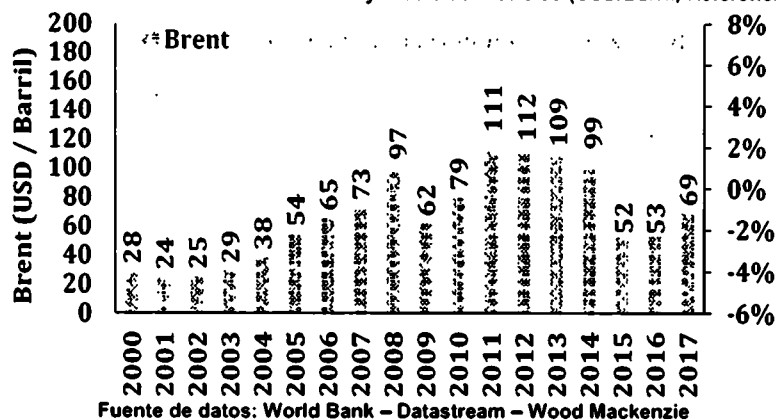
A nivel mundial, la economía no parece reaccionar de manera suficiente a la caída en los precios del petróleo, hecho que ha reducido los costos de producción y los niveles de inflación en Estados Unidos y la Zona Euro. El crecimiento mundial ha mostrado una tendencia a estabilizarse en un rango de 3.8% - 4%, que se interrumpió durante los últimos 5 años, debido al bajo crecimiento de Europa y Estados Unidos, a pesar del buen desempeño de las economías emergentes. Las previsiones a 2020, indican que la Eurozona es la región económica con el menor potencial de crecimiento (1.6%); así mismo, muestran que las economías emergentes, a pesar de la desaceleración que enfrentan desde 2011, seguirán jalando el crecimiento pero a una tasa más moderada (6.4% incluyendo Asia y 5% excluyendo ésta) por debajo de sus máximos históricos

Gráfica 1-2 Crecimiento Económico Comparativo Países Desarrollados Vs Emergentes – Latinoamérica.



Es evidente que de mantenerse los bajos precios del petróleo, éstos seguirán siendo un impulso para el crecimiento mundial por costos y mayor poder adquisitivo en ingresos de países consumidores de combustibles fósiles (principalmente los desarrollados, y las economías emergentes de Asia), pero no será una condición suficiente, en particular en los países de la OCDE, con Europa a la cabeza, donde el incremento de los costos laborales, el envejecimiento de su población económicamente activa (en promedio en 40 – 45 años), el alto endeudamiento público de sus principales economías y la menor dinámica de sus exportaciones, ponen un techo a su crecimiento potencial a largo plazo (Gráfica 1-3. Crecimiento Económico Mundial y Precio del Petróleo (Gráfica 1-3).

Gráfica 1-3. Crecimiento Económico Mundial y Precio del Petróleo (USD/Barril, Referencia Brent)

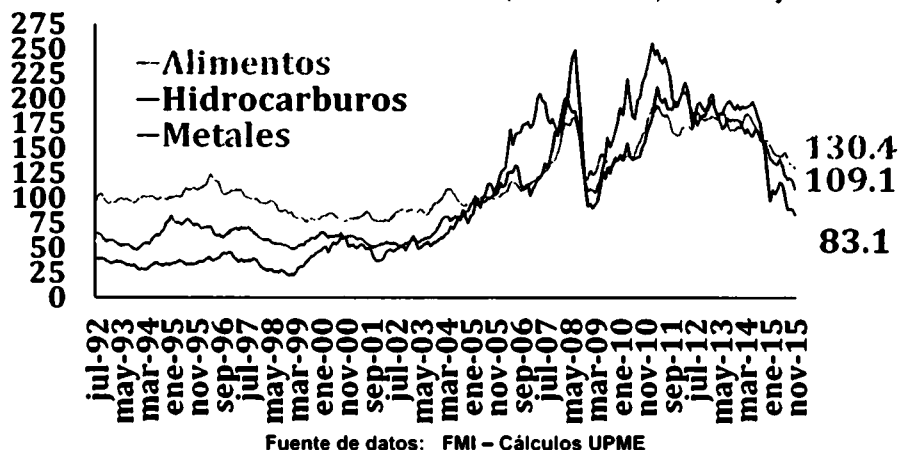


1.2. MATERIAS PRIMAS Y ECONOMÍA: TENDENCIA A LA ESTABILIDAD CON PRECIOS BAJOS

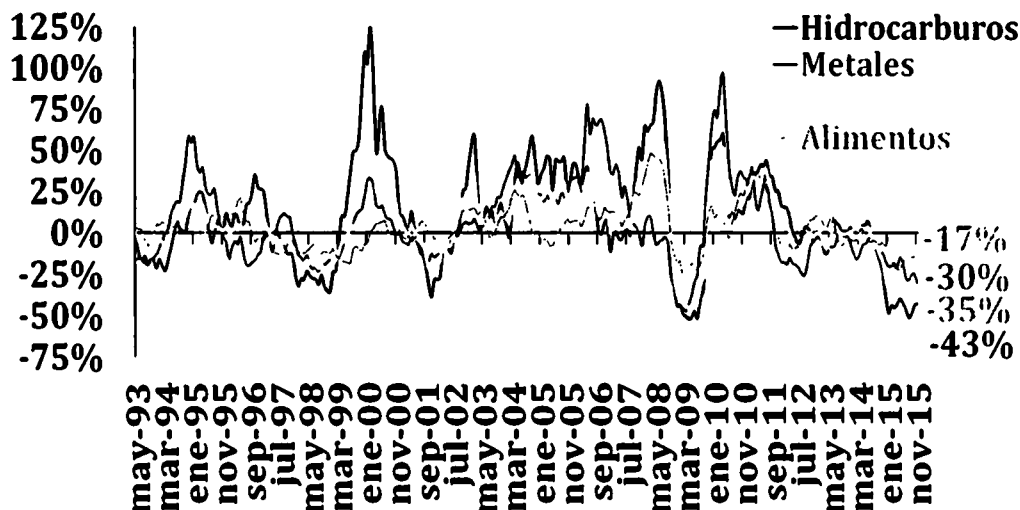
En el segundo trimestre de 2014 comenzó a presentarse una caída en los niveles de precios de materias primas, que a pesar de una pausa en el tercer trimestre de 2015, se ha profundizado este año, como consecuencia de un exceso de oferta, que es transversal en todos los commodities, y una demanda menos dinámica, dado el menor dinamismo de la economía mundial como también, del crecimiento poblacional. El índice global de materias primas (incluyendo hidrocarburos) está en su nivel más bajo desde diciembre de 2008 (cuando la Reserva Federal bajó sus tasas de interés a 0% - 0.25%), cayendo 34% anual, en el punto más crítico de la crisis financiera de Estados Unidos y Europa. El caso en las materias primas relacionadas con alimentos (incluyendo soja, azúcar, maíz y café) muestra un panorama similar, con una caída menor pero no menos significativa (-17%) durante 2015 (Gráfica 1-5).

El comparativo de las variaciones en precios en materias primas durante el último año, contribuye a explicar porque la mayor volatilidad cambiaria ha sido en Brasil y Colombia, que son el segundo y cuarto productor de crudo en Latinoamérica, por lo que su posición en divisas está condicionada por el desempeño del "oil" y derivados en el mercado financiero. No obstante, la generalización en la caída de las materias primas, sustenta la generalizada contracción en la economía de los países emergentes; el hecho que en general, las materias primas completen 4 años con variaciones negativas, evidencian que se trata de un ajuste de precios estructural y una corrección de tendencia que no está cercana a retomar la senda creciente que hasta 2011 tuvo.

Gráfica 1-4. Índices de Precios Mundiales Global, Hidrocarburos, Alimentos y Metales.



Gráfica 1-5. Variación Anual de Precios Mundiales Materias Primas

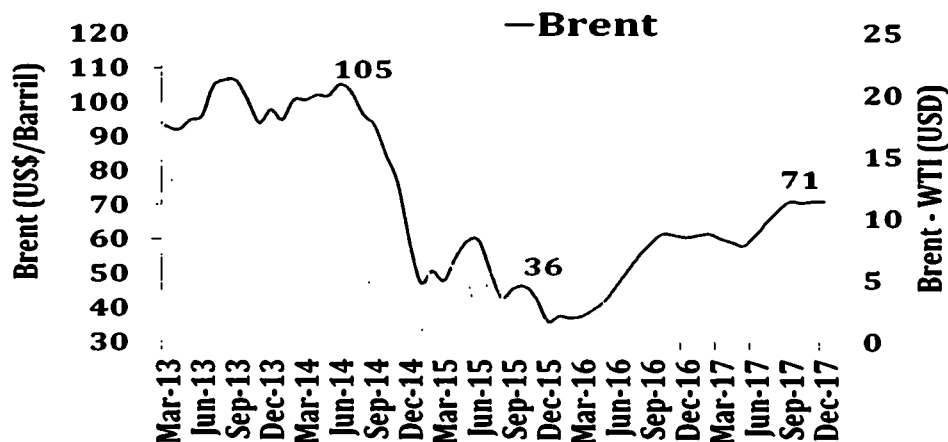


Fuente de datos: FMI – Cálculos UPME

El caso de los hidrocarburos con el petróleo, el carbón y el gas natural a la cabeza, el más crítico. Su nivel máximo de precios llegó al máximo en 2011, y desde entonces ha mostrado una clara tendencia a la baja acentuada en 2014 - 2015. La caída de precio en Brent y WTI no ha dado tregua en los mercados. Luego de una estabilidad en el precio durante el tercer trimestre del presente año, alrededor de USD 55 – USD 60 el barril, la caída en los precios del petróleo se aceleró en noviembre. El piso psicológico de USD 4 fue derribado luego de la reunión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) al decidir que no habrá recortes de producción y que incluso, prevén aumentar el nivel de producción por encima del actual (32 millones de barriles diarios). En consecuencia, las previsiones al comenzar 2015 han terminado siendo optimistas (Gráfica 1-6).

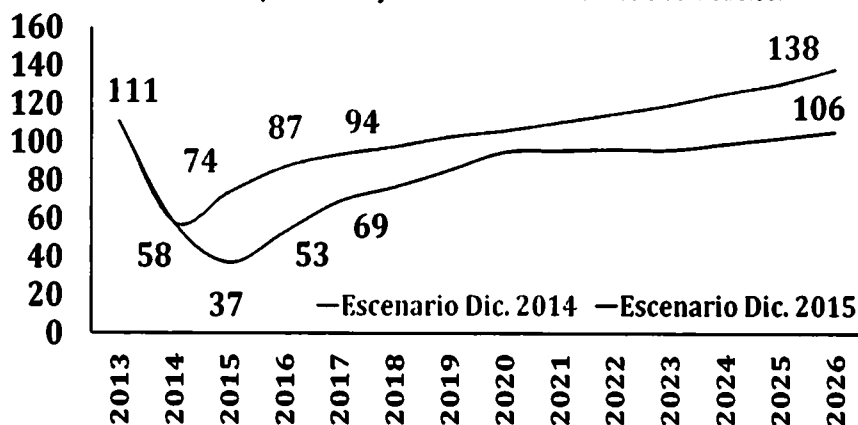
La previsión de USD 74 al finalizar 2015 ha pasado a ser el escenario a dos años, con la incertidumbre de saber si el precio puede tocar nuevos pisos (USD 20 - USD 30).

Gráfica 1-6. Precio Petróleo Referencia Brent y Diferencial con WTI.
Histórico y Proyección Corto Plazo



Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Gráfica 1-7. Comparativo Proyecciones 2014 – 2015 Precio del Petróleo.

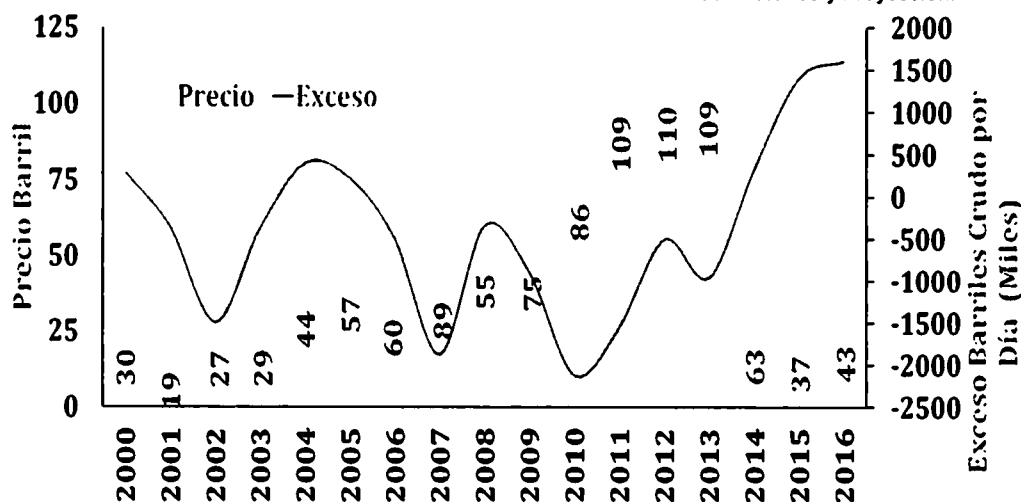


Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Los excesos de producción de crudo, han estado impulsados por Estados Unidos y la producción Shale. El incremento en los excesos de crudo no parece ceder a mediano plazo. Aunque haya la expectativa que la producción de petróleo no convencional "Shale Oil" pueda ceder ante los bajos precios, por sus mayores costos de producción, el levantamiento del embargo comercial a Irán luego de alcanzando un acuerdo nuclear con Estados Unidos, compensaría o incluso rebasaría los niveles de producción Shale que el mercado tiene al finalizar 2015.

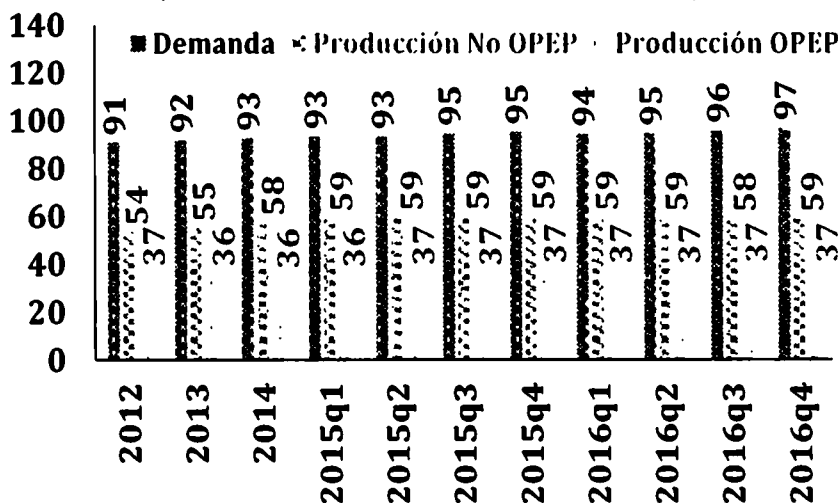
El actual exceso de oferta, estimado en 1.5 millones de barriles (Gráfica 1-8), podría mantenerse en 2016, aun suponiendo una caída en la producción de Shale, sólo por el mayor aporte de Irán como consecuencia de reanudar sus actividades comerciales luego de la supresión del embargo, sin contar con el fuerte interés que tiene en atraer inversión extranjera. Irán es el país con reservas probadas de crudo más altas, y según estudios, su producción es aun rentable a niveles de USD 15 - USD20 el barril, hecho que hace suponer que nuevas caídas en el precio del petróleo no pueden descartarse en 2016.

Gráfica 1-8. Precio de Petróleo Versus Excedentes de Oferta Diarios. Histórico y Proyección.



Fuente de datos: Wood Mackenzie – Moody's – Cálculos UPME

Gráfica 1-9- Composición de la Oferta Mundial de Petróleo Vs Demanda (Barriles Diarios).

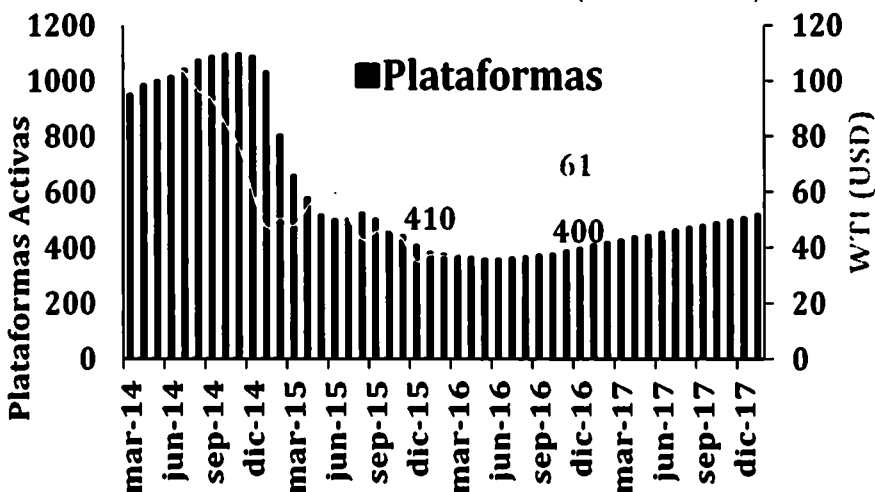


Fuente de datos: Wood Mackenzie - Moody's - Cálculos UPME

Estados Unidos es quien lidera el crecimiento de la producción en la actualidad. Actualmente produce 10 millones de barriles diarios de petróleo aproximadamente, una cifra que dobla su producción mundial en 2009, cuando los precios tocaron un piso de USD 43 nivel a donde bajó el WTI el pasado mes de noviembre. Las previsiones, con la reducción del mark - up de las empresas, en particular relacionadas con el Shale Oil, indican que el número de plataformas en Estados Unidos se reducirá pero tenderá a estabilizarse a mediano plazo.

La evidencia histórica es amplia en señalar como en el largo plazo, las economías de escala terminan sustentando la caída de precios, y esa puede ser también la historia del petróleo, que en el caso de WTI, la referencia asociada al crudo estadounidense, podría no retornar a los niveles históricos de USD 124 en 2008, ni tampoco volver a superar en una década los niveles de USD 100 que tenía en el primer semestre de 2014, antes de comenzar el declive en precios.

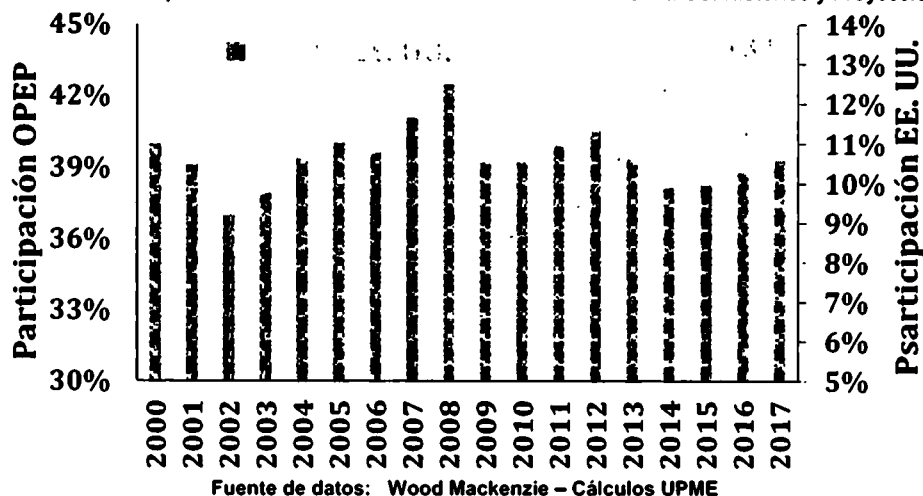
Gráfica 1-10. Plataformas Vs Precio del Petróleo (WTI - USD / Barril)



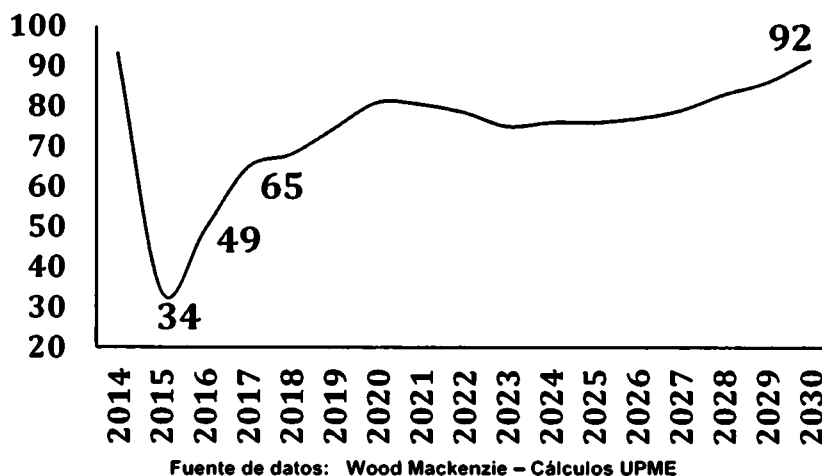
Fuente de datos: Wood Mackenzie - Cálculos UPME

Además, esta la perspectiva de una pérdida de poder de la OPEP para incidir en el precio del crudo (Gráfica 1-9, Gráfica 1-10). Las previsiones indican que su participación se reduce en al menos 4% frente a la que tenía en 2008 cuando el precio del petróleo alcanzó máximos históricos. Desde entonces la participación de Estados Unidos en el mercado se ha incrementado en 5%, llevando a que las decisiones de precios ya no pasen por la OPEP, y que al interior de ésta agremiación, se haya perdido en lo que comprende 2014 – 2015, unanimidad en las decisiones de producción, y que prevalezca consenso en cuanto a sostenerse con precios bajos, antes que perder participación en el mercado Gráfica 1-11, Gráfica 1-11).

Gráfica 1-11 Participación en Producción Mundial de Crudo OPEP Vs EE. UU. Histórico y Proyección.

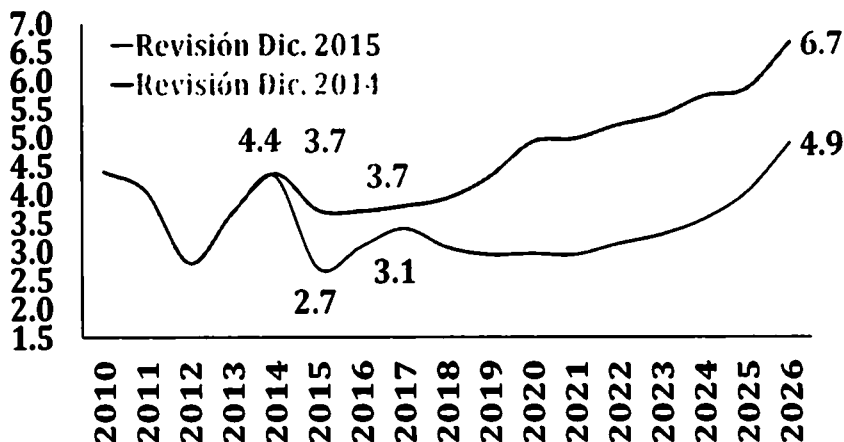


Gráfica 1-12. Proyección Precio del Petróleo (WTI – USD / Barril) con base en Previsión Producción en EE. UU.



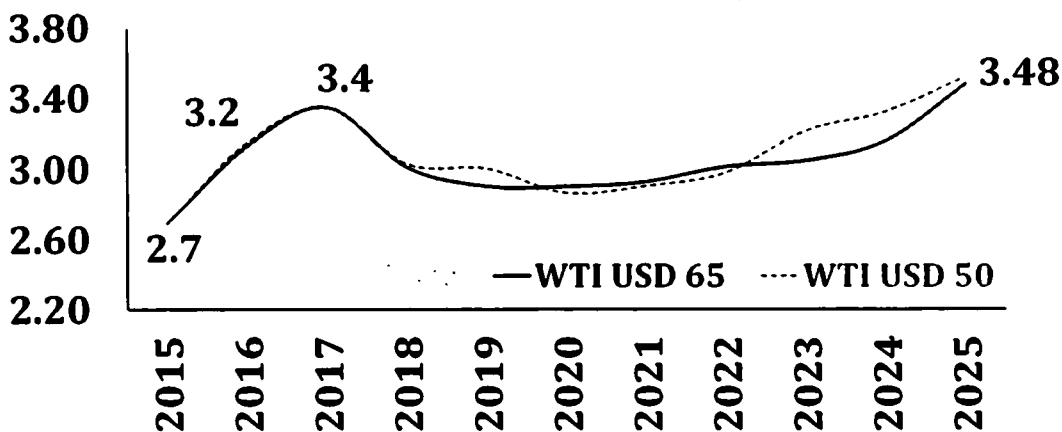
La situación con el gas es similar. La previsión de precios de la referencia del mercado – Henry Hub muestra que ha seguido la tendencia bajista del crudo. Las proyecciones al finalizar 2014, fueron demasiado optimistas con relación al cierre de 2015: la caída del gas ha sido alrededor de USD 1/ MM BTU y la recuperación de precio no parece tampoco ser clara ni significativa a corto plazo(Gráfica 1-13).. Las previsiones a 2015 ubican el Gas en USD 3/ MM BTU pero esta proyección está sujeta a la reducción de excedentes, y a una recuperación de la demanda que en el caso de los Estados Unidos, se sustentaba en la intensidad del invierno en 2013 – 2015, pero que al parecer, con un invierno que ha sido menos intenso e incluso con temperaturas superiores a los 10 grados centígrados en la mayoría de estados de la Unión Americana, harán que el precio se mantenga en bajos niveles al comienzo de 2016 (Gráfica 1-14 y Gráfica 1-15).

Gráfica 1-13. Comparativo Proyecciones Precios Gas – Referencia HH (USD / MM BTU). Diciembre 2015 Vs Diciembre 2014.



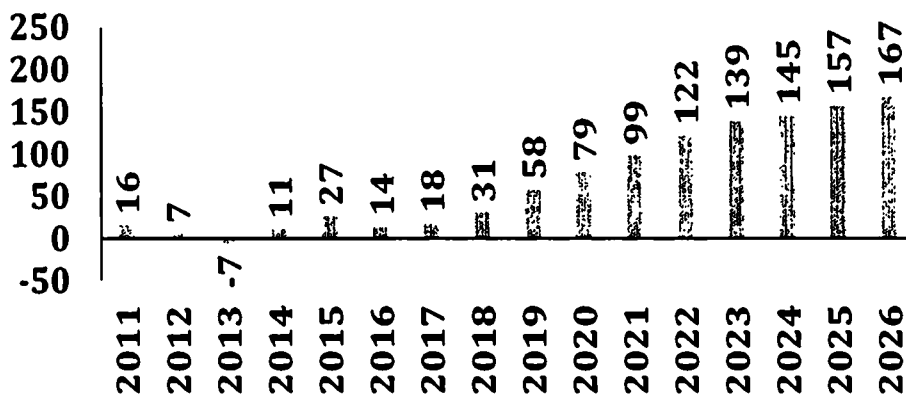
Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Gráfica 1-14. Previsión de Precios Gas – Referencia HH (USD / MM BTU).



Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Gráfica 1-15. Exceso de Producción Mundial de Gas Natural (bcm).

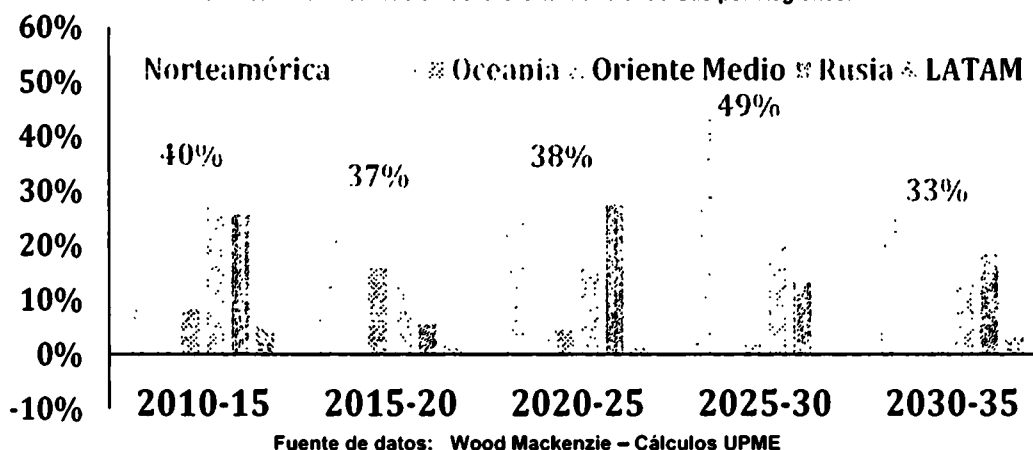


Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

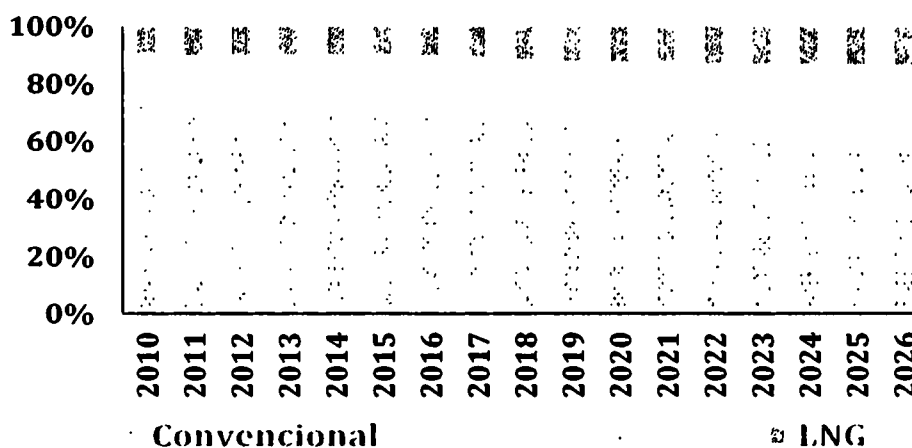
Por regiones, la producción mundial de gas natural se concentrará a largo plazo en Norteamérica (33%), Rusia (18%), Asia (17%) y África (15%). América Latina sólo aportará el 3% de la producción mundial, lo que pone en claro, la necesidad que tendrá de importar gas ante el agotamiento de sus reservas, y el poco éxito en la exploración que permita la obtención de campos que puedan asegurar autosuficiencia de gas a largo plazo (Gráfica 1-16). Estados Unidos es el principal productor mundial de gas, gracias a la producción no convencional (shale gas), en la que tiene la mayor producción a nivel mundial (24%), seguido de Rusia (20%) e Irán (13%), con mínima participación de las economías emergentes. El shale gas será determinante en las previsiones de corto y largo plazo de precio y producción. La mayor dinámica dentro de la oferta mundial de gas la presentarán el gas no convencional (representado en shale, tight gas, metano y carbón a gas) y el gas natural licuado (GNL).

El shale gas pasará de representar el 20% actual, de la producción total de gas, a ser el 36% a 2035. Por su parte, el gas natural licuado (GNL) subirá su participación en la oferta mundial de gas natural, del 10% al 16% (Gráfica 1-17).

Gráfica 1-16. Distribución de la Oferta Mundial de Gas por Regiones.



Gráfica 1-17, Composición de la Oferta Mundial de Gas Natural.



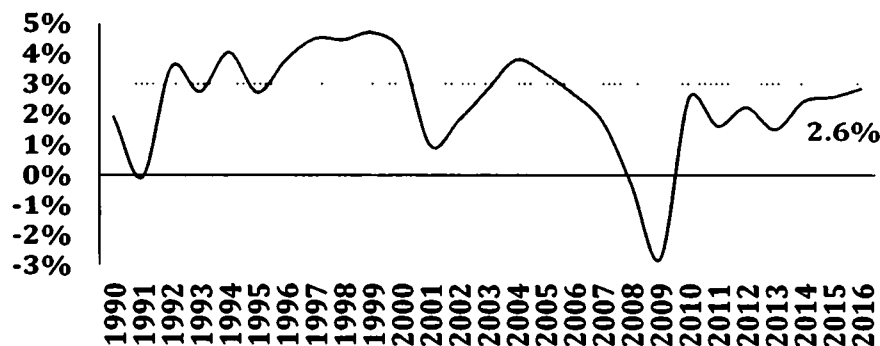
La esperanza por un aumento en los precios del gas, se sustenta en el aumento de su participación en la matriz energética en países desarrollados. En el caso de Estados Unidos, el gas es ya el componente más importante de su matriz energética (32%); a largo plazo su participación se estima que se incrementará a 36%,

en detrimento del carbón que reducirá su participación a 25%, debido a las medidas tomadas este año por la Administración Obama, con el propósito de reducir la emisión que la Unión Americana hace en gases con efecto invernadero, hecho que podría a largo plazo, hacer más dinámica la demanda de gas natural a nivel mundial, si los demás países desarrollados replican el caso de Estados Unidos, y fomentan el consumo de gas natural.

1.3. EL ROL DE ESTADOS UNIDOS: RECUPERACIÓN Y FORTALECIMIENTO DEL DÓLAR

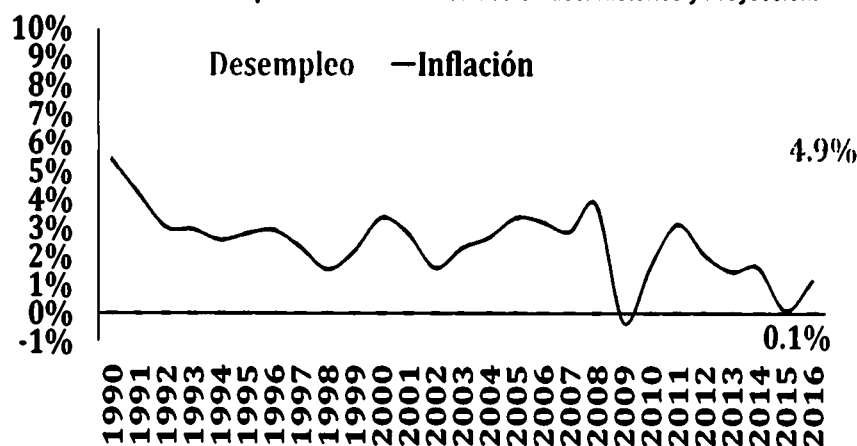
El fortalecimiento de la economía estadounidense, aunque este lejos de sus niveles máximos de los últimos 25 años (alcanzados en el auge que la economía tuvo entre 1996 y 2000 cuando llegó a crecer entre 4.5% y 5%), si evidencia una recuperación estable luego de la crisis financiera de 2008 – 2009 que dio lugar a la peor recesión económica que ha enfrentado desde la gran depresión de 1929. El crecimiento actual de 2.6%, estimado para 2015, es cercano al crecimiento potencial de EE. UU (3%) y es sostenible de mantenerse, a diferencia de Europa y Japón, que no pueden mantener crecimientos superiores al 2%. De hecho, en la actualidad, Estados Unidos es la economía desarrollada del G7 que mejor crece, y la que experimenta la mejor recuperación en la dinámica de su mercado laboral, sin presiones inflacionarias ni sacrificios en términos de productividad (Gráfica 1-18, Gráfica 1-19).

Gráfica 1-18. Crecimiento Económico de Estados Unidos.



Fuente de datos: Bureau of Economic Analysis (BEA) – Reserva Federal de San Luis

Gráfica 1-19. Desempleo e Inflación en Estados Unidos. Histórico y Proyección.

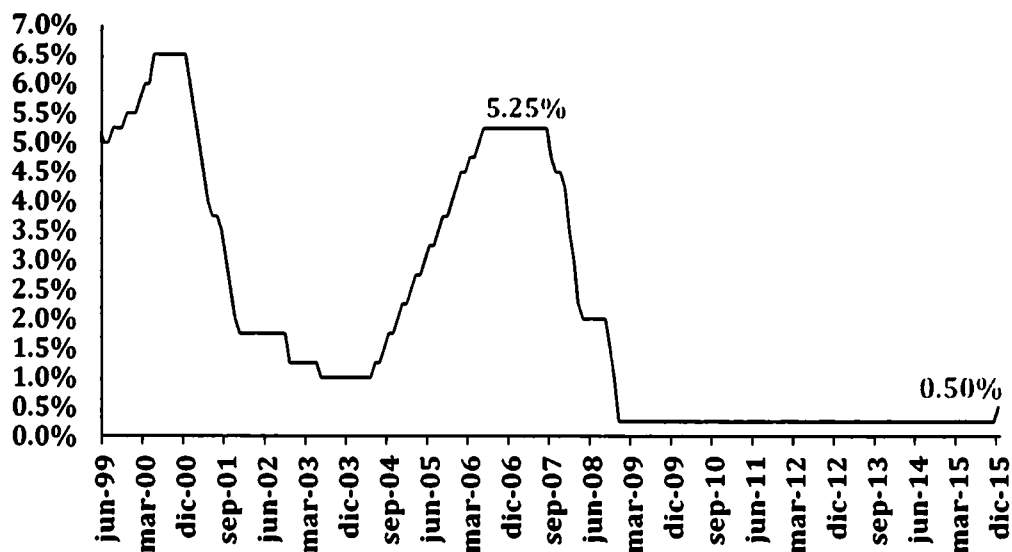


Fuente de datos: Bureau of Economic Analysis (BEA) – Reserva Federal de San Luis

La caída en los precios del petróleo ha acentuado una tendencia a la baja en el nivel de precios de Estados Unidos, que le ha permitido a sus empresas reducir costos, e incluso en el sector minero energético, tener la posibilidad a través de economías de escala, de poder sostener su producción, en particular en petróleo, con precios bajos. El desempleo, en 5.3%, se ha venido reduciendo de forma progresiva desde 2009, y tiende a ubicarse por debajo del 5% en 2016 (4.9%). Además, simultaneidad en la caída de desempleo y de inflación, evidencia un avance en productividad en la economía de los Estados Unidos, que fortalece su competitividad a nivel global.

Bajo este entorno de baja inflación, tendencia a la baja en el desempleo, y una recuperación económica que se solidifica, la Reserva Federal de Estados Unidos (FED) tomó la decisión en su sesión del pasado 17 de diciembre, de subir de nuevo su tasa de interés de referencia, a la que presta recursos al sistema financiero a través de operación de expansión monetaria REPO, por primera vez luego de 9 años (Junio de 2006 cuando las elevó de 5% a 5.25%), de 0.25% a 0.5% anua, nivel aún muy bajo, pero positivo en términos reales, dada la deflación que experimenta en la actualidad Estados Unidos (Gráfica 1-20).

Gráfica 1-20. Tasa de Interés de Referencia – Reserva Federal de Estados Unidos.

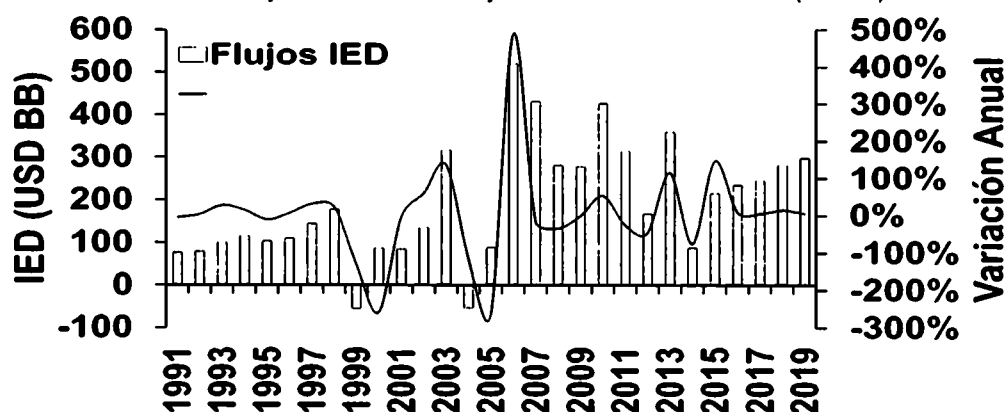


Fuente de datos: Reserva Federal de San Luis

El bajo nivel en la tasa de inflación, es el factor que lleva a considerar que la FED tiene amplio margen para incrementar sus tasas de interés a corto plazo, sin comprometer la recuperación económica ni el mercado laboral. La Presidente de la FED, Janet Yellen, ha indicado que al menos cuatro alzas se producirían en 2016, lo cual podría ubicar en 1.5%, al menos, el nivel de las tasas de la FED en 2016.

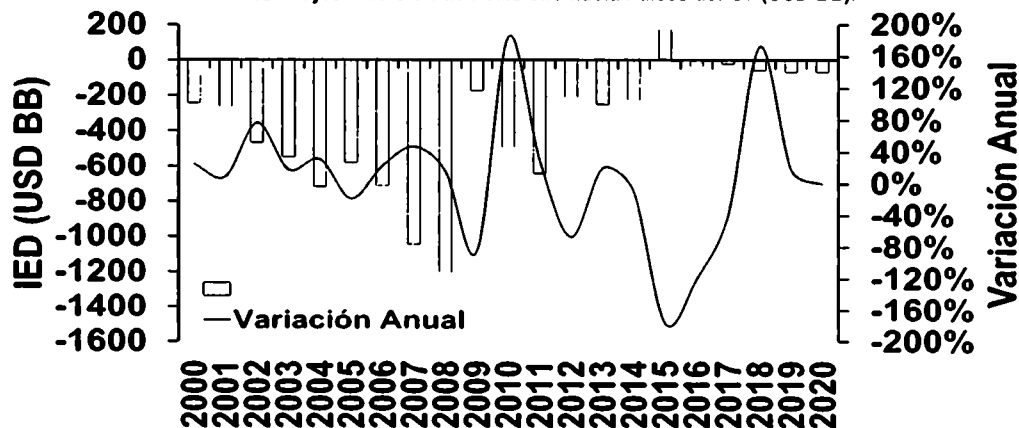
El impacto en los mercados financieros, ha sido la generación de un efecto "flight to quality" bajo el cual, los flujos de capital están retornando a los países desarrollados, en detrimento de las economías emergentes, siendo este el principal factor, junto a la caída en los precios de las materias primas, que explica el fortalecimiento del dólar, por ende la devaluación del euro, y de las economías emergentes, y que a mediano plazo van a permitir que la economía de Estados Unidos pueda crecer más del 3%, en virtud de la generación de empleos que los mayores flujos de inversión extranjera directa van a generar (Gráfica 1-21, Gráfica 1-22).

Gráfica 1-21. Flujos de Inversión Extranjera Directa hacia Países del G7 (USD BB).



Fuente de datos: FMI - Cálculos UPME

Gráfica 1-22. Flujos Inversión de Portafolio hacia Países del G7 (USD BB).



Fuente de datos: FMI - Cálculos UPME

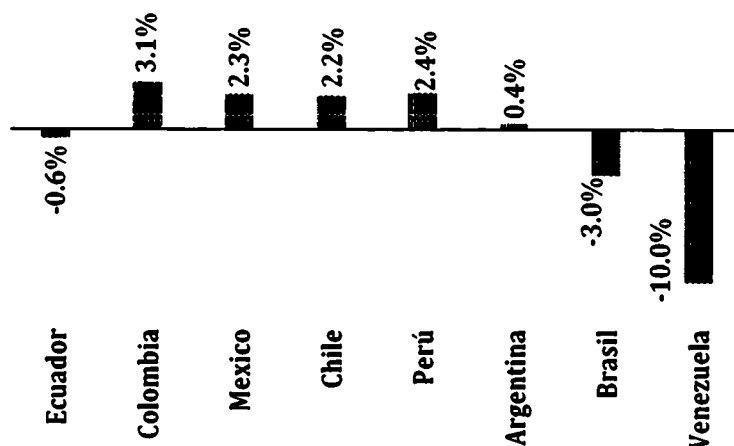
El cambio en la postura monetaria de la Reserva Federal plantea nuevas inquietudes con relación a lo que pueda suceder con el precio de las materias primas y las perspectivas de crecimiento en las economías emergentes. Con tasas externas más altas y el fortalecimiento del dólar, la deuda tanto pública como corporativa en las economías emergentes se encarecerá más, que lo hasta ahora explicado por el sólo efecto devaluación. Mayores niveles de tasas de interés de la FED, se asocian a mayores niveles de riesgo, que pondrán a revisar las calificaciones de riesgo, como hizo recientemente Fitch, al bajar la calificación de deuda de Brasil despojándole de su grado de inversión. Así mismo, las tasas más altas de la FED, condicionarán la política monetaria de economías emergentes como el caso de Colombia, además de regiones como la Unión Europea, dado que una reducción del diferencial de tasas, a largo plazo desestimularía la preferencia por moneda local, e incrementaría el apetito por la inversión en dólares como se ha observado en 2015 en los mercados financieros.

1.4. COLOMBIA Y LATINOAMÉRICA: DEVALUACIÓN, INFLACIÓN Y MENOR CRECIMIENTO

El desempeño económico de Colombia, a pesar de la desaceleración generada por la caída en los precios del petróleo es sobresaliente. El crecimiento de Latinoamérica en sus principales economías, no alcanzará al menos el 4%, y en el caso de Brasil y Venezuela muestra una profunda contracción, que condicionará el mejoramiento de la región a corto plazo. Colombia mantiene un liderazgo regional, apoyado en su demanda

interna (Gráfica 1-23): sus principales socios comerciales, Ecuador y Venezuela, enfrentan un bajo crecimiento como consecuencia: en el primer caso, de la menor competitividad de sus exportaciones, por el fortalecimiento del dólar, y la caída de precios del petróleo; en el segundo caso, además de los menores precios del crudo, por la agudización de un déficit fiscal, y el debilitamiento de la demanda interna, agobiada por la falta de liquidez, las restricciones de la oferta de bienes y servicios, y la imposibilidad de sostener los programas de subsidios creados durante el boom de materias primas en la década anterior.

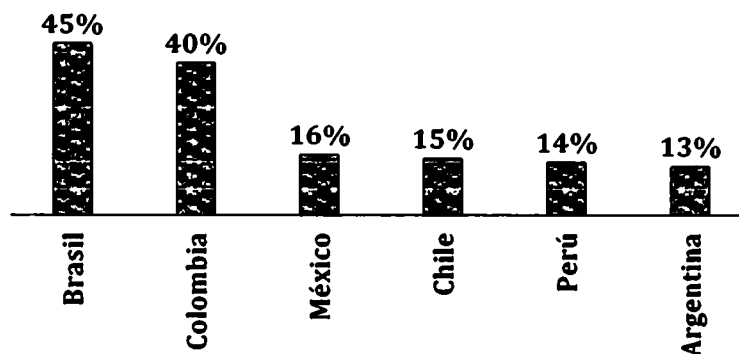
Gráfica 1-23. Crecimiento Económico Principales Economías Latinoamericanas 2015.



Fuente de datos: FMI – Cálculos UPME

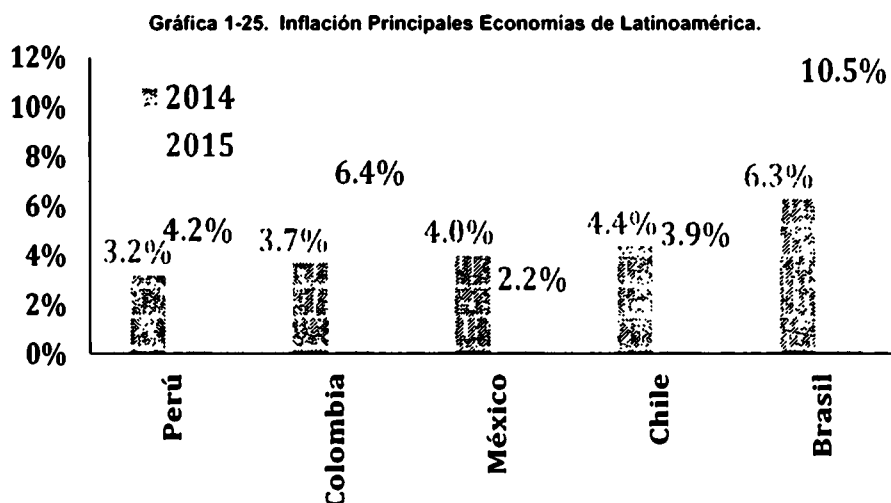
La devaluación ha sido protagonista en la región. El incremento en la cotización del dólar, ha sido mayor en Brasil y Colombia, con un menor nivel en devaluación en Chile, Perú y Argentina, cuyo Gobierno recién posesionado, tomó la decisión de acabar con el "cepo" figura bajo la cual se conoció el control de cambios que estableció en la década anterior, con el propósito de anclar el precio de la divisa a las disposiciones del Gobierno, desconociendo la dinámica del mercado cambiario, y que ha llevado a una escasez de divisas y una caída en el nivel de reservas internacionales del Banco Central de Argentina para atender una eventual crisis en balanza de pagos (Gráfica 1-24). La menor devaluación en Chile y México responde particularmente al menor nivel en sus déficit en cuenta corriente, y una mayor diversificación de sus exportaciones, que les ha permitido en parte, neutralizar el impacto de la caída de precios del cobre y el petróleo respectivamente.

Gráfica 1-24. Devaluación Frente al Dólar. Principales Economías de Latinoamérica.



Fuente de datos: FMI – Cálculos UPME

La consecuencia de la fuerte devaluación, ha sido la reaparición de la inflación como un problema macroeconómico generalizado en la región, y cuyo control y reducción a niveles inferiores en promedio al 4%, se había constituido en el principal logro de la política monetaria de sus bancos centrales. Los mayores repuntes de precios, en concordancia con la mayor depreciación de sus monedas, se ha presentado en Colombia y Brasil cuyos niveles de inflación, 6.4% y 10.5% respectivamente, se ubican muy por encima del nivel de inflación objetivo de ambos países, cuyo límite máximo del rango meta se ubica en el 4% (Gráfica 1-25).



Fuente de datos: FMI – Cálculos UPME

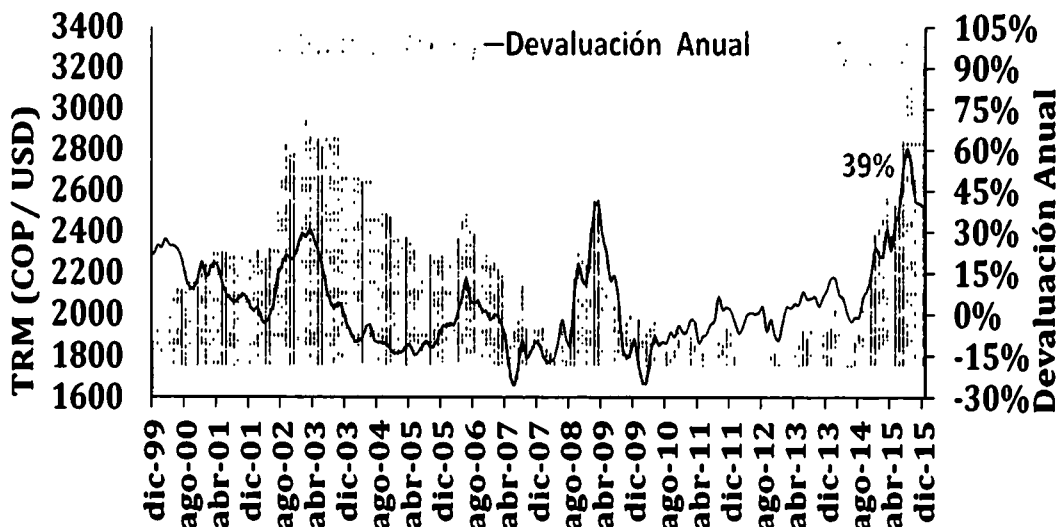
Los casos de México y Chile, donde la inflación ha tenido una menor variación, se explican por la compensación que a la depreciación de sus monedas, ha representado un bajo crecimiento económico, y una reducción significativa en el crecimiento de la demanda interna, principalmente consumo de hogares e inversión.

Bajo las circunstancias, de un menor crecimiento de la región, problemas de inflación y rigidez de precios que afectan la competitividad y las relaciones de intercambio, además de la asimetría en las tasas impositivas para el comercio entre países, el crecimiento de Colombia tiene restricciones de corto plazo significativas para crecer por encima del 3%; su crecimiento seguirá siendo aportado por la demanda interna, y la contribución de las relaciones de intercambio con los demás países de la región, será mínima.

1.5. COLOMBIA Y LA POLÍTICA MONETARIA: INFLACIÓN, EL PRINCIPAL RETO

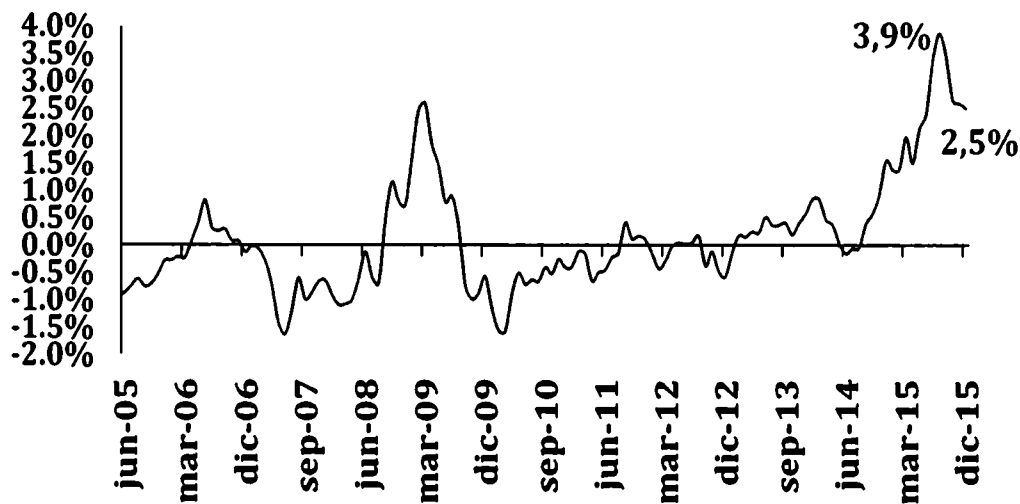
Con la devaluación, el efecto pass – trough, ha venido transmitiéndose con más fuerza en los indicadores de inflación básica (Gráfica 1-26, Gráfica 1-27). La transmisión de la devaluación sobre el nivel de precios, alcanza en diciembre el 2.5%, cifra similar al exceso del nivel de inflación actual (6.4%) sobre el límite superior del rango de inflación objetivo (4%). La inflación de precios al consumidor, a noviembre de 2015 alcanzó la cifra 6.4%, y la inflación al productor (Oferta Nacional) es de 8.9%. Teniendo en cuenta que la meta de inflación se ubica en un rango de 2% – 4%, es evidente el desborde de la inflación y la compleja tarea que enfrenta el Banco de la República como banca central, en su propósito que esta retorne al rango objetivo de 2% - 4% en 2016.

Gráfica 1-26. Tipo de Cambio COP /USD (TRM).



Fuente de datos: Banco de la República – Cálculos UPME

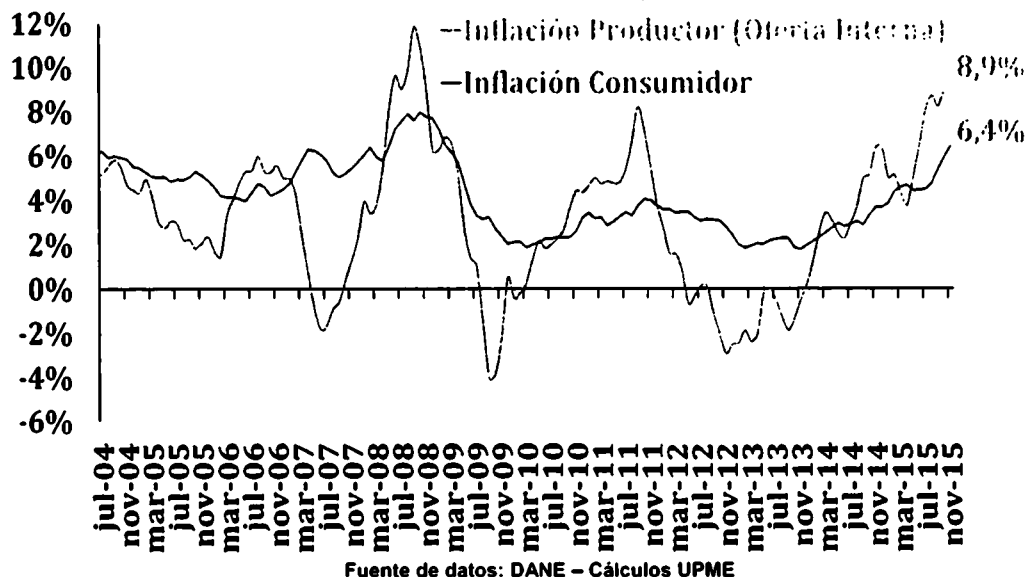
Gráfica 1-27. Pass Trough Estimado TRM Sobre Inflación Colombia.



Fuente de datos: Cálculos UPME

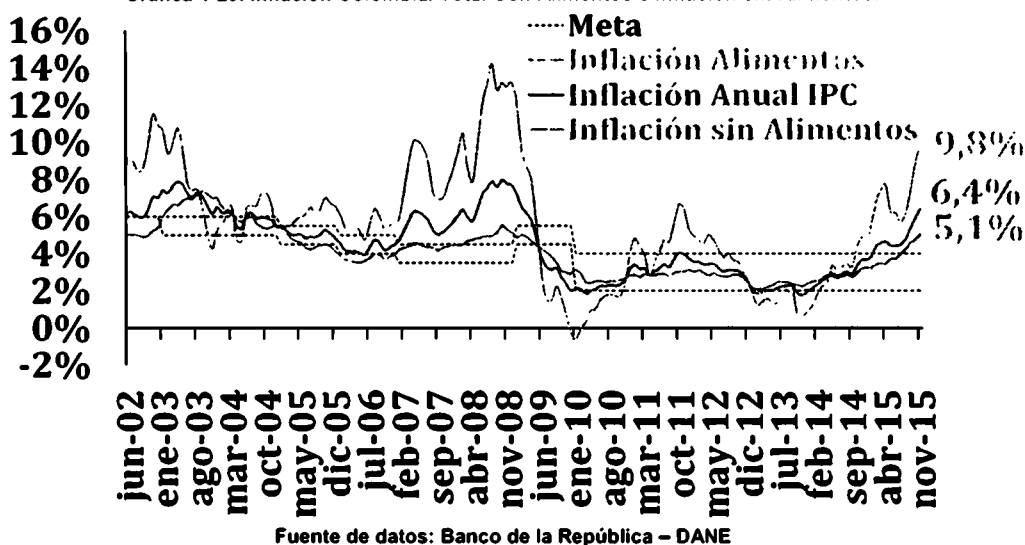
Aunque el fenómeno del niño ha tenido una contribución importante en el repunte de inflación (9.8%), es el dólar quien explica, incluso para alimentos (costos de insumos, maquinaria, procesamiento), el que en 2015, por primera vez desde 2008 no se cumpla la meta de inflación (Gráfica 1-28). La inflación va más allá del tema de alimentos: todos los indicadores de inflación básica, exhiben una tendencia al alza desde noviembre de 2013, hecho que evidencia que el repunte de los precios es un proceso que está generando un proceso inercial en torno a la rigidez de precios.

Gráfica 1-28. Inflación Anual al Consumidor y Productor Colombia.

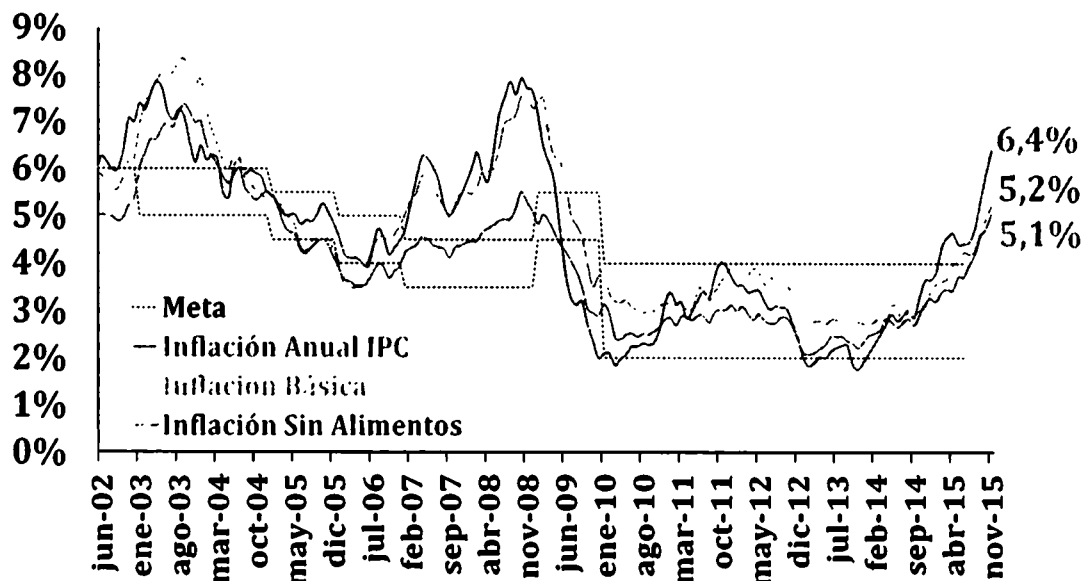


Con excepción de la inflación de bienes regulados (3.7%), los demás ítem muestran una inflación superior a la meta del emisor e incluso por encima del 5%. A noviembre, la inflación de transables (6.9%), sin alimentos ni regulados (5.5%) y núcleo 20 que excluye el 20% de los productos con mayor y menor variación de precios (5.2%), hechos que muestran la complejidad de retomar en el corto plazo la inflación, a su nivel objetivo (Gráfica 1-29, Gráfica 1-30, Gráfica 1-31).

Gráfica 1-29. Inflación Colombia. Total Con Alimentos e Inflación sin Alimentos.



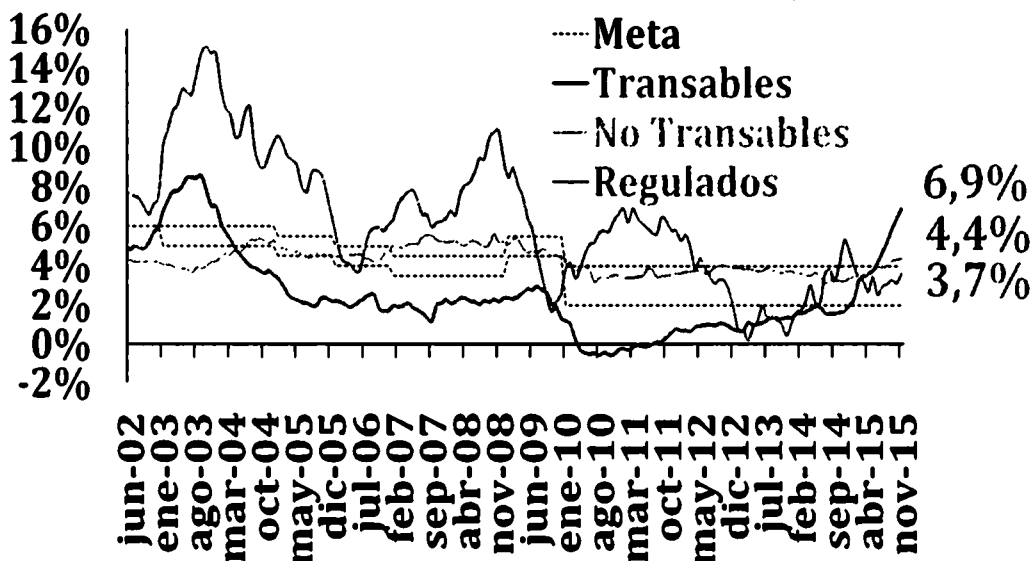
Gráfica 1-30. Inflación Básica e Inflación al Consumidor Colombia.



Fuente de datos: Banco de la República - UPME

Sin embargo, más preocupante que el incremento de la inflación, es el desborde de las expectativas de inflación por parte de los agentes, hecho que afecta la credibilidad que estos tienen por la capacidad del Emisor de cumplir con la meta de inflación, bajo el esquema de inflación objetivo establecido en 1999 según Ley 546 de 1999, y lo dispuesto por la Corte Constitucional. En la encuesta de expectativas de diciembre de 2015, hecha por el Banco de la República, los agentes encuestados consideran que la inflación 2015 será de 6.7%, para 2016 se ubicaría en 4.6% y en 2018, en 3.8%; es decir, el mercado no cree que antes de 2017, no se podría retornar al rango meta de inflación del Emisor.

Gráfica 1-31. Inflación Colombia. Bienes Transables, No transables y Regulados.



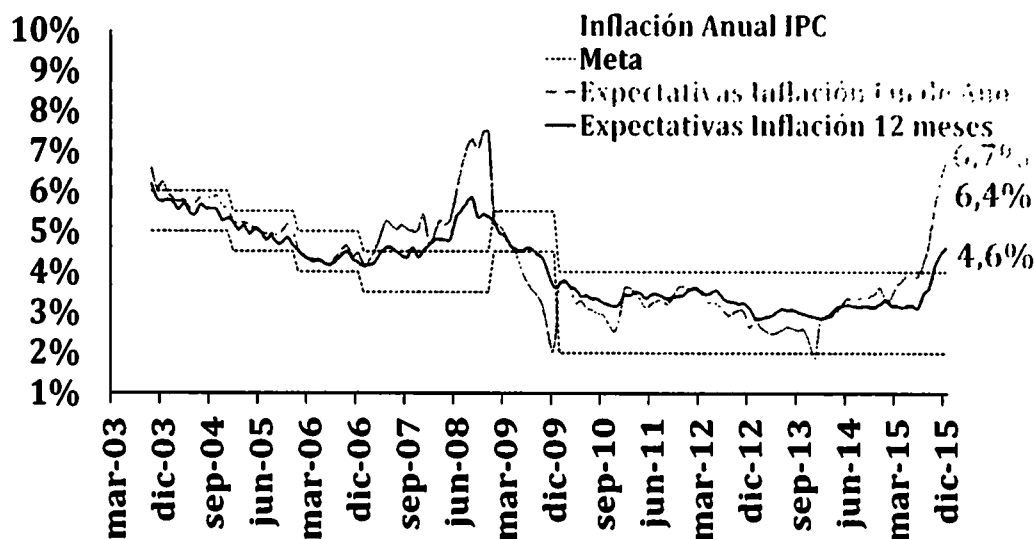
Fuente de datos: Banco de la República - UPME

Implícitamente, con las expectativas actuales de inflación, a uno y dos años, los agentes considerarían que el tipo de cambio se seguiría depreciando, y que por tanto, la devaluación del peso colombiano podría seguirse acentuando en 2016 y moderarse en 2017, hecho que evidenciaría una rigidez de precios no vista desde 2007 – 2008. Frente a esta situación, la Junta Directiva del Banco de la República desde agosto, ha tenido que incrementar sus tasas de interés, las que han pasado de 4.5% a 5.75%: aun así, en términos reales, la tasa de intervención del banco central (tasa a la que presta recursos al sistema financiero diariamente a través de operaciones REPO de expansión) sigue siendo negativa, lo que sumado al crecimiento del consumo en hogares (por encima de 3%) supone la necesidad que la Junta siga haciendo incrementos en sus tasas de intervención, al menos hasta que las expectativas de los agentes converjan al rango meta de inflación (Gráfica 1-32).

Dado que las tasas de interés del sistema financiero, se ubican en niveles históricamente bajos (10 – 15%), es necesario desestimular el carry trade a nivel de los hogares y empresas: esto es, desestimular la financiación del gasto en dólares a través de créditos en pesos, hecho que a su vez estimula la depreciación del peso. Por tanto, serán necesarias alzas adicionales en la tasa de interés, que según los miembros de la Junta Directiva del Emisor, deberán reducir el crecimiento económico por la vía del consumo, como costo de sacrificio para que la inflación ceda, y se preserve el poder adquisitivo de los salarios (Gráfica 1-33).

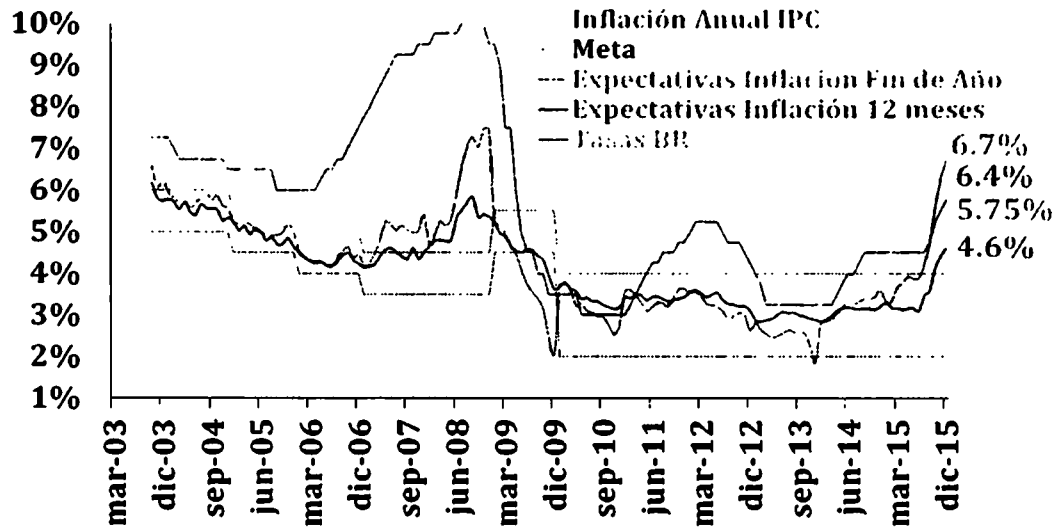
Las previsiones con relación al dólar de parte de los analistas (Gráfica 1-34), indican una moderación en la tendencia devaluacionista del tipo de cambio, previendo que en 2016 se ubique en COP 3041, inferior al nivel presentado en diciembre, que ha estado en torno a COP 3300. Aunque el Banco de la República anunció la reactivación del mecanismo de opciones call para que el mercado compre divisas al banco central e incremente su oferta, y corrija a la baja, la formación de precios de la divisa, su intervención sólo podrá darse cuando el tipo de cambio se ubique 4% por encima o por debajo de su media móvil de los últimos 20 días hábiles, y se haya vencido el plazo para ejercer las opciones put o call de la última subasta. La cautela con la cual el Banco Central ha decidido actuar es acorde con la necesidad de evitar una disminución que pueda ser innecesaria como importante del nivel de reservas internacionales, que actualmente rondan los USD 50 mil millones.

Gráfica 1-32 Inflación Observada y Expectativas de Inflación Colombia 2015 – 2016.



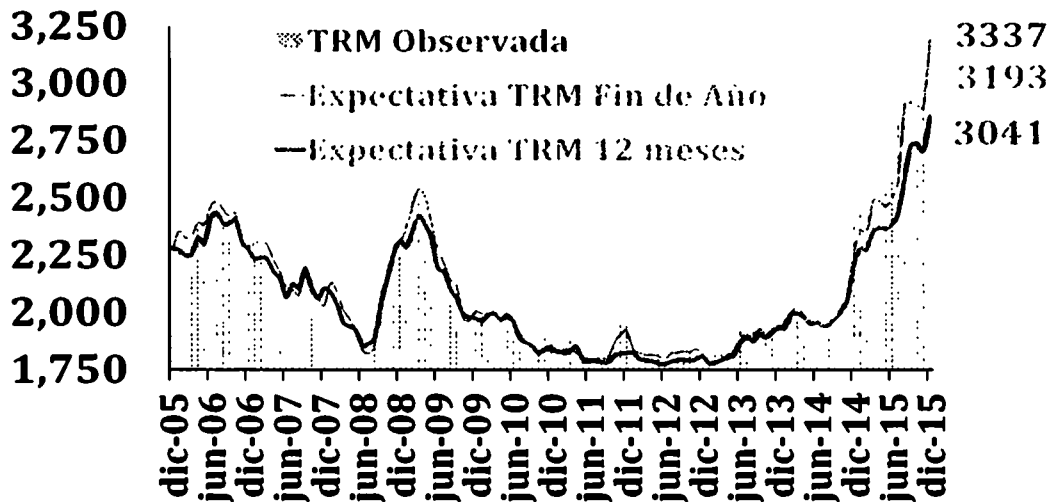
Fuente de datos: Banco de la República – UPME

Gráfica 1-33. Inflación Colombia Vs Tasas de Intervención Banca Central.



Fuente de datos: Banco de la República – UPME

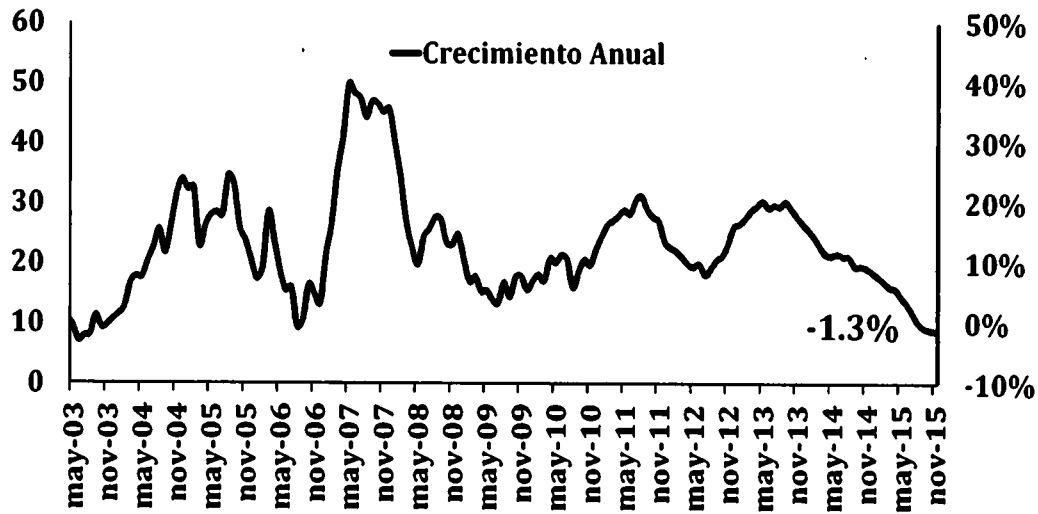
Gráfica 1-34. TRM COP/USD Tasa Spot Vs Expectativas.



Fuente de datos: Banco de la República

Con el aumento en el déficit en cuenta corriente estimado en 6% del PIB para 2015, sumado al mayor valor de las importaciones, el nivel mínimo de reservas internacionales para cubrir el monto de las obligaciones financieras y comerciales de corto plazo se incrementa, razón que explica la actitud conservadora con la cual el Banco de la República ha querido actuar en la actual coyuntura de volatilidad cambiaria. Es evidente que el Banco ha aprendido la lección de la crisis 1998 – 99 cuando bajo el régimen de banda cambiaria, intervino de forma reiterada, sin conseguir moderar la volatilidad cambiaria en aquel entonces.

Gráfica 1-35. Nivel de Reservas Internacionales en Colombia.

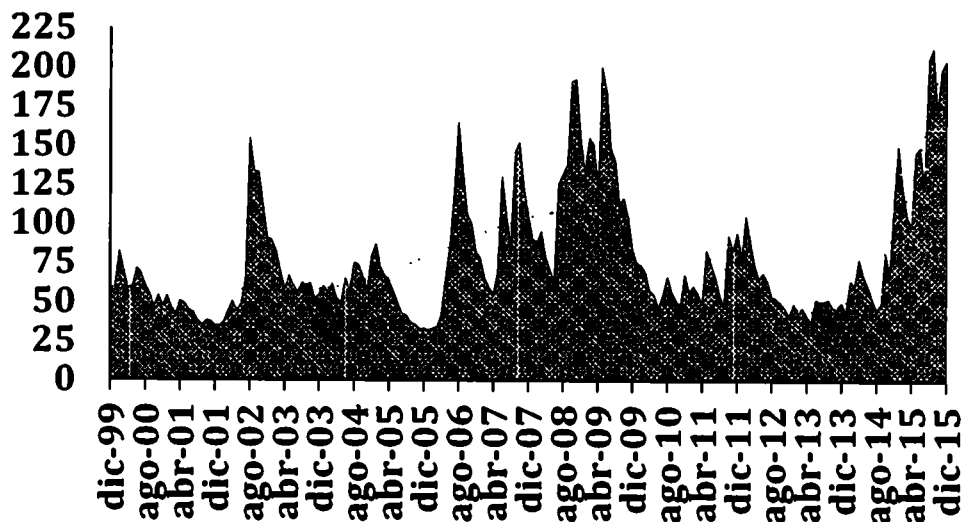


Fuente de datos: Banco de la República (2015)

Si bien el actual nivel de reservas internacionales, se mantiene estable con relación al año anterior, en USD 47 BB, la intervención de Colombia en el mercado cambiario reducirá las posibilidades del Banco de la República de mantener este nivel, mientras los flujos de inversión extranjera no se dinamicen en los niveles previos a 2015 (Gráfica 1-35). Las intervenciones cambiarias deben mantenerse con el carácter discrecional que la Junta Directiva del Emisor ha establecido, con el objetivo de evitar que se generen alarmas en el mercado cambiario que pudieran incluso incrementar la volatilidad del tipo de cambio.

De hecho al emplear un modelo GARCH, se encuentra que la volatilidad que en 2015 ha alcanzado el dólar, es la más alta desde que Colombia tiene un régimen cambiario de libre flotación (Septiembre 1999) por lo que con mayor razón, las intervenciones del Emisor en el mercado de dólar, deben ser prudentes sin estimular especulaciones sobre la divisa (Gráfica 1-36).

Gráfica 1-36. Volatilidad Cambiaria TRM (Medida en COP). Estimación mediante Modelo Garch

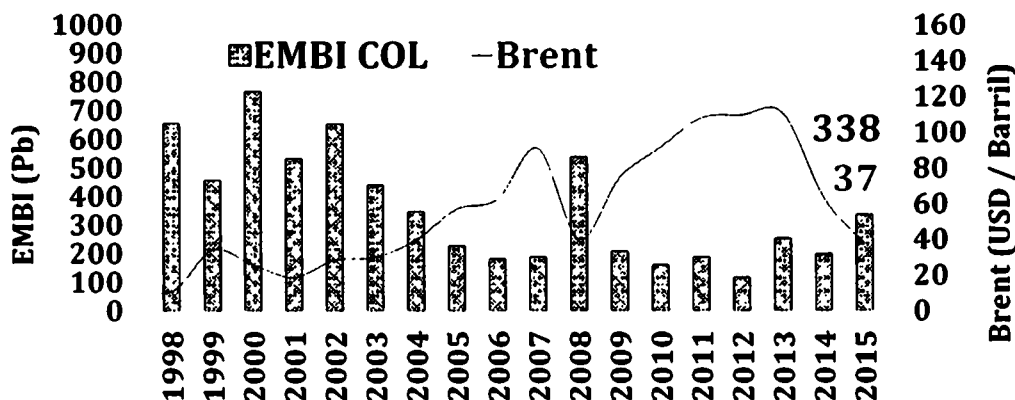


Fuente de datos: Cálculos UPME (2015)

1.6. COLOMBIA, FINANZAS PÚBLICAS Y SECTOR EXTERNO: AJUSTE EXTRACTURAL

La caída en el precio del crudo, ha supuesto para las finanzas públicas una disminución de sus ingresos estimada por el Gobierno en 3% del PIB (COP 20 BB). El mercado ha castigado esta situación con un incremento del riesgo país (medido a través del índice de deuda de mercados emergentes – EMBI) que ha subido entre 2014 y 2015 alrededor de 138 puntos básicos (Pb) ubicándose en 338 Pb, nivel que es aun históricamente bajo, y por debajo del nivel de riesgo país que tiene tanto Latinoamérica como el conjunto de economías emergentes (Gráfica 1-37).

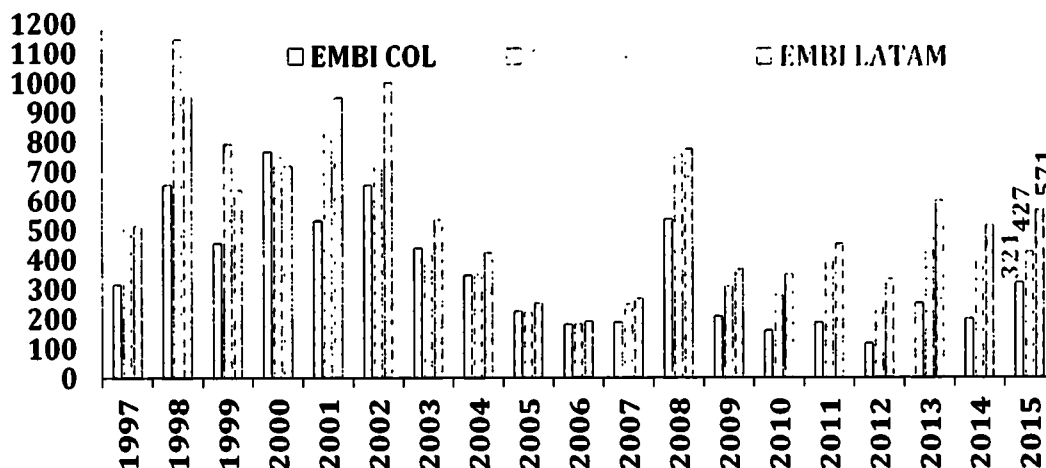
Gráfica 1-37. Riesgo País Versus Precio del Petróleo.



Fuente de datos: Bloomberg – Cálculos UPME (2015)

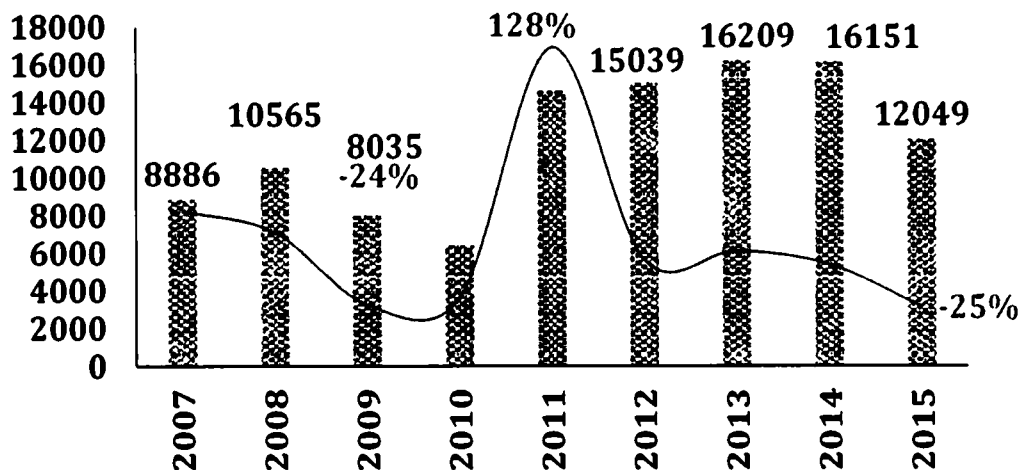
La percepción de riesgo en Latinoamérica es 250 Pb superior a la de Colombia. El spread en el caso de los emergentes es de 106 Pb, hecho que muestra que a pesar de las dificultades que Colombia enfrenta por la caída en los ingresos por exportaciones, la estabilidad macroeconómica que el país ha construido y reflejada en baja inflación, tendencia a la baja en desempleo y crecimiento económico por encima de la región y de los más altos entre las economías emergentes, para los inversionistas Colombia sigue siendo un destino seguro de sus recursos (Gráfica 1-38).

Gráfica 1-38. Riesgo País Colombia Vs Latinoamérica y Emergentes.



Fuente de datos: Bloomberg – Cálculos UPME (2015)

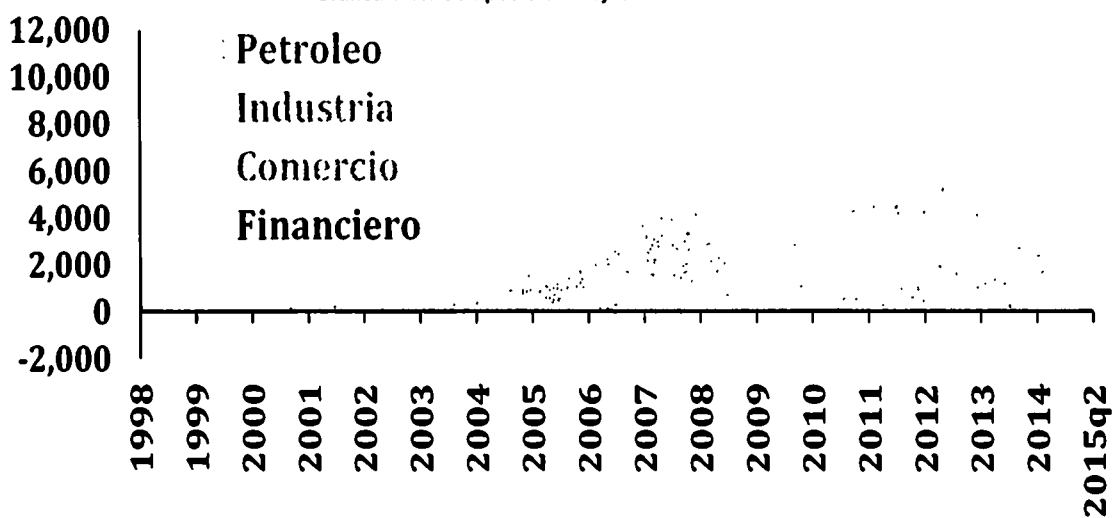
Gráfica 1-39. Flujos de Inversión Extranjera Directa en Colombia.



Fuente de datos: Banco de la República – Cálculos UPME (2015)

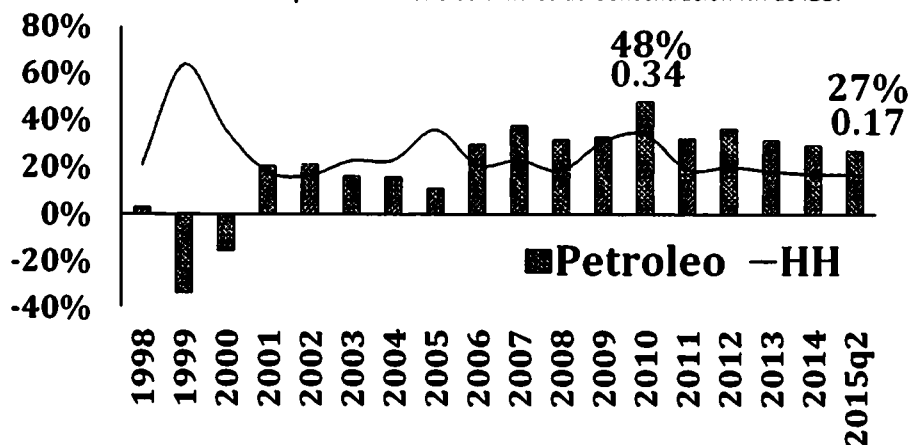
Aunque los flujos de inversión extranjera directa hacia Colombia muestra una reducción del 25%, el nivel a noviembre USD 12049 es significativamente superior al que tenía la economía hasta 2010, incluyendo años de crisis cambiarias y financieras a nivel mundial, como fueron 2002 y 2008 (Gráfica 1-39). Además, hay un fenómeno interesante relacionado con el reacomodamiento de la IED en el caso colombiano en los dos últimos años.

Gráfica 1-40. Composición Flujos de IED Colombia.



Fuente de datos: Banco de la República – Cálculos UPME (2015)

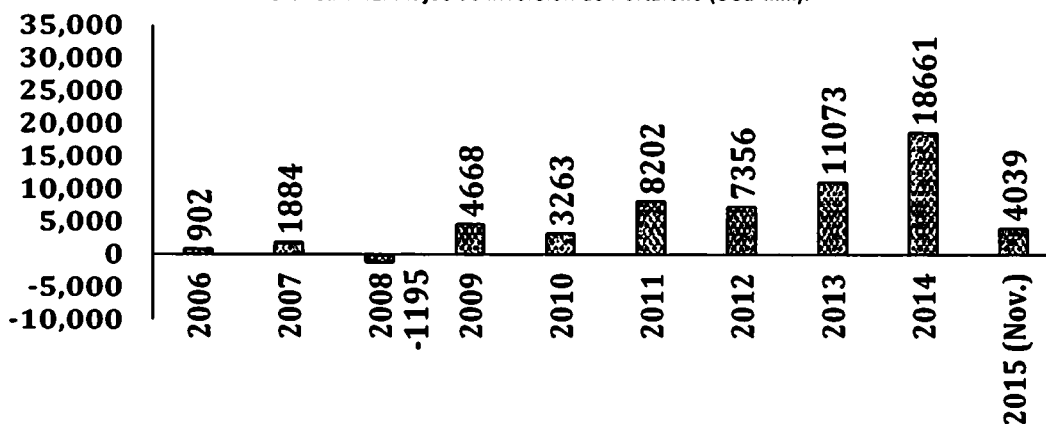
Gráfica 1-41. Participación del Petróleo e Índice de Concentración HH de IED.



Fuente de datos: Banco de la República – Cálculos UPME (2015)

La inversión extranjera en Colombia se está diversificando. Si bien el petróleo redujo sus flujos de inversión, pasando de ser el 48% de la IED en 2010, a ser el 27% durante 2015, hay un crecimiento de los flujos de IED en los demás sectores, particularmente en la industria y en el sector financiero, lo que muestra que el país sigue siendo atractivo para el capital extranjero, e incluso con una sana desconcentración en minas y energía, que a largo plazo hará menos volátil el mercado y cambiario y más estables los flujos de inversión (Gráfica 1-40). El índice de concentración de Herfindahl – Hirshman (HH) para IED en Colombia se redujo a la mitad, de 0.34 a 0.17, hecho que pone en evidencia la mayor diversidad en el portafolio de opciones del capital extranjero en la economía nacional (Gráfica 1-41, Gráfica 1-42).

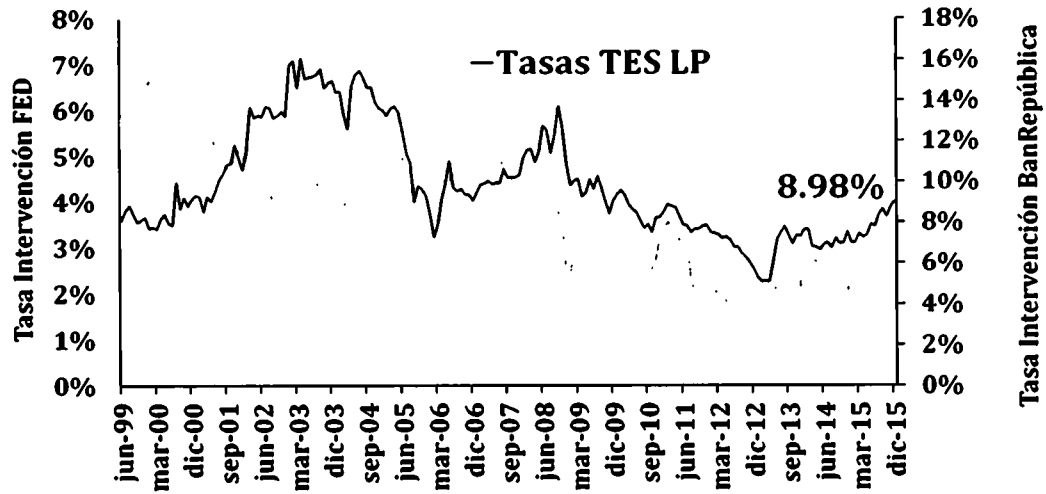
Gráfica 1-42. Flujos de Inversión de Portafolio (USD MM).



Fuente de datos: Banco de la República – Cálculos UPME (2015)

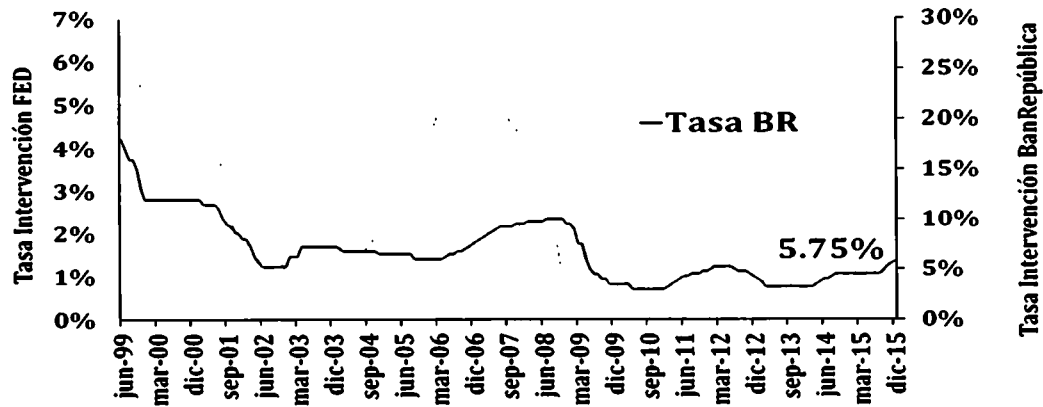
Con respecto a la inversión extranjera de portafolio (inversión de corto plazo), su descenso es marcado, debido a la disminución en el precio de mercado de los TES (reflejado en el aumento de tasas de los títulos, tendencia que se ha mantenido durante los últimos tres años, debido al repunte de la inflación, la apreciación del dólar y de los bonos del tesoro americano, que se negocian actualmente al 2.2%, nivel muy inferior al que tenían en 2012). A pesar de la caída a Noviembre de 2015 de un 75% en los flujos de inversión de portafolio, el nivel que alcanzaría este año, alrededor de USD 4000, es superior al flujo de años previos a la crisis financiera de 2008 – 2009; además, en años de crisis cambiarias, Colombia tenía flujos netos negativos (salidas netas de capital) hecho que no refleja 2015, donde a pesar de un entorno difícil en Latinoamérica, se mantiene un saldo positivo de flujos de portafolio (Gráfica 1-43).

Gráfica 1-43. Flujos de Inversión Extranjera de Portafolio en Colombia



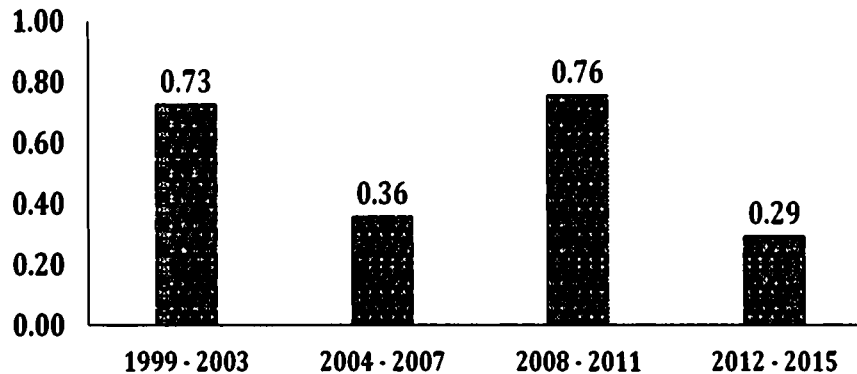
Fuente de datos: Banco de la República - Cálculos UPME (2015)

Gráfica 1-44. Tasa FED Vs Tasa Intervención Banco de la República.



Fuente de datos: Banco de la República - Reserva Federal - Bloomberg (2015)

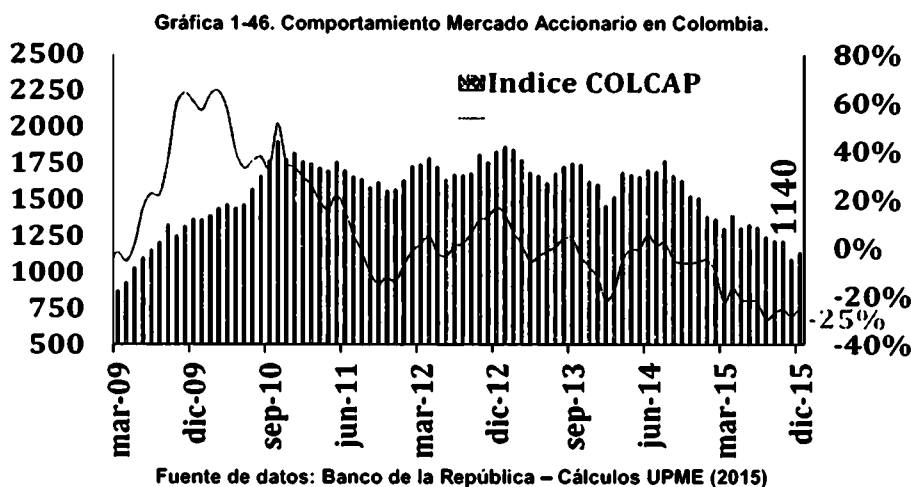
Gráfica 1-45. Correlación Tasas FED Vs Tasas Banco de la República.



Fuente de datos: Banco de la República - Reserva Federal - Bloomberg (2015)

La decisión casi simultánea de subir sus tasas de interés la FED (a 0.5%) y la Junta Directiva del Banco de la República en la tercera semana de diciembre, influirá en el precio de los activos financieros, en particular los bonos de deuda emergente (Gráfica 1-44). La posibilidad que la FED haga nuevas alzas, sumado al incremento que seguirá en sus tasas haciendo la Junta Directiva del Banco de la República para controlar la inflación, suponen que pueden seguir habiendo desvalorizaciones en la parte larga de la curva de los TES, y un mayor interés por posiciones cortas y títulos que tengan un plazo al vencimiento menor a 3 años. La correlación entre las tasas de la FED y Banco de la República, ha sido significativa en 1999 – 2003 y 2008 – 2011, periodos donde las tasas de la FED bajaron, pero baja aunque positiva en 2004 – 2007 cuando la FED subió sus tasas del 1% al 5%, previo a la crisis financiera de 2008 (Gráfica 1-45).

El mercado accionario explica también la volatilidad mayor presente en la inversión de portafolio. Dada la mayor incertidumbre por los incrementos en los costos derivados de la devaluación, el incremento en las tasas de interés del emisor, y la menor cotización de empresas asociadas a la producción de hidrocarburos, el Índice COLCAP que mide la actividad bursátil del país, ha tenido con corte a la tercera semana de diciembre una caída del 25%, situándose en 1140 puntos, su nivel más bajo en 6 años (Gráfica 1-46).

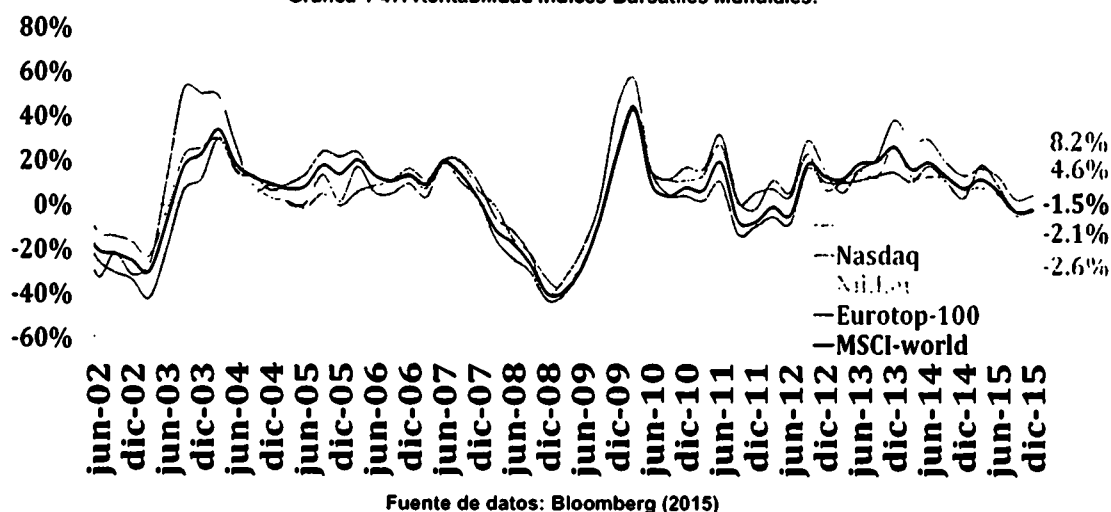


El mal comportamiento de la bolsa en Colombia se correlaciona con el rebalanceo del MCSI, donde se ha venido dando una disminución de deuda emergente de la región, que se ha reflejado en la disminución de los índices de bolsa de Latinoamérica, lo que contrasta con el buen comportamiento que ha presentado la bolsa en países desarrollados, tomando como referencia el comportamiento reciente de los índices Nasdaq y Nikkei, los cuáles a diciembre de 2015 tuvieron una rentabilidad anual de 4,6 y 8,2% respectivamente (Gráfica 1-47).

El riesgo de un incremento en las tasas de interés lleva a un aumento de la tasa de retorno del inversor en títulos de deuda emergente, por lo cual se encarece la colocación de bonos sea públicos o relacionados con deuda corporativa, lo que encarece el financiamiento de los países emergentes, incrementándose de manera estructural el costo de capital por cuanto se pactan desde el inicio de los créditos o en las condiciones faciales de las colocaciones de deuda, tasas de interés de mayor nivel, sin contar con el incremento que a largo plazo genere el incremento del tipo de cambio desde el desembolso de recursos sobre los abonos a capital y pago de intereses.

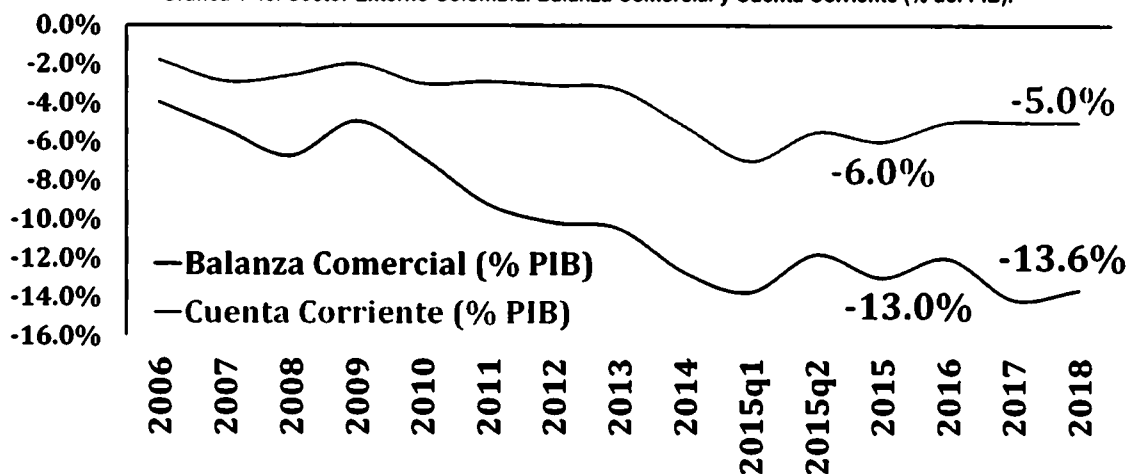
La reducción en la calificación de deuda de países representativos de la región como Brasil o México es un factor subyacente, con el incremento en el nivel de tasas de interés externo; sumado con la devaluación, hace vulnerable la situación fiscal de la región. El más importante mensaje que está dejando la crisis de materias primas, es el de revisar a profundidad la composición de la dinámica de crecimiento económico de los países latinoamericanos.

Gráfica 1-47. Rentabilidad Índices Bursátiles Mundiales.



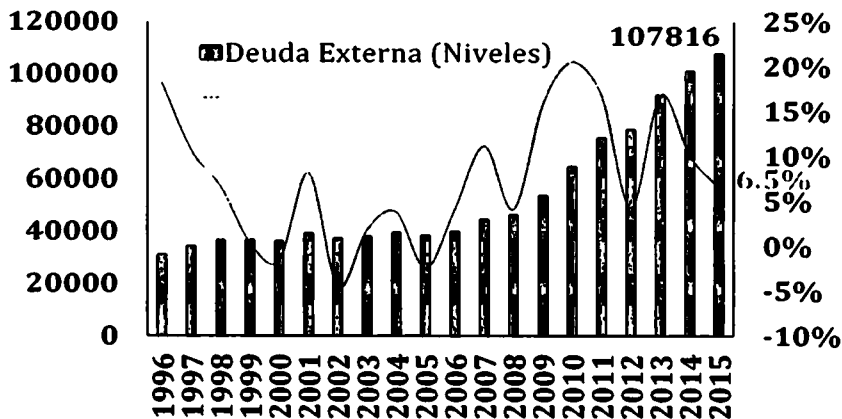
El punto más crítico es el sector externo. El déficit en cuenta corriente alcanzó el 6% del PIB en 2015, impulsado por un creciente déficit en balanza comercial, equivalente al 13% del PIB (Gráfica 1-48). La necesidad de reducir éste déficit, es una razón de peso de la Junta Directiva del Banco de la República para incrementar las tasas de interés, y necesariamente implicará una suavización del consumo y la inversión, que a corto plazo deberán moderar su tasas de crecimiento, hecho que deberá ser compensado con una mayor dinámica en las exportaciones y una fuerte disminución en el nivel de importaciones, con el objetivo de mantener el crecimiento económico por encima del 3%, un ajuste macro que tomaría al menos 2016 – 2017, para que se retome la senda del crecimiento potencial de la economía.

Gráfica 1-48. Sector Externo Colombia. Balanza Comercial y Cuenta Corriente (% del PIB).



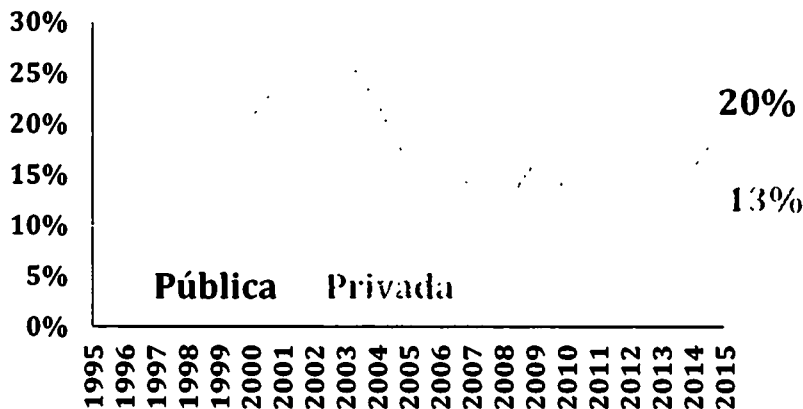
La deuda externa es otro frente de riesgo, aunque moderado cuando se compara en términos relativos con relación al PIB. La deuda externa a noviembre alcanzó los USD 108BB, mostrando un crecimiento del 6.5% con relación a 2014 (Gráfica 1-49, Gráfica 1-50). En términos relativos, la deuda externa esta casi en su totalidad (98%) concentrada a largo plazo, hecho que reduce las presiones de flujo de caja, y reduce la vulnerabilidad de Colombia frente a un prolongamiento o incluso una mayor volatilidad cambiaria (Gráfica 1-51)

Gráfica 1-49. Nivel y Crecimiento de la Deuda Externa Colombiana (Millones de USD).



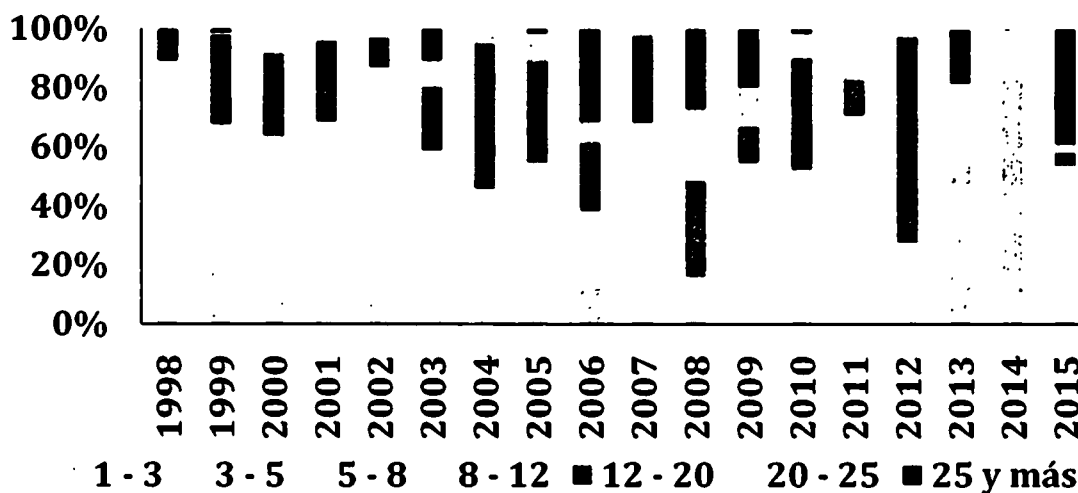
Fuente de datos: Banco de la República (2015)

Gráfica 1-50. Deuda Externa de Colombia (% PIB).



Fuente de datos: Banco de la República (2015)

Gráfica 1-51. Distribución por Plazo Promedio de Amortización a Capital (Años). Deuda Externa de Colombia.



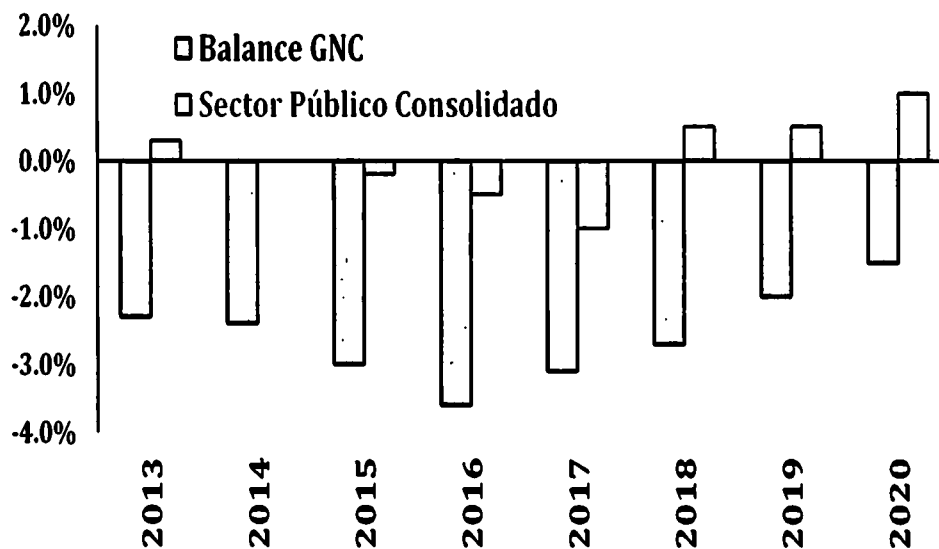
Fuente de datos: Banco de la República - Cálculos UPME (2015)

El balance del sector público es el que más resulta afectado en los indicadores macro de balance con relación a la caída en los precios del crudo. Aun cumpliendo con la regla fiscal, que garantiza la sostenibilidad de las finanzas públicas a largo plazo, el aumento del déficit del gobierno nacional central (GNC) Tendrá por efecto el paso de un superávit a un déficit en el sector público consolidado que bordeará el 1% del PIB (Gráfica 1-52).

La comisión de expertos en finanzas públicas convocada por el Gobierno, ha hecho hincapié en la necesidad que se incremente el esfuerzo en materia de recaudo fiscal teniendo en cuenta que en Colombia los impuestos representan el 14% del PIB, una cifra inferior en 11% también como porcentaje del PIB, en relación con el promedio de los países de la OCDE, a la cual Colombia pretende ingresar en el lapso de los próximos dos años.

El Gobierno reconoce la necesidad que haya un ajuste en el gasto, lo cual puede favorecerse con el aumento de tasas del Emisor, y el impacto que a mediano plazo en cuanto menor demanda de bienes transables y desestimulo al endeudamiento externo, tendrá la devaluación del peso. El déficit fiscal consolidado a 2015, según datos oficiales, subiría de 1.8% a 2.4% del PIB, pero dentro del cumplimiento de la regla fiscal. El Gobierno según ley de presupuesto de 2016, recortó en 4% el nivel de gasto a nivel central y en 5.8% el gasto en inversión, con lo cual el presupuesto general de la nación 2016 tendrá un crecimiento de 2.5%, negativo 2% (según previsión inflación 2016) en términos reales. Además, las previsiones macroeconómicas del Gobierno contemplan un precio promedio del barril de crudo en USD 38 para 2016, inferior en USD 17 al precio promedio estimado para 2015, lo que no obstante, no implica una desviación de los balances fiscales que ponga en riesgo a corto plazo, el cumplimiento de la regla fiscal.

Gráfica 1-52. Balance del Sector Público.



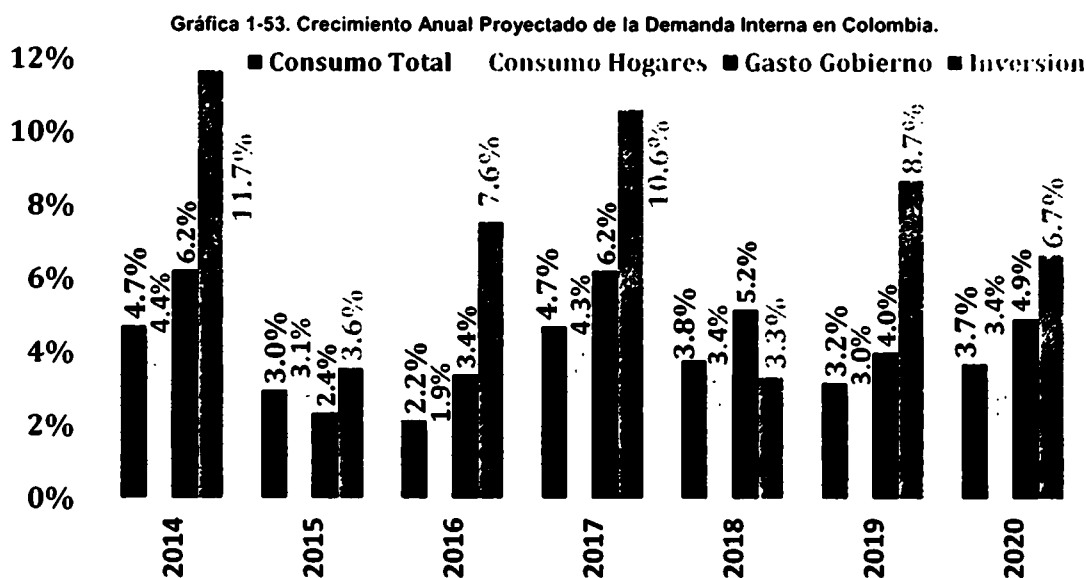
Fuente de datos: Ministerio de Hacienda – Cálculos UPME (2015)

1.7. CONSUMO: LA FORTALEZA DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA

El crecimiento de la demanda interna ha sido el principal impulso de la economía colombiana en la última década: crece a un ritmo superior a la economía, y aunque ha moderado su dinámica, es quien está por el lado de la demanda, explicando que Colombia pueda crecer por encima del 3%, en contra de las previsiones de analistas que proyectaban un crecimiento de 2.5% – 2.8% en 2015.

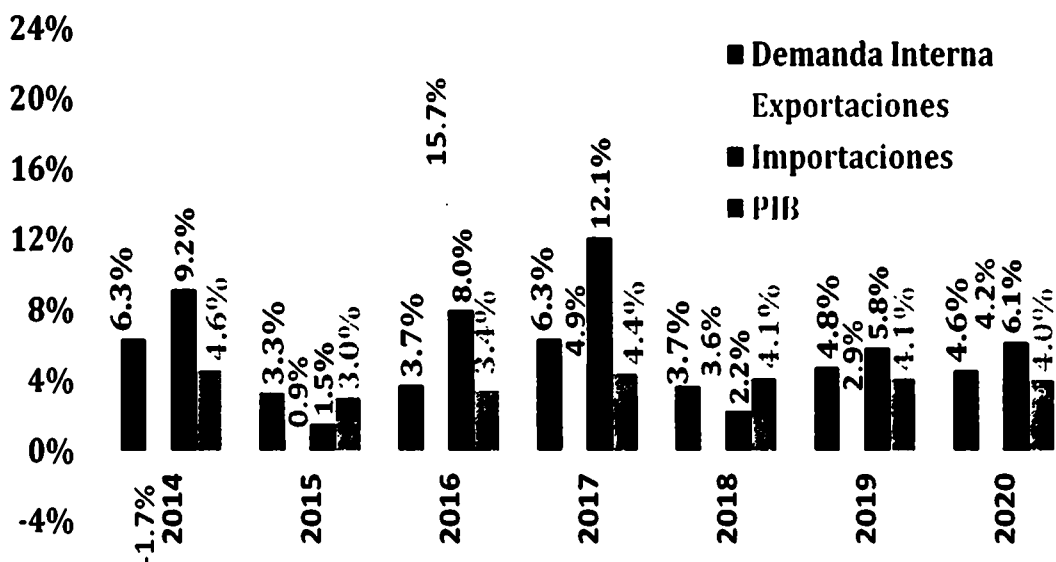
Las cifras indican que el crecimiento de la demanda interna, lo explican el consumo de los hogares, que es más estable en su dinámica, y la inversión privada, que históricamente ha sido y seguirá siendo, al menos a corto plazo, más volátil. No obstante, las proyecciones de la UPME indican que el consumo de los hogares, se va a resentir debido al aumento en tasas de interés del Banco de la República cuyo impacto en las tasas de interés tomará efecto hacia el segundo semestre de 2016. Además, el efecto de la devaluación debe conducir a una reducción en la demanda por importaciones, que deberá reflejarse en el menor crecimiento del consumo tanto de hogares como en empresas, lo cual contribuirá también a moderar las presiones inflacionarias (Gráfica 1-53).

En el caso del sector externo, hay un mejoramiento notable en la balanza comercial, consecuencia del ajuste forzado de la devaluación, y el incremento del gasto en bienes importados: entre 2014 y 2015, las importaciones redujeron su tasa de crecimiento de 9.2% a 1.5%, mientras, las exportaciones, pasaron de crecer negativamente 1.7% a crecer positivamente en 0.9% (al corte del tercer trimestre de 2015). A mediano plazo, las importaciones tienden a estabilizar su crecimiento alrededor del 6%, mientras en el caso de las exportaciones lo harían al 4% (Gráfica 1-54). No obstante, es evidente que la demanda interna seguirá siendo por encima del sector externo, al menos a corto plazo, el principal impulsor del crecimiento por el lado de la demanda, hecho que solo se revertirá a medida que las exportaciones aumenten su ritmo de crecimiento, y que el consumo privado resienta el endurecimiento de la política monetaria iniciado por el Emisor el pasado mes de agosto, al reanudar sus incrementos en la tasa REPO, y que deberán seguirse produciendo para contener las presiones inflacionarias y hacer nuevamente converger las expectativas de inflación de los agentes al rango meta emisor de 2% - 4% a 2016 – 2017.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME (2015)

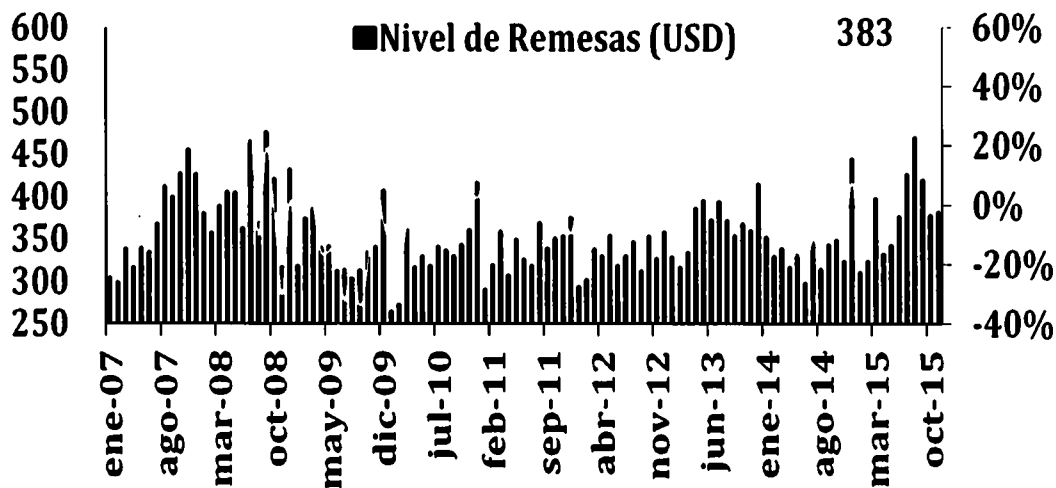
Gráfica 1-54. Crecimiento Anual Proyectado. Sector Externo y Demanda Agregada en Colombia.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME (2015)

Por último, el incremento en las remesas, que alcanza un crecimiento del 18% en dólares, y que con el efecto de la devaluación, se potencia alrededor del 60%, contribuirá en particular en las regiones de Antioquia y el Viejo Caldas, a un incremento del consumo, además de contribuir al mejoramiento de la balanza cambiaria, y al aumento de la oferta de divisas para ayudar a moderar la volatilidad cambiaria (Gráfica 1-55).

Gráfica 1-55. Remesas. Nivel y Crecimiento.



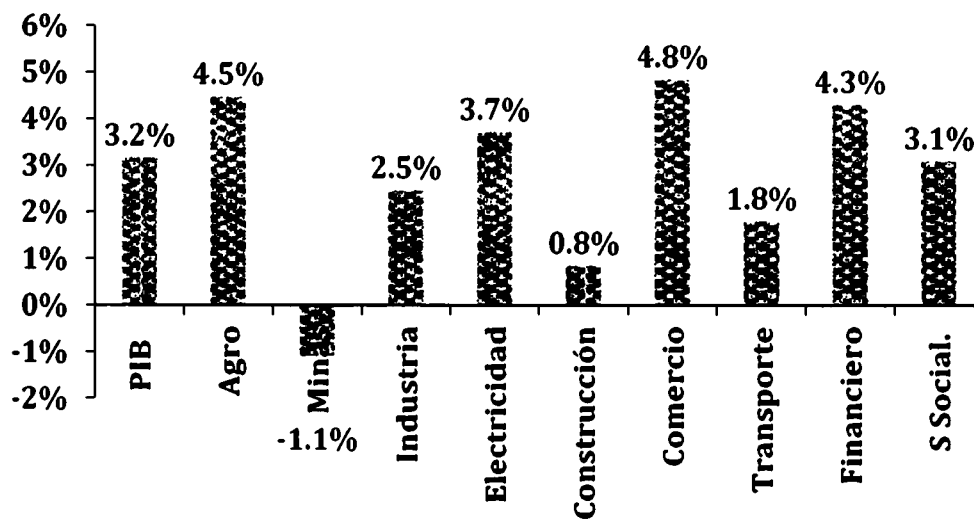
Fuente de datos: Banco de la República – Cálculos UPME (2015)

1.8. SERVICIOS, CONSTRUCCIÓN E INDUSTRIA: LAS CLAVES DEL CRECIMIENTO

En los datos publicados por el DANE, al término del tercer trimestre de 2015, sobresale el desempeño del comercio (4,8%), el sector financiero (4,3%), el sector agrícola (4,5%) y la industria (2,5%); construcción (3,7%) y transporte (1,8%) son los sectores que han perdido mayor dinámica de crecimiento con relación a 2014 (Gráfica 1-56). En el caso de la industria, su recuperación se da luego de cinco trimestres consecutivos de crecimiento negativo (desde el segundo trimestre de 2014), lo que se da acompañado de un mayor esfuerzo tributario hecho por el sector, luego de la última reforma tributaria que incrementó la carga impositiva a las empresas, y un mayor nivel de precios en la economía, motivado por el incremento en el tipo de cambio y la presencia de un fenómeno del niño como evento climático, intenso y prolongado, que ha incrementado la demanda de energía eléctrica y el consumo de gas natural. Tanto la industria como la agricultura tienden a beneficiarse de una mayor demanda interna merced a la mayor competitividad de sus precios, dada la fuerte devaluación del peso.

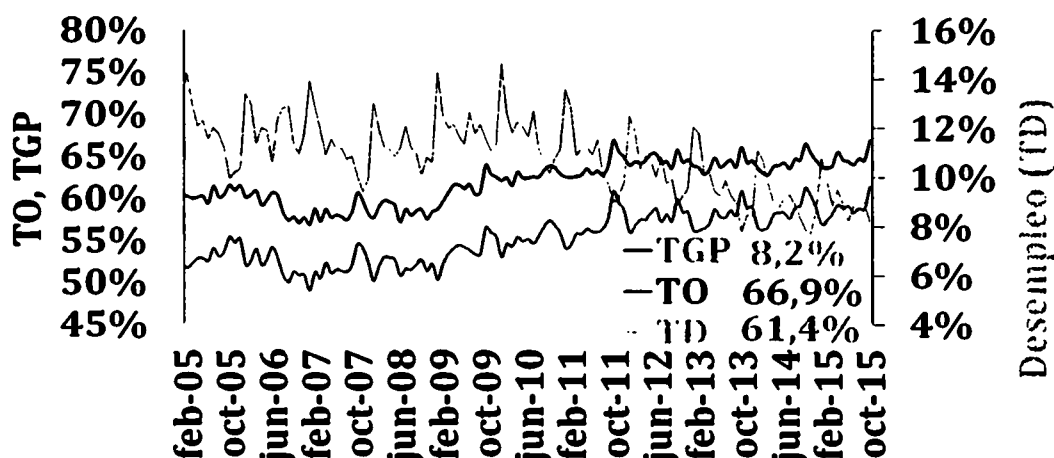
El principal ganador con la estabilidad en materia de crecimiento económico que el país ha mantenido, ha sido la generación de empleo. Las cifras del mercado laboral al tercer trimestre de 2015, muestran que se mantiene una tendencia creciente en la tasa de ocupación (61.4%) así como en la tasa global de participación (66.9%). En consecuencia, la tasa de desempleo, a octubre en 8.2%, se ubica acorde a la tendencia descendente que presenta en lo corrido de la década, aunque mes a mes, desde agosto, la tasa de desempleo de 2015 ha sido mayor a la tasa observada en 2014.

Gráfica 1-56. Crecimiento Sectorial Oferta Agregada.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME (2015)

Gráfica 1-57. Indicadores Mercado Laboral Colombia.

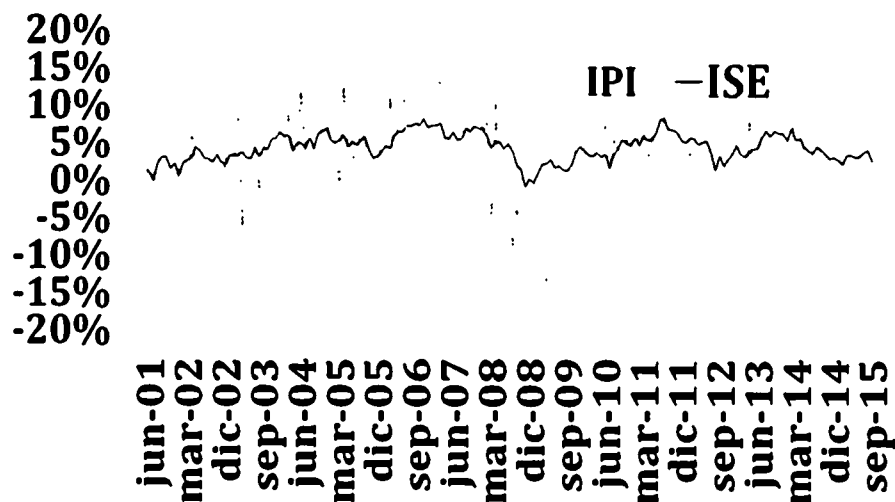


Fuente de datos: DANE - Cálculos UPME (2015)

Los indicadores líderes muestran también un desempeño satisfactorio, a pesar de la desaceleración de la actividad económica. El índice de seguimiento de la actividad económica muestra un crecimiento al mes de septiembre de 2,6%, y en promedio, ha estado en el 3% anual a lo largo de 2015. Por su parte, el índice de producción industrial (IPI) a septiembre de 2015 creció en 2%, siendo éste el tercer mes consecutivo en que presenta un crecimiento positivo, lo que confirma la recuperación aunque incipiente de la actividad industrial (Gráfica 1-58).

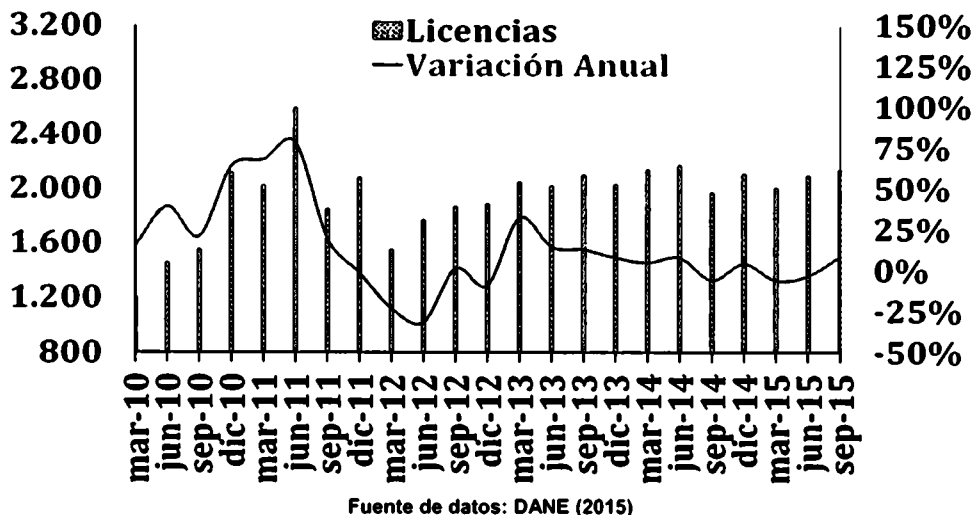
En cuanto a la construcción, las licencias (área aprobada para construcción) han crecido en promedio 8% anual con corte al tercer trimestre de 2015, y 46% si se toma el dato puntual de septiembre en donde el área aprobada para construcción alcanzó los 2.4 millones de metros cuadrados (Gráfica 1-59).

Gráfica 1-58. IPI - ISE Colombia.



Fuente de datos: DANE (2015)

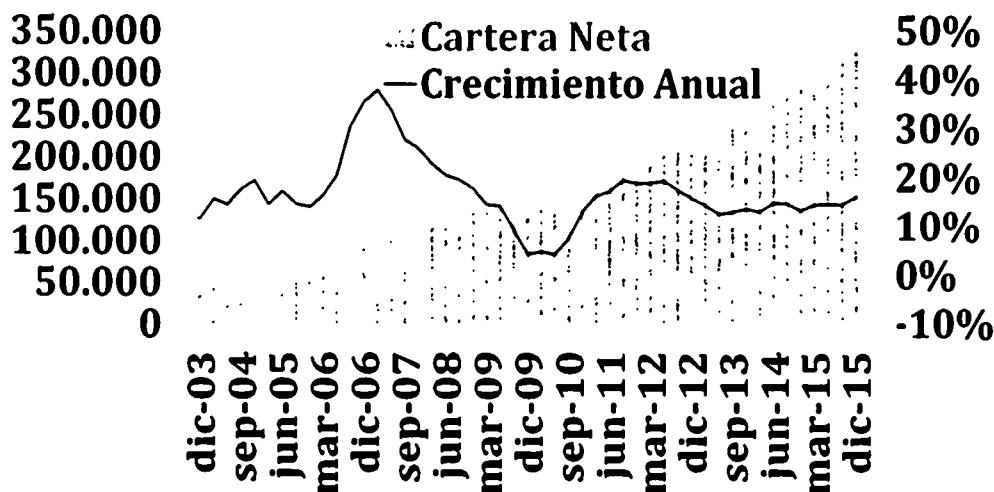
Gráfica 1-59. Área Aprobada (Miles de M2). Licencias Construcción



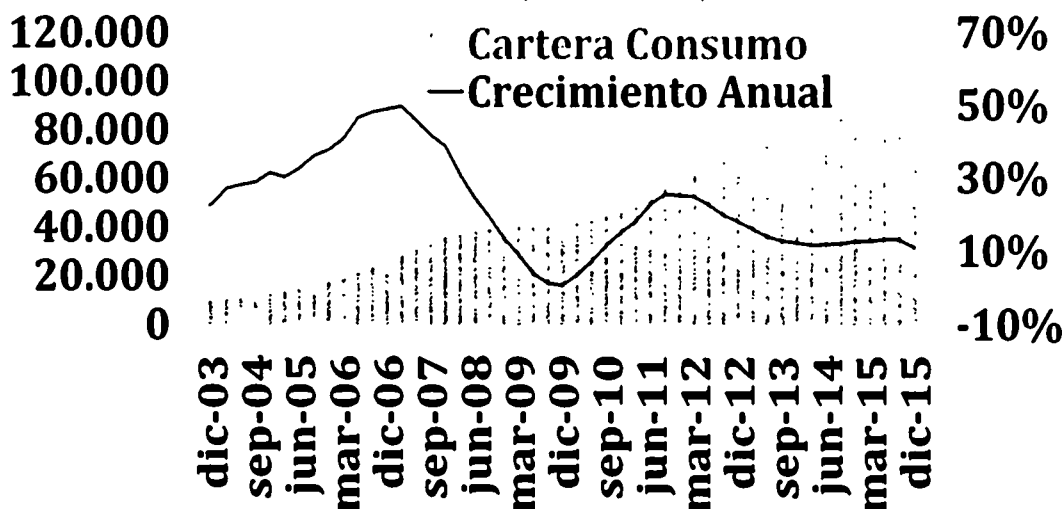
La colocación de crédito muestra que a pesar de una moderación en cuanto refiere al crédito de consumo, sigue creciendo a tasas altas (Gráfica 1-60).. La cartera neta total (quitando provisiones) del sector financiero crece a noviembre de 2015 a una tasa de 27% anual, tasa inferior a la tasa de crecimiento de 2014 pero en línea con el promedio al que ha crecido el crédito bancario durante la presente década (26%). Respecto al crédito de consumo, su crecimiento muestra una mayor moderación (10.9% anual) con una tendencia a la baja en los dos últimos años.

Sin embargo, que el crédito de consumo crezca a la mitad del crédito total, evidencia un sano nivel de endeudamiento de los hogares, y una mayor diversificación de la colocación de cartera, enfocado hacia la actividad productiva (Gráfica 1-61).

Gráfica 1-60. Cartera Neta (Millones de Pesos) Sector Financiero Colombiano.



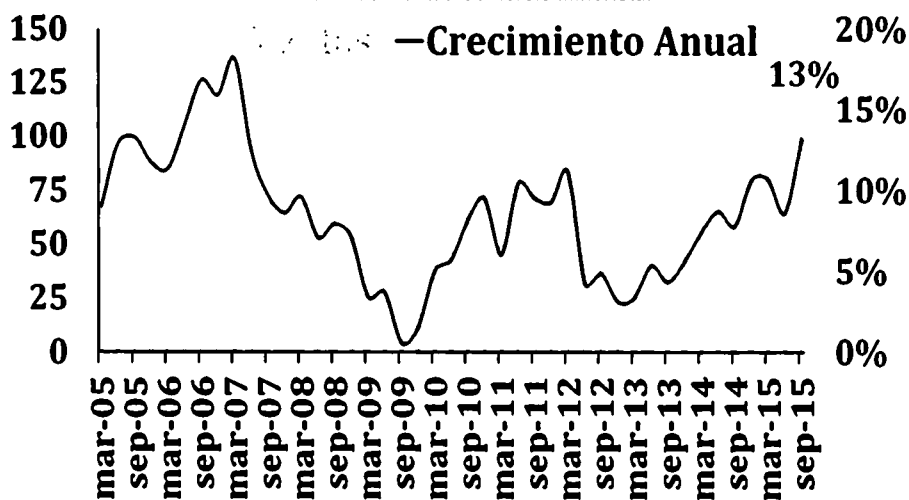
Gráfica 1-61. Cartera de Consumo. (Millones de Pesos) Sector Financiero



Fuente de datos: Banco de la República (2015)

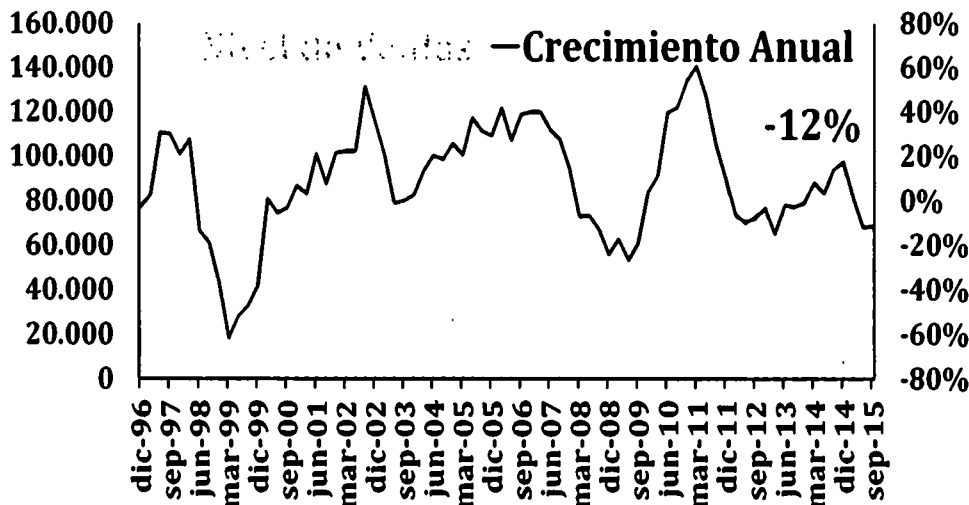
El comercio minorista septiembre de 2015, presenta un crecimiento anual de 2,8%, y en promedio para el presente año de 3,8%, la mitad del crecimiento de 2014 (7,5%), pero que logró sobreponerse al mal dato del mes de abril, cuando tuvo un crecimiento negativo de 1.1% anual (Gráfica 1-62). El renglón que más ha sentido el impacto negativo de la devaluación del peso y el incremento del precio del dólar, ha sido la venta de vehículos, que a septiembre de 2015 muestra una caída del 12% anual: se estima que al finalizar 2015, las ventas de vehículos podrían estar entre 290 mil y 300 mil unidades, cifra similar a la de 2013, cuando el tipo de cambio era COP 1800 promedio (Gráfica 1-63).

Gráfica 1-62. Ventas Comercio Minorista.



Fuente de datos: DANE (2015)

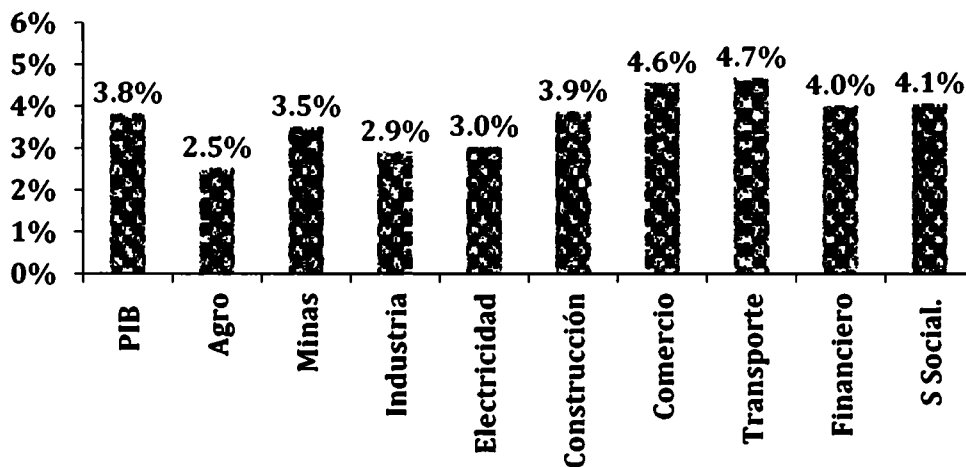
Gráfica 1-63. Venta de Vehículos Colombia.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME (2015)

Las proyecciones de la UPME en cuanto oferta agregada para el quinquenio 2016 – 2020, muestran que el comercio, el transporte, la construcción y el sector financiero, seguirán siendo los motores del crecimiento económico colombiano (Gráfica 1-64), creciendo por encima del promedio estimado de crecimiento para el mismo periodo (3.8%). Los sectores con menor dinámica de crecimiento serían la agricultura y la industria, aunque con el atenuante de crecer por encima del 2.5%, cifra superior al crecimiento promedio que han tenido en la primera mitad de la presente década. Por su parte, la minería y el sector eléctrico moderarían sus ritmos de crecimientos con relación a los exhibidos en el periodo 2011 – 2015, aunque bajo el supuesto de una recuperación lenta en los precios de materias primas, que de acelerarse, podrían hacer revisar al alza sus proyecciones de largo plazo, estimadas en 3.5% y 3% respectivamente.

Gráfica 1-64. Proyección de Crecimiento Anual 2016 – 2020. Oferta Agregada Colombia por Sectores.



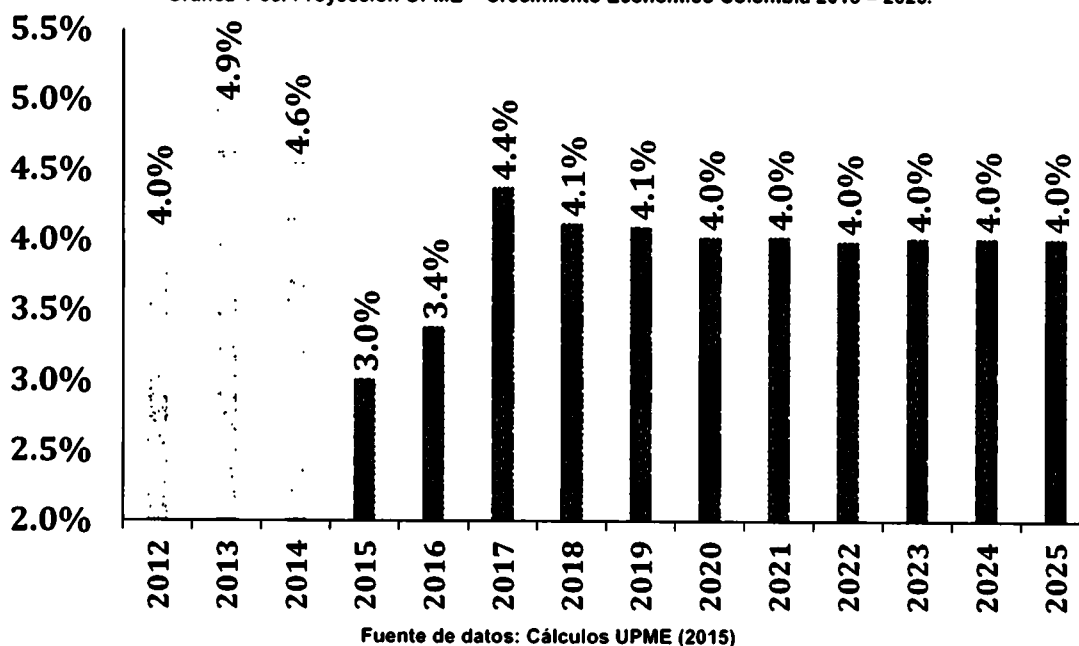
Fuente de datos: Cálculos UPME (2015)

1.9. PROYECCIONES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN A MEDIANO PLAZO

La proyección estimada de crecimiento hecha por la UPME, prevé un crecimiento a largo plazo del 4%, que es inferior al estimado en el PEN 2014 (4.3%). Esto significa, que el costo estructural que para el crecimiento económico tendrá la caída en los precios del petróleo, se estima en 0.3%. La previsión implica, que a corto plazo, la economía crecerá 3.4%, es decir, a 2016, previendo una recuperación plena en 2017, donde la economía tendría de nuevo un crecimiento cercano a su nivel máximo potencial (4.5%), para luego converger hacia la media del crecimiento potencial, estimado en 4% (Gráfica 1-65). Estas proyecciones, se condicionan a que se mantenga la dinámica del consumo en los hogares y a una mayor diversificación del crecimiento a nivel de la oferta, acompañada de crecimientos estables y de baja volatilidad en la inversión. Así mismo respaldan estas proyecciones, el mejoramiento en los términos de intercambio.

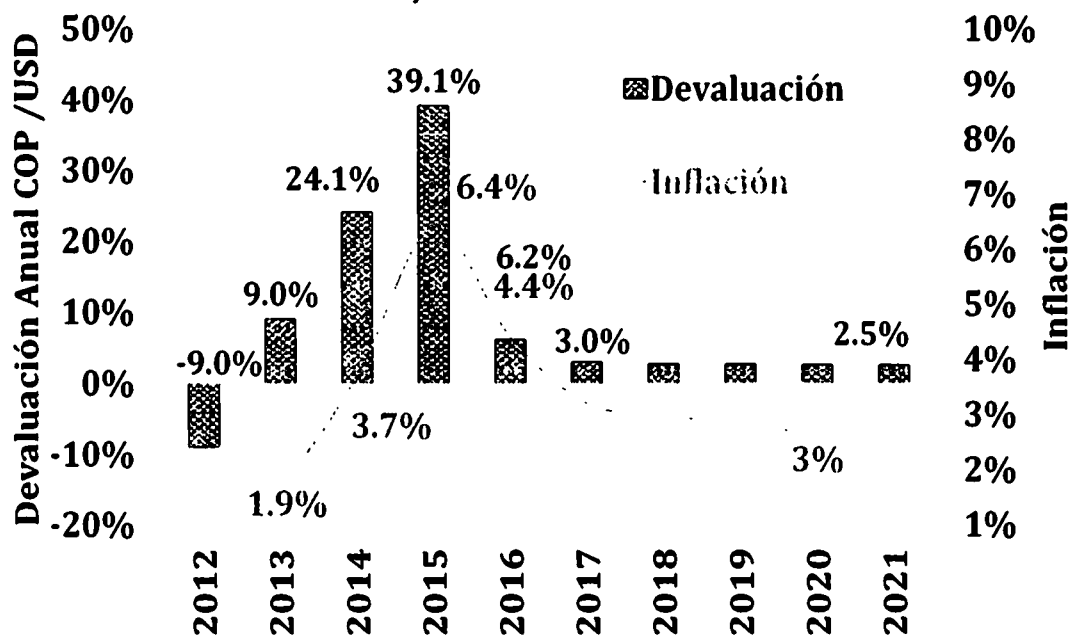
El retorno a una sendas de crecimiento del 4% o más, está sustentada en el impulso dado por el inicio de operaciones y potencial capacidad instalada de la Refinería de Cartagena (REFICAR), la recuperación de la industria y la agricultura, mayor dinámica en construcción, el comercio y el sector financiero, además de los réditos que pueda generar en el clima de inversión, la firma del acuerdo de paz con el grupo insurgente de las FARC, y el mejor desempeño de la región, que a su vez mejore su perfil de riesgo, sin desconocer que será complejo en un contexto de mayores tasas de interés externas y una lenta recuperación en los precios de las materias primas.

Gráfica 1-65. Proyección UPME – Crecimiento Económico Colombia 2015 – 2025.



La proyección anual de la inflación elaborada por la UPME, muestra una convergencia a la meta de largo plazo del Banco de la República, hacia 2017, cuando se ubicaría en 3%, punto medio del rango meta, en consonancia con una moderación en la depreciación del peso colombiano. Sin embargo, el dólar, acorde con las previsiones de la UPME, tendería, aunque en un ritmo moderado, a seguirse fortaleciendo (Gráfica 1-66). La proyección de devaluación para 2016, 6.4%, explicaría el por qué para el próximo año, la inflación seguiría por encima del límite superior de la meta de inflación (4%). A mediano plazo, la devaluación sería del 2.5% (Gráfica 1-66). En concordancia, la previsión de TRM para 2016 se ubicaría en COP 3534, descontando al menos cuatro incrementos en la tasa de interés de la FED, que debería ubicarse en un rango de 1.5% – 2% al finalizar 2016. A mediano plazo, el dólar alcanzaría los COP 4000 (2021), con lo cual se completarían 9 años de apreciación continua del dólar con relación al peso, tiempo al cabo del cual podría preverse un posible cambio de ciclo económico mundial, donde eventualmente el dólar podría volver a depreciarse con las monedas de las principales economías emergentes (Gráfica 1-67).

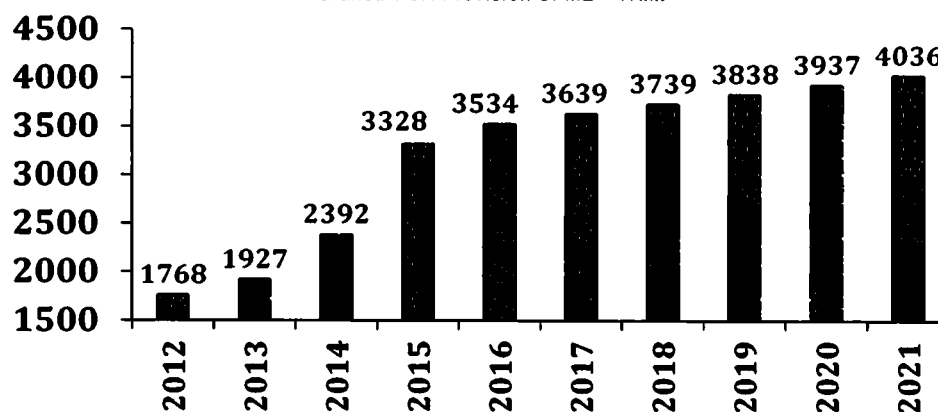
Gráfica 1-66. Proyección Anual Devaluación e Inflación.



Fuente de datos: Cálculos UPME (2015)

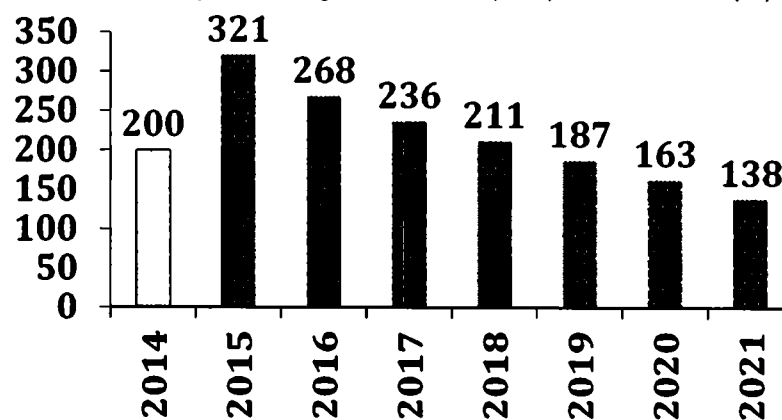
Finalmente, las previsiones de la UPME, en riesgo país, señalarían una reducción del Riesgo Colombia en respuesta a su mejor desempeño con relación a la región, y sostener un crecimiento promedio superior al 3% (Gráfica 1-68). A 2021 se proyecta un riesgo país de 138 Pb, similar al que el país tenía en 2012, previo al repunte que comenzó a tener el tipo de cambio, y a la caída en el precio de las materias primas. La ratificación en la segunda semana de diciembre, que Colombia obtuvo como grado de inversión, según la calificación de la deuda soberana en moneda extranjera y local a largo plazo hecha por parte de Fitch, incluyendo emisión de altos bonos en moneda extranjera y local sin garantía, manteniendo el grado de inversión (BBB y BBB+) es una señal de respaldo y confianza en la economía nacional, y evidencia que hay optimismo en las firmas calificadoras de riesgo con relación al crecimiento económico de Colombia, a largo plazo.

Gráfica 1-67. Previsión UPME – TRM.



Fuente de datos: Cálculos UPME (2015)

Gráfica 1-68. Proyección Riesgo País Colombia (EMBI) – Puntos Básicos (Pb).



Fuente de datos: Cálculos UPME (2015)

2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA

A continuación se presentan los escenarios de proyección de la demanda de energía y potencia, revisión julio de 2015, 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

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

La construcción de los modelos está apoyada en una búsqueda bibliográfica Internacional; en la Tabla 2-1 se muestran cuáles han sido las posibles variables empleadas en los principales modelos consultados de proyección de la demanda de energía eléctrica.

Tabla 2-1: Estudios internacionales de pronóstico de demanda.

	AUSTRALIA	INDIA	NUEVA ZELANDA	ESTADOS UNIDOS OHIO	WASHINGTON	REINO UNIDO
VARIABLES	Demanda de electricidad industrial	Consumo de energía per cápita	Consumo de electricidad doméstica	Demanda de electricidad	Demanda de electricidad por hogar	Demanda de electricidad
	Demanda de electricidad	PIB per cápita	Consumo de electricidad no doméstica	Actividad económica	Demanda de electricidad	Efecto calendario
	Demografía	Importaciones	Consumo total de electricidad	Efecto calendario	Ingreso personal real por hogar	Iluminación efectiva
	Economía	Exportaciones	PIB	PIB	Ingreso real personal	Nubosidad
	Efecto calendario	Población	Población	Población en un área	Precio real de la electricidad	Poder de enfriamiento de viento
	Efectos de la temperatura (temperaturas Melbourne y temperaturas Frankston)		Precio de la electricidad	Precio de gas natural anual	Precio real del gas natural	Temperatura
	Principales cargas industriales			Precio de venta promedio anual de electricidad		Velocidad del viento
AUTOR	FAN, SHU, AND HYNDMAN, ROB J (2013)	S. SARAVANAN, S KANNAN, and C THANGARAJ (2012)	ZAID MOHAMED, PAT BODGER (2005)	PIELOWA, AMY, SIOSHANSIA, RAMTEEN, and ROBERTSB, MATTHEW C (2012)	JORGENSEN, JASON B, and JOUTZ, FRED (2012)	TAYLOR, JAMES W. and BUIZZA, ROBERTO (2003)

Fuente: UPME, 2015

Estos son algunos de los estudios y sus variables empleadas, ya que existe una gran cantidad de estudios y modelos que han sido estudiados en la comunidad internacional y se han aplicado a las diferentes series de demanda de energía eléctrica de acuerdo a la necesidad de cada país.

Por otro parte, se realizó una búsqueda bibliografía a nivel Nacional y se analizó la literatura de esta, la cual muestra que en Colombia se han empleado diferentes metodologías para el pronóstico de la demanda de energía, entre las cuales están: Modelos ARIMA, los Modelos de Inteligencia Artificial (Redes Neuronales - Lógica Difusa). Como se muestra a continuación en la Tabla 2-2:

Tabla 2-2: Estudios nacionales de pronóstico de demanda.

ESTUDIOS COLOMBIA								
VARIABLES	Consumo horario de energía en el Municipio de Pereira	Demanda horaria de electricidad	Factor de cambio Demanda acumulada Mes de aumento en la demanda Mes de disminución de la demanda Tarifa promedio de la energía Instalaciones domiciliarias de gas Consumo de ACPM Consumo de gas natural Temperatura superficial del mar "Niño" Importaciones Exportaciones PIB Demanda mensual de energía	Demanda horaria de electricidad - Regional	Comportamiento de la demanda de la UCP (Unidad de Control de Pronóstico) de EPSA	Demanda mensual de electricidad	Demanda horaria de electricidad	Efecto calendario
AUTOR	MURILLO, J., TREJOS, A., CARVAJAL, P. (2003)	CASTAÑO V., ELKIN (2007)	MEDINA, S.; GARCÍA, J. (2005)	BARRIENTOS, A. F., OLAYA, J., GONZÁLEZ, V. M. (2007)	VALENCIA, A. L., LOZANO, C. A., MORENO, C. A. (2007)	FRANCO, C. J., VELÁSQUEZ, Z. J. D., OLAYA, Y. (2008)	VELÁSQUEZ, J. D., FRANCO, C. J., GARCÍA, H. A. (2009)	SARMIENTO, H., VILLA, W. (2008)

Fuente: RUEDA M., VIVIANA, 2011., UPME, 2015

De acuerdo al marco teórico construido, se estimó un modelo que emplea las variables de PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN para Colombia.

2.1.1. Metodología

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos¹ (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014); empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

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

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 2-3:

Tabla 2-3: Variables de la demanda de EE a largo plazo.

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Abril 2015)	XM
		Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2014)	DANE
PIB Total :	PIBTot	Trimestral (Marzo 2015 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	POB	Anual (1950 – 2100)	UN (United Nations)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

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

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

La estimación eficiente de las ponderaciones se realizó otorgándole mayor valor al modelo que cumpliera con los parámetros más idóneos, los parámetros calificados fueron: los criterios de Akaike, Schwarz y el Logaritmo de Máxima Verosimilitud Conjunto. El resultado de dicho análisis dio como resultado las siguientes participaciones: Modelo VAR endógeno (29%), Modelo VAR exógeno (29%) y Modelo VEC (42%).

A continuación, en la Tabla 2-4 se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI), el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Se espera que el crecimiento alcance su potencial en un 3.31% para 2015 y de un 3.6% en 2016. (Revisión a Abril de 2015).

Por otra parte, el escenario de crecimiento económico se ha venido revisando en los últimos meses, el cual ha venido disminuyendo su crecimiento potencial. En el informe de noviembre del presente año, se empleará la nueva revisión del PIB Potencial para la estimación de la demanda de energía eléctrica.

Tabla 2-4: Principales supuestos macroeconómicos, sociales y climáticos empleados en las proyecciones.

	PIB (Precios Constantes – Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Habitantes)	Crecimiento Anual		
				PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2010	424599 00	23.60	46444798	3 97%	0 02%	1 40%
2011	452578 00	23.83	47078792	6 59%	0 98%	1 37%
2012	470880 00	24 29	47704427	4 04%	1 94%	1 33%
2013	494124 00	24 36	48321405	4 94%	0 30%	1 29%
2014	516619 00	<u>23.81</u>	<u>48929706</u>	4 55%	<u>-2 28%</u>	<u>1 26%</u>
2015	<u>533699 72</u>	<u>23 86</u>	<u>49529208</u>	<u>3 31%</u>	<u>0 23%</u>	<u>1 23%</u>
2016	<u>552888 64</u>	<u>24 03</u>	<u>50119417</u>	<u>3 60%</u>	<u>0 69%</u>	<u>1 19%</u>
2017	<u>575690 18</u>	<u>24 45</u>	<u>50699750</u>	<u>4 12%</u>	<u>1.75%</u>	<u>1 16%</u>
2018	<u>598888 90</u>	<u>24 37</u>	<u>51269930</u>	<u>4.03%</u>	<u>-0.33%</u>	<u>1 12%</u>
2019	<u>622317 17</u>	<u>24 44</u>	<u>51829743</u>	<u>3 91%</u>	<u>0 29%</u>	<u>1 09%</u>
2020	<u>646658 67</u>	<u>24 71</u>	<u>52378951</u>	<u>3 91%</u>	<u>1 10%</u>	<u>1 06%</u>
2021	<u>671935 00</u>	<u>24 39</u>	<u>52917293</u>	<u>3 91%</u>	<u>-1 29%</u>	<u>1 03%</u>
2022	<u>698135 37</u>	<u>24 46</u>	<u>53444436</u>	<u>3 90%</u>	<u>0 32%</u>	<u>1 00%</u>
2023	<u>725478 78</u>	<u>24 97</u>	<u>53959985</u>	<u>3 92%</u>	<u>2 09%</u>	<u>0 96%</u>
2024	<u>753906 53</u>	<u>24 18</u>	<u>54463516</u>	<u>3.92%</u>	<u>-3 18%</u>	<u>0 93%</u>
2025	<u>783414 58</u>	<u>24 32</u>	<u>54954678</u>	<u>3 91%</u>	<u>0 59%</u>	<u>0 90%</u>
2026	<u>814137 73</u>	<u>24 37</u>	<u>55433184</u>	<u>3 92%</u>	<u>0 19%</u>	<u>0 87%</u>
2027	<u>846019 48</u>	<u>24 86</u>	<u>55898893</u>	<u>3.92%</u>	<u>2 04%</u>	<u>0 84%</u>
2028	<u>879128 10</u>	<u>24 35</u>	<u>56351792</u>	<u>3 91%</u>	<u>-2 07%</u>	<u>0 81%</u>
2029	<u>913591 32</u>	<u>24 29</u>	<u>56791958</u>	<u>3 92%</u>	<u>-0 26%</u>	<u>0 78%</u>

Fuente: DANE - Cálculos UPME
Revisión: Abril 16 de 2015

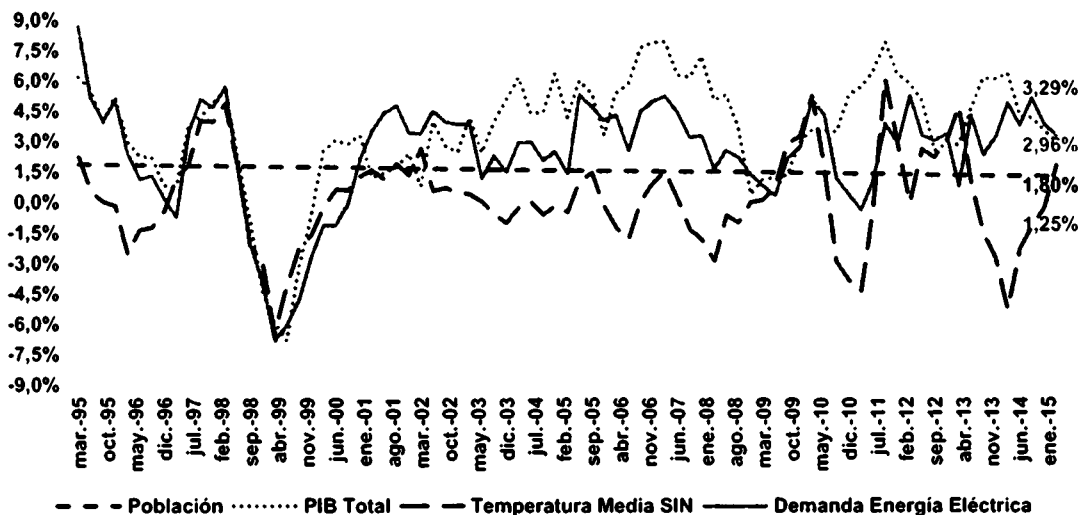
IDEAM
2013

Naciones Unidas
Junio de 2013

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 2015 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 (2010 – 2014) para demanda de energía eléctrica ha presentado un crecimiento promedio de 3.6% y para la demanda de potencia máxima un crecimiento promedio de 0.57%. 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 subprime (ver Gráfica 2-1 y Gráfica 2-2).

Gráfica 2-1: Crecimiento anual demanda de energía eléctrica (SIN 1T14) vs PIB, población y temperatura.



Correlación Demanda de energía eléctrica vs

PIB Total 74.49%.

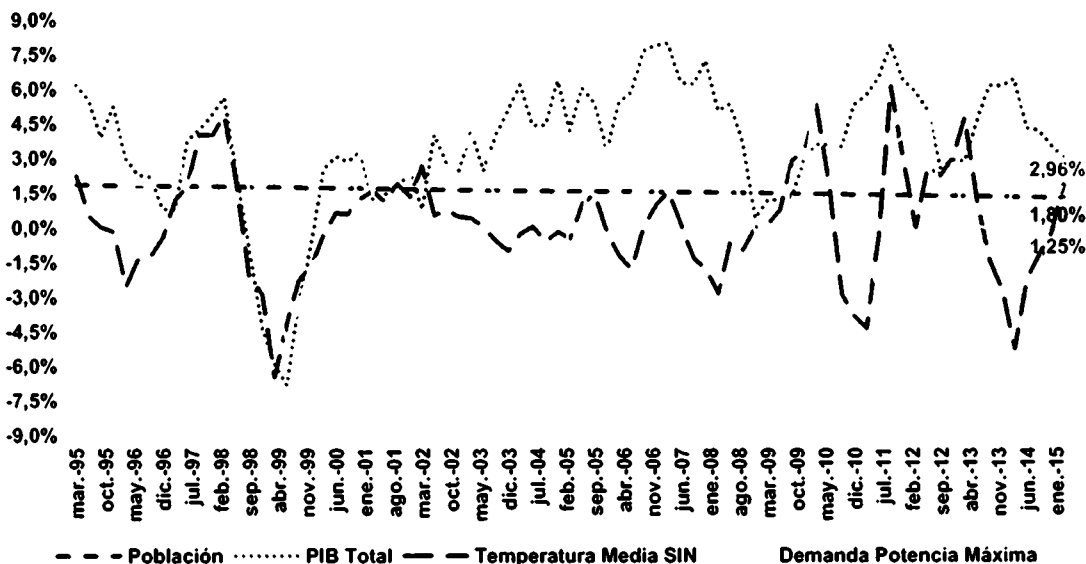
Población -21.20%

Temperatura media del SIN 51.00%

Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, IDEAM y UN, 2015

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-2: Crecimiento anual Demanda de Potencia Máxima (SIN 1T14) vs PIB, Población y Temperatura.



Correlación Demanda de potencia máxima vs.

PIB Total 45.14%

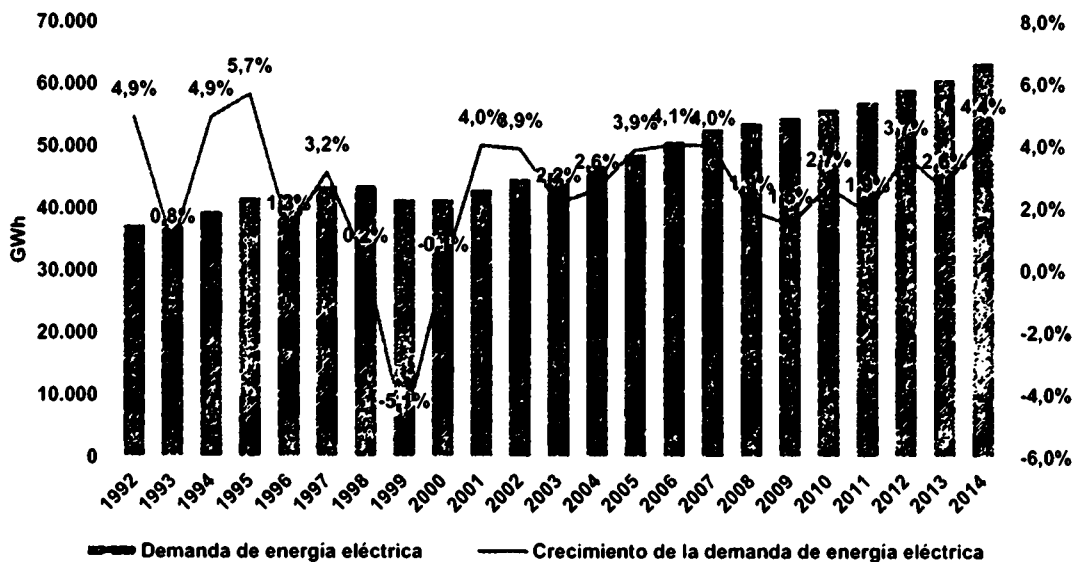
Población -6.43%

Temperatura media del SIN 53.72%

Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, IDEAM y UN, 2015

Fuente de gráfica: UPME

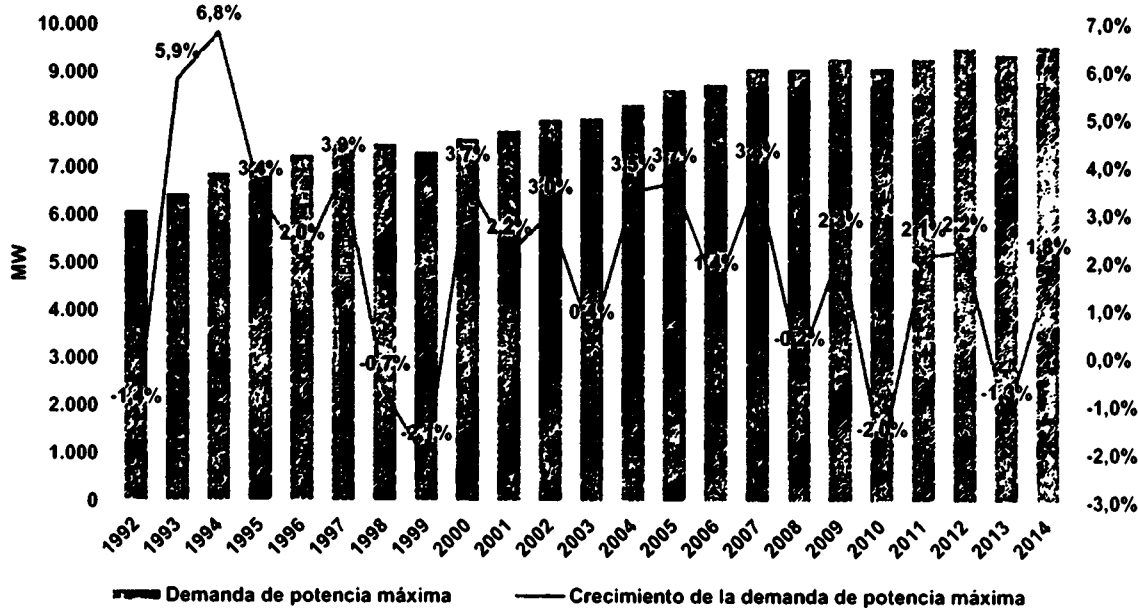
Gráfica 2-3: Evolución anual de la demanda de energía eléctrica 1992 – 2014.



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

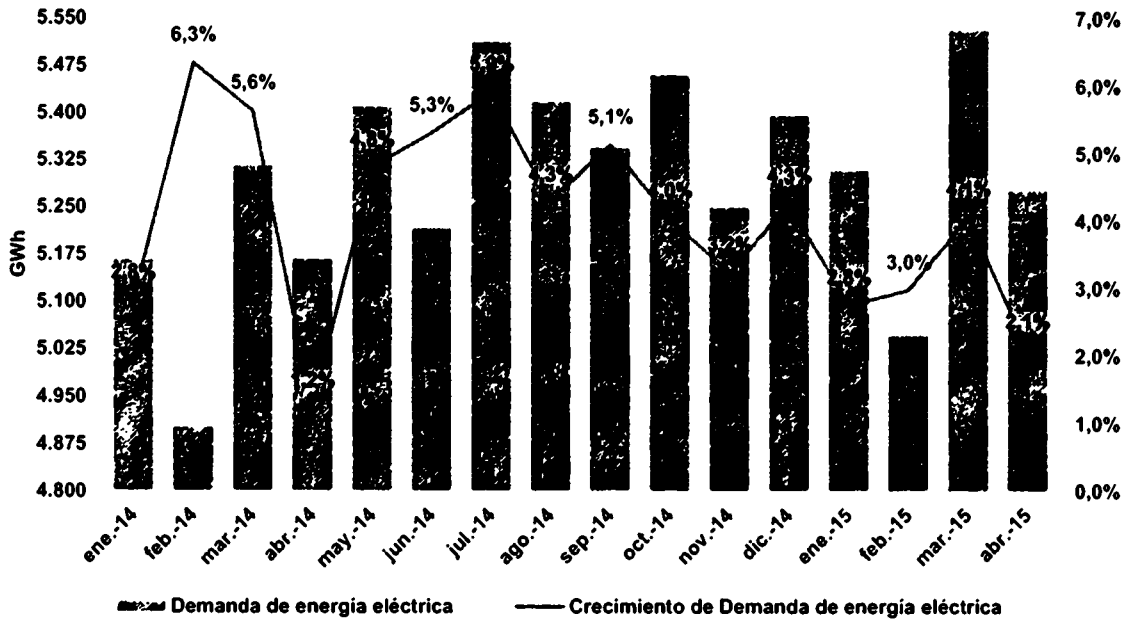
Gráfica 2-4: Evolución anual de la demanda de potencia máxima 1992 – 2014.



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

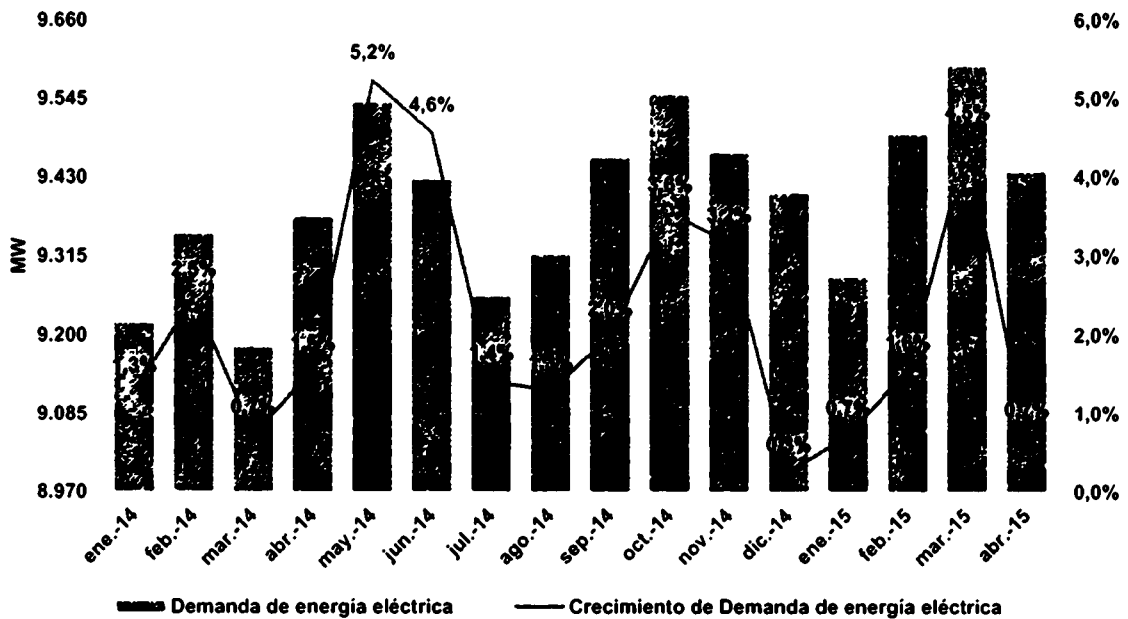
Gráfica 2-5: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2014 – 2015.



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de potencia máxima 2014 – 2015.



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira – Infantas) y OXY, los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores Existentes” (GCE Existentes) y si le adicionamos a Rubiales, el cual ha tenido un comportamiento atípico debido a los infortunios que ha sufrido en el último tiempo, se puede apreciar un aumento importante de su participación en la demanda total del SIN:

Energía eléctrica: pasa de alrededor de 2.53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5.00% en junio de 2015.

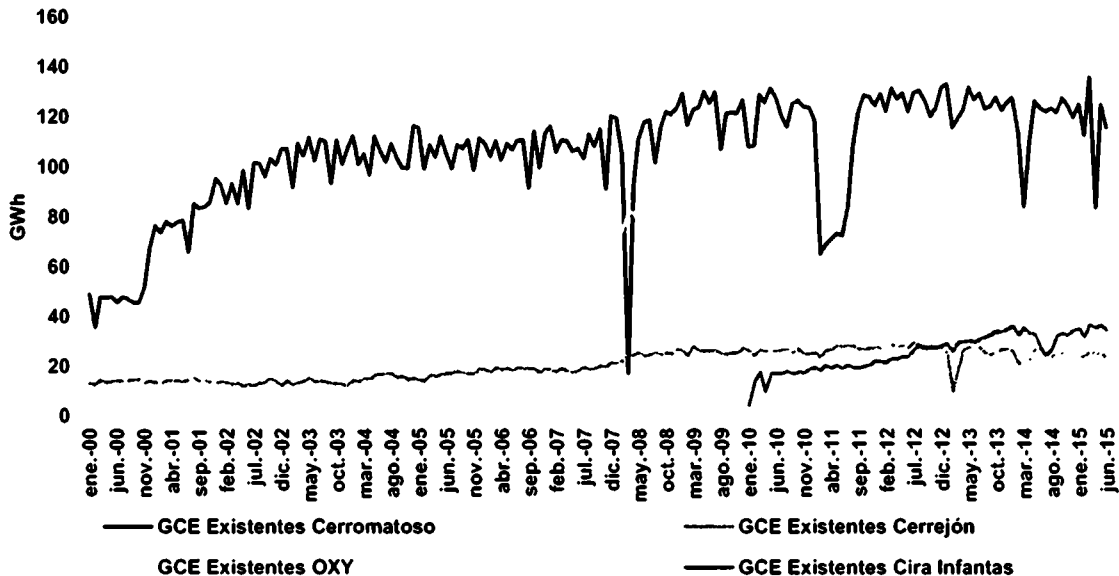
Potencia máxima: pasa de alrededor de 1.62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5.47% en junio de 2015.

Lo anterior, muestra un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda capturada por el SIN.

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

A continuación en la Gráfica 2-7 y Gráfica 2-8, se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

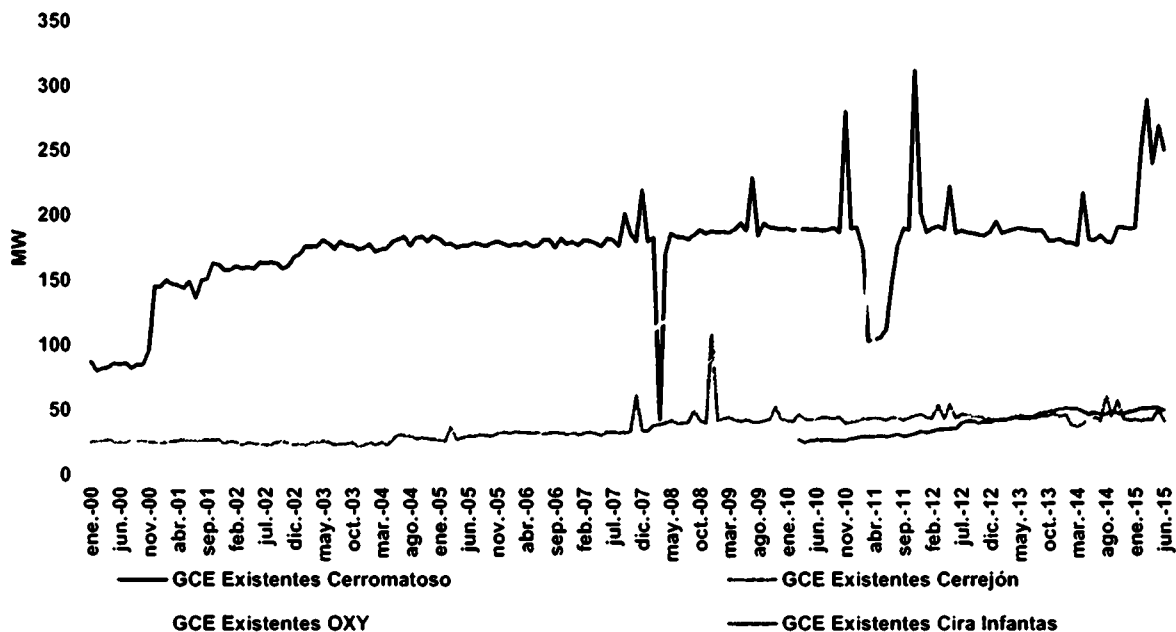
Gráfica 2-7: Comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh).



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-8: Comportamiento histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW).



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

La conexión de OXY, cuya actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, se espera culmine en 2023. Por otra parte, Cerromatoso, Cerrejón y la Cira Infantas han aumentado su consumo, sin embargo, en los últimos días se han presentado paros en Cerromatoso (por orden público con los indígenas de la región) y Cerrejón (por terminación de contrato con algunos empleados de una de las empresas de seguridad).

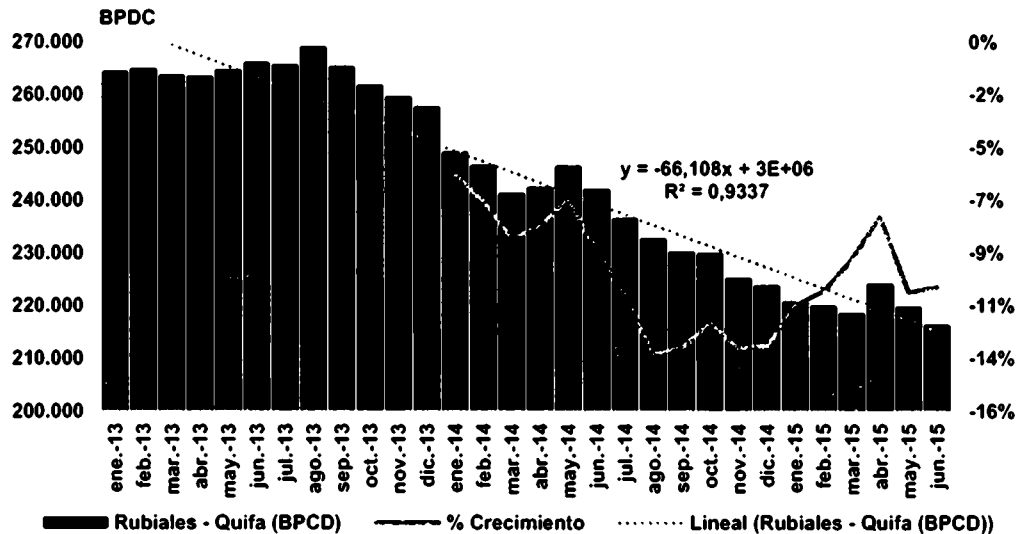
La demanda de energía eléctrica inicial para los grandes consumidores existentes en el 2000 fue de 993.32 GWh, llegando a 2451.01 GWh en 2014, y se espera que a 2029 alcance los 5021.84 GWh.

GC Existentes (GWh)	2001-2014	2015-2029
Crecimiento Promedio	7.30%	5.01%
Participación Promedio	4 19%	5.30%

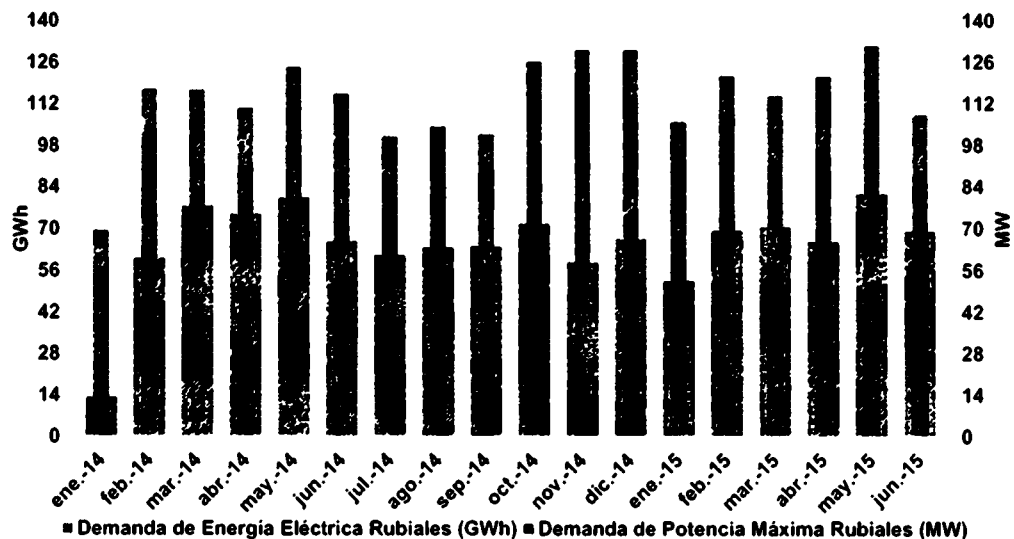
La demanda de potencia máxima inicial para los grandes consumidores existentes en el 2000 fue de 172 MW, llegando a 420.29 MW en 2014, y se espera que a 2030 alcance los 588.45 MW.

GC Existentes (MW)	2001-2014	2015-2029
Crecimiento Promedio	7 68%	2.35%
Participación Promedio	4 19%	4.69%

Gráfica 2-9: Producción fiscalizada de petróleo – Campo Rubiales (BPDC).



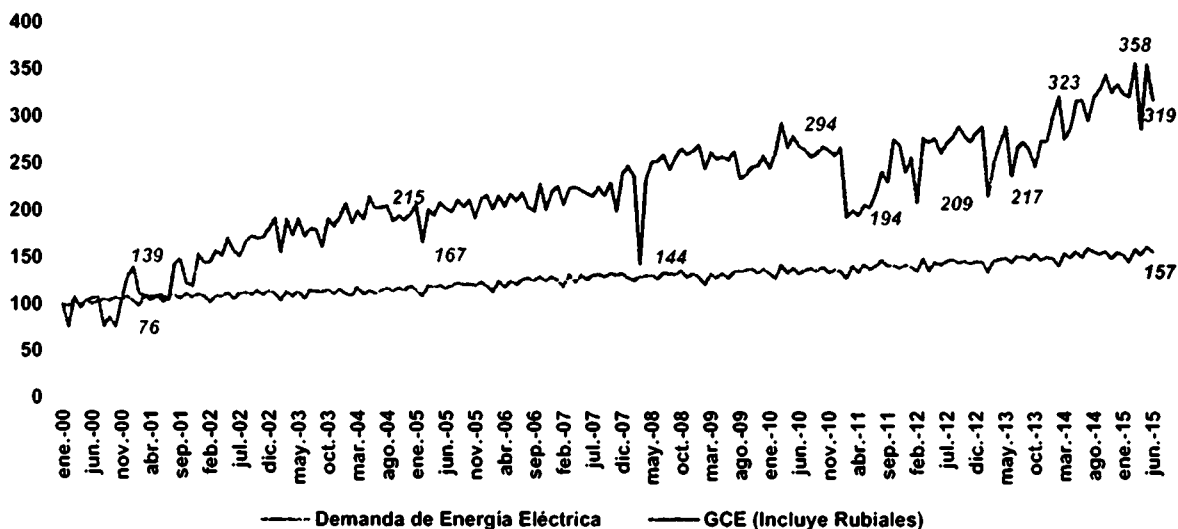
Gráfica 2-10: Histórico de la demanda en electricidad y potencia para el GCE Rubiales.



Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN, tomando como base a enero del 2000. De lo cual se puede observar que:

- A. Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2015 ha alcanzado hasta 3.58 veces la demanda del SIN, y ésta última hasta 1.57 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad (Gráfica 2-11).

Gráfica 2-11: Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100).

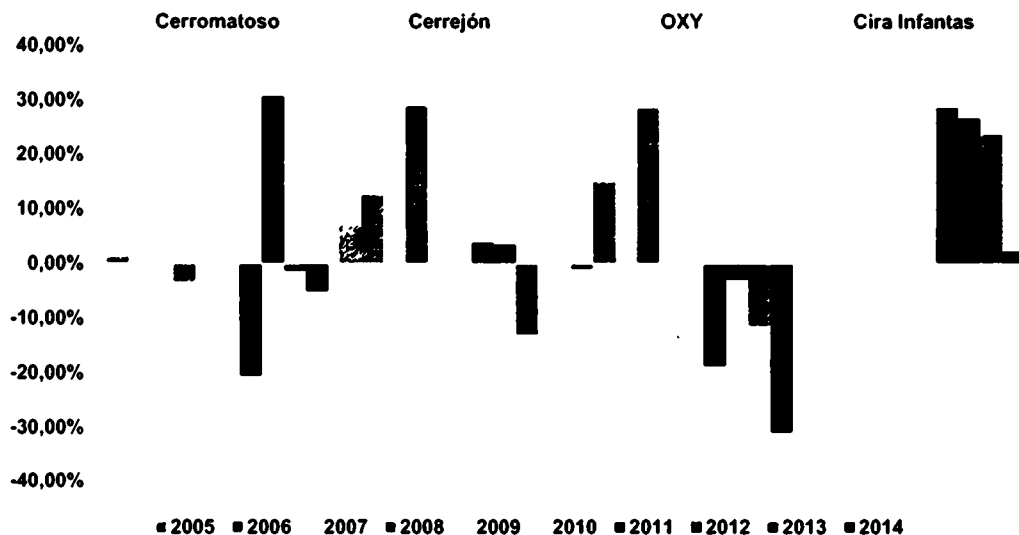


Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 2-12), muestran distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerrejón (5.02%), Cerromatoso (1.96%), Cira Infantas (20.31%) y OXY (-2.98%).

Gráfica 2-12: Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.



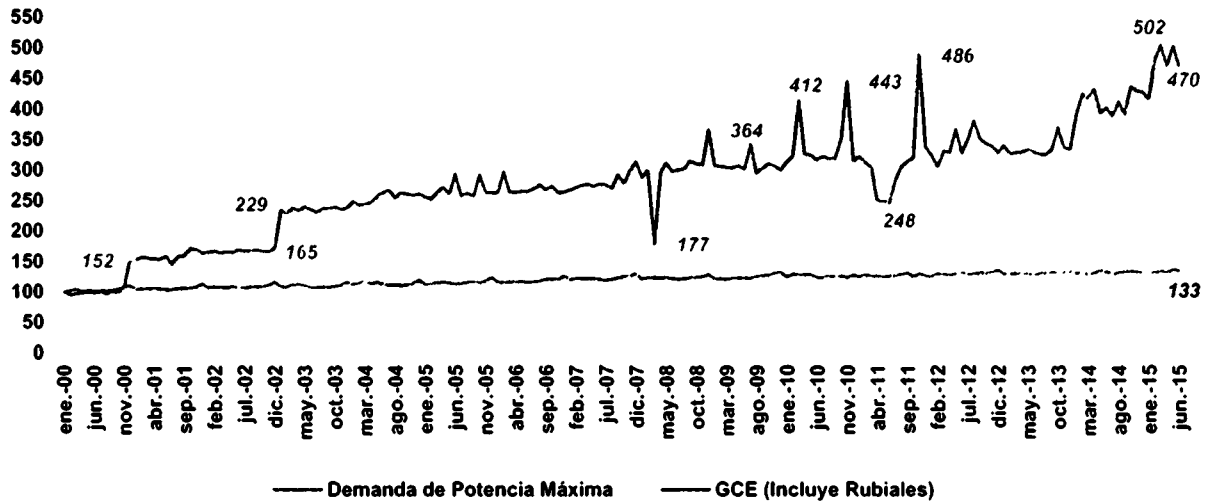
Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a junio de 2015 ha alcanzado hasta 5.02 veces la demanda del SIN, y ésta última hasta 1.33 veces. Igualmente que en el análisis de energía eléctrica, se confirma que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más

pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad (ver Gráfica 2-13).

Gráfica 2-13: Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100).

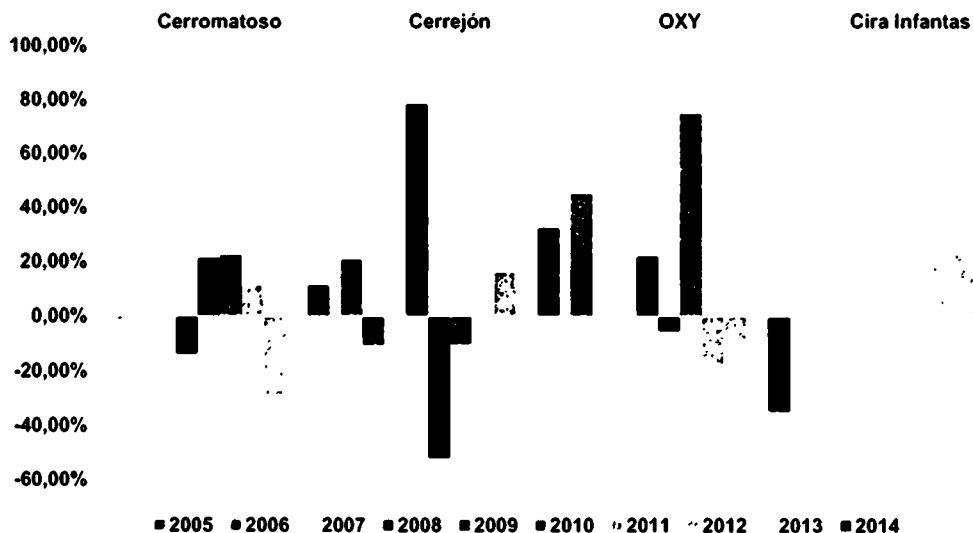


Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 2-14), muestran distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerrejón (14.48%), Cerromatoso (3.10%), Cira Infantas (16.60%) y OXY (4.76%).

Gráfica 2-14: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima.



Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

2.2. 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 GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada. Los valores de la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima para Rubiales se recalcularon como consecuencia de análisis de expertos.

Por otra parte, se reporta la entrada para el cuarto trimestre del GCE "Sociedad Portuaria Puerto nuevo", la cual desde el año 2011, PRODECO solicito para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual está asociada al desarrollo de un nuevo puerto para la exportación de carbón. El proyecto está ubicado en el municipio de Ciénaga en el departamento de Magdalena. El valor de la carga es de 40 MW con un factor de potencia de 0.97 en atraso y un perfil de carga constante en todos los periodos de demanda.

La Tabla 2-5 presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 2-5: Proyección de demanda de energía eléctrica para GCE y Panamá.

PROYECCIÓN GCE (GWh)					
AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	759				
2015	815			60	
2016	1017	2468	775	247	
2017	1055	2545	1276	247	
2018	947	2602	1278	247	1313
2019	768	2639	1276	247	1696
2020	572	2649	1276	247	1844
2021	499	2659	1276	247	2127
2022	414	2659	1278	247	2393
2023	336	2659	1278	247	2212
2024	274	2659	1278	247	2296
2025	228	2659	1278	247	2396
2026	187	2659	1278	247	2363
2027	153	2659	1278	247	2363
2028	126	2659	1278	247	2363
2029	104	2659	1278	247	2363

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

Fuente de datos: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedad Portuaria. Fuente de tabla: UPME

La Tabla 2-6 y Tabla 2-7 muestran la proyección de demanda de energía eléctrica esperada sin incluir e incluyendo los GCE y ventas a Panamá.

Tabla 2-6: Proyección de demanda de EE sin incluir GCE ni Panamá (Anual).

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	64921	64156	63393
2016	66817	65771	64732
2017	68712	67637	66569
2018	70471	69368	68273
2019	72230	71101	69978
2020	74113	72954	71802
2021	75917	74731	73551
2022	77906	76688	75478
2023	80132	78881	77636
2024	82118	80835	79561
2025	84428	83110	81800
2026	87009	85652	84302
2027	89868	88468	87075
2028	92538	91096	89663
2029	95461	93974	92497

Fuente de datos: UPME Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-7: Proyección de demanda de EE incluyendo GCE y Panamá (Anual).

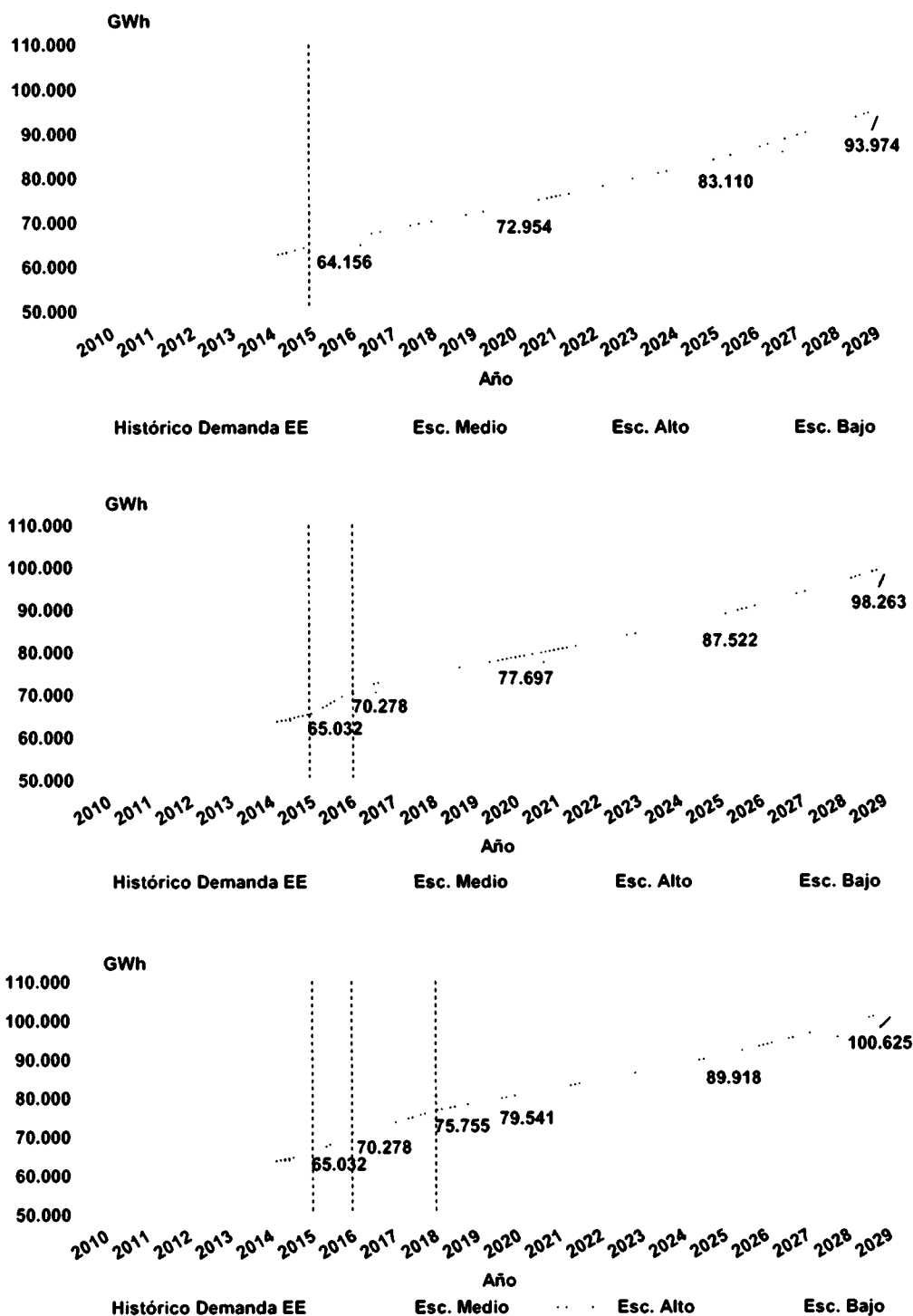
PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	65797	65032	64269
2016	71324	70278	69239
2017	73834	72759	71691
2018	76858	75755	74660
2019	78856	77727	76604
2020	80700	79541	78389
2021	82725	81538	80359
2022	84897	83679	82470
2023	86865	85613	84369
2024	88872	87590	86315
2025	91236	89918	88608
2026	93742	92385	91036
2027	96569	95168	93775
2028	99211	97769	96336
2029	102111	100625	99147

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

La Gráfica 2-15, muestra los resultados de la proyección para el periodo 2015 – 2029, iniciando con la demanda Nacional, seguida de la demanda nacional más GCE y por último la demanda nacional más GCE y Panamá.

Gráfica 2-15: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año).



Se estima que la demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales – tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 de 2.72% en el escenario medio.

La proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, tendrá un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3.12% durante el periodo proyectado.

2.3. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)

El análisis de los requerimientos de capacidad instalada para mantener los márgenes de seguridad que deberían estar disponibles 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 periodos 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 2-8 presenta los resultados de la proyección de demanda de potencia máxima esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 2-8: Proyección de demanda de potencia máxima para GCE y Panamá.

PROYECCIÓN GCE (MW)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	130				
2015	141			37	
2016	161	370	155	37	
2017	163	382	155	37	
2018	155	390	155	37	270
2019	135	396	155	37	270
2020	101	398	155	37	270
2021	81	399	155	37	270
2022	69	399	155	37	270
2023	56	399	155	37	270
2024	45	399	155	37	270
2025	36	399	155	37	270
2026	30	399	155	37	270
2027	24	399	155	37	270
2028	19	399	155	37	270
2029	16	399	155	37	270

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

Fuente de datos: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedad Portuaria.

Fuente de tabla: UPME

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

Tabla 2-9: Proyección de demanda de PMáx sin incluir GCE ni Panamá (Anual).

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10071	9819	9573
2016	10313	10055	9803
2017	10537	10274	10017
2018	10734	10465	10203
2019	10934	10660	10393
2020	11149	10870	10598
2021	11343	11059	10783
2022	11570	11281	10999
2023	11821	11525	11237
2024	12038	11737	11443
2025	12296	11989	11689
2026	12582	12268	11961
2027	12882	12560	12246
2028	13173	12843	12522
2029	13488	13150	12822

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-10: Proyección de demanda de PMáx incluyendo GCE y Panamá (Anual).

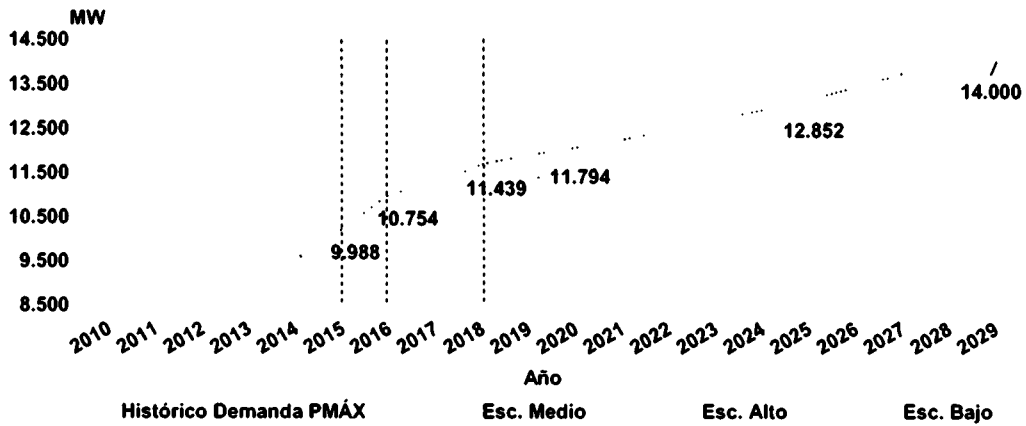
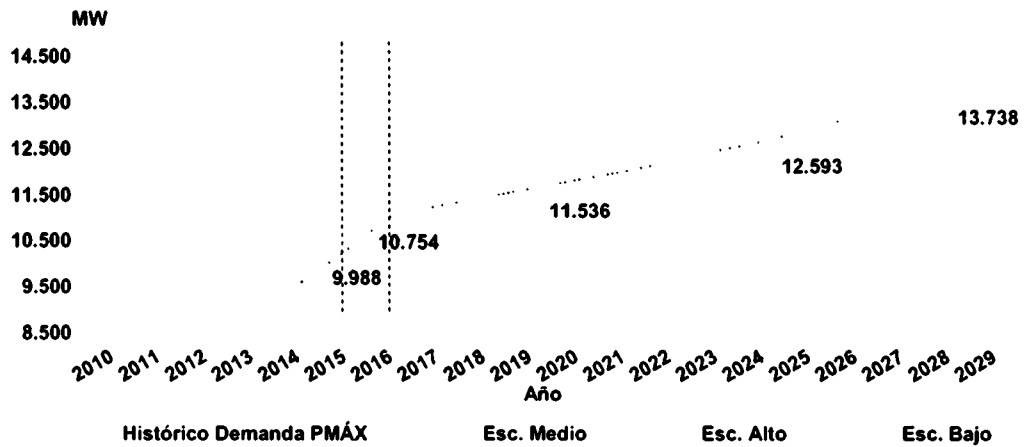
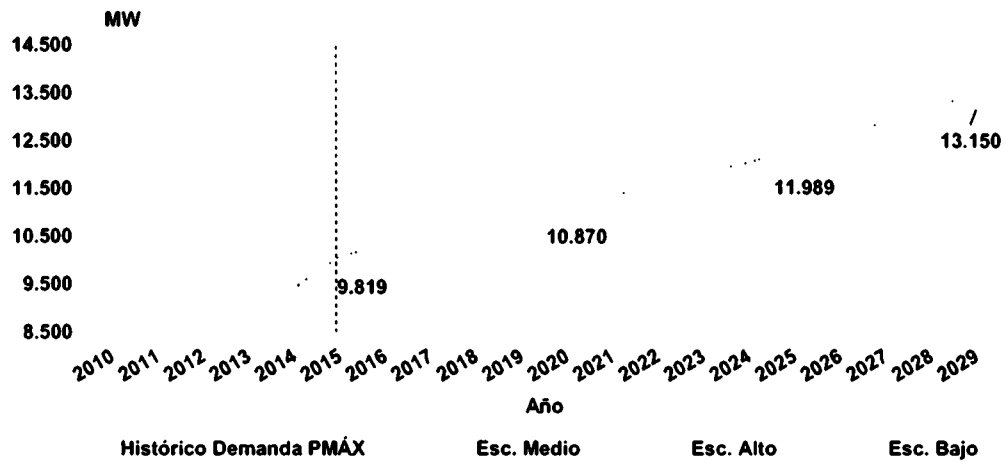
PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10240	9988	9743
2016	11011	10754	10503
2017	11255	10992	10735
2018	11707	11439	11178
2019	11891	11618	11352
2020	12073	11794	11523
2021	12251	11968	11692
2022	12469	12181	11899
2023	12706	12411	12123
2024	12910	12609	12315
2025	13160	12852	12552
2026	13439	13125	12818
2027	13737	13415	13101
2028	14025	13696	13376
2029	14337	14000	13672

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-16, muestra los resultados de la proyección para el período 2015-2029, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE y por último la demanda nacional más GCE y Panamá.

Gráfica 2-16: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año).



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

Se estima que la demanda de potencia máxima en el escenario medio – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales – tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 de 2.25%.

El crecimiento promedio anual de la proyección nacional más los GCE sería 2.46%, y si se adiciona a está la proyección de Panamá aumentaría en 0.13% entre 2015 a 2029.

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

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar, la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre 2013 a marzo de 2015.

La Tabla 2-11 y la Tabla 2-11, muestran la proyección de demanda de energía eléctrica esperada sin incluir e incluyendo los GCE.

Tabla 2-11: Proyección de demanda de EE sin incluir GCE (Mensual).

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	5525	5405	5285
jun-15	5403	5274	5145
jul-15	5580	5494	5408
ago-15	5544	5459	5374
sep-15	5493	5408	5324
oct-15	5560	5472	5385
nov-15	5392	5306	5222
dic-15	5514	5427	5341
ene-16	5429	5343	5258
feb-16	5263	5180	5097
mar-16	5577	5488	5401
abr-16	5464	5379	5294
may-16	5592	5505	5418
jun-16	5485	5400	5315
jul-16	5663	5576	5489
ago-16	5769	5680	5591
sep-16	5647	5560	5474
oct-16	5679	5589	5500
nov-16	5570	5482	5394
dic-16	5680	5590	5501

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

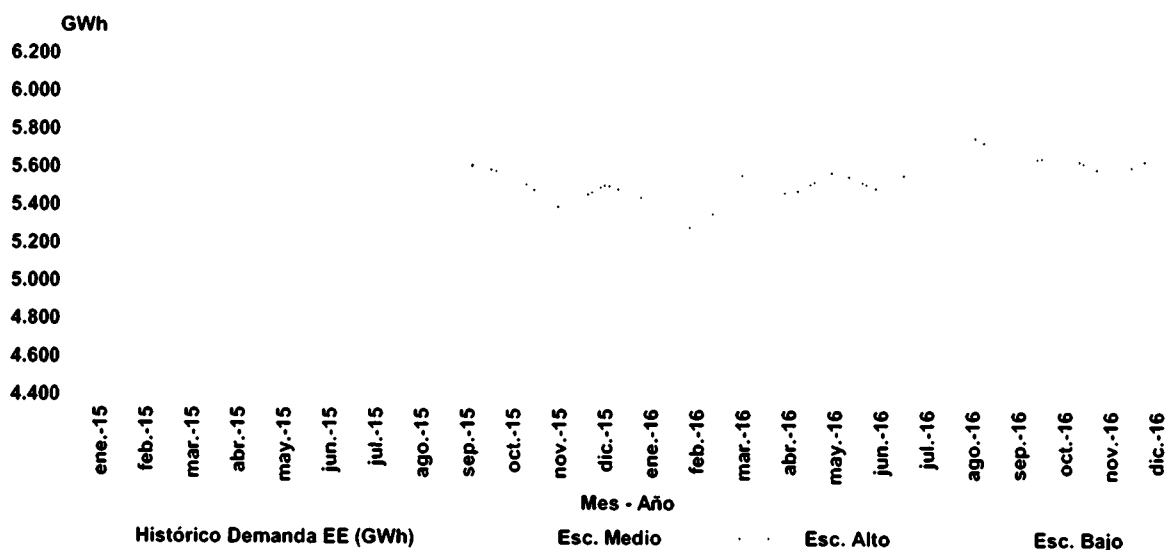
Tabla 2-12: Proyección de demanda de EE incluyendo GCE (Mensual).

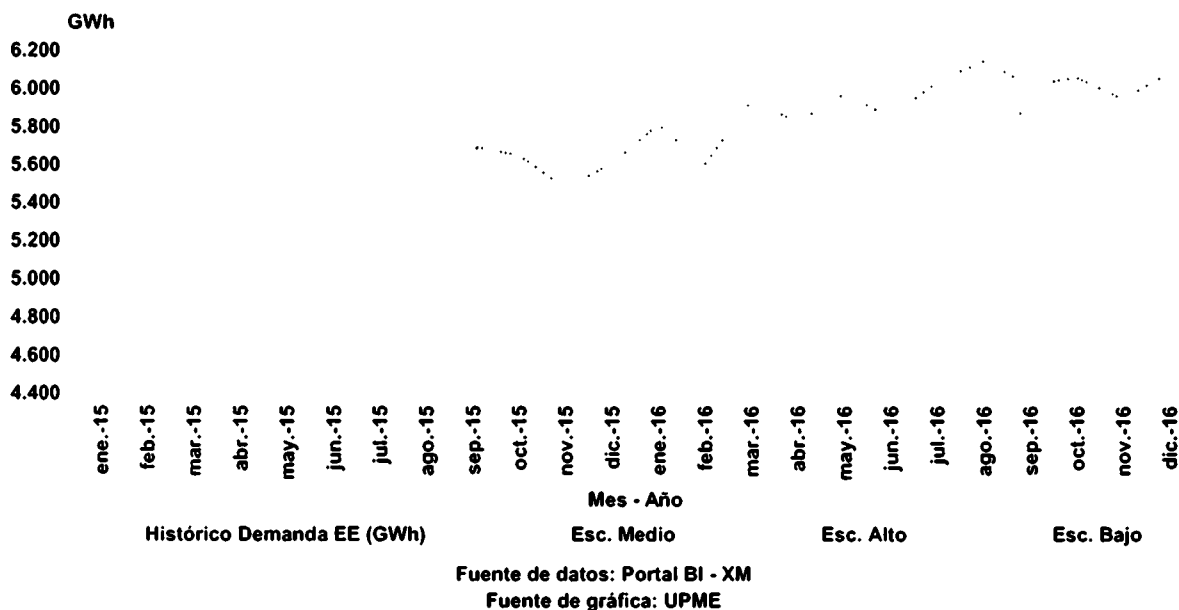
PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	5594	5475	5355
jun-15	5470	5341	5212
jul-15	5648	5562	5477
ago-15	5614	5528	5443
sep-15	5562	5477	5393
oct-15	5650	5562	5475
nov-15	5481	5396	5311
dic-15	5608	5521	5434
ene-16	5815	5729	5644
feb-16	5605	5522	5439
mar-16	5939	5850	5763
abr-16	5830	5745	5660
may-16	5975	5887	5801
jun-16	5855	5769	5684
jul-16	6039	5951	5865
ago-16	6149	6060	5972
sep-16	6023	5936	5849
oct-16	6062	5973	5883
nov-16	5949	5861	5774
dic-16	6084	5994	5905

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-17, muestra los resultados de la proyección para el periodo mayo de 2015 – diciembre de 2016, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE.

Gráfica 2-17: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – mes).





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

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas.

La Tabla 2-13 y la Tabla 2-14, muestran la proyección de demanda de potencia máxima esperada sin incluir e incluyendo los GCE.

Tabla 2-13: Proyección de demanda de PMáx sin incluir GCE (mensual).

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	9701	9458	9222
jun-15	9762	9518	9280
jul-15	9887	9640	9399
ago-15	9967	9718	9475
sep-15	10009	9759	9515
oct-15	10063	9811	9566
nov-15	10042	9790	9546
dic-15	10071	9819	9573
ene-16	10061	9810	9564
feb-16	9993	9743	9499
mar-16	10057	9805	9560

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
abr-16	10064	9812	9567
may-16	10116	9863	9616
jun-16	10115	9862	9615
jul-16	10179	9925	9676
ago-16	10264	10007	9757
sep-16	10284	10027	9776
oct-16	10309	10051	9800
nov-16	10288	10031	9780
dic-16	10313	10055	9803

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-14: Proyección de demanda de PMáx incluyendo GCE (mensual).

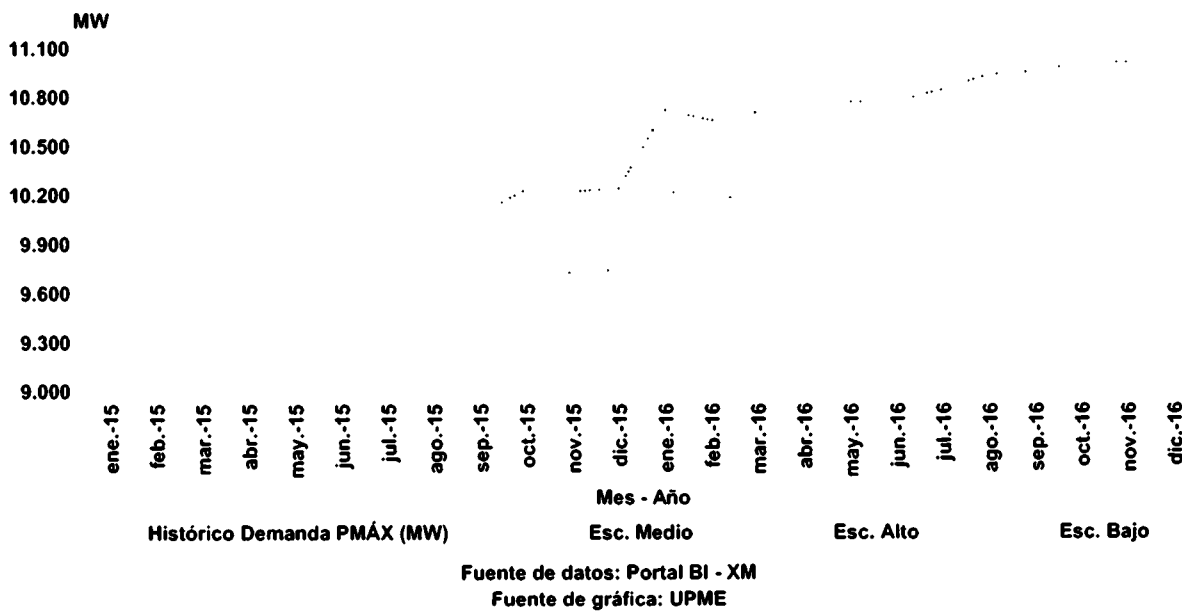
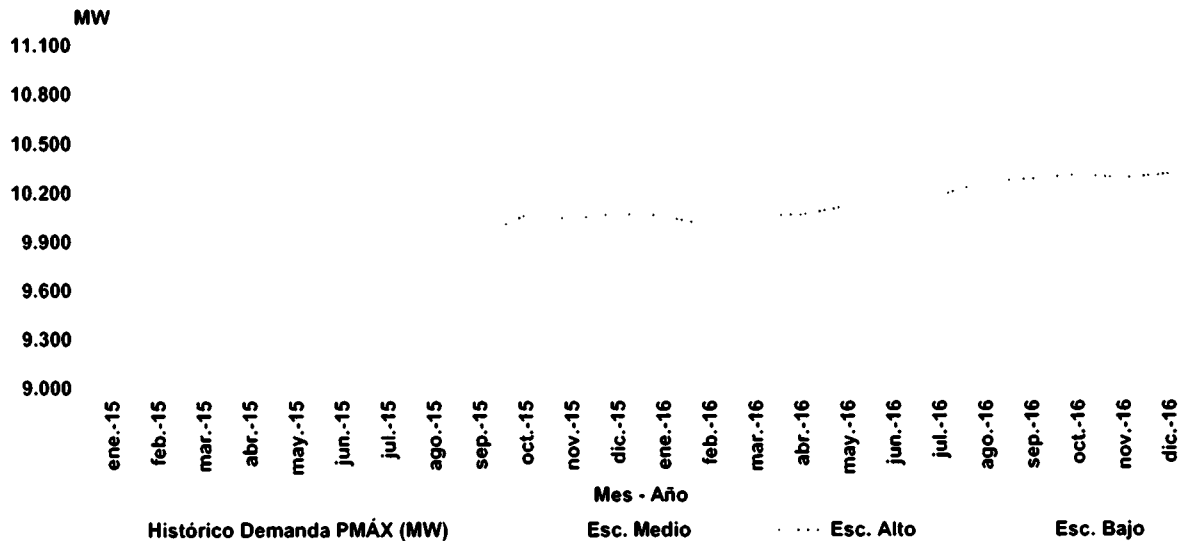
PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
may-15	9829	9586	9350
jun-15	9890	9646	9408
jul-15	10017	9770	9529
ago-15	10099	9849	9606
sep-15	10140	9890	9646
oct-15	10235	9983	9738
nov-15	10220	9969	9724
dic-15	10240	9988	9743
ene-16	10721	10470	10224
feb-16	10656	10406	10162
mar-16	10708	10456	10211
abr-16	10723	10471	10226
may-16	10771	10518	10271
jun-16	10769	10516	10270
jul-16	10845	10590	10342
ago-16	10935	10678	10428
sep-16	10955	10697	10447
oct-16	11006	10748	10497
nov-16	11011	10754	10503
dic-16	11000	10742	10491

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-18, muestra los resultados de la proyección para el periodo mayo de 2015 – diciembre de 2016, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE.

Gráfica 2-18: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes).



2.6. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL

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

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

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

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

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

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima regionales, es decir, desagregadas en las mencionadas UCP, se emplean los valores de la demanda nacional obtenidos a partir del método de combinación de pronósticos expuestos en el documento de: *"Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia - Revisión Junio de 2015"* las cuales guardan relación con las diferentes variables como PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN, de manera que las proyecciones nacionales y regionales mantengan la coherencia necesaria².

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

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

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

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

² La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda nacional calculada SIEL Sistema de Información Eléctrico Colombia Demanda de Energía Escenarios de Proyección de Demanda Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia Revisión Julio de 2015 En línea http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Julio_2015.pdf

A continuación en la Tabla 2-15, se presenta la desagregación por UCP dependiendo de la región:

Tabla 2-15: Agrupación por regiones.

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

Fuente de datos: Portal BI - XM

Fuente de tabla: UPME

2.7. PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES

Durante la historia, las distintas regiones han mostrado sustanciales diferencias en sus tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dichas diferencias se originan en la complejidad de sus estructuras económicas, en sus niveles de cobertura, en sus crecimientos poblacionales, entre otras. Entre los años 2006 y 2007 la demanda nacional se incrementó a un promedio anual de 4.04%, valor promedio que encubre

diferencias a nivel regional como la UCP Centro con un crecimiento de 6.27% basado en su desarrollo económico, y de otra parte la UCP CQR, en donde la demanda durante este periodo solo creció en promedio un 1.86% (Tabla 2-16 y Gráfica 2-19).

Tabla 2-16: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica.

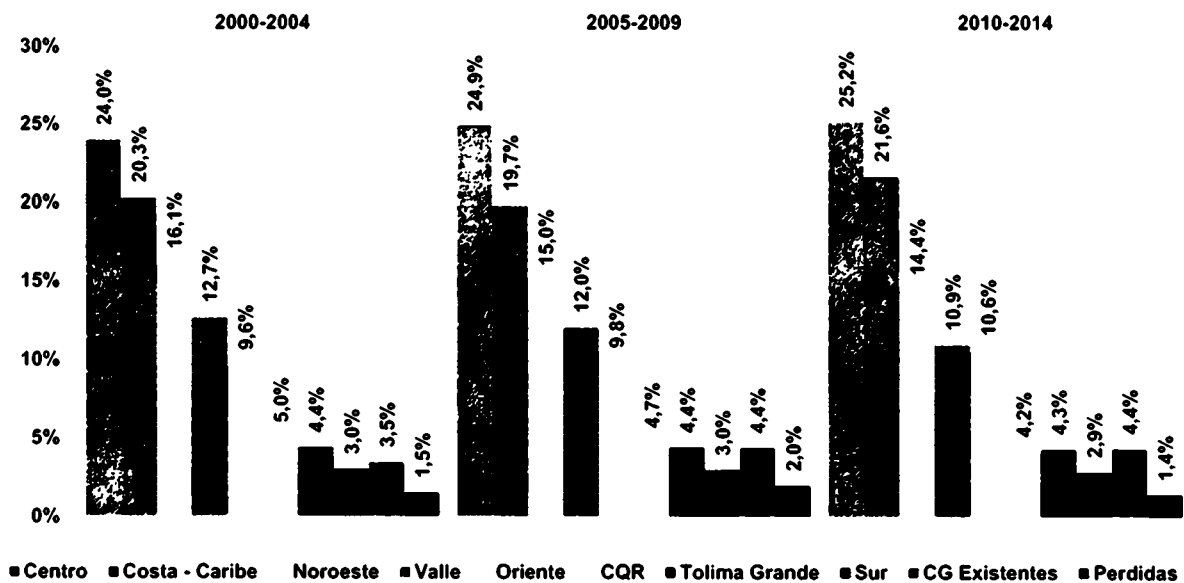
	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029
Centro	23.96%	24.90%	25.16%	25.46%	26.10%	26.52%
Costa - Caribe	20.28%	19.75%	21.65%	22.25%	22.73%	23.61%
Noroeste	16.06%	15.01%	14.45%	13.76%	13.14%	12.50%
Valle	12.66%	12.03%	10.95%	10.35%	9.54%	8.84%
Oriente	9.65%	9.81%	10.62%	10.97%	11.36%	11.83%
CQR	5.02%	4.73%	4.18%	3.88%	3.51%	3.17%
Tolima Grande	4.40%	4.42%	4.33%	4.34%	4.31%	4.28%
Sur	3.01%	2.98%	2.87%	2.82%	2.77%	2.71%
CG Existentes	3.45%	4.40%	4.37%	5.11%	5.38%	5.39%
Perdidas	1.51%	1.99%	1.43%	1.07%	1.15%	1.15%

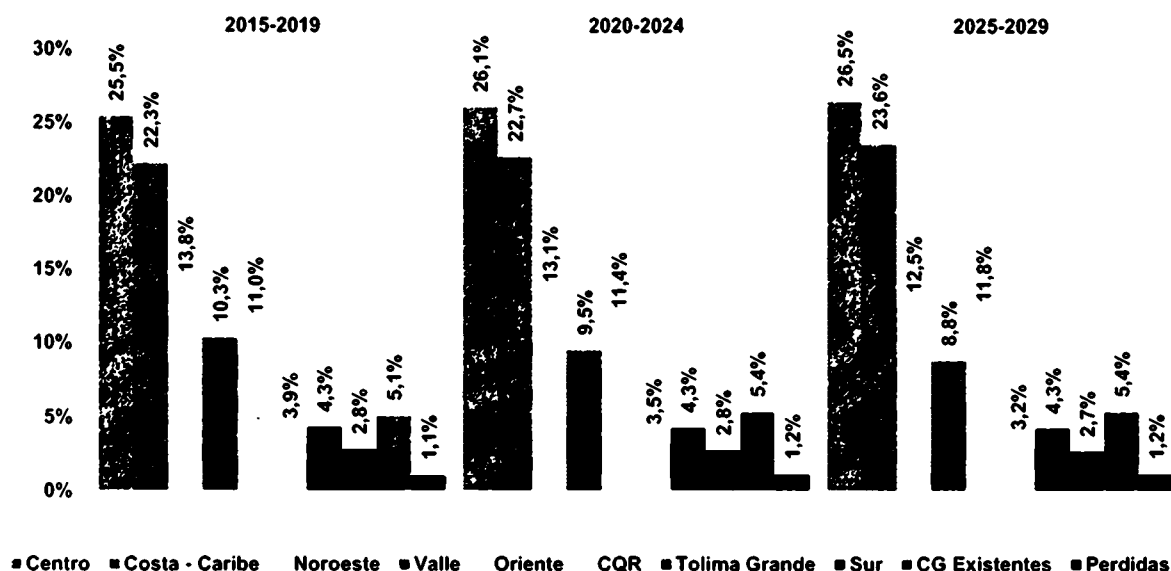
Nota: * GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas

Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-19: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año).





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

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

Al igual que en la demanda de energía eléctrica, las regiones más representativas dentro del consumo nacional siguen siendo: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 82.78% del total de la demanda nacional en el período 2000 - 2014 (Tabla 2-17 y Tabla 2-20).

Tabla 2-17: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica.

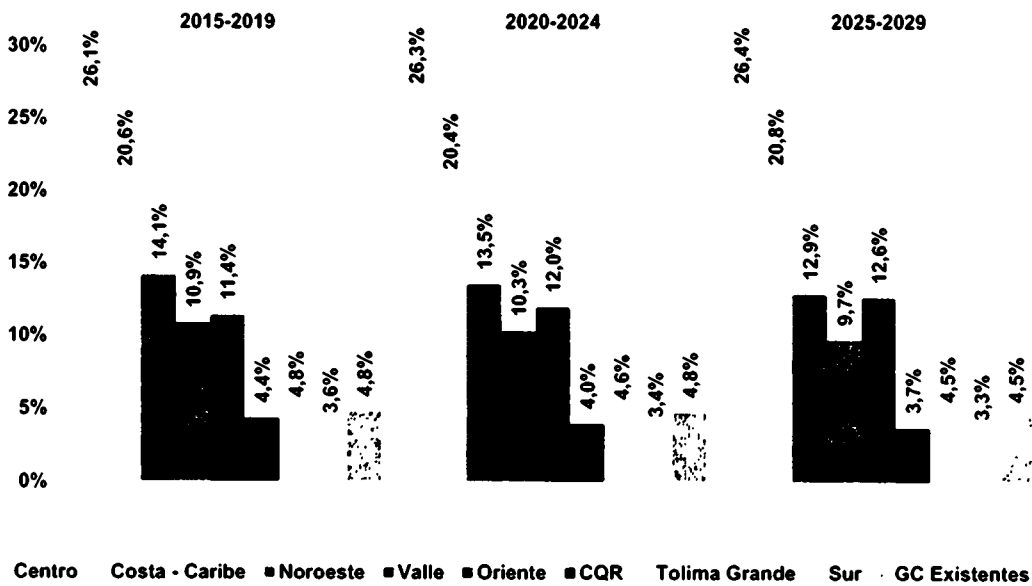
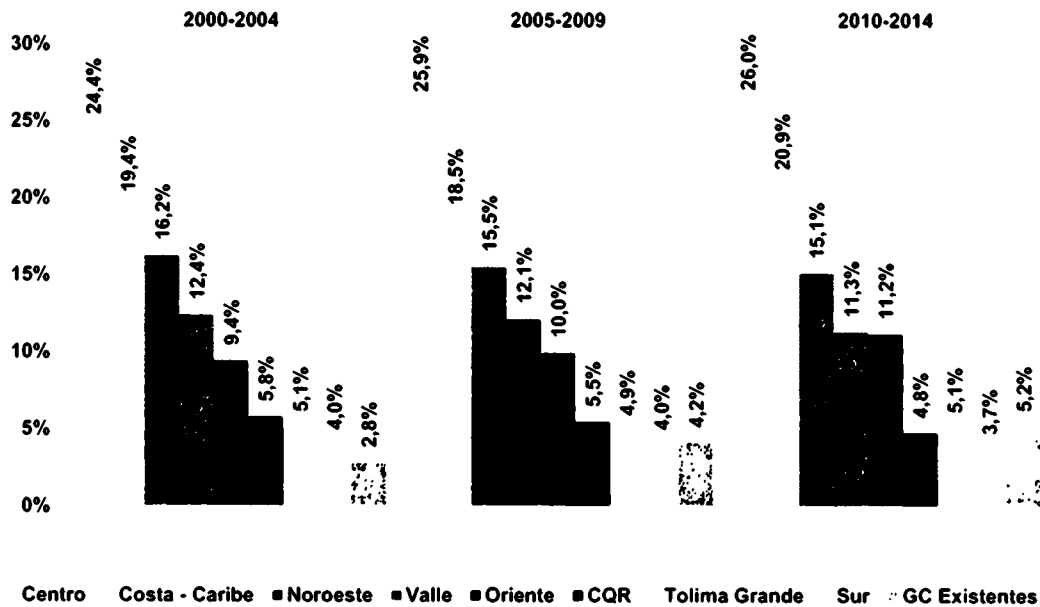
	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029
Centro	24.42%	25.90%	26.05%	26.12%	26.35%	26.39%
Costa - Caribe	19.35%	18.55%	20.85%	20.65%	20.44%	20.80%
Noroeste	16.24%	15.52%	15.09%	14.15%	13.52%	12.88%
Valle	12.38%	12.14%	11.30%	10.87%	10.31%	9.74%
Oriente	9.44%	9.95%	11.16%	11.38%	11.96%	12.64%
CQR	5.78%	5.47%	4.78%	4.36%	4.00%	3.72%
Tolima Grande	5.10%	4.91%	5.10%	4.76%	4.62%	4.50%
Sur	3.96%	3.98%	3.71%	3.64%	3.41%	3.29%
GC Existentes	2.82%	4.15%	5.20%	4.81%	4.76%	4.51%

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

Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-20: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año).

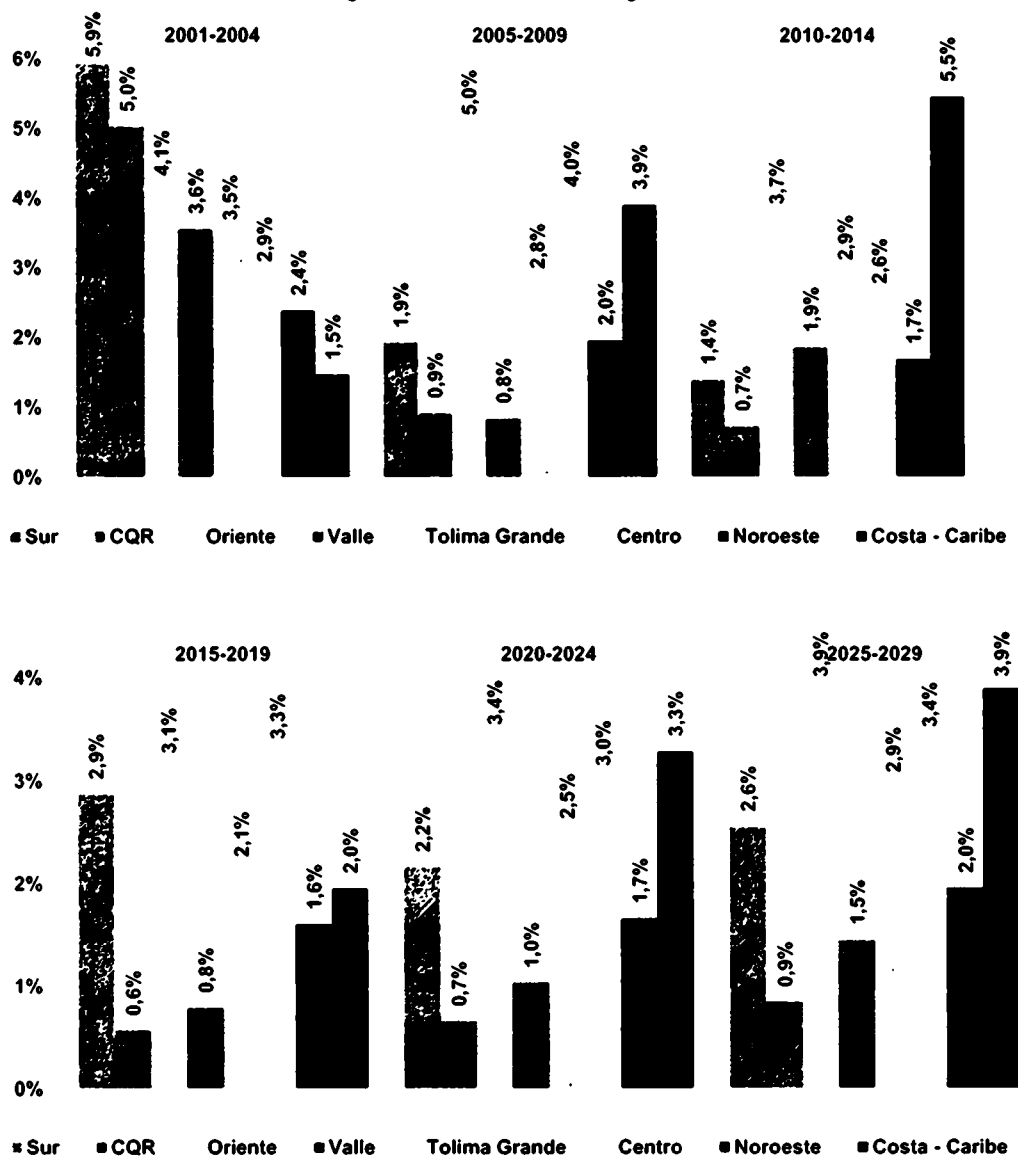


Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

2.8. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES

Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 en el escenario medio del 2.63%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una de las regiones: Centro (3.22%), Costa – Caribe (3.06%), Noroeste (1.75%), Oriente (3.49%), Valle (1.10%), CQR (0.70%), Tolima Grande (2.52%) y Sur (2.54%).

Gráfica 2-21: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio.



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

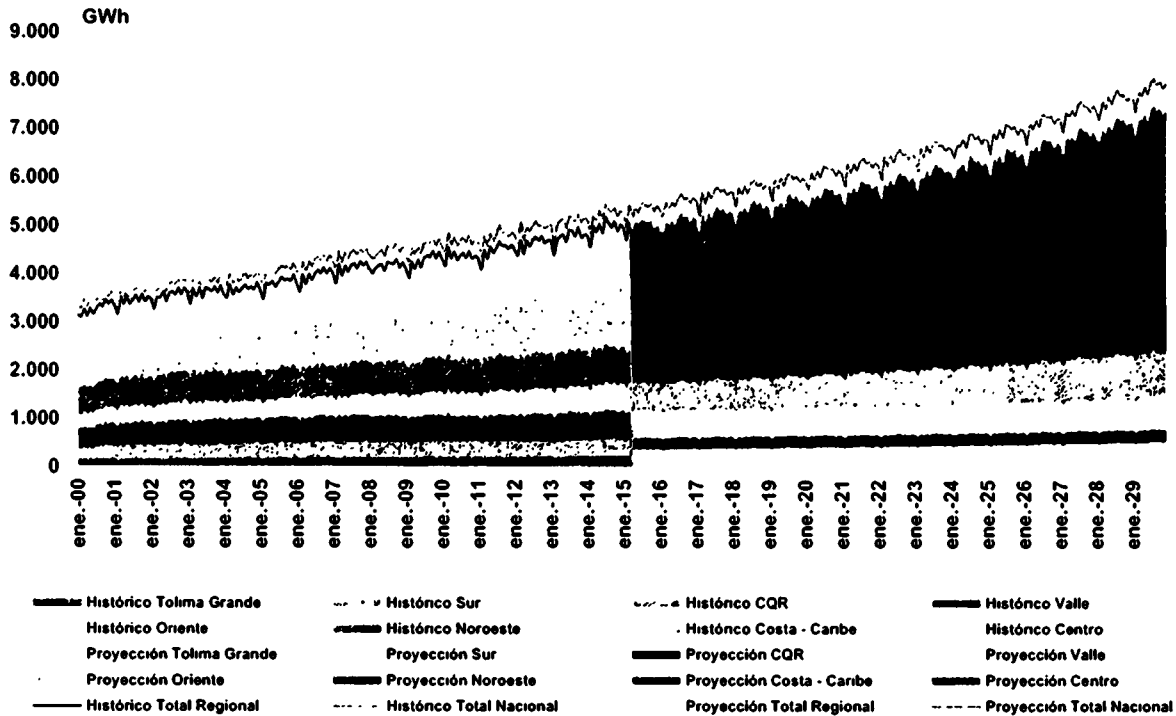
Tabla 2-18: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2015	1807	2807	2620	6905	7002	9010	14609	16041	60801	64156
2016	1864	2852	2600	6911	7152	9134	14473	16670	61656	65771
2017	1912	2929	2612	6987	7388	9299	14914	17243	63284	67637
2018	1953	3000	2624	7044	7642	9452	15366	17799	64879	69368
2019	1993	3072	2639	7103	7898	9603	15843	18343	66493	71101
2020	2037	3149	2656	7175	8163	9763	16365	18898	68206	72954
2021	2078	3222	2671	7234	8431	9915	16866	19450	69868	74731
2022	2124	3303	2691	7314	8714	10081	17430	20025	71681	76688
2023	2174	3394	2712	7415	9026	10265	18067	20646	73698	78881
2024	2219	3474	2727	7480	9334	10428	18624	21263	75548	80835
2025	2271	3568	2750	7577	9670	10616	19295	21922	77669	83110
2026	2330	3673	2774	7693	10039	10824	20053	22640	80027	85652
2027	2394	3789	2800	7825	10455	11052	20896	23433	82644	88468
2028	2453	3896	2819	7924	10873	11260	21679	24239	85144	91096
2029	2518	4014	2845	8039	11324	11489	22549	25099	87877	93974

Fuente de datos: UPME, Portal BI – XM

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-22: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes).

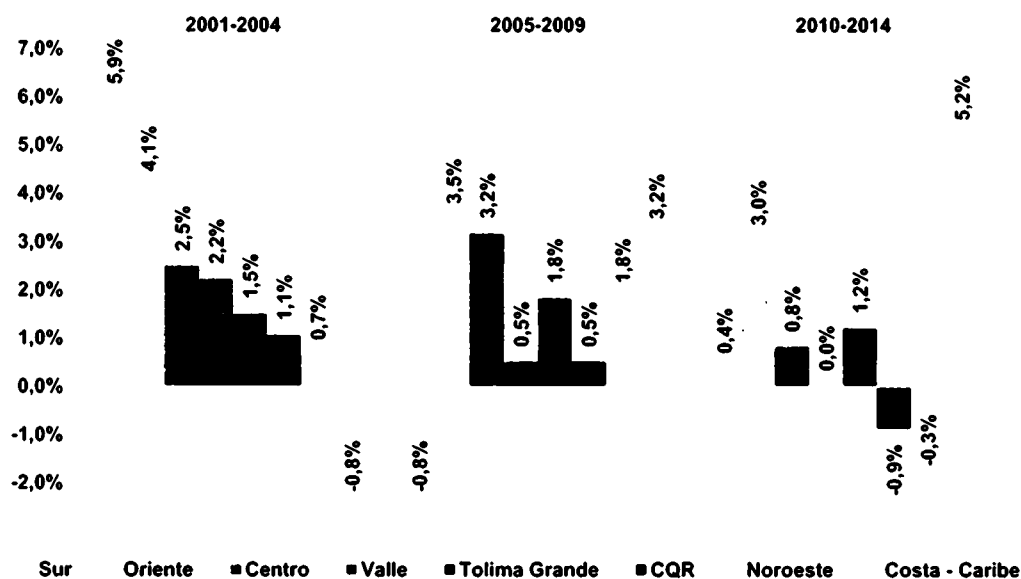


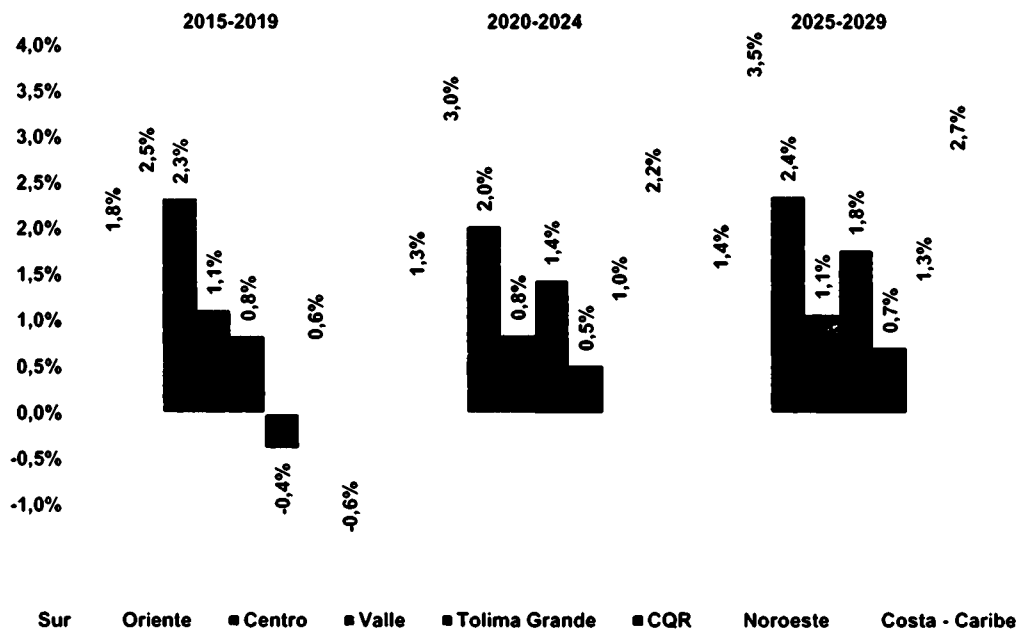
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

En la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 en el escenario medio del 1.82%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (2,26%), Costa – Caribe (1,88%), Noroeste (1.18%), Oriente (3.24%), Valle (1.05%), CQR (0.47%), Tolima Grande (1.62%) y Sur (1.74%).

Gráfica 2-23: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio.





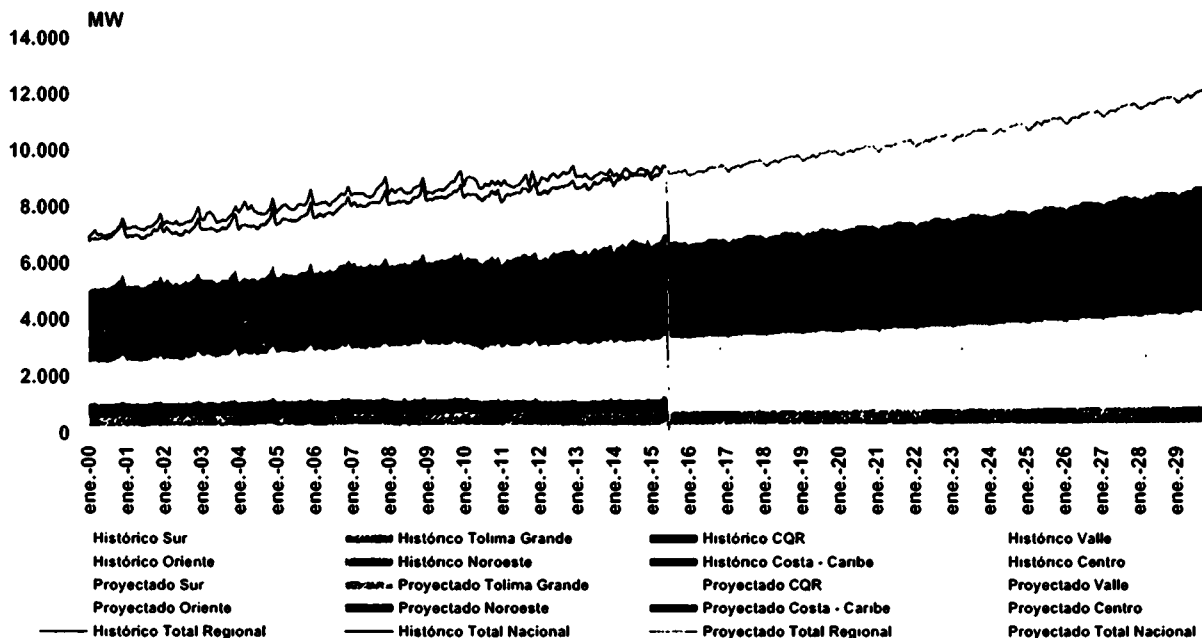
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 2-19: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año).

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2015	409	480	475	1096	1108	1430	2204	2560	9513	9819
2016	356	478	436	1102	1133	1434	2027	2618	9539	10055
2017	361	487	438	1113	1164	1448	2073	2679	9716	10274
2018	367	493	440	1124	1198	1462	2114	2738	9892	10465
2019	372	500	444	1137	1235	1477	2160	2796	10067	10660
2020	377	506	446	1144	1273	1491	2208	2850	10241	10870
2021	380	514	449	1153	1312	1510	2253	2918	10439	11059
2022	384	522	451	1162	1350	1529	2308	2982	10640	11281
2023	389	531	453	1173	1390	1544	2364	3039	10824	11525
2024	397	537	456	1185	1433	1557	2412	3091	11005	11737
2025	402	546	461	1196	1479	1578	2472	3162	11239	11989
2026	407	556	465	1209	1530	1598	2543	3237	11486	12268
2027	414	566	468	1224	1588	1619	2617	3318	11756	12560
2028	417	575	467	1236	1642	1634	2678	3387	11973	12843
2029	426	586	472	1250	1702	1657	2755	3474	12270	13150

Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-24: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes).



Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM

Fuente de gráfica: UPME

2.9. REVISIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LAS SERIES HISTÓRICAS EN AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN EN COLOMBIA

Durante el primer trimestre y comienzos del segundo trimestre del año en curso, se realizó la revisión y reconstrucción de las series en autogeneración como en cogeneración en energía eléctrica, partiendo de los resultados del estudio: "Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de Industria, Petróleo, Comercio y Público del País" (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN), el cual tenía entre sus objetivos primordiales el establecer la capacidad instalada actualmente en los procesos de autogeneración y cogeneración para tres grandes sectores de la economía: el sector de industria, petróleo y el sector comercial y público.

De lo anterior, se tomaron como punto de partida los siguientes conceptos técnicos fundamentales para el análisis de la información recopilada en cada uno de los sectores. (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014).

- **Autogeneración:** producción de energía eléctrica para atender total o parcialmente la carga del establecimiento
- **Cogeneración:** producción simultánea de dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y energía térmica (calor o frío), aunque puede ser también energía mecánica.
- **Equipo suministro eléctrico de emergencia:** es aquel cuya aplicación es el suministro de energía eléctrica en un establecimiento al momento de sufrir cortes inesperados en el suministro eléctrico. Suministra electricidad a otros equipos o sistemas prioritarios (normalmente sin variación de carga), por un número de hora limitado, entre 50-100 horas por año.
- **Equipo suministro eléctrico de respaldo:** es aquel cuya aplicación busca atender requerimientos de energía eléctrica durante cortes inesperados de electricidad, en posibilidad de atender capacidades y

tiempos mayores a los atendidos por equipos de emergencia. El tiempo de operación anual puede ser del orden de 500 horas.

2.9.1. Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración – Cogeneración

Inicialmente se construyó la historia con datos transversales empleando la vida remanente, los cuales explican el consumo de los sectores de la economía mencionados anteriormente para el año 2013.

Tabla 2-20: Parámetros para el cálculo de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia:	KWe
Energético:	Carbón, Crudo, Diesel, Gas Natural, Hidráulica
Tecnología:	Motor de Combustión Interna, Turbina de Gas, Caldera - Turbina de Vapor, PCH.
Estado de la Tecnología:	Bueno, Regular, Malo
Vida Remanente de la Tecnología:	0 a 50 años
Horas de Operación:	Diarias, Anuales

Fuente: UPME, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Partiendo de esta información se procedió a realizar el ejercicio y análisis de correlación tanto en: potencia máxima, energía eléctrica y gas natural por cada uno de los sectores a analizar, donde se encontró los siguientes resultados:

Tabla 2-21: Correlaciones para potencia máxima y energía eléctrica en los sectores de estudio.

CORRELACIÓN	PÚBLICO, COMERCIAL, HOTELERO Y HOSPITALARIO	PETRÓLEO	INDUSTRIA
Potencia Máxima del SIN	93.53%	92.41%	95.05%
Energía Eléctrica del SIN	91.37%	96.45%	96.88%
Potencia Máxima Sectorial	94.85%	95.85%	-48.42%
Energía Eléctrica Sectorial	93.25%	97.86%	-19.08%
Gas Natural Sectorial	88.89%	47.77%	88.83%

De esta información, se procedió a construir la historia empleando el Método de Desagregación Temporal de Chow y Lin³, el cual permite aprovechar la información adicional que proporcionan las variables indicadoras relacionadas con la magnitud a mensualizar y de las que se dispone de información mensual.

Del Informe Ejecutivo (versión liquidación TXR – Diciembre 2014) de XM, a 31 de diciembre de 2014, la Capacidad Efectiva Neta –CEN- terminó en 15.484,96 MW, además la Demanda Máxima de Potencia y de Energía Eléctrica en 2014 fue de 9.551 MW y 63.571,23 GWh respectivamente. El porcentaje de participación promedio histórico de la Autogeneración y la Cogeneración en el SIN es del 13,75% (7,58% y 6,18% respectivamente).

³ G. C. Chow and A.-L. Lin (1971). "Best linear unbiased interpolation, distribution, and extrapolation of time series by related series" The Review of Economics and Statistics, Volume 53, Issue 4 (Nov., 1971), 372–375. En línea <http://www.oecd.org/std/21779751.pdf>

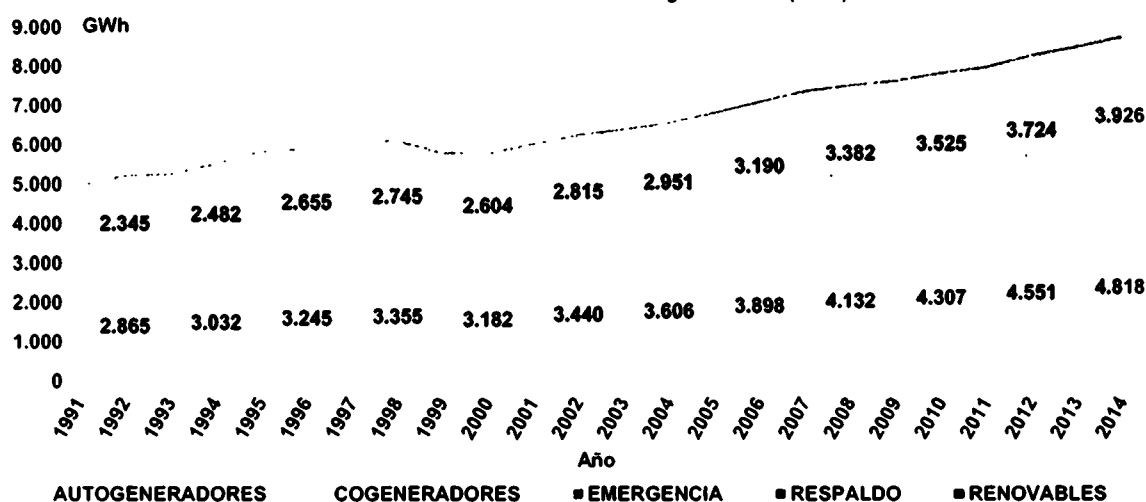
Tabla 2-22: Porcentaje de participación para el año 2014.

	Total Capacidad Efectiva Neta	Demanda del SIN
Autogeneración	4.97%	7.58%
Cogeneración	4.07%	6.18%
Emergencia	0.01%	0.02%
Respaldo	0.05%	0.07%
TOTAL	9.09%	13.85%

Fuente: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

A continuación se muestran los resultados en la Gráfica 2-25 y Gráfica 2-26:

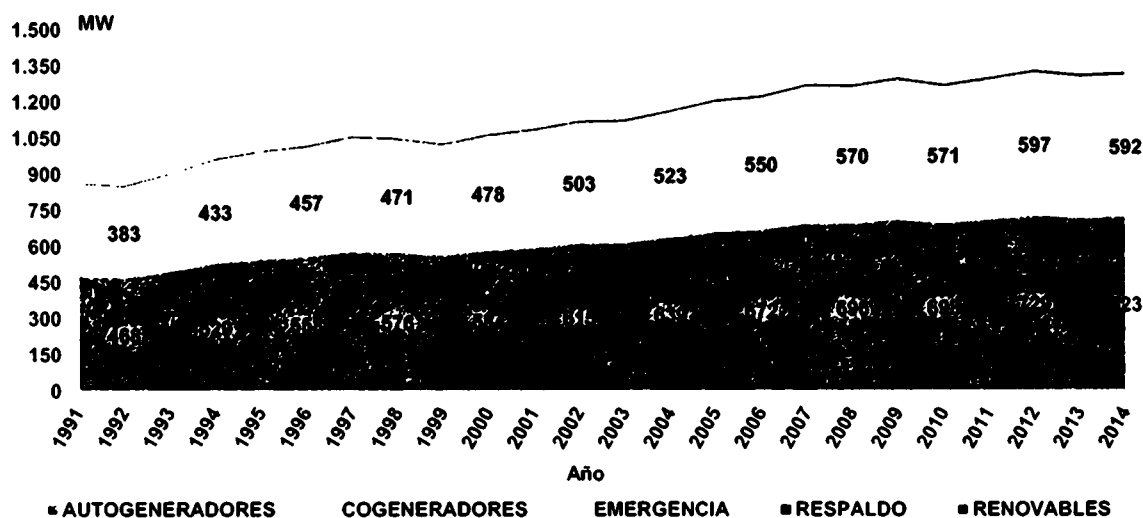
Gráfica 2-25: Demanda histórica de energía eléctrica (GWh).



Fuente de datos: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-26: Demanda histórica de potencia máxima (MW).



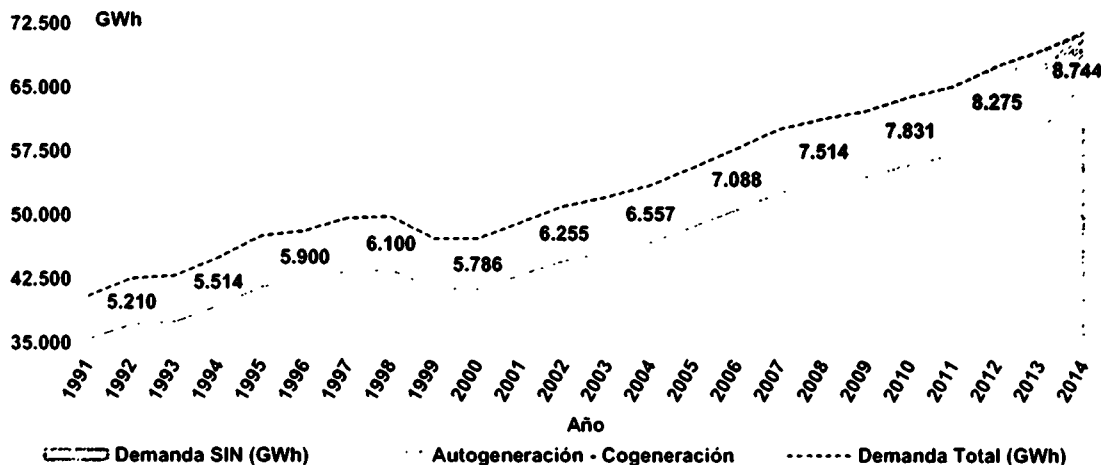
Fuente de datos: UPME, 2015
Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014
Fuente de gráfica: UPME

2.9.2. “Demanda Oculta” del SIN

En el informe “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Revisión Mayo de 2015”, se expuso a grosso modo la definición de “demanda oculta”, la cual se definió como aquella demanda que no se ve reflejada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero que realmente es demandada en aquellos sectores de la economía para abastecerse.

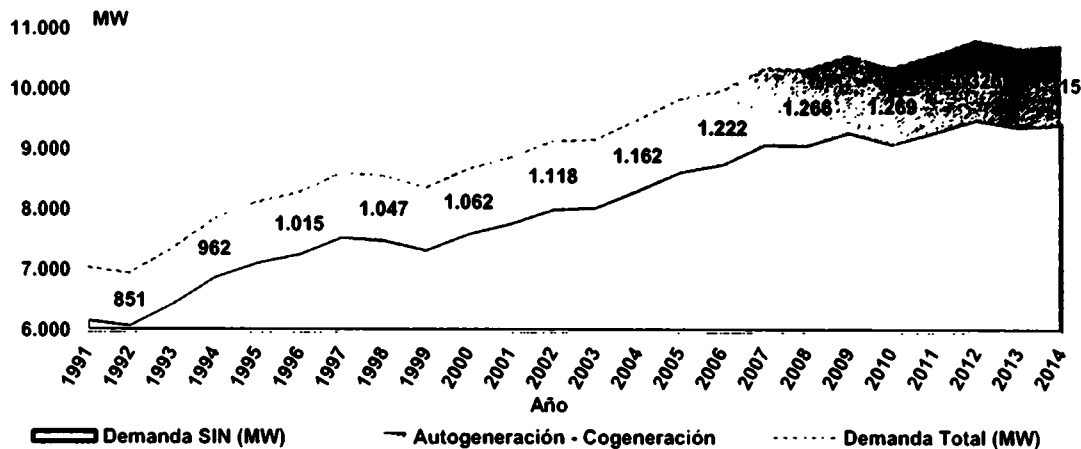
A continuación en la Gráfica 2-27 y Gráfica 2-28, se presentan los resultados adicionándole la demanda por autogeneración y cogeneración a la demanda del SIN.

Gráfica 2-27: Demanda de energía eléctrica oculta (GWh).



Fuente de datos: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-28: Demanda de potencia máxima oculta (MW).



Fuente de datos: UPME, 2015. Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014
Fuente de gráfica: UPME

Además, ésta demanda no se reporta debido a que no se cuenta con una normatividad obligatoria para el reporte de información, de igual manera por temas de costos de operación, ubicación geográfica y recursos energético.

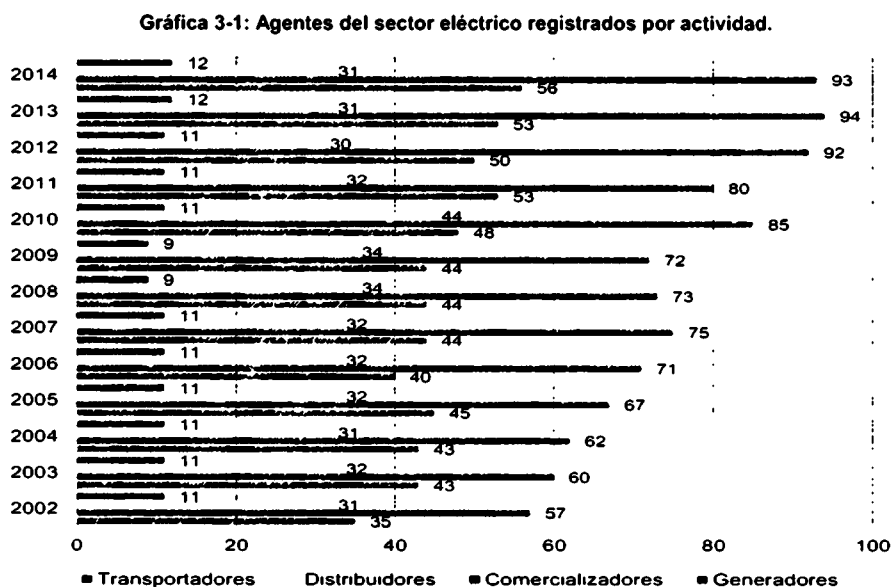
3. SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

La evolución del mercado eléctrico en Colombia traía una tendencia creciente en la última década. Sin embargo, en los dos últimos años se estabilizó, especialmente en el número de agentes comercializadores; la variación entre 2013 y 2014, es casi nula en el número de todos los tipos de agente. Asimismo, la participación en la Capacidad Efectiva Neta instalada se mantiene muy similar a la del año anterior en magnitud, pero se modifica la participación por tipo de tecnología, debido a que esta capacidad se determina con el combustible principal declarado por cada central, el cual debe ser respaldado mediante contratos de suministro, razón por la cual varias plantas cambiaron de Gas Natural a Combustibles líquidos, sin que esto implique que estén generando con estos combustibles, solo que por falta de contratos de gas, la energía firme se respalda con combustibles líquidos.

Así mismo, 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

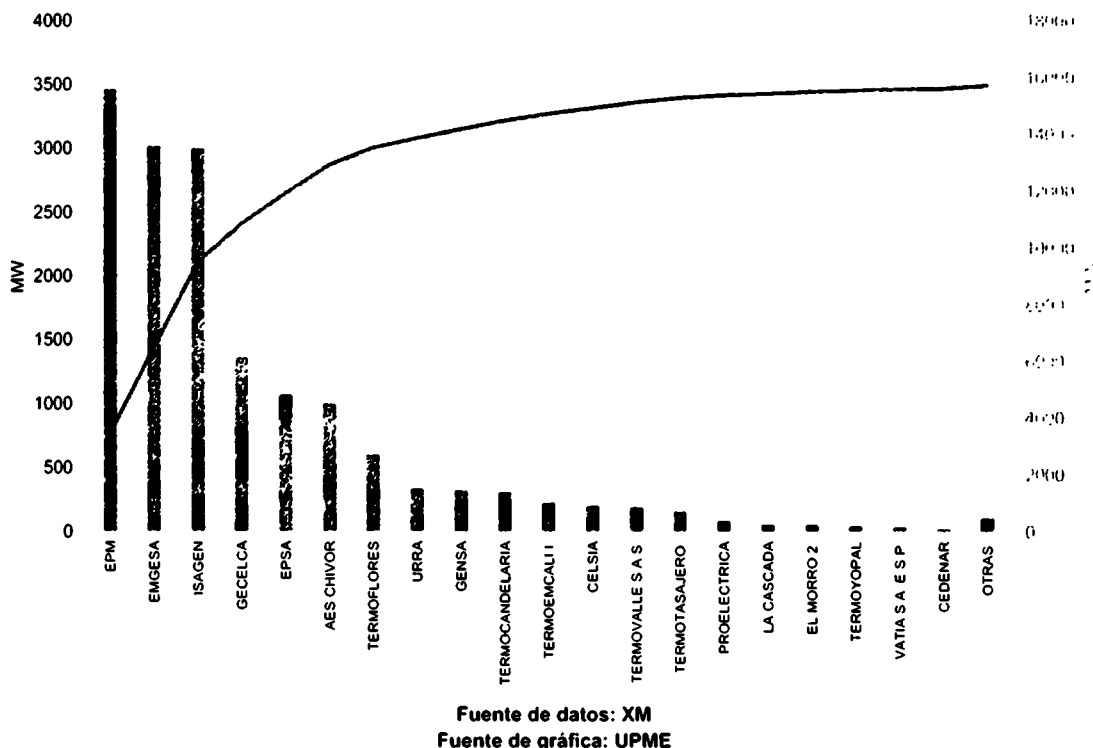
Respecto a 2013, la composición del sector eléctrico colombiano a 31 de diciembre de 2014 presentó variación únicamente en el número de agentes generadores pasando de 53 a 56, los comercializadores pasaron de 94 a 93, mientras que el número de agentes transportadores y distribuidores se mantuvo constante. En la Gráfica 3-1 se muestra la evolución histórica del número de agentes del sector eléctrico colombiano según su tipo.



Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

Para los agentes generadores de electricidad, se destaca que al finalizar 2014, la Capacidad Efectiva Neta del SIN fue 15,481 MW aumentó 930 MW respecto a 2013, con 10,900 MW de plantas hidráulicas (incluyendo plantas menores), 4,485 MW de plantas térmicas, 66 MW de cogeneradores y 18 MW de eólica. En cuanto a la Capacidad Efectiva Neta por agente, Epm participó con el 22.01%, seguida por Emgesa con 19.22%, Isagen 19.08%, Gecelca 8.65%, Epsa 6.82%, AES Chivor 6.36% (ver Gráfica 3-2). Se destaca que entre estos 6 agentes suman el 82% de la capacidad efectiva neta de generación del país.

Gráfica 3-2: Capacidad Efectiva Neta por Agente.



3.2. OFERTA

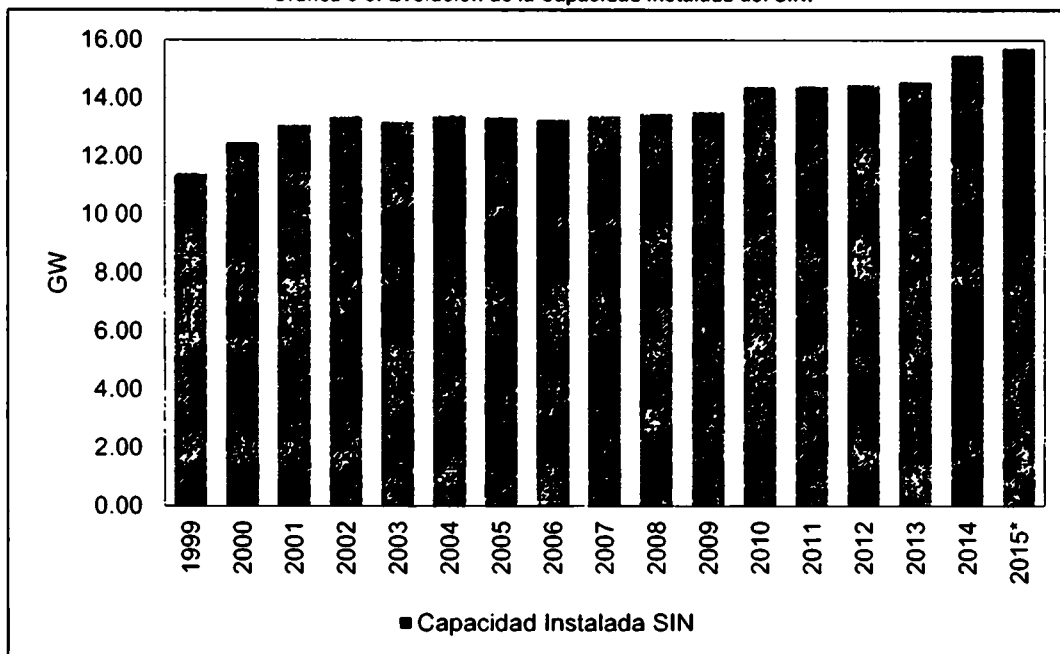
En cuanto a las variables que representan la oferta de energía, se consideran las de mayor incidencia en los precios, ya que una variación en ellas puede afectar el costo de la energía. Adicionalmente, se muestra la disponibilidad de recursos para generación de energía eléctrica.

3.2.1. Capacidad Instalada

En el 2014 la capacidad instalada aumentó con la entrada de los proyectos Hidrosogamoso con 819 MW, las unidades 1 y 5 de la central Dario Valencia con 50 MW cada una, El popal con 19.9 MW, Salto II con 35 MW y Laguneta con 18 MW, el aumento de la capacidad de Porce III en 40MW y la actualización de los combustibles principales que respaldan las OEF, para la vigencia diciembre 1 de 2014 a noviembre 30 de 2015 para el cargo por confiabilidad, en las centrales térmicas Termosierra y Termovalle, que pasaron de Gas Natural a ACPM Flores IV que pasó de ACPM a Gas Natural.

La evolución anual de la Capacidad Instalada en el SIN se muestra en la Gráfica 3-3, identificándose que en los últimos cuatro años no ha aumentado de manera significativa. Sin embargo, se espera que con la entrada de los proyectos hidroeléctricos Gecelca 3, El Quimbo, Cucuana, Termotasajero 2, Sam Miguel y Carlos Lleras Restrepo para final de 2015, esta variable presente un crecimiento elevado.

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

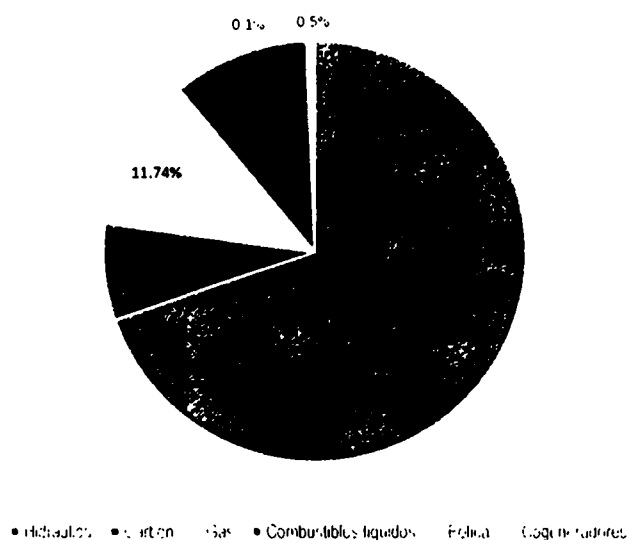


* Hasta septiembre 30

Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

Respecto a la capacidad instalada del SIN a septiembre de 2015, fue de 15,740 MW, con una variación de 1.67% respecto a 14,581 del mismo mes de 2013. La participación por tipo de recurso se ilustra en la Gráfica 3-4, prevaleciendo como tecnología dominante la hidroelectricidad, con 69.7% de la capacidad instalada, incluyendo las plantas menores, seguida por las centrales térmicas (gas, carbón y líquidos) con de 29.6%. Las demás tecnologías representan alrededor del 0.6% del total de la capacidad instalada del sistema.

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



Fuente de datos: XM
 Fuente de gráfica: UPME

Realizando un comparativo de la participación por recurso entre septiembre de 2015 y el final de 2014, se obtiene la información mostrada en la Tabla 3-1.

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

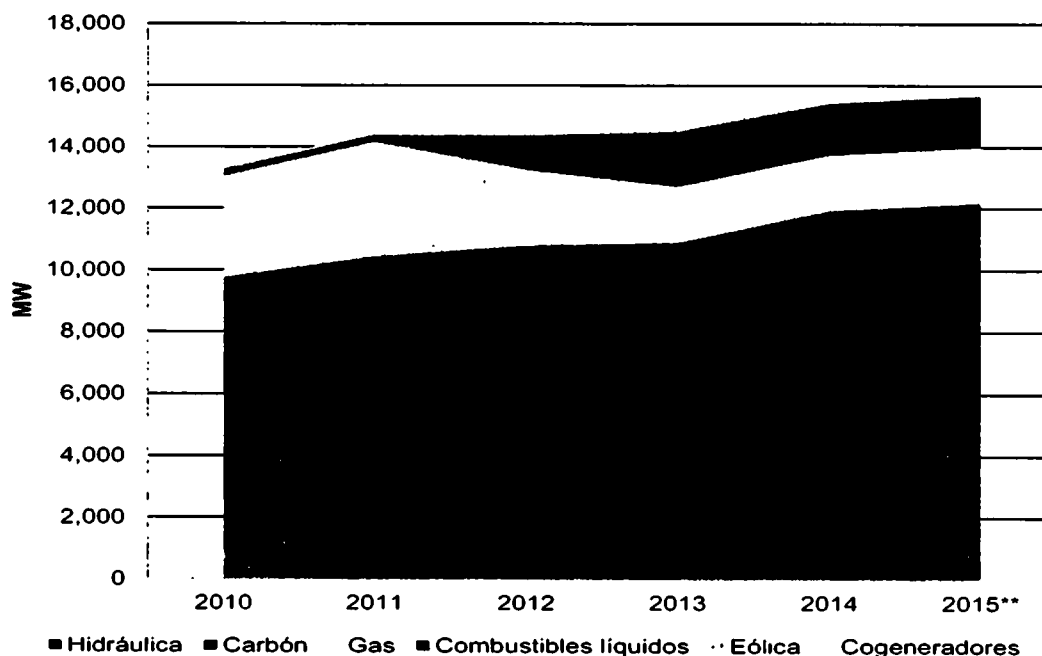
Tipo de Planta Generadora	2014	% Participación	Septiembre-2015	% Participación
Hidráulica	10,900 MW	70.4%	10,975 MW	69.7%
Térmica Gas	1,840 MW	11.89%	1,848 MW	11.74%
Térmica a Carbón	1,003 MW	6.48%	1,174 MW	7.46%
Cogeneradores	77 MW	0.5%	82 MW	0.5%
Eólica	18 MW	0.10%	18.0 MW	0.12%
Combustibles Líquidos	1642 MW	10.6%	1,642 MW	10.4%
Total Capacidad Efectiva Neta	15,481 MW	100%	15,740 MW	100%

Fuente de datos: XM

Fuente de Tabla: UPME

Al analizar la evolución histórica por tecnología en la capacidad instalada del SIN, se evidencia la prevalencia de plantas hidroeléctricas, las cuales aumentaron notoriamente su capacidad 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 y Combustibles líquidos, ha tenido modificaciones debido a que la capacidad se calcula con el combustible principal y los contratos de respaldo para su suministro. Al no tener contratos de Gas Natural, varias plantas debieron declarar como combustible principal Diesel, esto no quiere decir que efectivamente hayan generado con ese combustible.

Gráfica 3-5: Evolución histórica de la participación por tecnología.



* Hasta septiembre de 2015

Fuente de datos: XM

Fuente de gráfica: UPME

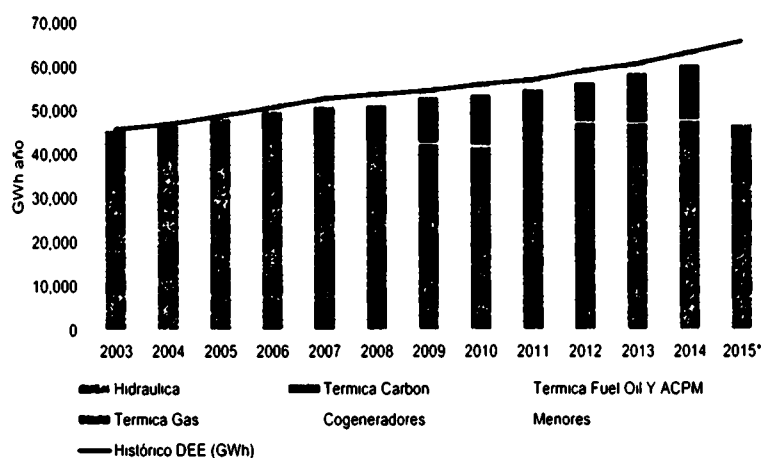
3.2.2. Generación por Tecnología

La generación de energía anual en 2014 fue de 64,264 GWh, con un incremento de 3.3% respecto a la energía generada en 2013. Del total generado, las plantas térmicas participaron con 28.64%, las plantas hidráulicas con 65.5% y las menores y cogeneradores con 5.86%. La generación real histórica y la participación por tipo de tecnología se muestra en la Gráfica 3-6.

3.2.3. Aportes Hídricos

La generación hidroeléctrica en 2014 presentó un comportamiento similar respecto al año anterior en cuanto a su participación total, explicada en parte por los menores aportes hídricos presentados, ya que durante 9 de los 12 meses los aportes estuvieron por debajo de la media mensual histórica. Como se muestra en la Gráfica 3-7, la mayor parte del año se presentaron aportes por debajo de la media, ocasionando un déficit del 9% en términos de la energía equivalente si se hubiera presentado la media para todos los meses.

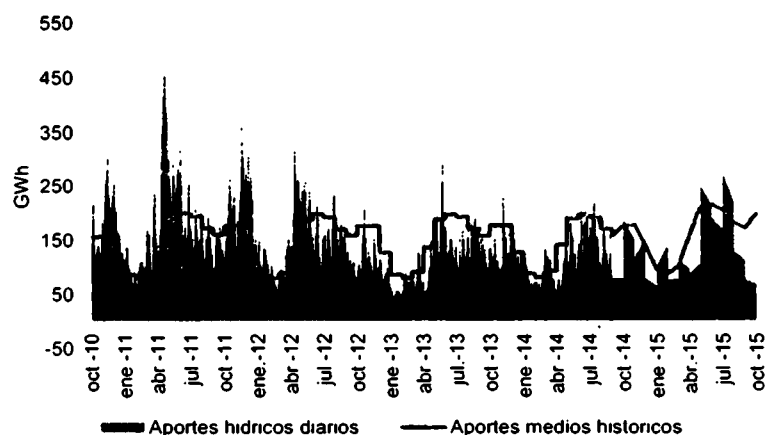
Gráfica 3-6: Generación real por tecnología.



*Hasta Septiembre de 2015.

Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

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 tienen el consumo de energía equivalente en GBTU, en la Tabla 3-2 se describe el consumo por combustible para los últimos años. Al comparar el consumo en 2014 respecto a 2013, se encuentra un aumento de 12.3% en el consumo energético de Gas y de 6.5% en el consumo energético de carbón, mientras el Diesel y el Combustóleo presentaron disminución de -19.8% y -15.8%, respectivamente.

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

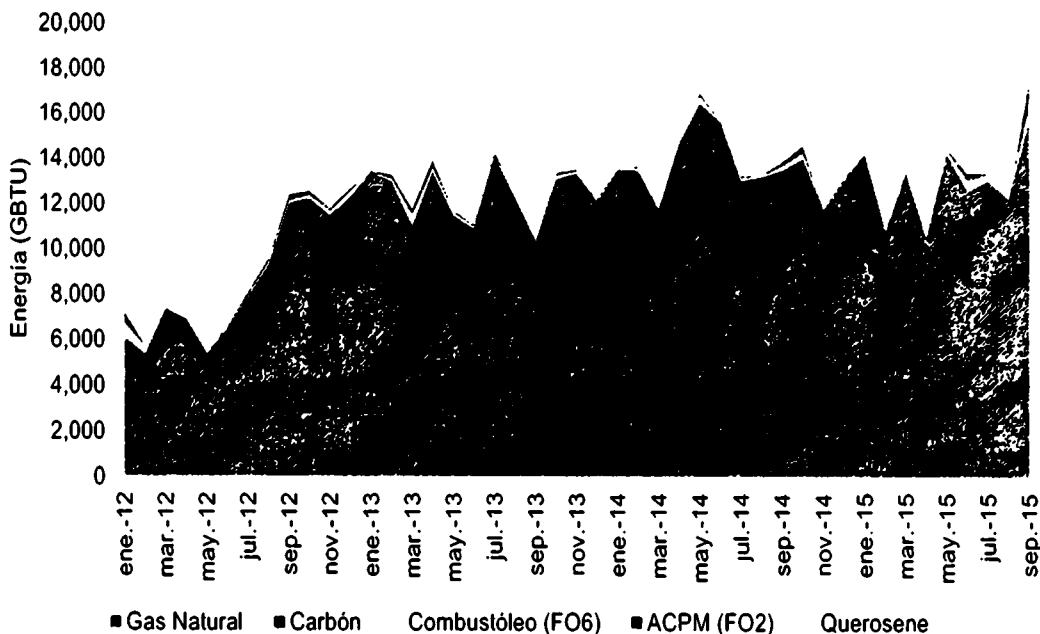
Combustible	2012 (GBTU)	2013 (GBTU)	2014 (GBTU)	2015* (GBTU)	Participación en 2014	Participación en 2015*
Gas	75,576.40	98,224.60	110,296.90	76,683.04	66.33%	63.97%
Carbón	26,894.90	50,017.30	53,264.93	39,725.51	32.03%	33.14%
Diesel	1,635.80	1,547.90	1,240.89	1,628.86	0.75%	1.36%
Combustóleo	2,326.00	1,757.80	1,480.27	1,830.89	0.89%	1.53%
TOTAL	106,433.10	151,547.60	166,283.00	119,868.29	100%	100%

*Hasta septiembre 2015

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 lo corrido 2015 ha aumentado la participación de la generación con Diesel y Combustóleo en los meses de mayo a septiembre, periodo en el que, además de presentarse aportes hídricos deficitarios, se presentaron las condiciones para el inicio del fenómeno El Niño.

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



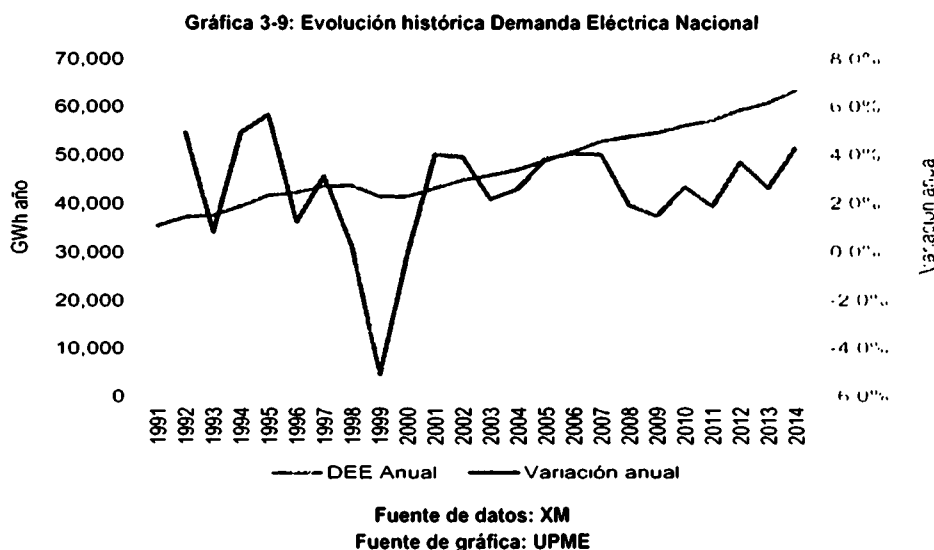
*Hasta Septiembre de 2015.

Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

3.3. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La demanda de electricidad del SIN durante 2015 (hasta el tercer trimestre) presenta un crecimiento mayor al previsto, no atribuible a la actividad económica, como si al consumo residencial. Por ende, la dinámica de la demanda de electricidad, se aparta de las previsiones UPME de menor crecimiento del PIB y menor expansión de la demanda interna en 2015. La revisión de la proyección 2015-2029 recoge el cambio observado en las tasas de crecimiento entre abril y septiembre de 2015. Crecimiento que se origina en los consumidores residenciales. Los sectores productivos han mostrado una desaceleración pronunciada, acorde con el menor crecimiento económico que Colombia presenta en 2015 (2,9% durante el primer semestre) respecto a 2014 (4,6%).

La UPME prevé un crecimiento de 2,9% para 2015 y 3,4% para 2016. No obstante, la UPME ve factible una revisión a la baja del crecimiento en 2016 en un rango de 2,4% – 3,2%, de persistir: i) la depreciación del peso frente al dólar; ii) la inflación por encima del 4%; iii) la disminución de flujos de inversión tanto de portafolio como de flujos de inversión extranjera directa.



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 2015. Allí se puede observar que durante este mes se mantuvieron intercambios con los dos países, sin embargo casi la totalidad de los mismos fueron con Ecuador.

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

Colombia - Ecuador	Exportaciones	32.72
	Importaciones	3.56
	Neto	29.16
Colombia - Venezuela	Exportaciones	0.13
	Importaciones	0.00
	Neto	0.13

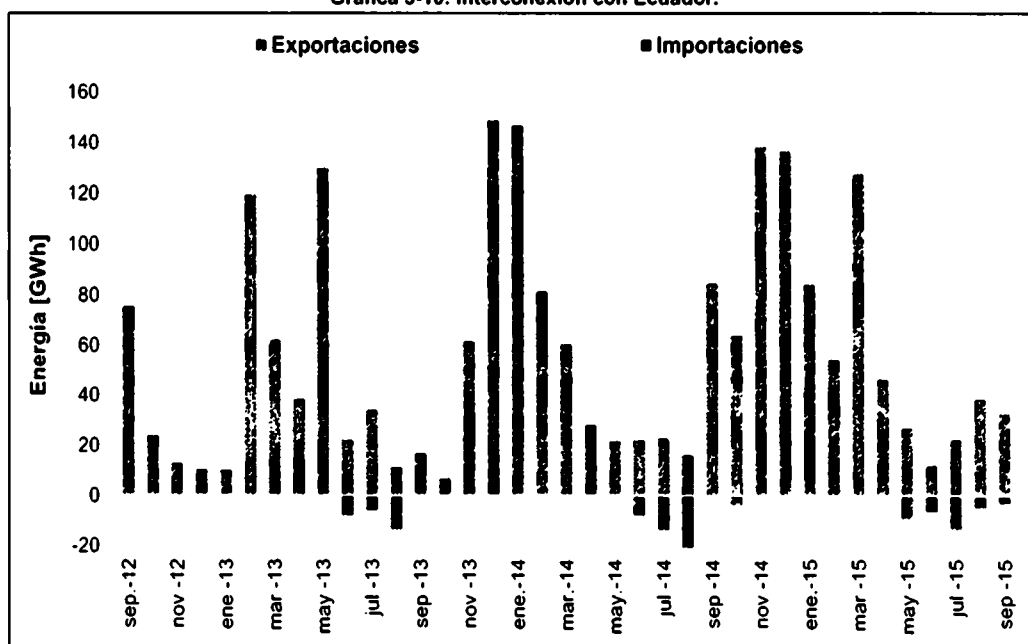
Fuente de datos: Sistema de información de XM
Fuente de tabla: UPME

3.4.1. Ecuador

En el registro histórico se encuentra que los intercambios con Ecuador en 2015 alcanzaron su máximo de exportaciones en el mes de marzo con 127.71GWh-mes, mientras que el pico de importaciones ocurrió en julio con 13.43GWh-mes.

Como se observa en la Gráfica 3-10, en los meses de mayo y julio se presentaron las mayores importaciones de electricidad desde este país. Sin embargo, son menores a los valores mensuales máximos de 2014. Asimismo, en todo el 2015 el flujo de energía ha sido mayormente de Colombia hacia Ecuador, conllevando a que el intercambio neto sea positivo para nuestro país, a pesar de la mayor demanda interna afectada por condiciones climáticas.

Gráfica 3-10: Interconexión con Ecuador.



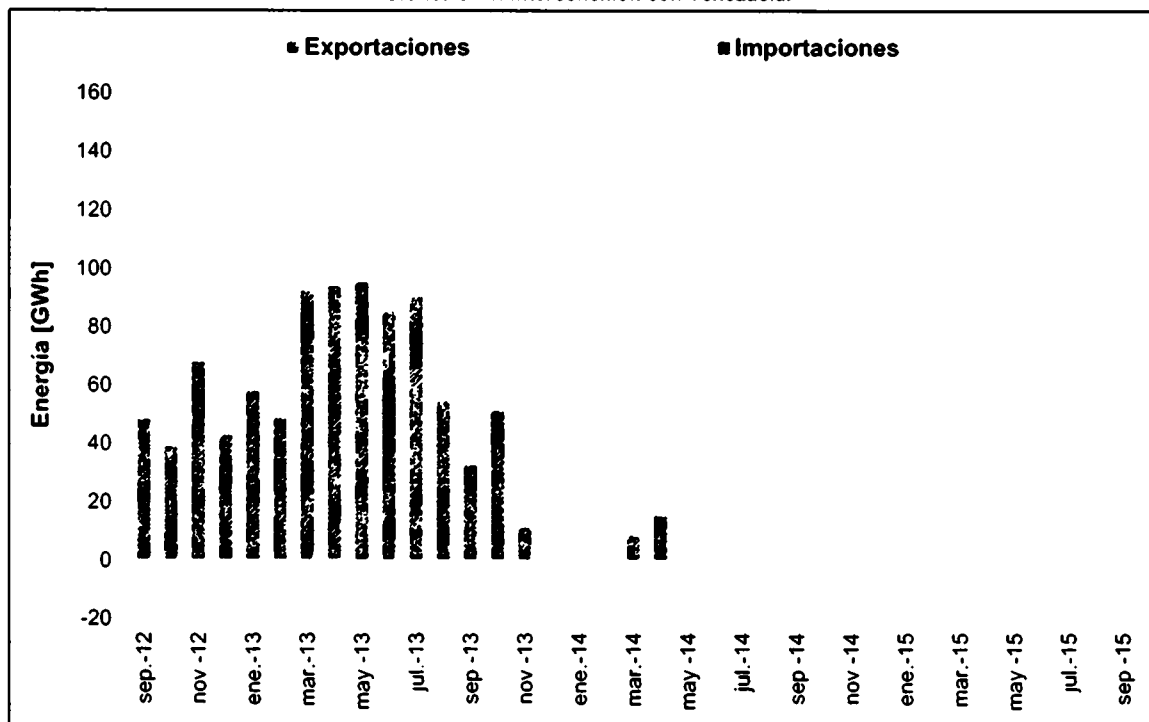
* Hasta septiembre 30 de 2015.

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 casi nulos desde mediados de 2014, ubicándose en tan solo 0.13 GWh - mes. 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

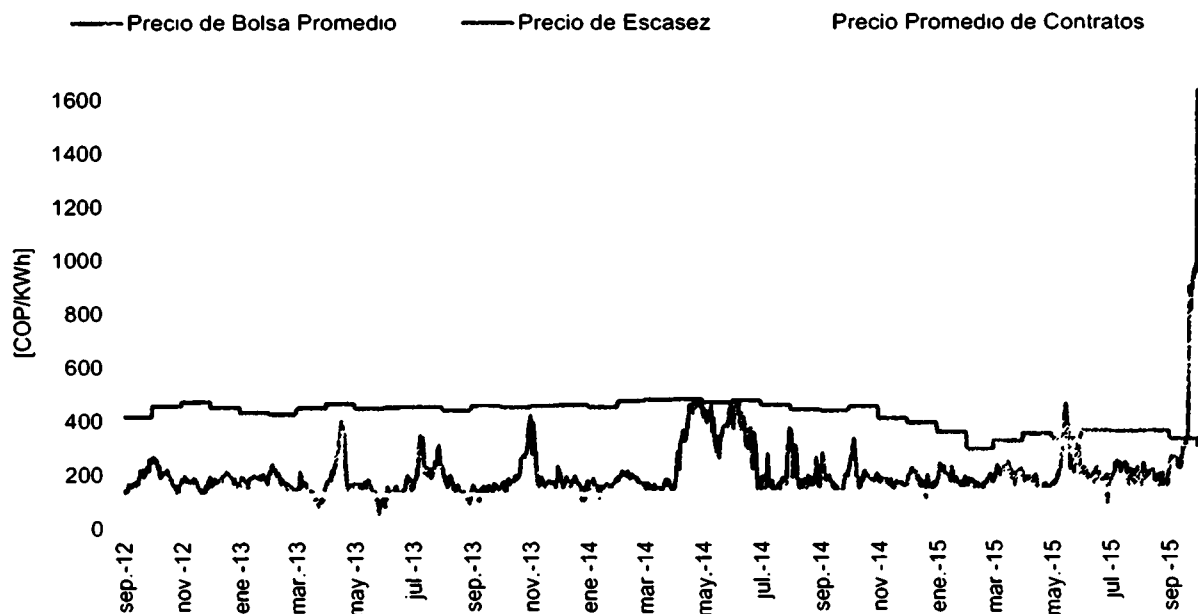
En la Gráfica 3-12 se presenta el histórico del precio de bolsa promedio, el precio promedio de contratos y el precio de escasez de los últimos 4 años. Encontrando que en septiembre de 2015 el precio de bolsa promedio, presentó el máximo histórico para todo el periodo analizado, superando por más del 400% el precio de escasez establecido por la CREG para ese mes. Este comportamiento se puede explicar por la incertidumbre en el suministro y costo de los combustibles líquidos requeridos para varias plantas generadoras, con el fin de atender la mayor demanda asociada a la ocurrencia del fenómeno El Niño. Posteriormente, la CREG expidió regulación para limitar estos precios.

En septiembre de 2015, la media del precio promedio de contratos se mantuvo por encima de 147 COP/kWh y alcanzó un máximo de 155.21 COP/kWh, superando en 12% el precio promedio máximo de contratos presentado en 2014. De la misma forma se encuentra que el precio de escasez en todos los periodos de 2015 fue menor a los establecidos para los mismos periodos de 2014, asociados al menor precio del petróleo.

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 que en lo corrido de 2015, para usuarios no regulados se ha presentado un incremento de 10%, respecto al valor máximo de 2014; para los usuarios regulados, este incremento ha sido cercano a 9%.

Al comparar el precio promedio de bolsa con los precios promedio de contratos regulados y no regulados, se observa la gran diferencia al final del periodo analizado superándolo en un 700% en septiembre de 2015.

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

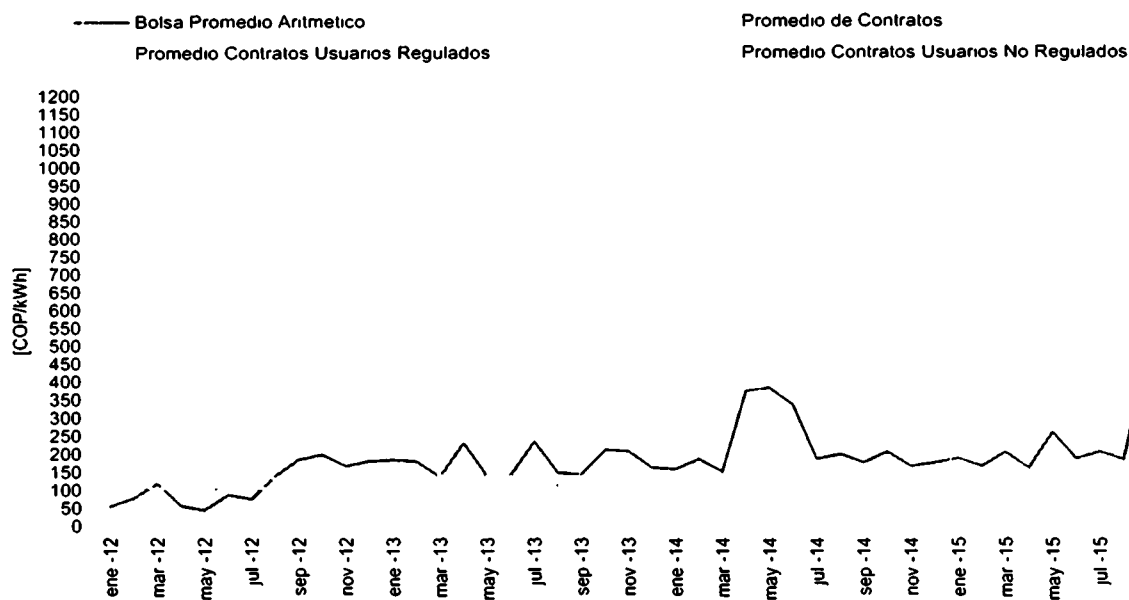


* Hasta septiembre 30 de 2015

Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

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



* Hasta septiembre 30 de 2015

Fuente de datos : Sistema de información de XM

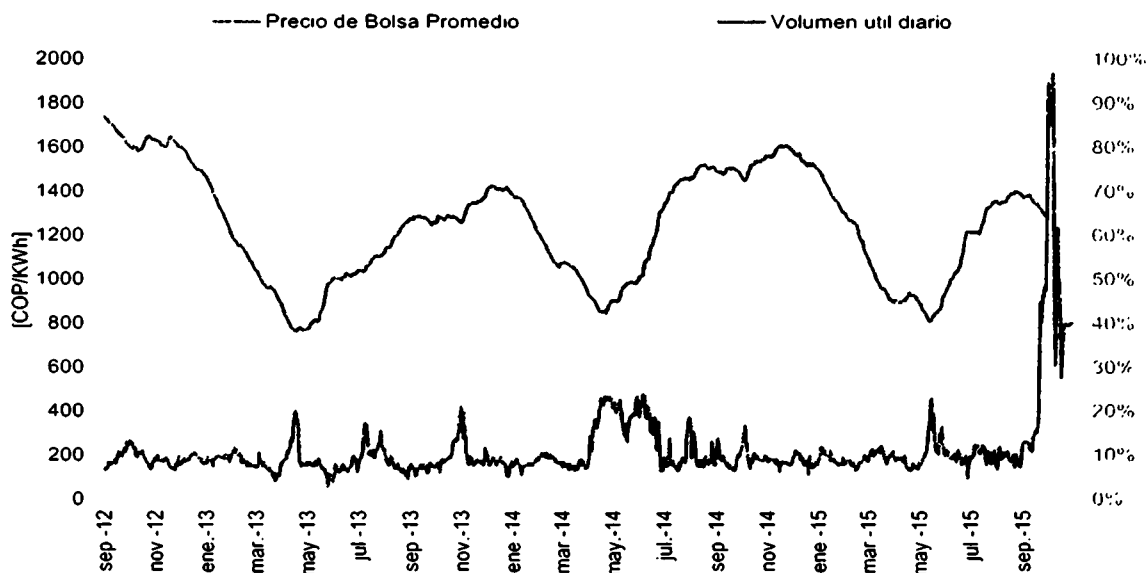
Fuente de gráfica: UPME

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. Sin embargo, entre septiembre y octubre de 2015, si bien, existieron señales de disminución de la disponibilidad hídrica, el gran aumento en el precio de bolsa, se asoció con incremento en el costo de los combustibles líquidos para el parque de generación térmica.

Así mismo, se puede observar que desde abril de 2015, el volumen útil diario de los embalses ha sido menor que el año anterior, y considerando menores aportes hídricos por la disminución de la segunda temporada de lluvias ante la presencia del fenómeno El Niño, la tendencia decreciente del nivel de embalses continuará hasta mediados del 2016.

Gráfica 3-14: Precio de bolsa Vs Volumen útil.



* Hasta septiembre 30 de 2015

Fuente de datos: Sistema de información de XM

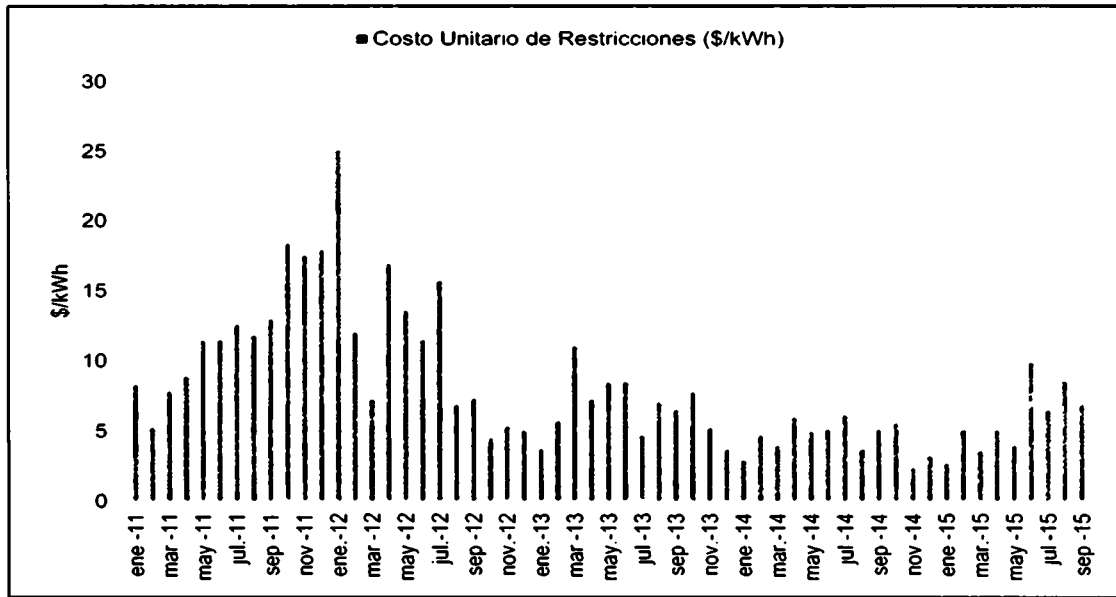
Fuente de gráfica: UPME

3.6. RESTRICCIONES

El valor de las restricciones a cargo de la demanda en 2014, sin incluir alivios, fue de \$285.6 mil millones, con una disminución cercana al 41% respecto a 2013, en el que tuvo un valor de \$404.37 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 4.44 \$/kWh para 2014 y de 6.5 \$/kWh para 2013. En la Gráfica 3-15, se muestra la evolución mensual del precio unitario de restricciones para los últimos 4 años, encontrando su valor máximo en enero de 2012.

El costo de restricciones en los en 2013 y 2014, fue afectado por los altos precios de la energía en bolsa, motivando que se hiciera necesaria bastante generación de seguridad en mérito.

Gráfica 3-15: Precio unitario de la restricciones.



Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

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 009. Por la cual se modifica la fecha de entrega de contratos y documento de logística de combustibles líquidos del periodo 2015-2016 para las plantas del grupo térmico.

Resolución CREG 022. Por la cual aprueba el ingreso regulado total de carácter transitorio al Grupo de Generadores Térmicos (GT).

Resolución CREG 024. Por la cual se decide la actuación administrativa adelantada para determinar el incumplimiento grave e insalvable en la puesta en operación de la planta térmica TERMOCOL, proyecto desarrollado por POLIOBRAS S.A. ESP.

Resolución CREG 025. Por la cual se define nuevo plazo para acogerse a la opción para asignaciones del cargo por confiabilidad con gas natural importado (OPACGNI) para el periodo 2015-2016 para las plantas del grupo térmico.

Resolución CREG 026. 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 035. Por la cual se establece un plazo para la aplicación de la Resolución CREG 203 de 2013, cuya resolución modifica la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad.

Resolución CREG 040. Por la cual se modifica la fecha para la finalización del proceso de la auditoría de contratos y documentos de logística de combustibles líquidos para el período 2014-2015.

Resolución CREG 041. 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 de Generadores Térmico.

Resolución CREG 070. Por la cual se definen alternativas para los energéticos del Cargo por Confiabilidad y se modifica la fórmula de actualización del precio de escasez.

Resolución CREG 071. Por la cual se modifica la garantía de construcción para la infraestructura de Gas Natural Importado para la OPACGNI 2015-2016 y generación de seguridad para las plantas del grupo térmico.

Resolución CREG 081. Por la cual se define alternativa para la operación con gas natural de plantas térmicas existentes que declararon combustibles líquidos u OCG para respaldar las Obligaciones del Cargo por Confiabilidad.

Resolución CREG 084. Por la cual se decide un recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución 024 de 2014 "Por la cual se decide la actuación administrativa adelantada para determinar el incumplimiento grave e insalvable en la puesta en operación de la planta térmica TERMOCOL, proyecto desarrollado por POLIOBRAS S.A. ESP".

Resolución CREG 098. Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se regula la Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condiciones de escasez".

Resolución CREG 110. Por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995, en relación con la remuneración de la generación de plantas o unidades de generación en etapa de pruebas solicitadas por los agentes.

Resolución CREG 114. Por la cual se crea la figura de cesión de Obligaciones de Energía Firme para plantas existentes y en construcción.

Resolución CREG 132. Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas.

Resolución CREG 142. Por la cual se adiciona un párrafo al Artículo 6 de la Resolución CREG 106 de 2011. (OPACGNI).

Resolución CREG 155. Por la cual se establecen los procedimientos del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento y se dictan otras disposiciones.

Resolución CREG 156. Por la cual se modifica la Resolución CREG 025 de 2014. (OPACGNI).

Resolución CREG 162. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas".

Resolución CREG 175. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la que se reglamenta la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN)".

Ley 1715. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

Decreto 2469 del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

Decreto 2492 del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

4. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN 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

4.1.1. Interacción con los eventos macroclimáticos

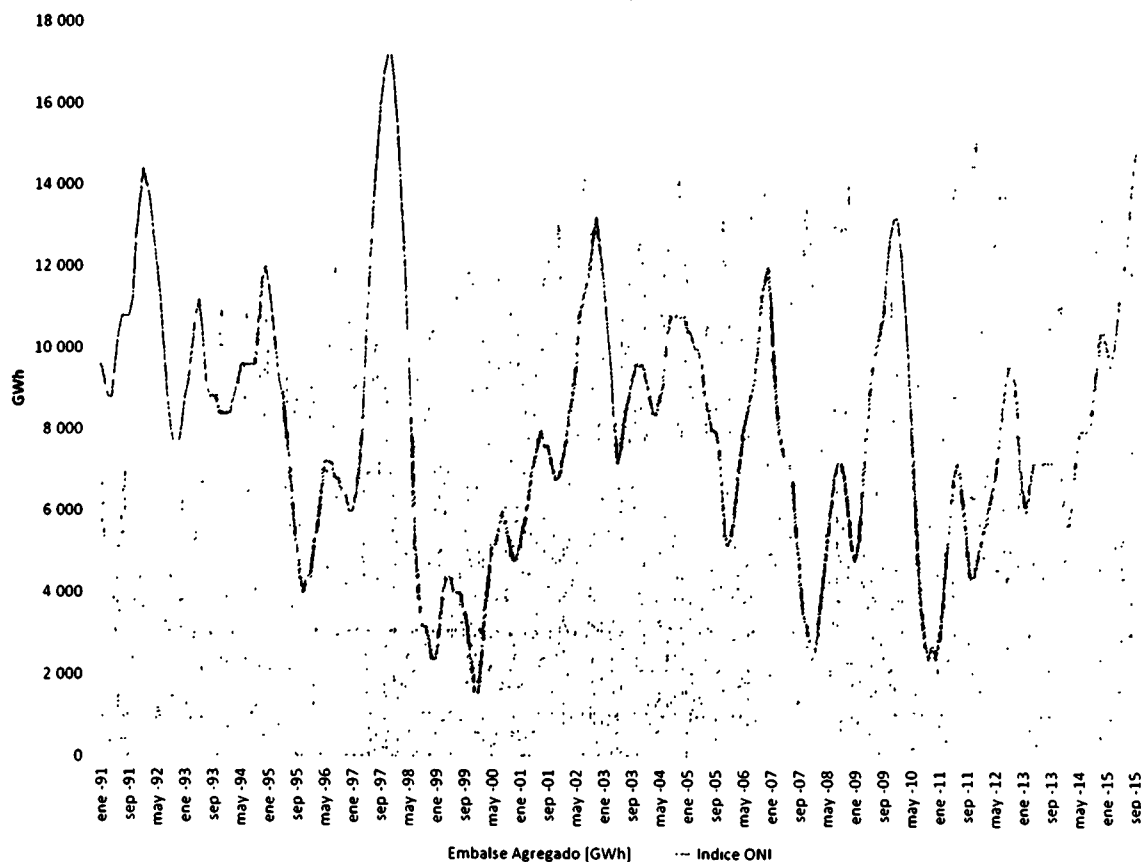
La disponibilidad del recurso hídrico para generación de electricidad en nuestro país está determinada, entre otros aspectos, por la ubicación geográfica de nuestro territorio, la orografía y su interacción con la zona de confluencia intertropical (ZCIT), determinándose a los regímenes anuales de lluvias 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 El Niño-Oscilación del Sur (ENSO por sus siglas en inglés), para el cual su fase cálida se conoce como Fenómeno de El Niño y su fase fría como Fenómeno de La Niña. En la Gráfica 4-1, se presenta la evolución mensual del embalse agregado en GWh para el periodo comprendido entre enero de 1991 y septiembre de 2015, y la variación del índice ONI⁴ 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 periodo 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 subtrópicos. 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.

⁴ 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, medida en grados Celsius (°C), para el monitoreo, evaluación y predicción del ENSO

Gráfica 4-1: Embalse agregado e índice 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, es decir, la relación entre estas dos variables es inversa. 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.

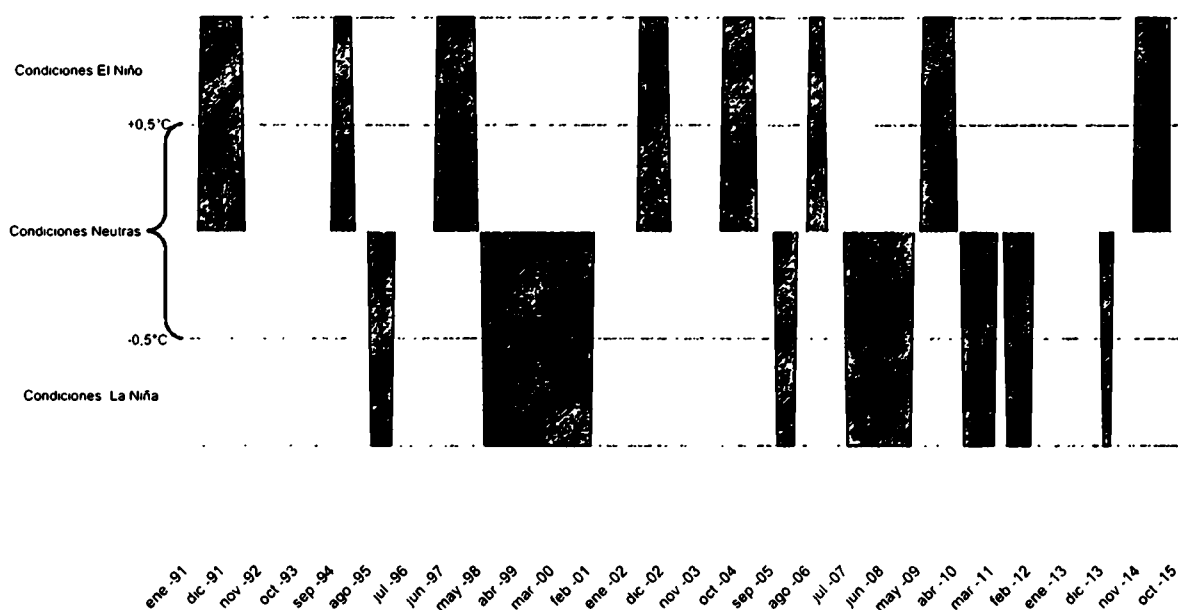
Teniendo en cuenta la definición del ONI y su valor histórico, en la Gráfica 4-2, se identifica los periodos de ocurrencia para las alteraciones que indican eventos El Niño⁵ (1991-1992, 1997-1998, 2002-2003, 2004-2005, 2005-2006 y 2009-2010), y La Niña⁶ (1995-1996, 1998-2001, 2005-2006, 2007-2008, 2010-2011, 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.

⁵ 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

⁶ 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

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, ni su duración 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 y gran cantidad de datos.

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

4.1.2. Potencial Hidroenergético

Durante el año 2015 la UPME publicó el Atlas de Potencial Hidroenergético, trabajo elaborado por los consultores de la Pontificia Universidad Javeriana.

Con este estudio se estableció que el potencial hidroeléctrico del país en la actualidad está cerca de los 56 GW, teniendo en cuenta todas las regiones del país y todos los tamaños de central, así como las restricciones debidas a la presencia de zonas urbanas, parques naturales, páramos, manglares, reservas y otras clases de restricciones socio-ambientales. En la Tabla 4-1 se muestra la distribución del potencial por región y tipo de central:

Tabla 4-1: Potencial hidroenergético acumulado, por tipo de central⁷ [kW].

Área Hidrográfica	Picocentrales	Microcentrales	Minicentrales	PCH's	Grandes I	Grandes II	TOTALES
Amazonas	285	2.799	26.948	903.311	1.518.300	9.522.541	11.974.184
Caribe	210	1.935	16.843	436.476	749.309	2.922.066	4.126.839
Magdalena-Cauca	514	5.229	47.567	1.646.204	2.808.652	17.713.622	22.221.788
Orinoco	360	3.599	35.789	1.230.958	2.205.013	10.227.236	13.702.955
Pacífico	165	1.647	15.984	568.657	831.949	2.743.598	4.162.000
TOTAL	1.534	15.209	143.131	4.785.606	8.113.223	43.129.063	56.187.766

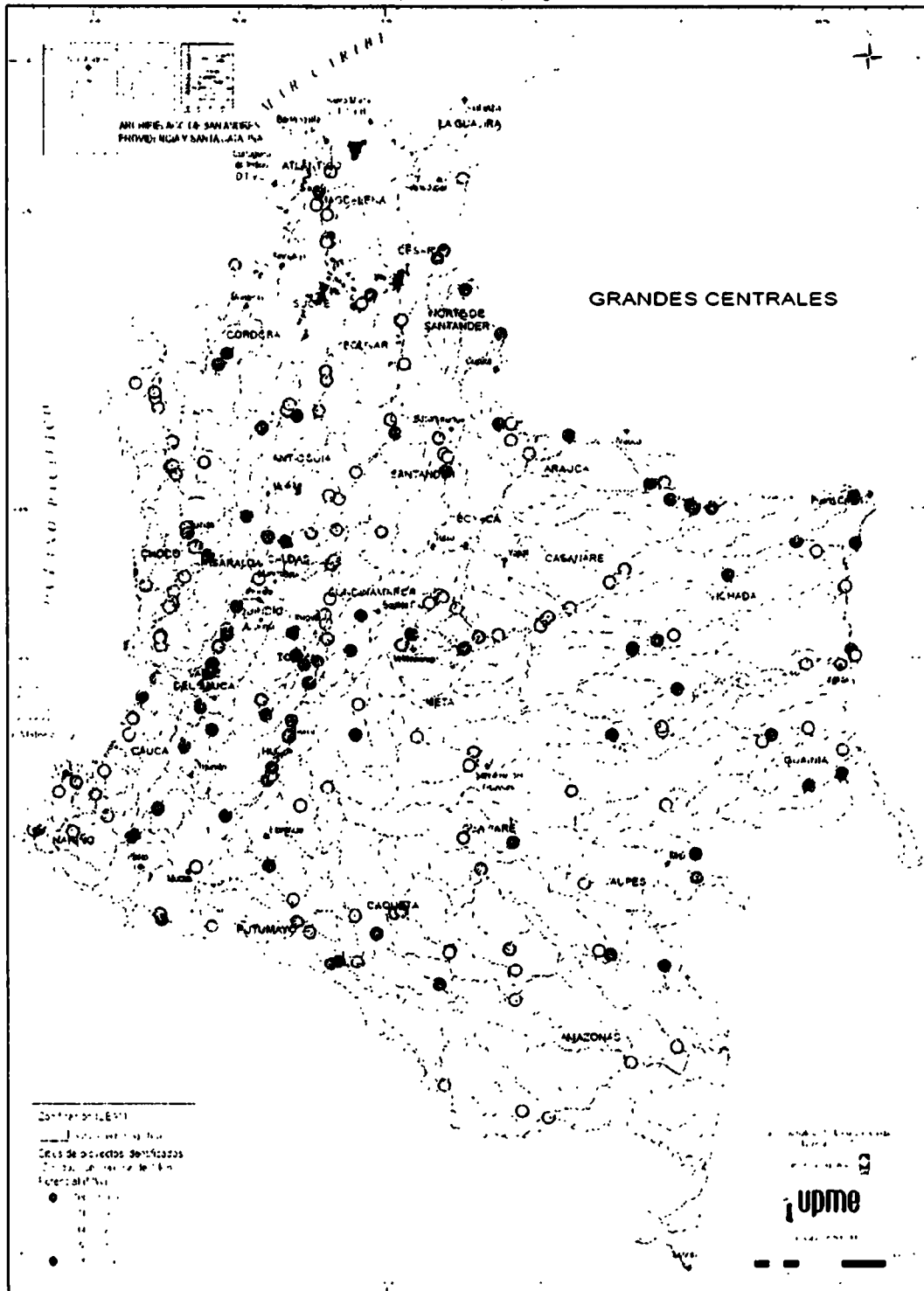
Fuente: Capítulo 4, Atlas de Potencial Hidroenergético (UPME y Pontificia Universidad Javeriana), 2015

En el estudio también se establecieron, de manera aproximada, los mejores sitios dentro de cada subzona hidrográfica para la ejecución de proyectos de generación, teniendo en cuenta únicamente el potencial hidroenergético.

En la siguiente figura se muestran los posibles sitios y las potencias máximas que podrían alcanzar los proyectos, para unas capacidades instaladas mayores a 20 MW (Grandes Centrales):

⁷ Picocentrales (P<5 kW), Microcentrales (5 kW<P<50 kW), Minicentrales (50 kW<P<500 kW), PCH's (500 kW<P<20 MW), Grandes I (20 MW<P<40 MW) y Grandes II (P>40 MW)

Gráfica 4-3: Sitios potenciales para grandes centrales.

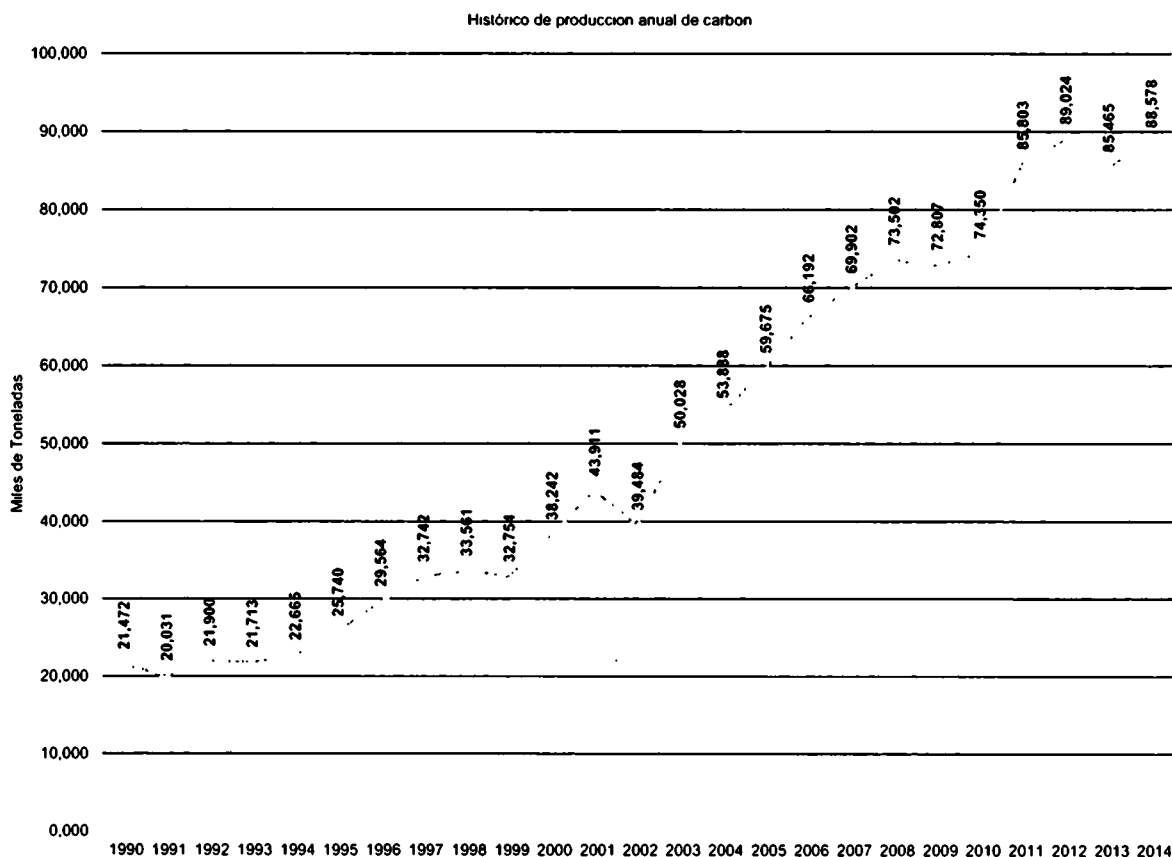


Fuente: Capítulo 4, Atlas de Potencial Hidroenergético (UPME y Pontificia Universidad Javeriana), 2015

4.2. CARBÓN

Como se muestra en la Gráfica 4-4, en los últimos años la producción de carbón ha tenido un crecimiento casi 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 4-4: Producción Anual de Carbón en Colombia.



Fuente de datos: UPME

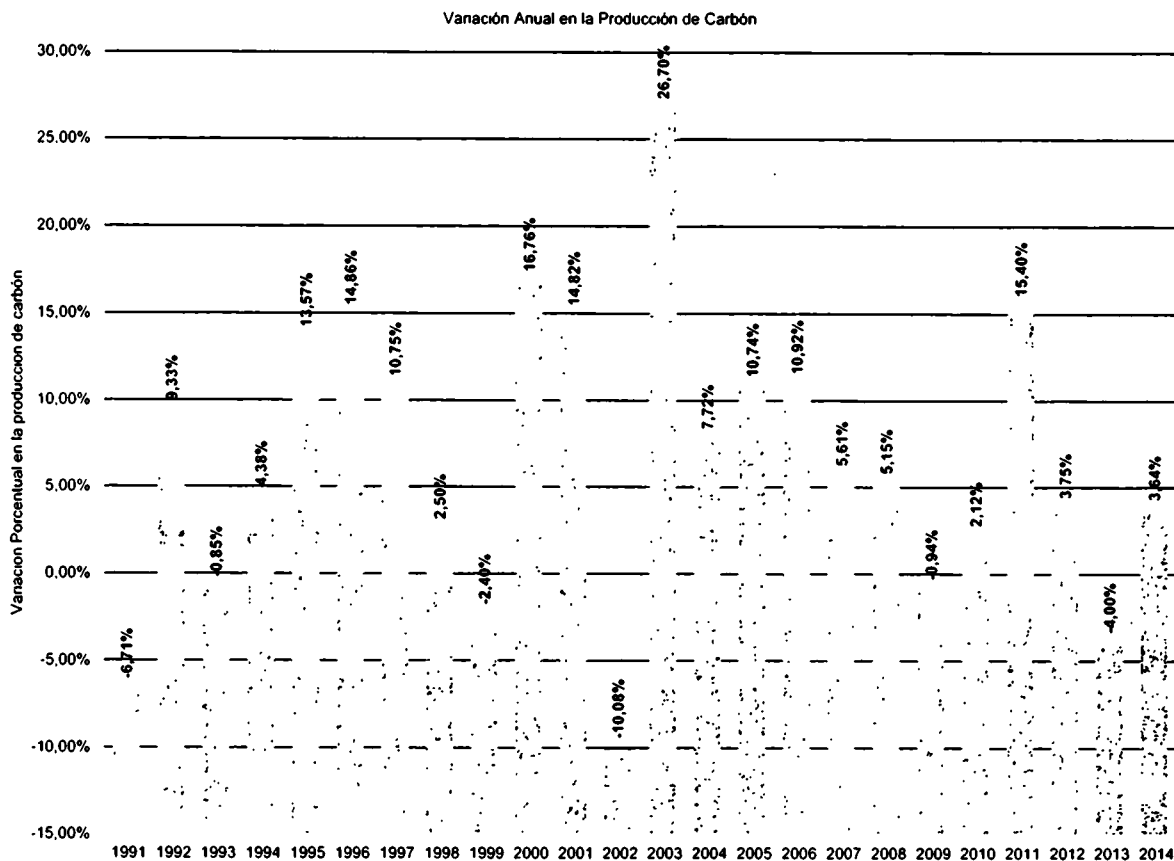
Fuente de gráfica: UPME

Cabe anotar también, que la variación en la producción no ha sido constante, a pesar de ser positiva durante la mayor parte del tiempo.

En la Gráfica 4-2 puede verse que estas variaciones están en su gran mayoría entre el 5% y el 15% anual, sin embargo se presentan variaciones negativas en los años 1991, 1993, 1999, 2002, 2009 y 2013, y variaciones positivas por encima del 15% en los años 2000, 2003 y 2011.

La mencionada gráfica se muestra a continuación:

Gráfica 4-5: Variaciones en la producción de carbón (1991-2014).



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

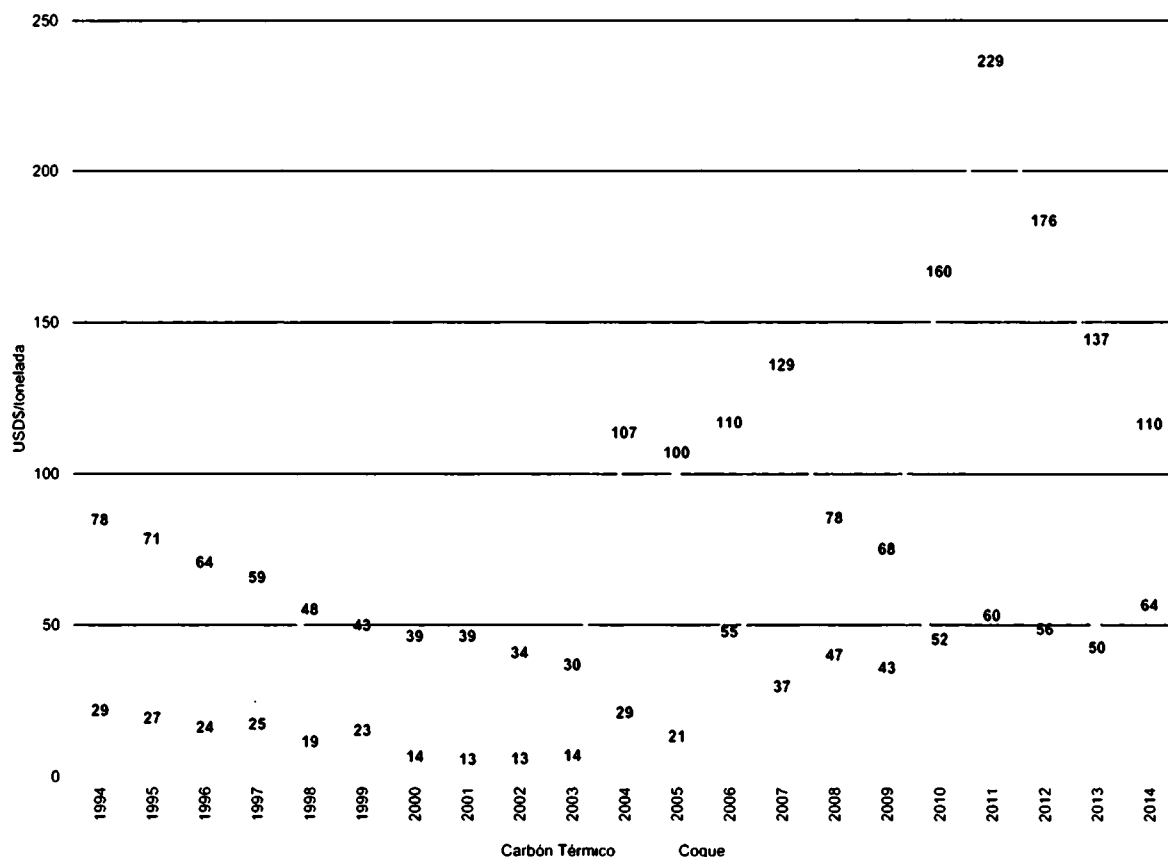
En cuanto a los precios del carbón térmico y el coque, la Gráfica 4-5 describe su comportamiento desde 1994 hasta 2014.

El carbón térmico tenía un precio de USD\$29/Ton en el año 1994, y para el año 2003 había descendido hasta los USD\$14/Ton; luego comenzó su escalada hasta llegar a un precio de USD\$64/Ton en 2014.

El coque presenta una mayor variación que el carbón térmico, ya que después de un descenso constante desde un precio de USD\$78/Ton en 1994 hasta un precio de USD\$30/Ton en 2003, siguió una serie de fluctuaciones importantes tales como el cambio positivo del precio por tonelada de USD\$77 del 2003 al 2004, pasando de USD\$30/Ton a USD\$107/Ton, el cambio negativo del precio por tonelada de USD\$61 del 2007 al 2009, pasando de USD\$129/Ton a USD\$68/Ton, el cambio positivo del precio por tonelada de USD\$168 del 2009 al 2011, pasando de USD\$68/Ton a USD\$229/Ton, y finalmente el cambio negativo del precio por tonelada de USD\$119 del 2011 al 2014, pasando de USD\$229/Ton a USD\$110/Ton.

La mencionada gráfica se muestra a continuación:

Gráfica 4-6: 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 distintos mercados son inciertos y pueden fluctuar de manera inesperada, aunque existan factores y variables que permiten pronosticar su evolución. En general, los pronósticos del precio están expuestos a los sucesos externos, por ejemplo la respuesta de los mercados financieros globales a decisiones de la Reserva Federal de Estados Unidos, como sucedió en el año 2009, o el aumento de la oferta de crudo no convencional que se produjo entre los años 2014-2015 que, puede decirse, ha modificado la matriz energética a nivel mundial.

Los actuales precios del crudo se ven influenciados además de los factores que gobiernan la oferta y la demanda, por elementos tales como el clima, la economía, la geopolítica, la especulación, etc., por lo que el pronóstico se convierte en un problema de tratar con incertidumbre y volatilidad. Por lo acontecido con la economía de China, la mayor oferta de hidrocarburos provenientes de Estados Unidos, las nuevas exportaciones de Libia y en general las pocas señales de fortalecimiento económico mundial, así como una

sobreoferta mundial que crece de manera sostenida, son signos que indican que los precios pueden continuar en niveles bajos.

En cuanto a gas natural, el comportamiento de los precios no ha sido distinto del caso de los crudo, sus niveles no dependen únicamente de la oferta y demanda, sino que entran en juego factores como la oportunidad del mercado local y regional, estructura de contratos de suministro, tiempo de entrega. Su transabilidad, la preocupación por el cambio climático está afectando el uso de algunos energéticos y el gas natural está alcanzando una mayor atención. Aun con estos beneficios, el futuro de los precios del gas también es incierto, si bien existen algunas variables que pueden ayudar a estimar su evolución y posibles trayectorias futuras, no existe un método que permita predecir con exactitud los valores que alcanzarán los precios.

Con base en el análisis de las variables y seguimiento a los distintos mercados ya sean regionales, nacionales o internacionales y con la aplicación de la normatividad existente en el país se estimaron escenarios de precios de corto, mediano y largo plazo de los distintos energéticos que hoy son utilizados para la generación de electricidad en Colombia.

La información y supuestos involucrados consideran el STEO –*Short Term Energy Outlook*- del Departamento de Energía de los Estados Unidos, donde se presentan las tendencias de los energéticos en el corto plazo y con resolución mensual. El largo plazo incluye información proveniente de AEO – *Annual Energy Outlook* 2015.

4.3.1. Combustibles para generación de electricidad en Colombia

La evolución del sector eléctrico colombiano da cuenta de una diferenciación manifiesta en el desarrollo alcanzado en el Sistema Interconectado Nacional, frente al desarrollo elemental de esa industria en las Zonas No Interconectadas- ZNI. La regulación ha evolucionado de tal forma que para garantizar la instalación de capacidad de generación suficiente para abastecer la demanda en el mediano y largo plazo, se creó el cargo por confiabilidad.

El propósito no es otra cosa que garantizar la cobertura de la demanda durante periodos de sequía. Con este esquema de remuneración de Cargo por Confiabilidad para la capacidad instalada de generación existente, según el cual las plantas y/o unidades de generación que aspiren a percibir ingresos por este concepto, deben en el caso de las hidráulicas, garantizar niveles de embalse que permitieran su despacho sin comprometer la confiabilidad del Sistema Eléctrico; y en el caso de las térmicas, respaldar unas obligaciones de energía en firme, mediante contratos en firme de suministro y transporte ya sea de gas natural, combustibles líquidos o carbón, requeridos para su operación.

En un país rico en oferta hídrica como Colombia, la generación de electricidad se realiza mayoritariamente con plantas hidráulicas y en menor proporción con plantas térmicas, auto-generadores y cogeneradores, cuyas centrales utilizan como fuente de energía gas natural, carbón, fuel-oil, ACPM y jet. Además, en muchos casos se disponen sistemas de generación con tres diferentes fuentes, con lo que se asegura aún más la confiabilidad del sistema. Existen otras plantas menores que utilizan agua, viento y los residuos de los procesos productivos en las industrias.

Por el esquema del mercado eléctrico colombiano y el esquema establecido para respaldar las obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad, los precios de la energía eléctrica se ven influenciados por el comportamiento de los precios internacionales del petróleo. Lo anterior debido a la metodología regulatoria establecida para el cálculo de los precios internos de los distintos energéticos que no solo suplen requerimientos de generación, sino que atienden otros usos finales.

Tabla 4-2: Capacidad total de generación eléctrica.

Capacidad por tecnología		
Tecnología	Potencia (MW)	Participación (%)
Hidráulica	10 919,8	70,39%
Térmica Gas	1 684,4	10,86%
Térmica Carbón	1 172,0	7,55%
Líquidos	1 366,0	8,81%
Gas - Líquidos	276,0	1,78%
Viento	18,4	0,12%
Biomasa	77,2	0,50%
Total	15.513,7	100%

Fuente de datos: XM

La Tabla 4-2, presenta la capacidad efectiva de generación del Sistema Interconectado Nacional en el mes de marzo de 2015 la cual registraba 15.513,7, representando las centrales hidráulicas el 70,39% del total, en tanto que las centrales operadas con gas, carbón, combustibles líquidos y biomasa dan cuenta del 29,5%. Entre las centrales hidráulicas se destacan Chivor, Guavio, San Carlos y Sogamoso las cuales, de manera agregada, alcanzan una capacidad instalada de 4.240 MW, es decir cerca del 39% de la capacidad hidroeléctrica instalada. Otras centrales hidráulicas de gran tamaño que hacen parte del SIN son Betania, Porce 3, Guatrón, Guatapé y Pagua con capacidad instalada superior a 500 MW de cada una de ellas.

La Tabla 4-3 y Tabla 4-4 presentan el listado de las centrales térmicas a gas y a carbón que hacen parte del SIN respectivamente. Estas centrales son garantía de confiabilidad para el abastecimiento y atención de la demanda de electricidad en el país. Es importante mencionar que muchas de estas centrales respaldan su operación y energía firme con combustibles líquidos en particular con Fuel Oil, Diesel y Jet, sin embargo es importante reflexionar sobre los precios que implica cada uno de los energéticos utilizados.

Tabla 4-3: Capacidad efectiva de generación térmica por fuente.

Central	Capacidad instalada (MW)
Cartagena 1	61 0
Cartagena 2	60 0
Cartagena 3	66 0
Merletrica	167 0
Proelectrica 1	45 0
Proelectrica 2	45 0
Tebesa	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 de datos: XM	

Dentro del grupo térmico a gas se destaca Tebsa con una capacidad total instalada de 791 MW, seguida de Flores 1 y 4 las cuales en conjunto suman 610 MW y Termosierra con 460 MW.

Tabla 4-4: Capacidad efectiva de generación térmica a carbón.

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 de datos: Sistema de información de XM y UPME

Igualmente existe un grupo de plantas menores, cuya capacidad instalada es inferior a 20 MW, entre las que se encuentran las centrales térmicas Cimarrón con 19,9 MW, El Morro 1 y 2 con 20 y 19,9 MW correspondientemente y Termoyopal 1 con 20 MW que operan con gas.

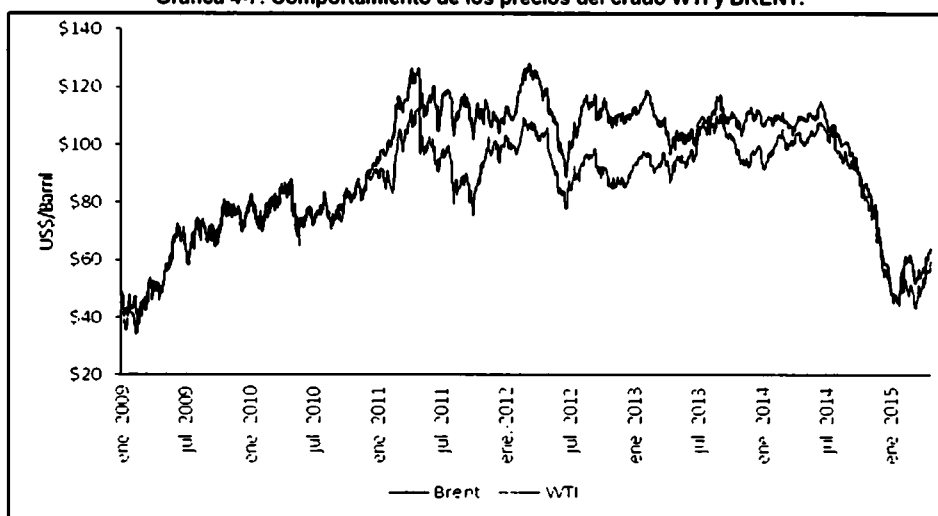
4.3.2. Crudos WTI y BRENT

En este capítulo se analiza la evolución de los precios del petróleo y los acontecimientos más destacados que influyeron en la variación de los mismos durante el año 2014 y parte del 2015, considerando la correlación existente entre el WTI y el Brent, que por sus características se constituyen en la referencia del mercado de América y de Europa respectivamente.

Es bien sabido que los precios del petróleo muestran alta volatilidad debido a la diversidad de factores que inciden en su determinación y que son denominados como fundamentales, los cuales hacen referencia, entre otros aspectos a la oferta y demanda, la situación política de los países productores, el comportamiento del clima, la especulación financiera, los desastres naturales y las interacciones que se dan entre sus actores (productores, consumidores y empresas petroleras).

Según la Gráfica 4-7, desde el año 2009 se aprecia un incremento permanente de los precios hasta principios del año 2011, valor que se ha estabilizado hasta el primer semestre del año 2014 en torno a los US\$ 110/barril en el caso del Brent, y de US\$ 97/barril en lo respecta al WTI. A partir del segundo semestre del año 2014, los precios tanto del BRENT como del WTI se han disminuido hasta en un 60%, llegando a niveles de US\$ 45/barril en el caso del Brent, y de US\$ 43/barril para el WTI.

Gráfica 4-7: Comportamiento de los precios del crudo WTI y BRENT.



Fuente de datos: Departamento de Energía de los Estados Unidos –DOE-EIA-.
Fuente de gráfica: UPME.

El diferencial de precios entre el crudo Brent (referencia de Europa) y el WTI (marcador norteamericano) se vienen estrechando de forma importante y durante el año 2015 se ha mantenido en promedio US\$4,63/barril, originado básicamente por los excedentes de crudo en Estados Unidos debido al aumento de la producción de los hidrocarburos no convencionales. Así mismo, otro factor importante que influyó en la caída del precio del crudo fue la decisión de la OPEP de no disminuir la producción de crudo a pesar del aumento en la producción de no convencionales en Estados Unidos.

Según las proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés) el precio del barril de crudo WTI llegará a US\$67/barril en 2016 y US\$70 en 2017 (en términos reales de 2013), generando una estabilidad en los mismos por incrementos en la demanda de la OECD siempre y cuando se mantengan estables los diferentes factores económicos, políticos y sociales. Así mismo, la demanda de otros energéticos como el gas combustible y carbón, se ven afectados por estos precios bajos del crudo, generando una disminución del costo de la energía a nivel global.

4.3.2.1. Escenarios de precios del crudo

Este numeral hace referencia a las estimaciones de largo plazo del precio del petróleo, las cuales están apoyadas en la dinámica de la económica mundial, la situación de las tasas de interés de las principales economías, la evolución de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y en el Este de Europa, del crecimiento poblacional y del grado de abastecimiento de la demanda.

Los tres escenarios de precios considerados corresponden a las estimaciones realizadas por el U.S Energy Information Administration (EIA), incluidos en el "Annual Energy Outlook 2015", los cuales implican una variada gama de tendencias con respecto al crecimiento económico mundial, al crecimiento de la población y supuestos sobre diversas trayectorias del mismo precio del petróleo con fundamento en cambios de demanda, variable que tienen una mayor incidencia en los escenarios de precios alto y bajo.

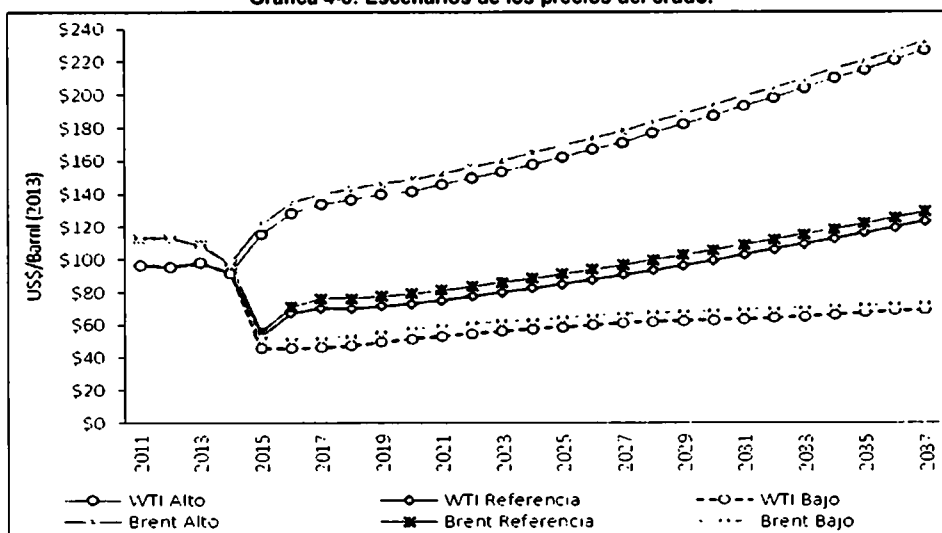
A continuación se presenta una breve descripción de los supuestos utilizados para la conformación de los tres escenarios de largo plazo:

- **Escenario de Referencia:** En este escenario se estima el incremento de producción del crudo en Estados Unidos, y como efecto la caída de los precios mundiales del crudo. Estas condiciones continúan y se estima que el Brent estará en promedio cerca de los US\$ 55/barril 2015, a la espera de que la demanda de los países en desarrollo se aumente y que permita un nivel de US\$76 /barril en 2018. Entre tanto el WTI se estima oscilará entre US\$52,7barril y los US\$70, en términos reales de 2013.
- **Escenario de Precios Alto:** En este escenario se estima una mayor demanda de los productos derivados del petróleo y una menor inversión de los países exportadores, compensada por el incremento en la exploración de los países en desarrollo. Este último factor, contribuye al incremento del precio spot del mercado, llevando a un incremento del precio en 78% con respecto al escenario de referencia.
- **Escenario de Precios Bajo:** En este escenario se estima el inverso del escenario alto, es decir, una contracción importante en la demanda de productos derivados del petróleo, mayor inversión *upstream* de los principales países exportadores y un bajo nivel de desarrollo en la industria petrolera de los países en desarrollo.

La Gráfica 4-8 presenta la estimación de largo plazo de los tres escenarios considerados (referencia, alto y bajo), tanto para el crudo WTI como el Brent presentados discutidos anteriormente. En el escenario de referencia, se considera igualmente 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 afecta directamente los precios del crudo por la sobreoferta generada.

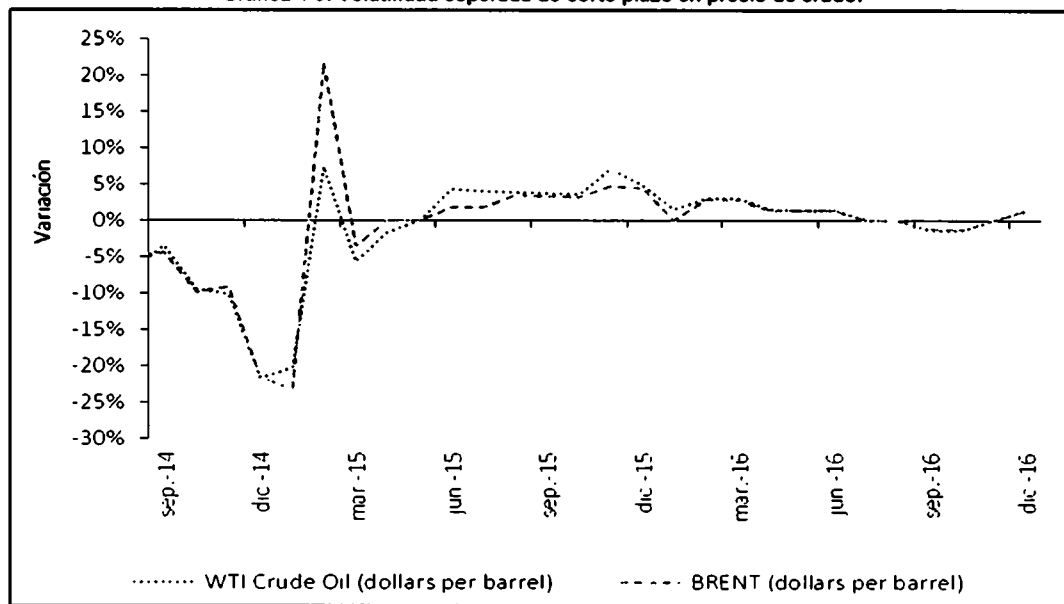
Como la información presentada por el DOE-EIA contempla proyección de corto plazo con resolución mensual (Short Term Energy Outlook, STEO) y de largo plazo de manera anual (Annual Energy Outlook, AEO), se realizó la normalización de las series, de forma tal que se pudieran armonizar el corto y largo plazo de todos los escenarios para lograr resolución mensual. El corto plazo se tomó de la información del mes de abril de 2015. Los análisis realizados y plasmados 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 4-8: Escenarios de los precios del crudo.



Fuente de datos: DOE-EIA.
Fuente de gráfica: DOE-EIA.

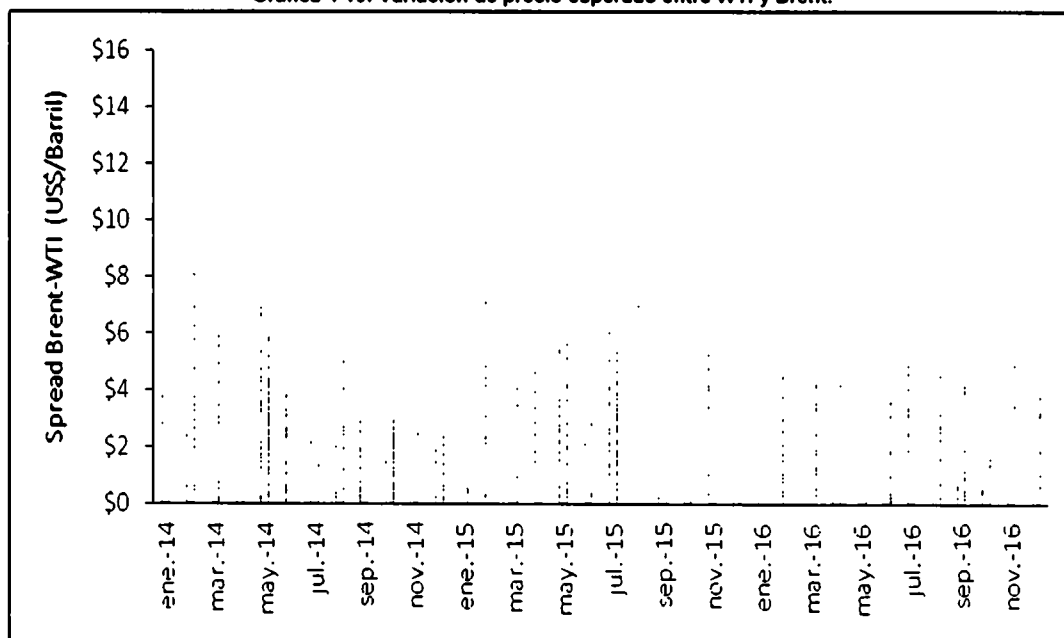
Gráfica 4-9: Volatilidad esperada de corto plazo en precio de crudo.



Fuente de datos: DOE-EIA.
Fuente de gráfica: DOE-EIA.

Teniendo en cuenta las fluctuaciones que el precio del crudo WTI puede alcanzar por los distintos factores, el DOE-EIA realiza un análisis que muestra la probabilidad de que los precios tengan variaciones importantes en el mercado. Para ello, se toman los datos de los contratos de futuros de WTI, a partir de la información de transacciones de los últimos 5 días del mes de diciembre de 2014.

Gráfica 4-10: Variación de precio esperado entre WTI y Brent.



Fuente de datos: DOE-EIA
Fuente de gráfica: DOE-EIA

Tomando como base de información el STEO de abril de 2015 del DOE-EIA, se puede observar que el WTI ha tenido al igual que el BRENT, una reducción del 25% en el precio a diciembre de 2014. Así mismo, el Brent presenta una mayor volatilidad en los precios, principalmente en los primeros meses de 2015, donde su incremento fue mayor al del WTI. No se esperan volatilidades en los precios en un rango de más del 5% en el corto plazo.

En lo correspondiente al diferencial de precios entre WTI y Brent, la Gráfica 4-10 presenta la evolución alcanzada y esperada entre enero 2014 y diciembre de 2016. Los resultados indican que el máximo alcanzado en los primeros meses de 2014 fue de US\$ 13/barril, con un mínimo de US\$ 1/barril en enero de 2015. En el primer trimestre de 2015, el diferencial se incrementa por un aumento más alto del BRENT que en el WTI, y se mantiene en un promedio de US\$ 7/barril. Para 2016, se espera un spread promedio de US\$ 5/barril.

4.3.3. Gas Natural

Luego de la desregulación del precio del gas natural en Guajira y de la aplicación de la resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable gracias al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos.

Así, en el segundo semestre de 2013 el promedio nacional de las negociaciones bilaterales alcanzo un ponderado de US\$ 3,8/MBTU, mostrando un comportamiento muy parecido al precio del Henry Hub comercializado en Estados Unidos, y cuyo resultado suscitó una disminución del precio al usuario final en un porcentaje cercano al 20% del valor del G en la formula.

Si bien los precios bajaron y se presentó un aumento en el periodo de contratación, también es cierto que la firmeza en las contrataciones no fue la suficiente para respaldar las fluctuaciones de la demanda para generación de electricidad que se presentó por la baja hidrología y que afectó los demás sectores de consumo, que a la postre se solucionó suspendiendo exportaciones a Venezuela.

Con la segunda negociación bilateral realizada en 2014, se estableció un precio promedio entre los diferentes sectores y los campos de producción en US\$ 4,09/MBTU. Así mismo para la costa, que depende del Campo Guajira, se determinó valor de US\$ 5,4/MBTU, es decir, un caso especial de incremento en aproximadamente el 25% para el escenario de la costa⁸. Dentro de las razones principales de este incremento, además de las ambientales y sociales, se encuentra la actualización del precio de los contratos firmados en el año 2013. Esta actualización está diseñada para actualizarse con el factor de incremento del precio de las negociaciones realizadas en el año actual, sobre las del año anterior. Lo anterior quiere decir, que la actualización del precio depende directamente de las negociaciones que se den en el año de actualización, las cuales están en manos en gran medida de los mismos productores.

Así mismo, a pesar que la declaración de producción enviada a Ministerio de Minas y Energía por los operadores aumentó frente al último reporte, también es cierto que la demanda creció y en particular la de generación de electricidad en razón a la presencia de fenómeno del “Niño” que está ocurriendo en forma leve y que ha cedido terreno durante el segundo semestre del año 2015.

⁸ El precio de Guajira en las negociaciones de 2013 fue en promedio \$US 4/MBTU

Otros elementos a ser considerados hacen referencia a la declinación de la producción de los campos de la Guajira que sumados a pequeños cuellos de botella en la infraestructura de transporte, están ocasionado atrapamiento de gas en los campos de Cupiagua y La Creciente originado cierta sensación de desbalance. Así entonces, se espera un ligero incremento en el precio promedio nacional, pues el mecanismo actual de mercado permite que los productores e industriales y demás sectores de consumo, establezcan una tasa de actualización de los precios de acuerdo a las diferentes variables de la economía tanto nacional como internacional, y la participación del uso de sustitutos directos como los combustibles líquidos.

Una vez se realicen los acuerdos entre compradores y vendedores y que la Comisión de Regulación CREG publique los resultados, se realizarán las estimaciones de precio de largo plazo tanto para Guajira como para Cusiana para el año 2015, tomando como punto de partida los precios del gas natural en boca de pozo obtenidos en los acuerdos bilaterales. Posteriormente, estos valores se indexarán con distintos indicadores internacionales de gas natural, buscando la construcción de diversos escenarios para obtener una amplia gama de trayectorias futuras que permita reducir el grado de incertidumbre de mediano y largo plazo. Lo ciertos es que la tendencia a la convergencia de los precios futuros de gas natural hacia un solo mercado también será observada en la proyección presentada.

El supuesto básico en la determinación de los precios es la evolución hacia la paridad de importación teniendo en cuenta el balance nacional de mediano y largo plazo, construido con la mejor información disponible en el momento del análisis. Este supuesto no significa que se reduzca o ralentice las actividades de exploración de hidrocarburos, el gobierno continuará su propósito de aumentar las reservas y la producción para garantizar la atención de la demanda interna y la continuidad de las exportaciones.

4.3.3.1. Proyección de precios de gas natural

Para realizar las proyecciones es necesario definir distintos parámetros que son datos de entrada para los modelos de planeación; valores sobre los cuales se asumen comportamientos futuros y que deben ser entendidos como cifras de referencia que emplean los modelos para definir los probables “futuros energéticos”, que no son únicos.

Estos parámetros, conocidos como “supuestos de proyección”, de ninguna manera son mandatorios ni deben ser entendidos como políticas establecidas de antemano. Dado el alto grado de incertidumbre se establecerán franjas o rangos sobre los diferentes supuestos para incrementar la probabilidad de que los valores futuros estén incluidos dentro de los análisis realizados durante el proceso de la planeación.

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible a diciembre de 2014, más el reporte de CREG sobre los resultados del proceso de comercialización de gas natural de 2014. Para la estimación de los precios de largo plazo se efectuaron los siguientes supuestos:

- Precio promedio resultado de los acuerdos bilaterales de 2014, para cada una de las dos principales fuentes de producción (Ballena y Cusiana).
- Entrada de planta de regasificación en 2017, según los reportes de distintos agentes y considerando un año de atraso, además del balance oferta demanda en el capítulo anterior, que muestra la necesidad de importación a partir de este año por desabastecimiento.
- Precio de gas natural importado calculado con metodología paridad de importación de GNL (considerando costos de la cadena de valor del GNL), por cuanto el balance oferta demanda solo supone desequilibrio a partir del 2017 en un escenario de demanda media y oferta con reservas probadas.

- A partir de enero de 2017 el precio es compuesto en proporción a la necesidad de gas importado por desbalance de oferta y demanda.
- Precio del gas de Ballena y Cusiana indexado con el indicador Henry Hub para los tres escenarios existentes (alto, medio y bajo).
- Desde el año 2017 los tres escenarios se modificarán en lo referente al gas importado, los cuales serán construidos siguiendo los mercados existentes América (Henry Hub), Europa (NBP) y Asia (JKM).
- Los Costos de la cadena de valor del GNL están conformados las actividades de licuefacción, transporte marítimo y regasificación, dado que la licuefacción se encuentra incluida dentro de los precios de referencia internacionales, con excepción del mercado de América (Henry Hub) que no incluye este último.

4.3.3.1.1. Precios de gas natural en Guajira y Cusiana

Luego de realizado el proceso de comercialización adelantado entre compradores y vendedores de gas, los resultados son interesantes, pues el precio promedio ponderado por sector para el campo Guajira según la circular CREG 108 de 2014 se ubicó en US\$5,4/MBTU.

De la misma manera, el volumen de gas natural transado sumó en total 252,5 GBTU, de los cuales 50% correspondió a gas de La Guajira, seguido por el gas Cusiana con 38% y finalmente Cupiagua con 12%. Con contrato a 1 año se negoció el 65% del total, mientras que a 5 años se comercializó el 19% y a 7 años el 16%. El sector térmico adquirió un 23,6% del total de gas natural negociado y de ese monto el 87,8% correspondió a gas del Campo Chuchupa, siendo tan sólo el 12,2% concerniente al gas del interior. El sector residencial adquirió en firme el 7,1% del total, para el sector transporte se comercializó 3,5% y para la industria 32,5%, además de un 12,4% con firmeza condicionada.

Así mismo, estudiando en detalle las negociaciones de 2014, la UPME considera que ponderando los volúmenes mencionados anteriormente el precio promedio del gas Cusiana es de US\$ 3,4/MBTU, en tanto que el precio del gas de Guajira corresponde a US\$ 5,4/MBTU, registrándose un incremento con respecto al año anterior del 25% en el caso del gas Guajira y un 16% en el gas de Cusiana. A partir de estas dos cantidades, se estimaron los precios de gas natural de las principales fuentes de suministro.

Teniendo en cuenta la perspectiva e influencia del mercado internacional del gas natural en el precio del gas colombiano y dada la similitud entre los precios en la Costa Atlántica colombiana y los del índice Henry Hub en Estados Unidos, se construyeron los escenarios de precios siguiendo la tendencia de la estimación de largo plazo de los tres escenarios establecidos por DOE-EIA (alto, medio y bajo). A partir del año 2017 y en razón al desequilibrio en el balance oferta demanda, el precio se vuelve compuesto en proporción a la cantidad importada y los precios a los cuales se negociaría ese gas importado, tal y como se observa en la siguiente fórmula.

$$P_C = P_I * \frac{V_I}{D} + P_N * \frac{V_N}{D}; \quad \text{siendo } V_I + V_N = D$$

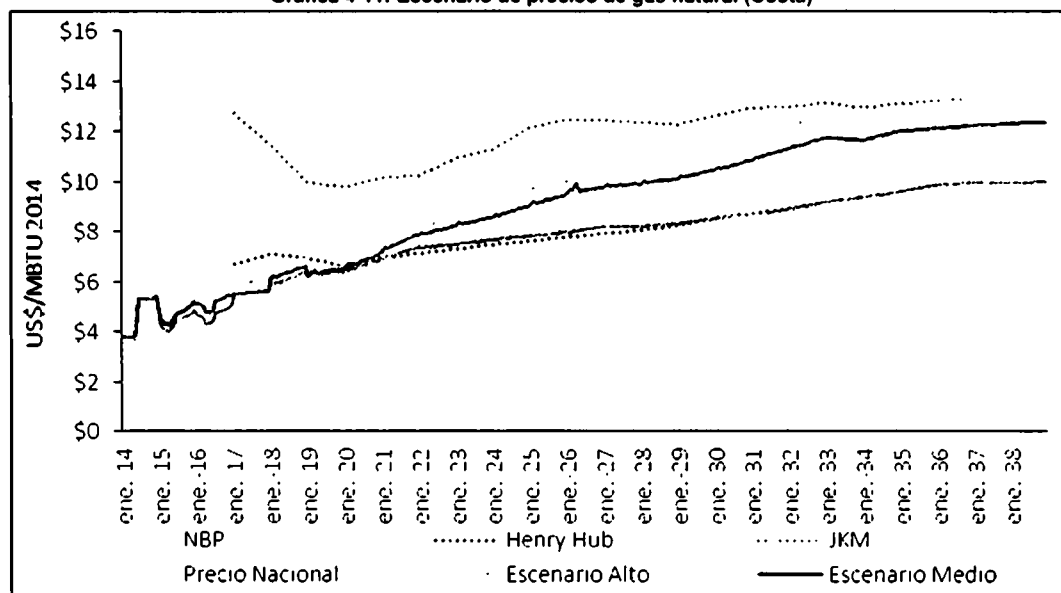
Donde,

P_C = Precio compuesto
 P_I = Precio Internacional
 P_N = Precio Nacional
 V_I = Volumen Importado
 V_N = Volumen Nacional
 D = Demanda Total

La construcción de los tres escenarios considera un precio compuesto, cuyo componente nacional corresponde al precio de la negociación realizada en octubre de 2014 y la porción internacional desde el año 2017 sigue la tendencia de cualquiera de los índices que son el referente de cada uno de los mercados existentes, a saber: América, Europa y Asia, tal y como se explicó al inicio del presente capítulo. El componente internacional del escenario bajo está indexado con el precio del Henry Hub más los costos asociados a la cadena de GNL (licuefacción, transporte y regasificación).

En el escenario medio el componente internacional se indexó con el precio del NBP más el costo de regasificación y transporte desde la planta de licuefacción más cercana y para el escenario alto el componente internacional esta indexado con el precio del JKM y los costos de regasificación y transporte. La Gráfica 4-11 presenta los resultados de los tres escenarios considerados para el caso del gas comercializado en la Costa Atlántica.

Gráfica 4-11: Escenario de precios de gas natural (Costa)



Fuente de datos: DOE-EIA, Wood Mackenzie y Cálculos Propios.

Fuente de gráfica: UPME.

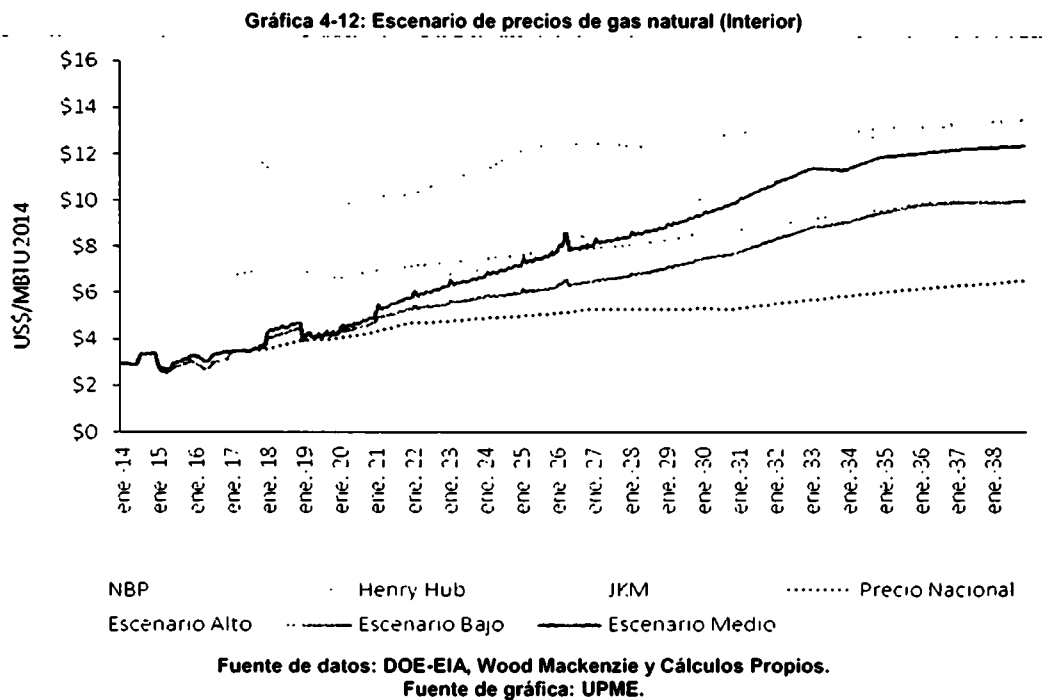
El escenario medio o de referencia parte del precio medio de las negociaciones bilaterales y crece en la misma magnitud como lo hace el escenario de referencia del gas Henry Hub del DOE-IEA, "Annual Energy Outlook 2015" y desde el año 2017 se adiciona el producto entre precio de importación del índice NBP y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, sumados los costos de regasificación y transporte. Entre los años 2017 y 2037, según el balance oferta- demanda de la UPME, se presenta un incremento en el precio que responde directamente a las necesidades del mercado, principalmente por las restricciones de energía eléctrica en la Costa Atlántica, las cuales se disminuyen en el año 2019 por la entrada de la línea de transmisión Cerro – Chinú – Copey, llevando a una estabilización en el precio del gas natural.

La proyección muestra dos periodos diferenciados, uno de corto y mediano plazo que sigue el comportamiento del mercado Henry Hub en su escenario base debido a la mayor participación de la oferta nacional y a partir de 2017 como se mencionó anteriormente, el precio interno sigue la señal del mercado NBP. Los resultados mantienen una tendencia decreciente en el corto plazo, cuyo precio de referencia es de US\$ 4,55/MBTU para enero de 2015, pero que posteriormente tiende a recuperarse en 2017, año en el cual el precio oscila entre los US\$ 5,5/MBTU a los US\$ 6,05/MBTU. Finalmente, a 2037 se tiene una gran participación de los precios

internacionales por el incremento en las importaciones, llegando a un valor que oscila entre los US\$ 10/MBTU para el escenario bajo y los US\$ 13,45/MBTU en el escenario alto.

Es importante señalar que el escenario bajo de precios en la costa colombiana implican el seguimiento de la tendencia de los precios internacionales a partir de 2017. En este año, se tomó el precio Henry Hub, NBP y JKM, generando los tres escenarios posibles, los cuales van a depender directamente de que mercado se tome para las importaciones, y que fuentes de suministro se planeen para abastecer las necesidades del mercado de gas natural. Para el cálculo de los precios del interior del país, se utilizó la misma metodología ya explicada en el caso del precio del gas natural para la Costa Atlántica, con la diferencia que el precio utilizado para Cusiana partió de las negociaciones bilaterales de octubre de 2014, cuyo punto de partida fue estimado en US\$3,4/MBTU, equivalente al promedio ponderado para el interior del país.

La Gráfica 4-12 muestra la estimación de los precios de gas natural en el interior del país, para cada uno de los tres escenarios establecidos. Los resultados mantienen una tendencia decreciente en el corto plazo, cuyo precio de referencia es de US\$ 2.87/MBTU para enero de 2015, pero que posteriormente tiende a recuperarse en 2017, año en el cual el precio oscila entre los US\$ 3,1/MBTU a los US\$ 3,6/MBTU. Finalmente, a 2037 se tiene una gran participación de los precios internacionales por el incremento en las importaciones, llegando a un valor que oscila entre los US\$ 9.96/MBTU para el escenario bajo y los US\$ 13,42/MBTU en el escenario alto.



4.3.3.1.2. Tarifas de transporte por gasoducto

Para determinar el precio final puesto en planta térmica, además del costo del gas puesto en gasoducto, se debe determinar el costo máximo de transporte por gasoducto, teniendo en cuenta la metodología definida por la CREG. Por ello, se consideraron las resoluciones vigentes 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 tomó una pareja de cargos regulados, cargo fijo/cargo variable (80%/20%) siendo éste el más representativo en los contratos de transporte, durante todo el periodo de proyección.

- TRANSCOGAS: Resoluciones CREG 043 de 2002
- TRANSORIENTE: Resoluciones CREG 111 de 2011
- PROGASUR: Resoluciones CREG 112 de 2011
- TRANSMETANO: Resoluciones CREG 114 de 2011
- TRANSGASTOL: Resoluciones CREG 018 de 2012
- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012

La determinación del costo de transporte de cada planta térmica, consideró los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (precio del gas compuesto más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta de generación.

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 FUEL incorporó la normatividad definida por la Ley 681 de 2001 y la Resolución Minminas 8 0299 de 2001, modificada posteriormente por la Resolución 18 0088 de 2003 y el artículo 116 de la Ley 1450 de 2011, las cuales hacen referencia a la estructura del precio para su comercialización nacional. Adicionalmente y para efectos del análisis se incluye un costo de transporte entre la planta de abasto y planta de generación, así como un margen para el distribuidor mayorista, ítems que no hacen parte de la regulación, así:

$$PMV = IP + IVA + TI + Otros$$

Donde,

PMV = Precio de venta de la gasolina de aviación Jet al distribuidor mayorista.

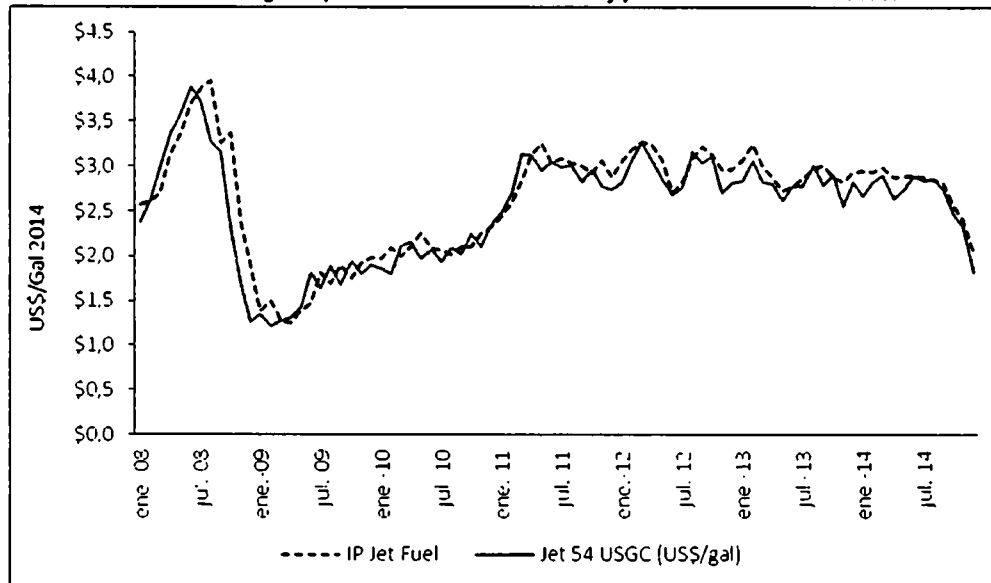
IP = Ingreso al productor.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

TI = Valor del transporte a través del sistema de poliductos.

La estimación del primer componente o ingreso al productor (IP) comprendió en primera instancia la selección de 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, el cual según la normatividad hace referencia al índice Platt's JET 54 U.S. Goalf Coast.

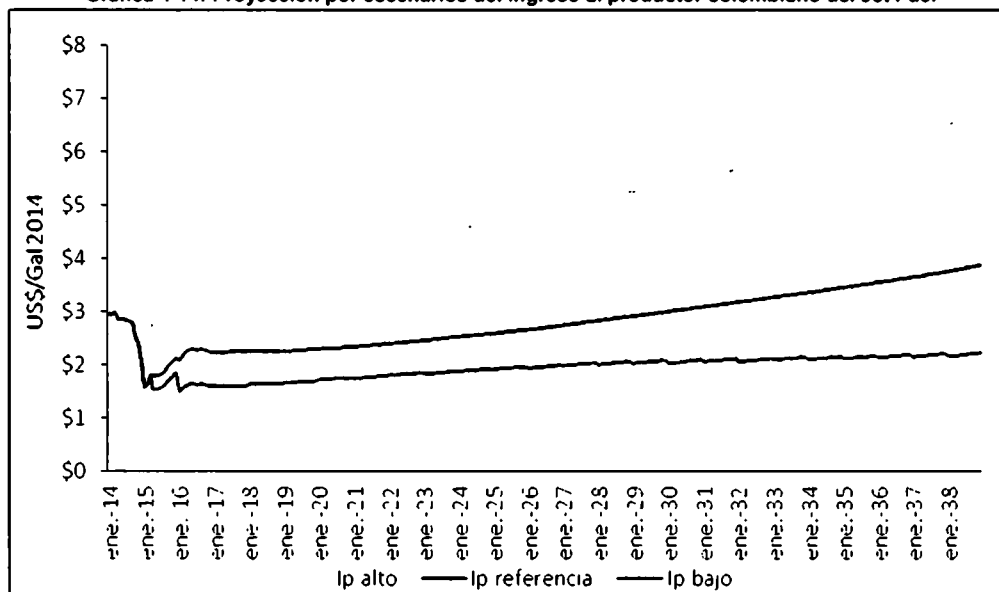
Gráfica 4-13: Ingreso productor Jet Fuel Colombia y precio Jet 54 U.S. Golf Coast



Fuente de datos: ECOPETROL y Platt's.
Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 4-13, se presenta la comparación histórica del comportamiento del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel y del índice internacional de referencia del U.S. Goalf Coast. El resultado muestra alta correlación y algunos rezagos mínimos con una trayectoria y un sesgo hacia valores más altos del precio interno, particularmente desde el año 2011. Igualmente, en los últimos tres años el precio ha mantenido bajas fluctuaciones y se estabilizó en los US\$2,7/galón, con excepción del último semestre, en donde por efectos de los bajos valores del WTI alcanzó el valor de US\$1,8/galón; pero que así mismo, se puede ver como el precio nacional sigue la referencia del índice internacional JET 54 de la Costa del Golfo.

Gráfica 4-14: Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y cálculos propios.
Fuente de gráfica: UPME.

Por lo tanto, para la estimación de largo plazo correspondiente al ingreso al productor colombiano de Jet se consideró como indexador el "Jet Fuel- Refined Petroleum Product Price" y los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2015 y de STEO de abril de 2015 del DOE-EIA. Los resultados de los tres escenarios evaluados son presentados en la Gráfica 4-14.

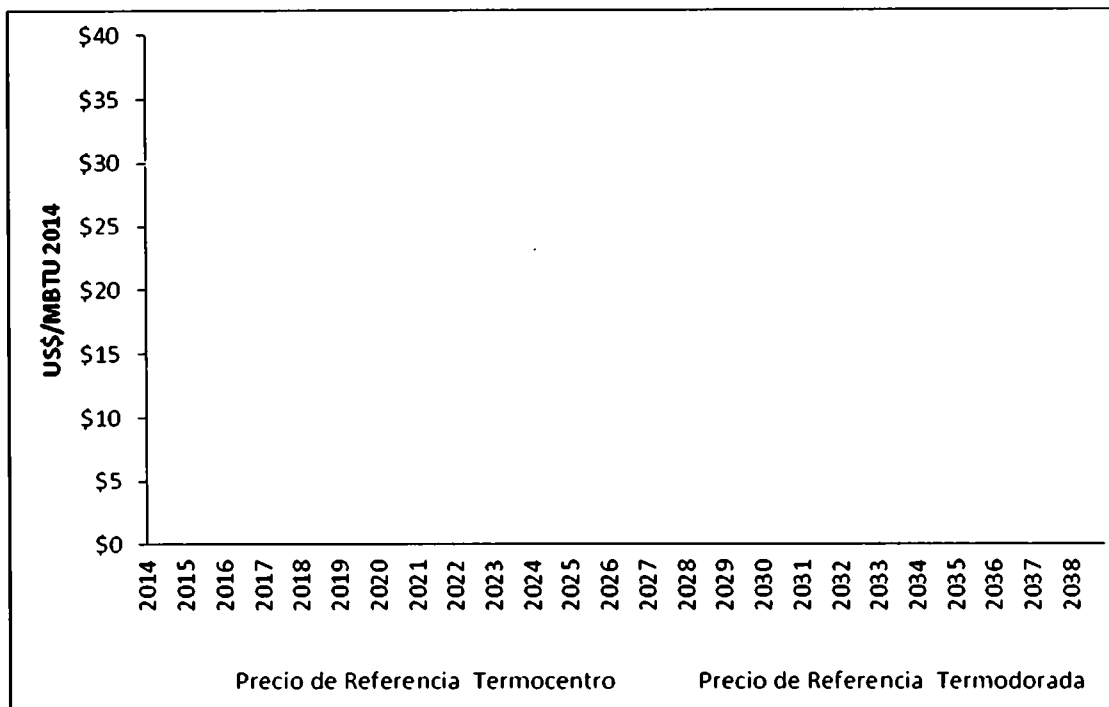
El escenario base o de referencia varía entre US\$ 1,58/galón y US\$ 3,88/galón en términos constantes de diciembre de 2014, mientras que el escenario alto fluctúa hasta los US\$ 6,7/galón y el escenario bajo finaliza muestra valores inferiores, que llegan hasta los US\$ 2,2/galón. Es importante señalar que las proyecciones de precios de los combustibles líquidos están ajustadas a las proyecciones del crudo internacional WTI, el cual como se ha discutido en el capítulo 2, presenta una disminución importante desde el segundo semestre de 2014.

Tabla 4-5: Plantas de Generación que consumen Jet Fuel.

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMODORADA 1	CENTRO	Caldas	La Dorada	R Barranca	La Dorada
TERMOCENTRO 1	CENTRO	Santander	Cimitarra	R Barranca	Sebastopol

Fuente: XM

Gráfica 4-15: Estimación del precio de Jet Fuel en planta de Termocentro y Termodorada



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y Cálculos Propios.

Fuente de datos: UPME.

La construcción del precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA y los cargos de transporte del punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida, tal y como se menciona al principio de esta sección. Finalmente, la estimación en cada escenario implicó la agregación de cada uno de los ítems antes mencionados a los escenarios de ingreso al productor, presentados en la Gráfica 4-14.

Teniendo en cuenta que las plantas que utilizan el Jet Fuel para generación como segunda opción después del gas son Termocentro y Termodorada, se tomó como centro de producción y acopio la refinería Barrancabermeja y como puntos de entrega Sebastopol y La Dorada. La Gráfica 4-15 presenta los resultados del escenario base o de referencia para las plantas mencionadas.

La estimación indica que los precios de referencia para las plantas de generación presentan diferencias correspondientes al valor de transporte por poliducto de acuerdo con los puntos de entrega anteriormente mencionados. Así mismo, se observa una disminución importante desde 2014, año en el que se encontraba en \$US30/MBTU, hasta el año 2018, el cual se pronostica en US\$27/MBTU. Finalmente, con un crecimiento promedio año de 1,42%, se estima que el precio del Jet Fuel Colombiano alcance un promedio máximo de US\$38,5/MBTU.

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 8 0728 de 2001 y modificada por las resoluciones 18 1193 del 12 de noviembre de 2002 y 18 2147 de diciembre de 2007, cuyos componentes hacen referencia al IP (Ingreso al Productor), el cual está bajo el régimen de libertad, adicionado por IVA (16%), más el costo de transporte. Adicionalmente y para efectos del análisis se incluye un costo de transporte entre la planta de abasto y la planta de generación, así como un margen para el distribuidor mayorista, ítems estos que no hacen parte de la regulación, así:

$$PMV = IP + IVA + TI + Otros$$

Donde,

PMV = Precio de venta de la Fuel Oil al distribuidor mayorista.

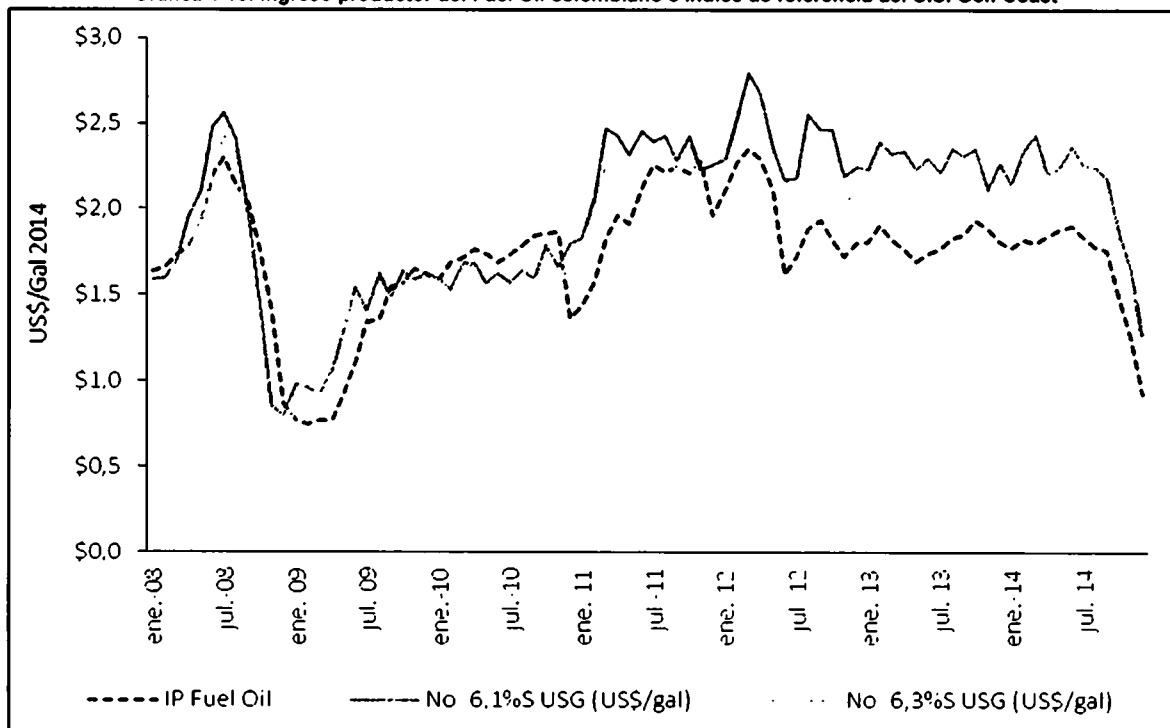
IP = Ingreso al productor.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

TI = Valor del transporte a través del sistema de poliductos.

La estimación del precio de largo plazo del ingreso al productor colombiano, se determinó con la correspondencia existente entre los precios de Fuel Oil en refinería colombiana publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, el cual según la normatividad hace referencia al índice Platt's Residual Fuel US Gulf Coast de 1% y 3% de azufre.

Gráfica 4-16: Ingreso productor del Fuel Oil colombiano e índice de referencia del U.S. Golf Coast



Fuente de datos: ECOPETROL y Platt's.
Fuente de gráfica: UPME.

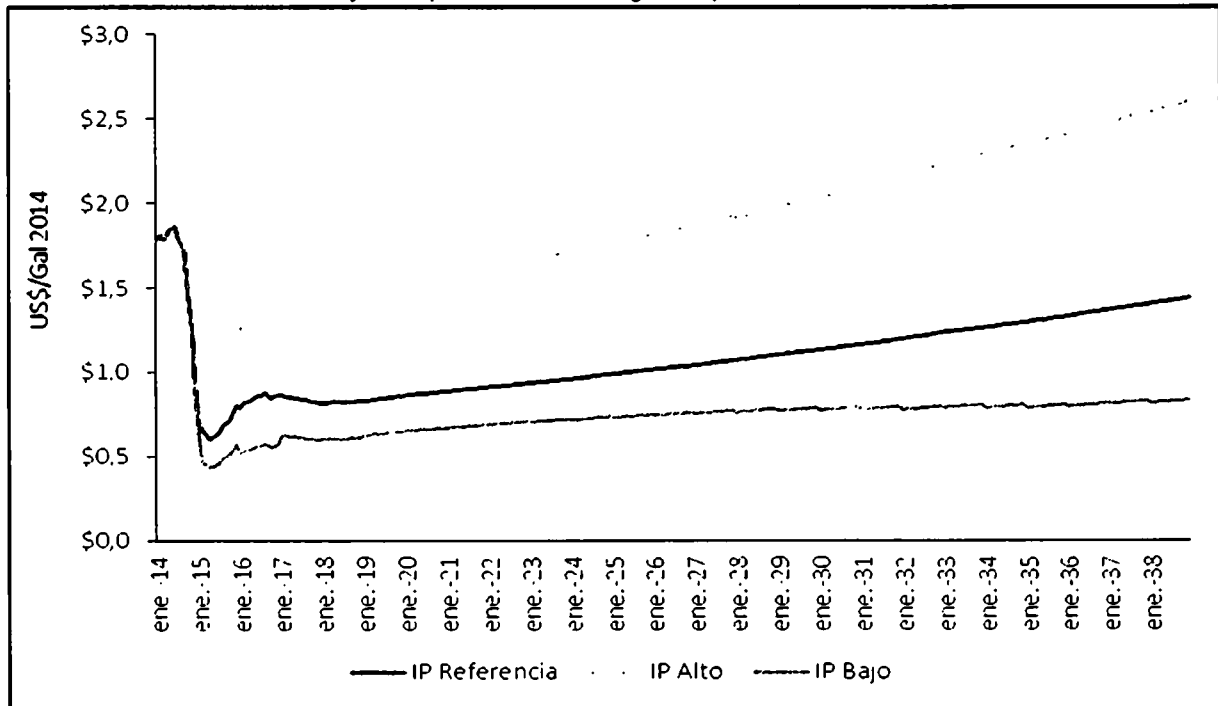
Los resultados presentados en la Gráfica 4-16 indican una tendencia similar entre el precio interno y el del índice No. 6 al 3% de azufre USGC de Platt's, aunque el precio del producto nacional está por debajo de la referencia, diferencia que se ha venido incrementando desde el primer semestre de 2012 hasta finales mediados de 2014 y obedece eventualmente a la calidad del producto, aunque la correlación es alta y el rezago que maneja esta serie es cercano a los tres días.

Así mismo, y al igual que los demás combustibles líquidos, en el último semestre se presentó una reducción en las referencias internacionales como consecuencia de la reducción en el WTI, por lo que los precios del Fuel Oil internacional alcanzaron valores de US\$1,2/galón a diciembre de 2014.

Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor se utilizó como driver el "Residual Fuel-Refined Petroleum Product" y los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2015 y de STEO de abril de 2015 del DOE-EIA. La Gráfica 4-17 representa la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes de diciembre de 2014, para los tres diferentes escenarios.

Se observa en la Gráfica 4-17, la estimación de largo plazo de los tres escenarios considerados para el análisis. El escenario de referencia oscila entre los US\$0,64/galón y US\$1,44/galón en términos a diciembre 2014. El escenario alto fluctúa hasta los US\$ 2,61/galón y el escenario bajo finaliza el periodo de análisis con valores inferiores a los US\$0,84/galón.

Gráfica 4-17: Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Fuel Oil



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y cálculos propios.
Fuente de gráfica: UPME.

El precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA y los cargos de transporte desde el punto de entrega del producto más cercano a la planta de generación a ser atendida, práctica que se repitió para cada uno de los escenarios.

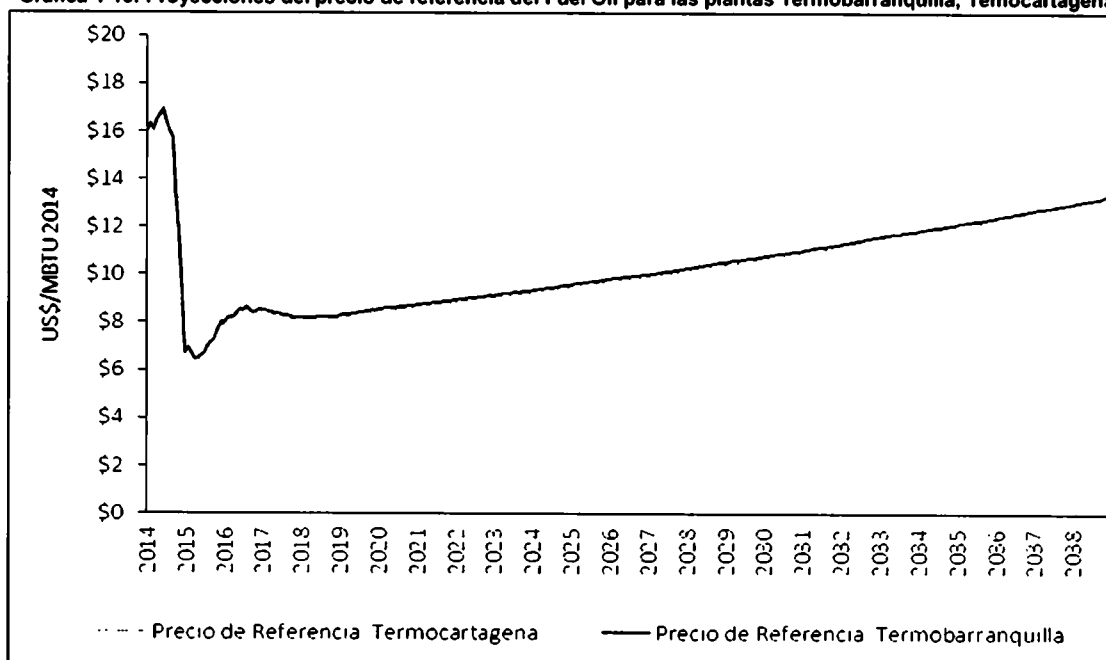
Las plantas que utilizan el Fuel Oil son Barranquilla y Cartagena, tomando como centro de producción la refinería de Barrancabermeja, con los puntos de entrega o descarga mencionados en la Tabla 4-6. A continuación, la Gráfica 4-18 presenta la proyección del precio final en planta de generación correspondiente al escenario base o de referencia.

Tabla 4-6: Plantas de Generación que consumen Fuel Oil

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOB/QUILLA	Costa	Atlántico	Soledad	R Cartagena	Baranoa
TERMOCARTAGENA	Costa	Bolívar	Cartagena	R Cartagena	Cartagena

Fuente: XM

Gráfica 4-18: Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil para las plantas Termobarranquilla, Temocartagena



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y Cálculos Propios.

Fuente de datos: UPME.

La estimación indica que los precios de referencia para las plantas de generación presentan diferencias correspondientes al valor de transporte por poliducto de acuerdo con los puntos de entrega anteriormente mencionados. Así mismo, se observa una disminución importante desde el año 2014, donde se encontraba en \$US16/MBTU, hasta el año 2015, el cual se pronostica en US\$7/MBTU. Finalmente, con un crecimiento promedio año de 4,4%, se estima que el precio del Jet Fuel Colombiano alcance un promedio máximo de US\$13,3/MBTU.

4.3.4.3. ACPM

La estimación del precio del ACPM se realizó aplicando la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía definida en la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y sus modificaciones. La estructura del precio nacional de ACPM contempla los siguientes ítems:

$$PMV = IP + IN + Tm + Tt + Mpc + Mdma + ST + Mdmi + Tp$$

Donde,

- PMV** = Precio máximo de venta por galón.
- IP** = Ingreso al Productor.
- IN** = Impuesto Nacional.
- Tm** = Tarifa de marcación.
- Tt** = Tarifa de transporte.
- Mpc** = Margen Plan de Continuidad.
- Mdma** = Margen al distribuidor Mayorista.
- ST** = Impuesto de Sobretasa.
- Mdmi** = Margen al distribuidor Minorista.
- Tp** = Transporte a planta de abasto.

Es importante mencionar que para efectos del ejercicio de las plantas de generación, los componentes de margen al distribuidor minorista y transporte a planta de abasto no aplican, estimando el valor del precio máximo de venta en planta de abasto. En la Tabla 4-7 se muestra cada uno de los componentes definidos, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 4-7: Componentes Tarifarios ACPM

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Ingreso al Productor	Para cada combustible, el MME definió un esquema de cálculo independiente
Impuesto Nacional	Definido en la Ley 1607 de 2012. Sustituye el impuesto global y el IVA. Se ajusta cada primero de febrero con la inflación del año anterior.
Tarifa de marcación	Definida en el Decreto 1503 de 2003 y el 3563 del 2003 de manera independiente para cada combustible. Se crearon tarifas diferenciales según el porcentaje de mezcla con el biocombustible aplicable.
Tarifa de Transporte por poliducto	Costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la Resolución 181088 de 2003 y sus modificaciones. En el caso de los biocombustibles, la tarifa de transporte se aplica en proporción al porcentaje de mezcla definido, de acuerdo con las tarifas definidas por el MME para cada uno de los Biocombustibles desde las plantas de producción. Se reajusta cada primero de febrero de cada año.
Margen plan de continuidad	Este margen remunera a Ecopetrol S.A. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá.
Margen al Distribuidor mayorista	Valor definido por MME a partir de la Resolución 824338 de 1998. Con la Resolución 91657 del 30 de octubre de 2012 este valor se estableció en \$305.
Sobretasa	Se calcula a partir de la base de liquidación definida por el MME, en concordancia con la metodología definida en el Decreto 1870 de 2008. Para la GMC el porcentaje aplicable es de 25%, en el caso del ACPM es 6%. Cabe anotar que los municipios son autónomos en fijar el porcentaje, por ser impuestos de carácter regional.
Margen al Distribuidor minorista	Con la Resolución 182336 del 28 de diciembre de 2011 este valor se estableció en \$578 el margen máximo en las ciudades que aplica el régimen de libertad regulada. Se adopta para diferentes ciudades el régimen de libertad vigilada para la fijación del margen minorista con la Resolución 181254 de 2012.
Transporte Planta de Abasto - EDS	Se calcula de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011. Se actualiza cada primero de febrero con el IPC del año inmediatamente anterior.

Posteriormente, 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 identificar las tendencias de los precios internacionales del ACPM y aplicarlas a los precios nacionales, por medio del promedio ponderado entre la paridad exportación y la paridad importación.

Esta variación incluyó adicionalmente 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.

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

Donde,

t: tiempo medido en días.

x: mes en el cual se están haciendo los cálculos.

j : trimestre en el cual se están realizando los cambios.

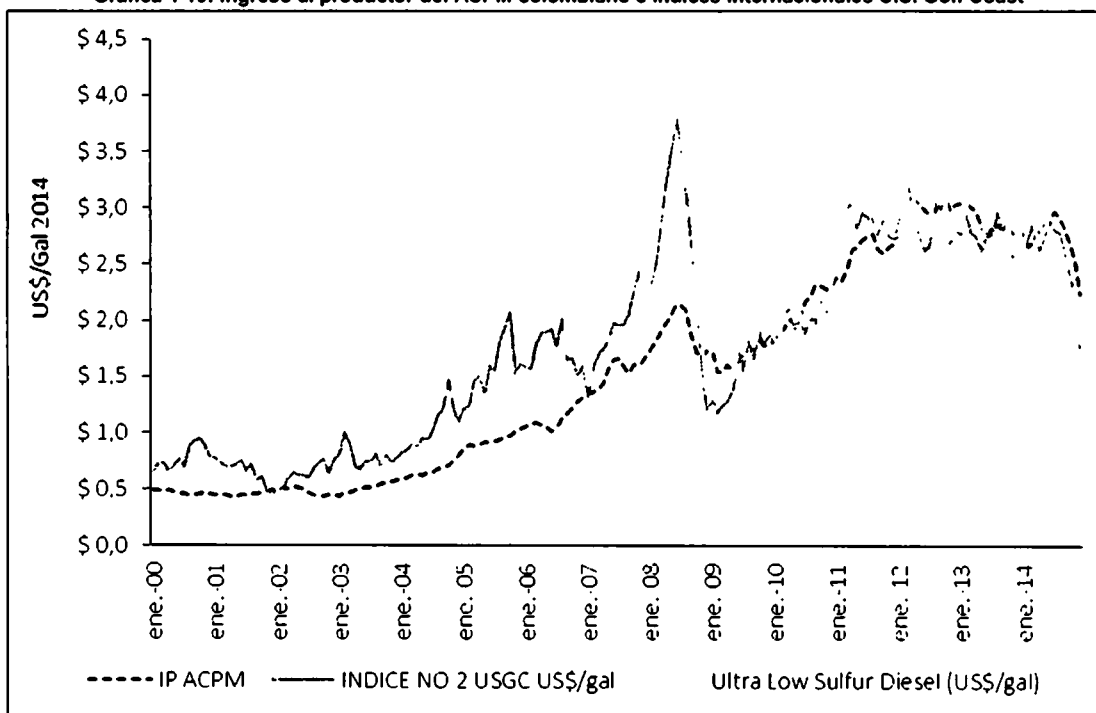
$impoj_{j-1}$: Porcentaje de ACPM importado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre $j - 1$.

$pronal_{j-1}$: Porcentaje de ACPM de producción nacional utilizado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre $j - 1$

Esta nueva fórmula considera:

- 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 diésel producido en Colombia calculado como el promedio ponderado de los índices: Diésel N° 2, ULSD -Ultra Low Sulfur Diésel, 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 Diésel en la calidad exigida por la regulación.
- 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 diésel calculado como el promedio ponderado de los índices: Diésel No 2, ULSD-Ultra Low Sulfur Diésel, y LSD-Low Sulfur Diésel Costa del Golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación.
- 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.

Gráfica 4-19: Ingreso al productor del ACPM colombiano e índices internacionales U.S. Golf Coast



Fuente de datos: ECOPETROL y Platt's.
Fuente de gráfica: UPME.

Actualmente, la resolución 90497 de 2014, elimina el Low Sulfur Diesel de la fórmula debido a que Platts dejó de publicar estos precios a Mayo de 2014. Por lo tanto, el promedio ponderado se realiza actualmente con la información del Diésel N° 2 y el Ultra Low Sulfur Diésel. Así entonces, la estimación del ingreso al productor

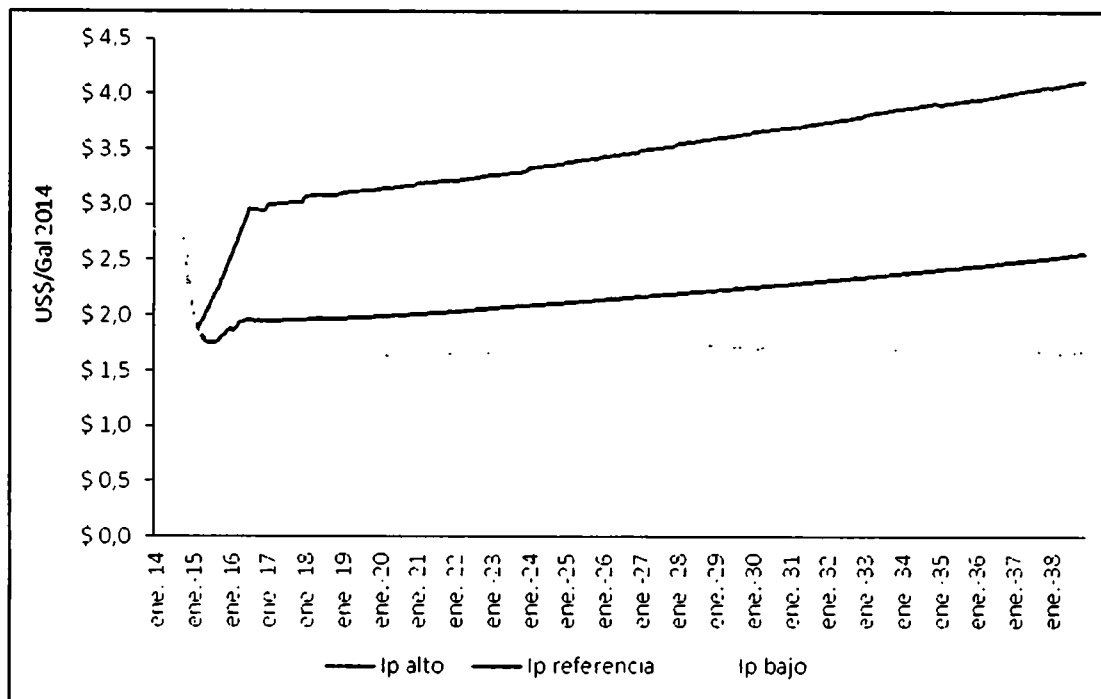


colombiano de ACPM, consideró un análisis comparativo de las series históricas de precios internos e internacionales de la Costa del Golfo, para determinar el driver a utilizar. La Gráfica 4-19, presenta el comportamiento de los diferentes combustibles evaluados.

De la Gráfica 4-19, se puede advertir que 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. Así mismo, se debe señalar que en el último semestre de 2014, el precio del ACPM llega sus niveles más bajos desde 2009, con un valor de US\$ 2,23/galón.

Por el comportamiento presentado, se tomó como driver para la estimación de largo plazo el "Destillate Fuel - Refined Petroleum Product Price" de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2014 y de STEO de abril de 2015 del DOE-EIA. La presenta la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes a diciembre de 2014, para los tres diferentes escenarios.

Gráfica 4-20: Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del ACPM.



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y cálculos propios.
Fuente de gráfica: UPME.

La Gráfica 4-20 presenta la estimación de la proyección del ingreso al productor colombiano de ACPM. El escenario base o de referencia aunque muestra una reducción del precio al inicio del periodo de análisis, presenta un crecimiento medio de 0,89% en el horizonte de proyección, manteniendo una franja que oscila entre los US\$ 2,13/galón y US\$ 2,56/galón. Así mismo, los escenarios alto y bajo presentan tasas de crecimiento promedio año de 4,07% y -0,91%, correspondientemente.

Para calcular el precio en planta de generación se adicionó además del ingreso al productor en sus escenarios alto, de referencia y bajo, los valores correspondiente al impuesto nacional, la tarifa de marcación, los cargos de transporte y desde la refinería al punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida, el margen de continuidad, el margen al distribuidos mayorista y la sobretasa. La evolución de los precios finales



correspondientes al escenario de referencia, son aplicados en aquellas plantas térmicas que utilizan el ACPM como combustible identificadas en la Tabla 4-8.

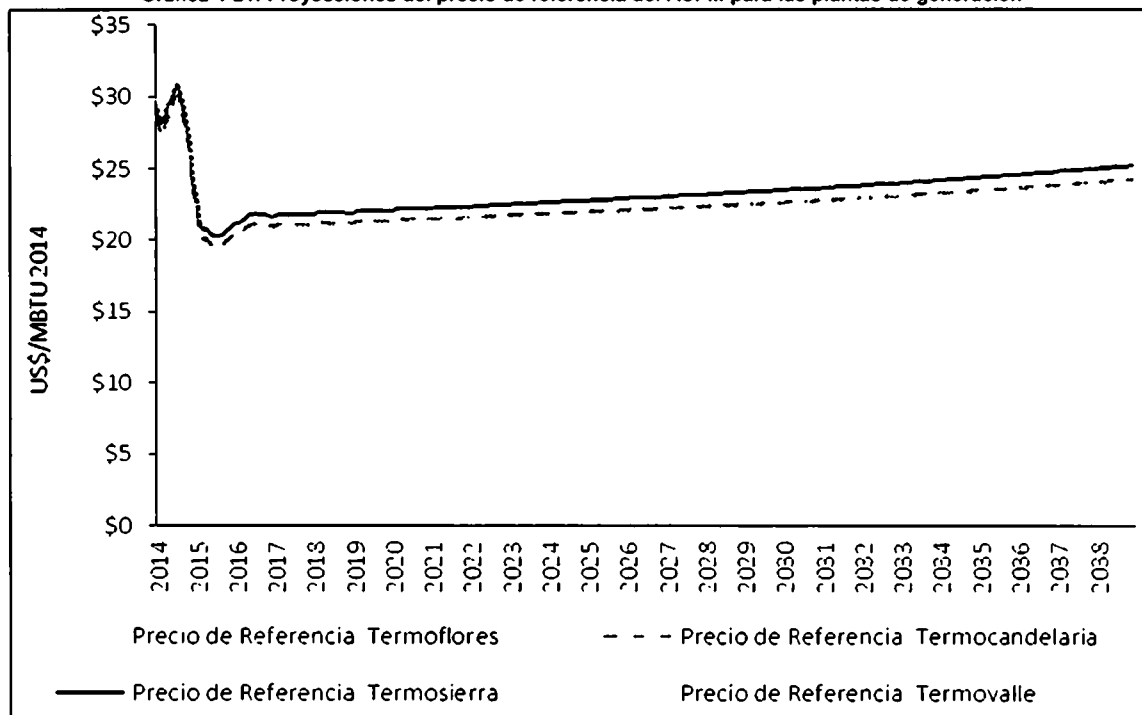
Tabla 4-8: Plantas de Generación que consumen ACPM

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOFLORES	COSTA	Atlántico	Barranquilla	Cartagena	Baranoa
TERMOSIERRA	CENTRO	Antioquia	Puerto Nare	Barranca	Vasconia
TERMODORADA	CENTRO	Caldas	La Dorada	Barranca	La Dorada
TERMOVALLE	CENTRO	Valle del Cauca	Palmira	Barranca	Yumbo

Fuente: XM.

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 gobierno. La remuneración al distribuidor mayorista tomó en cuenta la norma establecida 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.

Gráfica 4-21: Proyecciones del precio de referencia del ACPM para las plantas de generación



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y Cálculos Propios.

Fuente de datos: UPME.

Los resultados del escenario de referencia o base reflejan una banda de precios que va desde los US\$25,11/MBTU hasta los US\$ 27,44/MBTU en dólares constantes de diciembre de 2014, siendo la variable transporte el factor que hace la diferencia en los precios finales.

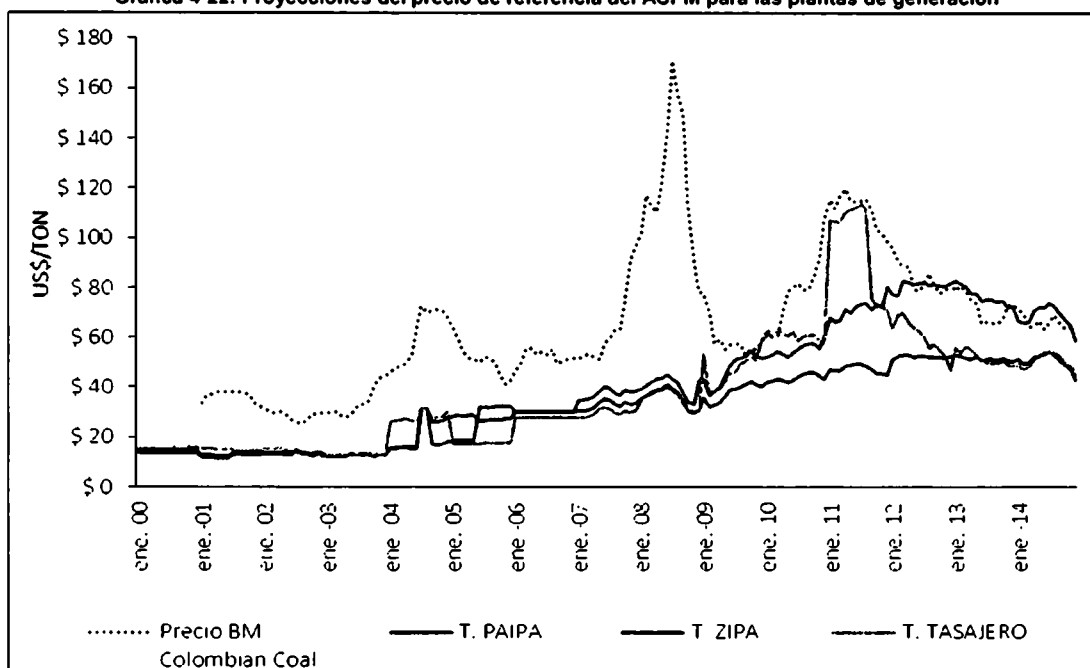


4.3.5. Carbón

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 que los precios del mercado nacional están asociados en gran medida al precio de sus sustitutos, muy escasa la referencia a precio internacional. En el caso del carbón no hay referencias basadas en costos de producción dado que éstos son 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 encontrar la correlación del precio interno con los precios internacionales. En 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 4-22: Proyecciones del precio de referencia del ACPM para las plantas de generación



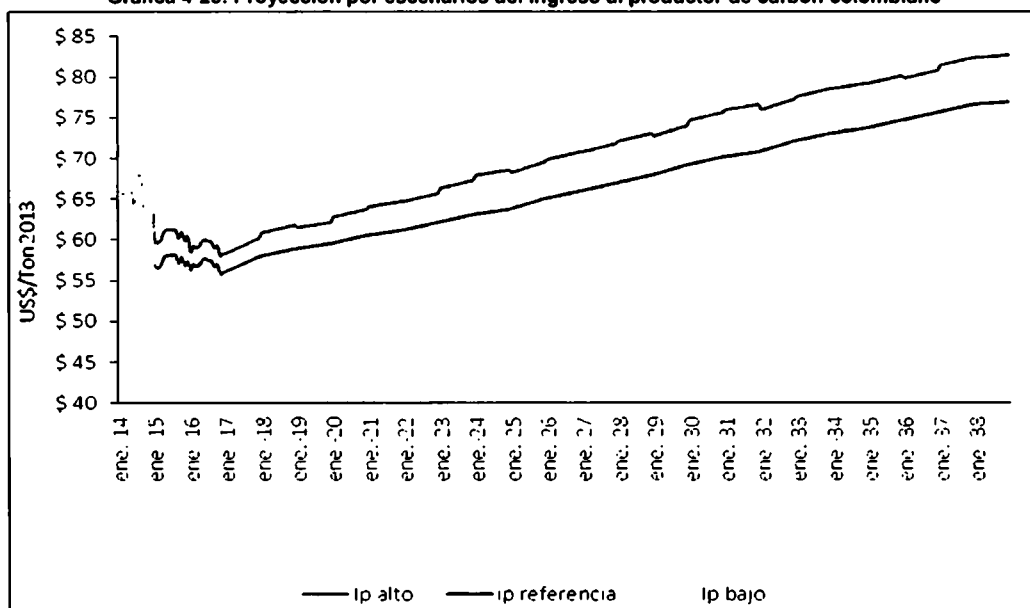
Fuente de datos: WB y Agentes Térmicos.
Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 4-22, se puede notar que antes de julio de 2007, la relación 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 el comportamiento de los precios nacionales respecto al precio internacional. Aunque la misma, puede decir que es creciente, hay una interrupción de esta continuidad en el segundo semestre de 2008, periodo en que se inicia la crisis financiera mundial, afectando los precios crudos del crudo WTI, BRENT y en general de los commodities.

Posteriormente, en el primer semestre de 2009, los precios de compra de las térmicas colombianas, tienen alta relación 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).



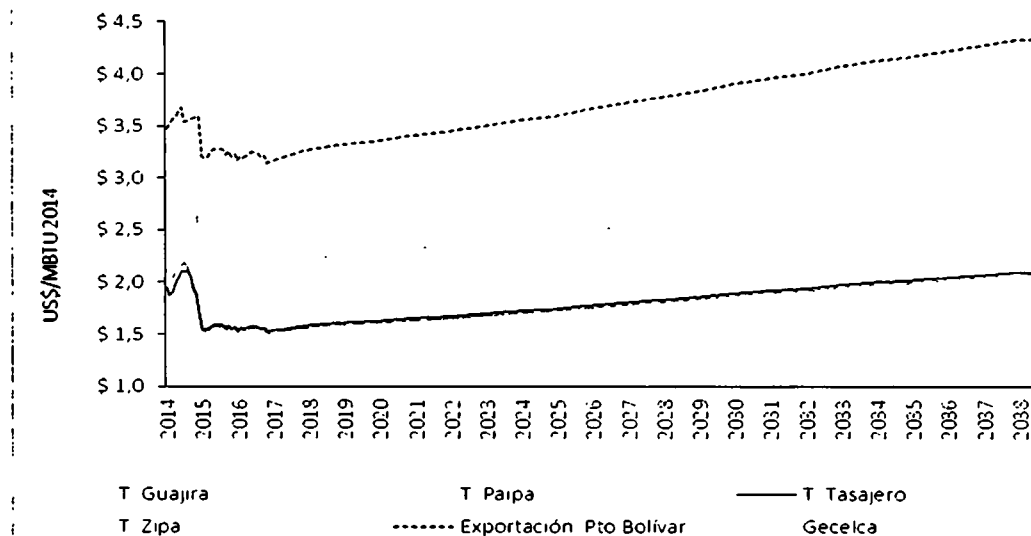
Gráfica 4-23: Proyección por escenarios del ingreso al productor de carbón colombiano



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y cálculos propios.
Fuente de gráfica: UPME.

Teniendo en cuenta la trayectoria de los precios internos anteriormente descritos y las estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos para precios de esta fuente con destino a la generación de energía eléctrica, se decidió tomar como índice el "Coal Delivered Prices – Electric Power" de AEO 2015 y de STEO de abril de 2015 del DOE-EIA. Lo anterior, como referencia para el cálculo de los precios de exportación correspondiente a Puerto Bolívar y para generar los escenarios de carbón de la Gráfica 4-23.

Gráfica 4-24: Proyecciones del precio del carbón escenario de referencia en Termoguajira, Termotasajero, Gecelca, Termozipa y Termopaipa.



Fuente de datos: DOE-EIA, ECOPETROL y Cálculos Propios.
Fuente de datos: UPME.



4 0095 F 1 FEB 2016



Para estimar los precios de compra por parte de los generadores se aplicó a cada planta precio de del escenario de referencia tomado de las estimaciones de AEO y STEO, y adicionado con un costo de transporte cuyo resultado está presentado en la Gráfica 4-24.

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 sea el carbón colombiano con las mejores o peores características de calidad. Los resultados muestran, un rango amplio de precios de carbón los cuales tiene un crecimiento promedio anual en el escenario de referencia de 1.54%, alto de 1.66% y bajo de 1.33%.



5. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA EN GENERACIÓN

A continuación se presenta el ejercicio de planificación indicativa llevado a cabo para el horizonte 2015-2029. En este capítulo se encuentra el balance entre la 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 actualmente en construcción. Se muestra el contraste entre la evolución de la capacidad instalada y el pico de potencia. Asimismo se presentan las metodologías de planificación y modelación de cada una de las fuentes de generación, los supuestos considerados para la formulación del Plan, y los escenarios de corto y largo plazo, analizando el comportamiento de las principales variables y estableciendo para cada uno de ellos, las necesidades de expansión (verificación de la confiabilidad energética).

Al igual que en el Plan de Expansión anterior, en esta versión se formulan escenarios que contemplan la incorporación de fuentes renovable no convencionales 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, el efecto del cambio climático y la sedimentación en las señales de expansión, y los costos nivelados de capital y generación de cada alternativa. Se analiza también el efecto de las plantas de generación menor en la optimización de las microcuencas, y se presentan los ejercicios de planificación integrada generación-transmisión, determinando el efecto de los escenarios de largo plazo en los intercambios de energía entre las principales áreas eléctricas del SIN, los Costos Marginales Locales-LMP, ello para brindar señales de ubicación a diferentes tipos de usuarios, y por último, dos simulaciones en las áreas Oriental y Caribe, respecto a lo que serían las primeras subastas de potencia localizada, cuantificando la relación beneficio/costo para los agentes generadores y la demanda nacional. Finalmente se presenta la valoración de cada estrategia aplicando cinco (5) indicadores de evaluación.

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 Sistema Interconectado Nacional-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 2015-2029, y se formula a partir de la metodología de escenarios, ello para establecer posibles comportamientos del sistema eléctrico, de acuerdo con la evolución de las variables antes citadas.

Inicialmente se analiza el comportamiento del sistema en el corto plazo (5 años), determinando si en este horizonte, es decir el periodo 2015-2020, 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 la evolución del costo marginal y el momento en el tiempo donde se necesita expansión del parque generador, por el no cumplimiento de los citados indicadores. Para este ejercicio se consideran los escenarios medio y alto de la proyección de la demanda, revisión julio de 2015, y se contemplan los costos de los combustibles para un escenario de referencia, sin limitaciones en el suministro de gas natural (en el corto plazo se consideran algunos escenarios con limitación de combustible y un crecimiento alternativo de la proyección de la demanda).



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.

A partir de los escenarios de corto plazo, se extiende el periodo de estudio, analizando el horizonte 2021-2029. Para cumplir los requerimientos de demanda de energía eléctrica y potencia, 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 de la UPME (registro), y algunas solicitudes de conexión. Adicionalmente, para algunos escenarios planteados se contemplan las interconexiones eléctricas actuales y futuras con nuestros países vecinos. 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 Renovables No Convencionales de Energía.

También se calculan las emisiones esperadas de CO₂ para las alternativas de largo plazo y se llevan a cabo ejercicios adicionales, específicamente el efecto de las plantas menores en la optimización de las microcuencas y los análisis de planificación integrada Generación-Transmisión.

5.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

A nivel de generación el Plan de Expansión tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto, mediano y largo plazo⁹ 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, con el fin de determinar la posible expansión del sistema, se plantean diferentes escenarios indicativos según la conducta de variables como la demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, iniciativa de los agentes generadores, incentivos regulatorios, desarrollo de la infraestructura de transmisión, 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 las 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.

Acto seguido 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.

⁹ 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.



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

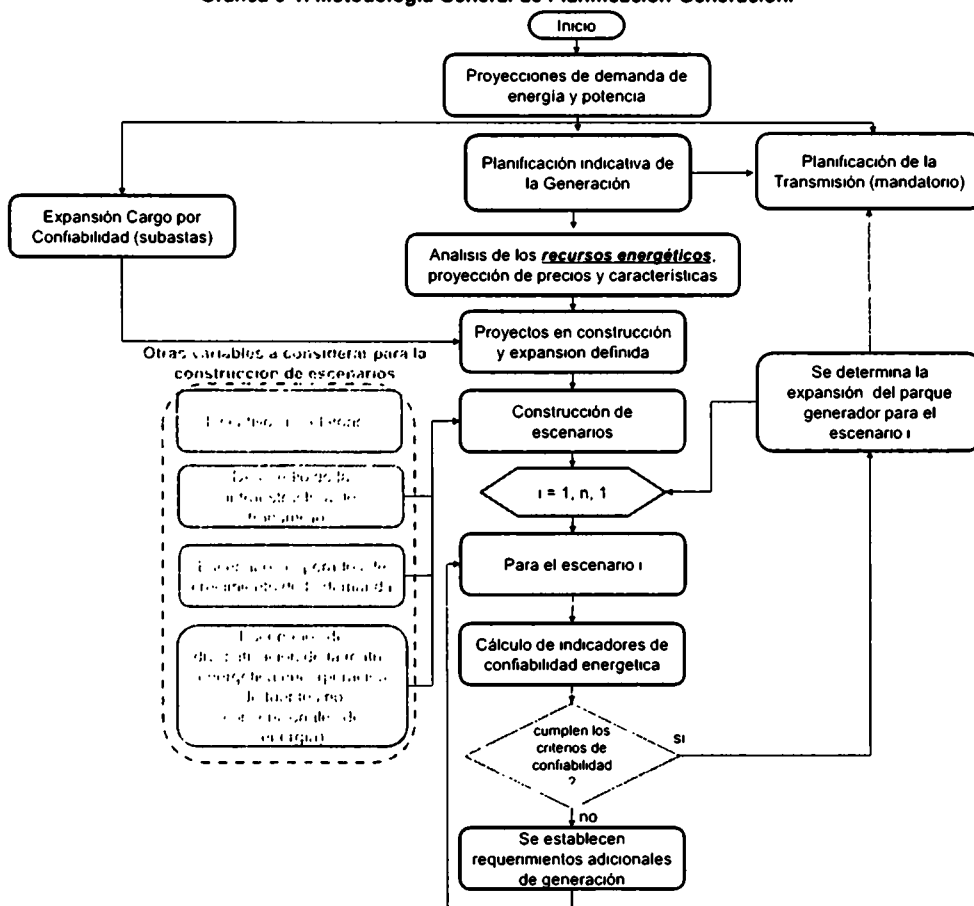
Indicador	Definición	Expresión matemática
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ $n = \text{número de casos simulados}$
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo Solo se consideran los casos donde se presentan déficit	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ $m = \text{número de casos con déficit}$
Número de casos con déficit	Número de eventos durante todo el horizonte de planeamiento donde se presenta racionamiento de energía	

Fuente de tabla: UPME

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, ello 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 las principales variables energéticas. 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.

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-Generación.



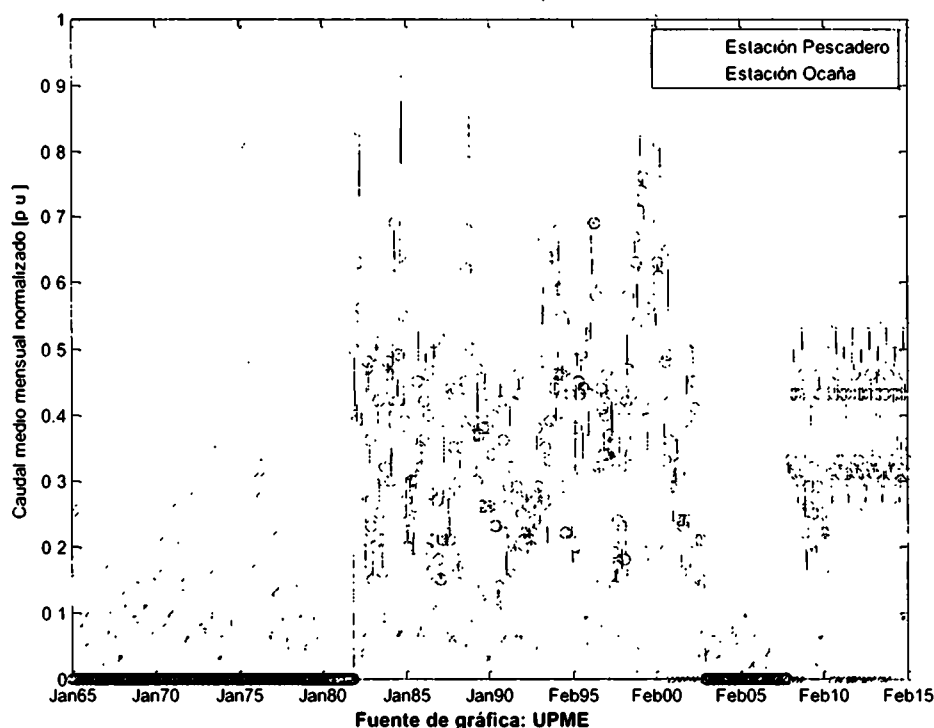
Fuente de gráfica: UPME

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

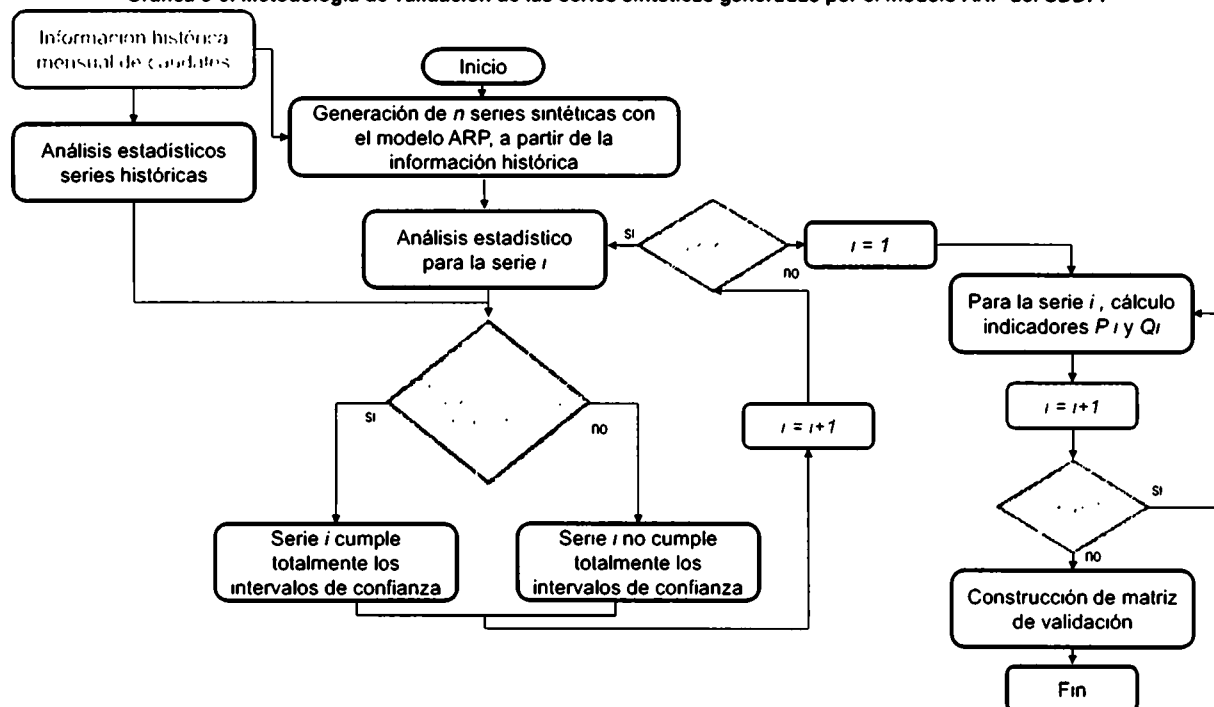
Las series históricas de caudales que son utilizadas por el SDDP son reportadas por los agentes generadores al Centro Nacional de Despacho-CND XM. Con esta información el modelo ARP genera series sintéticas, que en teoría son estadísticamente equivalentes a las series originales, lo cual quiere decir, que si bien las mismas no son iguales entre sí, sus parámetros estadísticos 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).

Gráfica 5-2: Caudal medio mensual para dos estaciones.



Por lo anterior se desarrolló una metodología que valida las series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP (ver Gráfica 5-3):

Gráfica 5-3: Metodología de validación de las series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP.





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 i) media, ii) desviación estándar, iii) mediana, iv) coeficiente de variación, v) desviación media, vi) percentiles 97.5 y 2.5 % y vii) 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%
Coeficiente 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 (ARP)			Plantas del Sistema			Indicadores		Validación		
Serie Planta 1	Serie Planta 2	Serie Planta n	Planta 1	Planta 2	Planta n	P	Q	$P > 0.75$ $n?$	$Q > 0.75$ $Cap Inst?$	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 r Planta 1	Serie r Planta 2	Serie r Planta n	ok	-	-	$P_{serie r}$	$Q_{serie r}$	No	No	

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.

5.2.2. Metodología de modelación de las fuentes intermitentes no convencionales en el SDDP

Como se mencionó anteriormente, la UPME utiliza el 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 desarrollo 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.

5.2.2.1. Enfoque general

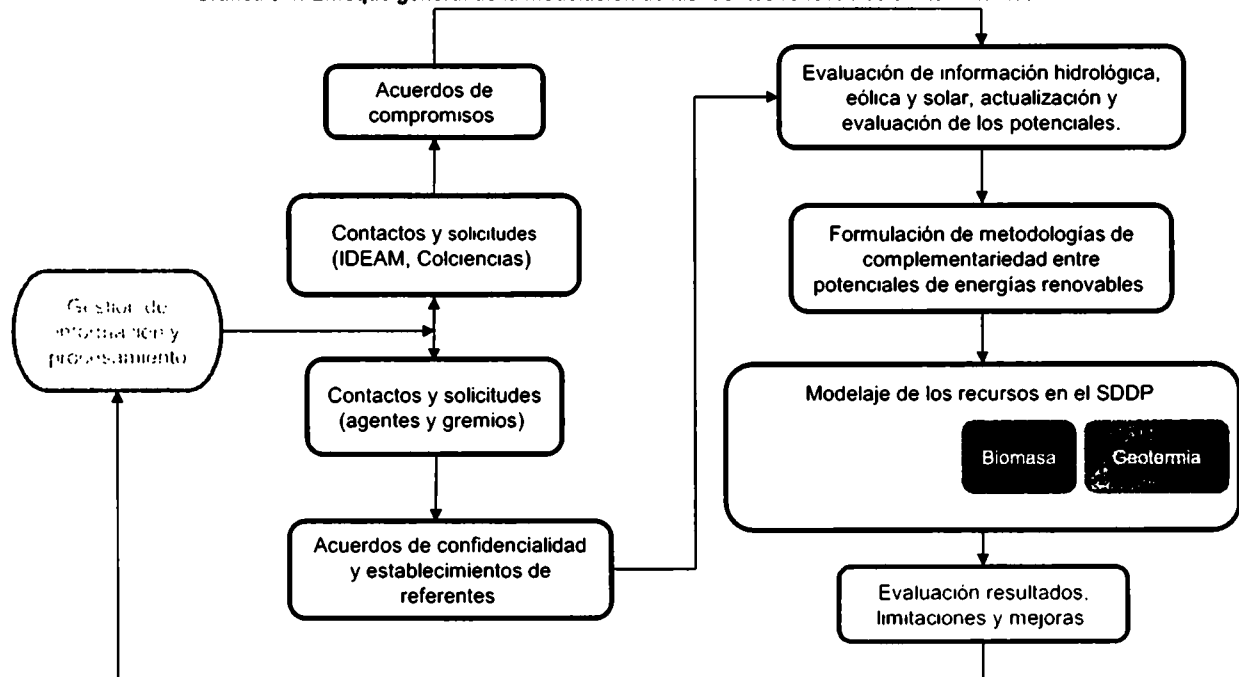
Para el adecuado modelamiento de este tipo de fuentes, se necesita la disponibilidad de información de los recursos bajo estudio. Es por ello que la Unidad ha entablado acercamientos con entidades estatales, privadas y universitarias, buscando la consecución de este tipo de información. De esta manera 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 la estructuración de convenios de confidencialidad para compartir información. Fue así que para la formulación de este Plan la UPME contó con información histórica 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 como JEMEIWAA KA, EPM, ISAGEN y ENEL GREEN POWER.

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 (ver Gráfica 5-4).

A continuación se presentan las metodologías individuales para la modelación de las fuentes renovables intermitentes.

Gráfica 5-4: Enfoque general de la modelación de las fuentes renovables e intermitentes.



Fuente de gráfica: UPME.

5.2.2.2. Energía eólica

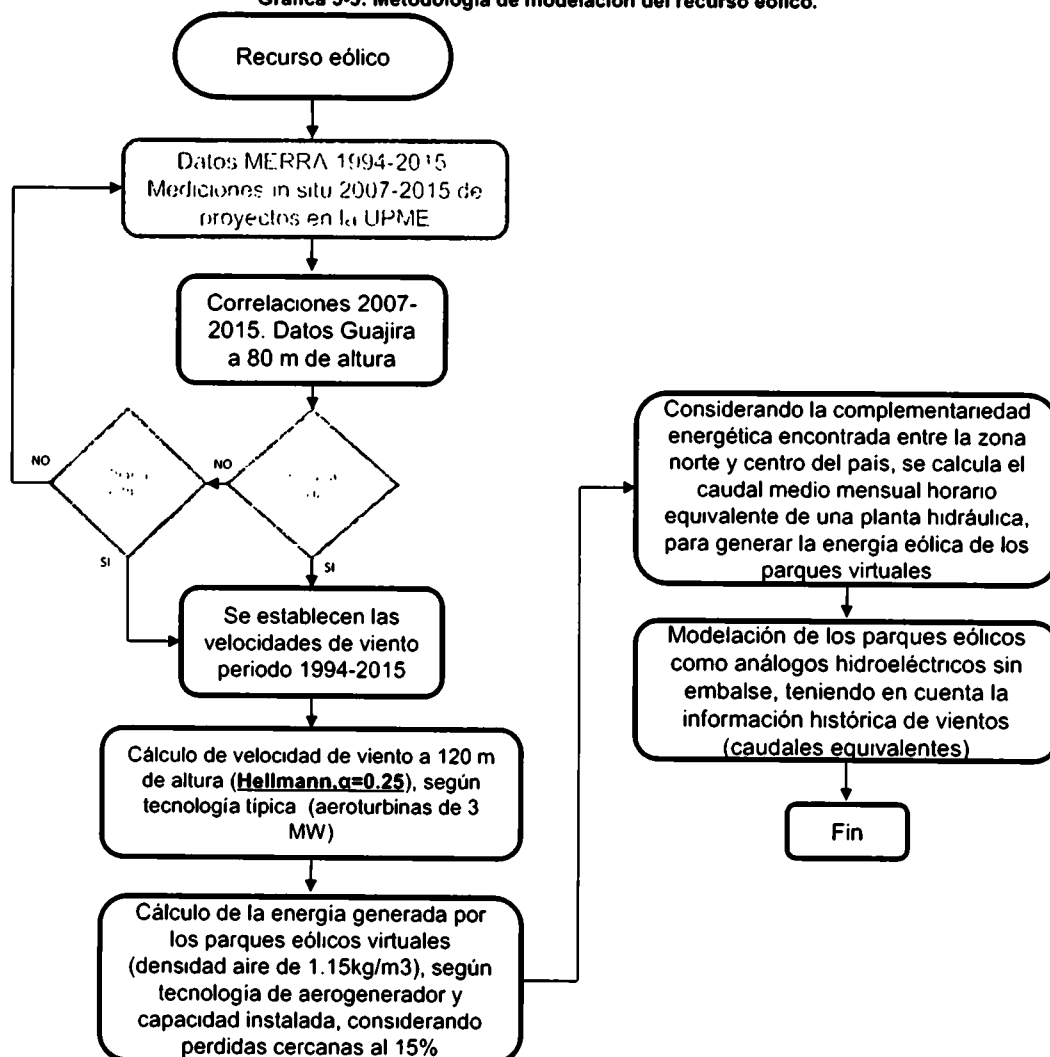
En la Gráfica 5-5 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso eólico. El procedimiento es el siguiente:

- Con los datos históricos de velocidades de viento in situ para el horizonte 2007-2015, esto a una altura de 80 metros (proyectos que suministraron información a la UPME), se construye una serie de tiempo de mayor longitud (1994-2015), 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 %.



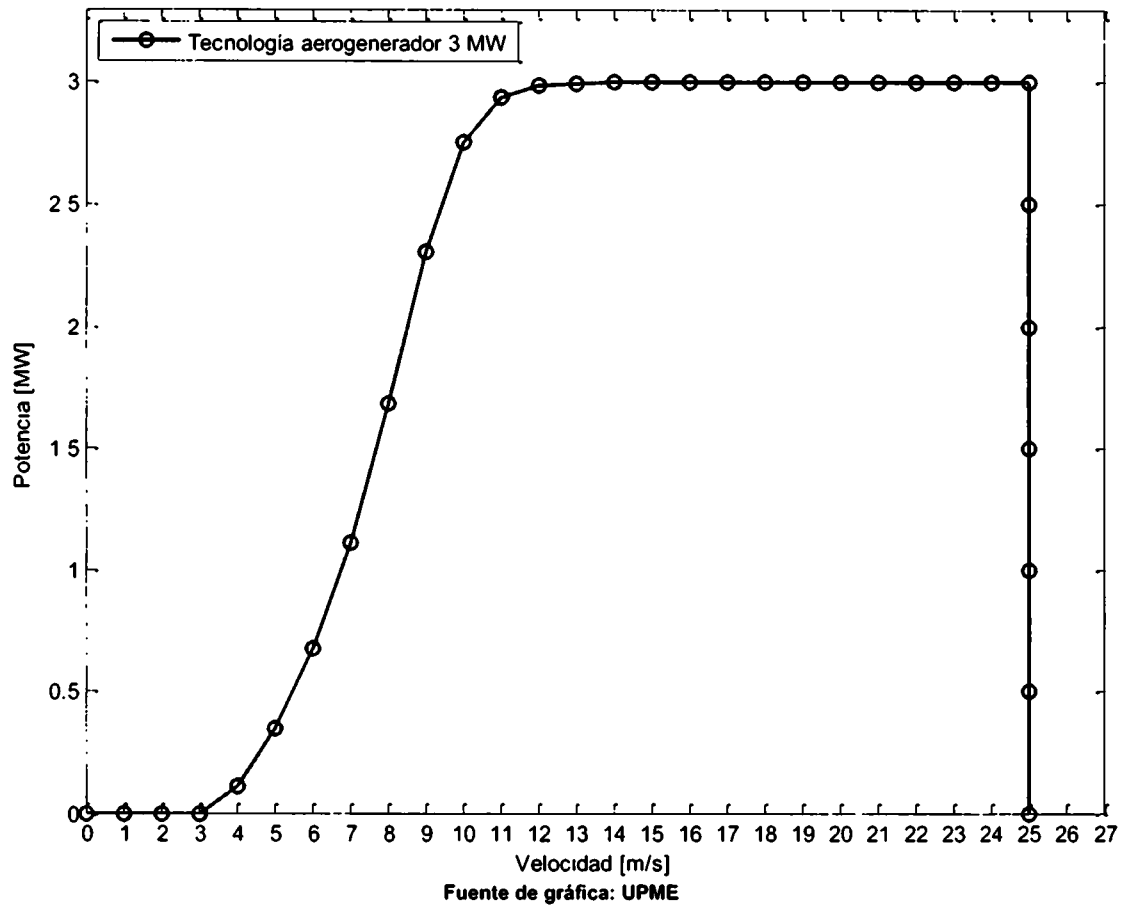
- Posteriormente, una vez se ha construido la serie de tiempo, 1994-2015, se calcula la velocidad del viento a una altura de 120 metros con la ecuación de Hellmann (considerando un coeficiente $\alpha = 0.25$), ello según tecnología típica para aerogenerador de 3 MW (ver Gráfica 5-6).
- Con la serie de tiempo ajustada a la altura correspondiente, se calcula la energía histórica producida por los parques eólicos virtuales, según la tecnología considerada, 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.

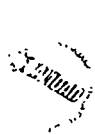
Gráfica 5-5: Metodología de modelación del recurso eólico.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-6: Tecnología aerogenerador utilizada.





5.2.2.3. Energía solar

En la Gráfica 5-7 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido. El procedimiento es el siguiente:

- La Unidad contempla un crecimiento importante de la energía solar a través de Sistemas Fotovoltaicos-SFV (generación distribuida), particularmente en aquellos centros urbanos con alta demanda industrial, lo anterior a pesar de la reducción progresiva de los costos de instalación de esta tecnología para plantas más grandes. Por esta razón se seleccionan las cuatro (4) ciudades 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 2015-2029 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 varias matrices de generación (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). Las expresiones matemáticas son las siguientes:

$$P_i = \left\{ \frac{D_i}{\sum_{j=1}^n D_j} + \frac{R_i}{\sum_{j=1}^n R_j} \right\} \cdot \frac{Cap_{total}}{2}; \quad Cap_{total} = \sum_{i=1}^n P_i$$

- 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 1000 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:

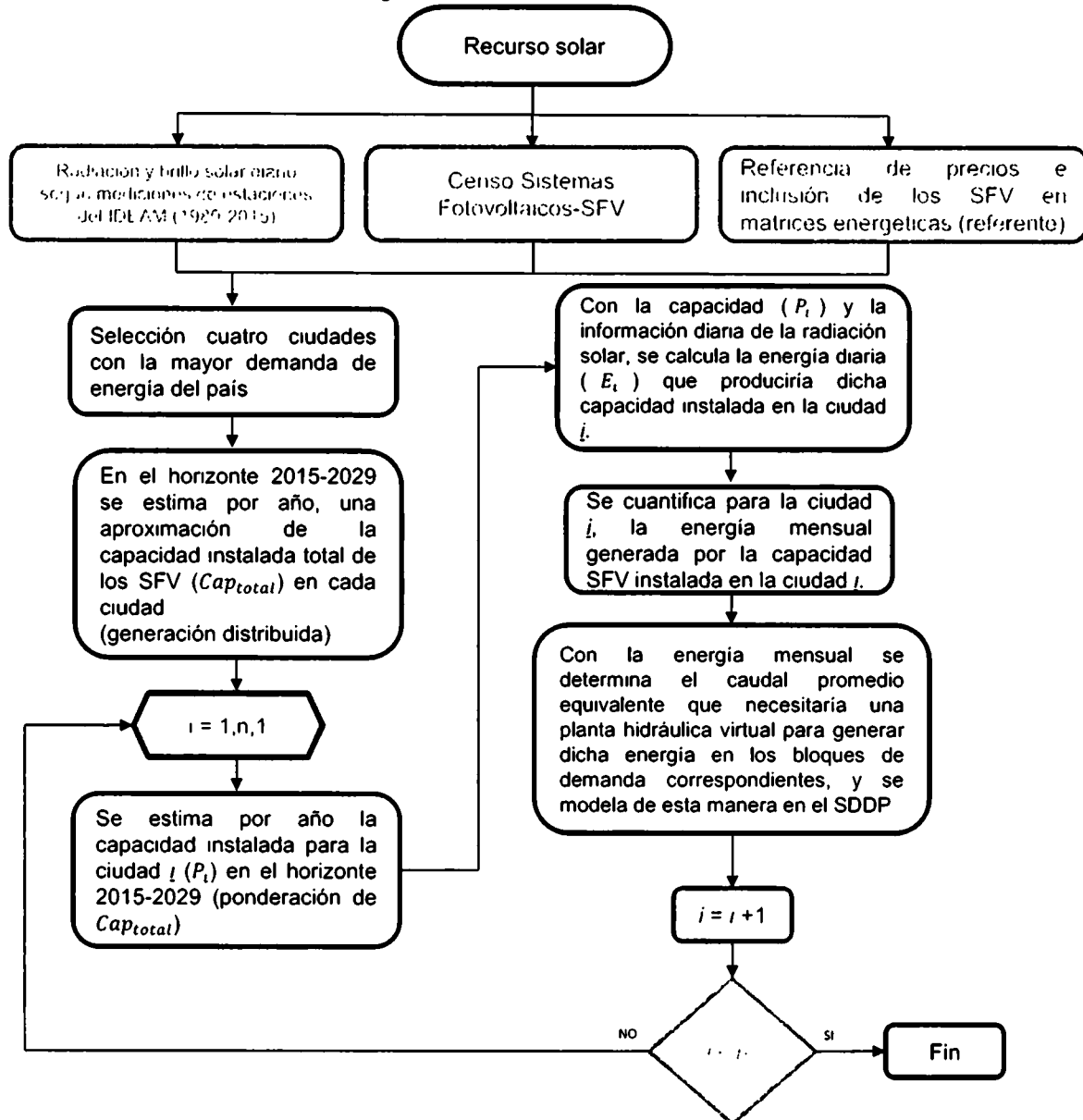
$$h_i = \frac{R_i}{1000 \text{ W/m}^2}$$

- ✓ 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 en los bloques de demanda correspondientes, y se modela de esta manera en el SDDP.

Gráfica 5-7: Metodología de modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido.



Fuente de gráfica: UPME



5.2.2.4. Biomasa

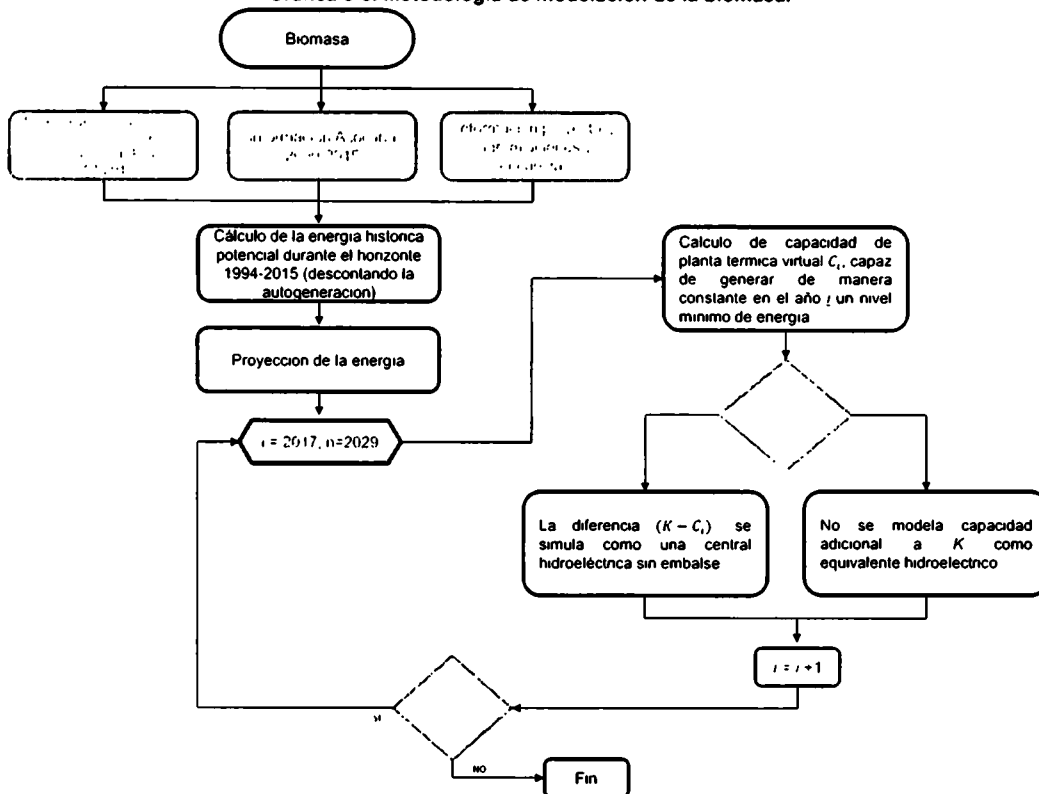
En la Gráfica 5-8 se presenta la metodología planteada para la modelación de la generación a partir de la biomasa. El procedimiento es el siguiente:

- En primera instancia se determina la energía potencial que se hubiera generado durante el periodo 1994-2015 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 2017-2029, 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. Dicha capacidad es adicional al valor de referencia K .
 - ✓ 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 al valor de referencia K , como un equivalente hidroeléctrico.

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. 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. Estos dos enfoques se ilustran en la Gráfica 5-9.

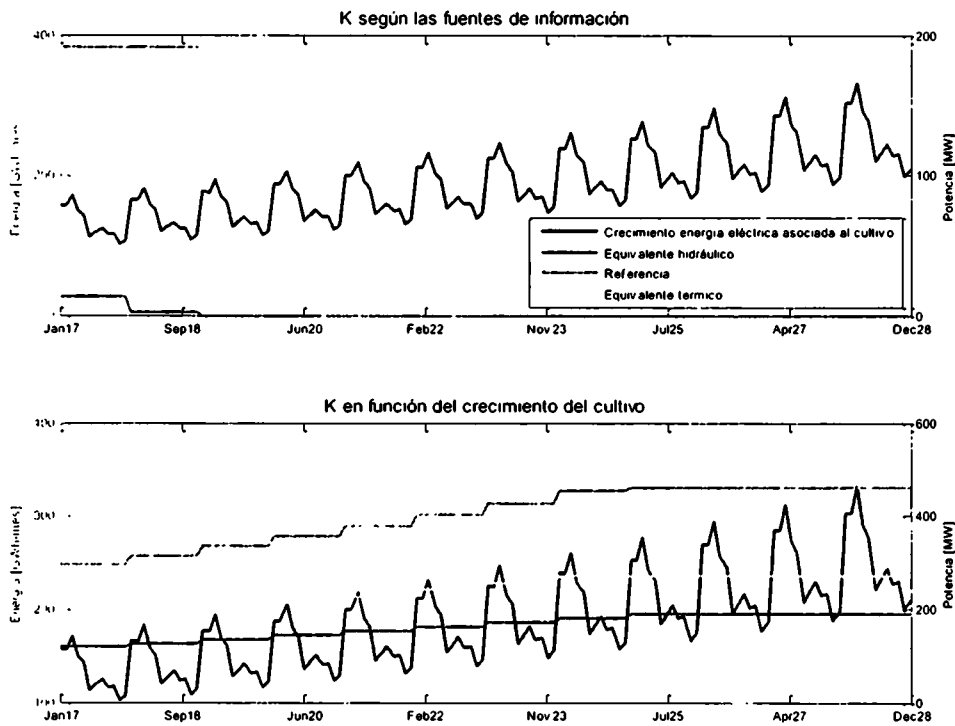


Gráfica 5-8: Metodología de modelación de la biomasa.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-9: Ejemplo modelación biomasa en función del enfoque del valor de referencia K.



Fuente de gráfica: UPME

5.2.2.5. 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.

5.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA

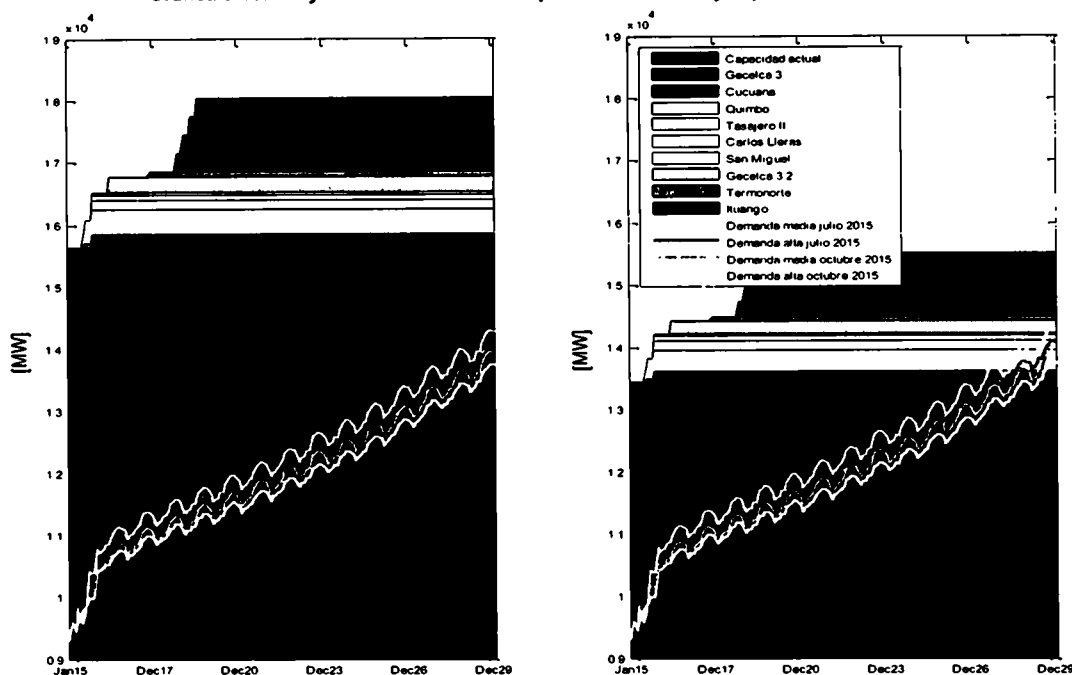
En función de la metodología de Planificación de la generación, donde se realiza un análisis de la disponibilidad de los recursos energéticos, a continuación se presenta la revisión de potencia y energía en Colombia. Esto permite comparar la capacidad instalada de potencia del SIN junto con la Energía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

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 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. La Gráfica 5-10 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 escenarios alto y medio de la proyección de demanda de los meses de julio y octubre de 2015. La gráfica presenta la capacidad efectiva neta, es decir, no se considera inicialmente la afectación de la misma por los índices de indisponibilidad, para luego contrastar dicho balance con la capacidad instalada, ajustada con los mencionados índices.

Gráfica 5-10: Proyección de demanda de potencia eléctrica y capacidad instalada.



Fuente de gráfica: UPME

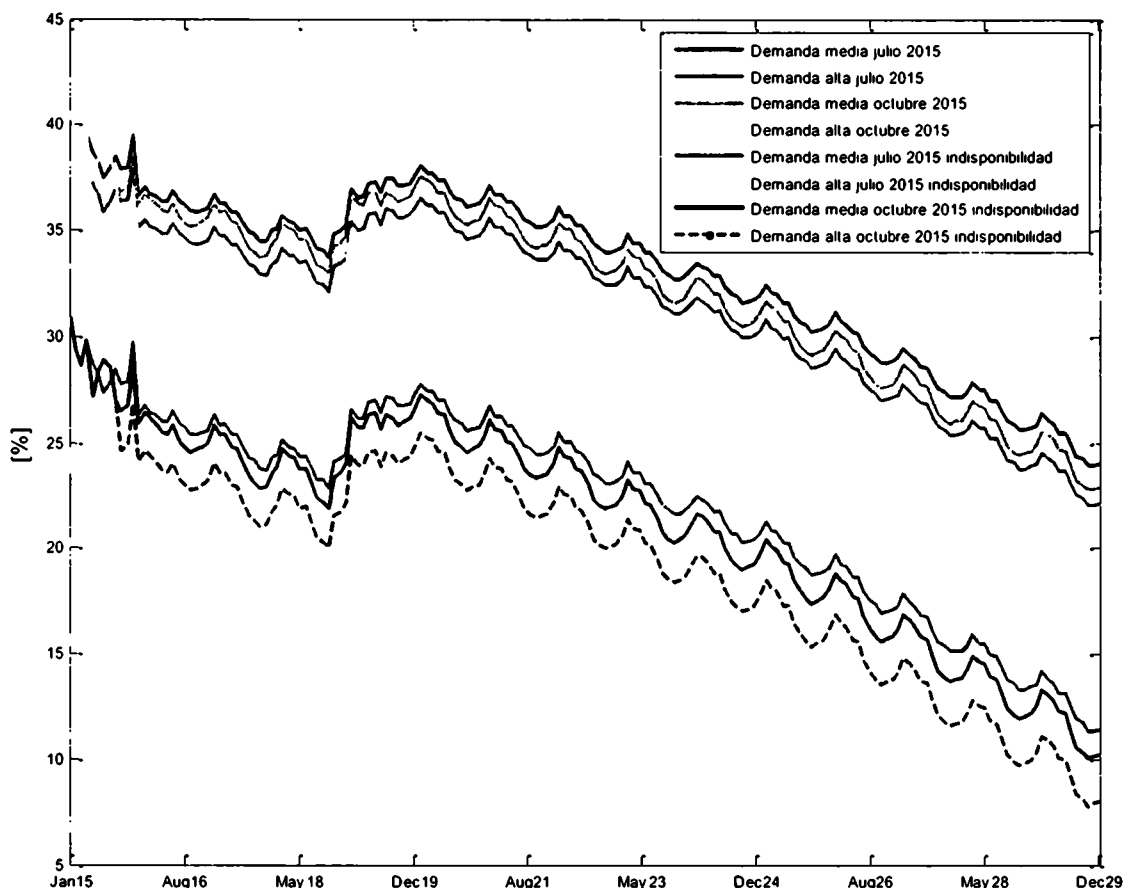


De la gráfica anterior se puede concluir que en todos los escenarios de demanda, alto y medio, y para los dos casos, la capacidad instalada es superior a los requerimientos de potencia que el sistema exige. De todas maneras se observa hacia el final del periodo de planeación, una reducción del 14.18 % en la capacidad del parque generador (2561.5 MW), ello cuando se consideran los índices de indisponibilidad.

Si bien para todo el horizonte la demanda máxima de potencia se podría abastecer (sin considerar el efecto de la reducción de capacidad cuando se tienen bajos niveles en los embalses), el margen de reserva del sistema disminuye considerablemente. La Gráfica 5-11 indica el comportamiento de dicha variable, el cual es inferior al 35 % para el mes de septiembre del 2021 (escenario demanda alta y sin contemplar los índices de indisponibilidad). A partir de ese instante el indicador decrece de manera progresiva por la no inclusión de nuevos proyectos de generación. Si el margen de potencia se calcula contemplando los índices de indisponibilidad, el mismo se reduce en más del 10 % respecto al cálculo original (para cada etapa e indistintamente de la proyección de demanda, es decir, julio u octubre de 2015).

En la próxima versión del Plan de Expansión se analizará el efecto del nivel de los embalses del SIN cuando se tienen aportes hidrológicos reducidos, en el cálculo del balance de potencia y el margen de reserva del sistema.

Gráfica 5-11: 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, revisiones julio y octubre de 2015, y la Energía Firme verificada 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, Ambeima y Porvenir II, ya que son proyectos que perdieron sus obligaciones de Energía Firme-OEF. Asimismo se tuvo en cuenta las fechas de entrada en operación reportadas al momento de iniciar los análisis de este Plan, lo anterior en virtud del seguimiento a los proyectos de generación que realiza la Unidad.

Este ejercicio se realizó para nueve (9) escenarios, los cuales contemplan un caso base de referencia, que tiene en cuenta la Energía en Firme verificada y las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de todas las plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, se plantean escenarios de atraso para aquellos proyectos, que según el informe de seguimiento que realizó la UPME al momento de iniciar los análisis del Plan, tenían dificultades (ver Tabla 5-4). Todos los escenarios prevén un atraso máximo de un año, sin la posibilidad de ceder las Obligaciones de Energía en Firme. 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 misma no se puede respaldar con una sola unidad de generación.

Tabla 5-4: Escenarios considerados.

	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
El Quimbo	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15
Tasajero II	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Gecelca 3	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
San Miguel	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Cucuana	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15
Ituango	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18
Gecelca 3.2	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17

Fuente de tabla: UPME.

El primer caso corresponde al escenario base, Gráfica 5-12, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos de Energía Firme. Los atrasos individuales de Quimbo, Gecelca 3.2, Ituango, Cucuana, San Miguel, Termonorte y Carlos Lleras, así como el caso crítico (atrasos simultáneos), se observan en la Gráfica 5-13.

Resultados:

- En el caso base se observa una reducción de la ENFICC verificada a partir de diciembre de 2015, ello producto del cambio en la declaración del combustible para respaldar la Energía en Firme (sustitución de gas natural por combustibles líquidos). Adicionalmente, se comprometería la atención de la demanda en septiembre de 2021, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de julio de 2015. Si se contrasta la "oferta energética firme" con el escenario alto de proyección de octubre, la demanda

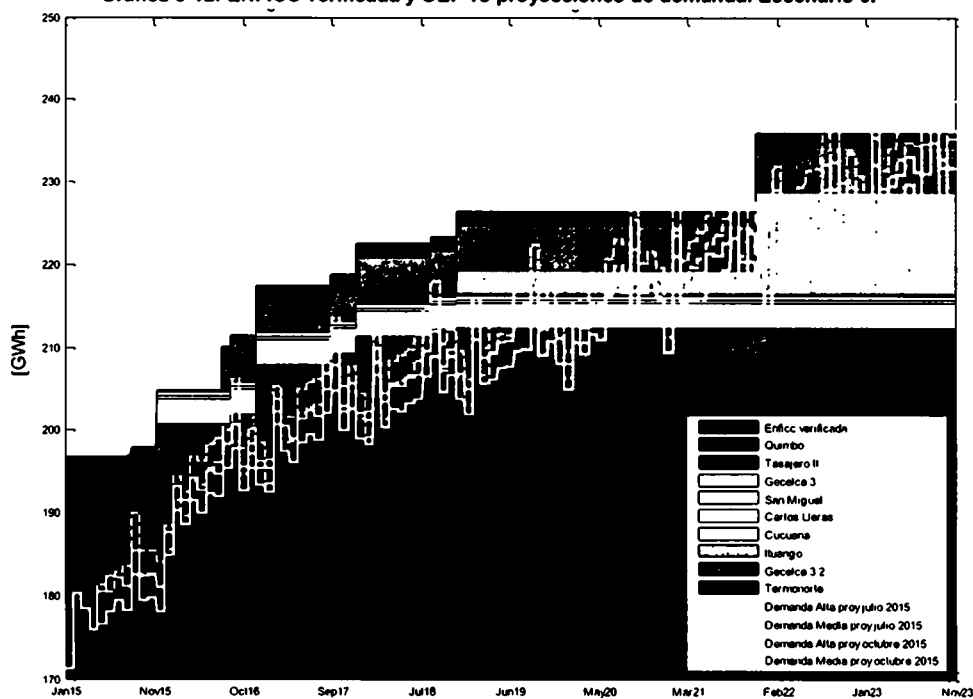


estaría en riesgo a partir del mismo mes, pero en el año 2020. Por otro lado, si bien para los escenarios 1, 2, 4, 5, y 7, atrasos independientes de los proyectos El Quimbo, Gecelca 3.2, Cucuana, San Miguel y Carlos Lleras, se ve que la ENFICC y la OEF son inferiores a la proyección de la demanda, escenario alto de julio de 2015, ello a partir de septiembre de 2021, esto no es atribuible a dichos atrasos. Es decir, el balance para dichos casos es similar al del escenario base, en el momento donde se evidencia el déficit. Ahora bien, si se contrasta la proyección alta de la demanda de octubre de 2015 con la energía en firme verificada y las obligaciones de energía en firme para los mismos escenarios de atraso (0, 1, 4, 5 y 7), salvo para el caso de Gecelca 3.2, se observa a partir de septiembre de 2020 que el consumo nacional podría estar comprometido. En el caso de la planta térmica a carbón, escenario 2, un año de atraso respecto a la fecha inicialmente considerada podría representar un riesgo para la demanda a partir de septiembre de 2016, lo anterior debido al poco margen que se evidencia en dicho periodo.

- Para el escenario 3, atraso de Ituango, se comprometería la atención de la demanda a partir de septiembre de 2021, considerando el escenario alto de demanda de julio de 2015. Bajo el escenario alto de la proyección de octubre, la demanda superaría las OEF y la ENFICC agregada en septiembre de 2020, sin embargo, vale la pena mencionar que un año antes, septiembre de 2019, el margen entre la "oferta energética" y la demanda es inferior al 1 %, razón por la cual un crecimiento en el consumo nacional superior al proyectado, podría generar desabastecimiento en el territorio nacional.
- En el escenario 6, no ejecución de Termonorte, se comprometería la atención de la demanda en septiembre de 2021, contemplando el escenario alto de la revisión de julio de 2015, y en septiembre de 2020 considerando los escenarios alto y medio de la proyección de octubre. Lo anterior ratifica la importancia de la energía en firme aportada por este proyecto.
- Finalmente, para el escenario 8 la demanda estaría en riesgo a partir de septiembre de 2021, bajo la proyección de julio de 2015. Si bien no hay un cambio significativo en la fecha, los déficit son ostensiblemente mayores. En el caso de la proyección de demanda de octubre de 2015, se observan situaciones riesgosas en los meses de septiembre de los años 2016 (atraso Gecelca 3.2), 2019 (atraso de Ituango y no puesta en servicio de Termonorte) y 2020 (no ejecución de Termonorte).
- Los análisis anteriores no contemplaron la posibilidad de contar con mayor energía en firme a través los proyectos en construcción, lo cual si bien le permitiría a la demanda nacional disponer de una mayor "oferta energética" sin necesidad de una nueva subasta, no representa un estudio conservador en relación a las recomendaciones de la Unidad de cara a los agentes e instituciones del sector.

Nota: El balance entre la demanda, energía y potencia, y la oferta de energía en firme junto con la capacidad instalada actual y proyectada, tuvo en cuenta las fechas de puesta en servicio de los proyectos que fueron reportadas en su momento. Se debe resaltar que a la fecha de publicación de este documento, Gecelca 3, Cucuana y Quimbo recientemente entraron en operación comercial.

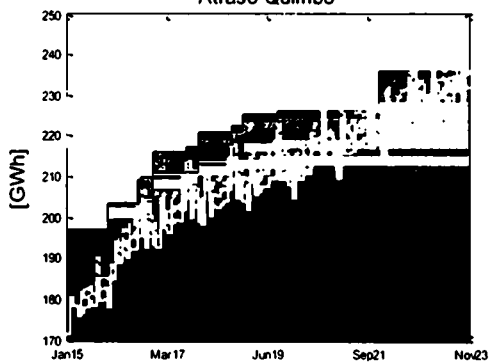
Gráfica 5-12: ENFICC verificada y OEF vs proyecciones de demanda. Escenario 0.



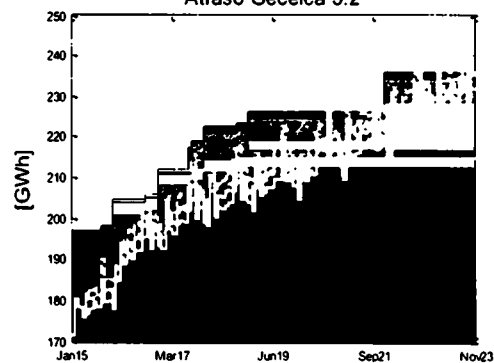
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-13: ENFICC verificada y OEF vs proyecciones de demanda. Escenarios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8.

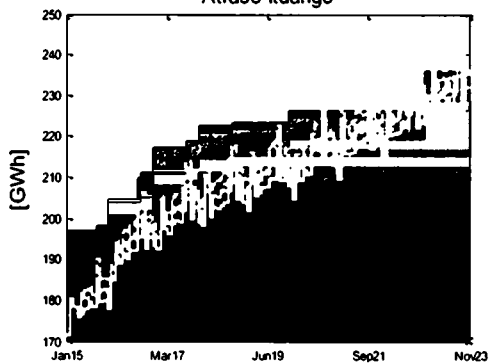
Atraso Quimbo



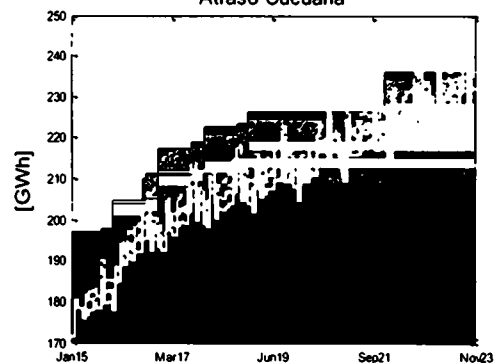
Atraso Gecelca 3.2

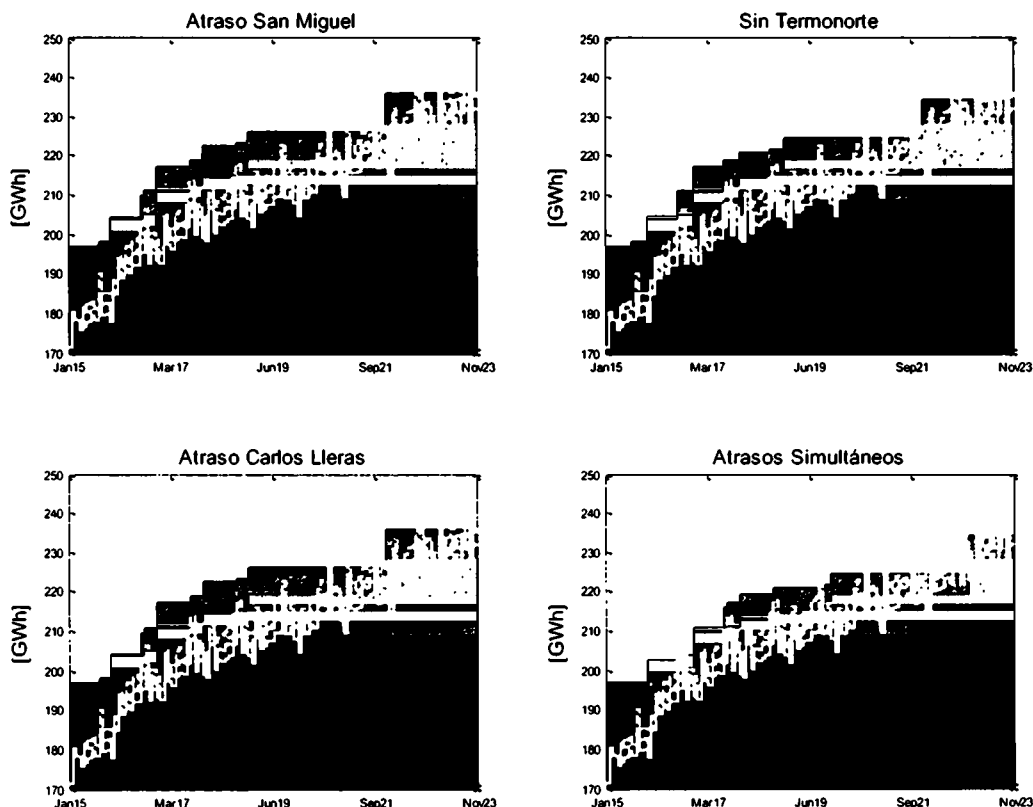


Atraso Ituango



Atraso Cucua





Fuente de gráfica: UPME

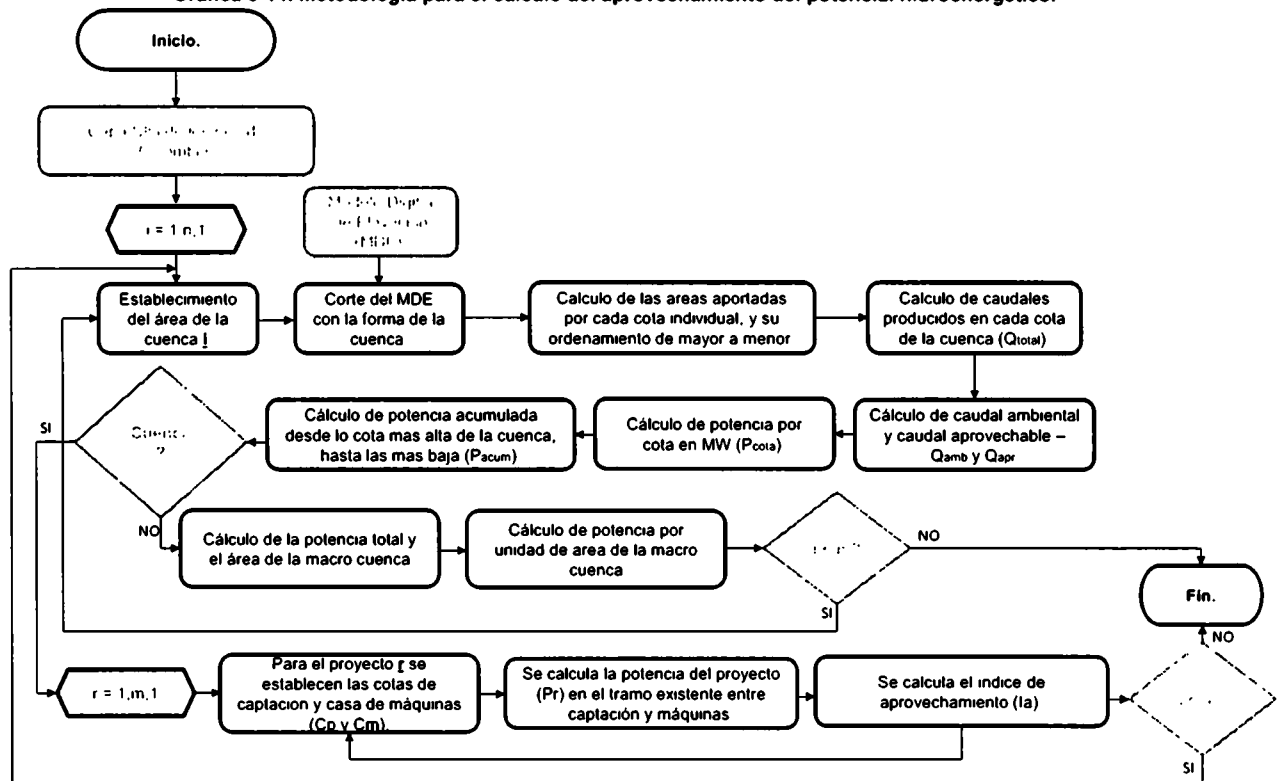
5.4. OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO

A continuación se presenta, a través de análisis geográficos e hidrológicos, el impacto de las plantas menores en relación con el aprovechamiento del potencial hidroenergético, 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 macro cuencas, en el cual se muestra el potencial energético de cada una de ellas

5.4.1. Metodología

En la Gráfica 5-14 se presenta el procedimiento formulado para establecer el impacto de la generación menor en el aprovechamiento del potencial hidroenergético, y cuantificar el potencial "bruto" de cada macro cuenca, a saber Magdalena/Cauca, Caribe, Pacífico, Orinoquía y Amazonia.

Gráfica 5-14: Metodología para el cálculo del aprovechamiento del potencial hidroenergético.



Fuente de gráfica: UPME

El procedimiento es el siguiente:

- Dentro del Sistema de Información Geográfica, ArcMap o similar, se establece el área de análisis, es decir, cuenca o macro cuenca.
- Se hace un corte del Modelo Digital de Elevación-MDE oficial del IGAC con la forma de la cuenca o macro cuenca a ser analizada.
- 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, ello 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.
- Se determinan 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.
- Se determina el caudal acumulado (Q_{total}), en la medida que se "desciende" dentro de la zona de análisis.

- Se calcula el caudal ambiental (Q_{amb}) como un porcentaje del caudal acumulado en cada cota. En el caso de microcuencas se utilizó el 5% del caudal medio. Posteriormente se cuantifica el caudal aprovechable (Q_{apr}), como la resta entre el caudal acumulado y el caudal ambiental.

$$Q_{amb} = (0.05) \cdot Q_{total} \quad Q_{apr} = Q_{total} - Q_{amb}$$

- Se determina 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 (0.85 para este ejercicio de planificación). 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 1'000000 para obtener la potencia en Megavatios (MW).

$$P_{cota} = (0.85) \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot Q_{apr}$$

- Se calcula finalmente la potencia acumulada, desde la cota más alta hasta la más baja de la zona de análisis.

$$P_{acum} = \sum_{j=1}^k P_{cota_j}$$

- Para un proyecto específico, se establece la potencia de la cuenca entre las elevaciones (P_r), restando la potencia acumulada hasta la Captación (C_p), de la potencia acumulada hasta la Casa de Máquinas (C_m). El resultado es la máxima potencia que puede obtenerse del flujo entre los mencionados puntos, la cual es comparada con la potencia instalada de cada proyecto.

$$P_r = P_{Cp} - P_{Cm}$$

- Finalmente se determina el índice de aprovechamiento (I_a), el cual es la razón entre la capacidad del proyecto y P_r . En el caso de las macro cuencas, se establece la potencia para el área total, y se divide por éste último valor para obtener la potencia por unidad de superficie (MW/km^2).

$$I_a = \frac{Cap\ Inst}{P_r}$$

Resultados:

Para las cuencas pequeñas, veintidós (22) en total, se analizaron 48 proyectos, cuyos resultados se listan a continuación (Tabla 5-5):

Tabla 5-5: Resumen micro cuencas.

Río o Quebrada	Área Cuenca [km ²]	Código Proyecto	Cota Captación [msnm]	Cota CM [msnm]	Potencia Instalada [MW]	Potencia Tramo P_r [MW]	Aprov Proyecto [%]	I_a [%]
(1) Río Chitagá	1567.45	1.1	1550	1395	19.91	120.64	16.50	17.5
		1.2	1350	1220	19.23	102.47	18.77	
		2.1	965	775	13.03	16.32	79.82	
(2) Quebrada El Rosario	176.16	2.2	1080	970	5.94	8.76	67.78	59.4
		2.3	1230	1095	6.12	9.91	61.76	
		2.4	1820	1375	8.26	21.10	39.14	
(3) Río Tatamá	297.99	3.1	1398	1222	9.8	53.90	18.18	33.4
		3.2	1160	1000	16.29	52.90	30.79	



Río o Quebrada	Área Cuenca [km²]	Código Proyecto	Cota Captación [msnm]	Cota CM [msnm]	Potencia Instalada [MW]	Potencia Tramo P_r [MW]	Aprov Proyecto [%]	I_a [%]
		3 3	886	755	19 98	45 59	43 83	
		3 4	745	619	19 93	45 13	44 16	
(4) Río Aures	241 41	4 1	1850	1300	19 9	37 21	53 48	69 4
		4 2	1200	1050	13 45	10 84	124 07	
(5) Río Penderisco	1616 60	5 1	1725	1600	20	54 03	37 01	42 5
		5 2	1510	1410	20	39 98	50 03	
(6) Río Mulatos	97 24	6 1	1074	768	9 9	8 53	116 05	135
		6 2	700	534	8 32	4 89	169 98	
(7) Quebrada Espíritu Santo	228 44	7 1	1715	1035	19 9	38 69	51 43	51 4
(8) Río Uramá	603 53	8 1	1550	1300	19 9	101	19 70	15 2
		8 2	680	580	3 13	50 18	6 24	
(9) Río Guática	178 81	9 1	1790	1665	4	6 06	66 05	85 9
		9 2	1375	1230	8	7 90	101 21	
		10 1	639	511	16 48	16 59	99 31	
		10 2	832	679	14 9	19 50	76 41	
		10 3	1090	840	16 39	30 85	53 12	
(10) Río Recio	727 60	10 4	1354	1122	14 93	26 23	56 92	65 04
		10 5	1666	1362	18 67	29 92	62 39	
		10 6	2010	1682	18 1	27 55	65 70	
		10 7	2359	2036	13 85	23 57	58 75	
(11) Río Nare	154 21	11 1	390	274	9 8	7 39	132 63	132 6
(12) Río Paloma	148 74	12 1	1750	1500	8 1	8 79	92 14	79 78
		12 2	1490	1300	5 6	8 38	66 82	
(13) Río Tenerife	124 73	13 1	1225	987	15	12 51	119 86	137 4
		13 2	1300	1160	12 05	7 17	168 03	
		14 1	1115	988	6	7 17	83 71	
(14) Río Pensilvania	133 40	14 2	1700	1375	14 84	16 23	91 42	80 62
		14 3	1500	1150	13 14	18 75	70 10	
(15) Río Rojo	113 06	15 1	1536	1400	4 23	4 65	90 97	90 97
(16) Río Azul	226 16	16 1	1760	1460	6 26	19 27	32 49	52 8
		16 2	1360	1195	9 91	11 30	87 67	
(17) Río Guacavía	209 58	17 1	690	540	8 46	10 06	84 06	97 9
		17 2	920	738	11 85	10 67	111 04	
(18) Río Gazamuno	253 86	18 1	940	620	8 49	15 88	53 45	53 4
(19) Río Humea	246 29	19 1	690	540	15 1	12 36	122 18	122
(20) Quebrada La Noque	241 81	20 1	690	500	9 86	13 93	70 76	70 7
(21) Río Guachicono	1021 35	21 1	1082	966	4 9	31 21	15 70	29 7
		21 2	1082	966	13 66	31 21	43 76	
(22) Río Cocomá	513 33	22 1	1282	1035	19 9	47 59	41 82	45 3
		22 2	970	780	19 9	40 20	49 50	

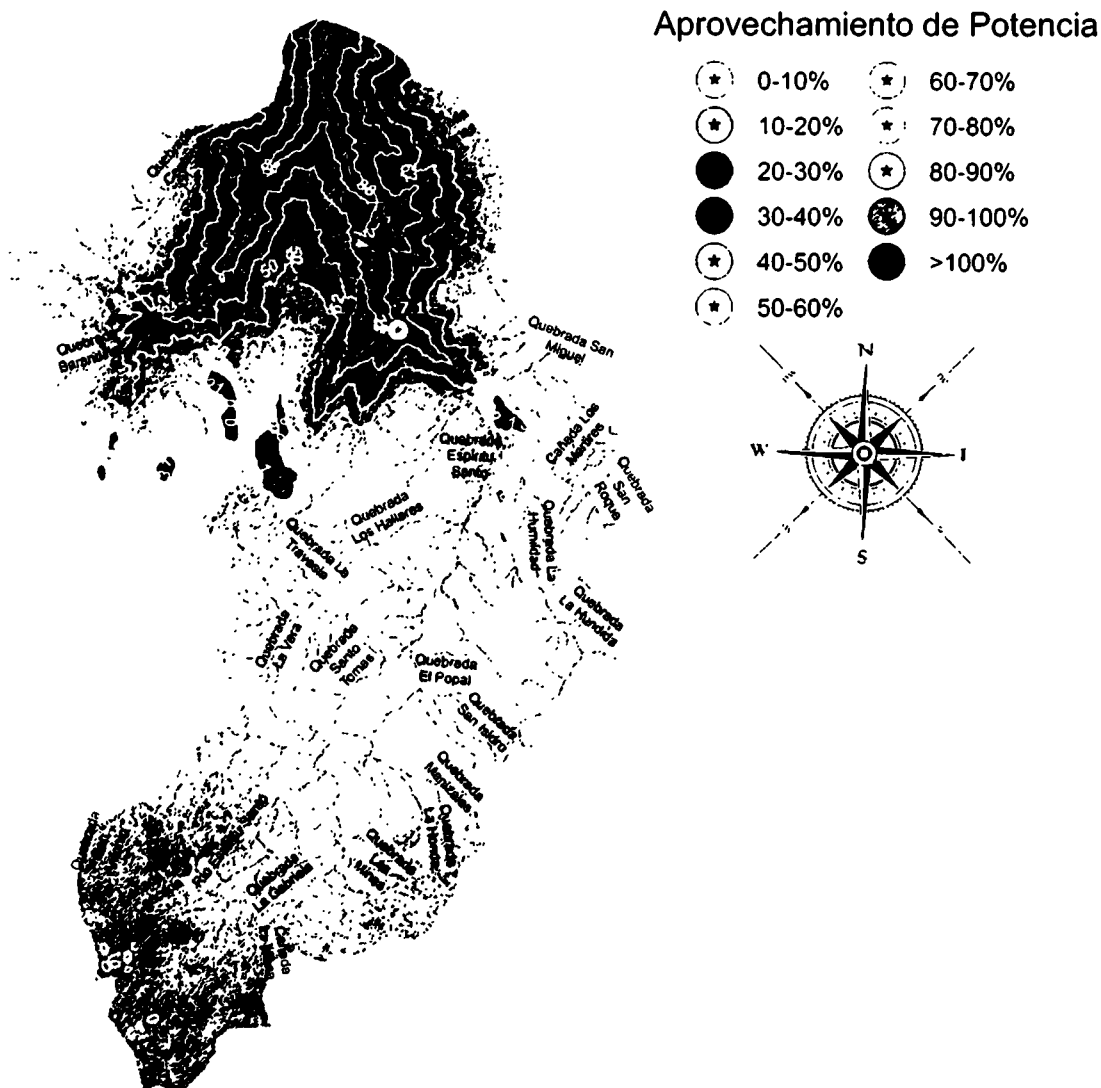
Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, muchos de los proyectos analizados no cumplen 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. Por otro lado, en algunos proyectos, específicamente el 4.2, 6.1, 6.2,

9.2, 11.1, 13.1, 13.2, 17.2 y 19.1, la potencia instalada difícilmente podrá ser utilizada en su totalidad, dado que el río correspondiente en el tramo de interés no alcanza a generar la capacidad propuesta.

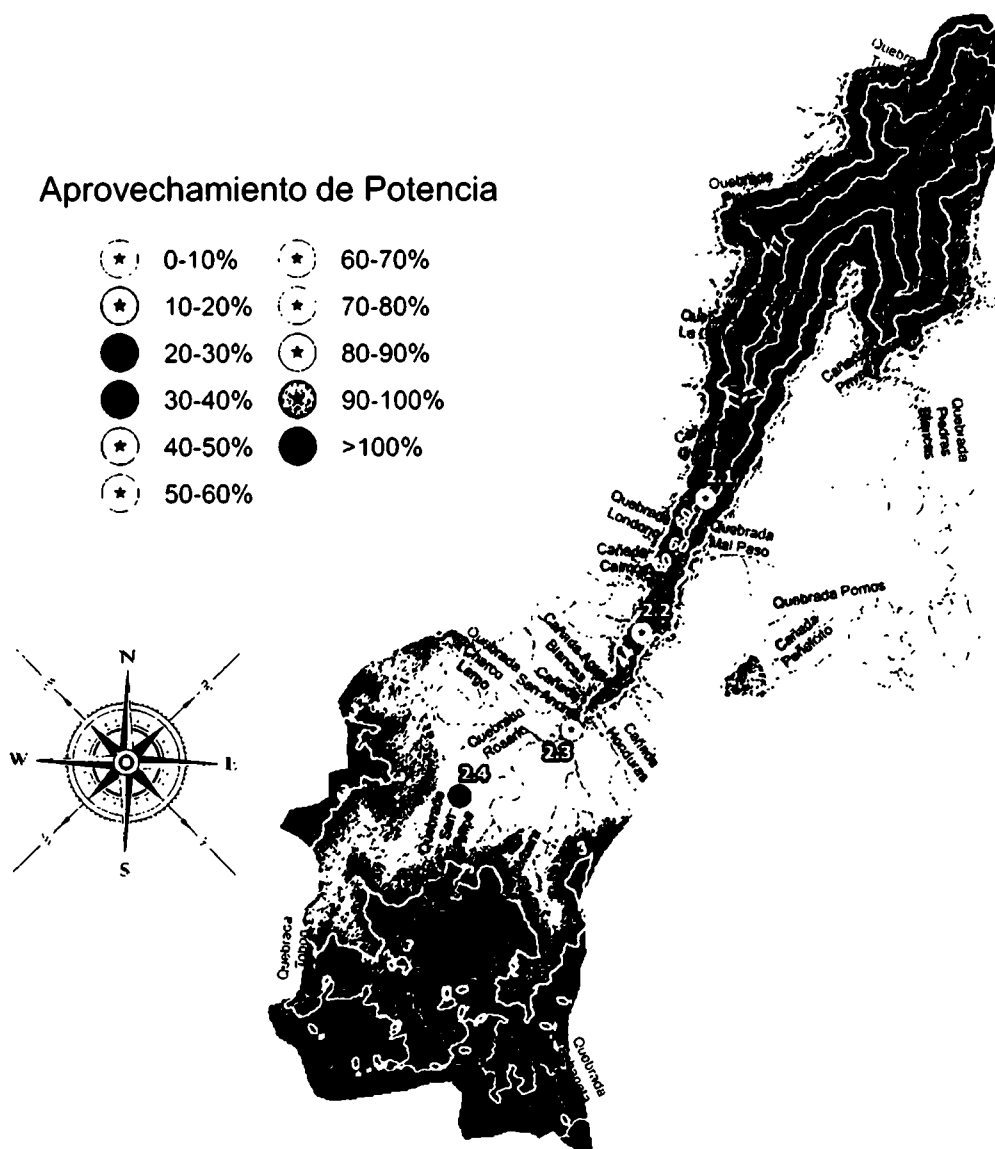
Los mapas de las micro cuencas analizadas, que son presentados a continuación, muestran, además de su forma, relieve e hidrografía, las isocurvas de potencia disponible acumulada, las cuales son equivalentes a las curvas de nivel, ya que para cada nivel dentro de la micro cuenca existe un único valor de potencia acumulada. En este caso particular, los valores de potencia se muestran en megavatios (MW), donde cada curva se calculó para caídas sucesivas de 200 m. Adicionalmente, se observa la localización de los proyectos analizados, teniendo en cuenta la relación entre la potencia instalada y la potencia disponible en el tramo de río correspondiente a cada proyecto, expresada como porcentaje de la potencia disponible.

Gráfica 5-15: Micro cuenca quebrada Espíritu Santo.



Fuente de gráfica: UPME

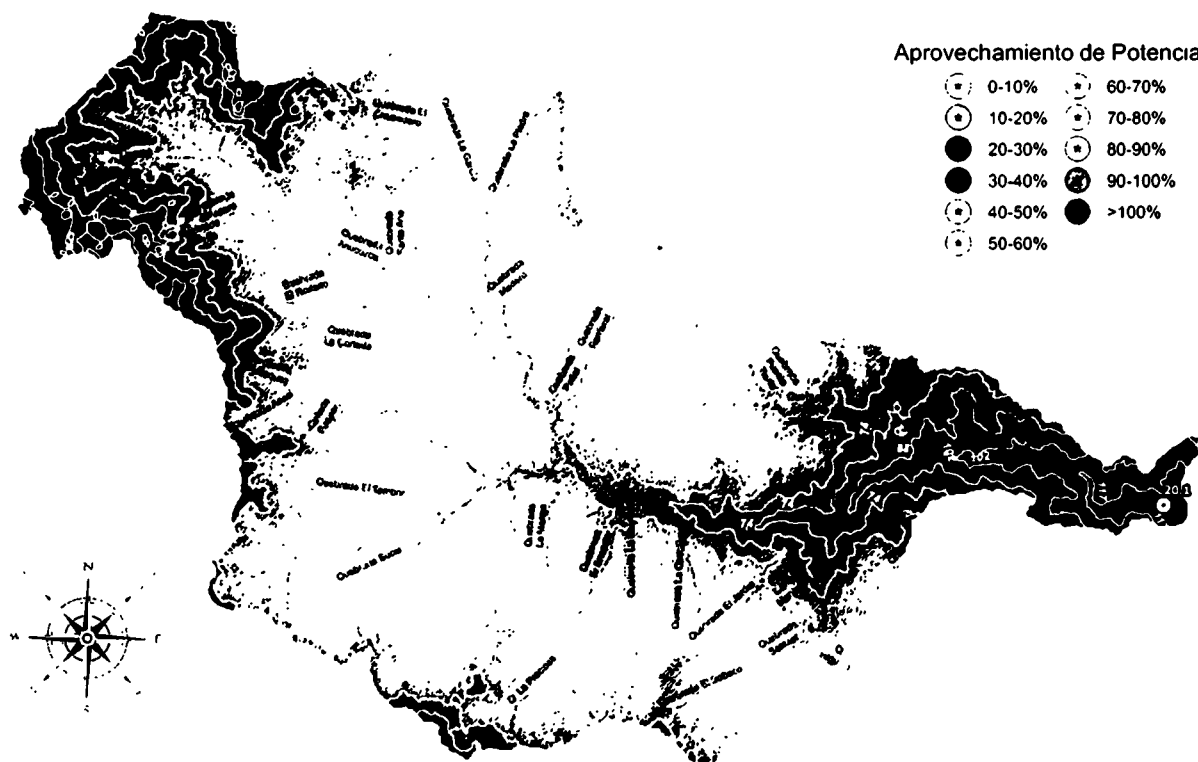
Gráfica 5-16: Micro cuenca quebrada El Rosario.



Fuente de gráfica: UPME

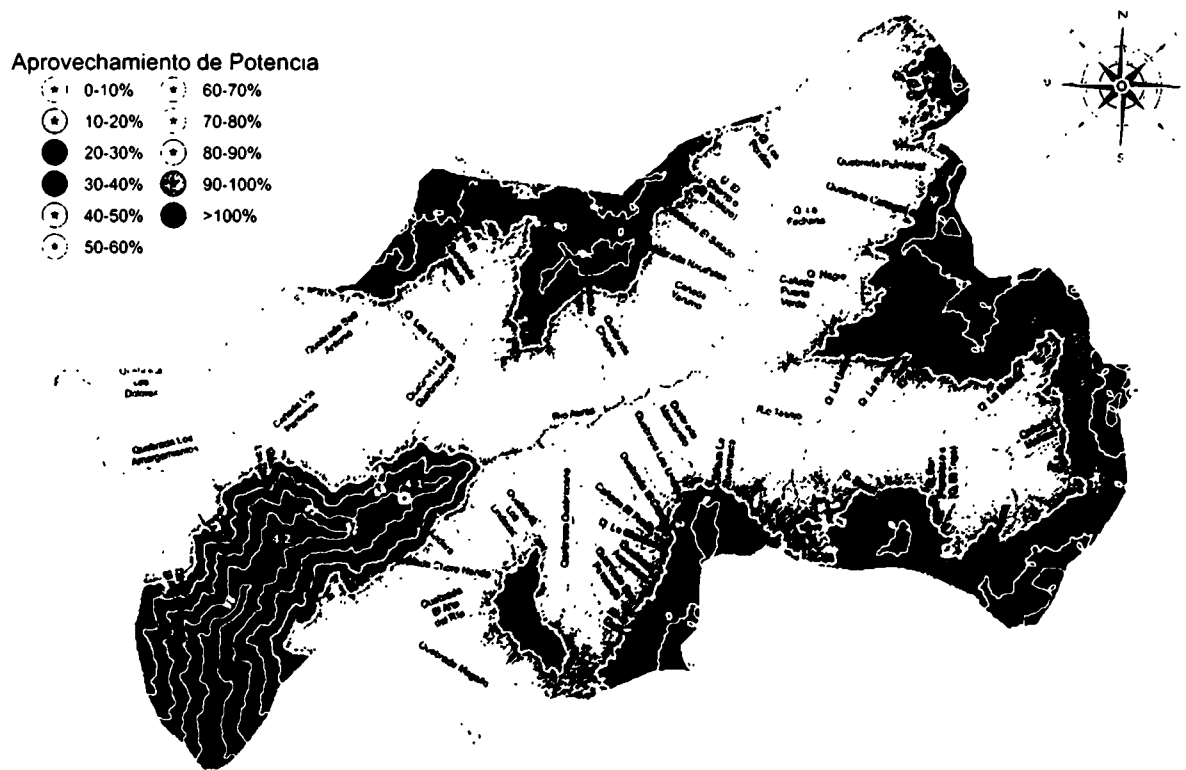


Gráfica 5-17: Micro cuenca quebrada La Noque.



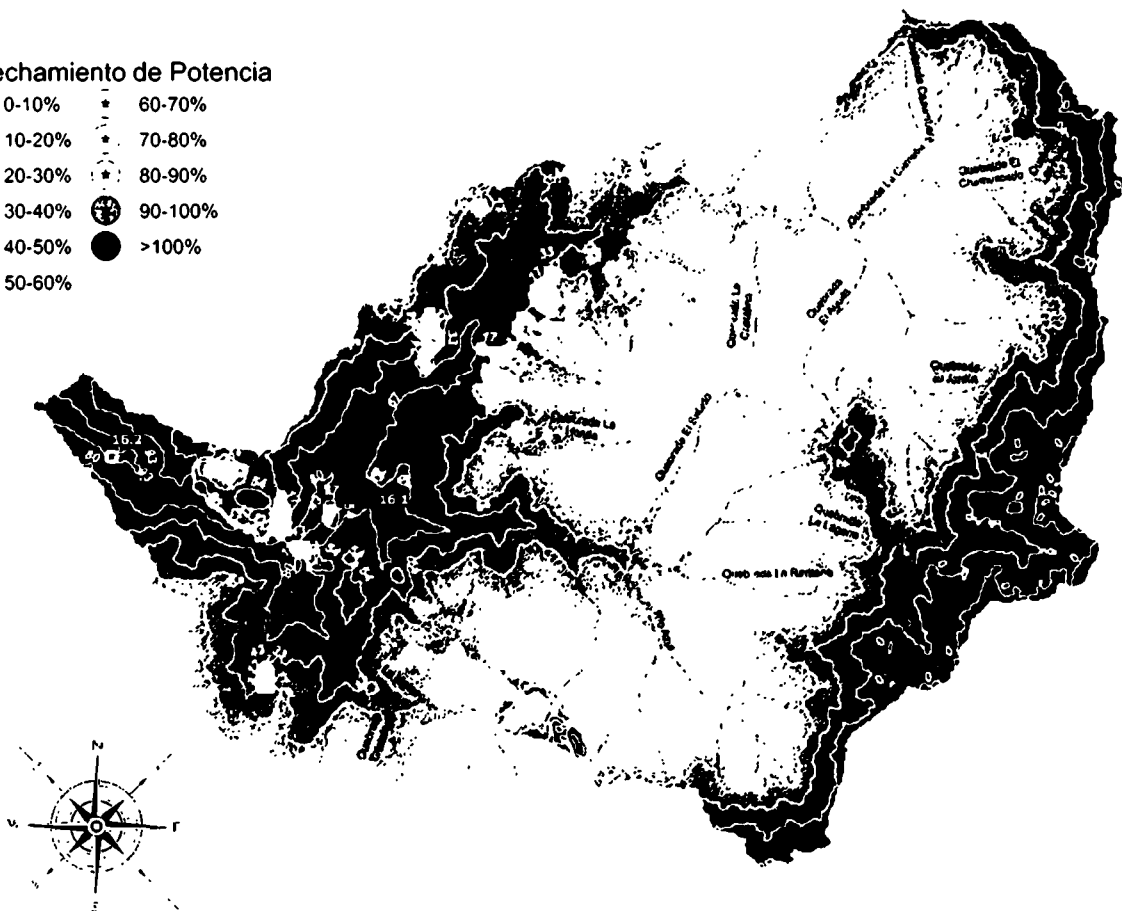
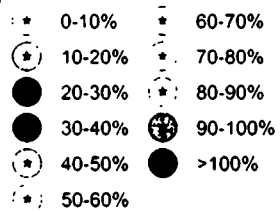
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-18: Micro cuenca río Aures.

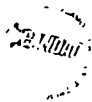


Fuente de gráfica: UPME

Aprovechamiento de Potencia



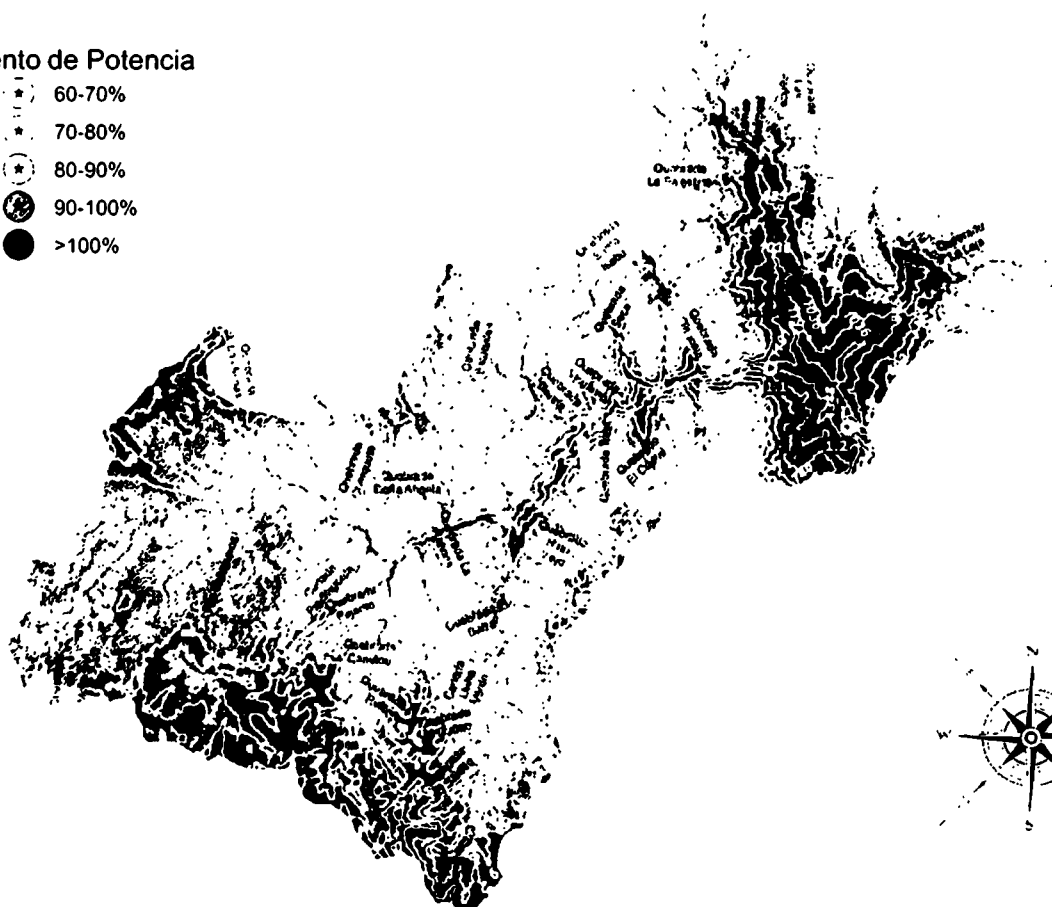
Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 5-20: Micro cuenca río Chitagá.

Aprovechamiento de Potencia

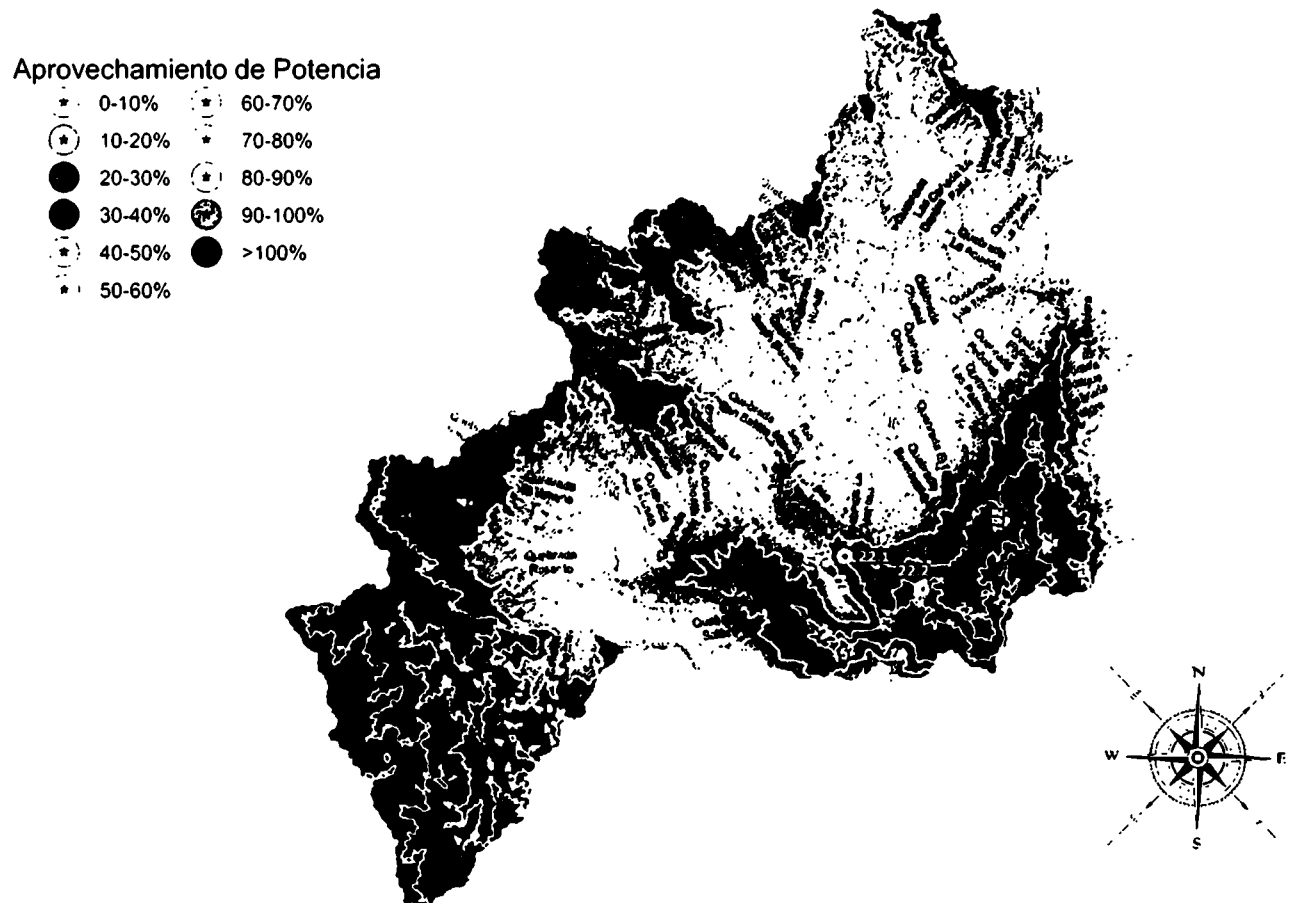
○ 0-10%	○ 60-70%
○ 10-20%	○ 70-80%
● 20-30%	○ 80-90%
● 30-40%	○ 90-100%
○ 40-50%	● >100%
○ 50-60%	



Fuente de gráfica: UPME



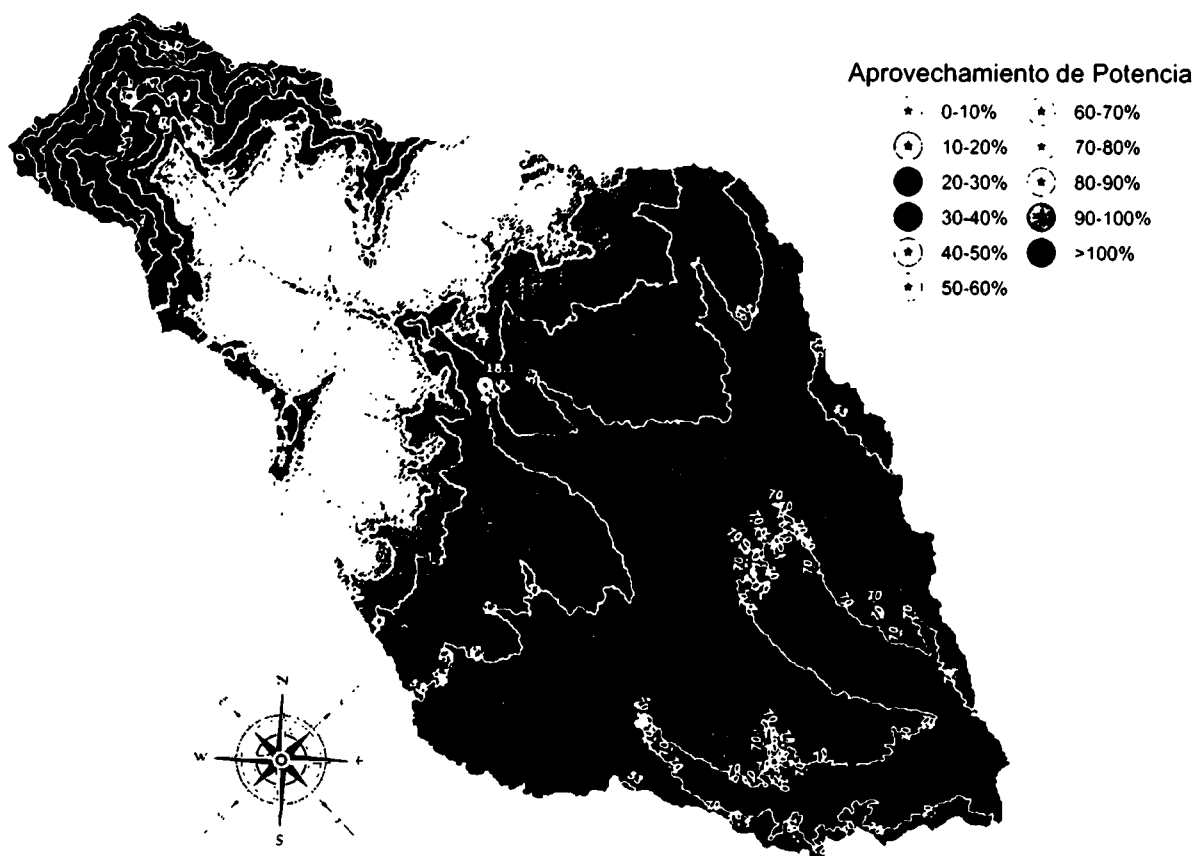
Gráfica 5-21: Micro cuenca río Cocorná.



Fuente de gráfica: UPME



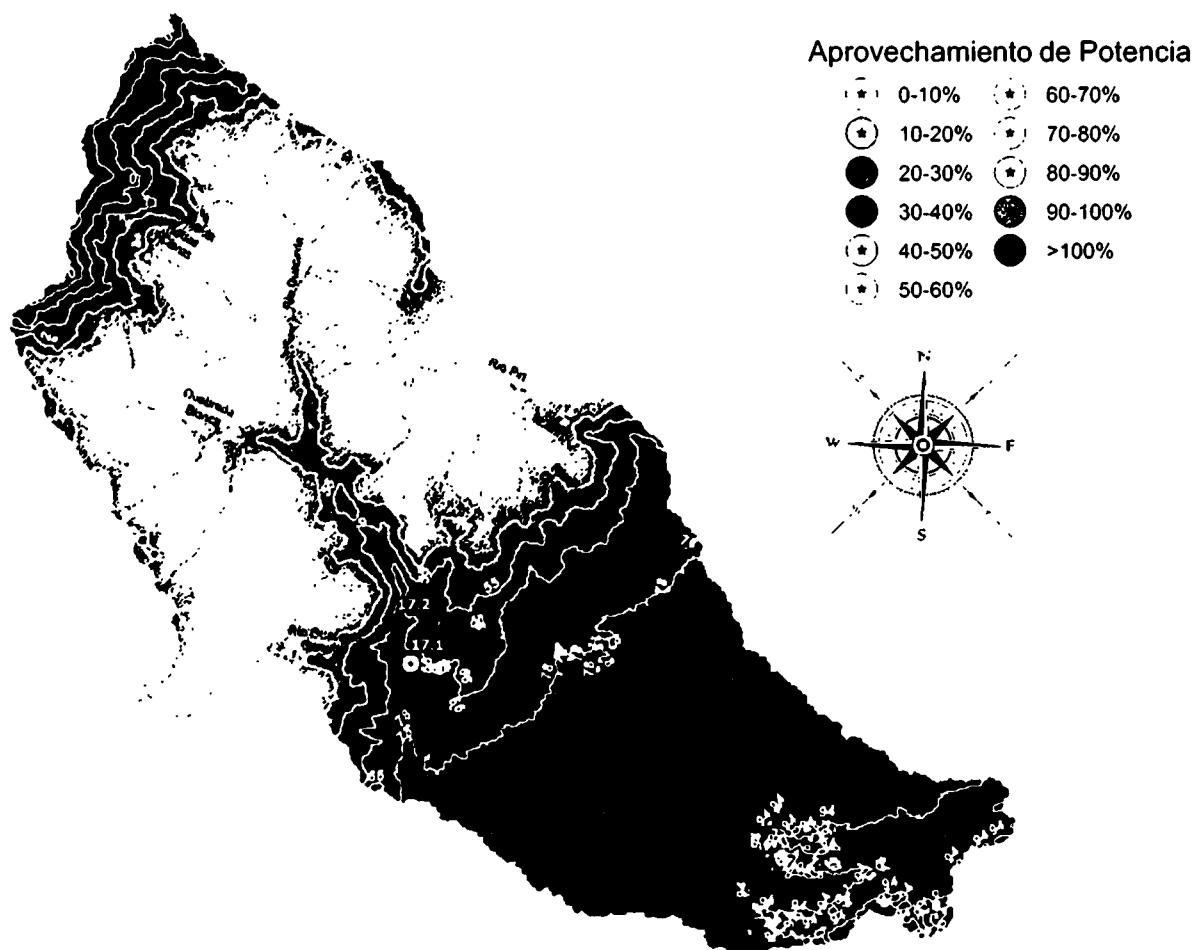
Gráfica 5-22: Micro cuenca río Gazamuno.



Fuente de gráfica: UPME



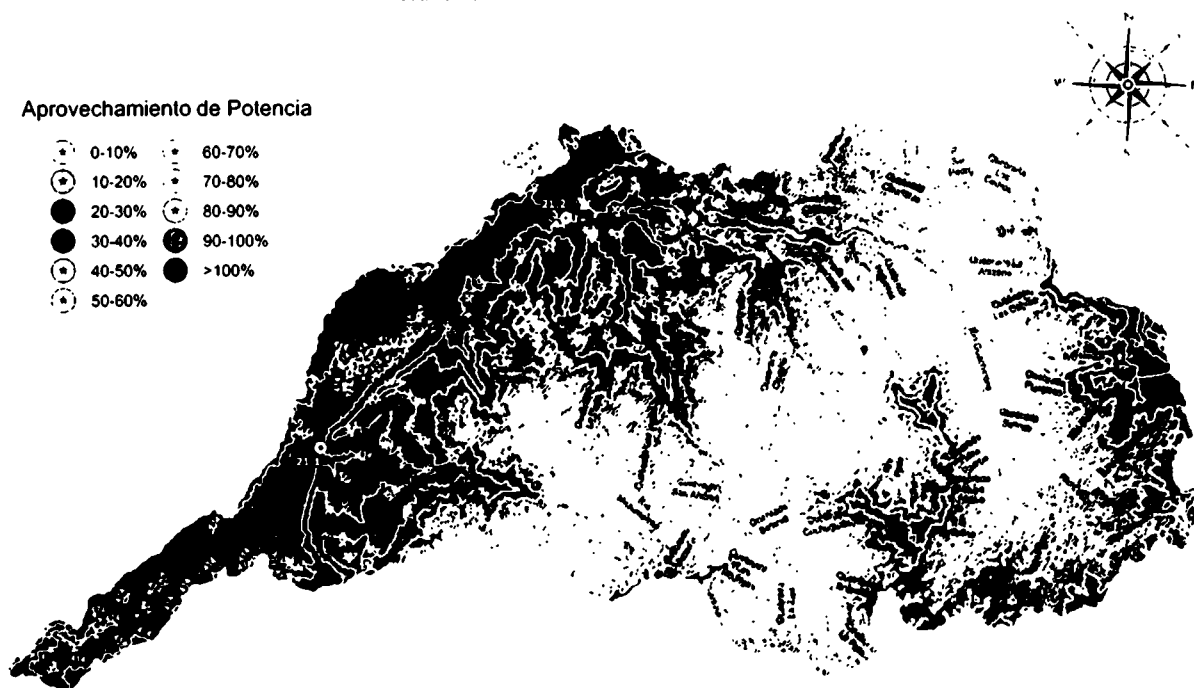
Gráfica 5-23: Micro cuenca río Guacavía.



Fuente de gráfica: UPME

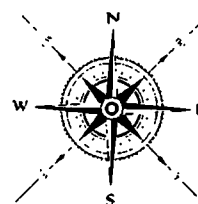
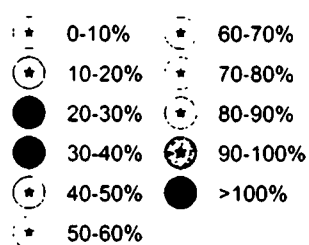


Gráfica 5-24: Micro cuenca río Guachicón.



Fuente de gráfica: UPME

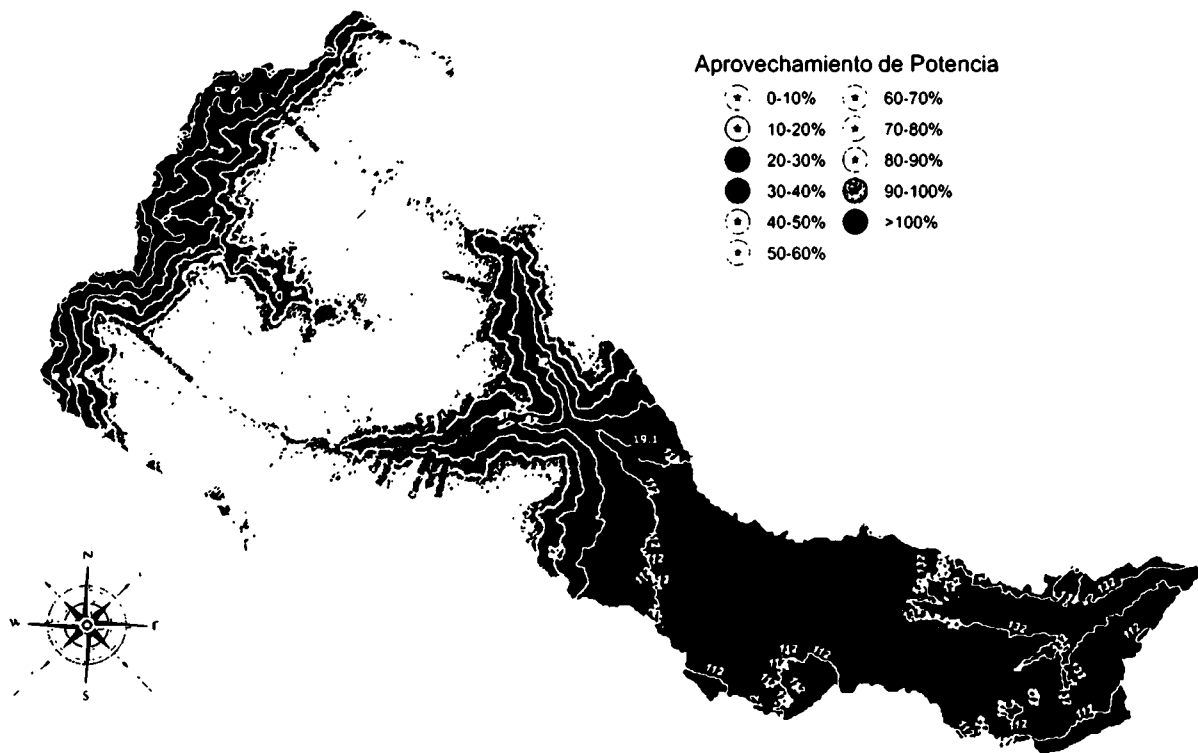
Aprovechamiento de Potencia



Fuente de gráfica: UPME



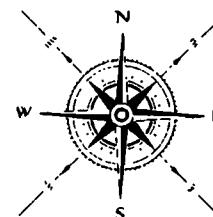
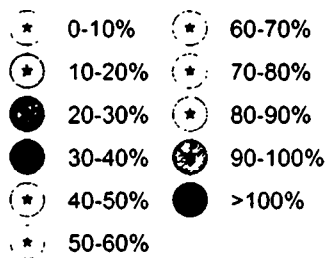
Gráfica 5-26: Micro cuenca río Humea.



Fuente de gráfica: UPME

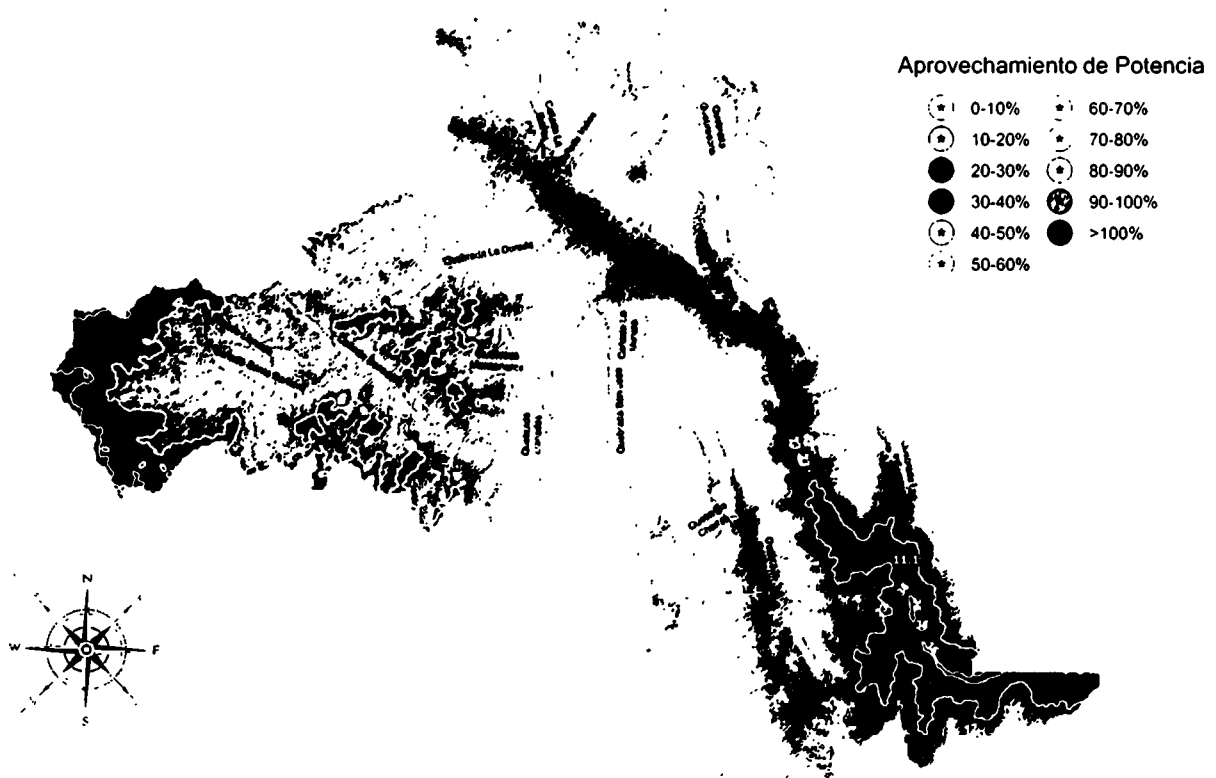
Gráfica 5-27: Micro cuenca río Mulatos.

Aprovechamiento de Potencia



Fuente de gráfica: UPME

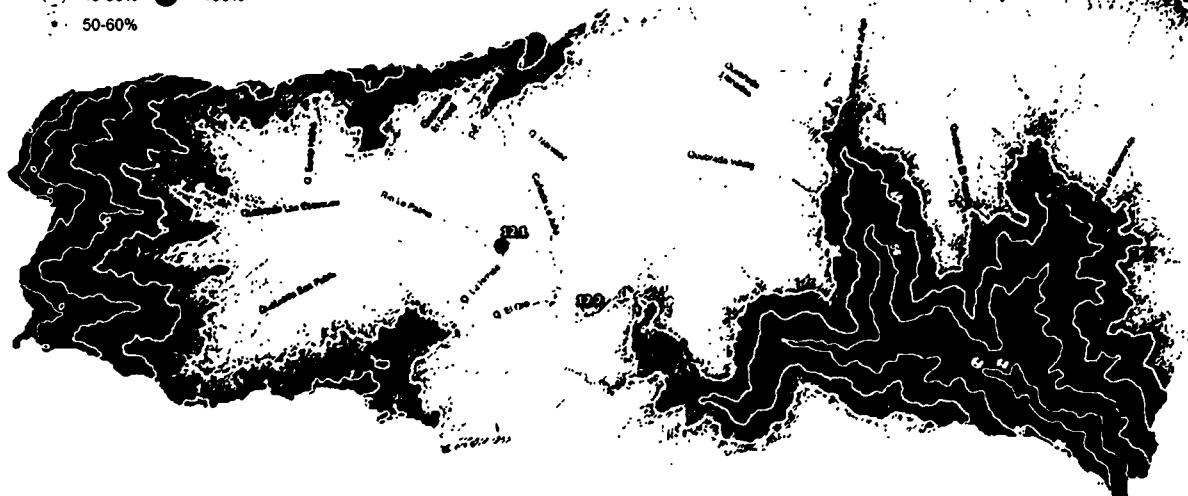
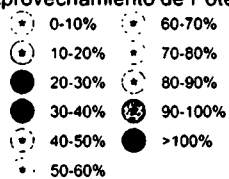
Gráfica 5-28: Micro cuenca río Nare.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-29: Micro cuenca río Paloma.

Aprovechamiento de Potencia



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-30: Micro cuenca río Penderisco.



Fuente de gráfica: UPME



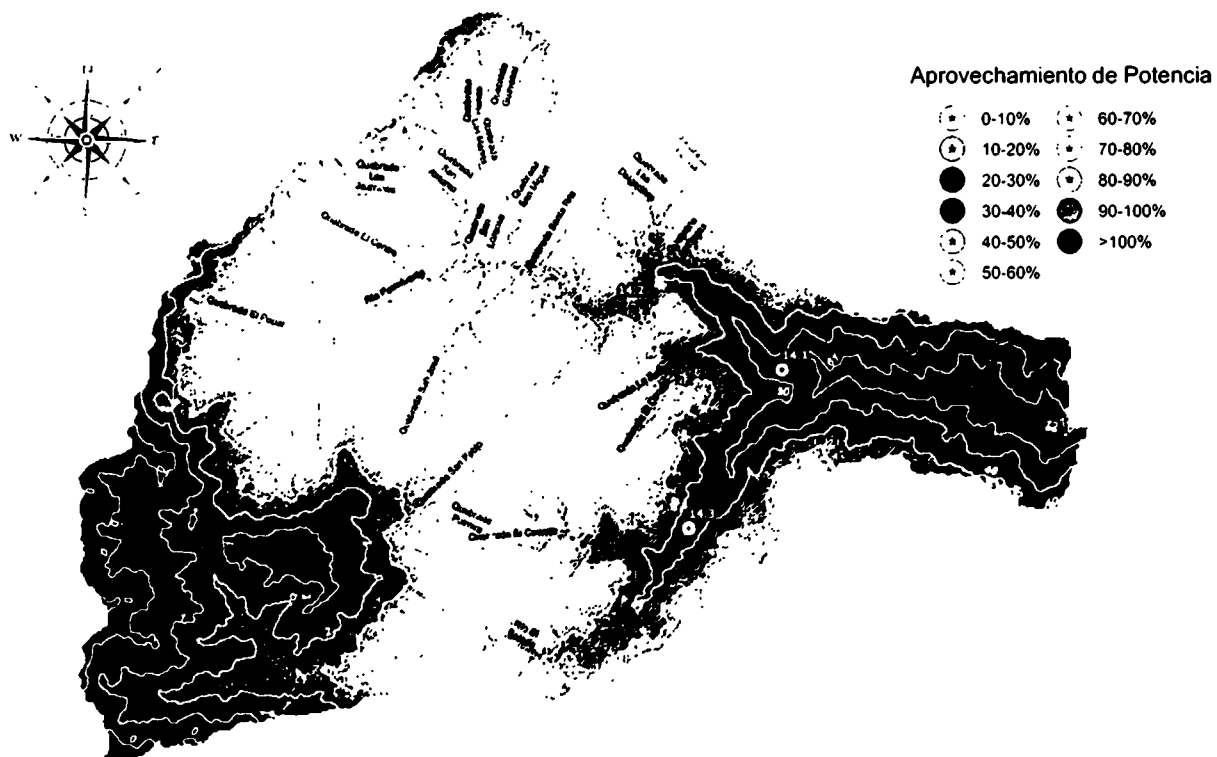
4 0095

- 1.1.2016

upme



Gráfica 5-31: Micro cuenca río Pensilvania.



Fuente de gráfica: UPME

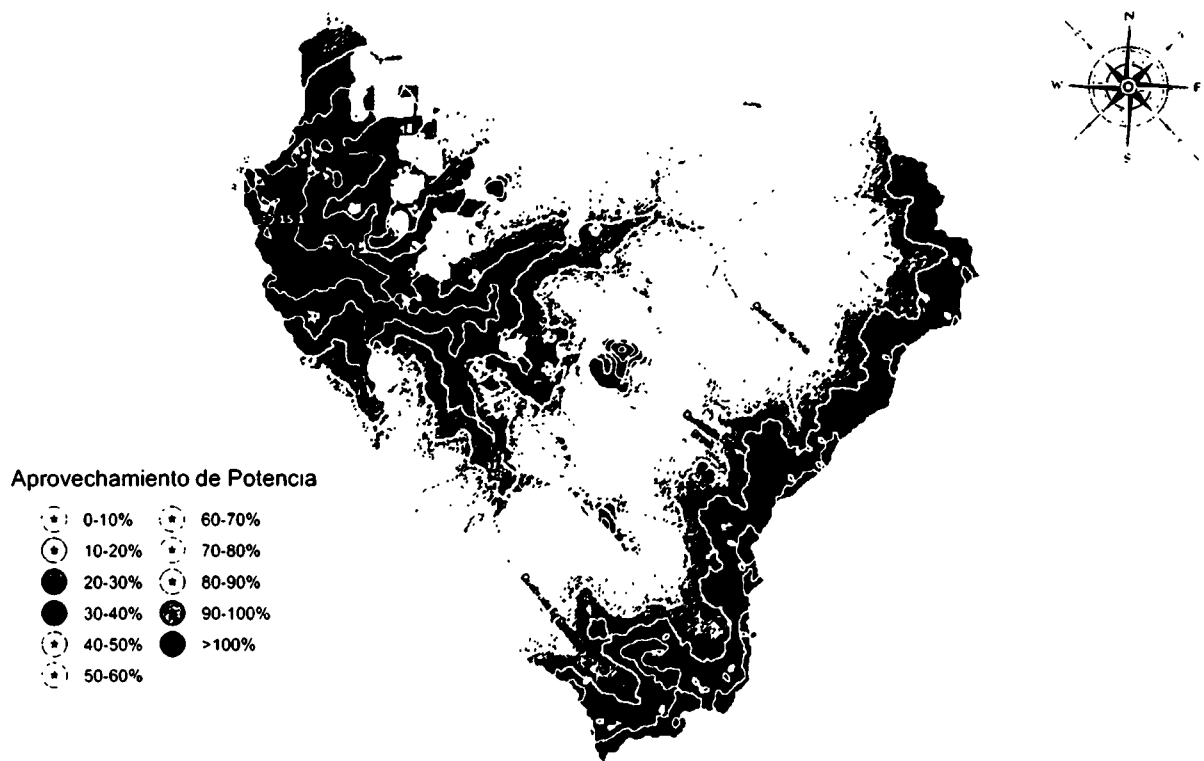
Gráfica 5-32: Micro cuenca río Recio.



Fuente de gráfica: UPME

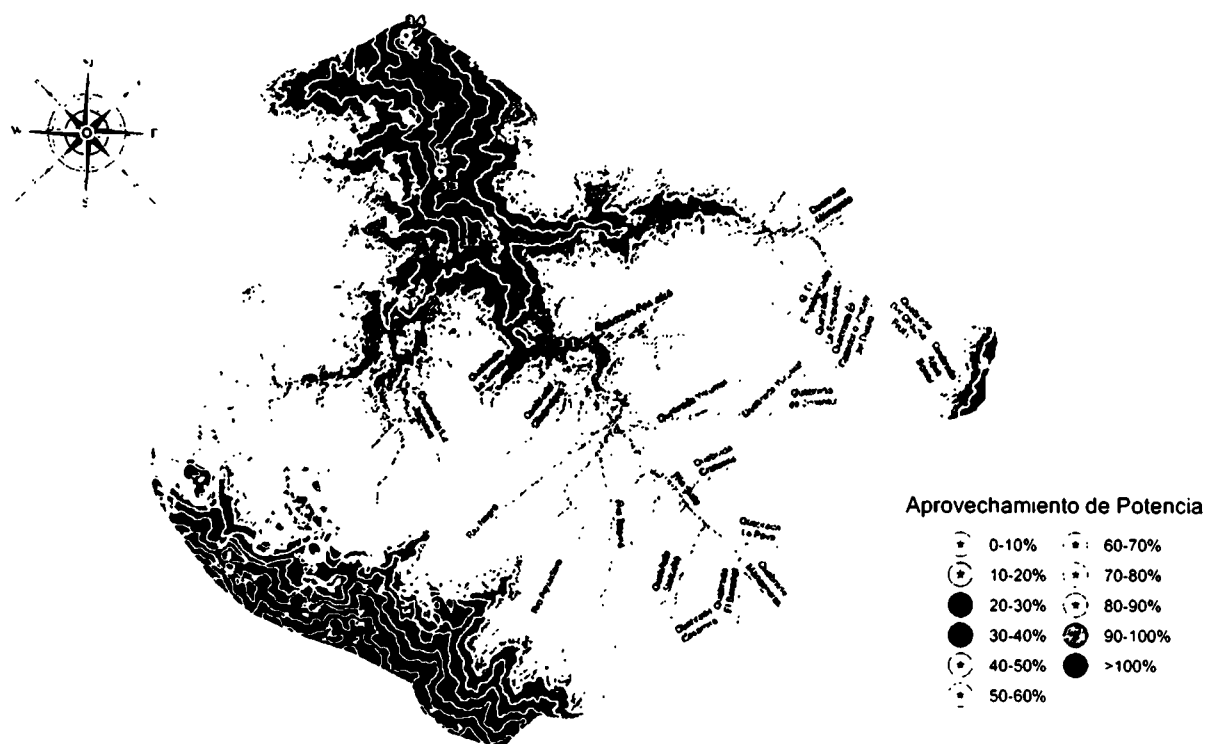


Gráfica 5-33: Micro cuenca río Rojo.



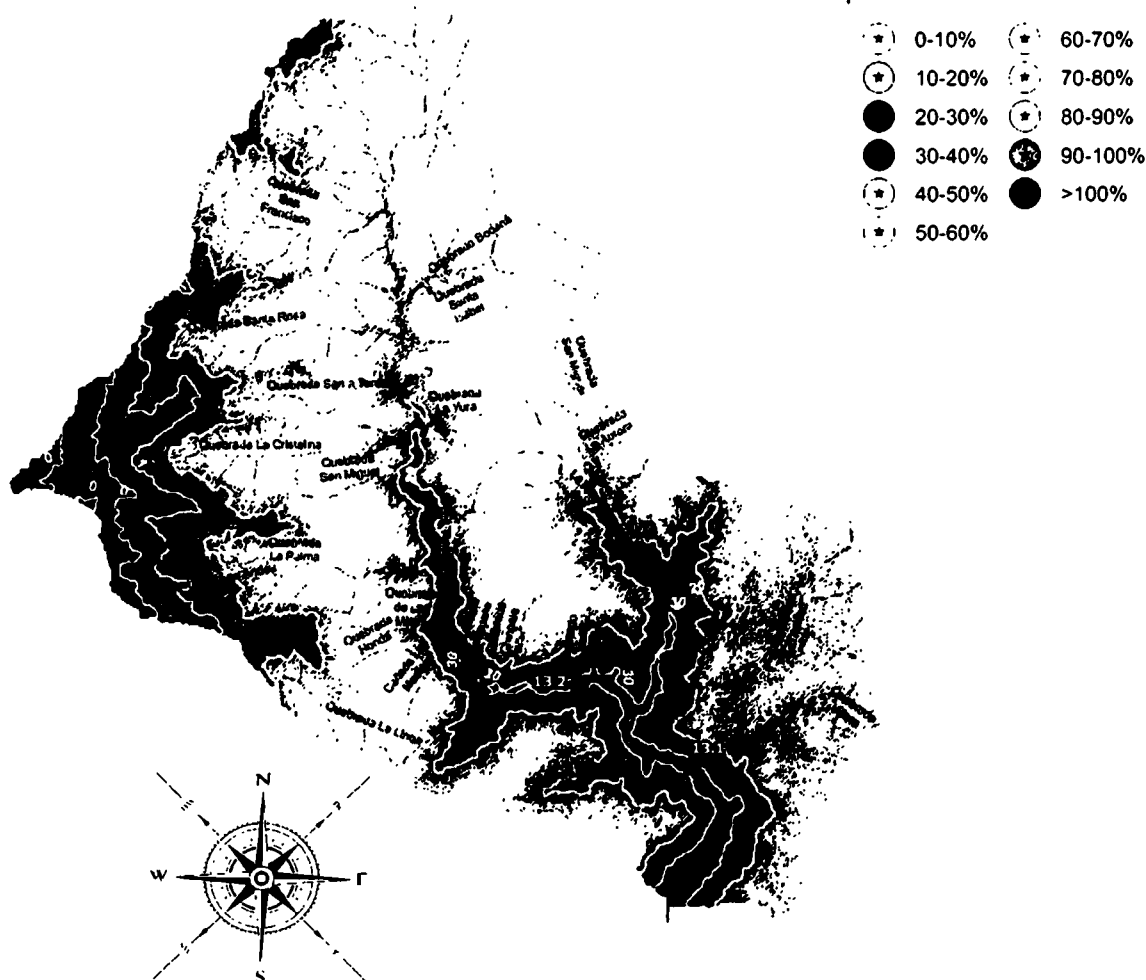
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 5-34: Micro cuenca río Tatamá.



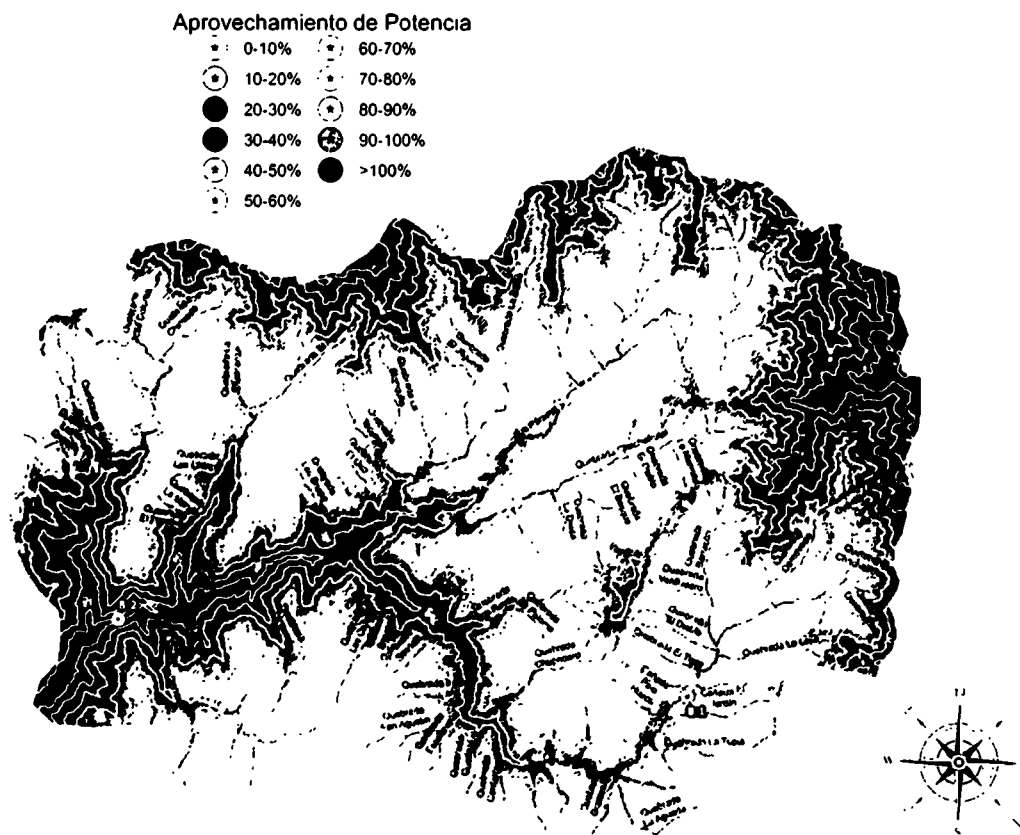
Fuente de gráfica: UPME

Aprovechamiento de Potencia



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-36: Micro cuenca río Urama.



Fuente de gráfica: UPME



En el caso de las macro cuencas, fue necesario establecer los rendimientos hídricos en función del Estudio Nacional del Agua, en donde 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 5-6 y Tabla 5-7.

Tabla 5-6: Macro cuencas (I).

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s km ²]
Magdalena-Cauca	Alto Magdalena	34569	860	24.88
	Saldaña	9963	318	31.92
	Medio Magdalena	59689	3199	53.59
	Sogamoso	23249	748	32.17
	Bajo Magdalena/Cauca/San Jorge	25921	1272	49.07
	Cauca	40986	1581	38.57
	Nechí	14613	826	56.53
	Cesar	22931	396	17.27
	Bajo Magdalena	27243	396	14.54
Total Magdalena-Cauca		259164	9596	37.03
Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s km ²]
Caribe	Atrato-Darién	37810	3993	105.61
	Caribe-Urabá	8601	263	30.58
	Sinú	18478	486	26.3
	Caribe-Litoral	1992	20	10.04
	Caribe-Guajira	21419	435	20.31
	Caribe-Islas	49	1	20.41
	Catatumbo	16472	824	50.02
Total Caribe		104821	6022	57.45
Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s km ²]
Pacífico	Mira	5870	786	133.9
	Patía	23995	1485	61.89
	Amarales-Dagua-Directos	20795	3212	154.46
	San Juan	16412	2431	148.12
	Baudó-Directos Pacífico	5964	993	166.5
	Pacífico-Directos	4252	512	120.41
Total Pacífico		77288	9419	121.87

Fuente de tabla: UPME.

Tabla 5-7: Macro cuencas (II).

Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s km ²]
Orinoco	Inírida	53795	3385	62 92
	Guaviare	84570	5031	59 49
	Vichada	26212	1290	49 21
	Tomo	20301	991	48 82
	Meta	82720	4700	56 82
	Casanare	24013	1199	49 93
	Arauca	11619	740	63 69
	Orinoco Directos	43713	2189	50 08
	Apure	264	16	60 61
Total Orinoco		347207	19541	56 28
Área Hidrográfica	Zona Hidrográfica	Área [km ²]	Caudal Medio [m ³ /s]	Rendimiento [L/s km ²]
Amazonas	Guainía	31284	2128	68 02
	Vaupés	37694	2669	70 81
	Apaporis	53509	4092	76 47
	Caquetá	99969	9212	92 15
	Yarí	37127	2933	79
	Caguán	20757	1929	92 93
	Putumayo	57930	5075	87 61
	Amazonas-Directos	3269	261	79 84
	Napo	456	27	59 21
Total Amazonas		341995	28326	82 83

Fuente de tabla: UPME.

Con la información anterior se calcula la potencia total y específica por cada macro cuenca, asumiendo pérdidas de energía del 15% y un caudal ambiental del 10% del caudal medio (Tabla 5-8).

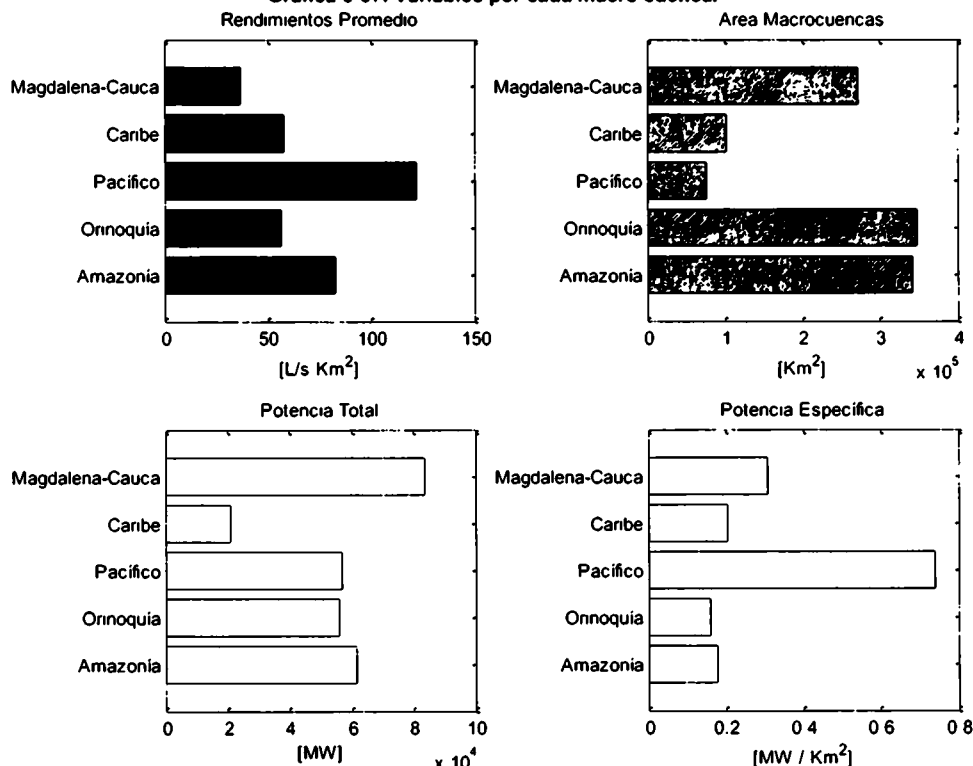
En el caso de las macro cuencas, si bien la potencia total para Magdalena-Cauca es la mayor, Pacífico, dado su altísimo rendimiento hídrico y la presencia de la vertiente occidental de la Cordillera Occidental dentro de su territorio, proporciona una potencia específica de más del doble en relación a Magdalena-Cauca, y de más del triple respecto a las demás. Cabe mencionar 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 "bruto". En la Gráfica 5-37 se observa esquemáticamente las variables cuantificadas.

Tabla 5-8: Potencia total y específica de cada macro cuenca.

Macro cuenca	Rendimiento Promedio [L/s.km ²]	Área SIG [km ²]	Potencia Total [MW]	Potencia Específica [MW/km ²]
Magdalena-Cauca	37 03	271011 66	83564 94	0.308344454
Caribe	57 45	102822.17	21142 04	0 205617502
Pacífico	121 87	77200 08	57120 24	0 739898664
Orinoquía	56 28	347200 90	55972 77	0 161211475
Amazonía	82 83	341920 23	61327 82	0 17936296

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-37: Variables por cada macro cuenca.

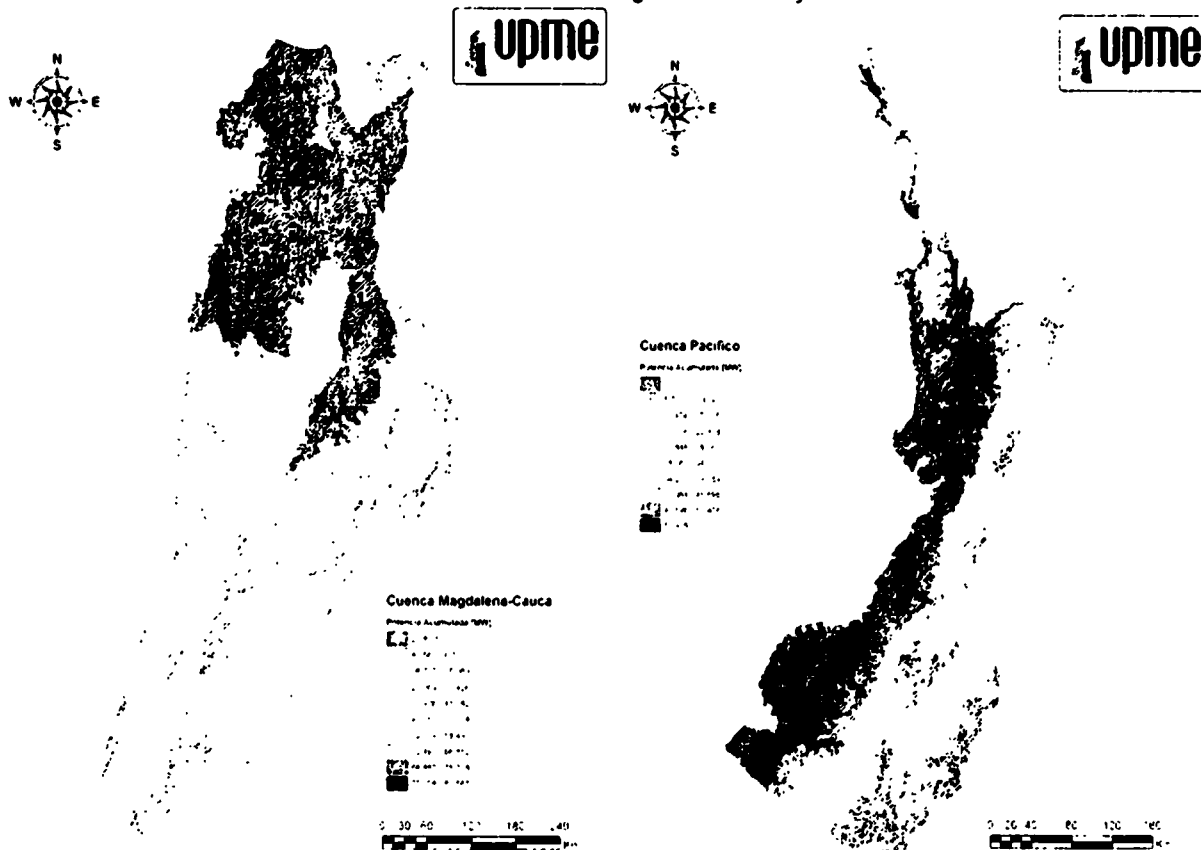


Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presentan los mapas correspondientes a las macro cuencas del Pacífico, Magdalena-Cauca, Caribe, Orinoquía y Amazonía (Gráfica 5-38, Gráfica 5-39 y Gráfica 5-40). En ellos se observa gráficamente la acumulación de potencia dentro de cada una de las macro cuencas, teniendo en cuenta toda el área disponible de las mismas, así como el relieve. Puede verse que las zonas azules corresponden a las cumbres de las montañas, en las cuales la potencia es baja. Mientras se "desciende", el color cambia a amarillo, luego a naranja y finalmente a rojo, en las zonas donde la potencia acumulada es máxima y las cotas están cercanas al nivel del mar. Dado que los mapas muestran el acumulado de la potencia generada por los cursos de agua, la localización ideal de un proyecto debe hacerse en aquellas zonas cuyo cambio de color ocurre en poco espacio, es decir, todas las zonas correspondientes al piedemonte y a los valles interandinos, ya que permiten grandes variaciones de potencia en pocos kilómetros. De todas maneras lo anterior obedece a una etapa de reconocimiento y debe ser complementado por múltiples estudios, que abarquen diferentes aristas de diseño.



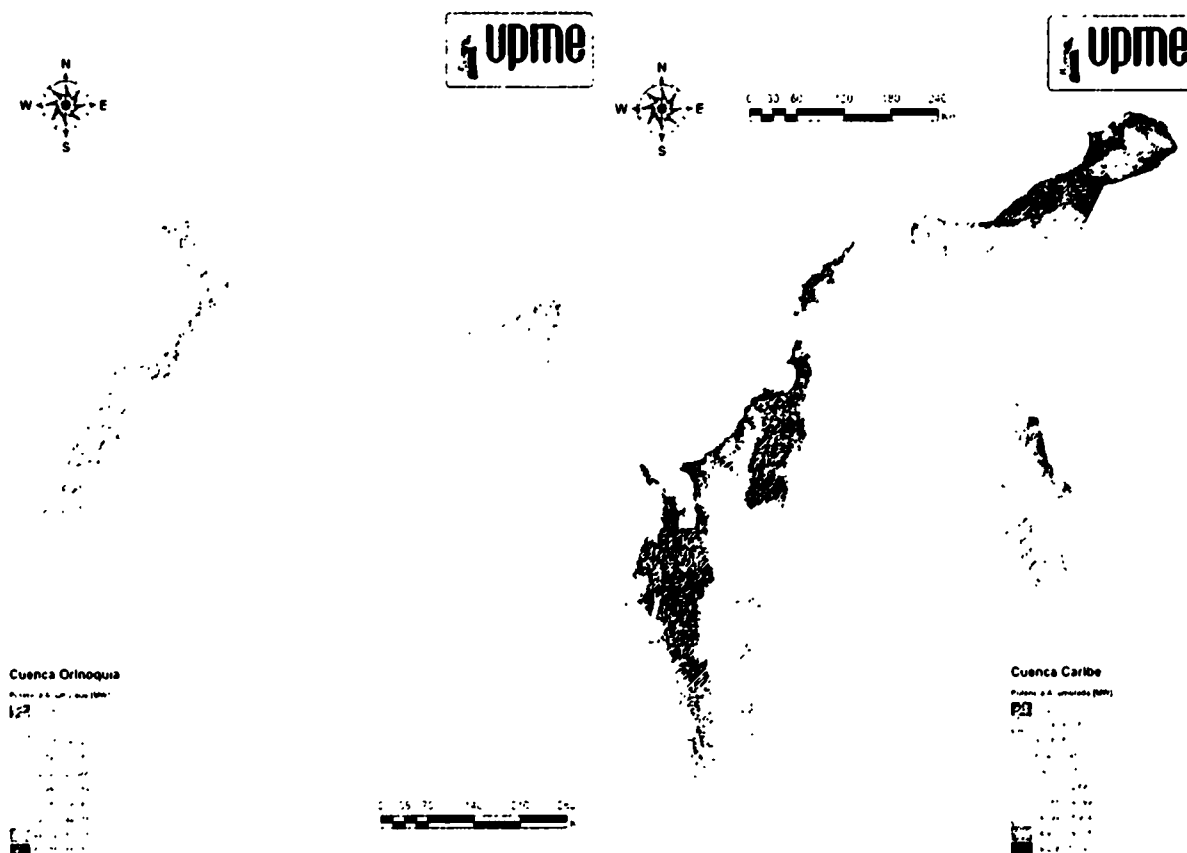
Gráfica 5-38: Macro cuencas Magdalena – Cauca y Pacífico.



Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 5-39: Macro cuencas Orinoquía y Caribe.



Fuente de gráfica: UPME

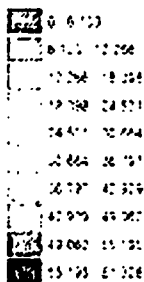


Gráfica 5-40: Macro cuenca Amazonia.



Cuenca Amazonia

Potencia Acumulada (MW)



Fuente de gráfica: UPME

5.5. 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 en el largo plazo, que permitan atender los requerimientos de energía y potencia del país. El análisis comprende el periodo 2015-2029, considerando un sistema uninodal, es decir, no se tienen en cuenta inicialmente las limitaciones de la red de transmisión (se contemplan en los ejercicios de planificación integral generación-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, garantizando el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, teniendo en consideración 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 e incorporación de fuentes no convencionales de energía.

5.5.1. Supuestos

Las variables que tienen mayor incidencia sobre el sistema de generación colombiano son: i) estocasticidad de la hidrología, viento, radiación solar y biomasa, ii) desarrollo de proyectos de generación y su fecha de entrada en servicio, iii) costo de los combustibles fósil, iv) evolución de la demanda de energía y potencia, v) nuevas tecnologías de generación, vi) en los ejercicios de planificación integral generación-transmisión, la evolución de los límites de intercambio entre las principales áreas del SIN, transferencias calculadas teniendo en cuenta el desarrollo de los proyectos de transmisión, entre otros.

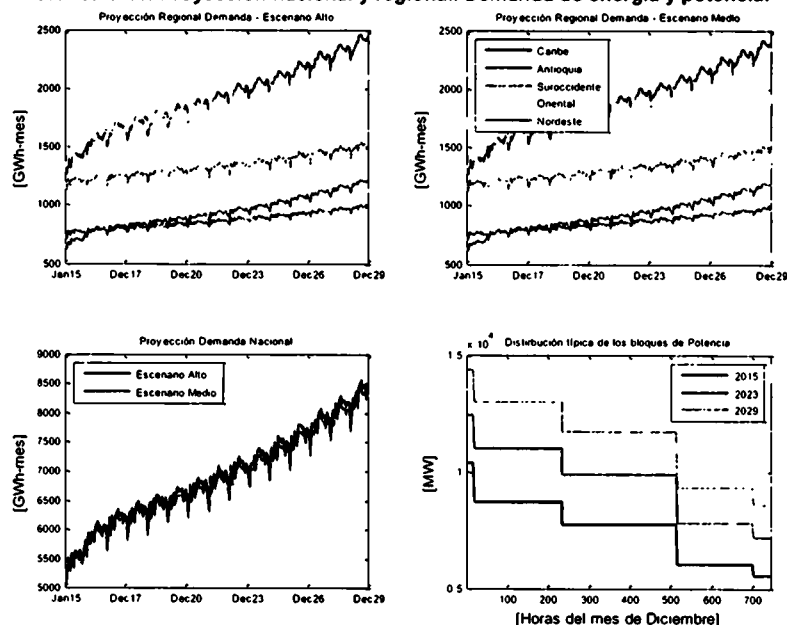
A continuación se presentan las variables y supuestos utilizados en el planteamiento de las alternativas y estrategias de generación.

- Sistema de generación colombiano existente.
- 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 junio de 2015, y otros que cuentan con estudio de conexión radicado y/o aprobado.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, nacional y regional, escenarios medio y alto de la revisión de julio de 2015 (ver Gráfica 5-41).
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a marzo de 2015.
- Características de los embalses asociados a las plantas hidroeléctricas y su topología correspondiente.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión junio-septiembre 2015 (ver Gráfica 5-42).
- Mínimos operativos vigentes a marzo de 2015.
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.
- Para los ejercicios de planificación integrada generación-transmisión, límites de intercambio actuales y proyectados entre las principales áreas del Sistema Interconectado Nacional-SIN.
- Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME.
- El valor esperado de los costos marginales que son calculados con el modelo SDDP, están expresados en dólares constantes de diciembre de 2014, y consideran el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad-CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas-FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley 99 de 1993.
- Series históricas de velocidad del viento medidas in situ para 19 proyectos eólicos en el norte de la Guajira.
- 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 1937-2015. Esta hidrología contiene los periodos secos de los horizontes **1991-1992, 1997-1998, 2009-2010, 2013-2014 y parte del 2015.**
- Evolución de la capacidad de plantas menores tal como lo describe la Gráfica 5-43.
- Respecto a los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, se consideran las fechas presentadas en la Tabla 5-9 y Tabla 5-10, según corresponda el escenario.

Si bien es claro que Gecelca 3 a la fecha ya está en operación comercial, se contemplaron dos escenarios de entrada en servicio para esta planta, diciembre 2015 en los casos base, y diciembre de 2016 para los casos de atraso (en contraste con el balance del numeral 5.3.2). En relación al proyecto El Quimbo, los informes de auditoría del primer semestre del 2015 evidenciaron al mes de septiembre como posible fecha de entrada en servicio de la totalidad de la capacidad instalada (fecha que fue considerada tanto en el balance del numeral 5.3.2 y los casos base). No obstante, recientemente la planta entró en operación comercial (noviembre 2015). Sin embargo, la fecha tenida en cuenta para la entrada en servicio de las unidades 1 y 2 de El Quimbo, en los escenarios de atraso, fue agosto y

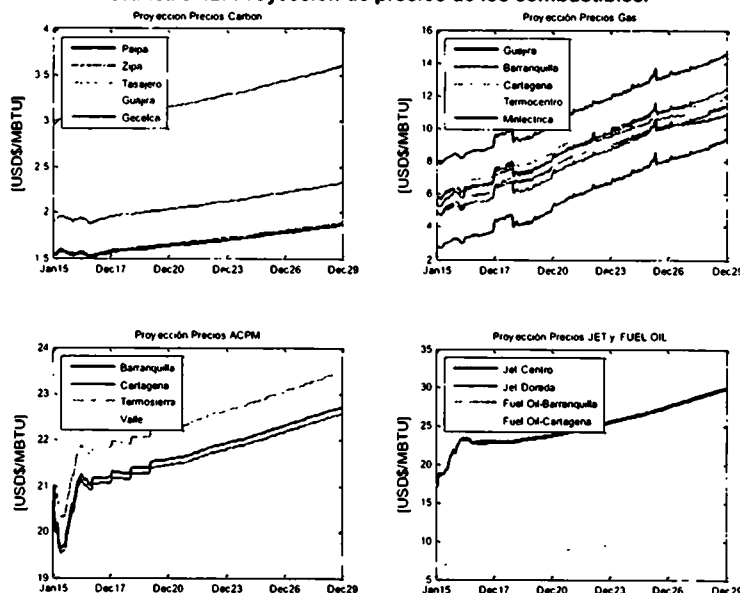
septiembre de 2016, respectivamente (caso crítico que reflejaba el escenario más pesimista del primer trimestre de 2015). Finalmente respecto a Cucuana, si bien en la comparación entre la energía en firme y los escenarios de proyección de la demanda se consideró un caso de atraso, la primera unidad de esta planta entró en servicio el 29 de julio del presente año, razón por la cual en todas las simulaciones con el modelo energético se asumió como fecha de puesta en servicio el mes de agosto de 2015 (vale la pena aclarar que la segunda unidad de este proyecto a la fecha de publicación de este documento, ya está en servicio).

Gráfica 5-41: Proyección nacional y regional. Demanda de energía y potencia.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-42: Proyección de precios de los combustibles.



Fuente de gráfica: UPME.



5.5.2. Análisis de Corto Plazo

Para los análisis de corto plazo, 2015-2020, 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 los escenarios 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, 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, indicadores de confiabilidad, es decir los requerimientos de expansión, y se determina su dependencia en función de las variaciones de demanda y oferta.

5.5.2.1. Escenarios de corto plazo

En la Tabla 5-11 se presentan los escenarios de corto plazo, junto con su justificación y principales consideraciones.

Tabla 5-11: Escenarios de corto plazo.

Esc	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
1	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (Tabla 5-9) Asimismo, no contempla expansión en generación de plantas menores	Alto	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo, periodo 2015-2020, 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
2	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (Tabla 5-9) Asimismo, no contempla expansión en generación de plantas menores	Medio	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo, periodo 2015-2020, 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
3	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, con atraso en sus fechas de entrada en operación (Tabla 5-10) No contempla expansión en generación de plantas menores	Alto	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo y bajo un escenario de crecimiento alto de la demanda, en el periodo 2015-2020 se cumplen los criterios de confiabilidad energética, ello considerando solamente los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad y sus respectivos atrasos Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan
4	Considera solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, con atraso en sus fechas de entrada en operación (Tabla 5-10) No contempla expansión en generación de plantas menores	Medio	Autónomo	Autónomo	Se busca establecer si en el corto plazo y bajo un escenario de crecimiento medio de la demanda, en el periodo 2015-2020 se cumplen los criterios de confiabilidad energética, ello considerando solamente los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad y sus respectivos atrasos Respecto a las interconexiones internacionales actuales y proyectadas, las mismas no se contemplan

Fuente de tabla: UPME.

5.5.2.2. Resultados

En la Gráfica 5-44, Gráfica 5-45 y Gráfica 5-46, se observa el comportamiento de los valores esperados del costo marginal, generación hidroeléctrica, producción térmica, la evolución de los indicadores de confiabilidad, al igual que el valor esperado del aporte de la generación menor durante todo el horizonte de planeación.

Tabla 5-9: Fecha de entrada proyectos Cargo por Confiabilidad. Escenarios 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Quimbo	ago-15	198 0	Hidráulico
	sep-15	396 0	Hidráulico
Cucuana	ago-15	55 0	Hidráulico
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78 1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42 0	Hidráulico
Gecelca 3	dic-15	164 0	Carbón
Tasajero II	dic-15	160 0	Carbón
Gecelca 3 2	jul-16	250 0	Carbón
Termonorte	dic-17	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico
Ituango	feb-19	600 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico
	ago-19	1200 0	Hidráulico

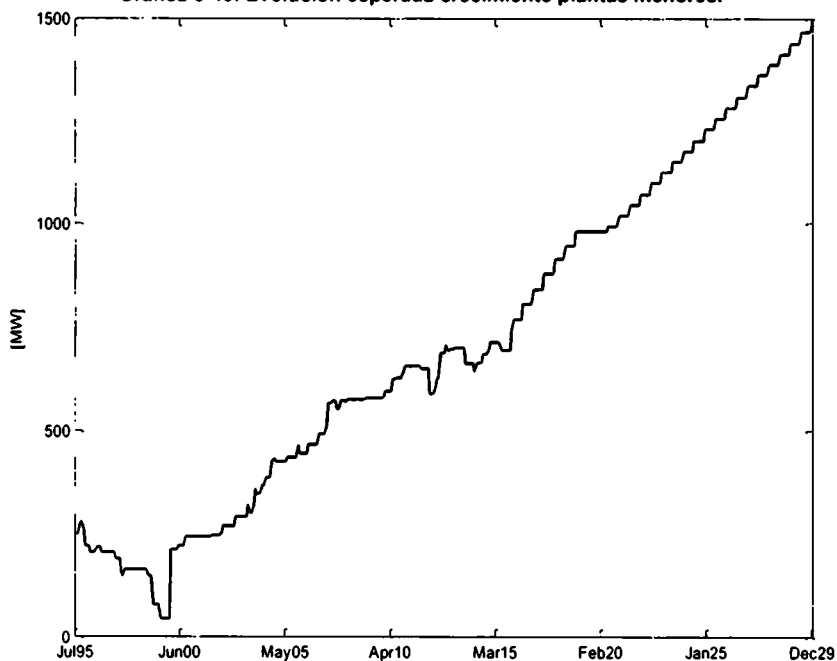
Fuente de tabla: UPME.

Tabla 5-10: Fecha de entrada proyectos Cargo por Confiabilidad. Escenarios 3 y 4.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Quimbo	ago-16	198 0	Hidráulico
	sep-16	396 0	Hidráulico
Cucuana	ago-15	55.0	Hidráulico
Carlos Lleras Restrepo	dic-16	78 1	Hidráulico
San Miguel	dic-16	42.0	Hidráulico
Gecelca 3	dic-16	164.0	Carbón
Tasajero II	dic-16	160.0	Carbón
Gecelca 3 2	jul-17	250.0	Carbón
Termonorte	dic-18	88 3	Líquidos
	nov-19	300.0	Hidráulico
Ituango	feb-20	600 0	Hidráulico
	may-20	900 0	Hidráulico
	ago-20	1200 0	Hidráulico

Fuente de tabla: UPME.

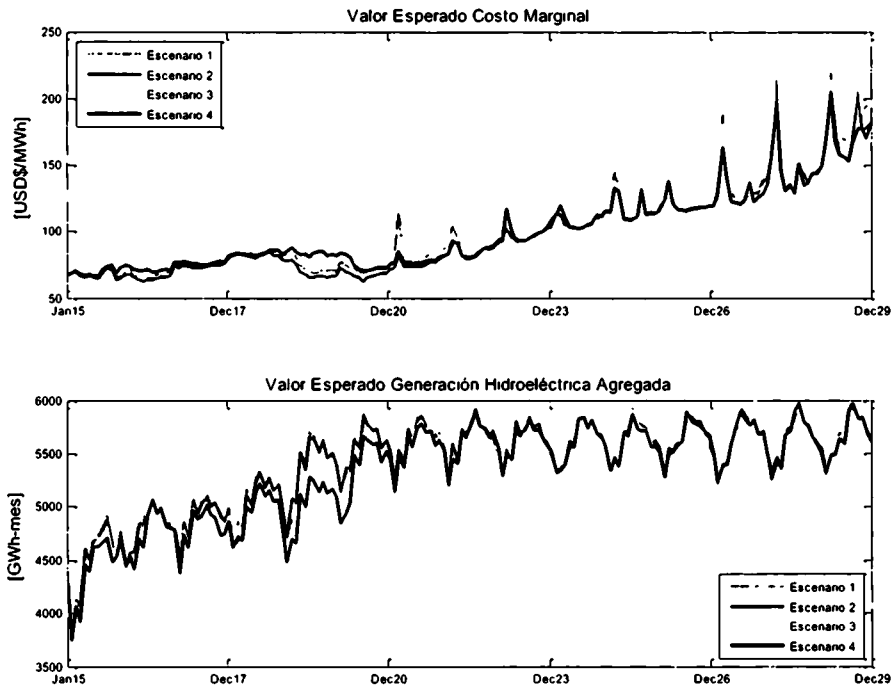
Gráfica 5-43: Evolución esperada crecimiento plantas menores.



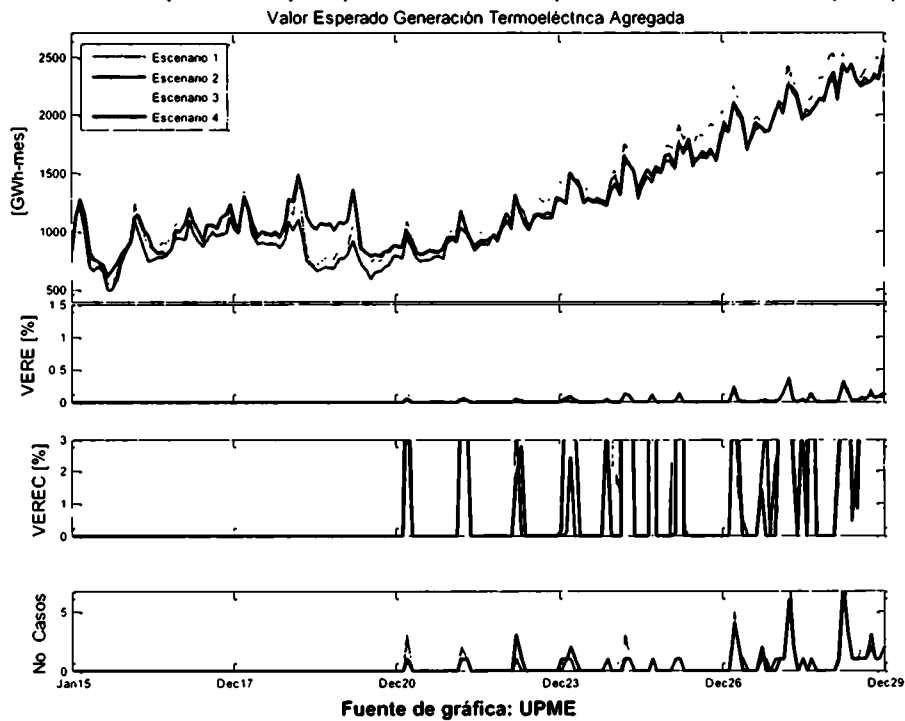
Fuente de gráfica: UPME.



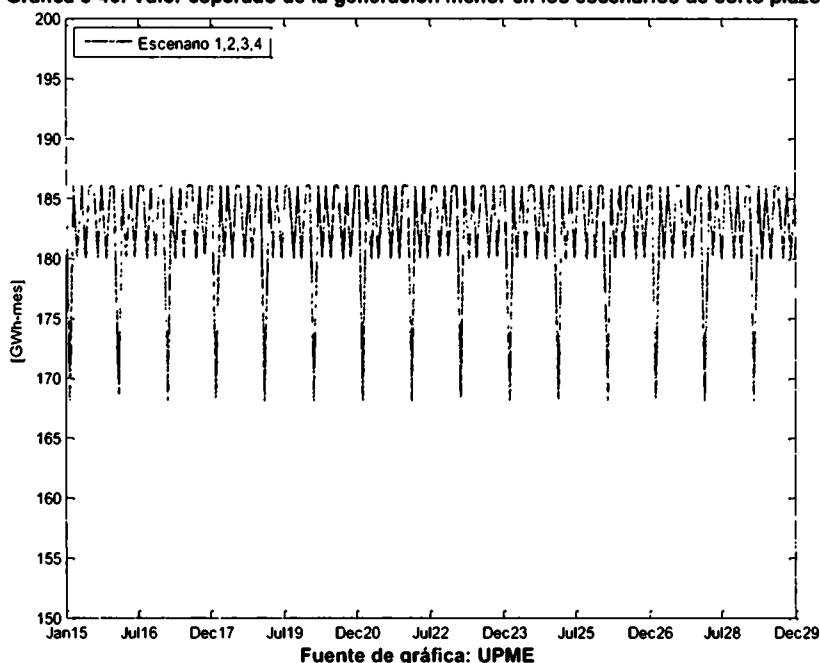
Gráfica 5-44: Comportamiento principales de las variables para los escenarios de corto plazo (I).



Gráfica 5-45: Comportamiento principales de las variables para los escenarios de corto plazo (II).



Gráfica 5-46: Valor esperado de la generación menor en los escenarios de corto plazo.



De las gráficas anteriores se puede concluir:

- En el periodo 2015 – 2020, para cada uno de los cuatro (4) escenarios de corto plazo, se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit. En otras palabras, no se evidencia desabastecimiento energético considerando el cronograma de entrada de proyectos, inclusive con atrasos, y los escenarios medio y alto de crecimiento de la demanda-revisión julio 2015.
- El aporte de la hidroelectricidad en el horizonte 2018 – 2022 tiene un efecto en la reducción del Valor Esperado del Costo Marginal, ello debido principalmente a la entrada de Ituango – Fase I. No obstante después de este periodo, se observa un crecimiento sostenido, esto por la no entrada de ningún proyecto de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica o renovable. Lo anterior también se ve reflejado en el valor esperado de la producción termoeléctrica, que se incrementa sosteniblemente en el tiempo, llegando a un valor pico hacia el final del periodo de 2500 GWh-mes.
- En relación a la evolución del Valor Esperado del Costo Marginal, se observa en el periodo 2015 – 2018 un promedio de 74.24, 72.24, 76.90 y 75.24 USD\$/MWh, para los escenarios 1, 2, 3 y 4, respectivamente. Este valor se reduce por la entrada de Ituango, en 0.49 y 3.23 USD\$/MWh, para los casos 1 y 2 (2019 – 2020). A partir del año 2021 el costo marginal se incrementa de manera sostenida, alcanzando valores promedio en el horizonte 2021 – 2029 de 110.1, 103.8, 110.3 y 104.1 USD\$/MWh, para los escenarios 1, 2, 3 y 4 respectivamente.
- Los atrasos contemplados ocasionan en el periodo 2019 – 2020 un incremento del valor esperado del costo marginal, aproximadamente de 9.09 y 10.84 USD\$/MWh, contrastando los escenarios que son comparables (1 vs 3 y 2 vs 4). En el caso de la generación agregada por tecnología, durante dicho horizonte la producción térmica crece, en detrimento del aporte de la generación hidroeléctrica. Sin embargo, una vez son subsanados los atrasos, el comportamiento de todas las variables es similar, según la pareja de casos que corresponda (1 – 3 y 2 – 4).

- Respecto al aporte esperado de las unidades menores (Gráfica 5-46), nótese que la generación oscila entre 168 y 186 GWh-mes. Ello se debe a la restricción contemplada en el SDDP, donde se limita la producción de este conjunto de plantas a un máximo de 8 GWh-día. Según la información del Centro Nacional de Despacho – CND-XM, históricamente esta tecnología no ha generado más del referenciado valor.
- Respecto a las necesidades de expansión, bajo los supuestos considerados, en el año 2021 se necesitaría de capacidad adicional de generación, ello por la violación del criterio de confiabilidad VEREC (en los cuatro (4) escenarios). Este resultado es totalmente consecuente con el balance entre la proyección de demanda, escenarios medio y alto de la revisión de julio de 2015, y la oferta de energía en firme (agregación de la Energía en Firme de las plantas existentes – ENFICC y las Obligaciones de Energía en Firme – OEF de las plantas en construcción).

5.5.2.3. Análisis energéticos bajo la influencia del fenómeno de El Niño

En el transcurso del presente año las principales autoridades nacionales e internacionales como el IDEAM y la NOAA, han alertado sobre las condiciones tipo Niño que afronta actualmente el país, y que se espera se prolonguen hasta el primer trimestre del 2016. Teniendo en cuenta esta situación, a continuación se analiza la respuesta del sistema de generación bajo dichas circunstancias, las cuales reducen drásticamente los aportes hidrológicos a las principales plantas de generación hidroeléctrica, incrementando subsecuentemente el uso de las plantas termoeléctricas a base de carbón, gas natural y combustibles líquidos. Inicialmente se listan los supuestos para llevar a cabo este ejercicio, los cuales si bien tienen como base las consideraciones del numeral 5.5.1, toma en cuenta otros aspectos particulares, dada la naturaleza de los análisis. Posteriormente se presentan los resultados obtenidos durante el periodo de estudio, es decir, semana 47 de 2015 - semana 46 de 2016 (del 16 de noviembre de 2015 al 20 de noviembre de 2016). Dicho horizonte se selecciona considerando los pronósticos actuales del IDEAM, asumiendo que el fenómeno cálido se extendería hasta el primer trimestre del año 2016. Las variables que son analizadas son el déficit energético, generación por tecnología, consumo de combustible y nivel del embalse agregado. Finalmente se presentan las recomendaciones y conclusiones.

5.5.2.3.1. Supuestos

Los supuestos contemplados, que tienen como base las consideraciones del numeral 5.5.1, se presentan a continuación:

- Resolución y horizonte de estudio: semanal, noviembre 2015-noviembre 2016.
- Tipo de análisis: determinístico, no estocástico.
- Sistema de generación colombiano existente, teniendo en cuenta los proyectos que recientemente se incorporaron (Quimbo, Cucuana y Gecelca 3) y aquellos que están próximos a entrar en operación comercial durante el horizonte de estudio (Tasajero II, San Miguel, Carlos Lleras y Gecelca 3.2).
- Dos escenarios hidrológicos. El primero contempla un nivel de aportes similar al presentado durante el fenómeno del Niño 1997-1998. El segundo corresponde al caso determinístico más extremo formulado por el subcomité hidrológico del Consejo Nacional de Operación-CNO.
- Se considera una demanda de energía eléctrica incrementada respecto al escenario alto de la revisión de julio de 2015 (similar al escenario alto de la proyección de octubre de 2015), ello por el aumento de la temperatura ambiente y la reducción de las precipitaciones, comportamiento propio del fenómeno del Niño, que implica un mayor consumo energético por refrigeración y aire acondicionado, así como una mayor activación de sistemas artificiales de riego y bombeo.

- Curva de Aversión al Riesgo-CAR la cual refleja los niveles mínimos que cada agente generador debe garantizar en sus embalses.
- Respecto a las condiciones de suministro de Gas natural se contemplan dos escenarios: El primero solamente considera los contratos de los generadores, las Opciones de Compra de Gas-OCG y las expectativas de disponibilidad de combustible de cada agente para el 2016. El segundo toma en consideración los contratos y las OCG hasta diciembre de 2015, para luego liberar el combustible, ello con el objetivo de cuantificar las necesidades del sector termoelectrico.
- No se consideran las limitaciones de la red de transmisión ni su generación de seguridad asociada. Lo anterior dado que bajo condiciones tipo Niño, los requerimientos de generación térmica “en mérito” son ostensiblemente mayores respecto a las necesidades por restricciones.
- Dada la naturaleza del ejercicio, los costos variables de generación para cada uno de las tecnologías sólo tienen en cuenta la componente de suministro y transporte del combustible. En este sentido, el costo variable para las plantas hidroeléctricas es tendiente a cero.
- Se limita el aporte de la generación de las plantas menores en el mismo sentido del numeral 5.5.2.1.
- Durante todo el año de estudio (52 semanas), se considera a la planta Termocandelaria indisponible.
- Finalmente para algunos escenarios simulados se considera una limitación adicional a la generación termoelectrica agregada, restringiendo su aporte a 78.6 GWh-día, lo anterior para reflejar lo que en la operación real sucedió durante los meses de noviembre y diciembre de 2015.

Los casos simulados se listan en la Tabla 5-12.

Tabla 5-12: Escenarios simulados Fenómeno del Niño.

Identificación escenario	Hidrología	Disponibilidad de Gas	Curva de Aversión al Riesgo-CAR	Restricción a la generación térmica a 78.6 GWh-día
Caso 1	Niño 97-98	Contratos	Considerada	No aplica
Caso 2	Niño 97-98	Contratos y liberación en 2016	Considerada	No aplica
Caso 3	Sub H CNO	Contratos	Considerada	No aplica
Caso 4	Sub H CNO	Contratos y liberación en 2016	Considerada	No aplica
Caso 5	Sub H CNO	Contratos	Considerada	Considerada
Caso 6	Sub H CNO	Contratos y liberación en 2016	Considerada	Considerada

Fuente de tabla: UPME.

5.5.2.3.2. Resultados

En la Gráfica 5-47, Gráfica 5-48 y Gráfica 5-49, se observan los resultados obtenidos para los seis (6) casos simulados. De las mismas se puede concluir:

- Si bien no se evidencia en las gráficas, no se presentó en ningún escenario déficit energético, aún en los casos 5 y 6, donde se limita el aporte de la generación térmica agregada.
- Respecto a la generación con gas natural, durante las semanas 47 y 52 de 2015 se observa un aporte diario promedio de 39 GWh-día, ello para los seis (6) casos simulados. A partir de enero de 2016, durante las primeras 12 semanas y en los casos donde se limita la disponibilidad de este combustible a los contratos y OCG (escenarios 1, 3 y 5), el aporte promedio es 34.4 GWh-día. En contraste para los casos 2 y 4, liberación del gas a partir de enero de 2016, la producción es 60 GWh-día. Solamente en el caso 6 la generación se reduce a 55.3 GWh-día, ello por la restricción contemplada.

Durante las semanas 13 y 24 del 2016 y para los casos 1, 3 y 5, la generación promedio con gas natural es 31.7 GWh-día. Para los escenarios 2, 4 y 6 el aporte esperado es 52 GWh-día.



Para el periodo comprendido entre las semanas 25 y 36 del 2016 y para todos los escenarios, la generación térmica con gas natural es inferior a 23 GWh-día. Esta se ubica por debajo de los 8 GWh-día durante las últimas 10 semanas de estudio, lo anterior debido al incremento en los aportes hidrológicos y la recuperación del embalse agregado.

- La generación de las plantas térmicas a carbón oscila entre 20 y 25 GWh-día. Es evidente la constancia de la producción agregada de esta tecnología, independientemente de los escenarios hidrológicos y la disponibilidad del gas natural.
- En relación a la generación con combustibles líquidos, el aporte máximo de esta tecnología durante las semanas 15 y 16 del 2016 es 30 GWh-día (momento hidrológico extremo), ello para los casos 1 y 3. Para el escenario 5, donde se limita el aporte térmico agregado, la generación máxima es 26 GWh-día, ello para las semanas 23, 24 y 25 del 2016. Se observa una generación importante con este energético durante las semanas 47 y 52 de 2015 y las 24 primeras del 2016, la cual es superior a 20 GWh-día para los casos 1, 3 y 5.

Para los escenarios 2, 4 y 6, donde se libera el gas, el aporte energético es inferior a 3 GWh-día.

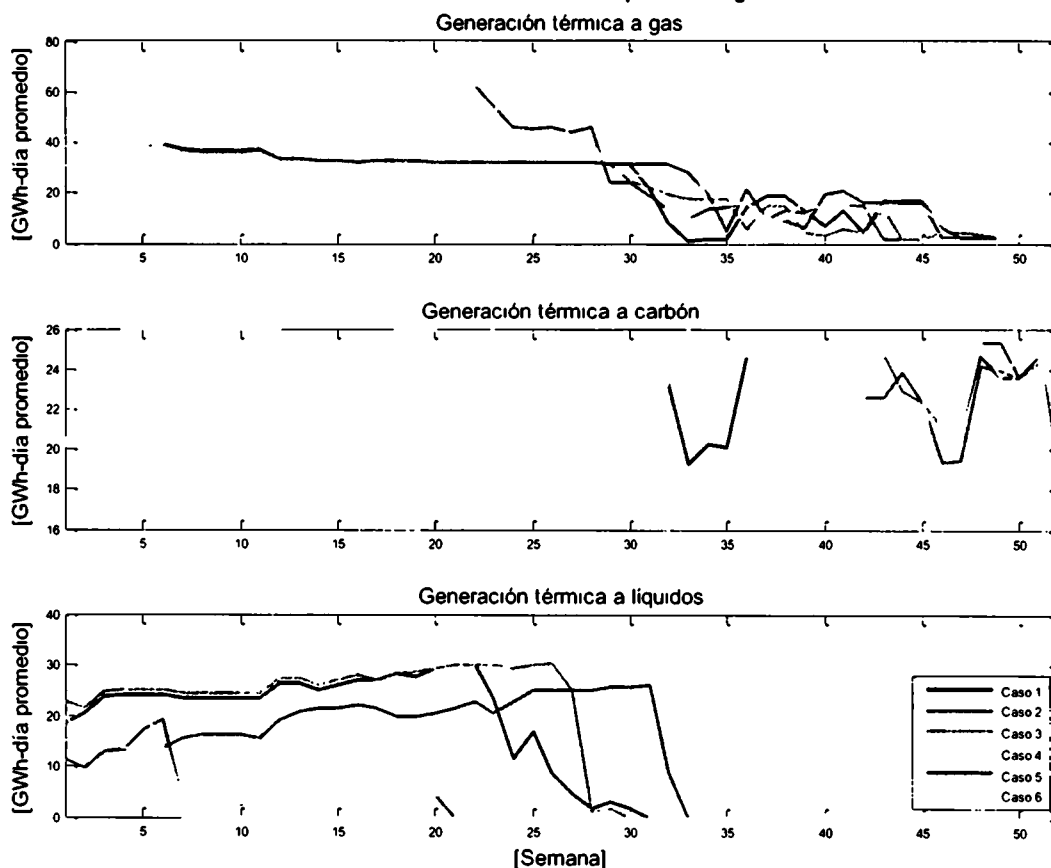
- El aporte agregado de la generación térmica durante las semanas 47 y 52 de 2015 y las primeras 12 semanas del 2016, es 86 GWh-día, ello para los casos 1 y 3 (gas natural, carbón y combustibles líquidos). Por otro lado, la generación en los escenarios 2 y 4 es de 88 GWh-día, observándose en algunos instantes aportes superiores a los 90 GWh-día. A partir de la semana 13 y hasta la 24 del 2016, la producción oscila entre 71 y 78 GWh-día. Respecto a los casos 5 y 6, la generación es de 78.6 GWh-día, ello desde la semana 47 del 2015 y hasta la semana 24 del 2016. Cabe mencionar que a partir de la semana 25 la participación de los combustibles fósiles disminuye por el incremento de los aportes hidrológicos y la recuperación del embalse agregado.
- La generación hidroeléctrica agregada de las plantas despachadas centralmente oscila entre 86 y 109.8 GWh-día, lo anterior según el caso analizado y para el periodo comprendido entre la semana 47 del 2015 y la semana 12 del 2016. A partir de ese instante la producción se incrementa gradualmente, llegando a valores promedio de 155 GWh-día.
- La generación de las plantas menores es inferior a 9.7 GWh-día.
- El consumo de combustibles es considerable para las plantas que operan con gas natural y líquidos, especialmente en el periodo más fuerte del Niño (enero, febrero y marzo de 2016). La demanda de gas durante las primeras 12 semanas del 2016 y para los casos 2, 4 y 6 (liberación a partir de enero), es 486.5, 486.7 y 424 GBTU-día respectivamente. No obstante se observan instantes donde los consumos son superiores a los 507 GBTU-día. Respecto a los líquidos, para los escenarios 1, 3 y 5 el consumo es 214, 221 y 160 GBTU-día respectivamente. Igualmente se identifican instantes donde la demanda es superior a los 260 GBTU-día.
- La demanda de carbón para las plantas que utilizan dicho recurso es 252 GBTU-día para todos los casos. Como se mencionó anteriormente, la producción energética de estas centrales es relativamente constante, independientemente del escenario hidrológico y la disponibilidad del gas natural.
- Finalmente se observa que el nivel del embalse llega al 23 % de su capacidad máxima en la semana 14 de 2016, ello para los casos que contemplaron la limitación de la generación térmica agregada. No obstante el mismo se va recuperando, en la medida que se incrementan los aportes hidrológicos.



5.5.2.3.3. Conclusiones

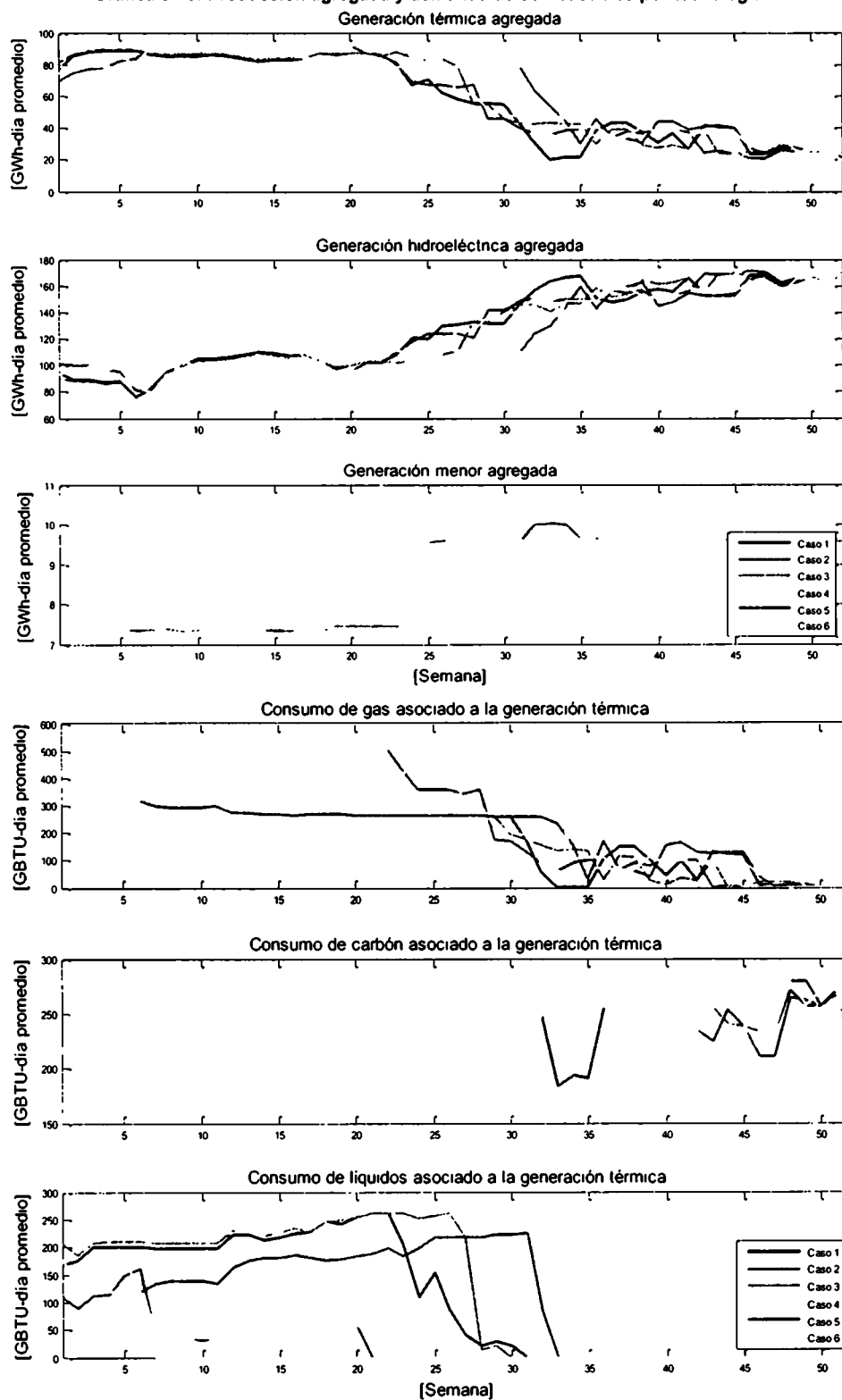
- En ninguno de los casos simulados, y a pesar de tener en algunos de ellos limitaciones a la generación térmica, se observa un déficit en la atención de la demanda. No obstante se requiere una participación muy importante del parque térmico y su logística asociada, en relación al suministro y transporte de los combustibles utilizados para la producción de energía, especialmente el gas natural y los líquidos. Vale la pena mencionar que el aporte de esta generación se requiere durante más de 25 semanas, situación que no tiene precedentes en el SIN colombiano.
- Se aclara que bajo un crecimiento mayor de la demanda, un escenario hidrológico más severo, o la indisponibilidad prolongada de alguna porción del parque térmico, los resultados encontrados no tendrían validez, razón por la cual habría que llevar a cabo nuevas simulaciones, siendo muy probable que el abastecimiento a la demanda se viera comprometido.

Gráfica 5-47: Producción térmica por tecnología.



Fuente de gráfica: UPME

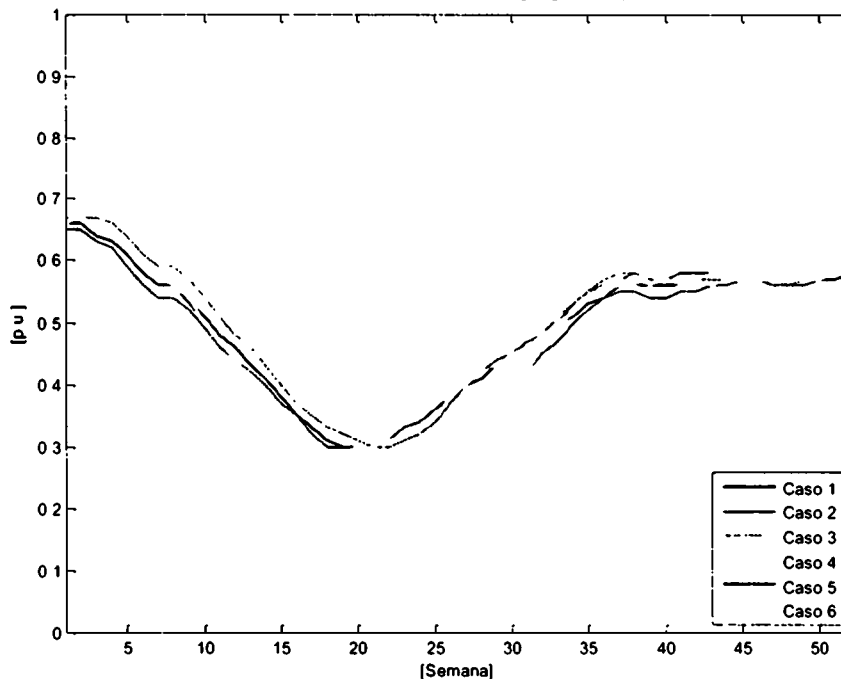
Gráfica 5-48: Producción agregada y demanda de combustibles por tecnología.



Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 5-49: Nivel del embalse agregado en p.u.



Fuente de gráfica: UPME

5.5.3. 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, ello a través del análisis de las principales variables de generación, como son los indicadores de confiabilidad, el valor esperado del 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.

Asimismo, 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.

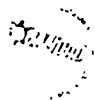


Tabla 5-14: Escenarios largo plazo (II).

Esc	Descripción	Esc. de demand a	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
9	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, hidroeléctricos y eólicos, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de la incorporación de generación eólica en el Norte de la Guajira, específicamente 3131 MW. Se contempla la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 8, pero ya no serían necesarios los 515 MW térmicos a base de carbón.
10	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, térmicos, hidroeléctricos y renovables no convencionales, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario de expansión con fuentes renovables no convencionales de energía (eólica, geotermia, biomasa y generación solar fotovoltaica distribuida), cuya capacidad total es de 2198.2 MW. Asimismo, se contemplan 132 MW térmicos a base de carbón y la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 8.
11	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, térmicos, hidroeléctricos y renovables no convencionales, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario de expansión con fuentes renovables no convencionales de energía (eólica, geotermia, biomasa y generación solar fotovoltaica distribuida), cuya capacidad total es de 3705.2 MW. Asimismo, contempla 383 MW hidroeléctricos menos en relación al escenario 9.
12	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 351.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, térmicos, hidroeléctricos y renovables no convencionales, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa el escenario más diversificado, ya que está constituido por fuentes convencionales, como generación hidroeléctrica a mediana y gran escala, plantas térmicas a base de carbón, plantas menores, al igual que fuentes no convencionales, específicamente biomasa, geotermia, generación eólica y solar fotovoltaica distribuida.

Fuente de tabla: UPME

5.5.3.1.1. Escenario 5

En la Gráfica 5-50 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, 1700 MW térmicos a base de carbón, y un proyecto de 115 MW que utilizaría el gas natural como recurso principal, 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 2015, se observó la violación del VEREC a partir del año 2021).



5.5.3.1. Escenarios de largo plazo

En la Tabla 5-13 y Tabla 5-14 se presentan los escenarios de largo plazo, junto con su justificación y principales consideraciones.

Tabla 5-13: Escenarios largo plazo (I).

Esc.	Descripción	Esc. de demanda	Interconexión con Ecuador	Interconexión con Centro América	Justificación
5	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, térmicos en su gran mayoría, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Escenario que contempla recursos térmicos en su senda de expansión. Se tienen en cuenta 1815 MW térmicos, de los cuales 1700 MW son a base de carbón y 115 MW están asociados a un proyecto que utiliza el gas natural como recurso principal. Los proyectos están ubicados principalmente en las áreas eléctricas Caribe y Nordeste.
6	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, hidroeléctricos en su gran mayoría, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Escenario que contempla recursos hidroeléctricos a gran escala en su senda de expansión. Se tienen en cuenta 1830 MW hidroeléctricos, distribuidos en dos proyectos con capacidad de embalsamiento, ubicados en el área Antioquia.
7	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, hidrotérmicos, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Escenario que contempla una senda hidrotérmica en su formulación. Se tienen en cuenta 1185 MW térmicos a base de carbón y un proyecto hidroeléctrico de 960 MW con capacidad de embalsamiento. Los proyectos están ubicados en las áreas Caribe, Nordeste y Antioquia.
8	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, hidroeléctricos, térmicos y eólicos, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética	Alto	Autónomo	Autónomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de la incorporación de generación eólica en el Norte de la Guajira, específicamente 1624 MW. Se contemplan 515 MW térmicos a base de carbón y la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 7.

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-50: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 5.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Quimbo	ago-15	198 0	Hidráulico	Hidraulica	10315 0	1771 1	1596 8	13682 9
	sep-15	396 0	Hidráulico	Gas	3809 2	0 0	115 0	3924 2
Cucuana	ago-15	55 0	Hidráulico	Carbón	717 0	574 0	1700 0	2991 0
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78 1	Hidráulico	Menores	707 6	0 0	796 6	1504 1
San Miguel	dic-15	42 0	Hidráulico	Cogeneración	77 2	0 0	0 0	77 2
Gecelca 3	dic-15	164 0	Carbón	Otros	0 0	88 3	0 0	88 3
Tasajero II	dic-15	160 0	Carbón	Total	15626.0	2433.4	4208.3	22267.7
Gecelca 3 2	jul-16	250 0	Carbón					
Termonorte	dic-17	88 3	Líquidos					
	nov-18	300 0	Hidráulico					
	feb-19	600 0	Hidráulico					
	may-19	900 0	Hidráulico					
	ago-19	1200 0	Hidráulico					
Ituango	sep-21	1500 0	Hidráulico					
	dic-21	1800 0	Hidráulico					
	mar-22	2100 0	Hidráulico					
	jun-22	2400 0	Hidráulico					
Exp Carb 1	dic-19	90 0	Carbon					
Exp Hidro 1	dic-20	351 8	Hidráulico					
Exp Hidro 2	dic-20	45 0	Hidráulico					
Exp Carb 2 1	dic-20	125 0	Carbon					
Exp Carb 2 2	dic-20	125 0	Carbon					
Exp Carb 3 1	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Carb 3 2	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Carb 3 3	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Carb 3 4	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Gas 1	dic-20	115 0	Gas					
Exp Carb 5	dic-21	350 0	Carbon					
Exp Carb 4	dic-22	350 0	Carbon					
Menores	Crecimiento según proyección estimada							

Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-51 se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética para este escenario. De la misma se puede concluir:

- 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.
- Al igual que en los escenarios de corto plazo, el aporte de la hidroelectricidad en el horizonte 2018-2022 tiene un efecto en la reducción del Valor Esperado del Costo Marginal, ello debido principalmente a la entrada de Ituango-fases I y II. Posterior a este año, si bien se cuenta con más de 1800 MW térmicos, principalmente a base de carbón, el Valor Esperado del Costo Marginal no se incrementa significativamente, esto por el bajo valor relativo de dicho recurso frente a otros combustibles.

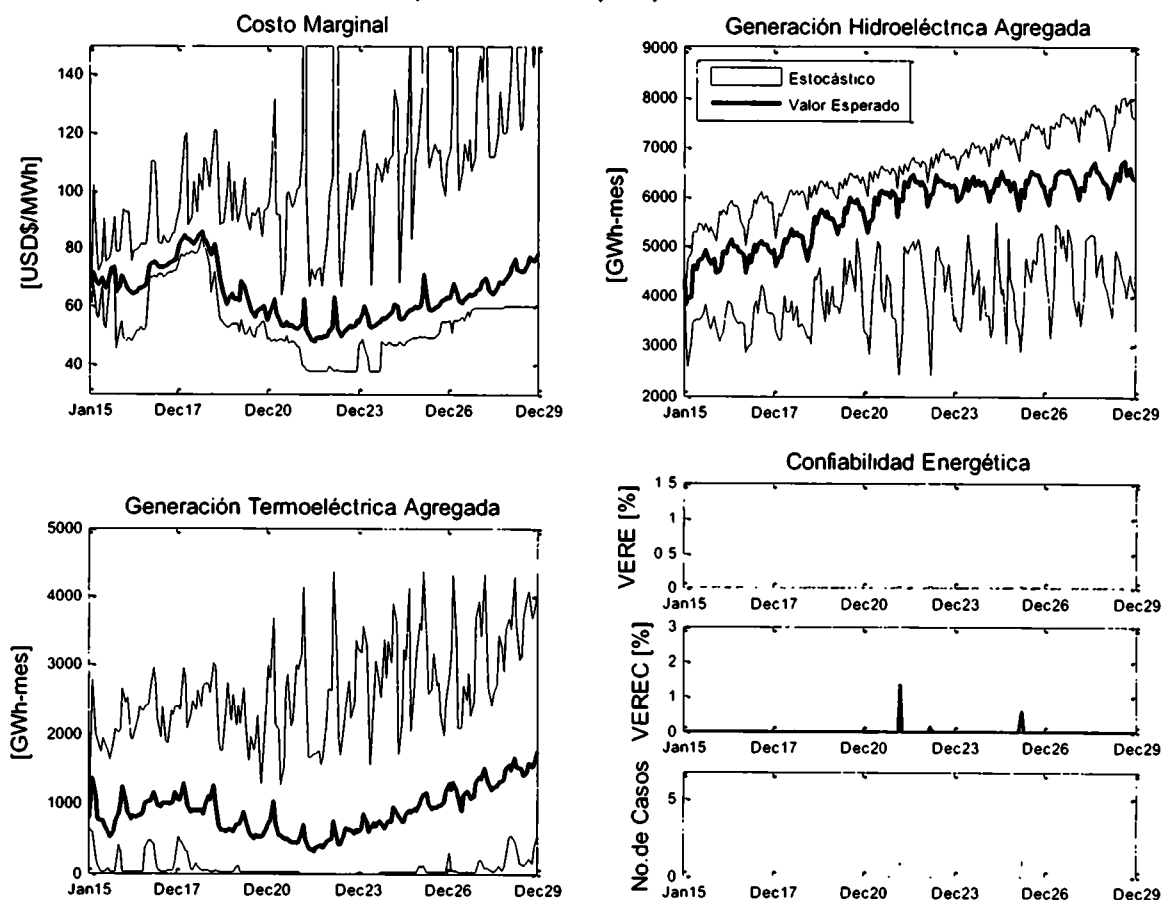
Respecto al valor que toma esta variable, en el periodo 2015-2018 se observa un promedio de 73.3 USD\$/MWh. Este se reduce por la entrada de Ituango fase I a 65.07 USD\$/MWh (2019-2020). A partir del año 2021 el costo marginal disminuye nuevamente, ello por la puesta en servicio de la fase II de este proyecto, alcanzando un valor promedio en el horizonte 2021-2022 de 53.39 USD\$/MWh. En el periodo 2023-2029 el promedio es de 62.21 USD\$/MWh.

- En el periodo 2015-2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4823.18 GWh-mes, el cual se incrementa a 5543.2 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango (2019-2020), y a 6016.53 GWh-mes por la entrada de la segunda fase de esta central, al igual que 396.8 MW

hidroeléctricos adicionales (2021-2022). A partir de este año el promedio del valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 6298.18 GWh-mes (2023-2029).

Si bien en el periodo 2018-2022 el valor esperado de la producción termoeléctrica se reduce, alcanzando valores promedio de 512.08 GWh-mes, a partir de este último año la generación térmica se incrementa, teniendo una participación promedio en el periodo 2023-2029 de 1025.61 GWh-mes, lo anterior gracias a la expansión con plantas que utilizan el carbón como principal recurso.

Gráfica 5-51: Comportamiento de las principales variables. Escenario 5.



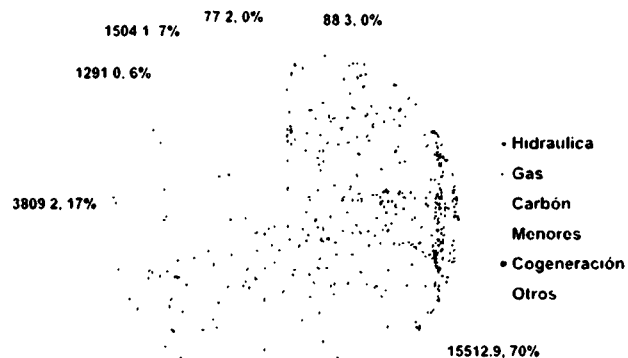
Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.2. Escenario 6

En la Gráfica 5-52 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, y otros 1830 MW hidroeléctricos, es decir dos proyectos a gran escala con capacidad de embalsamiento, también ubicados en Antioquia. Todo lo anterior con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética.

Gráfica 5-52: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 6.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Quimbo	ago-15	198 0	Hidráulico	Hidráulica	10315 0	1771 1	3426 8	15512 9
	sep-15	396 0	Hidráulico	Gas	3809 2	0 0	0 0	3809.2
Cucuana	ago-15	55 0	Hidráulico	Carbón	717 0	574 0	0 0	1291 0
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78 1	Hidráulico	Menores	707 6	0 0	796 6	1504 1
San Miguel	dic-15	42 0	Hidráulico	Cogeneración	77 2	0 0	0 0	77 2
Gecelca 3	dic-15	164 0	Carbón	Otros	0 0	88 3	0 0	88 3
Tasajero II	dic-15	160 0	Carbón	Total	15626.0	2433 4	4223.3	22282 7
Gecelca 3 2	jul-16	250 0	Carbón					
Termonorte	dic-17	88 3	Líquidos					
	nov-18	300 0	Hidráulico					
	feb-19	600 0	Hidráulico					
	may-19	900 0	Hidráulico					
Ituango	ago-19	1200.0	Hidráulico					
	sep-21	1500 0	Hidráulico					
	dic-21	1800.0	Hidráulico					
	mar-22	2100 0	Hidráulico					
	jun-22	2400 0	Hidráulico					
Exp Hidro 1	dic-20	351 8	Hidráulico					
Exp Hidro 2	dic-20	45 0	Hidráulico					
Exp Hidro 3A	dic-21	960 0	Hidráulico					
Exp Hidro 2A	dic-22	870 0	Hidráulico					
Menores	Crecimiento según proyección estimada							

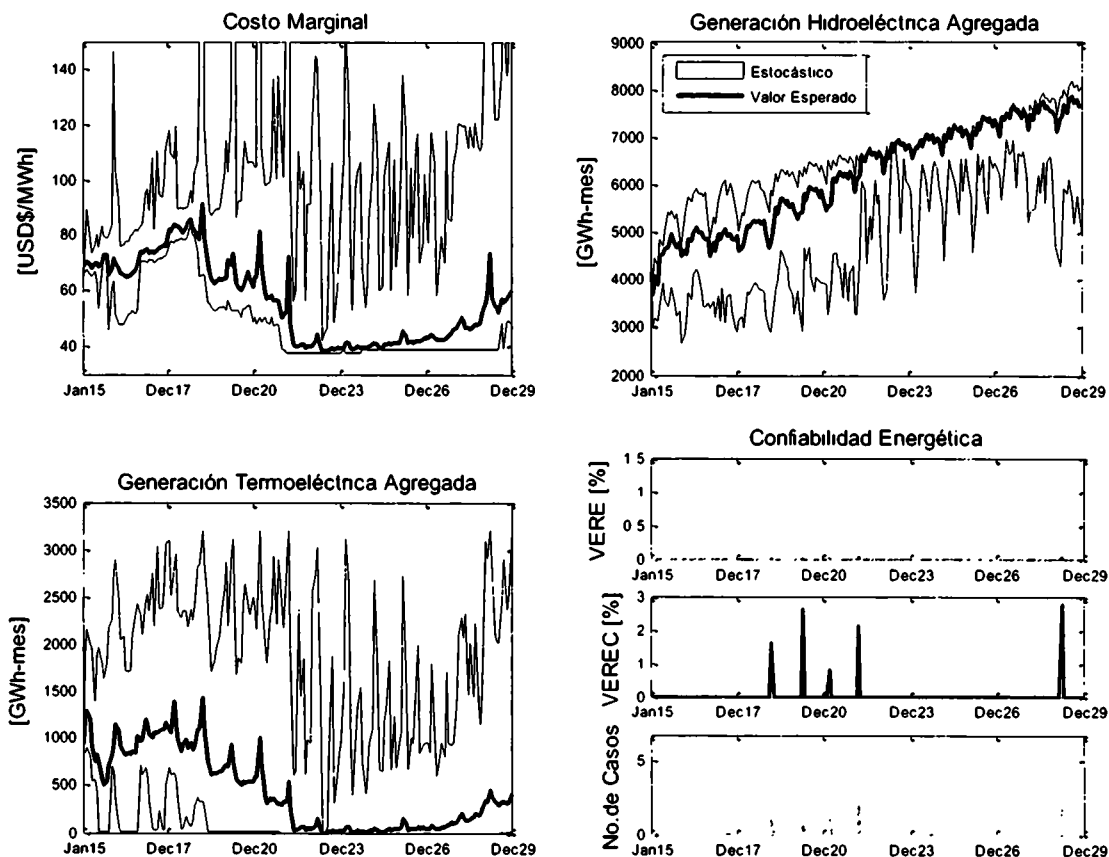


Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 5-53 se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética para este escenario. De la misma se puede concluir:

- Teniendo en cuenta 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.
- Este escenario se caracteriza por una fuerte expansión hidroeléctrica. Es por ello, al igual que las fechas de entrada en servicio consideradas, que en el periodo 2019-2020 se observa para el Valor Esperado del Costo Marginal un valor promedio de 67.72 USD\$/MWh, el cual disminuye en el horizonte 2021-2022 a 53.31 USD\$/MWh. A partir de este instante, es decir el periodo 2023-2029, el promedio es de 44.58 USD\$/MWh, lo cual refleja la senda de expansión.
- Respecto al aporte de cada tecnología, en el periodo 2015-2018 el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 4795.4 GWh-mes, el cual se incrementa a 5524.7 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango (2019-2020), y a 6221.7 GWh-mes por la entrada de la segunda fase de esta central y 2226.8 MW hidroeléctricos adicionales (2021-2022). A partir de este año el promedio del valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 7219.1 GWh-mes (2023-2029), lo cual refleja como se dijo anteriormente, la senda de expansión.
- En relación a la producción térmica, esta se va reduciendo de manera paulatina gracias a la participación hidroeléctrica. El promedio del valor esperado de la generación termoeléctrica para los periodos 2015-2018, 2019-2020, 2021-2022 y 2023-2029, es de 960.21, 722.1, 307.1 y 103.2 GWh-mes, respectivamente.

Gráfica 5-53: Comportamiento de las principales variables. Escenario 6.



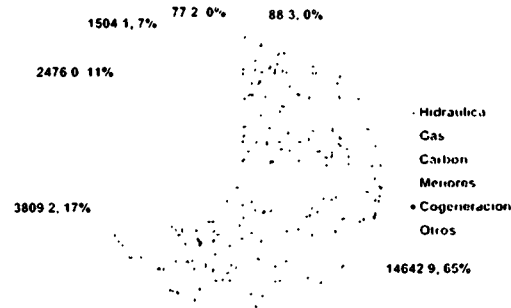
Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.3. Escenario 7

En la Gráfica 5-54 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, 1185 MW térmicos a base de carbón y un proyecto hidroeléctrico de 960 MW con capacidad de embalsamiento, ello con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética.

Gráfica 5-54: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 7.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Quimbo	ago-15	198 0	Hidráulico	Hidráulica	10315 0	1771 1	2556 8	14642 9
	sep-15	396 0	Hidráulico	Gas	3809 2	0 0	0 0	3809 2
Cucuana	ago-15	55 0	Hidráulico	Carbon	717 0	574 0	1185 0	2476 0
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78 1	Hidráulico	Menores	707 6	0 0	796 6	1504 1
San Miguel	dic-15	42 0	Hidráulico	Cogeneración	77 2	0 0	0 0	77 2
Gecelca 3	dic-15	164 0	Carbon	Otros	0 0	88 3	0 0	88 3
Tasajero II	dic-15	160 0	Carbon					
Gecelca 3 2	jul-16	250 0	Carbon					
Termonorte	dic-17	88 3	Líquidos					
	nov-18	300 0	Hidráulico					
	feb-19	600 0	Hidráulico					
	may-19	900 0	Hidráulico					
	ago-19	1200 0	Hidráulico					
Ituango	sep-21	1500 0	Hidráulico					
	dic-21	1800 0	Hidráulico					
	mar-22	2100 0	Hidráulico					
	jun-22	2400 0	Hidráulico					
Exp Carb 1	dic-19	90 0	Carbon					
Exp Hidro 1	dic-20	351 8	Hidráulico					
Exp Hidro 2	dic-20	45 0	Hidráulico					
Exp Carb 2 1	dic-20	125 0	Carbon					
Exp Carb 2 2	dic-20	125 0	Carbon					
Exp Carb 3 1	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Carb 3 2	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Carb 3 3	dic-20	165 0	Carbon					
Exp Hidro 3A	dic-21	960 0	Hidráulico					
Exp Carb 4	dic-21	350 0	Carbon					
Menores	Crecimiento según proyección estimada							

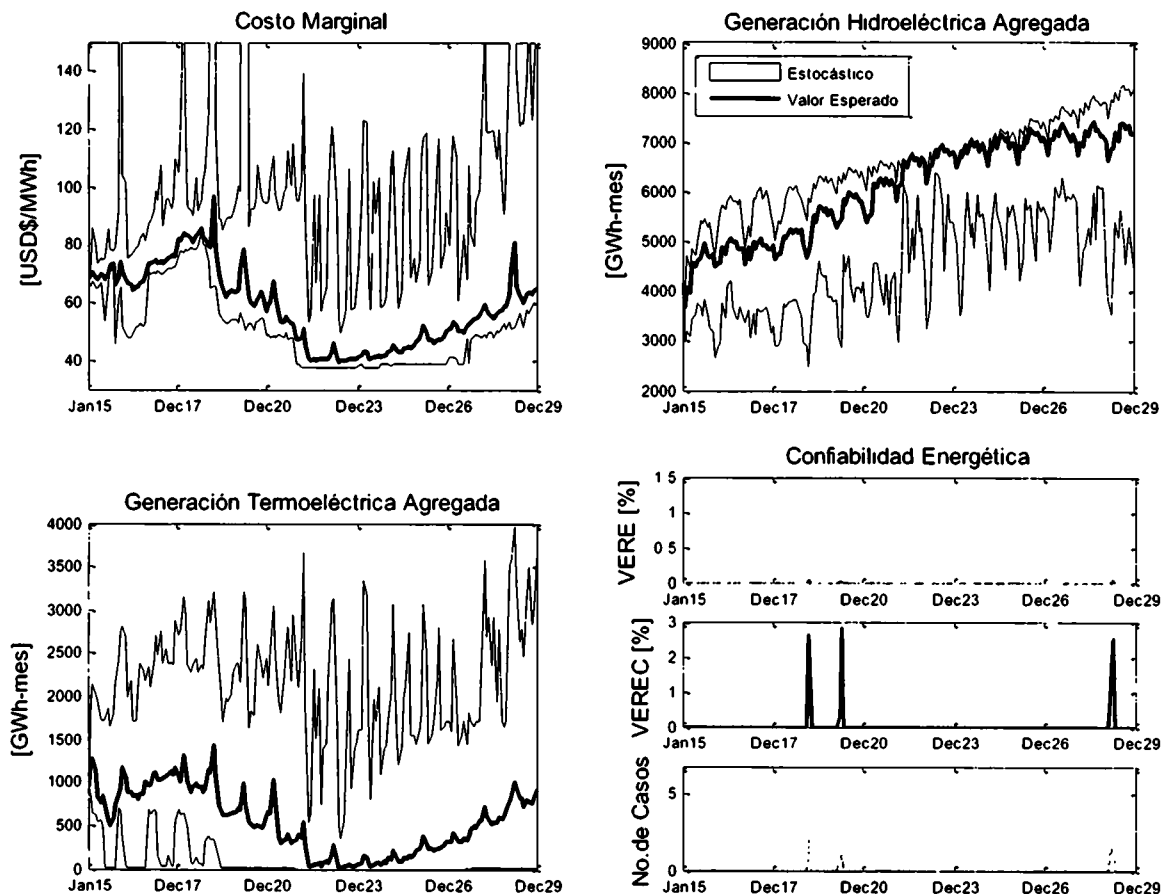


Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-55 se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética para este escenario. De la misma se puede concluir:

- Durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VERC y Número de Casos con Déficit, teniendo en cuenta la expansión de este escenario y su cronograma, junto con el escenario de demanda alta.
- Este escenario se caracteriza en su expansión por una "mezcla" de recursos térmicos a base de carbón y algunas centrales hidroeléctricas. Con respecto a la evolución del Valor Esperado del Costo Marginal, en los horizontes 2015 – 2018 y 2019 – 2020 se observan valores promedios muy similares al del caso 6, es decir, 73.7 y 67.6 USD\$/MWh, respectivamente. Por otro lado, si bien en el periodo 2021 – 2022 el costo marginal toma un valor esperado de 49.62 USD\$/MWh, 3.68 USD\$/MWh menos en contraste con el escenario anterior, a partir del 2023 el promedio del Valor esperado es de 50.06 USD\$/MWh, es decir 5.49 USD\$/MWh más que en el caso 6.
- El aporte de la generación hidroeléctrica en el periodo 2015 – 2018 es de 4798.4 GWh-mes, el cual se incrementa a 5535.6 GWh-mes por la entrada de la primera etapa de Ituango (2019 – 2020), y a 6204.2 GWh-mes por la entrada de la segunda fase de esta central y 1356.8 MW hidroeléctricos adicionales (2021). A partir de este año el promedio del valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 6986.7 GWh-mes (2023 – 2029), 232.38 GWh-mes menos en relación al escenario 6.
- Finalmente respecto a la producción térmica, esta se va reduciendo de manera paulatina gracias a la participación hidroeléctrica, situación que cambia a partir del 2023. El promedio del valor esperado de la generación termoeléctrica para los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029, es de 958 6, 715.9, 322.4 y 336.9 GWh-mes, respectivamente.

Gráfica 5-55: Comportamiento de las principales variables. Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

5.5.3.1.4. Escenario 8

En la Gráfica 5-56 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, recursos eólicos en el Norte de la Guajira (1624 MW), 515 MW térmicos a base de carbón y la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 7. Todo lo anterior con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética.

Gráfica 5-56: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 8.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Quimbo	ago-15	198 0	Hidráulico	Hidráulica	10315 0	1771 1	2556 8	14642 9
	sep-15	396 0	Hidraulico	Gas	3809 2	0 0	0.0	3809 2
Cucuaña	ago-15	55 0	Hidraulico	Carbón	717 0	574 0	515 0	1806 0
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78 1	Hidraulico	Menores	707 6	0 0	796 6	1504 1
San Miguel	dic-15	42 0	Hidráulico	Cogeneración	77 2	0 0	0 0	77 2
Gecelca 3	dic-15	164 0	Carbon	Eólica	0.0	0 0	1624.0	1624 0
Tesajero II	dic-15	160 0	Carbón	Otros	0 0	88 3	0 0	88 3
Gecelca 3 2	jul-16	250 0	Carbón					
Termonorte	dic-17	88 3	Liquidos					
	nov-18	300 0	Hidraulico					
	feb-19	600 0	Hidraulico					
	may-19	900 0	Hidraulico					
	ago-19	1200 0	Hidráulico					
Ituango	sep-21	1500 0	Hidraulico					
	dic-21	1800 0	Hidráulico					
	mar-22	2100 0	Hidráulico					
	jun-22	2400 0	Hidraulico					
Eolo J1	ene-19	99 0	Eólico					
Eolo J2	jun-19	195 0	Eolico					
Eolo E2	jun-19	200 0	Eólico					
Eolo J3	dic-19	180 0	Eólico					
Eolo E3	ene-20	100 0	Eólico					
Eolo E4	jun-20	100 0	Eólico					
Eolo E5	dic-20	100 0	Eólico					
Eolo E6	dic-20	150 0	Eolico					
Exp Hidro 1	dic-20	351 8	Hidráulico					
Exp Hidro 2	dic-20	45 0	Hidraulico					
Exp Carb 3 1	dic-20	165 0	Carbon					
Eolo E10	jun-21	200 0	Eólico					
Eolo E7	dic-21	100 0	Eolico					
Eolo P2	dic-21	200 0	Eólico					
Exp Hidro 3A	dic-21	960 0	Hidráulico					
Exp Carb 4	dic-21	350 0	Carbon					
Menores								
Crecimiento según proyección estimada								

Fuente de gráfica: UPME

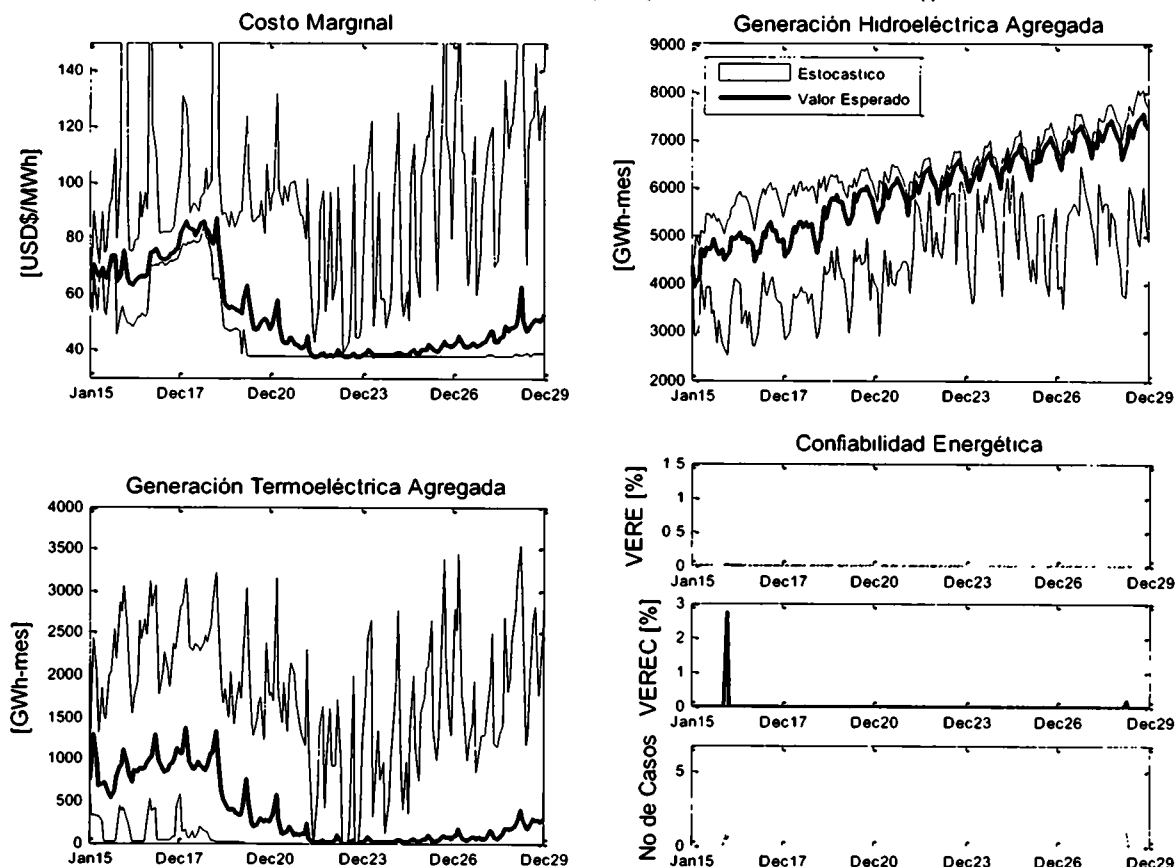
En la Gráfica 5-57, Gráfica 5-58 y Gráfica 5-59 se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética y la complementariedad entre el recurso eólico en la Guajira y la energía hidroeléctrica producida desde el interior del país. De las mismas se puede concluir:

- Teniendo en cuenta 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.
- Este escenario se formula a partir del caso 7, conservando su expansión hidroeléctrica, pero desplazando la mayor cantidad de generación térmica definida para dicha matriz, ello con generación eólica en el norte de la Guajira. Se encontró que para conservar 515 MW térmicos a base de carbón se requieren 1624 MW eólicos, es decir, 2.42 MW eólicos son equivalentes a 1 MW térmico.
- En relación a la evolución del Valor Esperado del Costo Marginal, en el periodo 2015 – 2018 se observa un promedio de 73.21 USD\$/MWh, el cual disminuye en el horizonte 2019 – 2020 a 58.2 USD\$/MWh. A partir de este instante, es decir en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, el promedio es de 42.3 y 42.1 USD\$/MWh, respectivamente.
- Si bien la composición de la matriz para este escenario conserva la misma capacidad instalada de origen hidroeléctrico (escenario 7), la generación eólica reduce la participación de dicho recurso, específicamente en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029. Los valores esperados de la generación

hidroeléctrica para dichos horizontes son 5930.22 y 6713.23 GWh-mes, es decir 274 GWh-mes menos con relación al caso 7. Para los otros periodos los aportes son muy similares.

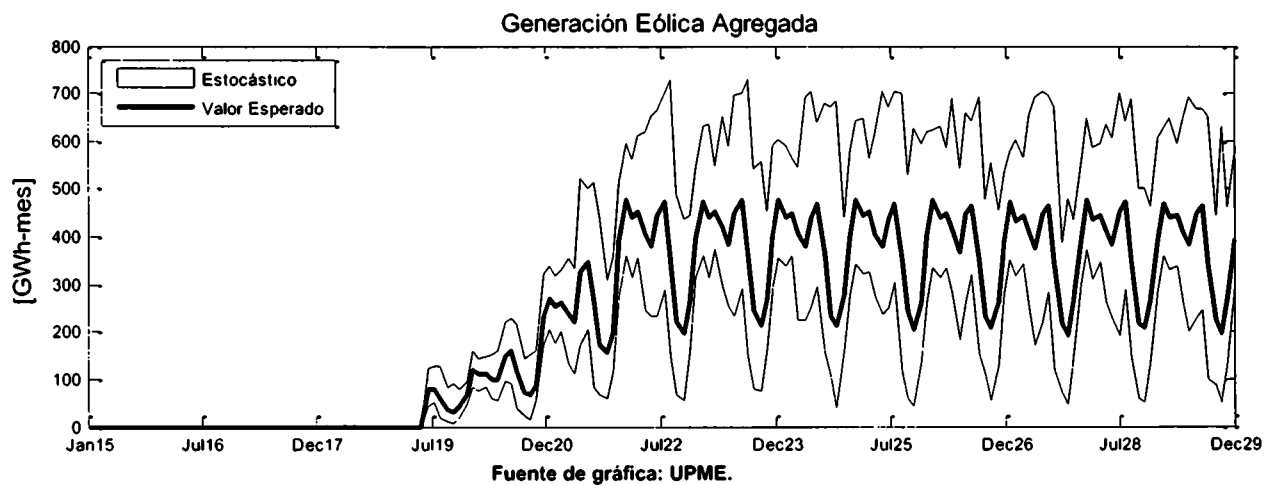
- Para la generación termoeléctrica es claro que el recurso eólico reduce su participación, llevando al parque térmico a producir de manera agregada un valor esperado de 128.7 y 80.05 GWh-mes, ello para los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029 (193.6 y 256.9 GWh-mes menos respecto al escenario 7). También se observa una reducción de la generación térmica en el horizonte 2019 – 2020 respecto al caso 7 (214.02 GWh-mes).
- El valor esperado de la generación eólica para los periodos 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029, es 95.67, 316.88 y 376.95 GWh-mes, respectivamente.
- Se evidencia la complementariedad entre la generación eólica y los recursos hidroeléctricos del interior. Es decir, en aquellos momentos donde el aporte hidroenergético es reducido, la producción de esta fuente renovable es alta.

Gráfica 5-57: Comportamiento de las principales variables. Escenario 8 (I).

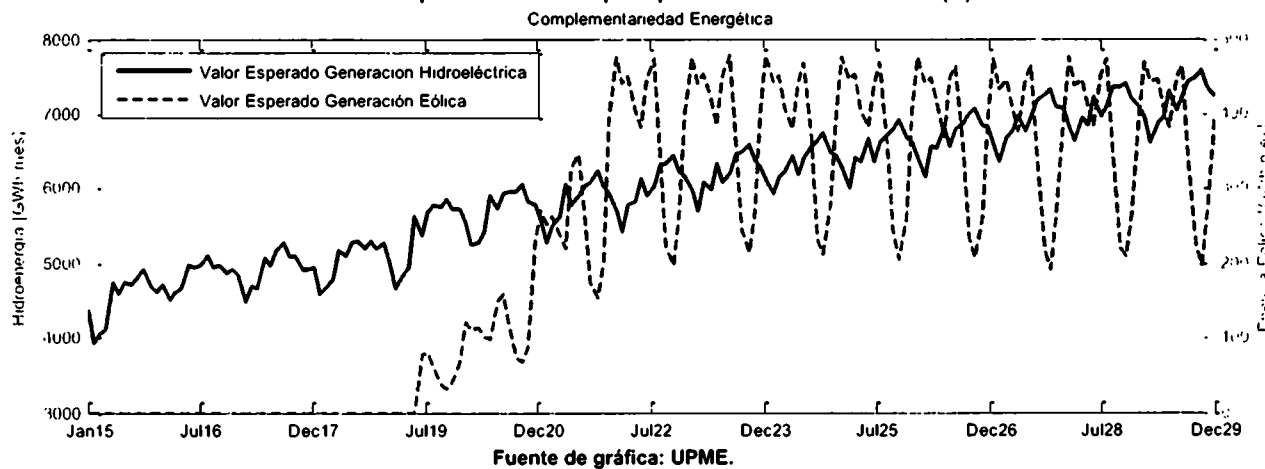


Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-58: Comportamiento de las principales variable. Escenario 8 (II).



Gráfica 5-59: Comportamiento de las principales variables. Escenarios 8 (III).





5.5.3.1.5. Escenario 9

Gráfica 5-60: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 9.

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Quimbo	ago-15	198 0	Hidráulico
	sep-15	396 0	Hidráulico
Cucuna	ago-15	55 0	Hidráulico
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78 1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42 0	Hidráulico
Gecelca 3	dic-15	164 0	Carbón
Tasajero II	dic-15	160 0	Carbón
Gecelca 3 2	jul-16	250 0	Carbón
Temonorte	dic-17	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico
	feb-19	600 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico
	ago-19	1200 0	Hidráulico
Ituango	sep-21	1500 0	Hidráulico
	dic-21	1800 0	Hidráulico
	mar-22	2100 0	Hidráulico
	jun-22	2400 0	Hidráulico
Eolo J1	ene-19	99 0	Eólico
Eolo J2	jun-19	195 0	Eólico
Eolo E1 1	jun-19	150 0	Eólico
Eolo E2	jun-19	200 0	Eólico
Eolo J3	dic-19	180 0	Eólico
Eolo J4	dic-19	75 0	Eólico
Eolo I1	dic-19	400 0	Eólico
Eolo I2	dic-19	32 0	Eólico
Eolo E1 2	dic-19	50 0	Eólico
Eolo E3	ene-20	100 0	Eólico
Eolo P3 1	jun-20	70 0	Eólico
Eolo E4	jun-20	100 0	Eólico
Eolo P1	dic-20	400 0	Eólico
Eolo E5	dic-20	100 0	Eólico
Eolo E6	dic-20	150 0	Eólico
Exp Hidro 1	dic-20	351 8	Hidráulico
Exp Hidro 2	dic-20	45 0	Hidráulico
Eolo P3 2	ene-21	130 0	Eólico
Eolo E7	ene-21	100 0	Eólico
Eolo E8	ene-21	100 0	Eólico
Eolo E9	jun-21	100 0	Eólico
Eolo E10	jun-21	200 0	Eólico
Eolo P2	dic-21	200 0	Eólico
Exp Hidro 3A	dic-21	960 0	Hidráulico
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	10315 0	1771 1	2556 8	14642 9
Gas	3809 2	0 0	0 0	3809 2
Carbon	717 0	574 0	0 0	1291 0
Menores	707 6	0 0	796 6	1504 1
Cogeneracion	77 2	0 0	0 0	77 2
Eólica	0 0	0 0	3131 0	3131 0
Otros	0 0	88 3	0 0	88 3
Total	15626.0	2433.4	6484.3	24543.7

3131 0, 13%	88 3, 0%	
77 2, 0%		
1504 1, 6%		
1291 0, 5%		
3809 2, 16%		
		14642 9, 60%

Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-60 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, recursos eólicos en el Norte de la Guajira, específicamente 3131 MW, y la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 8, ello con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética.

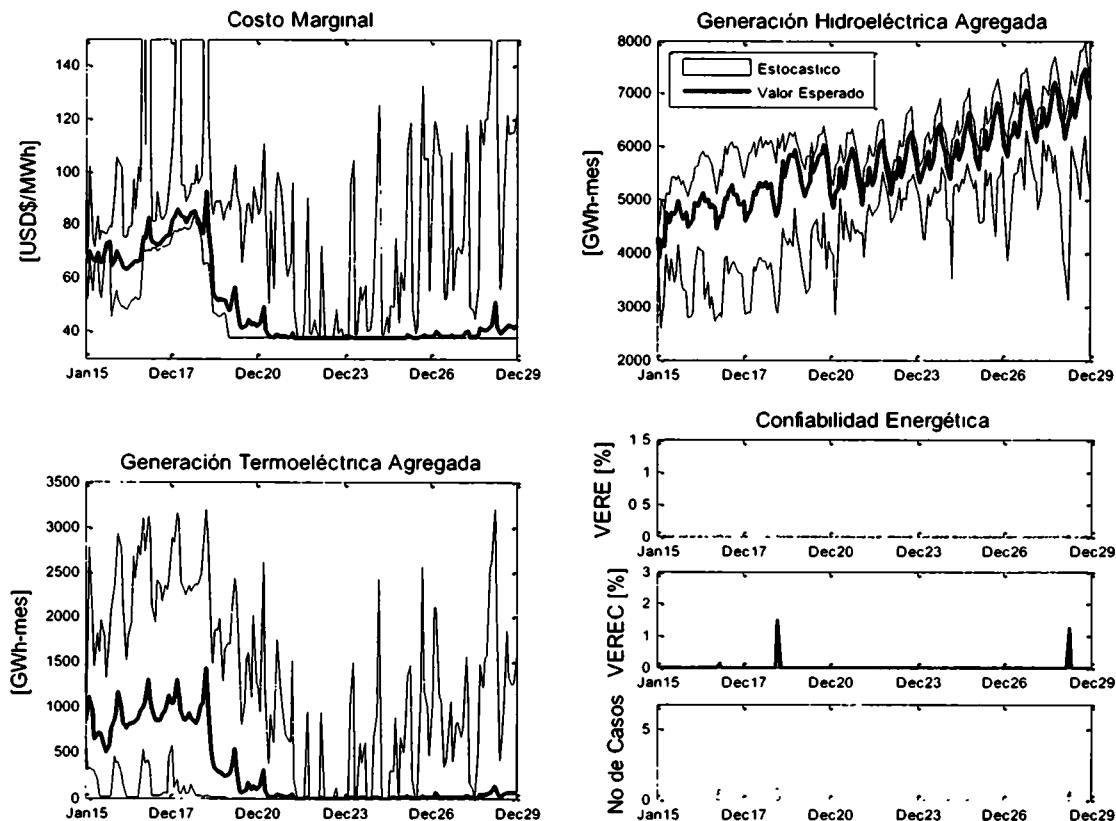
En la Gráfica 5-61, Gráfica 5-62 y Gráfica 5-63 se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética y la complementariedad entre el recurso eólico en la Guajira y la energía hidroeléctrica producida desde el interior del país. De las mismas se puede concluir:

- Se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit durante todo el horizonte, teniendo en cuenta la expansión de este escenario, su cronograma y el escenario de demanda alta.
- Este escenario se formula a partir del caso 8, conservando su expansión hidroeléctrica, pero desplazando toda la generación térmica definida para dicha matriz, ello con generación eólica en el norte de la Guajira. Se encontró que 3131 MW eólicos no ameritan la instalación de ningún MW térmico a base de carbón, adicional a los ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Esto quiere decir que 2.64 MW eólicos son equivalentes a 1 MW térmico.



- Respecto al Valor Esperado del Costo Marginal, en el periodo 2015 – 2018 se observa un valor promedio de 73.12 USD\$/MWh, el cual disminuye en el horizonte 2019 – 2020 a 54.1 USD\$/MWh. A partir de este instante, es decir en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, el promedio es de 38.92 y 38.64 USD\$/MWh, respectivamente.
- En los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, el valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 5473.6 y 6235 GWh-mes, es decir 456.6 y 478.1 GWh-mes menos respectivamente, con relación al caso 8. Para los otros periodos los aportes son muy similares.
- Para la generación termoeléctrica es claro que el recurso eólico reduce su participación, llevando al parque térmico a producir de manera agregada un valor esperado de 36.88 y 15.81 GWh-mes, ello para los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029.
- El valor esperado de la generación eólica para los periodos 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029, es 308.1, 865.2 y 919.4 GWh-mes, respectivamente.
- Al igual que en el escenario 8, la generación eólica es complementaria con los recursos hidroeléctricos del interior. Ello quiere decir que en aquellos momentos donde el aporte hidroenergético es alto, esta generación renovable no convencional produce menos energía (y viceversa).

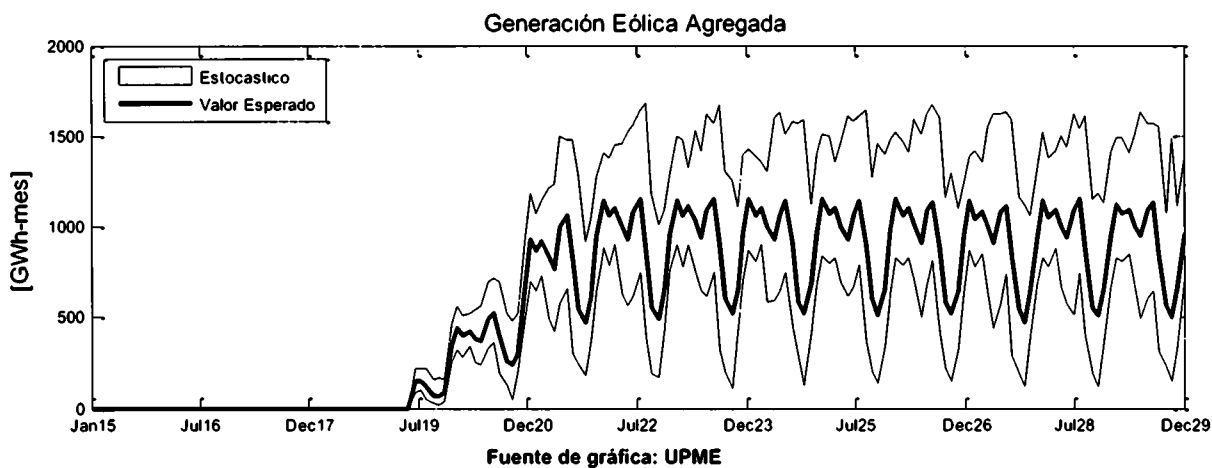
Gráfica 5-61: Comportamiento de las principales variables. Escenario 9 (I).



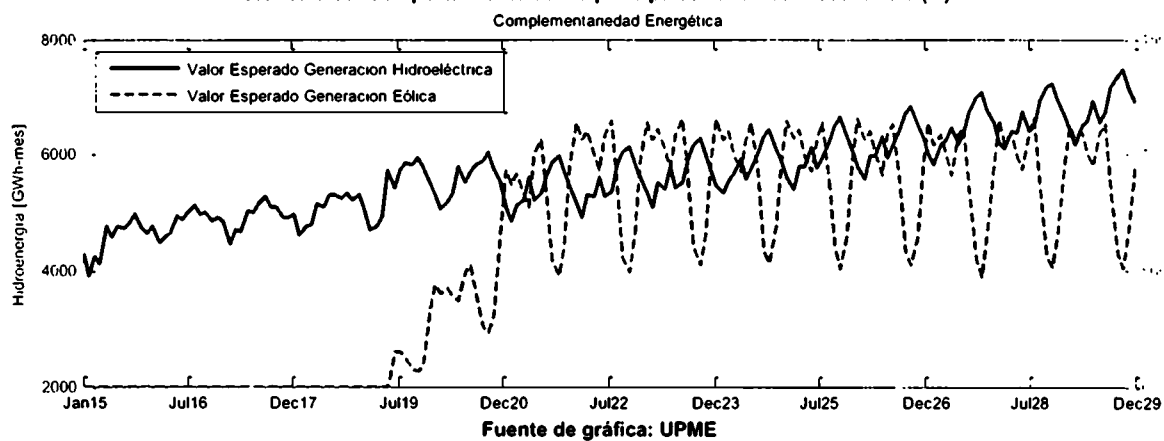
Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 5-62: Comportamiento de las principales variables. Escenario 9 (II).

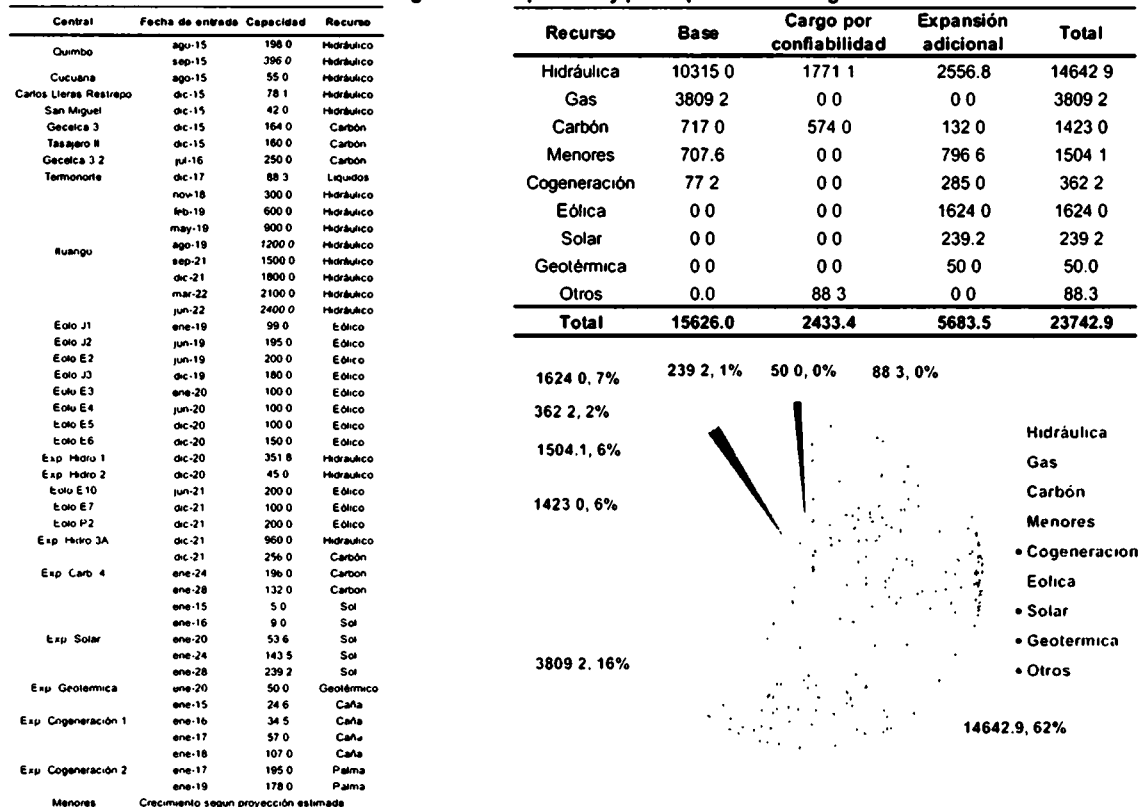


Gráfica 5-63: Comportamiento de las principales variables. Escenario 9 (III).



5.5.3.1.6. Escenario 10

Gráfica 5-64: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 10.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-64 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, 2198.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotermia, biomasa, generación eólica y solar fotovoltaica distribuida, 132 MW térmicos a base de carbón y la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 8. Lo anterior con el objetivo de cumplir durante todo el horizonte con los criterios de confiabilidad energética.

En la Gráfica 5-65, Gráfica 5-66 y Gráfica 5-67 se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética y la complementariedad entre el recurso eólico en la Guajira y la energía hidroeléctrica producida desde el interior del país. De las mismas se puede concluir:

- Durante todo el horizonte se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit, teniendo en cuenta la expansión de este escenario, su cronograma y el escenario de demanda alta.
- Este escenario se formula a partir del caso 8, conservando su expansión hidroeléctrica y eólica, pero desplazando la mayor capacidad de generación térmica definida para dicha matriz, ello con recursos renovables de carácter intermitente, específicamente generación solar fotovoltaica distribuida,

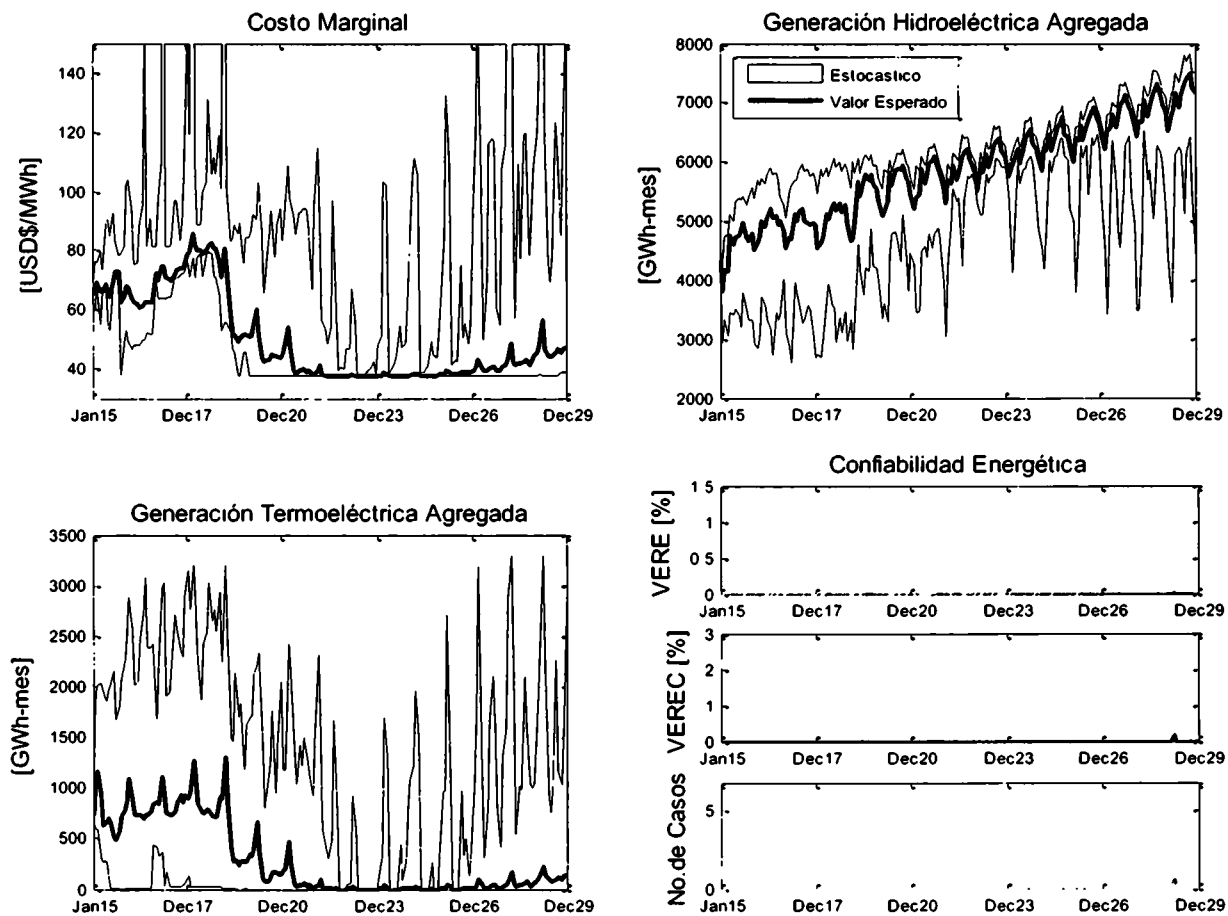


biomasa y geotermia (574.2 MW). Se encontró que este bloque "renovable" desplaza 383 MW térmicos a base de carbón, siendo necesario contar aún con 132 MW, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.

- En el periodo 2015 – 2018 se observa un valor promedio de 71.1 USD\$/MWh, respecto al valor esperado del Costo Marginal, el cual disminuye en el horizonte 2019-2020 a 53.4 USD\$/MWh. A partir de este instante, es decir en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, el promedio es de 40.2 y 40.25 USD\$/MWh, respectivamente.
- El valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 5785.5 y 6544.9 GWh-mes en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, respectivamente. Al inicio de periodo de análisis, el aporte de esta tecnología es en promedio 4856.1 y 5497.1 GWh-mes, ello para los horizontes 2015 – 2018 y 2019 – 2020.
- Para la generación termoeléctrica es claro que el recurso renovable no convencional reduce su participación, llevando al parque térmico a producir de manera agregada un valor esperado de 814.6, 379.9, 69.09 y 33.57 GWh-mes, ello para los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029.
- El valor esperado de la generación eólica para los periodos 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029, es 96.5, 315.8 y 373.8 GWh-mes, respectivamente.
- Al igual que en los escenarios 8 y 9, la generación eólica es complementaria con los recursos hidroeléctricos del interior. Respecto al aporte de la generación solar fotovoltaica distribuida, se ve un comportamiento creciente en la medida que su capacidad instalada aumenta. La producción de esta fuente intermitente en los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029 es 0.9, 3.5, 5.9 y 18.9 GWh-mes, respectivamente.
- En relación a la geotermia y biomasa, la generación de estos recursos no presenta un comportamiento estocástico, a pesar de que en el caso de la biomasa se tuvo en cuenta su estacionalidad y el comportamiento del residuo. Ello se debe a la capacidad instalada considerada (información FEDEPALMA), que es menor respecto a la disponibilidad del recurso. El valor esperado de la producción de estas dos fuentes es 84.5, 183.23 y 200.2 GWh-mes, en los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020 y 2021 – 2029.



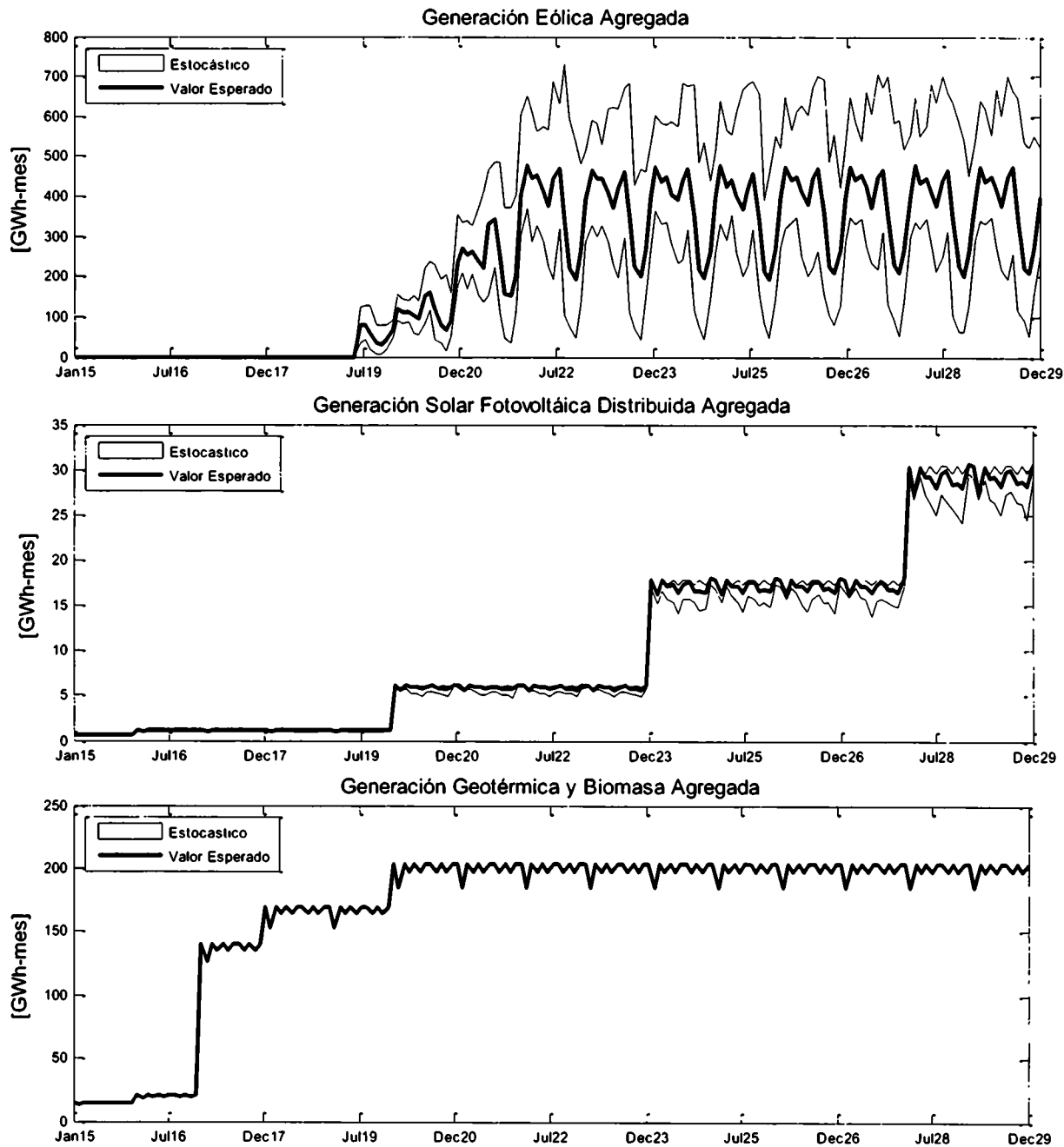
Gráfica 5-65: Comportamiento de las principales variables. Escenario 10 (I).



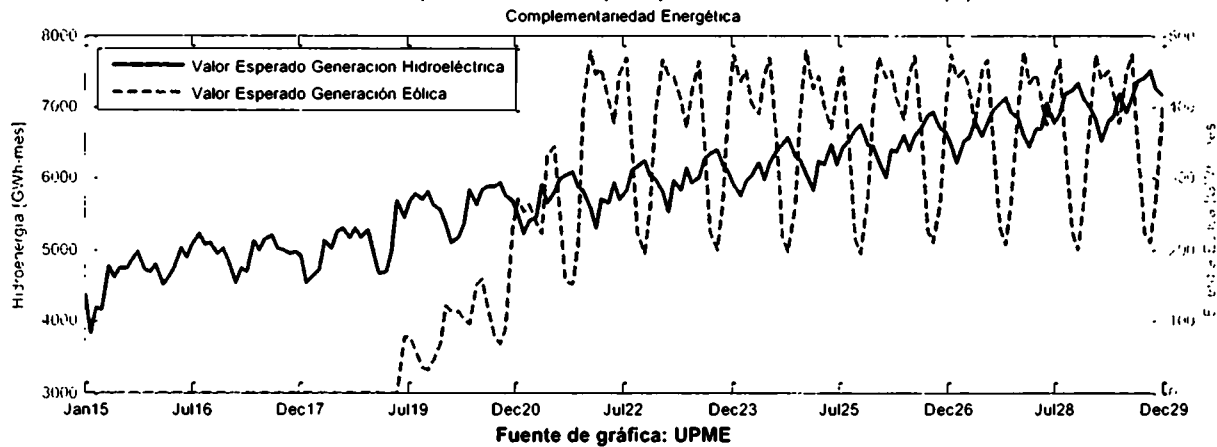
Fuente de gráfica: UPME.



Gráfica 5-66: Comportamiento de las principales variables. Escenario 10 (II).

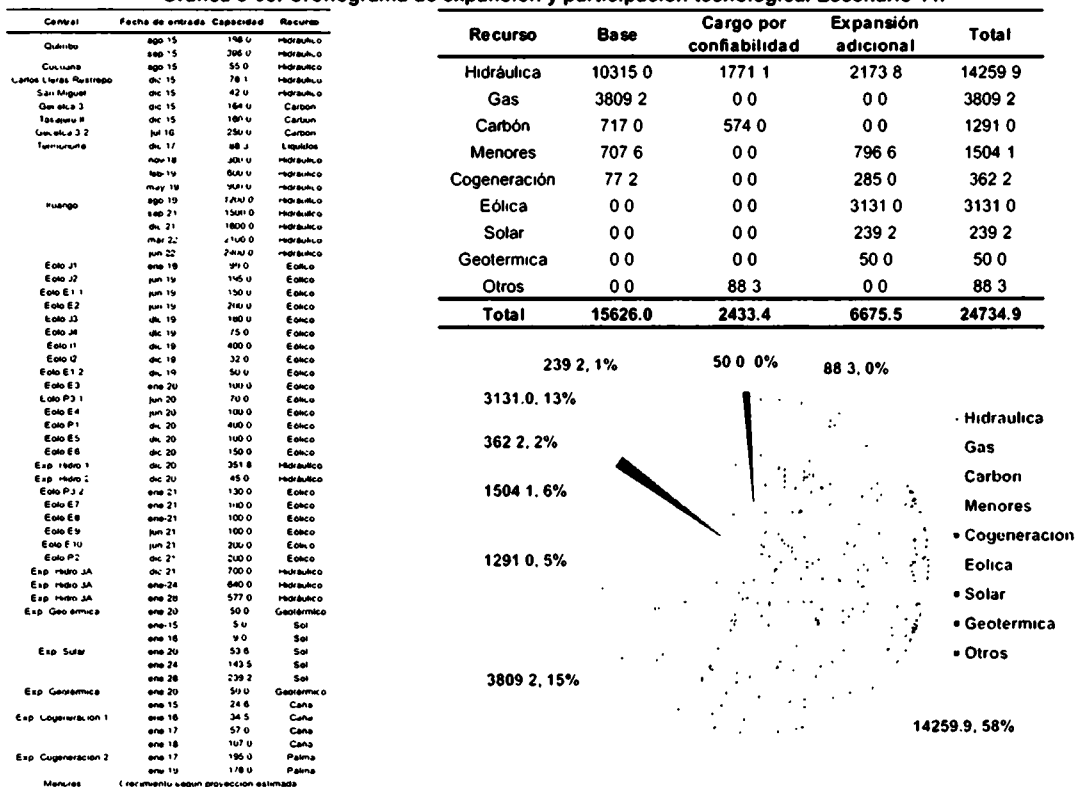


Gráfica 5-67: Comportamiento de las principales variables. Escenario 10 (III).



5.5.3.1.7. Escenario 11

Gráfica 5-68: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 11.



En la Gráfica 5-68 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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en los departamentos de Antioquia y Tolima, y 3705.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotermia, biomasa, generación eólica y solar fotovoltaica

distribuida. Es importante mencionar que se tuvieron en cuenta 383 MW hidroeléctricos menos, respecto al escenario 9.

En la Gráfica 5-69, Gráfica 5-70 y Gráfica 5-71, se observa el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética y la complementariedad entre el recurso eólico en la Guajira y la energía hidroeléctrica producida desde el interior del país. De las mismas se puede concluir:

- Se observa el cumplimiento de los indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit durante todo el horizonte, teniendo en cuenta la expansión de este escenario, su cronograma y el escenario de demanda alta.
- Este escenario se formula a partir del caso 9, conservando su expansión eólica, pero desplazando la mayor capacidad de generación hidroeléctrica definida para dicha matriz, ello con generación solar fotovoltaica distribuida, biomasa y geotermia (574.2 MW). Se encontró que este bloque "renovable" desplaza 383 MW hidroeléctricos.
- En el periodo 2015 – 2018 se observa un valor promedio de 71.1 USD\$/MWh, respecto al valor esperado del Costo Marginal, el cual disminuye en el horizonte 2019-2020 a 50 USD\$/MWh. A partir de este instante, es decir en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, el promedio es de 38 y 37.9 USD\$/MWh, respectivamente.
- El valor esperado de la generación hidroeléctrica es de 5289 y 6031.8 GWh-mes en los periodos 2021 – 2022 y 2023 – 2029, respectivamente. Al inicio de periodo de análisis, el aporte de esta tecnología es en promedio 4856 y 5410.6 GWh-mes, ello para los horizontes 2015 – 2018 y 2019 – 2020.
- El parque térmico produce de manera agregada un valor esperado de 814.7, 296, 17 y 7 GWh-mes, ello para los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029. Lo anterior evidencia una dramática reducción del aporte termoeléctrico bajo esta senda de expansión.
- El valor esperado de la generación eólica para los periodos 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029, es 311.2, 863.9 y 913.6 GWh-mes, respectivamente.
- Al igual que en los escenarios 8, 9 y 10, la generación eólica es complementaria con los recursos hidroeléctricos del interior.
- El aporte de la generación solar fotovoltaica distribuida en los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020, 2021 – 2022 y 2023 – 2029 es 0.98, 3.5, 5.9 y 18.9 GWh-mes, respectivamente.
- Al igual que en el caso 10, el aporte de la geotermia y biomasa no presenta un comportamiento estocástico. El valor esperado de la producción de estas dos fuentes es 84.5, 183.23 y 200.2 GWh-mes, en los periodos 2015 – 2018, 2019 – 2020 y 2021 – 2029.

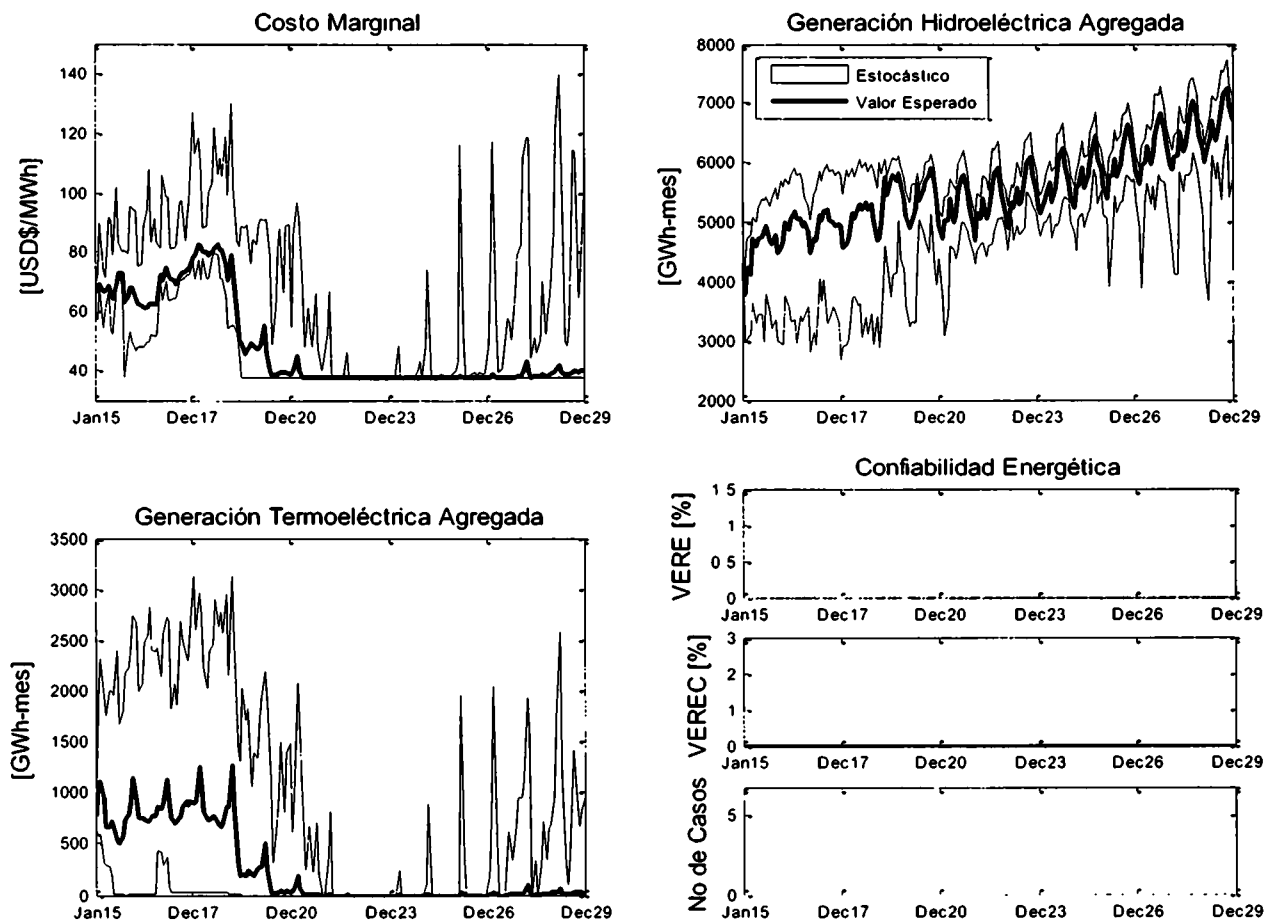


4 0395

15/12/2016



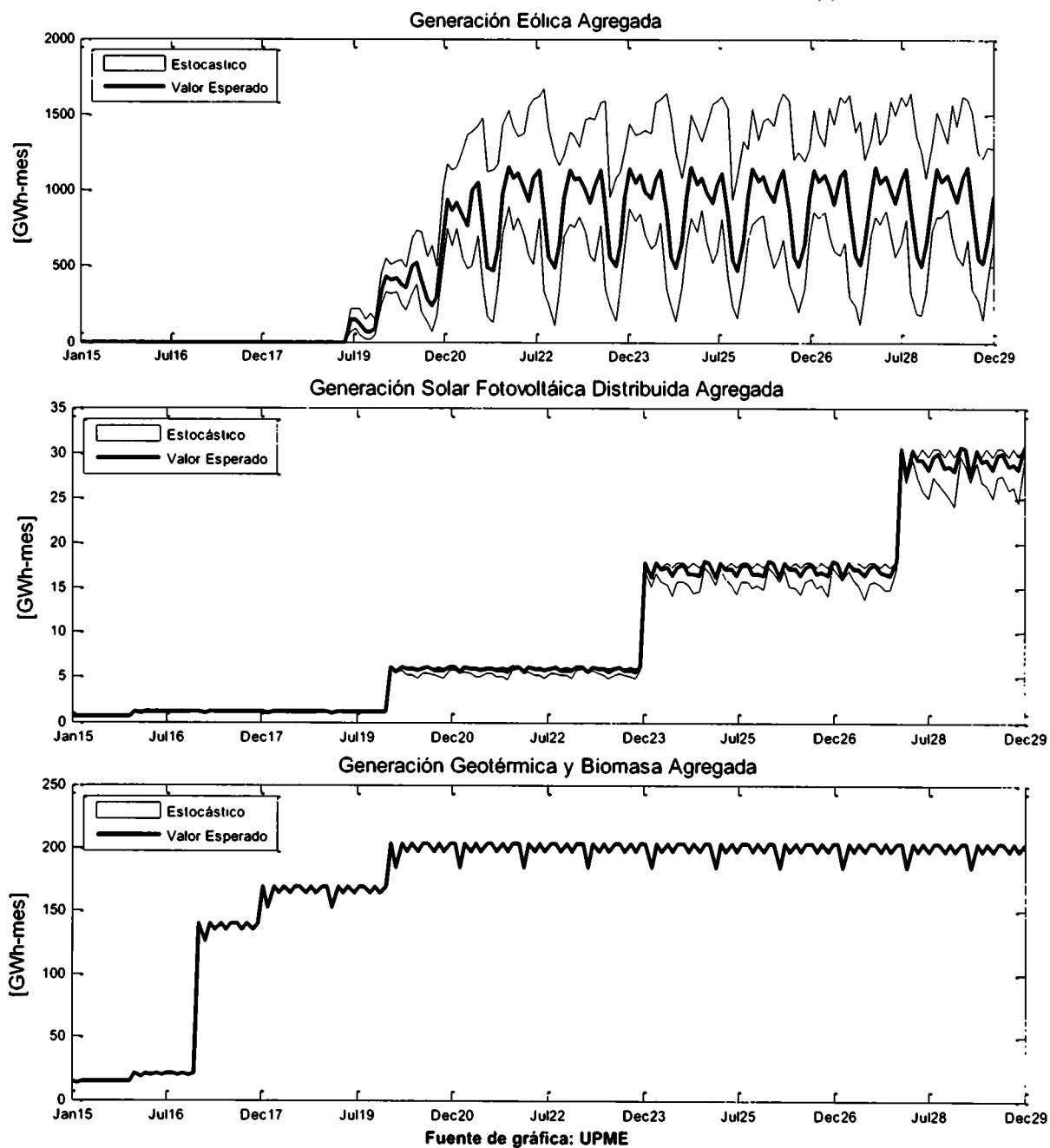
Gráfica 5-69: Comportamiento de las principales variables. Escenario 11 (I).



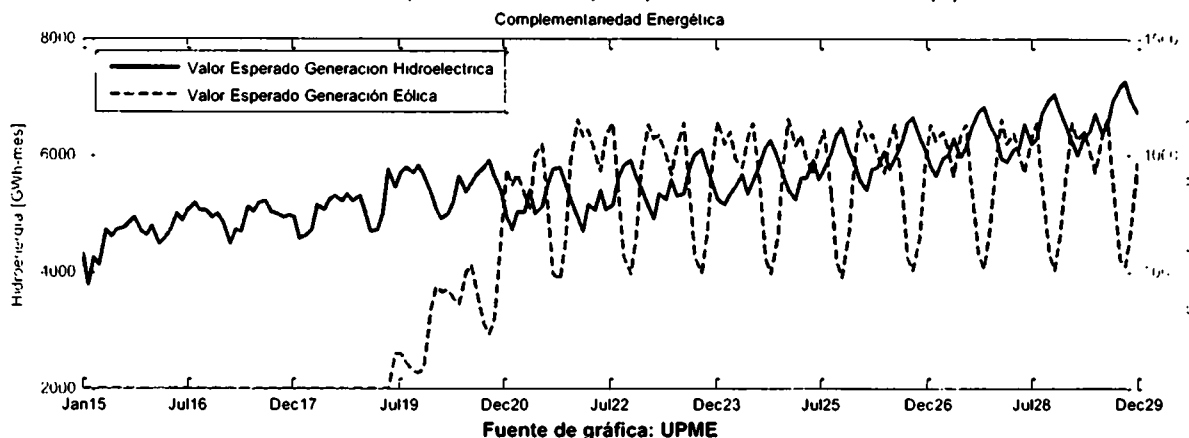
Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 5-70: Comportamiento de las principales variables. Escenario 11 (II).



Gráfica 5-71: Comportamiento de las principales variables. Escenario 11 (III).

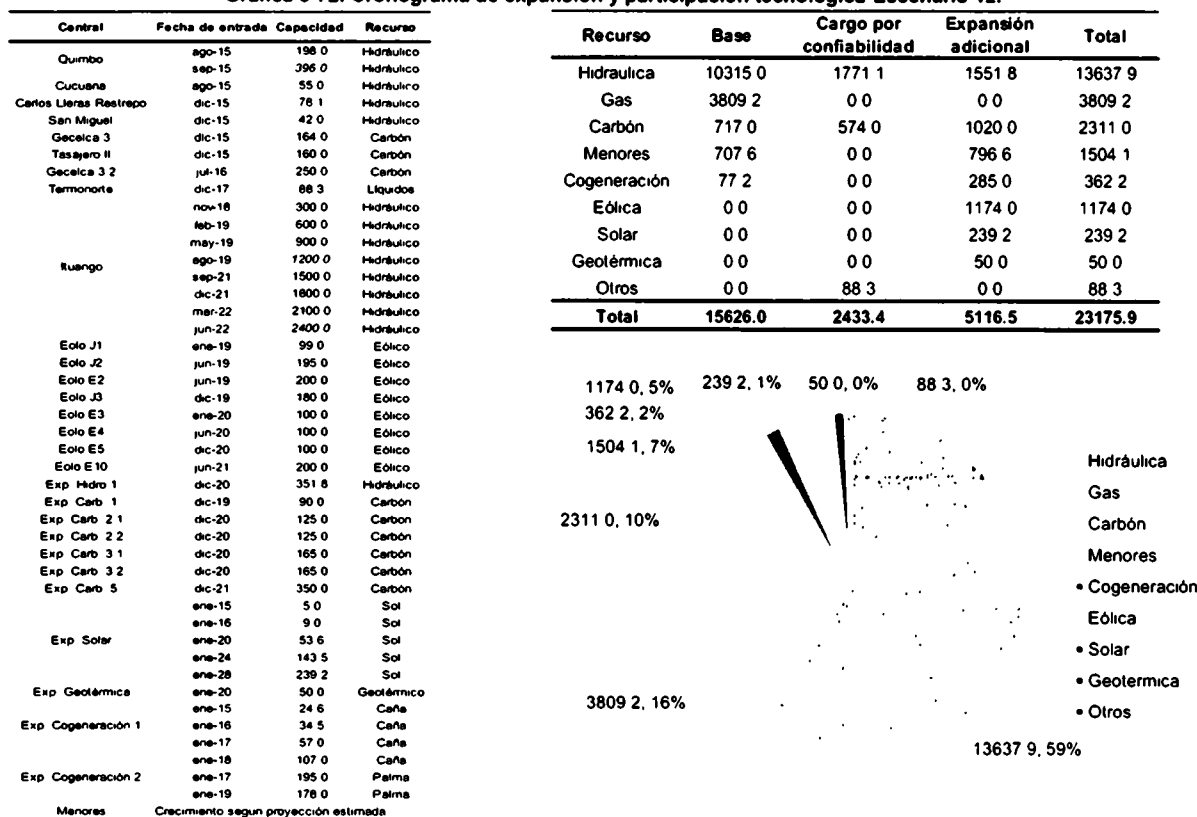


5.5.3.1.8. Escenario 12

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. Asimismo, se proyectó una estrategia que tienen como recurso principal la hidroelectricidad a mediana y gran escala. Después de ello se formuló un escenario de expansión hidro-térmico, combinando alguna de las capacidades identificadas en los escenarios previos. 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 e hidroeléctrica que ya no se requeriría al conectar varios parques eólicos. Después se estudiaron escenarios que contemplan la inclusión de otras fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente biomasa, geotermia, generación eólica y generación solar fotovoltaica distribuida. Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta un escenario que considera todas las tecnologías estudiadas. Las capacidades planteadas por recurso junto con la participación de cada tecnología en la matriz de generación y su cronograma, Gráfica 5-72, 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 5-74). Vale la pena mencionar que la mezcla sugerida se determinó llevando a cabo varias simulaciones con el modelo energético SDDP.

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 la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 351.8 MW de generación hidroeléctrica distribuida en el departamentos de Antioquia, 1020 MW térmicos a base de carbón y 1748.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotermia, biomasa, generación eólica y solar fotovoltaica distribuida. Es importante mencionar que la participación eólica en este bloque renovable es superior al 65 %.

Gráfica 5-72: Cronograma de expansión y participación tecnológica-Escenario 12.



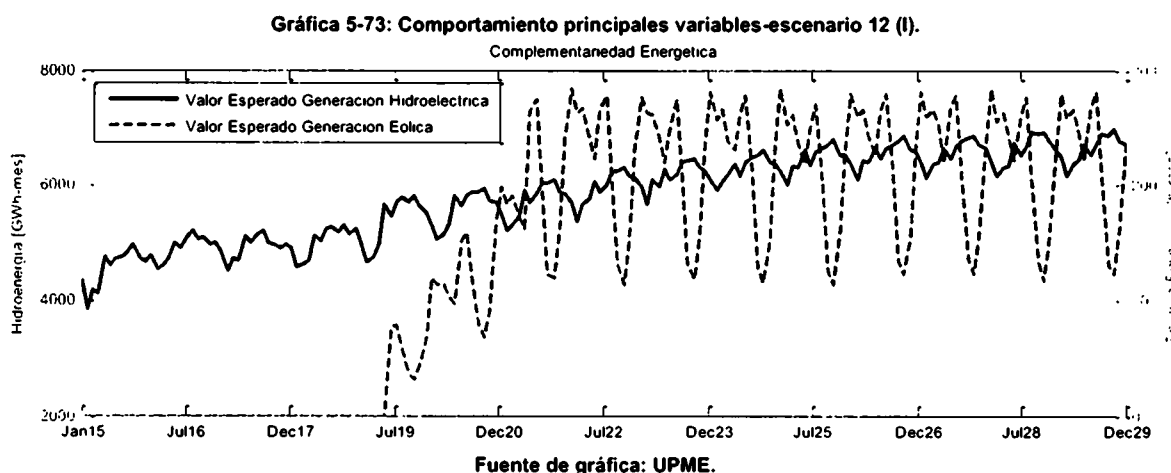
Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 5-73, Gráfica 5-74 y Gráfica 5-75 se presenta el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal y generación por tecnología agregada. Adicionalmente se muestra la evolución de los indicadores de confiabilidad energética y la complementariedad entre el recurso eólico en la Guajira y la energía hidroeléctrica producida desde el interior del país. De las mismas se puede concluir:

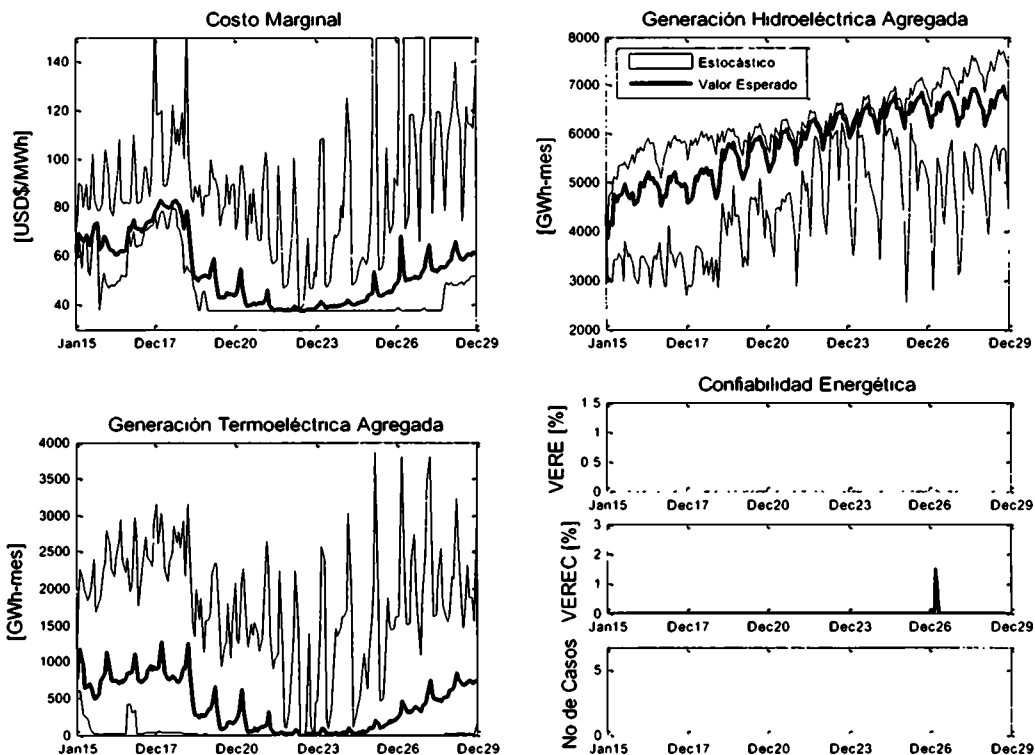
- Como se dijo anteriormente, este escenario representa la estrategia de largo plazo más diversificada, incorporando recursos renovables y plantas de generación térmica. Se formula considerando un bloque de generación renovable no convencional de 574.2 MW (biomasa, geotermia, y producción solar fotovoltaica distribuida). Respecto a la generación hidroeléctrica a mediana y gran escala, se tienen en cuenta 1551.8 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Ahora bien, dada la disponibilidad del carbón en nuestro territorio, se proponen 1020 MW térmicos, los cuales reducen la participación de la generación eólica a 1174 MW, es decir, 1957 MW menos en relación a la capacidad máxima estudiada en el departamento de la Guajira (3131 MW).
- En el periodo 2015-2018 el valor esperado del costo marginal tiene un promedio de 71.1 USD\$/MWh, el cual disminuye a 53.26 USD\$/MWh en el horizonte 2019-2020. A partir de este instante, es decir en los periodos 2021-2022 y 2023-2029, el promedio es de 41.1 y 47.6 USD\$/MWh, respectivamente. Es evidente que a partir del año 2023 esta variable se incrementa de manera sostenida, ya que la demanda es cubierta también con recursos térmicos, lo cual hace que el costo marginal crezca, en contraste con los demás escenarios, especialmente aquellos de naturaleza renovable.



- El valor esperado de la generación hidroeléctrica en el periodo 2015-2018 es 4854.9 GWh-mes, la cual con la entrada del proyecto Ituango, fases I y II, se incrementa a 5500 GWh-mes (2019-2020). En los periodos 2021-2022 y 2023-2029 la producción hidroeléctrica toma un valor esperado de 5848.4 y 6471.9 GWh-mes, respectivamente.
- Respecto a la producción térmica, en los periodos 2015-2018, 2019-2020, 2021-2022 y 2023-2029, el valor esperado de la generación es 815.8, 379.6, 115.7 y 259.1 GWh-mes. Si bien con la incorporación de diversas tecnologías renovables su aporte se reduce considerablemente, a partir del año 2023 nuevamente las plantas que utilizan los combustibles fósiles incrementan su producción.
- El valor esperado de la generación eólica para los periodos 2019-2020, 2021-2022 y 2023-2029, es 93.2, 206.2 y 221.2 GWh-mes, respectivamente. Al igual que en los escenarios 8, 9, 10 y 11, la generación eólica es complementaria con los recursos hidroeléctricos del interior.
- El aporte de la generación solar fotovoltaica distribuida en los periodos 2015-2018, 2019-2020, 2021-2022 y 2023-2029 es 0.98, 3.5, 5.9 y 18.9 GWh-mes, respectivamente. Al igual que en el caso 11, el aporte de la geotermia y biomasa no presenta un comportamiento estocástico. El valor esperado de la producción de estas dos fuentes es 84.5, 183.23 y 200 GWh-mes, en los periodos 2015-2018, 2019-2020 y 2021-2029.

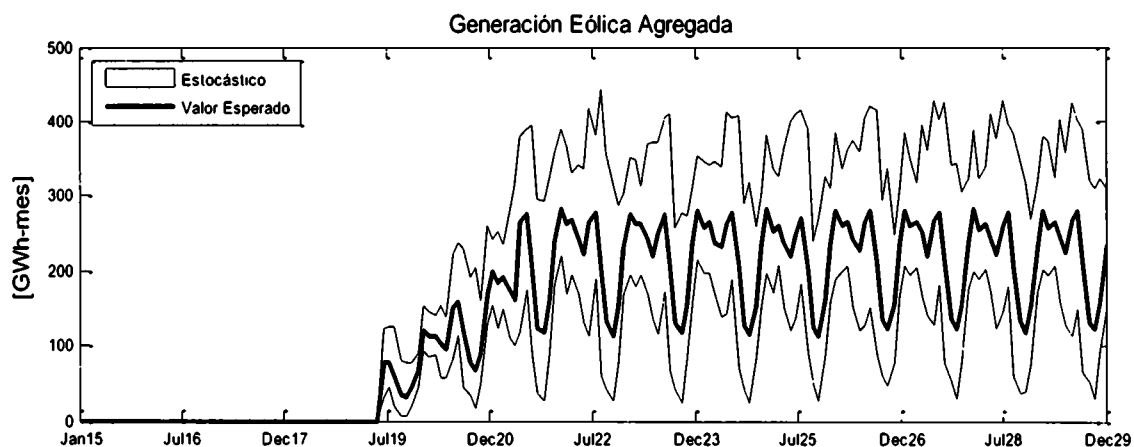


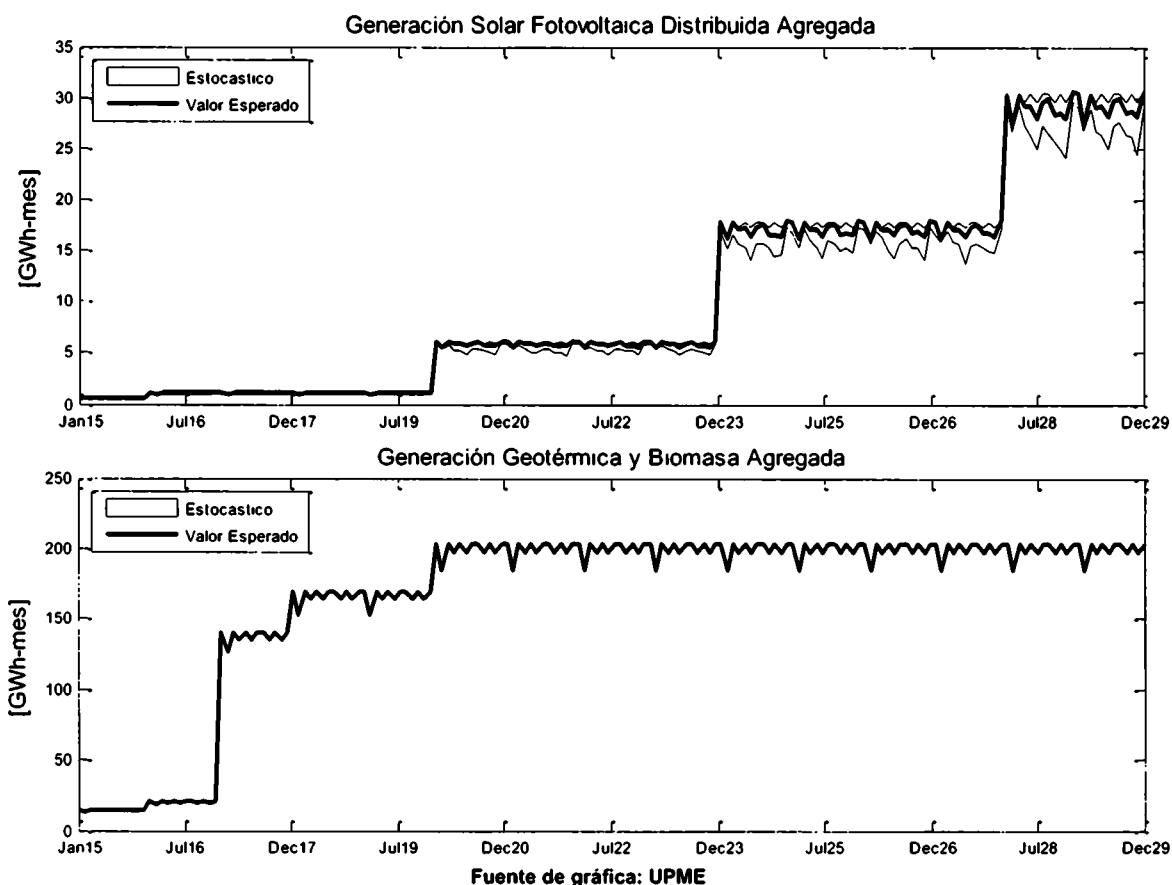
Gráfica 5-74: Comportamiento principales variables-escenario 12 (II).



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-75: Comportamiento principales variables-escenario 12 (III).





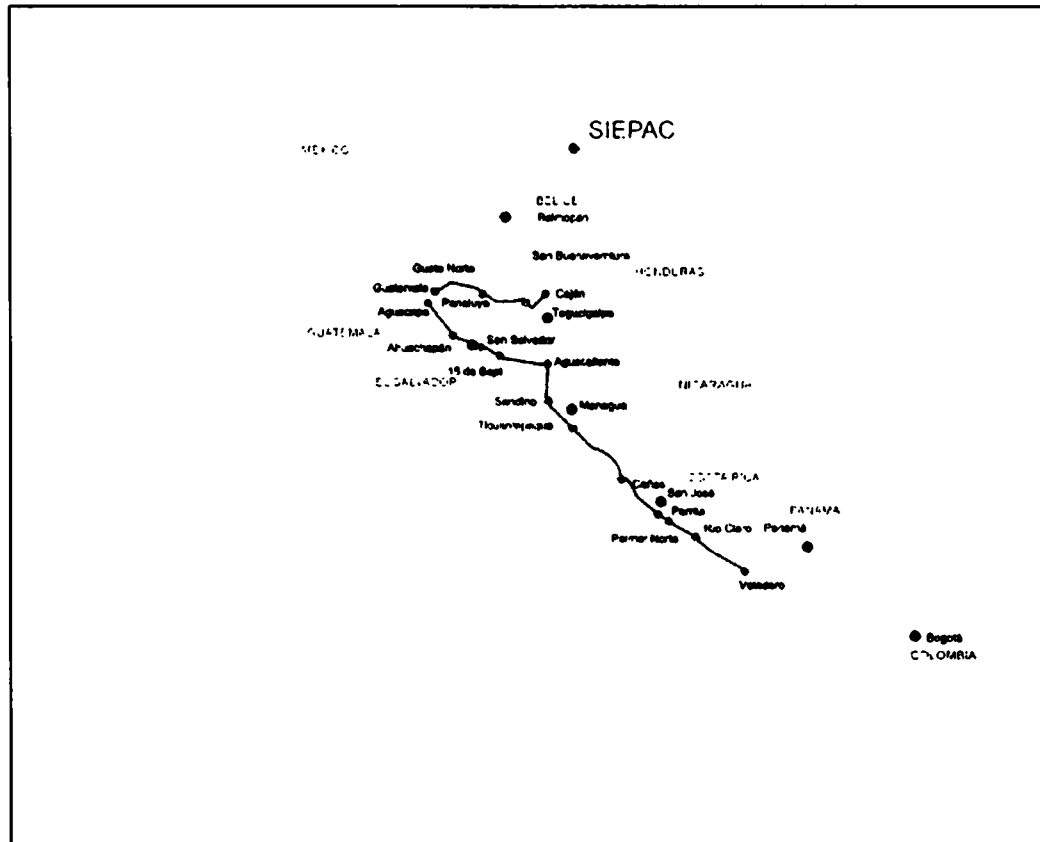
5.5.3.1.9. Escenario 13 – Interconexiones internacionales

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 12, el cual contempla 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 hidro-térmico de mínimo costo, el cual no considera otras externalidades (políticas, regulación, medidas operativas, etc.).

En el caso del sistema ecuatoriano, se utilizó la base de datos de la corporación CENACE 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, 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 5-76).

Gráfica 5-76: Interconexión eléctrica de los países de América Central.



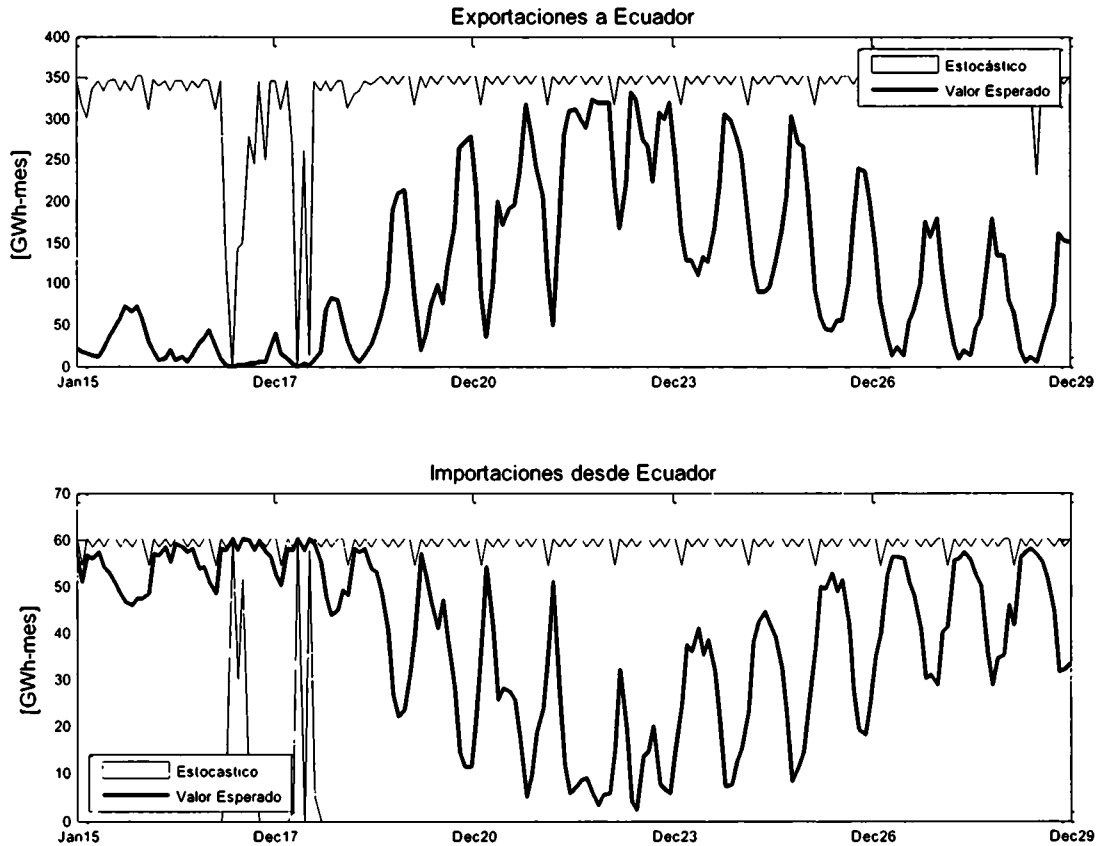
Fuente de gráfica: UPME.

Así mismo, se consideró la interconexión existente entre Colombia y Ecuador, a través de cuatro (4) enlaces a nivel de 230 kV, Jamondino-Pomansqui, y la interconexión proyectada para el año 2019 entre Colombia y Panamá, a través de un enlace HVDC de 450 kV DC, con capacidad de transporte de 300 MW.

5.5.3.1.9.1. Intercambios Colombia – Ecuador

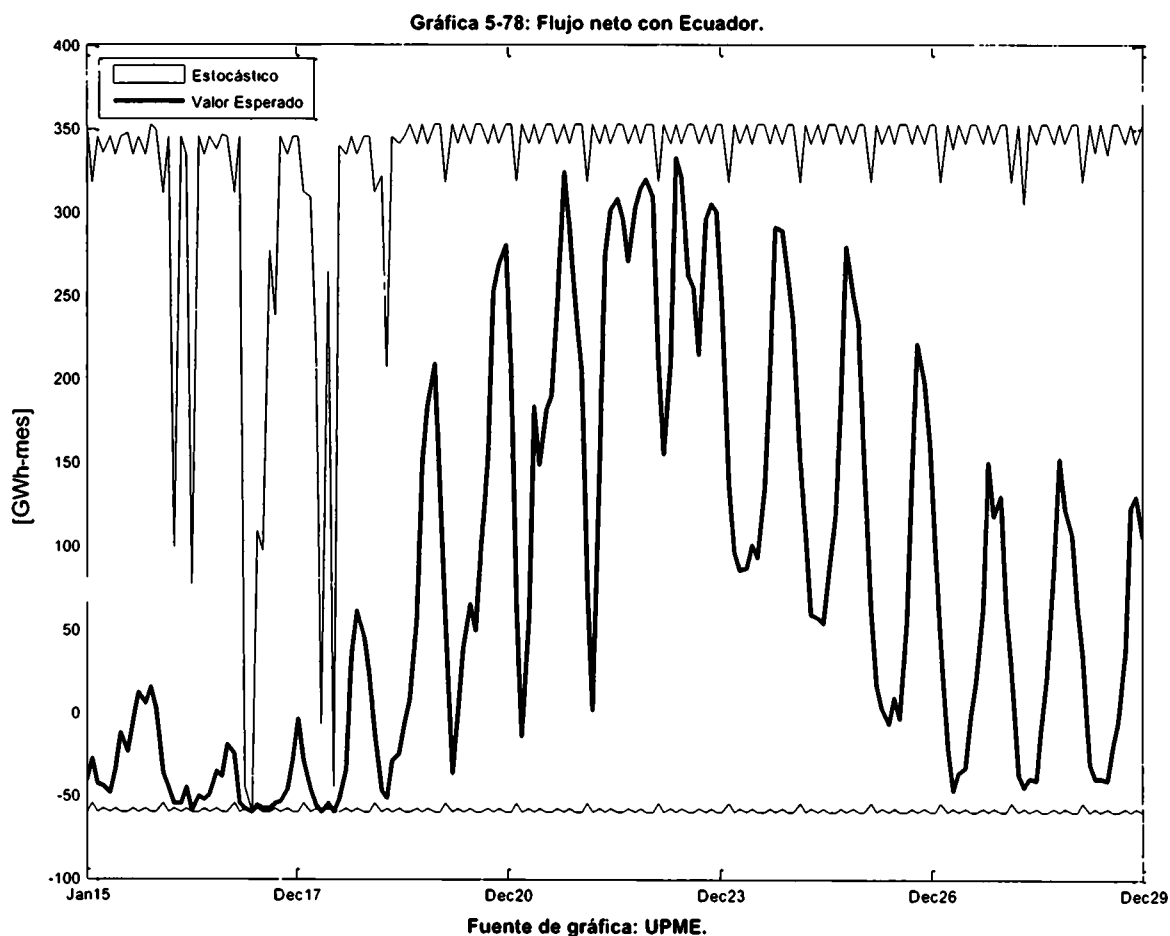
En la Gráfica 5-77 se ilustra el comportamiento del valor esperado de las exportaciones e importaciones hacia y desde Ecuador. Se observa una conducta cíclica, cuyo valor máximo de importación es 60.36 GWh-mes (mayo del 2017). Respecto a las exportaciones, se observa un intercambio máximo superior a los 330 GWh-mes (mayo 2023). El intercambio neto a favor de Ecuador entre el 2016 y buena parte del 2018 se debe a la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el cual reduce el costo marginal en el vecino país y posibilita la "venta" de excedentes de dicho sistema.

Gráfica 5-77: Intercambios Colombia-Ecuador.



Fuente de gráfica: UPME.

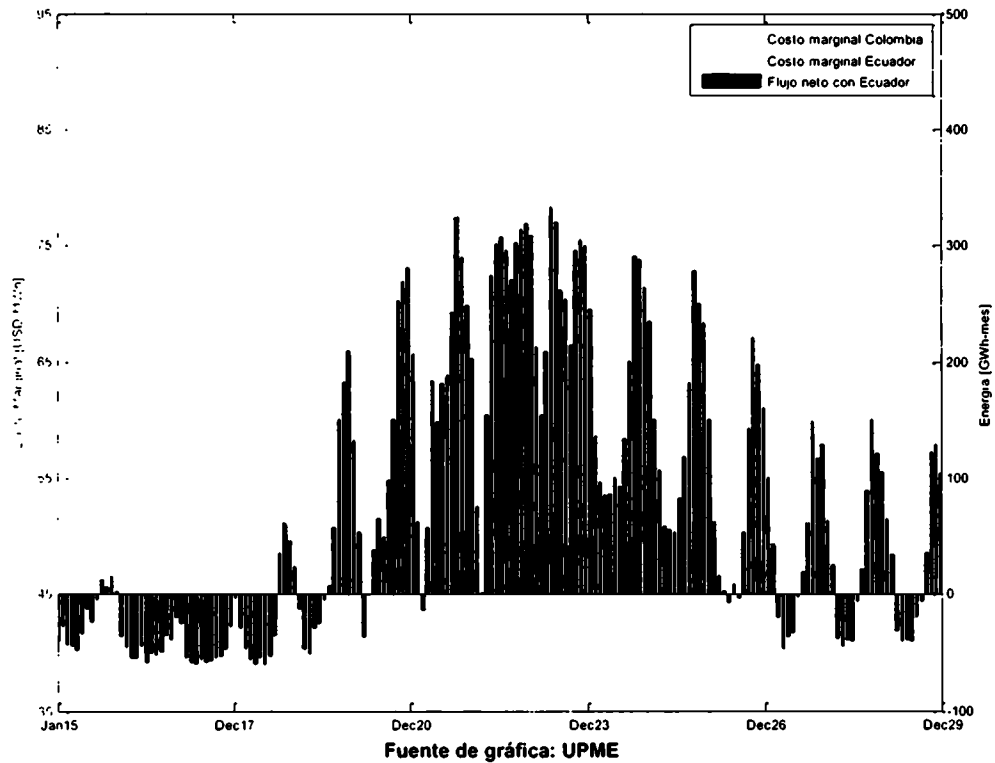
En la Gráfica 5-78 se presenta el valor esperado de los intercambios netos con Ecuador. Se observa que su valor esperado y la dispersión estocástica tienen valores positivos principalmente durante el periodo comprendido entre el 2019 y 2026. Esto indica que la electricidad generada en Colombia durante dicho periodo puede entregarse al sistema ecuatoriano, cubriendo este último sus necesidades energéticas a un menor costo. Lo anterior se debe a las plantas renovables, convencionales y no convencionales, que se instalarían durante ese horizonte en el SIN Colombiano. Por otro lado, en el periodo 2015-2018 el intercambio neto es a favor de Ecuador. Como se mencionó previamente, ello se debe a la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair. Vale la pena mencionar que a partir del año 2023 el flujo neto a favor de Colombia se va reduciendo, ello debido a que la demanda nacional, dado su crecimiento, empezaría a ser cubierta con sus recursos térmicos, teniendo el efecto de incrementar su costo marginal, que sería mayor respecto al proyectado para el sistema ecuatoriano.



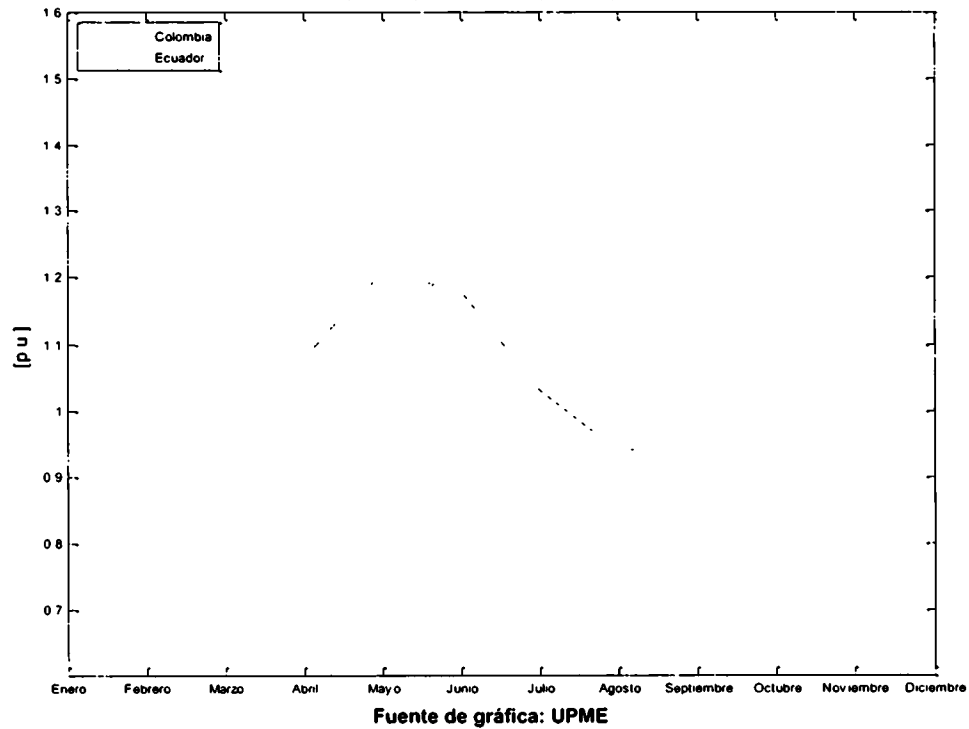
El promedio del valor esperado de los intercambios entre Colombia y Ecuador (valor positivo a favor de Colombia) entre los horizontes 2015-2018, 2019-2023 y 2024-2029, es -33.23, 165.58 y 84.06 GWh-mes, respectivamente.

En la Gráfica 5-79 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, 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 5-80), 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 Colombia y el vecino país influye en el comportamiento cíclico de los intercambios de electricidad, ya que el costo marginal varía en función de la disponibilidad del recurso hídrico.

Gráfica 5-79: Costo marginal y flujo neto Colombia y Ecuador.

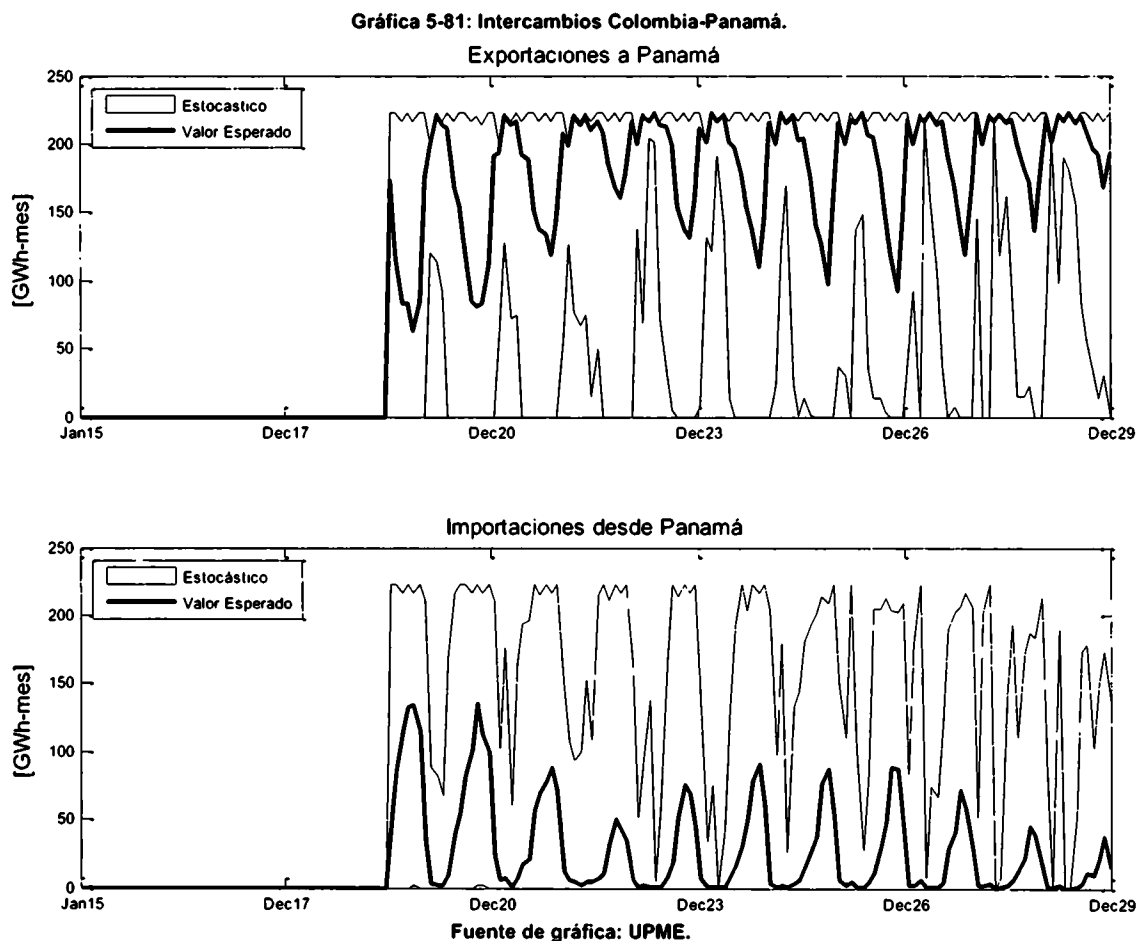


Gráfica 5-80: Aportes promedio en p.u. respecto a la media.

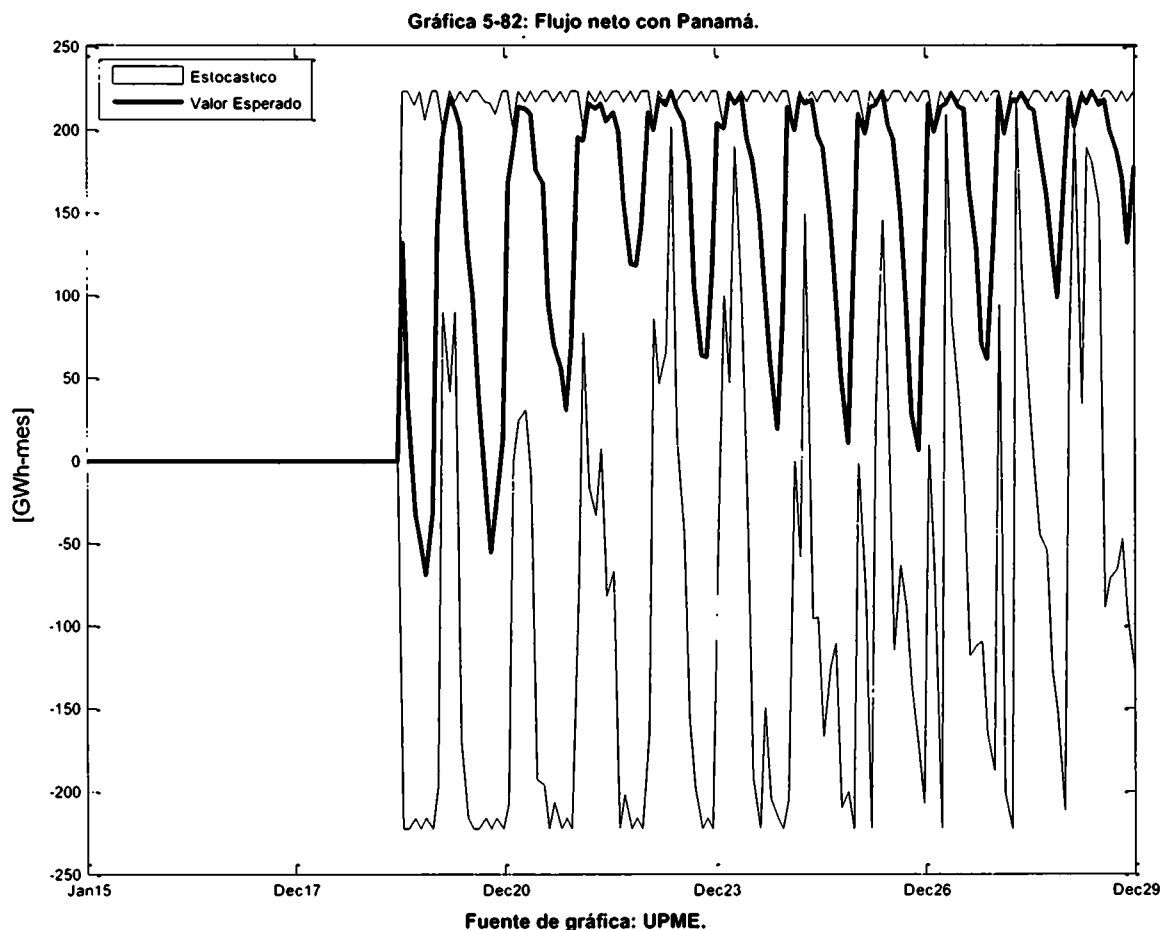


5.5.3.1.9.2. Intercambios Colombia – Panamá

En la Gráfica 5-81 se presenta el valor esperado de las exportaciones e importaciones hacia y desde Panamá, junto con su dispersión estocástica. Se observa un incremento continuo en la exportación, ello debido al crecimiento de la demanda en los países centroamericanos y sus necesidades de expansión. No obstante las mismas disminuyen una vez se alcanza el pico (entrada de algunos proyectos en Centroamérica), ello hasta el 2026, donde nuevamente se incrementan. Respecto a las importaciones, los resultados evidencian que Colombia recibiría en el largo plazo menos energía a través de la interconexión con Panamá. La máxima exportación es de 223.04 GWh-mes y se presentaría en mayo de 2023. La máxima importación sería de 135.61 GWh-mes (octubre 2020).

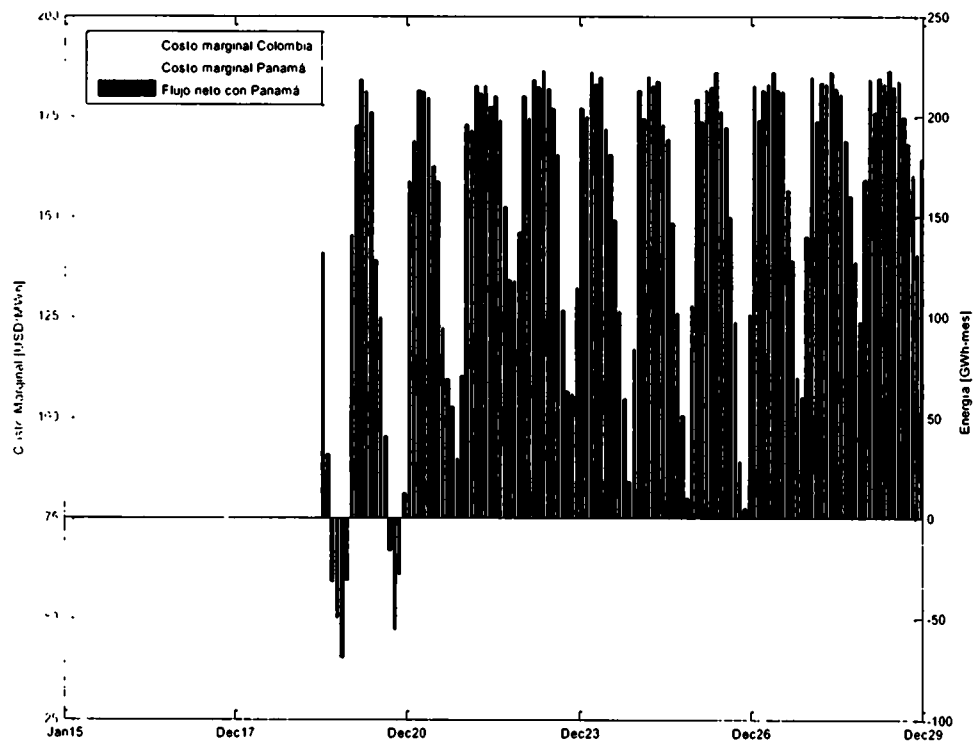


El resultado obtenido del análisis de intercambio neto con Centroamérica se presenta en la Gráfica 5-82. Allí se observa durante los dos (2) primeros años de operación de la interconexión Colombia-Panamá, que Colombia recibiría energía durante algunos periodos, específicamente los comprendidos entre septiembre 2019-diciembre 2019 y septiembre 2020-noviembre 2020. De todas maneras nuestro país exportaría energía la mayor parte del tiempo. En la gráfica se observa que el valor esperado se incrementa continuamente hasta alcanzar su máximo en el mes de mayo del 2023 (223 GWh-mes), para luego descender gradualmente hasta el 2026, momento en el cual se reactiva su tendencia creciente. El promedio del valor esperado de los intercambios netos con Panamá durante el periodo 2019-2029 es 156.19 GWh-mes.



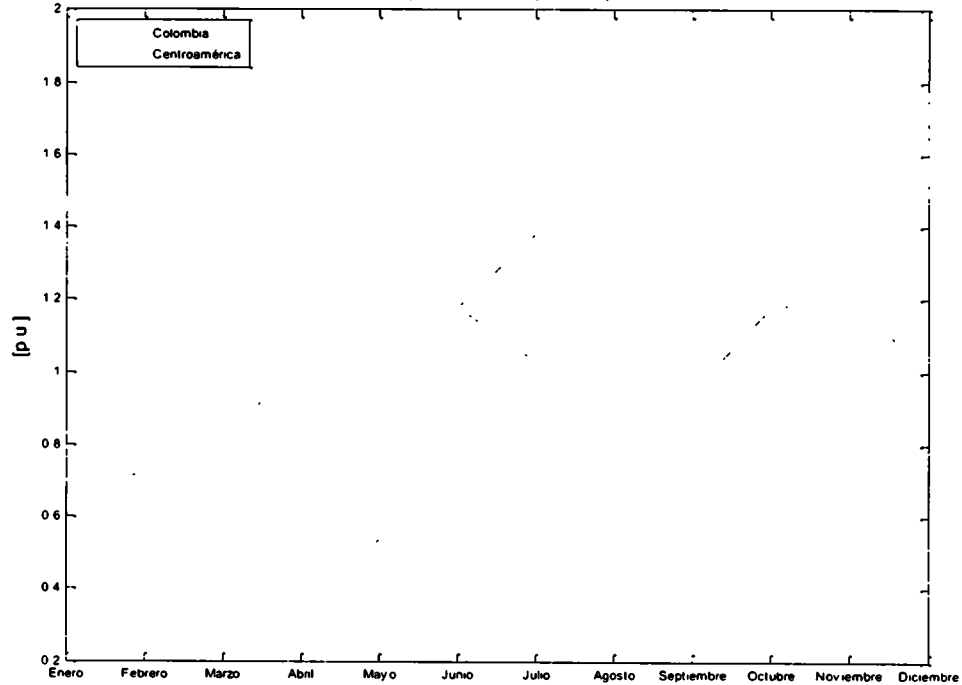
En la Gráfica 5-83 se muestra la comparación del costo marginal entre los sistemas Colombia y Panamá, y su contraste con los intercambios netos entre ambos países. Es evidente la diferencia entre los costos marginales, posibilitando ello las transferencias de Colombia hacia Panamá. Adicionalmente, en la Gráfica 5-84 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 5-83: Costo marginal y flujo neto Colombia y Panamá.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-84: Aportes promedio en p.u. respecto a la media.



Fuente de gráfica: UPME

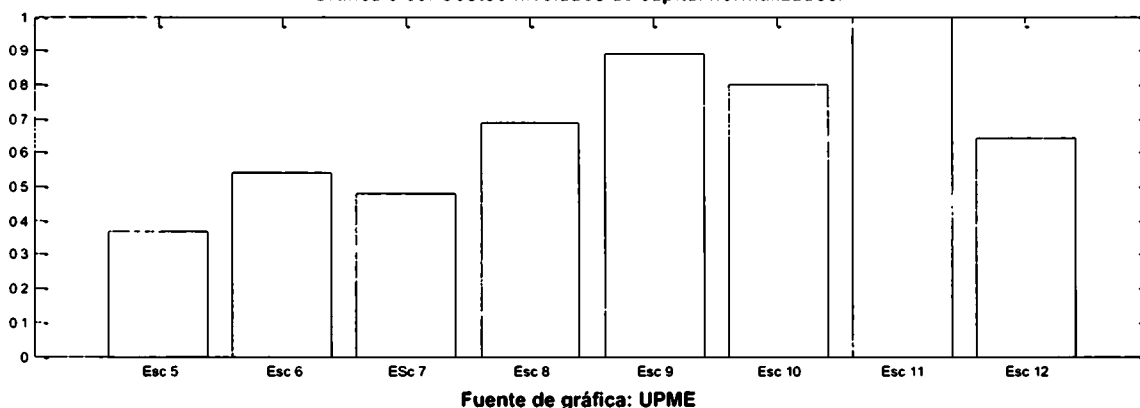
5.5.3.1.9.3. Verificación confiabilidad Escenario 13 – Interconexiones internacionales

Al conocer las proyecciones de intercambios de electricidad con Ecuador y Panamá, es posible determinar el intercambio neto de Colombia, para luego establecer si con la expansión propuesta se pueden soportar dichos intercambios. Este análisis se realiza para el escenario 12, 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 garantiza las transferencias.

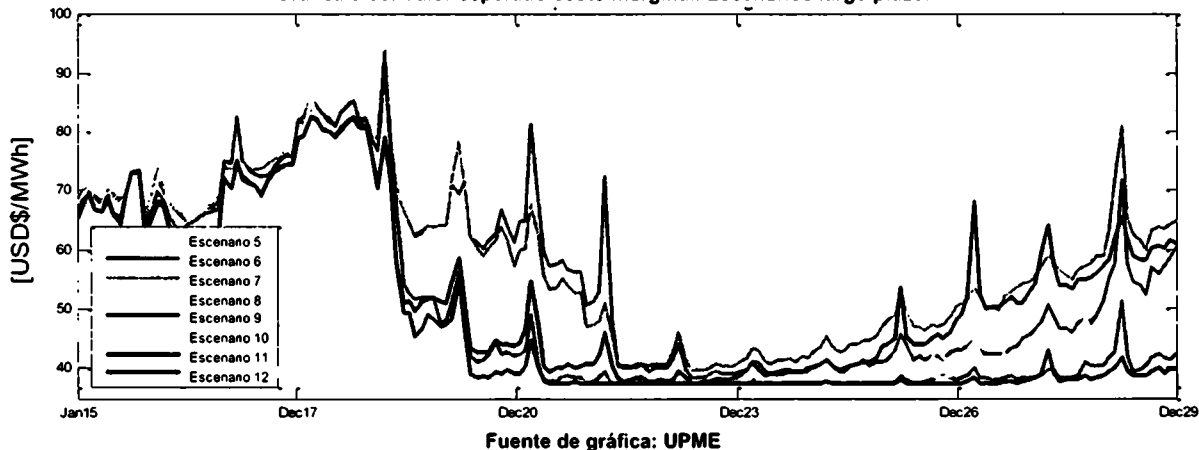
5.5.3.1.10. Costo nivelado de capital y marginal de la demanda

En los numerales anteriores se tipificó cada uno de los escenarios de largo plazo, determinando el comportamiento de sus principales variables de generación. En este sentido, la Gráfica 5-85 y Gráfica 5-86 presentan para cada estrategia, el valor presente del costo nivelado de capital (normalizado, sólo para los proyectos adicionales al Cargo por Confiabilidad sin considerar menores) y el valor esperado del costo marginal, ello teniendo en cuenta la ubicación de cada proyecto. Vale la pena aclarar que para el costo nivelado de capital se excluyó la interconexión al SIN, y se consideró: i) obra civil, ii) equipos electromecánicos, iii) costos de propietario (predios, inversión socio-ambiental, impuestos operativos y financieros), iv) costos indirectos e imprevistos, y en el caso de las fuentes renovables no convencionales, v) los incentivos contemplados en la ley 1715 de 2014.

Gráfica 5-85: Costos nivelados de capital normalizados.



Gráfica 5-86: Valor esperado costo marginal. Escenarios largo plazo.



De las gráficas anteriores se puede concluir:

- Se encontró para los casos que implican la incorporación de fuentes renovables, convencionales y no convencionales, una fuerte reducción del valor esperado del costo marginal. Si bien desde el punto de vista de la demanda ello podría representar un menor impacto tarifario (componente "g"), desde la perspectiva de los inversionistas debe analizarse adecuadamente la rentabilidad de sus proyectos futuros, ello para cada tecnología, convencional y no convencional.
- Los escenarios que están compuestos por fuentes renovables no convencionales involucran una mayor inversión de capital. Esto no se debe a las tecnologías en sí, ya que por ejemplo el recurso eólico en la Guajira es totalmente competitivo con la hidroelectricidad a gran escala (sin incentivos). Ello se debe a la totalidad de la capacidad instalada dada la intermitencia de estos recursos, la cual es necesaria para garantizar la confiabilidad. Es decir, en la medida que la senda de expansión sea renovable no convencional, es mayor la capacidad que se necesita con dicho recurso para satisfacer los indicadores energéticos (VERE, VERC y Número de Casos con Déficit).

5.5.3.1.11. Costo nivelado de generación para los escenarios del Plan de Expansión

Para la estimación de los costos nivelados de generación de los proyectos incluidos en los escenarios del Plan de Expansión, se toma como referencia el "Estudio de Costos Nivelados de Generación de Electricidad en Colombia", desarrollado por el Grupo de Manejo Eficiente de la Energía-GIMEL de la Universidad de Antioquia, a través de la convocatoria Colciencias-UPME.

Como principal producto de dicho estudio se desarrolló un modelo, el cual permite estimar los costos de generación de las siguientes tecnologías: i) hidráulica con embalse, ii) Pequeña Central Hidroeléctrica-PCH, iii) carbón convencional, iv) carbón lecho fluidizado, v) gas ciclo simple, vi) gas ciclo combinado, vii) eólica, viii) solar térmico, ix) solar fotovoltaico, x) biomasa palma, xi) biomasa bagazo de caña y xii) geotermia.

Para el cálculo de los costos nivelados de generación se tienen en cuenta los costos de inversión, costos operativos, incentivos regulatorios respecto al desarrollo de fuentes no convencionales de energía y las externalidades aplicables de acuerdo a los tipos de tecnología de generación (convencionales o renovables).

5.5.3.1.11.1. Costos de inversión

Como se explicó en el numeral anterior, los costos de inversión son los gastos realizados antes de la puesta en marcha de la planta de generación. Para su estimación se definieron las siguientes categorías: i) obras civiles, estructuras e instalación-OC, ii) equipo mecánico, suministro e instalación-EM, iii) equipo eléctrico, suministro e instalación-EE, iv) costos indirectos, comisiones e imprevistos (Cind), y v) costos del propietario-CP. Los costos de inversión totales se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$CI = OC + EM + EE + C_{ind} + CP$$

5.5.3.1.11.2. Costos operativos

Los costos operativos están compuestos por los costos variables y fijos para la operación de la planta. Para su estimación se definieron las siguientes categorías: i) componente fija de mantenimiento, ii) componente variable de mantenimiento, iii) componentes de reemplazo, iv) combustibles, v) manejo ambiental, vi) seguros, vii) cargos de ley operativos, y viii) desmantelamiento.



5.5.3.1.11.3. Incentivos y externalidades

Respecto a los incentivos, existen alrededor de diecisiete (17) instrumentos que promueven las fuentes renovables no convencionales en Colombia (la mayoría son subsidios de capital). Los incentivos previstos en la ley 1715 de 2014 se resumen en las siguientes estrategias:

- Reducción de la renta: Deducir anualmente el 50% de la renta líquida del contribuyente durante los 5 primeros años después de ejecutada la inversión.
- Exclusión del IVA: Para los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión de las fuentes renovables no convencionales.
- Exención de los derechos arancelarios para la importación de los componentes anteriormente mencionados.
- Depreciación acelerada.

Si bien en la literatura las externalidades están asociadas al impacto ambiental de las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por plantas térmicas, en el cálculo del costo nivelado no se contempló.

5.5.3.1.11.4. Costo nivelado de generación

El método de los costos nivelados de electricidad LCOE (Levelized Cost of Electricity) hace posible comparar la estructura de los costos de las diferentes tecnologías de generación. La consideración básica es que la suma acumulada de los costos para la construcción y operación de la planta asociada a la tecnología de generación, sea comparada con la suma de energía anual generada por la misma. Estos rendimientos son llamados entonces costos nivelados de electricidad. La clave para calcular el costo nivelado es incluir costos de manera global como el costo de capital, costo de combustible, costos de operación y mantenimiento fijos y variables, costos financieros y factor de capacidad para cada planta en consideración con su modelo de producción energética.

El cálculo del costo nivelado promedio de electricidad utiliza el método del valor presente neto, en el que los gastos de inversión y los pagos corrientes de las ganancias durante el tiempo de vida de la planta o proyecto, son calculados con base en el descuento de una fecha de referencia. Los valores en efectivo de los gastos o costos se dividen por los valores en efectivo de la generación de energía.

Para calcular los costos nivelados se aplica la siguiente expresión:

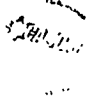
$$LCOE = LCOE_i + LCOE_v + LCOE_f + LCOE_g + LCOE_{ext}$$

LCOE_i. Costo nivelado de inversión

$$LCOE_i = \Delta \frac{I}{8760 CF \sum_{t=1}^T y_t \gamma^t}$$

Donde:

- I : costo total de inversión en USD/MW.
- CF : factor de capacidad.
- T : tiempo de vida del proyecto.
- y_t : factor de degradación.
- γ : tasa de descuento.



- El factor Δ se compone del efecto del impuesto de renta α , depreciación d_t , periodo de depreciación T_0 , tasa de descuento γ , impuesto al crédito de inversión i y el tiempo de vida del proyecto T

$$\Delta = \frac{1-i}{1-\alpha} \left[1 - \alpha \sum_{t=1}^{T_0} d_t \gamma^t - (1-\alpha) \left(1 - \sum_{t=1}^{T_0} d_t \gamma^t \right) \gamma^T \right]$$

LCOE_v: Costo nivelado de O&M variable

$$LCOE_v = \frac{\sum_{t=1}^T v_t y_t \gamma^t}{\sum_{t=1}^T y_t \gamma^t}$$

Donde:

- v : costo total de O&M variable.

LCOE_f: Costo nivelado de O&M fijo

$$LCOE_f = \frac{\sum_{t=1}^T f_t \gamma^t}{8760 CF \sum_{t=1}^T y_t \gamma^t}$$

Donde:

- f : costo total de O&M fijo.

LCOE_g: Costo nivelado de combustible

$$LCOE_g = H \frac{\sum_{t=1}^T g_t y_t \gamma^t}{\sum_{t=1}^T y_t \gamma^t}$$

Donde:

- H : heat rate (MBTU/MWh).
- g : precio del combustible (USD/MBTU).

LCOE_{ext}: Costo nivelado de externalidades (cero para este ejercicio)

$$LCOE_{ext} = H \frac{\sum_{t=1}^T \rho_t y_t \gamma^t}{\sum_{t=1}^T y_t \gamma^t}$$

Donde:

- ρ_t : impuesto debido a GEI por unidad de energía en el año t (USD/MWh).

5.5.3.1.11.5. Estimación de los costos nivelados de generación por tecnología para cada escenario del Plan de Expansión en Generación

Para el cálculo de este costo se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones, solamente para los proyectos adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (tampoco se consideraron menores):

- Respecto al costo de inversión, se tuvo en cuenta el valor cuantificado en el numeral 5.5.3.1.10, es decir, el costo nivelado de capital.
- Vida útil de los proyectos que constituyen cada una de las estrategias de largo plazo del Plan de Generación:
 - ✓ Planta hidroeléctrica con embalse: 50 años.
 - ✓ Planta hidroeléctrica sin embalse, planta térmica a carbón, planta térmica a gas, generación solar fotovoltaica distribuida y planta geotérmica: 30 años.
 - ✓ Biomasa caña, biomasa palma y parque eólicos: 20 años.
- Factor de planta promedio:
 - ✓ Planta hidroeléctrica con embalse: 70%.
 - ✓ Planta hidroeléctrica sin embalse: 65%.
 - ✓ Planta térmica a carbón: 80%.
 - ✓ Planta térmica a gas: 65%.
 - ✓ Generación solar fotovoltaica distribuida: 14.5%.
 - ✓ Parques eólicos: 44%.
 - ✓ Planta geotérmica: 72%.
 - ✓ Planta biomasa: 64%.
- Tasa de descuento:
 - ✓ WACC promedio plantas convencionales: 7.9%.
 - ✓ WACC promedio fuentes renovables no convencionales: 8.5%.
- TRM: Diciembre 2014.
- No se incluyen costos de interconexión a la red, ni externalidades.
- Se realizó el cálculo del costo nivelado para cada uno de los proyectos que conforman los diferentes escenarios del Plan de Expansión (sin tener en cuenta los proyectos definidos por el Cargo por Confiabilidad ni las plantas menores), utilizando el modelo de costos nivelados de generación desarrollado dentro del estudio "Costos Nivelados de Generación de Electricidad en Colombia".

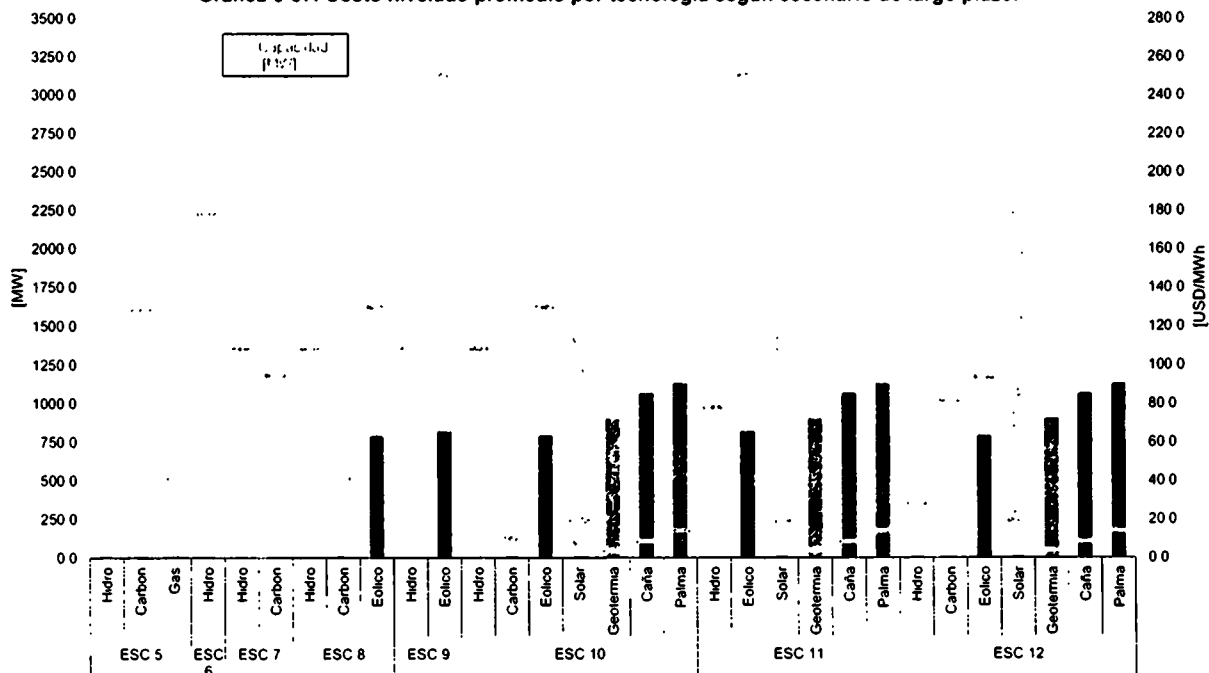
Una vez cuantificado el *LCOE* de cada proyecto, se calcula un costo nivelado promedio por tecnología, agrupando los proyectos que conforman el escenario de largo plazo bajo análisis. En la Tabla 5-15 y Gráfica 5-87 se presentan los resultados obtenidos, contrastando los mismos con la totalidad de la capacidad instalada de cada tecnología (por escenario).

Tabla 5-15: Costo nivelado promedio por tecnología según escenario de largo plazo.

Escenarios Expansión	Tecnología	Capacidad [MW]	LCOE [USD/MWh]
ESC 5	Hidroeléctrica	396 8	61 3
	Carbón	1610 0	88 5
	Gas	115 0	67 6
ESC 6	Hidroeléctrica	2226 8	58 7
ESC 7	Hidroeléctrica	1356 8	59 2
	Carbón	1185 0	89 0
ESC 8	Hidroeléctrica	1356 8	59 2
	Carbón	515 0	86 8
	Eólico	1624 0	63 2
ESC 9	Hidroeléctrica	1356 8	59 2
	Eólico	3131 0	65 5
ESC 10	Hidroeléctrica	1356 8	59 2
	Carbón	132 0	89 6
	Eólico	1624 0	63 2
	Solar	239 2	253 3
	Geotermia	50 0	72 0
	Caña	107 0	85 2
	Palma	178 0	90 3
ESC 11	Hidroeléctrica	973 8	59 9
	Eólico	3131 0	65 5
	Solar	239 2	253 3
	Geotermia	50 0	72 0
	Caña	107 0	85 2
	Palma	178 0	90 3
ESC 12	Hidroeléctrica	351 8	57 6
	Carbón	1020 0	89 0
	Eólico	1174 0	63 3
	Solar	239 2	253 3
	Geotermia	50 0	72 0
	Caña	107 0	85 2
	Palma	178 0	90 3

Fuente de tabla: UPME.

Gráfica 5-87: Costo nivelado promedio por tecnología según escenario de largo plazo.



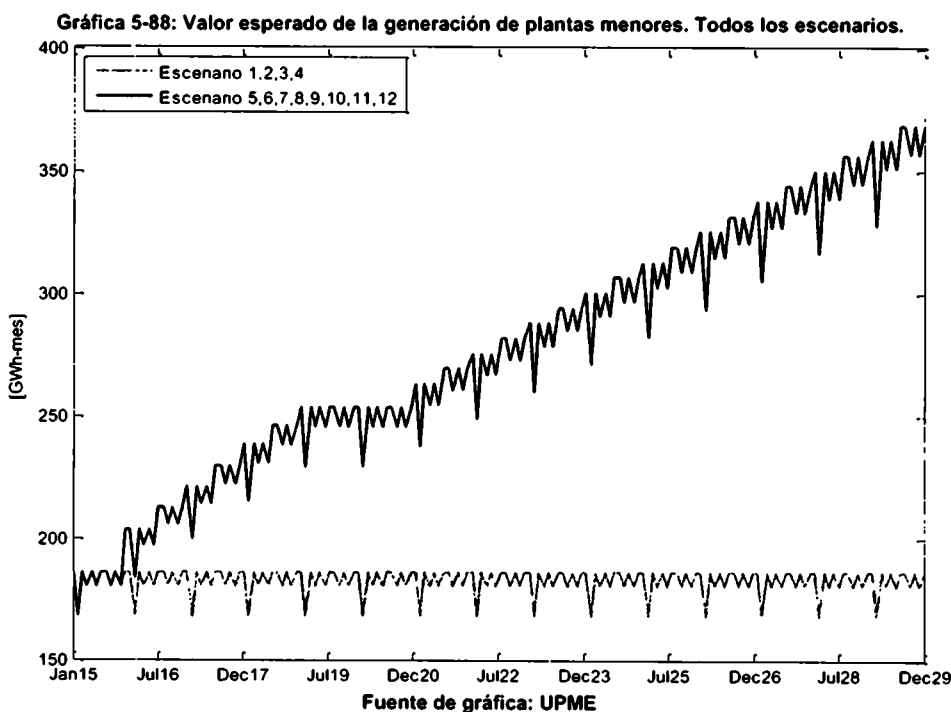
Fuente de gráfica: UPME.

De la tabla y gráfica anterior se puede concluir:

- En general los costos nivelados promedio no varían considerablemente según el escenario de largo plazo. Si bien la capacidad por tecnología es diferente, los proyectos que constituyen cada una de las matrices son similares, respecto a ubicación, recurso, combustibles y otros aspectos. Las pequeñas diferencias están asociadas al factor de escala.
- Si se homologa el costo nivelado de cada tecnología, como la oferta a la que debe vender un proyecto de generación su producto en el mercado spot para recuperar su inversión, nuevamente las plantas hidroeléctricas tendrían el menor valor. Se debe resaltar el costo nivelado de los parques eólicos, que aún sin incentivos (se tuvieron en cuenta en el cálculo), siguen siendo competitivos. De todas maneras si la senda de expansión es predominantemente renovable, se necesita más capacidad para garantizar un mismo nivel de confiabilidad (recurso intermitente).
- Las otras fuentes renovable no convencionales, geotermia y biomasa, están casi a la par con tecnologías convencionales como las plantas térmicas (gracias a los incentivos). No obstante hay que mencionar que el gas es no importado, ya que la única planta estudiada se ubica en el departamento del Casanare. Respecto al carbón, si bien sus costos de inversión son bajos, los costos variables son altos, si se compara con recursos como el vapor y el residuo de la biomasa (tendientes a cero).
- El costo nivelado más alto se observa para la tecnología solar fotovoltaica distribuida. Ello se debe a su bajo factor de planta (no se considera almacenamiento) y el costo de inversión, que si bien ha disminuido dramáticamente los últimos años, todavía es relativamente alto respecto a otras tecnologías. Por otro lado, dadas las consideraciones, este recurso sería utilizado para autoabastecer cierto segmento de la demanda, que no vería de forma significativa las componentes de transmisión y distribución en su tarifa.

5.5.3.1.12. Generación de plantas menores y variabilidad del recurso eólico en la Guajira – Escenarios de largo plazo

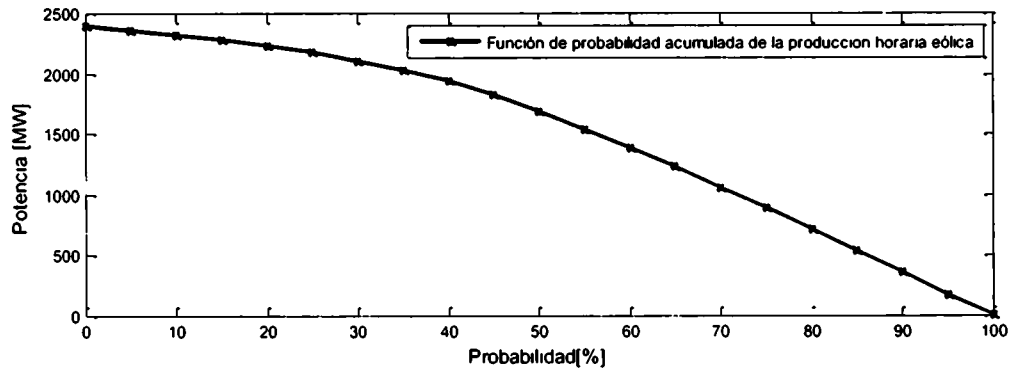
En relación a la producción de las plantas menores, se tuvo en cuenta la misma restricción del numeral 5.5.2.1, ajustada en función del crecimiento de la capacidad instalada (Gráfica 5-43). El valor esperado de la producción de esta tecnología para cada escenario se presenta en la Gráfica 5-88.



Respecto a la variabilidad o intermitencia del recurso eólico en la Guajira, considerando la totalidad de la capacidad reportada (3131 MW), en la Gráfica 5-89, Gráfica 5-90 y Gráfica 5-91 se presenta: i) función de probabilidad acumulada de la producción eólica, resolución horaria, ii) función de probabilidad acumulada de tener variaciones horarias de potencia y iii) valor esperado del perfil horario eólico. Dichas gráficas fueron construidas con la información de vientos de 19 parques eólicos. De las mismas se puede concluir:

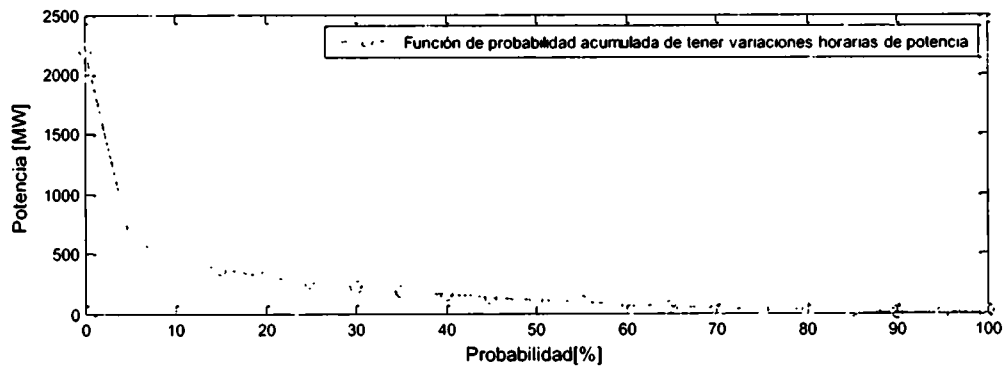
- La probabilidad de tener variaciones de potencia superiores a 300 MW, que será el criterio de diseño del Esquema de Desconexión Automático de Carga por baja frecuencia – EDAC una vez esté en servicio Ituango, es cercana al 21%. Este valor difiere del cuantificado en la versión anterior del Plan, ello debido a la capacidad bajo estudio en dicho momento, que era ostensiblemente inferior a los 3131 MW.
- La probabilidad de tener una producción superior a 1062 MW es del 70%. Por otro lado, según la información histórica, no sería posible tener una generación mayor a 2200 MW.
- A diferencia de otras latitudes, se observa que el perfil de producción horario en la Guajira es similar a la curva típica de demanda horaria. Ello quiere decir que la probabilidad de tener desbalances entre la demanda y la producción del parque generador por la incorporación de este recurso es relativamente baja.

Gráfica 5-89: Funciones de probabilidad acumulada – producción eólica.



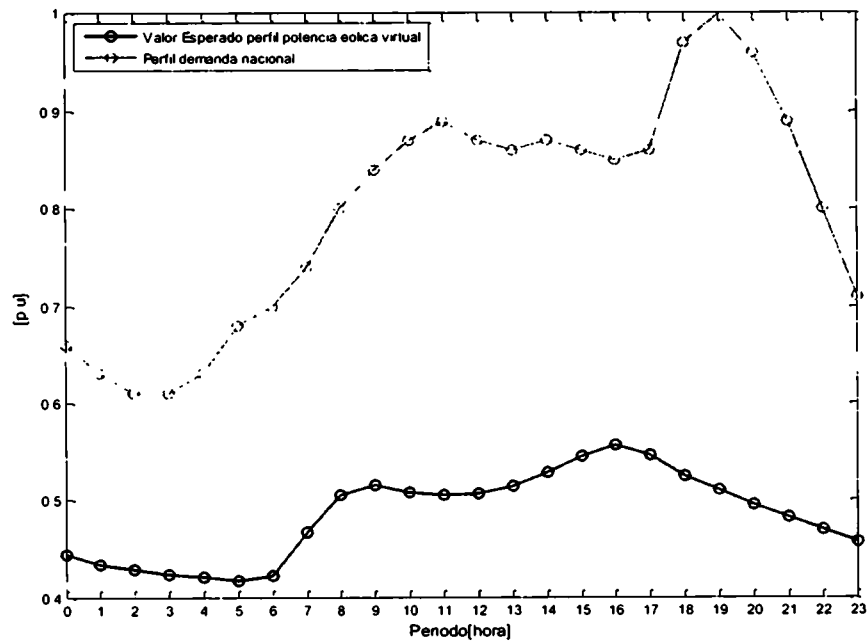
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-90: Funciones de probabilidad acumulada – variaciones de potencia.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-91: Valor esperado perfil eólico.



Fuente de gráfica: UPME

5.5.3.1.13. 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 5-16)

Tabla 5-16: 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 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).

$$FE = \frac{Emisiones\ Totales\ [Ton\ CO_2]}{Energia\ Generada\ [MWh]}$$

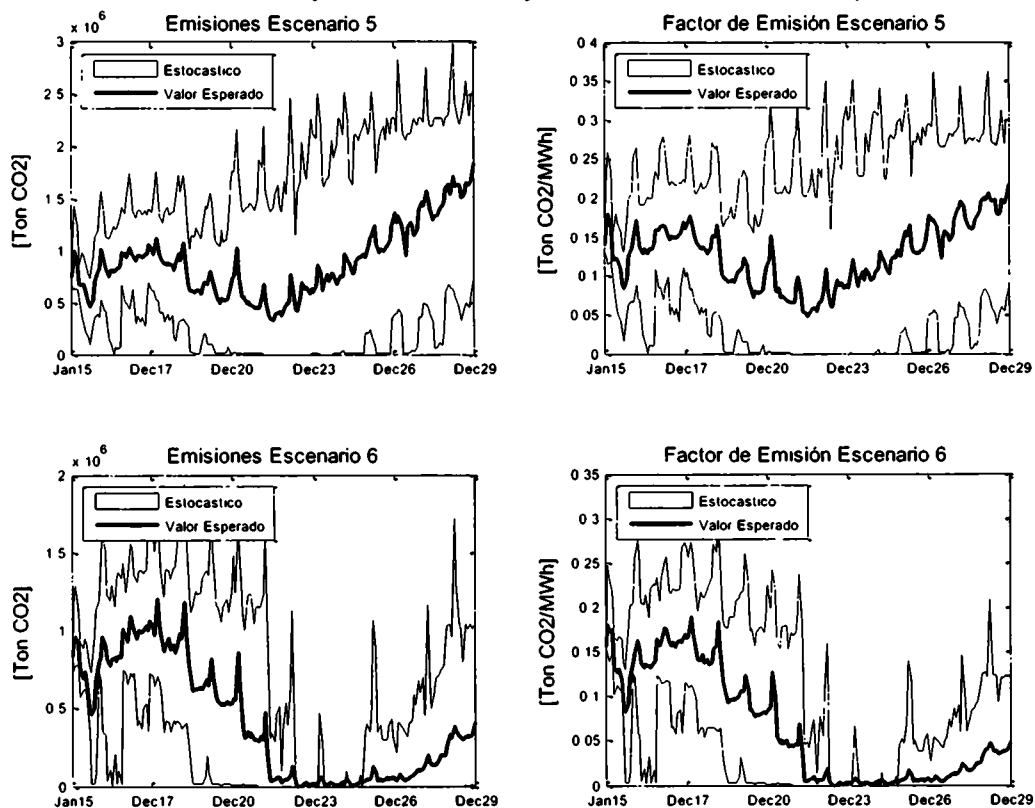
Es importante aclarar que estos análisis no consideran las restricciones eléctricas asociadas a la red de transmisión, es decir, no se contempla generación de seguridad térmica para el cubrimiento de contingencias en los sistemas de transmisión regional y nacional. Si bien lo anterior implica que los valores acá presentados podrán ser inferiores a las emisiones reales en el futuro, los cálculos obtenidos permiten establecer tendencias de comportamiento para cada escenario de largo plazo, posibilitando de esta manera la comparación de este componente ambiental en cada matriz.

A continuación se presenta la proyección de emisiones y factor de emisión, ello para las estrategias de largo plazo del Plan de Generación.

5.5.3.1.13.1. Análisis de escenarios 5 y 6

Inicialmente se estiman las emisiones y el factor de emisión para los escenarios 5 y 6 (Gráfica 5-92). Los resultados se presentan esquemáticamente, indicando la dispersión estocástica de las variables, así como el valor esperado para cada una de ellas. Estas dos estrategias plantea por separado, una senda de expansión térmica, principalmente con recursos térmicos a base de carbón cuya capacidad adicional al mecanismo del Cargo por Confiabilidad es 1700 MW (escenario 5). Por otro lado, el escenario 6 propone más de 3400 MW de naturaleza hidroeléctrica, adicionales a los ya definidos por las subastas del Cargo.

Gráfica 5-92: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 5 y 6.



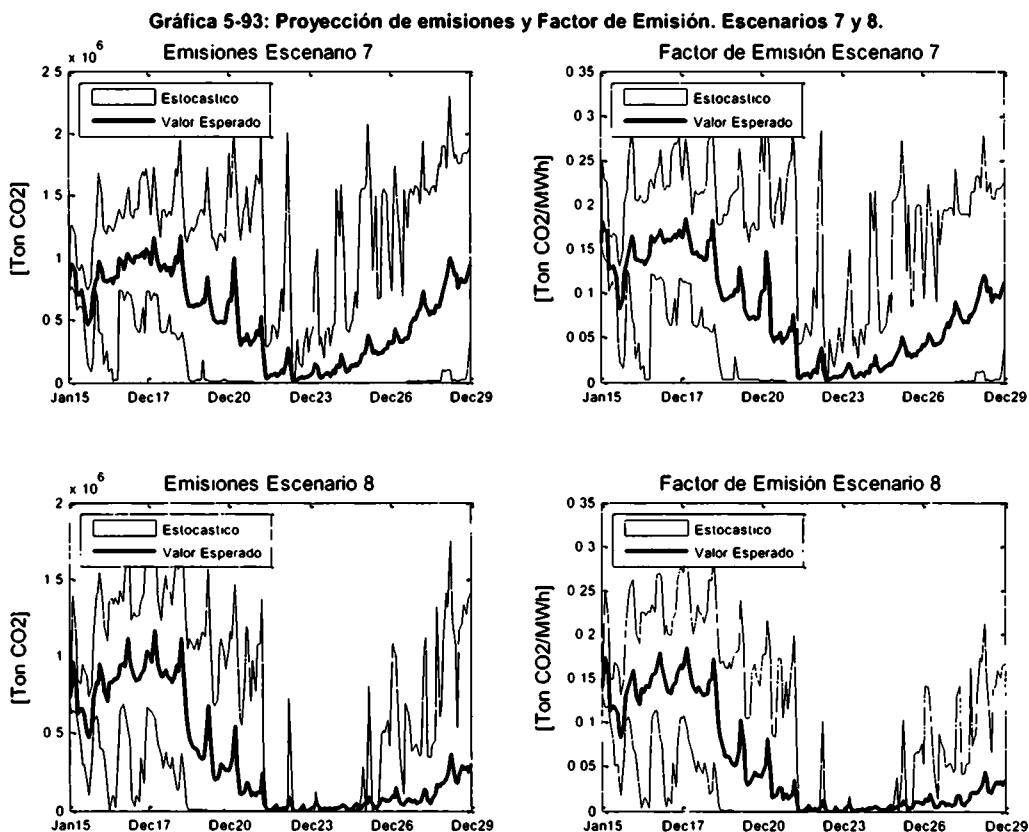
Fuente de gráfica: UPME.

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Para el escenario 5 el valor esperado de las emisiones alcanza un pico de 1'852648 Ton CO₂/mes. En el caso 6 dicho valor es 1'200292.6 Ton CO₂/mes. Respecto al Factor de Emisión se encuentra un máximo de 0.219 y 0.190 Ton CO₂/MWh, en el escenario 5 y 6. El promedio del valor esperado para ambos casos es 0.128 y 0.065 Ton CO₂/MWh, respectivamente.
- En relación a los datos estocásticos, se observa que el máximo valor alcanzado es 0.363 y 0.3 Ton CO₂/MWh, ello en los meses de marzo de 2029 y 2019, para los escenarios 5 y 6 respectivamente. De la misma forma se observa que durante estos periodos las emisiones de CO₂ podrían llegar a superar los 2'900000 toneladas en el caso 5, y 1'900000 toneladas en el caso 6.
- Se observa que las dos variables analizadas decrecen significativamente durante el año 2019, fuertemente en el escenario 6. 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).

5.5.3.1.13.2. Análisis de escenarios 7 y 8

En el escenario 7 se contempla una senda de expansión hidrotérmica con la inclusión de 2556.8 MW hidroeléctricos y 1185 MW térmicos a base de carbón (adicionales a la expansión definida por el Cargo por Confiabilidad). En el caso 8 se incorporan 1624 MW eólicos, los cuales disminuyen la participación del parque térmico futuro, ello en relación al escenario 7. La Gráfica 5-93 muestra la estimación de las emisiones y su Factor de Emisión.



De la gráfica anterior se puede concluir:

- El valor esperado de las emisiones alcanza un pico de 1'179719.1 y 1'161423.5 Ton CO₂/mes para los escenarios 7 y 8 respectivamente. En relación al Factor de Emisión, el mismo tiene un valor máximo de 0.183 y 0.184 Ton CO₂/MWh. El promedio del Factor de Emisión se ubicó en 0.080 y 0.054 Ton CO₂/MWh durante todo el periodo (casos 7 y 8).
- Al analizar la dispersión estocástica para las emisiones y el FE, se encuentran valores máximos de 2'298207.1 y 1'889333.7 toneladas de CO₂/mes, y 0.301 y 0.296 Ton CO₂/MWh, para los escenarios 7 y 8 respectivamente.
- Al igual que en los casos 5 y 6, 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 Ituango y la generación renovable, convencional y no convencional, de cada matriz.

5.5.3.1.13.3. Análisis escenarios 9 y 10

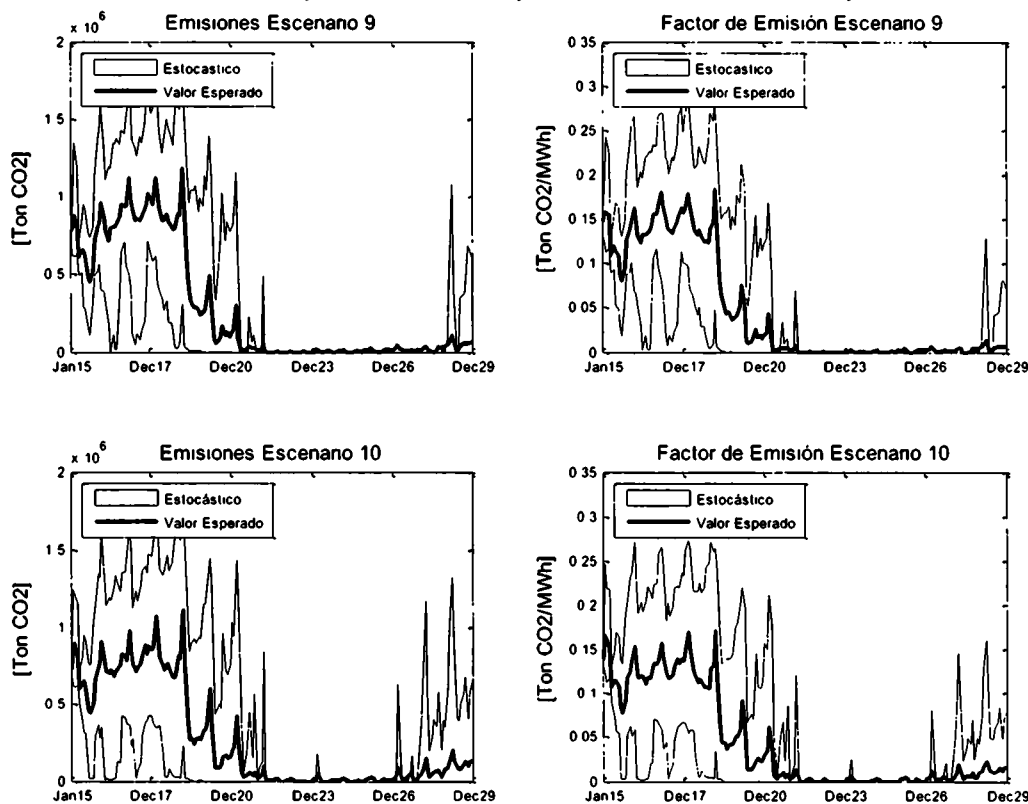
El escenario 9 implica la instalación de más de 3000 MW eólicos, mientras el caso 10 si bien reduce la participación de este recurso a 1624 MW, incorpora un bloque de producción no convencional de 574.2 MW, específicamente en biomasa, geotermia y generación solar fotovoltaica distribuida; adicionalmente se tienen en cuenta para este último escenario 132 MW térmicos a base de carbón. La Gráfica 5-94 presenta la evolución esperada de las emisiones y el Factor de Emisión, de las mismas se puede concluir:

- La dispersión estocástica del Factor de Emisión alcanza un pico de 0.286 Ton CO₂/MWh para el escenario 9 y 0.272 Ton CO₂/MWh en el escenario 10. Por otro lado, el valor esperado de esta misma variable llega a un máximo de 0.183 Ton CO₂/MWh en el caso 9 y 0.172 Ton CO₂/MWh en el 10. Adicionalmente, sus promedios, para todo el horizonte de análisis, son 0.046 y 0.044 Ton CO₂/MWh, respectivamente.
- El valor esperado de las emisiones tiene un máximo que supera las 1'100000 Ton CO₂/mes (caso 9 y 10 respectivamente), y un pico en su dispersión estocástica que llega a 1'848878 y 1'724565 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 ostensiblemente menores.

5.5.3.1.13.4. Análisis escenarios 11 y 12

El escenario 11 es la estrategia más renovable de todas las analizadas en el Plan de Expansión. Tiene en su conformación más de 3000 MW eólicos y 574.2 MW con fuentes renovables no convencionales, particularmente biomasa, geotermia y producción solar fotovoltaica distribuida. Por otro lado, el caso 12 representa el escenario más diversificado, con los mismos 574.2 MW no convencionales, pero con una participación menor respecto al recurso eólico (1174 MW). Adicionalmente este último escenario considera más de 1000 MW térmicos a base de carbón. En la Gráfica 5-95 se presenta la proyección de emisiones y Factor de Emisión.

Gráfica 5-94: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 9 y 10.

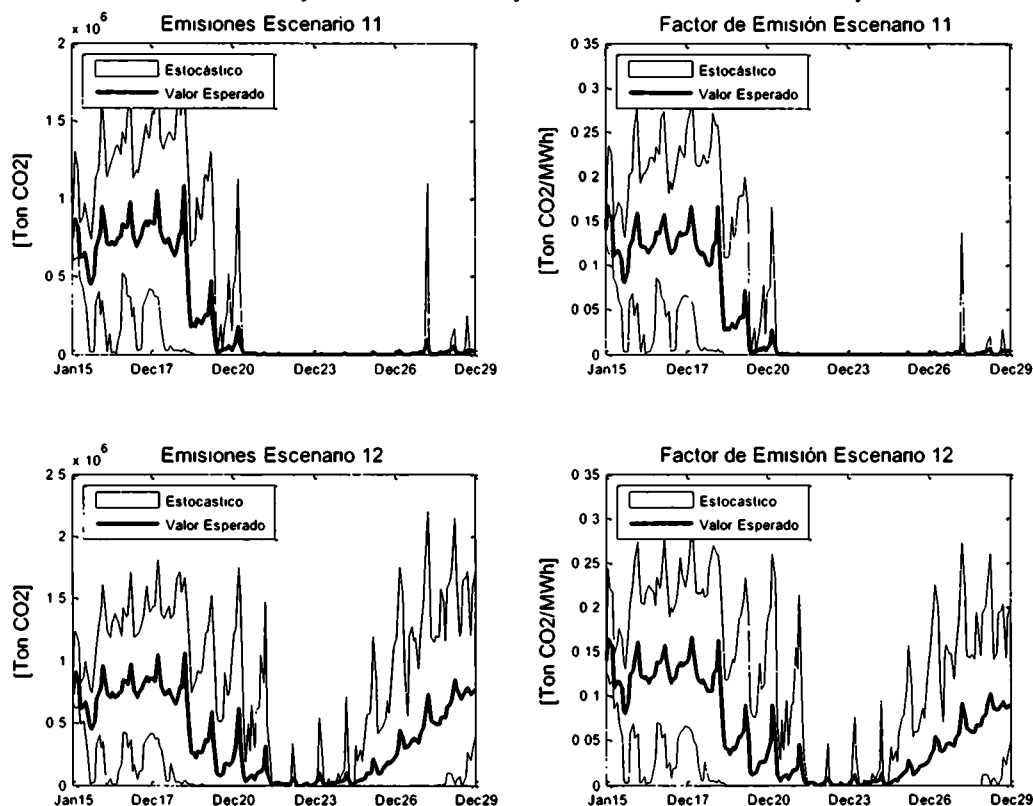


Fuente de gráfica: UPME.

De la gráfica que se presenta a continuación se puede concluir:

- El valor esperado de las emisiones tienen un máximo de 1'083030.7 y 1'053821.6 toneladas de CO₂/mes (caso 11 y 12), y un promedio cercano a 243029 y 388639 toneladas durante todo el horizonte de análisis. Asimismo, la dispersión estocástica de esta variable registra un pico cercano a 1'743143 y 2'202118.3 toneladas de CO₂/mes, para los mismos escenarios.
- Respecto al Factor de Emisión, el mismo tiene un promedio de 0.040 y 0.059 Ton CO₂/MWh en el periodo 2015-2029 para los mismos casos, y un valor esperado pico de 0.168 y 0.166 Ton CO₂/MWh. De la misma forma, se encuentra un valor máximo para la dispersión estocástica de 0.280 y 0.289 Ton CO₂/MWh, respectivamente.
- Se observa una gran reducción en las emisiones a partir del año 2019, esto se debe en gran medida a la entrada de Ituango y la totalidad de la generación renovable, no sin antes aclarar que para el escenario 12, se ve un incremento a partir del 2025, ello por la participación del parque térmico en la atención de la demanda.

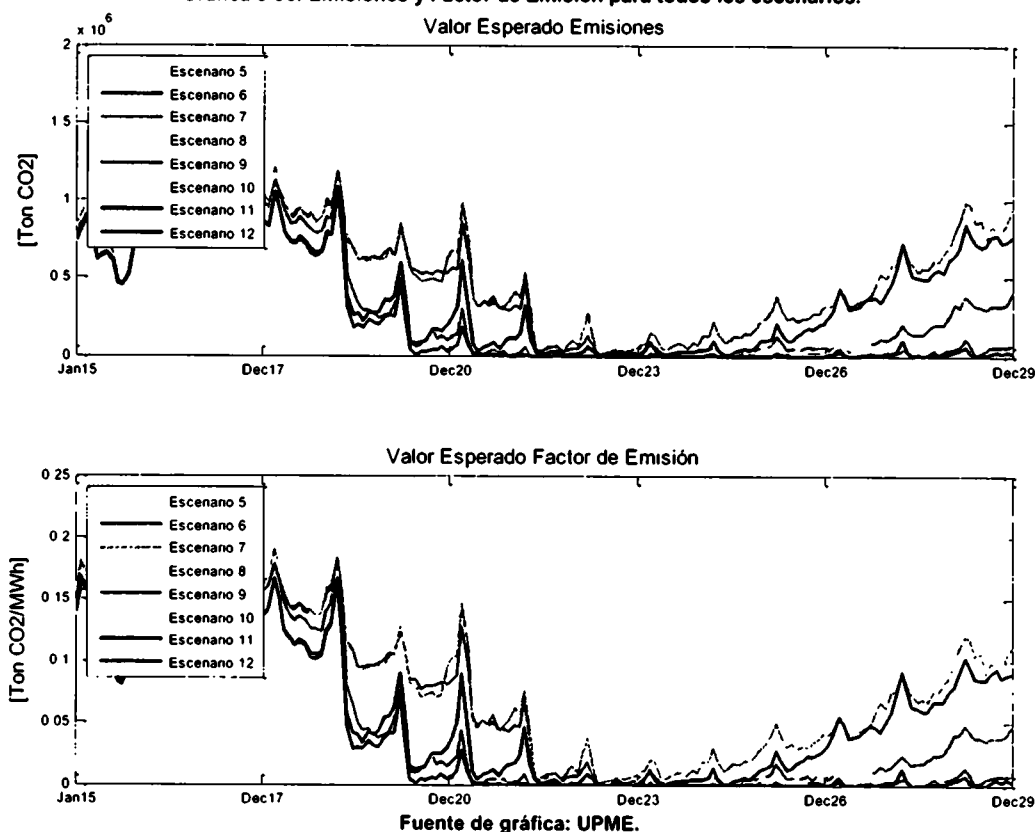
Gráfica 5-95: Proyección de emisiones y Factor de Emisión. Escenarios 11 y 12.



Fuente de gráfica: UPME.

Finalmente, en la Gráfica 5-96 se observa el valor esperado de las emisiones y el Factor de Emisión para todos los escenarios. Es evidente que los casos 5, 7 y 12 implican el mayor consumo de combustibles y por ende mayores toneladas de CO₂ al ambiente, dado que su matriz contempla la instalación de nuevos proyectos térmicos a base de carbón. Por otro lado, los escenarios 6, 8, 9, 10 y 11 proponen el desarrollo masivo de fuentes renovables, convencionales y no convencionales, motivo por el cual las emisiones son ostensiblemente menores.

Gráfica 5-96: Emisiones y Factor de Emisión para todos los escenarios.



Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.14. Efecto del cambio climático y la sedimentación de los embalses

A continuación se presentan los análisis llevados a cabo por la Unidad en relación al efecto del cambio climático y la sedimentación de los embalses, en las señales de corto plazo y la expansión en el largo plazo del SIN. Inicialmente se contextualiza por separado los conceptos de cambio climático y sedimentación, para luego ver el efecto en la reducción/incremento de los aportes hidrológicos al SIN, al igual que la disminución del volumen útil del sistema. Para cuantificar lo anterior se toma como referencia el escenario 3 de corto plazo y el escenario 6 de largo plazo.

El objetivo de las simulaciones es determinar cómo varían las señales de expansión (momento en el tiempo donde se necesita de nueva capacidad), y si se cumplen los criterios de confiabilidad para una senda de expansión hidroeléctrica.



5.5.3.1.14.1. Cambio climático-segunda comunicación nacional del IDEAM

El pronóstico del cambio en el comportamiento de las precipitaciones para escenarios futuros se puede consultar en el documento *"CAMBIO CLIMÁTICO EN TEMPERATURA, PRECIPITACION Y HUMEDAD RELATIVA PARA COLOMBIA USANDO MODELOS METEOROLÓGICOS DE ALTA RESOLUCION (PANORAMA 2011-2100)"*, elaborado por el IDEAM. De acuerdo con esta publicación, se tuvieron en cuenta diversos tipos de escenarios propuestos por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático-IPCC, lo anterior para representar las posibles condiciones futuras de emisiones de gases de efecto invernadero. Estos casos contemplan de forma global y coherente un conjunto de supuestos acerca de algunos factores, como el crecimiento demográfico, el desarrollo tecnológico y socio-económico, al igual que la aplicación de medidas de gestión ambiental. Las familias principales de escenarios son:

- A1: Contempla un futuro con rápido crecimiento económico. La población alcanza su valor máximo hacia mediados de siglo y disminuye posteriormente. Asimismo se observa una rápida introducción a tecnologías nuevas y más eficientes. Sus características distintivas son la convergencia entre regiones, la creación de capacidad y el aumento de interacciones culturales y sociales. Se distinguen diversos escenarios en la misma familia según el tipo principal de energético utilizado: combustible fósil (A1FI), combustible no fósil (A1T) y utilización equilibrada de fuentes de energía (A1B).
- A2: Considera un mundo heterogéneo con una población en crecimiento continuo, el desarrollo tecnológico y la aplicación de nuevas tecnologías a una tasa menor, si se compara con los demás escenarios. Se conservan las identidades locales de las regiones.
- B1: Similar a los escenarios de la familia A1. La población mundial alcanza su máximo a mediados de siglo y desciende posteriormente, sin embargo, el desarrollo económico presenta un viraje hacia los servicios de información con una reducción en la utilización intensiva de materiales, al igual que el aprovechamiento eficiente de los recursos y la aplicación de sistemas de producción más limpios.
- B2: La población continúa aumentando a un ritmo menor, si se compara con los escenarios de la familia A2. Adicionalmente se presenta un nivel de desarrollo intermedio y la aplicación de tecnologías amigables con el ambiente a un ritmo moderado. Se proyecta un desarrollo de soluciones y medidas sociales, económicas y ambientales, diferenciadas por regiones.

Cuando se habla de cambio climático el horizonte de estudio es trasladada al muy "largo plazo" (año 2100), en contraste con el horizonte de este Plan de Expansión, 2015-2029. Sin embargo el país ha venido sufriendo de manera frecuente y prolongada fenómenos climáticos severos (sequía y lluvia), los cuales han afectado la matriz de generación (Colombia vive actualmente el fenómeno de El Niño más fuerte de los últimos 60 años). En este sentido y como se mencionó anteriormente, el objetivo de los análisis es determinar el instante en el tiempo donde se necesita de nueva capacidad, al igual que verificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad para una senda de expansión hidroeléctrica, lo anterior afectando los caudales aportantes a las plantas de generación del SIN con los pronósticos del IDEAM.

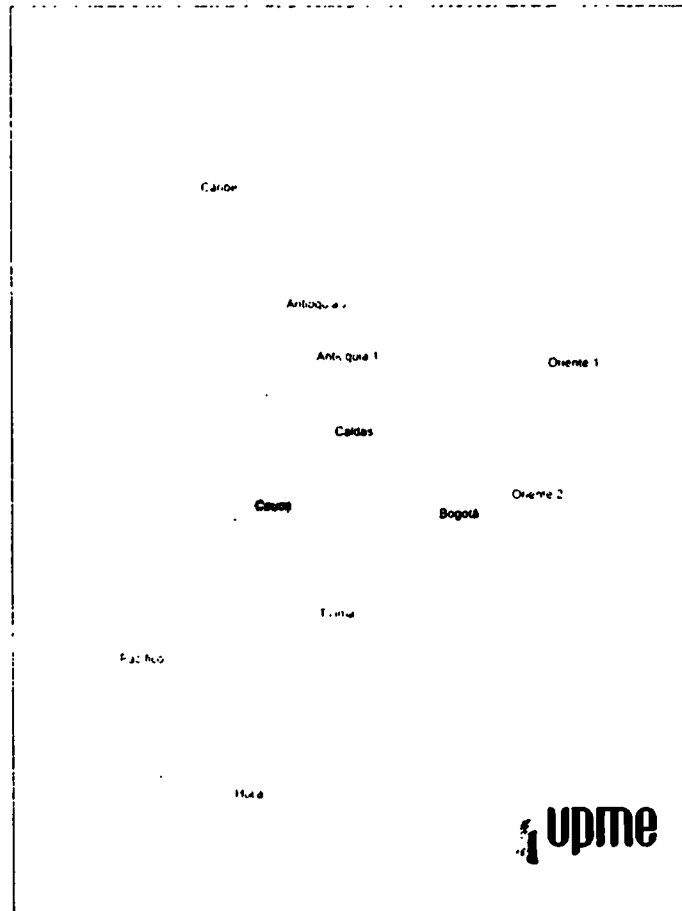
Para los análisis de cambio climático del Plan, basados en la segunda comunicación del IDEAM, se tomaron los escenarios A2, B2 y A1B, para los cuales la Tabla 5-17 muestra la variación de los aportes hidrológicos en el año 2100. Es importante aclarar que existe una relación directa entre las precipitaciones y los caudales, en tal sentido se puede asumir que los porcentajes de cambio de dichas variables son los mismos. Se determinó de manera conjunta dichas modificaciones, agregando los embalses del SIN tal como lo muestra la Gráfica 5-97.

Tabla 5-17: Cambios porcentuales en los aportes para el año 2100.

Escenario A2												
Embalse	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubr e	Noviembre	Diciembr e
Caribe	9.2	38.6	51.8	8.6	-13.9	-13.3	-20.9	-16.8	-17.5	-23.1	-41.7	-40.6
Antioquia 1	-14	-2.7	14.8	3.4	-34.9	-40.6	-34.2	-20.2	-26.5	-42.2	-46.7	-44.6
Antioquia 2	-22.1	-4.1	11.2	5.6	-39.1	-43.1	-27.9	-18.5	-25.5	-46.3	-52.1	-51.7
Caldas	-19.9	-1.5	11.9	-3.6	-40	-55.4	-35.3	-14.5	-21.5	-25.6	-35.5	-37.9
Cauca	-24.5	-13.9	0.2	-7.8	-36.9	-47.4	-37.7	-21.2	-23	-31.3	-36.2	-37.8
Tolima	-8.5	-2.5	-3.9	-16.1	-17.6	-38.8	-28.1	-14.3	-16.5	-1.6	-12.7	-11.6
Pacífico	-40.8	-37.6	-11.3	-24.3	-56.2	-68.8	-59.4	-50.1	-53.9	-58	-54.4	-53.4
Bogotá	-16.8	-7.1	11.3	4.3	23.4	-17.6	-9	-10.6	-16.4	-13.1	-35.8	-35
Huila	-16	-4.2	-2.3	-28.5	-44.8	-47	-46.1	19.3	28.8	-13.7	-28.3	-26.6
Oriente 1	-14	-10.6	12.2	-0.3	9.4	-18.9	-0.3	-5.4	-19.1	-24	-40.1	-36.3
Oriente 2	-17.3	-12.5	5.7	6.2	37	-21.6	-20.2	-15.4	-19	-16	-43	-40.4
Escenario B2												
Embalse	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubr e	Noviembre	Diciembr e
Caribe	36.2	49.8	44.4	6	-16.4	-13	-12.6	-15.9	-15.1	-22.4	-39.7	-44.5
Antioquia 1	-0.5	0.7	2	2.2	-35.1	-44.5	-29.3	-18.6	-22.2	-41.9	-44.2	-40.8
Antioquia 2	-11.6	0	-1.2	2.6	-39.8	-46.1	-27.1	-20.2	-26.7	-46.7	-51.4	-49.2
Caldas	-11.7	-5.8	8.8	-11.2	-37.8	-51.3	-29.3	-16	-28.3	-21.5	-32.4	-44
Cauca	-18.2	-12.6	-5.8	-10.4	-36.5	-45.9	-33.9	-23.1	-28.7	-30.9	-32.7	-41.5
Tolima	-6.9	1.9	7.2	-10.8	-28.3	-37.7	-27	-19.7	-23.6	-1.1	-11.7	-20.6
Pacífico	-37.9	-34.3	-20.7	-26.8	-57	-67.1	-57.9	-50.4	-57.8	-54.6	-48.1	-52
Bogotá	-1.8	-2.7	9.2	12.5	21.1	-15.3	-11.4	-10.1	-23.1	-6.5	-39.8	-48.3
Huila	-12.3	-1.7	-2.2	-20.9	-42.8	-34.6	-39.1	-6.2	7.5	-14.8	-27.7	-29.2
Oriente 1	-2.7	-1.9	5.3	1.9	4.7	-12.9	-1.5	-6.3	-24.4	-24.2	-41.5	-42.2
Oriente 2	-0.1	-12.1	-0.1	12.5	34.6	-15.6	-22.9	-14.9	-23.1	-8.2	-45.5	-58.8
Escenario A1B												
Embalse	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubr e	Noviembre	Diciembr e
Caribe	22.2	71.1	80	31.8	9.4	-17.1	-21.2	-29.3	-10.4	0.7	-7	-11.3
Antioquia 1	-21	-7.3	2.8	15.6	-20.7	-39	-40.3	-41.3	-46.9	-23.1	-23	-38.6
Antioquia 2	-27.2	-15	-1.4	5.3	-26.2	-42.2	-41.7	-44.6	-50	-21.5	-23.7	-41.9
Caldas	-16	-3.3	12.2	4.1	-51.9	-76.8	-53.8	-49.8	-25	-8.5	-27.4	-40.2
Cauca	-30.2	-17.5	0.9	3.1	-29	-53.5	-49.3	-50.5	-32.6	-11.8	-21.2	-35.8
Tolima	-28.5	-19.4	-20.2	-12.5	-54.1	-76.5	-74.9	-74.5	-51.5	-5.2	-8.7	-25.6
Pacífico	-35.3	-12.1	16	2.4	-34.1	-61.4	-54.9	-57.1	-32.2	-29.9	-40.7	-41
Bogotá	-43.6	-41.8	-36.7	-27.8	-39.2	-61.1	-60.6	-68.1	-65.9	-10.3	-21.7	-46.9
Huila	-44.1	-44.4	-35.6	-39.8	-59.6	-56	-56.3	-58.7	-65	-19.4	-26.8	-42.8
Oriente 1	-30.9	-26	-11.5	-18.5	-36.1	-52.8	-46.2	-58.4	-50.8	4.3	-12.1	-41.2
Oriente 2	-41.2	-41.6	-38.8	-33.4	-34.9	-49.5	-48.2	-58	-63	-8.4	-22.4	-50.9

Fuente de tabla: UPME.

Gráfica 5-97: Embalses agregados.



Fuente de gráfica: UPME.

Con el fin de modificar las series hidrológicas históricas, de las cuales se tiene información desde 1937, se asumió para el escenario de cambio climático que dicho año equivale al 2014, y por ende el año 2015 actual sería el 2092. Teniendo en cuenta lo anterior, los caudales históricos se ajustan utilizando la siguiente expresión:

$$Q_{CC} = Q_H \cdot \left[1 + \left(\frac{A - 2011}{2100 - 2011} \right) \cdot \frac{F_{CC}}{100} \right]$$

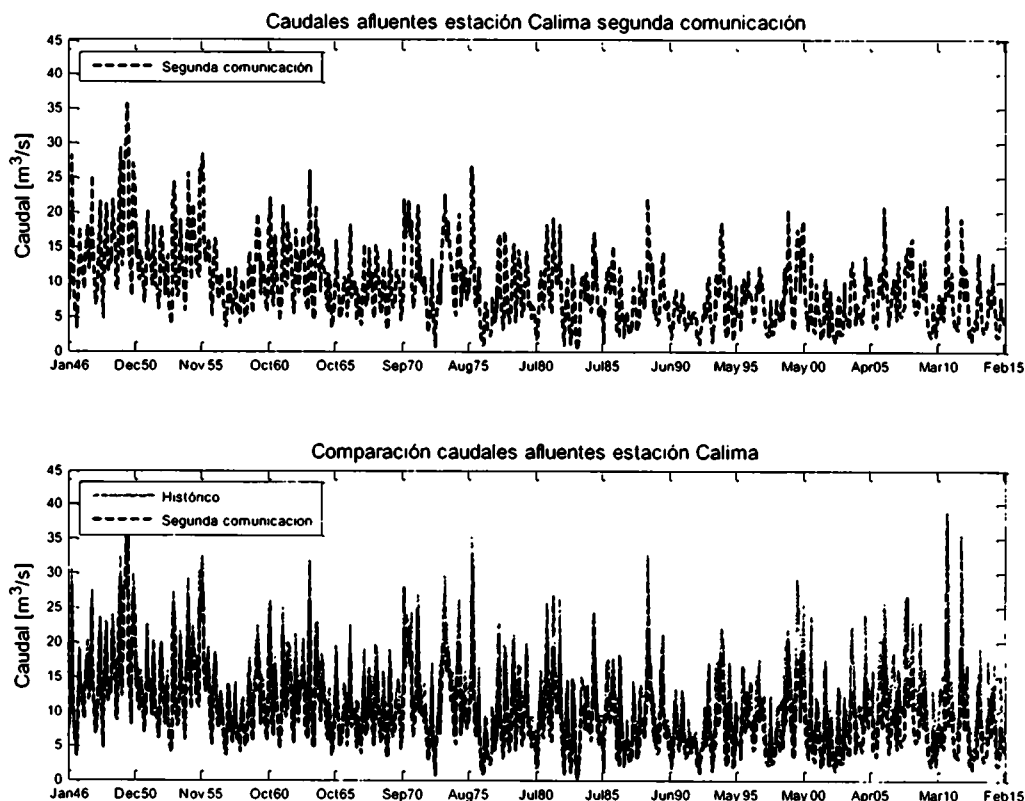
Donde:

- Q_{CC} : Caudal Modificado por Cambio Climático [m^3/s]
- Q_H : Caudal Histórico [m^3/s]
- A : Año entre 2014 y 2092
- F_{CC} : Factor de Cambio Climático para 2100 según la Tabla 5-17.

La ecuación garantiza que los valores calculados varíen linealmente a través del tiempo, ya que la expresión dentro del paréntesis curvo modifica el factor de cambio climático, haciendo que se acerque a su valor final en la medida que pasa el tiempo. En la Gráfica 5-98 se muestra la variación de la estación Calima para el

escenario A2, para la cual se tienen los factores de cambio climático correspondientes al embalse agregado del Pacífico. En la misma se observa una disminución promedio del caudal de 0.3 L/s cada mes.

Gráfica 5-98: Caudal estación Calima.



Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.14.2. Cambio climático-tercera comunicación nacional del IDEAM

Para la tercera comunicación el IDEAM definió tres (3) horizontes, donde se comparó para cada uno de ellos la variación de la precipitación, contra un periodo base (1976-2005). Este ejercicio se realizó a nivel departamental. Dichas variaciones se muestran en la Tabla 5-18.

Tabla 5-18: Variaciones de la precipitación respecto al periodo 1976-2005.

Departamento	Delta precipitación (2011-2040)	Delta precipitación (2041-2070)	Delta precipitación (2071-2100)
Amazonas	-14 84%	-12 47%	-14 03%
Antioquia	4 88%	6 91%	9 30%
Arauca	1 09%	2 23%	2 68%
Atlántico	-7 39%	-9 52%	-11 26%
Bogotá D C	6 57%	9 53%	8 27%
Bolívar	-15 09%	-15 22%	-17 13%
Boyacá	5 84%	3 69%	3 19%
Caldas	20 16%	22 61%	28 12%
Caquetá	-18 99%	-19 32%	-17 15%
Casanare	-2 77%	-2 14%	-4 06%
Cauca	16 18%	17 15%	18 40%

Departamento	Delta precipitación (2011-2040)	Delta precipitación (2041-2070)	Delta precipitación (2071-2100)
Cesar	-15 32%	-16 20%	-19 82%
Chocó	-5 20%	-4 04%	-2 59%
Córdoba	1 56%	1 88%	-1 42%
Cundinamarca	7 99%	9 00%	8 1%
Guainía	-5 49%	-9 66%	-9 27%
Guaviare	-6 65%	-9 36%	-5 11%
Huila	16 52%	17 74%	17 24%
La Guajira	-14 50%	-16 57%	-20 02%
Magdalena	-18 65%	-20 83%	-23 24%
Meta	-7 46%	-5 68%	-3 89%
Nariño	13 69%	13 42%	12 03%
Norte de Santander	1 00%	0 21%	-0 35%
Putumayo	4 45%	6 73%	6 74%
Quindío	6 34%	12 20%	24 28%
Risaralda	18 26%	20 32%	28 36%
San Andrés y Providencia	-30 20%	-32 78%	-33 01%
Santander	0 54%	-1 29%	-1 15%
Sucre	-11 30%	-13 38%	-16 20%
Tolima	10 54%	13 11%	17 24%
Valle del Cauca	6 59%	6 08%	6 14%
Vaupés	-20 49%	-22 69%	-23 31%
Vichada	-0 64%	-1 88%	-2 35%

Fuente de tabla: UPME.

Para este escenario de cambio climático, los caudales históricos correspondientes a cada central son modificados según el departamento donde se ubican, tomando 1937 como el año 2011, y por consiguiente el 2015 como 2089. No resulta necesario escoger los mismos años de la segunda comunicación, ya que en este caso no hay una variación lineal por año. Los aportes son ajustados aplicando la siguiente expresión matemática.

$$Q_{CC} = Q_H \cdot (1 + F_{CC})$$

Donde:

- Q_{CC} : Caudal Modificado por Cambio Climático [m^3/s]
- Q_H : Caudal Histórico [m^3/s]
- F_{CC} : Factor de Cambio Climático que depende del intervalo según la Tabla 5-18.

Nuevamente se utiliza la estación Calima como ejemplo (ver Gráfica 5-99). Nótese para este caso, que si bien el promedio de los caudales disminuye, la tasa de reducción es inferior, en comparación con la segunda comunicación.

5.5.3.1.14.3. Cambio climático-análisis comparativo segunda y tercera comunicación nacional del IDEAM

Para hacer una comparación válida se toma en consideración la misma estación Calima, teniendo en cuenta sus valores históricos y su recta promedio, ello con el fin de calcular los parámetros de pendiente y corte con

el eje Y. La Tabla 5-19 muestra el cálculo de los puntos equivalentes para las tres series (histórico, segunda comunicación-A2 y tercera comunicación), contemplando las fechas equivalentes de inicio y final de cada una de ellas.

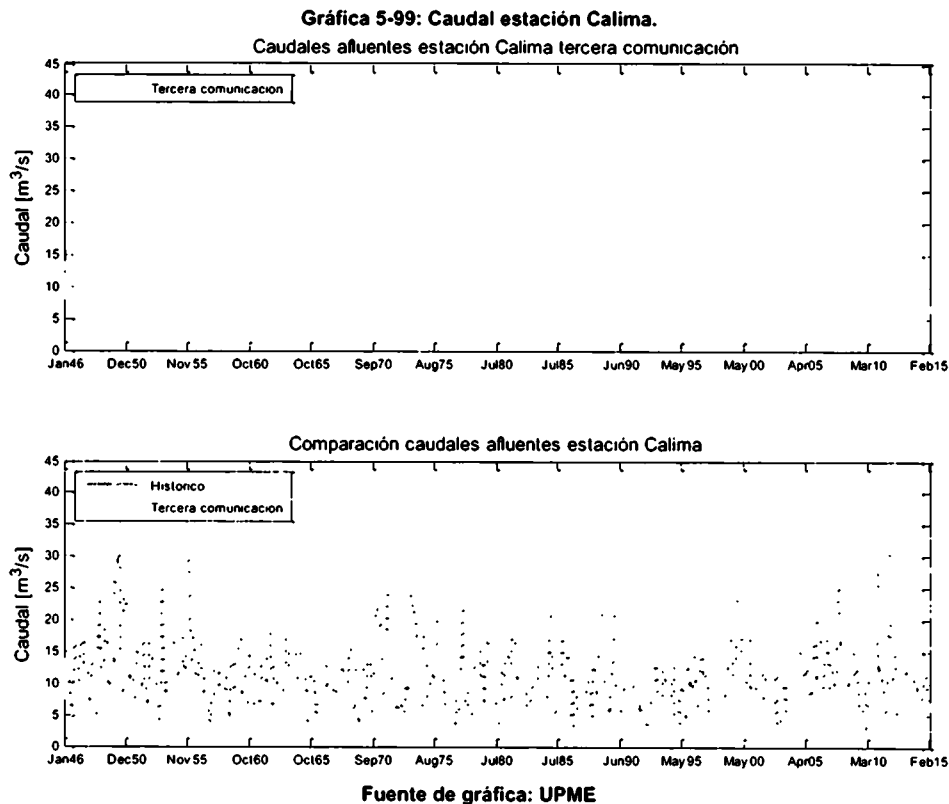


Tabla 5-19: Cálculo de puntos equivalente-estación Calima.

Variable	Histórico	Segunda comunicación (A2)	Tercera comunicación
Pendiente recta	-0.000152576	-0.000301733	-0.000165172
Corte eje Y	16.617	26.597	22.212
Fecha inicial	01/01/1946	01/01/2023	01/01/2020
Fecha final	28/02/2015	28/02/2092	28/02/2089
Caudal inicial [m³/s]	14.053	13.041	14.973
Caudal final [m³/s]	10.199	5.420	10.800
Diferencia de caudales [m³/s]	-3.854	-7.621	-4.172

Fuente de tabla: UPME.

Es evidente que se ha presentado una disminución en el caudal promedio de 3.85 m³/s en la serie histórica, en un periodo de 69 años (1946 y 2015). En el mismo periodo de tiempo el escenario A2 de la segunda comunicación proyecta una disminución de 7.62 m³/s, y la tercera comunicación 4.17 m³/s. Sin embargo hay que notar, que si bien la disminución en el caudal promedio para la tercera comunicación es mayor respecto a la serie histórica, los valores inicial y final son mayores, lo que significa que el cambio climático según la tercera comunicación mejora las condiciones de aportes. Esto no sucede en el escenario A2 de la segunda comunicación, donde no sólo son más bajos los valores de caudal, sino que también decrecen más rápidamente.

En conclusión, puede verse que si bien los caudales históricos han venido decreciendo durante los años debido no sólo al cambio climático sino a la deforestación de la cuenca y las actividades antrópicas, los escenarios de cambio climático de la segunda y tercera comunicación muestran señales contradictorias. Respecto a la estación Calima, la segunda comunicación predice grandes disminuciones en el caudal, mientras que en la tercera se vislumbran crecimientos en las precipitaciones, y por ende en los caudales (un poco más del 6% en los tres intervalos de tiempo considerados).

Las variaciones para todas las estaciones hidrológicas asociadas a las plantas de generación del SIN, se muestran en la Tabla 5-20.

Tabla 5-20: Variaciones del caudal para los casos analizados.

Nombre Proyecto	Histórico	Segunda comunicación- A2	Segunda comunicación- B2	Segunda comunicación- A1B	Tercera comunicación
Alto Anchicayá	5 39%	-22 81%	-22 28%	-11.21%	5 48%
Chivor	-6 67%	-13 94%	-14 28%	-32 92%	-9.01%
Betania	-18 80%	-29 06%	-28 98%	-43 00%	-19.31%
Calima	-27 40%	-58 38%	-57.91%	-46 63%	-27 84%
Chuza	-22 40%	-25.47%	-25 64%	-46 90%	-23 18%
Tenche	23 75%	-2 08%	-2 37%	-2 19%	29.44%
Bajo Anchicayá	-1 55%	-28 23%	-27.55%	-17 38%	-1 47%
La Tasajera	-2 94%	-25 03%	-24 01%	-23 11%	2 05%
Troneras	-1 94%	-27 47%	-27.91%	-28 01%	3.17%
Playas	46.75%	21 13%	22 46%	23 46%	53 25%
Guavio	-3 43%	-9.08%	-9 01%	-30 57%	-4 03%
Guatapé	29 61%	4 25%	5 31%	7.45%	35 93%
Prado	15.39%	5 64%	5 66%	-6 79%	23 37%
Salvajina	-10 73%	-29 68%	-29 69%	-28 64%	-8 66%
San Carlos	16 82%	-2 65%	-1 86%	0 14%	21 03%
Jaguas	2 94%	-18 21%	-17 33%	-16 78%	7 99%
Miraflores	2 66%	-17 91%	-18 53%	-18 54%	7 49%
Chinchina	-22 80%	-36 91%	-36 93%	-36 45%	-17 29%
Campo Alegre	15 71%	0.17%	0 18%	1 47%	23 77%
Esmeralda	15 76%	0 30%	0.31%	1 75%	23 82%
San Francisco	36 71%	19.91%	21 05%	21 88%	46 23%
Urza	-9 51%	-18 13%	-17.32%	-9 62%	-13 20%
Porce II	34 92%	12 78%	12 45%	14 09%	39 55%
Miel I	2.02%	-12 93%	-13.10%	-13 94%	9 60%
Rucio	-9 05%	-15 14%	-15 04%	-35 82%	-10 40%
Negro	-7 24%	-13.46%	-13 34%	-35 07%	-8 64%
Tunjita	-13 58%	-17 99%	-18.03%	-32 76%	-14 19%
RB Espi-Alc	56 70%	45 23%	44 23%	8 08%	54 49%
Tomine	22 91%	14 17%	14 04%	-22 95%	23.12%
Sisga	28 07%	18 46%	18 10%	-26 81%	28 45%
Neusa	-10 62%	-17 04%	-17 20%	-39 50%	-10 62%
RB Achury	8.58%	-0 67%	-1 10%	-34 16%	17 20%
RB Achu-Espi	-45 63%	-48.97%	-49 26%	-61 43%	-46 07%
Guanno	14 59%	3 16%	2 95%	2 48%	22.41%

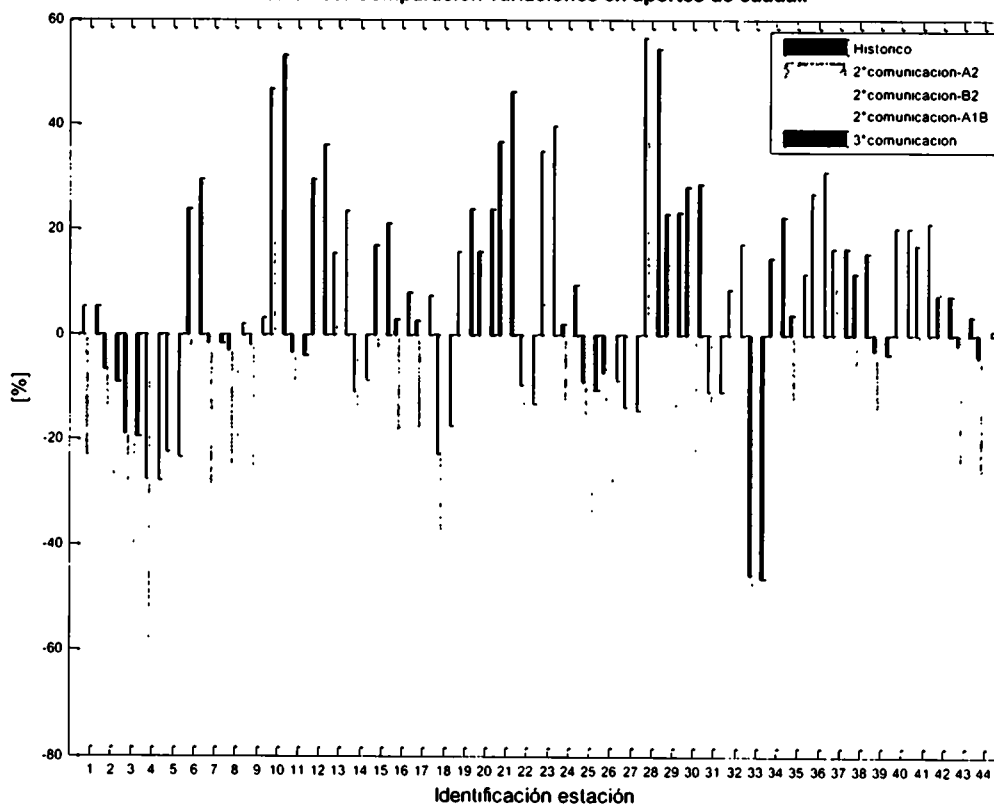
Nombre Proyecto	Histórico	Segunda comunicación- A2	Segunda comunicación- B2	Segunda comunicación- A1B	Tercera comunicación
Manso	3 71%	-12 32%	-12 50%	-13 37%	11 57%
Amoyá	26 68%	17 55%	17.00%	0 26%	31 06%
Sogamoso	16.39%	9.12%	9 08%	15 89%	16 39%
Porce III	11.65%	-6.81%	-7 04%	-6 81%	15.46%
El Quimbo	-3 02%	-14 05%	-14 16%	-30 51%	-3.62%
Pescadero-Ituango	20 12%	14 95%	15 21%	15 92%	20 12%
Calderas	17 09%	-1 34%	-0.75%	0 81%	21,27%
Cucua	7 36%	7.99%	7 71%	10 67%	7 35%
Cañasgordas	-1 69%	-27 27%	-27.73%	-27 82%	3 43%
Quebradona	-4 15%	-25 93%	-24 94%	-24 01%	0 76%

Fuente de tabla: UPME.

De acuerdo con la tabla anterior, puede verse que la mayoría de las cuencas han disminuido su nivel de aportes. Las variaciones proyectadas para todos los casos de la segunda comunicación (A2, B2 y A1B), tienden a hacer más crítica dicha disminución. El efecto en la tercera comunicación resulta contrario, ya que se observa un crecimiento mayoritario en los aportes hidrológicos.

En la Gráfica 5-100 y Gráfica 5-101 se muestra el efecto de las variaciones históricas y de las comunicaciones del IDEAM (se utilizó el escenario A2), ello para la totalidad de estaciones (Tabla 5-21).

Gráfica 5-100: Comparación variaciones en aportes de caudal.



Fuente de gráfica: UPME

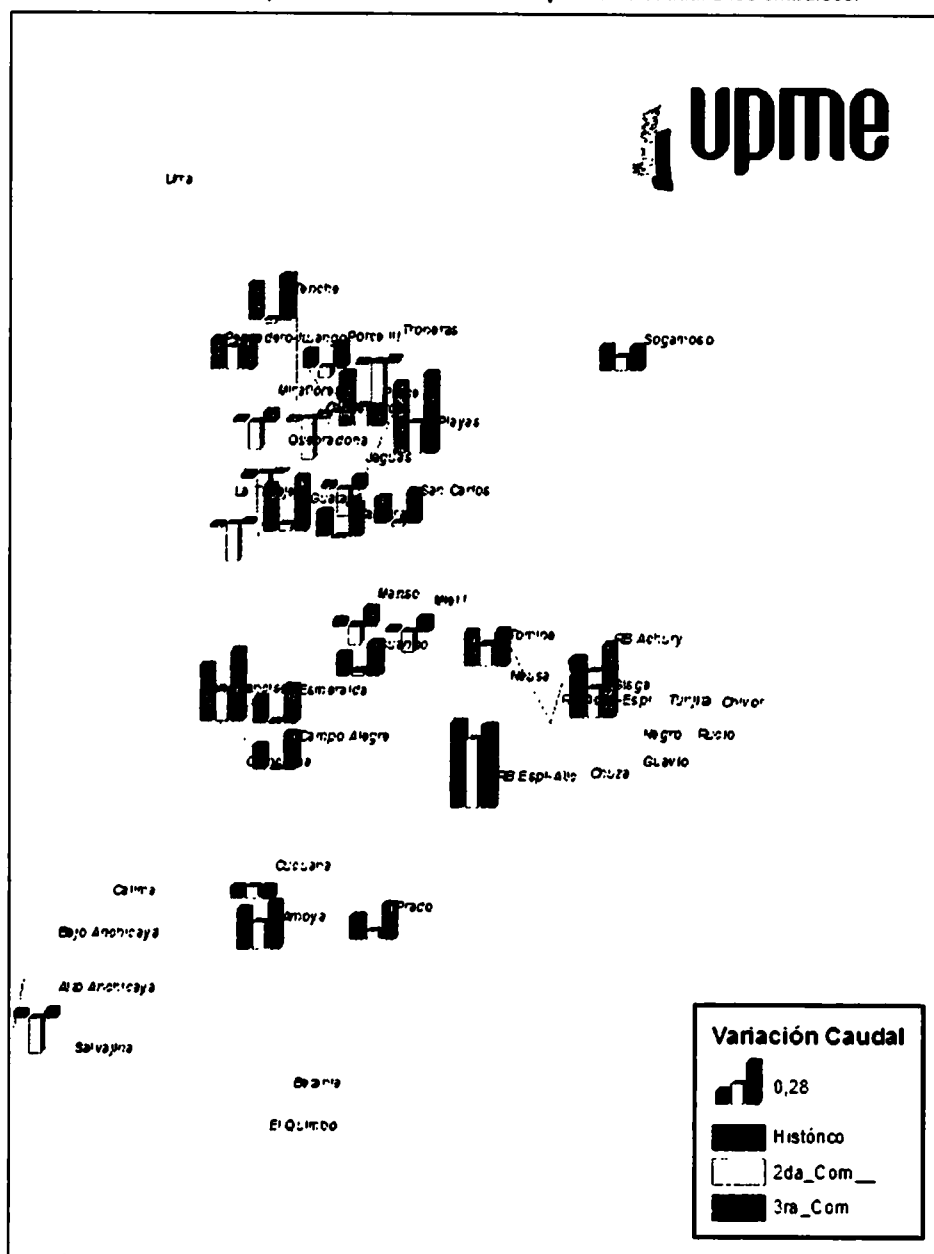


Tabla 5-21: Nombre de las estaciones.

Identificación estación	Nombre	Identificación estación	Nombre
1	Alto Anchicaya	23	Porce II
2	Chivor	24	Miel I
3	Betania	25	Rucio
4	Calima	26	Negro
5	Chuza	27	Tunjita
6	Tenche	28	RB Espr-Alc
7	Bajo Anchicayá	29	Tomine
8	La Tasajera	30	Sisga
9	Troneras	31	Neusa
10	Playas	32	RB Achury
11	Guavio	33	RB Achu-Espr
12	Guatapé	34	Guarino
13	Prado	35	Manso
14	Salvajina	36	Amoya
15	San Carlos	37	Sogamoso
16	Jaguas	38	Porce III
17	Miraflores	39	El Quimbo
18	Chinchina	40	Pescadero-Ituango
19	Campo Alegre	41	Calderas
20	Esmeralda	42	Cucuana
21	San Francisco	43	Cañasgordas
22	Urra	44	Quebradona

Fuente de tabla: UPME.

Gráfica 5-101: Mapa de las variaciones de los aportes de caudal a los embalses.



Fuente de gráfica: UPME

5.5.3.1.15. Sedimentación

La sedimentación se constituye en un parámetro importante cuando se quiere establecer la capacidad de almacenamiento de energía de los embalses durante su vida útil. Los embalses, en mayor o menor medida, capturan las partículas en suspensión que traen los ríos, y la totalidad del material de arrastre que llega hasta ellos. Este numeral muestra la metodología y los resultados del cálculo de la sedimentación en algunos de los embalses más importantes de Colombia.



5.5.3.1.15.1. Sedimentación – Datos

Los datos de sedimentación fueron tomados a partir del Estudio Nacional del Agua 2014, en cuyo Capítulo 7 se habla de la producción de sedimentos. Para la macro-cuenca Magdalena-Cauca, donde se encuentran todos los embalses estudiados, se tienen los siguientes datos (Tabla 5-22 y Gráfica 5-102):

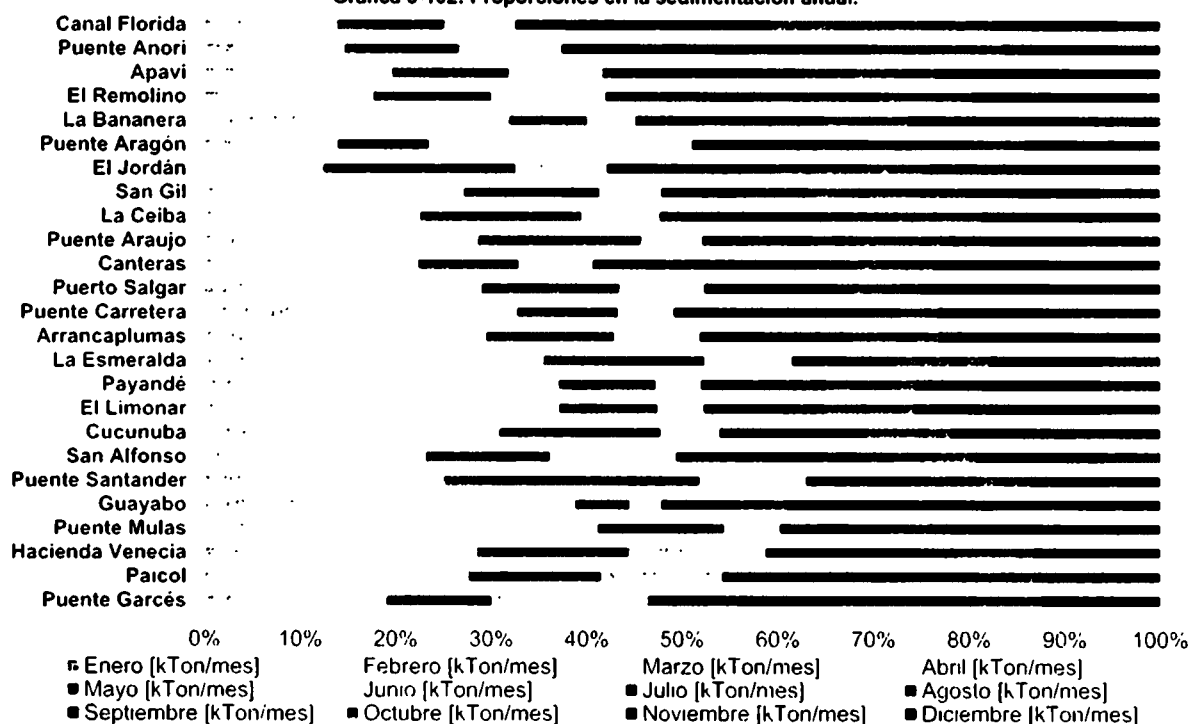
Tabla 5-22: Transporte de sedimentos.

Zona Hidrográfica	Subzona	Estación	Enero (kTon/mes)	Febrero (kTon/mes)	Marzo (kTon/mes)	Abril (kTon/mes)	Mayo (kTon/mes)	Junio (kTon/mes)	Julio (kTon/mes)	Agosto (kTon/mes)	Septiembre (kTon/mes)	Octubre (kTon/mes)	Noviembre (kTon/mes)	Diciembre (kTon/mes)	Promedio (kTon/mes)
Alto Magdalena	Rio Suaza	Puente Garcés	8.5	10.7	15.5	26.3	34.8	52.5	58.1	30.8	21.3	21.0	24.3	15.4	26.6
Alto Magdalena	Rio Páez	Paicol	89.7	98.1	222.6	306.0	357.5	331.1	471.6	127.3	93.2	148.1	205.9	138.4	215.8
Alto Magdalena	Rio Yaguará	Hacienda Venecá	9.3	9.5	15.4	36.1	39.0	35.5	26.8	15.2	7.4	19.3	19.7	13.1	20.5
Alto Magdalena	Rio Nerva	Puente Mulas	12.3	6.5	24.2	19.0	19.9	9.0	11.6	3.4	2.2	5.8	21.2	15.6	12.6
Alto Magdalena	Rio Ceiba	Guayabo	6.6	2.4	10.2	4.6	3.5	2.1	2.7	1.6	0.7	3.0	13.5	10.4	5.1
Alto Magdalena	Rio Magdalena	Puente Santander	450.3	393.5	636.9	835.7	2470.6	1034.5	993.9	450.3	275.9	438.1	774.8	486.8	770.1
Alto Magdalena	Rio Cabrera	San Alfonso	37.8	32.3	73.9	97.7	133.7	139.0	157.0	59.1	21.5	86.9	142.0	59.6	86.7
Alto Magdalena	Rio Luisa	Cucunubá	4.3	3.9	5.9	9.8	13.1	4.8	4.2	3.4	4.3	6.7	10.2	6.8	6.5
Alto Magdalena	Rio Sumapaz	El Limonar	5.0	7.8	17.4	30.7	16.8	8.1	8.3	6.6	5.9	15.2	32.1	10.2	13.7
Alto Magdalena	Rio Coello	Payandé	4.6	7.7	17.6	29.4	16.1	7.7	8.7	6.3	6.1	14.5	31.2	9.9	13.3
Alto Magdalena	Rio Lagunita	La Esmeralda	8.5	8.2	13.0	14.7	21.0	11.5	3.9	3.2	5.9	12.7	14.9	7.4	10.4
Alto Magdalena	Rio Magdalena	Arrancapiumas	1504.1	1735.5	3074.4	4562.0	4909.1	3338.8	2446.3	1603.3	1760.3	3363.6	5206.6	3347.1	3070.9
Medio Magdalena	Rio Suco	Puente Carretera	0.9	0.8	0.9	0.8	1.1	0.6	0.5	0.5	0.9	0.9	1.1	1.3	0.8
Medio Magdalena	Rio Magdalena	Puerto Salgar	1124.0	1246.4	1769.5	3227.3	3622.4	2281.4	1457.9	1029.4	879.2	2253.6	3527.8	2915.7	2111.2
Medio Magdalena	Rio Nare	Canteras	73.2	96.1	138.5	150.6	213.8	161.0	121.0	138.5	221.7	246.3	276.6	209.2	170.5
Medio Magdalena	Rio Carare	Puente Araujo	307.8	417.7	564.3	1419.2	1607.3	615.6	246.7	271.1	556.9	1255.6	1416.8	767.0	787.2
Sogamoso	Rio Suárez	La Ceiba	15.2	23.7	64.0	177.0	208.8	102.5	64.0	64.3	90.0	198.0	168.9	62.6	103.2
Sogamoso	Rio Fonce	San Gil	11.6	18.9	44.7	59.4	70.2	32.3	20.2	19.5	36.1	81.2	70.7	30.5	41.3
Sogamoso	Rio Chicamocha	El Jordán	28.2	41.2	160.6	557.8	1271.9	614.3	486.2	316.9	314.7	1011.5	1356.6	180.2	528.3
Cauca	Alto Cauca	Puente Aragón	2.5	1.2	2.9	4.4	7.5	21.7	14.3	4.7	3.5	4.7	4.4	6.8	6.5
Cauca	Rio Otún	La Bananera	1.6	1.0	1.3	1.5	1.4	0.9	0.8	0.5	2.2	1.5	1.9	2.7	1.4
Cauca	Rio San Juan	El Remolino	25.6	26.3	34.6	105.6	132.8	130.8	87.6	80.4	123.3	123.3	137.6	76.5	90.4
Cauca	Rio Cauca	Apaví	1573.5	1198.1	1869.0	2827.5	4608.6	3754.0	2627.8	2492.0	2939.3	5127.8	5367.4	3578.3	3163.6
Nechí	Alto Nechí	Puente Anorí	19.8	13.9	19.9	43.5	79.4	71.8	54.9	67.3	91.5	91.1	71.4	38.7	55.3
Bajo Magdalena	Ciénaga Grande	Canal Florida	1100.8	386.8	406.6	1973.6	3094.2	2082.6	585.1	2638.0	4224.8	6386.8	3689.3	1209.9	2314.9

Fuente de tabla: UPME.

La tabla anterior y gráfica siguiente muestran la producción de sedimentos a nivel mensual, al igual que su proporción, ello para cada estación.

Gráfica 5-102: Proporciones en la sedimentación anual.



Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.15.2. Sedimentación – Teoría

El cálculo de la sedimentación se llevó a cabo teniendo en cuenta la teoría presentada en el apéndice A del libro "Design of Small Dams" del US Bureau of Reclamation, tercera Edición (1987). Inicialmente se establece la relación entre el Caudal Sólido (Q_S) y el Caudal Líquido (Q_W), la cual para las unidades del Sistema Internacional, es:

$$Q_S = 0.0864 \cdot C \cdot Q_W$$

Donde:

- Q_S : Caudal sólido [Ton/día]
- Q_W : Caudal líquido [m^3/s]
- C : Concentración de sedimentos en suspensión [mg/L]

Luego se establece el tipo de operación del embalse, de acuerdo con las siguientes definiciones (Tabla 5-23):

Tabla 5-23: Tipos de operación para embalses.	
Tipo de operación	Definición de la operación
1	Embalse generalmente lleno
2	Embalse con mucha fluctuación
3	Embalse generalmente vacío
4	Filo de agua

Fuente de tabla: UPME.

La mayoría de los embalses analizados para el SIN se pueden catalogar como tipo 2, ya que los mismos por su baja regulación, fluctúan en proporción a los aportes hidrológicos. De la anterior clasificación pueden ser excluidos, por su tamaño, El Peñol y el Agregado Bogotá (tipo 1).

Posteriormente se estima la densidad de los sedimentos que entran al embalse, utilizando las siguientes expresiones:

$$W = W_C.P_C + W_M.P_M + W_S.P_S$$

$$1 = P_C + P_M + P_S$$

Donde:

- W : Densidad total del sedimento [kg/m^3]
- W_C : Densidad de la arcilla [kg/m^3]
- W_M : Densidad del limo [kg/m^3]
- W_S : Densidad de la arena [kg/m^3]
- P_C : Fracción de arcilla [Adim]
- P_M : Fracción de limo [Adim]
- P_S : Fracción de arena [Adim]

Acto seguido se establece a través de la siguiente expresión, la forma en que los sedimentos depositados en el embalse van ocupando volumen dentro del mismo, teniendo en cuenta que su densidad aumenta a medida que pasa el tiempo.

$$W_T = W + 0.4343 K \left[\left(\frac{T}{T-1} \right) \ln T - 1 \right]$$

Donde:

- W_T : Densidad del sedimento luego de T años de operación del embalse [kg/m^3]
- W : Densidad total del sedimento [kg/m^3]
- K : Factor de tiempo de sedimentación [Adim]

El factor de tiempo de sedimentación se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$K = K_C P_C + K_M P_M + K_S P_S$$

Donde los factores de tiempo de sedimentación para la arcilla (K_C), limo (K_M) y arena (K_S), se obtienen de la Tabla 5-24.

Tabla 5-24: Valores usuales para la densidad y el factor de tiempo de sedimentación.

Tipo de Operación	1	2	3	4
Definición de la operación	Embalse generalmente lleno	Embalse con mucha fluctuación	Embalse generalmente vacío	Filo de agua
Densidad arcilla [kg/m^3]	416	561	641	961

Densidad limo [kg/m ³]	1120	1140	1150	1170
Densidad arena [kg/m ³]	1550	1550	1550	1550
K _C (Arcilla)	256	135	0	0
K _M (Limo)	91	29	0	0
K _S (Arena)	0	0	0	0

Fuente de tabla: UPME.

Otro parámetro necesario para calcular la cantidad de sedimento que se deposita en el embalse es la **Eficiencia de Atrapamiento**, la cual se mide en términos porcentuales y representa la fracción de sedimentos en suspensión que son atrapados en el embalse, teniendo en cuenta que parte de estos podrían pasar a través de las turbinas durante la operación normal, y en otros casos, a través de la descarga de fondo o del vertedero de excesos. Dicha eficiencia se calcula con base en la ecuación de Churchill:

$$E = 100 - (1600.R^{-0.2}-12)$$

Donde:

- E : Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]
- R : Índice de Sedimentación [s²/m]

El índice de sedimentación se calcula a su vez como:

$$R = \frac{t_D}{v_{Pr}}$$

Donde:

- t_D : Tiempo de retención hidráulica [s]
- v_{Pr} : Velocidad media de flujo dentro del embalse [m/s]

El tiempo de retención hidráulica se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$t_D = \frac{V_E}{Q}$$

Donde:

- V_E : Volumen del embalse [m³]
- Q : Caudal promedio de entrada al embalse [m³/s]

La velocidad promedio de flujo dentro del embalse se calcula así:

$$v_{Pr} = \frac{Q}{A_{ST}}$$

Donde A_{ST} es el área seccional promedio del embalse, la cual se calcula como:

$$A_{ST} = \frac{V_E}{L_E}$$

Donde L_E es la longitud del embalse. Ahora, reemplazando y combinando las ecuaciones anteriores, es posible determinar el **Índice de Sedimentación**, tal como se evidencia en la siguiente expresión:

$$R = \frac{V_E^2}{Q^2 L_E}$$

Una vez calculadas las densidades del sedimento depositado durante los años definidos para el análisis (25), se determina, para cada año, las cantidades de sedimentos que originalmente vienen en suspensión, depositados durante cada año T, ello utilizando la siguiente expresión:

$$V_T = 1000000 \frac{E \cdot Q_s}{W_T}$$

Donde:

- Q_s : Caudal de sedimentos en suspensión que entran al embalse [kTon/Año]
- V_T : Volumen de sedimentos depositados en el embalse durante el año T [m^3 /Año]
- E : Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [Adim]

Adicionalmente, si bien el procedimiento anterior permite cuantificar los sedimentos en suspensión que se depositan en el embalse, también se debe calcular la cantidad de sedimentos de arrastre que entran en el mismo, para lo cual la mejor opción es medir directamente dicho transporte, y además tener el perfil exacto del fondo del embalse, que no se tiene para este caso. Por lo tanto se hace necesario correlacionar la cantidad de sedimentos de arrastre, con la cantidad calculada de sedimentos en suspensión, tomando como referencia la Tabla 5-25.

Tabla 5-25: Relación entre sedimentos en suspensión y arrastre.

Concentración de los sedimentos suspendidos [mg/L]	Material de arrastre	Textura del material en suspensión	Porcentaje de carga de fondo en función de la carga suspendida [%]
<1000	Arena	De 20% a 50% de arena	20 a 150
1000 a 7500	Arena	De 20% a 50% de arena	10 a 35
>7500	Arena	De 20% a 50% de arena	5
Cualquier concentración	Arcilla compactada, grava, guijarros o cantos	De una pequeña cantidad a 25% de arena	5 a 15
Cualquier concentración	Arcilla y limo	Sin arena	<2

Fuente de tabla: UPME.

Mediante el uso de esta tabla se calcula en función de los tres (3) primeros parámetros, el porcentaje de carga de fondo. Dicho valor se multiplica por el transporte anual de sedimentos en suspensión, y se suma durante el horizonte de análisis, calculando así el volumen de arrastre que ha sido atrapado por el embalse. La expresión matemática que resume este cálculo es la siguiente:

$$V_A = p_{CF} \cdot \sum_{T=1}^N V_{S,T}$$

Donde:

- p_{CF} : Fracción de carga de fondo en función de la carga suspendida [Adim]
- $V_{S,T}$: Volumen de sedimentos en suspensión entrando al embalse en el año T [m³]

El valor de $V_{S,T}$ se calcula así:

$$V_{S,T} = 0.365 \cdot Q_s$$

Finalmente, al sumar los aportes de arrastre y en suspensión, se obtiene el volumen total de sedimento depositado en el embalse, el cual reduce la capacidad inicial del embalse al final del año N.

5.5.3.1.15.3. Sedimentación – Resultados

La teoría expuesta en el numeral anterior se aplicó en 12 embalses: Sogamoso, El Quimbo, Ituango, Miel I, San Carlos, Urrá I, Chivor, Guavio, Porce III, Peñol, Prado y Riogrande II. Para el cálculo de los volúmenes de sedimento se asumió lo siguiente:

- Operación del embalse tipo 2, salvo El Peñol.
- Fracción de arcilla del 37%.
- Fracción de limo del 23%.
- Fracción de arena del 40%.
- Dado que no había datos de caudal sólido para los embalses de San Carlos, Urrá I, Chivor, Guavio, Porce III y Prado, se asumió una concentración de sedimentos en suspensión de 1200 mg/L.
- De acuerdo con la Tabla 5-25, se escogió un valor del porcentaje de arrastre de 0.75 para las concentraciones de sólidos en suspensión menores a 1000 mg/L, y de 0.20 para las concentraciones entre 1000 y 7500 mg/L.
- Horizonte de análisis de 25 años.

El cálculo se muestra en la Tabla 5-26:

Tabla 5-26: Cálculo de sedimentación en embalses.

Parámetros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urrá I	Chivor	Guavio	Porce III	Peñol	Prado	Riogrande II
Año última batimetría	2014	2014	2014	2015	2015	2012	NA	NA	NA	NA	2014	2014
Tipo de Operación	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
Fracción Arcilla	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37	0 37
Fracción Limo	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23	0 23
Fracción Arena	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40	0 40
Densidad Arcilla [kg/m ³]	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00	416 00
Densidad Limo [kg/m ³]	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00	1120 00
Densidad Arena [kg/m ³]	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00	1550 00
Densidad inicial [kg/m ³]	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Parámetros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urra I	Chivor	Guavio	Porce III	Peñol	Prado	Rio grande II
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00	256 00
Factor de Tiempo Limo (Km)	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00	91 00
Factor de Tiempo Arena (Ka)	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00
Factor de Tiempo Total (K)	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65	115 65
Volumen Muerto y Mínimo Técnico Inicial [m3]	1500000000 00	1381000000 00	1744000000 00	1485600000 00	1031000000 00	3668200000 00	920000000 00	930000000 00	430000000 00	1700000000 00	5783000000 00	1042400000 00
Volumen Útil Inicial [m3]	3300000000 00	1824000000 00	9760000000 00	4413800000 00	4839000000 00	12336200000 00	6680000000 00	9500000000 00	1270000000 00	1070000000 00	4206700000 00	1370700000 00
Volumen Total Inicial [m3]	4800000000 00	3205000000 00	27200000000 00	5899400000 00	5870000000 00	16004400000 00	7600000000 00	10430000000 00	1700000000 00	12400000000 00	9989700000 00	2413100000 00
Longitud del Embalse [m]	17690 00	55000 00	79000 00	21460 00	8640 00	22260 00	22900 00	14470 00	15430 00	7250 00	23550 00	11500 00
Área Seccional Promedio [m2]	271339 74	58272 73	34430 38	27490 21	6793 98	71897 57	33187 77	72080 17	11017 50	171034 48	42419 11	20983 48
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	9989536 61	13595203 77	3272698 79	7020555 85	2136444 09	4715443 16	9563130 45	14731429 02	2149396 49	37037923 37	18447590 76	8303854 09
Índice de Sedimentación (Ksd)	56410877 16 57	33605375 54 41	135576675 9 6	22967476 46 76	528286266 65	998895067 6 7	39936010 44 82	14997581 26 56	299410580 89	18921486 44 52 56	14450683 85 79	59959993 76 58
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [p u]	0 94	0 92	0 74	0 91	0 83	0 87	0 93	0 97	0 80	1 00	0 97	0 94
Caudal Líquido Promedio [m3/s]	480 50	235 74	831 12	84 03	27 48	339 40	79 47	70 80	79 09	33 48	54 15	29 06
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0 00	0 00	0 02	0 00	0 00	0 00	0 00	0 00	0 01	0 00	0 00	0 00
Concentración SST [mg/L]	248 73	1285 98	331 18	822 27	1200 00	1200 00	1200 00	1200 00	1200 00	991 88	1200 00	2237 23
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	3768 99	9560 55	8680 26	2179 00	1039 76	12844 13	3007 47	2679 34	2993 09	1047 23	2049 28	2050 28
Factor de Arrastre [Adim]	0 75	0 20	0 75	0 75	0 20	0 20	0 20	0 20	0 20	0 75	0 20	0 20
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	2826 74	1912 11	6510 20	1634 25	207 95	2568 83	601 49	535 87	598 62	785 42	409 86	410 06
Densidad [kg/m3] Año 1	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70	1149 70
Densidad [kg/m3] Año 2	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86	1147 86
Densidad [kg/m3] Año 3	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94	1145 94
Densidad [kg/m3] Año 4	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94	1143 94
Densidad [kg/m3] Año 5	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86	1141 86
Densidad [kg/m3] Año 6	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68	1139 68
Densidad [kg/m3] Año 7	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40	1137 40
Densidad [kg/m3] Año 8	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01	1135 01
Densidad [kg/m3] Año 9	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49	1132 49
Densidad [kg/m3] Año 10	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84	1129 84
Densidad [kg/m3] Año 11	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03	1127 03
Densidad [kg/m3] Año 12	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04	1124 04
Densidad [kg/m3] Año 13	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86	1120 86
Densidad [kg/m3] Año 14	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45	1117 45

Parametros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urra I	Chivor	Guavio	Porco III	Pañol	Prado	Riogrande II
Densidad [kg/m ³] Año 15	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78	1113 78
Densidad [kg/m ³] Año 16	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79	1109 79
Densidad [kg/m ³] Año 17	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45	1105 45
Densidad [kg/m ³] Año 18	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66	1100 66
Densidad [kg/m ³] Año 19	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32	1095 32
Densidad [kg/m ³] Año 20	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29	1089 29
Densidad [kg/m ³] Año 21	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34	1082 34
Densidad [kg/m ³] Año 22	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13	1074 13
Densidad [kg/m ³] Año 23	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06	1064 06
Densidad [kg/m ³] Año 24	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92	1050 92
Densidad [kg/m ³] Año 25	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52	1031 52
Volumen Sedimentado Año 1	3083467 46	7658781 95	5600842 79	1715728 00	752347 93	9678717 40	2426892 28	2266273 39	2075529 06	910869 68	1731386 48	1681242 98
Volumen Sedimentado Año 2	3088427 99	7671103 02	5609853 16	1718488 18	753558 27	9694288 05	2430796 55	2269919 26	2078868 07	912335 05	1734171 85	1683947 68
Volumen Sedimentado Año 3	3093600 81	7683951 40	5619249 13	1721366 49	754820 41	9710525 07	2434867 91	2273721 16	2082349 97	913863 12	1737076 42	1686768 14
Volumen Sedimentado Año 4	3099004 38	7697372 88	5629064 22	1724373 18	756138 85	9727486 36	2439120 87	2277692 65	2085987 20	915459 36	1740110 56	1689714 40
Volumen Sedimentado Año 5	3104659 63	7711419 52	5639336 49	1727519 93	757518 69	9745237 67	2443571 93	2281849 12	2089793 83	917129 95	1743286 02	1692797 89
Volumen Sedimentado Año 6	3110590 50	7726150 73	5650109 37	1730820 03	758965 79	9763854 10	2448239 90	2286208 16	2093785 99	918881 95	1746616 23	1696031 66
Volumen Sedimentado Año 7	3118824 44	7741634 74	5661432 77	1734288 77	760486 84	9783421 88	2453146 43	2290789 96	2097982 15	920723 48	1750116 64	1699430 69
Volumen Sedimentado Año 8	3123393 26	7757950 50	5673364 44	1737943 84	762089 59	9804040 77	2458316 52	2295617 88	2102403 72	922663 94	1753805 07	1703012 29
Volumen Sedimentado Año 9	3130333 97	7775189 98	5685971 62	1741805 85	763783 08	9825827 02	2463779 32	2300719 13	2107075 62	924714 25	1757702 32	1706796 68
Volumen Sedimentado Año 10	3137690 07	7793461 24	5699333 33	1745898 99	765577 93	9848917 15	2469569 06	2306125 69	2112027 13	926887 28	1761832 82	1710807 55
Volumen Sedimentado Año 11	3145513 16	7812892 37	5713543 25	1750251 98	767486 71	9873473 08	2475726 34	2311875 47	2117292 96	929198 25	1766225 53	1715073 04
Volumen Sedimentado Año 12	3153864 99	7833636 84	5728713 62	1754899 17	769524 51	9899688 72	2482299 79	2318013 86	2122914 71	931665 42	1770915 14	1719626 83
Volumen Sedimentado Año 13	3162820 46	7855880 63	5744980 43	1759882 25	771709 59	9927799 10	2489348 33	2324595 91	2128942 78	934310 91	1775943 69	1724509 75
Volumen Sedimentado Año 14	3172471 52	7879852 12	5762510 71	1765252 37	774064 40	9958092 87	2496944 35	2331689 20	2135439 05	937161 87	1781362 82	1729771 94
Volumen Sedimentado Año 15	3182932 83	7905836 16	5781512 75	1771073 34	776616 89	9990929 96	2505178 10	2339378 02	2142480 72	940252 19	1787236 91	1735475 91
Volumen Sedimentado Año 16	3194349 97	7934194 30	5802250 97	1777426 16	779402 61	10026767 31	2514164 14	2347769 34	2150165 77	943624 86	1793647 71	1741701 04
Volumen Sedimentado Año 17	3206911 66	7965395 29	5825068 15	1784415 83	782467 59	10066197 28	2524051 02	2357001 87	2158621 24	947335 64	1800701 18	1748550 23
Volumen Sedimentado Año 18	3220868 78	8000062 28	5850420 01	1792181 97	785873 04	10110007 38	2535036 19	2367260 02	2168015 99	951458 63	1808538 19	1756160 27
Volumen Sedimentado Año 19	3236565 30	8039049 63	5878931 33	1800915 95	789702 90	10159277 29	2547390 39	2378796 57	2178581 56	956095 45	1817351 89	1764718 70
Volumen Sedimentado Año 20	3254491 28	8083574 54	5911492 26	1810890 47	794076 73	10215545 26	2561499 31	2391971 73	2190647 80	961390 86	1827417 43	1774492 74
Volumen Sedimentado Año 21	3275380 45	8135459 51	5949435 57	1822513 79	799173 57	10281114 42	2577940 47	2407324 76	2204708 62	967561 62	1839146 83	1785882 44
Volumen Sedimentado Año 22	3300407 21	8197621 51	5994894 44	1836439 38	805279 95	10359671 09	2597638 18	2425718 82	2221554 52	974954 63	1853199 52	1799528 14
Volumen Sedimentado Año 23	3331638 78	8275195 15	6051623 80	1853817 51	812900 27	10457704 10	2622219 49	2448673 26	2242576 97	984180 57	1870736 24	1816556 97
Volumen Sedimentado Año 24	3373296 98	8378666 66	6127292 19	1876997 30	823064 63	10588465 30	2655007 24	2479291 02	2270617 73	996486 58	1894127 59	1839270 87
Volumen Sedimentado Año 25	3436746 85	8536264 81	6242543 21	1912302 59	838546 02	10787628 54	2704946 47	2525925 13	2313326 81	1015229 95	1929755 09	1873866 55
Sedimentación SST en 25 Años [m]	79736252 74	198050597 74	144833769 99	44367493 31	19455176 80	250284677 16	62757690 58	58604201 38	53671689 98	23554435 50	44772410 16	43475735 39

Parámetros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urrá I	Chivor	Guavio	Porce III	Peñol	Prado	Rio grande II
Sedimentación Arrastre en 25 Años [m3]	45592620 97	30840470 89	105003145 1 6	26358870 97	3354074 68	41432681 55	9701517 50	8643021 44	9655139 34	12668104 84	6610570 63	6613796 43
Sedimentación Total en 25 Años [m3]	125328873 7 1	228891068 6 4	249836915 1 5	70726364 28	22809251 4 9	291717358 7 1	72459208 08	67247222 82	63326829 3 1	36222540 34	51382980 79	50089531 82
Volumen Remanente después de 25 años [m3]	4674871126 29	2976108931 36	2470163084 85	519213835 7 2	35890748 5 1	1308722641 29	887540791 9 2	975752777 18	108673170 89	1203777459 6 6	947587019 21	191220468 1 8
Pérdida de Capacidad en 25 años [p u]	0 03	0 07	0 09	0 12	0 39	0 18	0 10	0 06	0 37	0 03	0 05	0 21
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [p u]	0 31	0 43	0 64	0 25	0 18	0 23	0 12	0 09	0 25	0 14	0 58	0 43
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [p u]	0 01	0 03	0 06	0 03	0 07	0 04	0 01	0 01	0 09	0 00	0 03	0 09
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [p u]	0 02	0 04	0 03	0 09	0 32	0 14	0 08	0 06	0 28	0 03	0 02	0 12

Fuente de tabla: UPME.

Como puede verse, sólo los embalses de San Carlos y Porce III muestran una sedimentación importante luego de 25 años, sin embargo no se considera crítica, dado que no se ha perdido todavía la mitad de la capacidad, al haber pasado ya la mitad de su vida útil. La siguiente clasificación muestra la magnitud de la sedimentación de los embalses, en función de la pérdida del Volumen Total (VT):

- Muy baja: Menor al 5% del VT.
- Baja: Entre el 5% y el 15% del VT.
- Media: Entre el 15% y el 25% del VT.
- Alta: Entre el 25% y el 40% del VT.
- Muy alta: Mayor al 40% del VT.

En adición a lo anterior, se estimó cuánta profundidad efectiva podría perderse luego de 25 años, asumiendo que la distribución de los sedimentos dentro del embalse es homogénea. Se calculó qué tanto de la pérdida de capacidad está por encima del mínimo técnico. El porcentaje resultante se asume igual a la pérdida de profundidad efectiva. Estos resultados se resumen en la Tabla 5-27:

Tabla 5-27: Resumen de resultados de sedimentación.

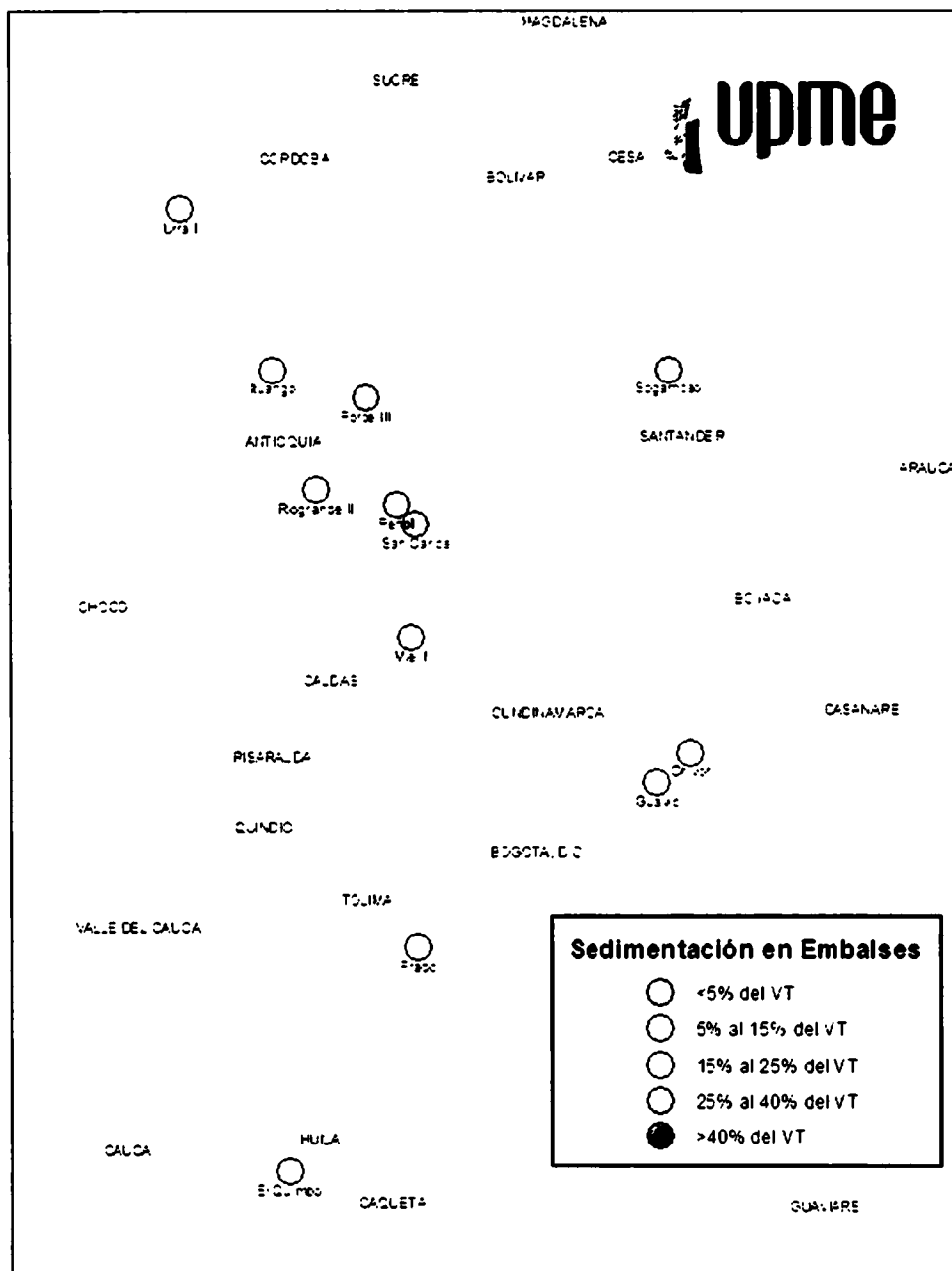
Embalse	Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	Caudal Líquido Promedio [m3/s]	Pérdida de Capacidad en 25 años	Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]
Sogamoso	94 06	480 50	2 61	31 25	0 82	1 80
El Quimbo	92 10	235 74	7 14	43 09	3 08	4 06
Ituango	74 18	831 12	9 19	64 12	5 89	3 30
Miel I	90 53	84 03	11 99	25 18	3 02	8 97
San Carlos	83 19	27 48	38 86	17 56	6 82	32 03
Urrá I	86 64	339 40	18 23	22 92	4 18	14 05
Chivor	92 78	79 47	9 53	12 11	1 15	8 38
Guavio	97 25	70 80	6 45	8 92	0 57	5 87
Porce III	79 72	79 09	37 25	25 29	9 42	27 83

Peñol	100	33.48	2.92	13.71	0.40	2.52
Prado	97.14	54.15	5.14	57.89	2.98	2.17
Riogrande II	94.28	29.06	20.76	43.20	8.97	11.79

Fuente de tabla: UPME.

De acuerdo con los resultados, la Gráfica 5-103 muestra esquemáticamente la sedimentación producida dentro de cada uno de los embalses, como porcentaje del Volumen Total (VT):

Gráfica 5-103: Sedimentación en embalses.



Fuente de gráfica: UPME

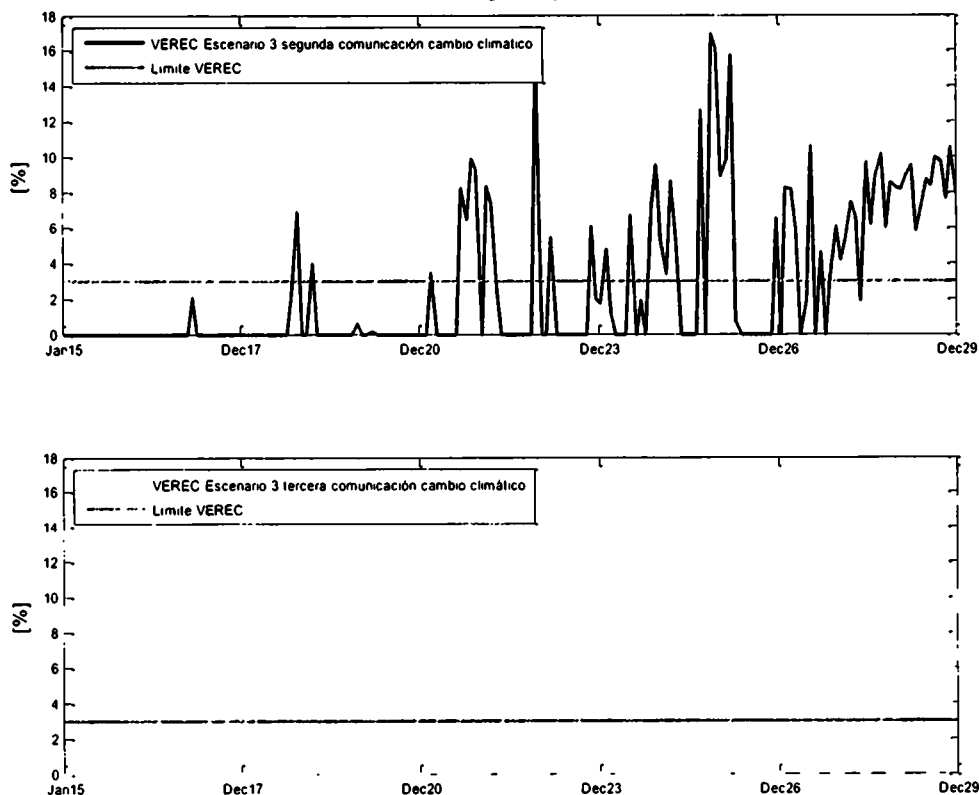
5.5.3.1.16. Resultados simulaciones cambio climático y sedimentación

Una vez se han reconstruido las series históricas de caudales aportantes a las plantas del SIN, modificadas por los porcentajes de reducción e incremento que el IDEAM prevé en sus comunicaciones acerca del Cambio Climático, al igual que calculado los porcentajes de colmatación de los principales embalses por la sedimentación, se procede a determinar el efecto conjunto de estos dos aspectos en las señales de expansión y estrategias de largo plazo. Como se dijo anteriormente, los casos de referencia son el escenario 3 (corto plazo) y el escenario 6 (largo plazo). El objetivo de modificar las series históricas según las proyecciones del IDEAM (escenario A2 para el caso de la segunda comunicación), es generar a través del Modelo Autoregresivo de Parámetros-ARP del SDDP, escenarios futuros de aportes "contaminados" por el cambio climático, y cuantificar su efecto en la expansión del SIN (horizonte 2015-2029). En este mismo sentido, los porcentajes de sedimentación se tienen en cuenta en las simulaciones, modificando el volumen útil de los principales embalses (se asume una reducción progresiva durante el periodo de planeación, 2015-2029, teniendo en cuenta la reducción calculada a 25 años).

5.5.3.1.16.1. Resultados simulaciones cambio climático y sedimentación-necesidades de expansión

En la Gráfica 5-104 se presenta el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado-VEREC para el escenario 3 de corto plazo, teniendo en cuenta los caudales afectados por la segunda y tercera comunicación del IDEAM. Es evidente que bajo la segunda comunicación las necesidades de expansión se adelantarían del 2021 al 2018. Por otro lado, la tercera comunicación implicaría la necesidad de nueva capacidad en el 2022, es decir, un (1) año más respecto al caso base.

Gráfica 5-104: VEREC escenario 3. Segunda y tercera comunicación IDEAM.

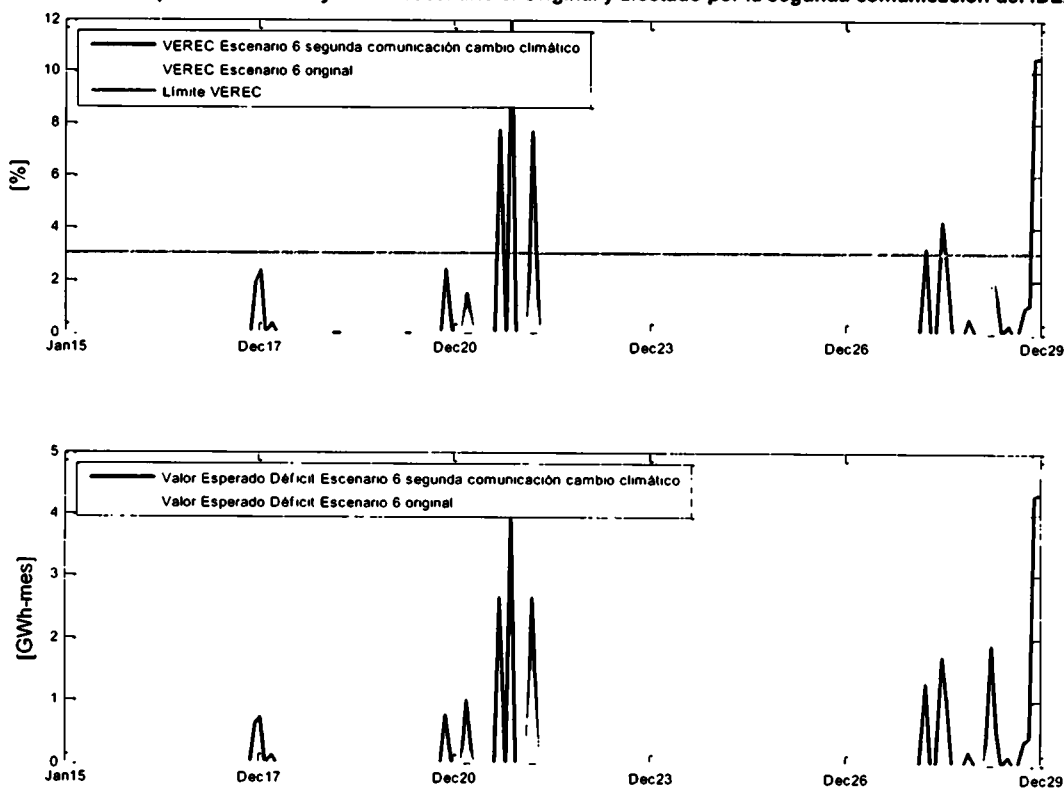


Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.16.2. Resultados simulaciones cambio climático y sedimentación-verificación de la confiabilidad en el largo plazo

En la Gráfica 5-105 se observa el VEREC para el escenario 6 de largo plazo, considerando los aportes hidrológicos de la segunda comunicación del IDEAM (no se justifica realizar el ejercicio para la tercera comunicación, ya que la misma prevé un incremento en los caudales, y el escenario analizado sigue una senda de expansión hidroeléctrica). Respecto al caso original, donde se garantiza la confiabilidad energética durante todo el horizonte, se observa la violación de los indicadores en varios instantes, razón por la cual se requeriría de capacidad de generación adicional para cumplir los criterios exigidos en la regulación. Adicionalmente, en esta misma gráfica se presenta el Valor Esperado del Déficit para el escenario 6 original y el modificado, siendo evidente que para este último, la demanda nacional estaría bajo condiciones más riesgosas en relación a su abastecimiento.

Gráfica 5-105: Comparación VEREC y déficit escenario 6. Original y afectado por la segunda comunicación del IDEAM.



Fuente de gráfica: UPME.

5.5.3.1.16.3. Resultados simulaciones cambio climático y sedimentación-conclusiones

Respecto al cambio climático, las comunicaciones del IDEAM son contradictorias, y prevén una reducción e incremento en los aportes hidrológicos al SIN, lo anterior en el muy largo plazo. No obstante, en la actualidad se están presentando de manera más frecuente e intensa fenómenos como El Niño y La Niña, los cuales afectan el sistema de generación Colombiano. Fue por ello que con la información proyectada por el IDEAM se modificaron los caudales históricos, y a partir de los mismos se analizó el comportamiento del SIN. Se evidenció la dependencia del parque hidroeléctrico, ya que en función de la segunda o tercera comunicación del IDEAM, se adelantan o atrasan las señales de expansión, al igual que no se garantizaría la seguridad en el abastecimiento de la demanda bajo una senda de expansión hidroeléctrica.



También se llevó a cabo con la información disponible, un análisis de sedimentación en los principales embalses del SIN y su efecto en la expansión. Los resultados muestran un porcentaje importante de la pérdida del volumen útil en Porce III y San Carlos durante 25 años de estudio. De todas maneras los resultados no son concluyentes, y deberán ser complementados con mayor información de los agentes.

5.6. PLANIFICACIÓN INTEGRADA 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, la 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 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.

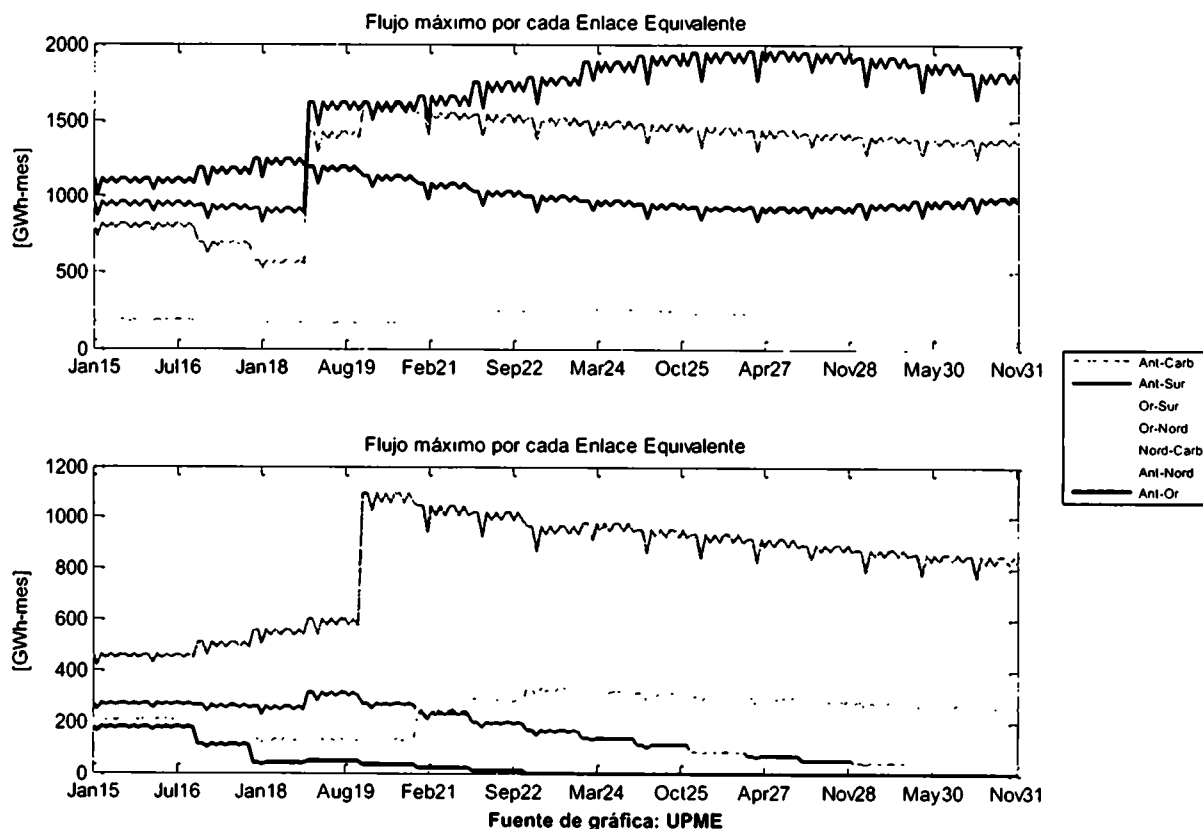
La Unidad ha formulado desde la versión pasada del Plan varios ejercicios indicativos, buscando alternativas a la problemática citada, es decir, soluciones multipropósito que resuelvan las deficiencias o limitaciones en una área eléctrica específica, y garanticen a la vez la confiabilidad energética. Producto de lo anterior la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó su documento 077, cuyos lineamientos le permitirían a la UPME contemplar en el planeamiento de la transmisión alternativas de potencia localizada (una vez el documento sea instrumentado vía resolución). Adicionalmente es importante determinar bajo los escenarios de expansión en generación de largo plazo, cuáles serían los intercambios de energía y potencia esperados entre cada una de las áreas eléctricas del SIN, lo anterior considerando los límites de intercambio, actuales y proyectados.

En este sentido se presentan nuevos análisis, que tienen como objetivo:

- Determinar en el largo plazo las necesidades de expansión, considerando las limitaciones de intercambio entre cada una de áreas eléctricas del SIN, a saber, Caribe, Antioquia, Suroccidental, Oriental y Nordeste. Para este ejercicio se contemplan los límites de transferencia existentes y futuros, los cuales fueron calculados para el horizonte 2015 – 2029 con el cronograma establecido para los

- principales proyectos de transmisión (ver Determinar a la luz del documento CREG 077 la mejor solución a las deficiencias identificadas a partir de los años 2025 y 2030 en las áreas Oriental y Caribe, respectivamente, ello desde el punto de vista de la demanda y del inversionista. Es decir, determinar si es factible económicamente que un proyecto de generación represente la mejor alternativa, en contraste con una solución convencional de red.
- Gráfica 5-106).
- Validar de manera general el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad para los escenarios de generación de Largo Plazo, teniendo en cuenta los límites de intercambio. Adicionalmente, determinar variaciones en las tendencias o patrones de los flujos de energía en los enlaces equivalentes, a la luz de los proyectos de generación propuestos.
- A través de la metodología de Costos Marginales Locales – LMP, dar señales indicativas de ubicación para diferentes tipos de usuarios, desde grandes consumidores y los mismos generadores.
- Determinar a la luz del documento CREG 077 la mejor solución a las deficiencias identificadas a partir de los años 2025 y 2030 en las áreas Oriental y Caribe, respectivamente, ello desde el punto de vista de la demanda y del inversionista. Es decir, determinar si es factible económicamente que un proyecto de generación represente la mejor alternativa, en contraste con una solución convencional de red.

Gráfica 5-106: Intercambios máximos permitidos. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.



A continuación se analiza para cada uno de los escenarios de largo plazo, la confiabilidad energética y el costo marginal local de cada área eléctrica del SIN, al igual que el valor esperado de los flujos de energía en los

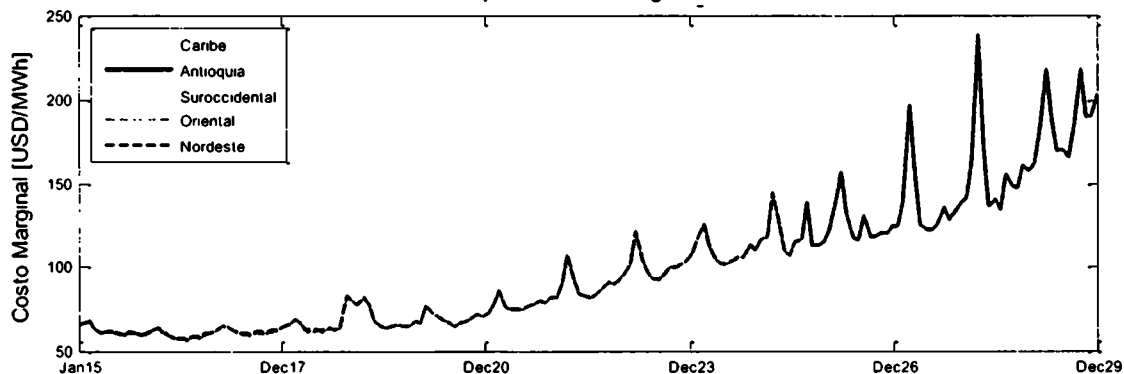
enlaces equivalentes (con límites de intercambio). Para poder contrastar los resultados, se analiza también el escenario 1 de corto plazo, que contempla solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

5.6.1. Escenario 1

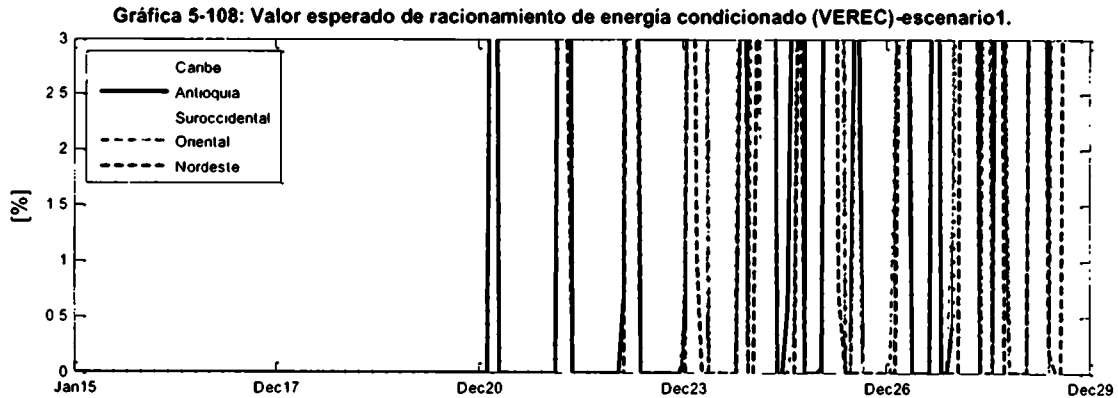
En la Gráfica 5-107, Gráfica 5-108 y Gráfica 5-109 se presenta el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

- Considerando los límites de transferencia existentes y proyectados, se observa que las señales en relación al VEREC se mantienen, es decir, se necesita expansión en generación a partir del año 2021. De todas maneras los déficit calculados no son concluyentes para determinar cuáles son las áreas con mayores dificultades, ello en virtud a: i) la simulación en el SDDP fue integrada, y no coordinada; ii) los costos de racionamiento son iguales para cada una de las cinco (5) áreas; iii) a partir del año 2021, que es el momento donde se identifica la violación del criterio de confiabilidad, los límites de transferencia no están "saturados".
- La convergencia del Valor Esperado de los costos locales para cada una de las cinco (5) áreas a partir del año 2022 reafirman la naturaleza de las deficiencias, es decir, son de carácter energético, y no de potencia (cuando los LMP convergen hacia un mismo valor es evidente que la red de transmisión permite el flujo de potencia libremente entre cada una de las zonas del SIN).
- La evolución del Valor Esperado del Costo Nodal en Caribe es totalmente consecuente con el comportamiento del Valor Esperado de los intercambios entre esta área y el resto del sistema. Se observa como antes del año 2018, periodo donde aún no está en servicio el refuerzo a la Costa Atlántica, las importaciones de energía a través de los enlaces Antioquia – Caribe y Nordeste – Caribe están saturadas, situación que cambia una vez entra en servicio el mencionado refuerzo.

Gráfica 5-107: Valor esperado costo marginal local-escenario 1.

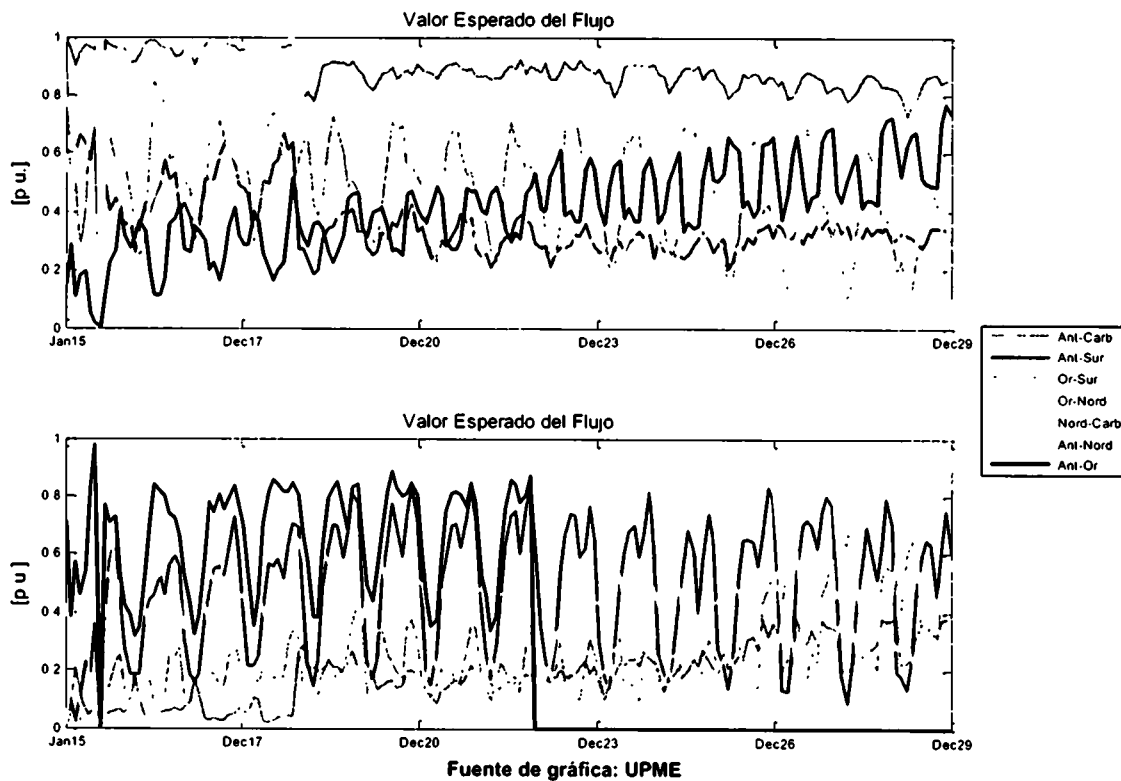


Fuente de gráfica: UPME



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-109: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.



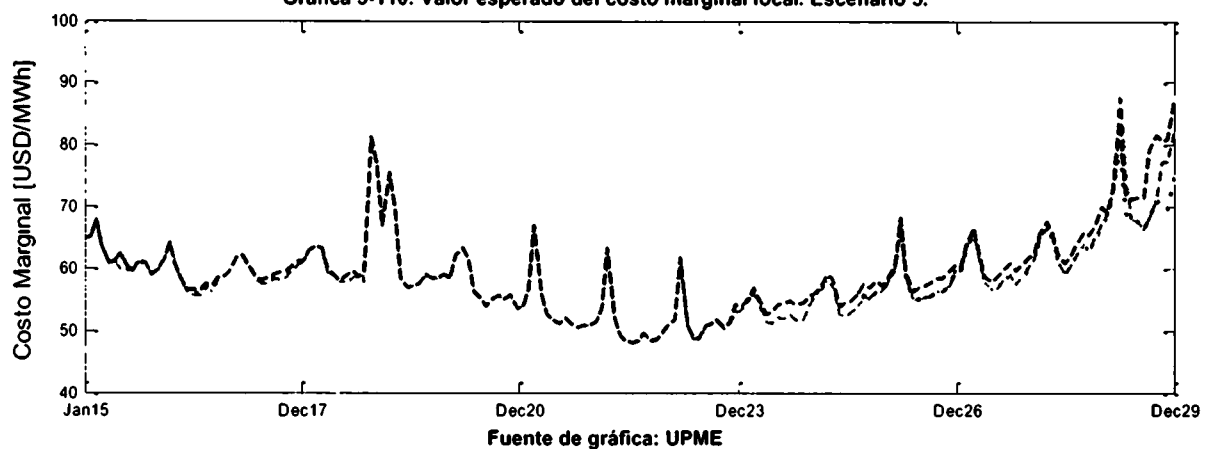
5.6.2. Escenario 5

En la Gráfica 5-110, Gráfica 5-111 y Gráfica 5-112 se observa el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

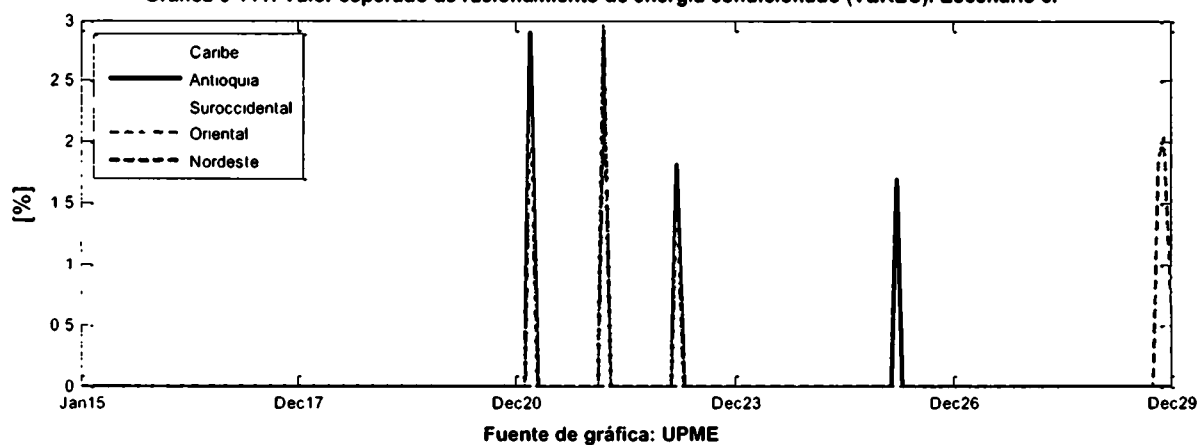
- El comportamiento del valor esperado de los costos marginales locales refleja un incremento en aquellas áreas donde se instala nueva capacidad de generación, específicamente en Caribe y Nordeste, la cual es necesaria para garantizar los criterios de confiabilidad (recursos térmicos). Es por ello que se observa una separación de los dos costos en contraste con los demás.

- Respecto a la evolución de los intercambios entre cada una de las áreas, no se ven variaciones significativas en relación al escenario 1.
- Se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad.

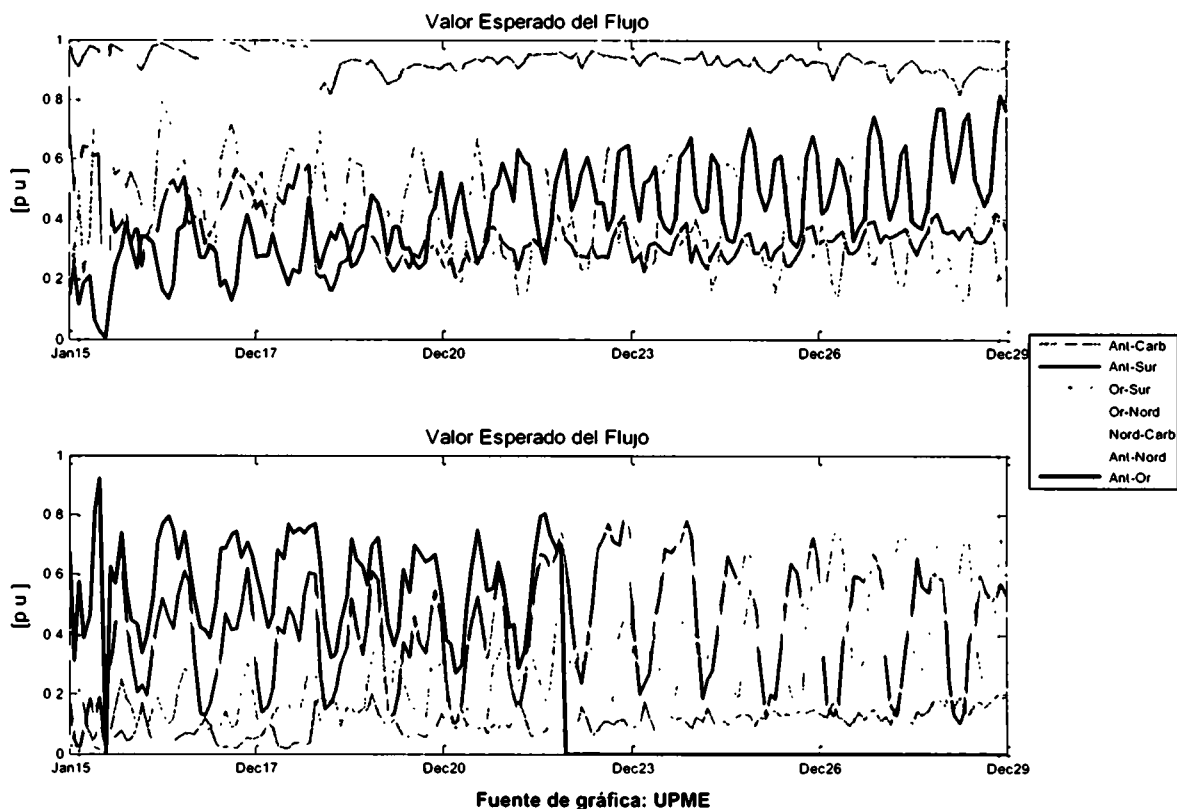
Gráfica 5-110: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 5.



Gráfica 5-111: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 5.



Gráfica 5-112: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.

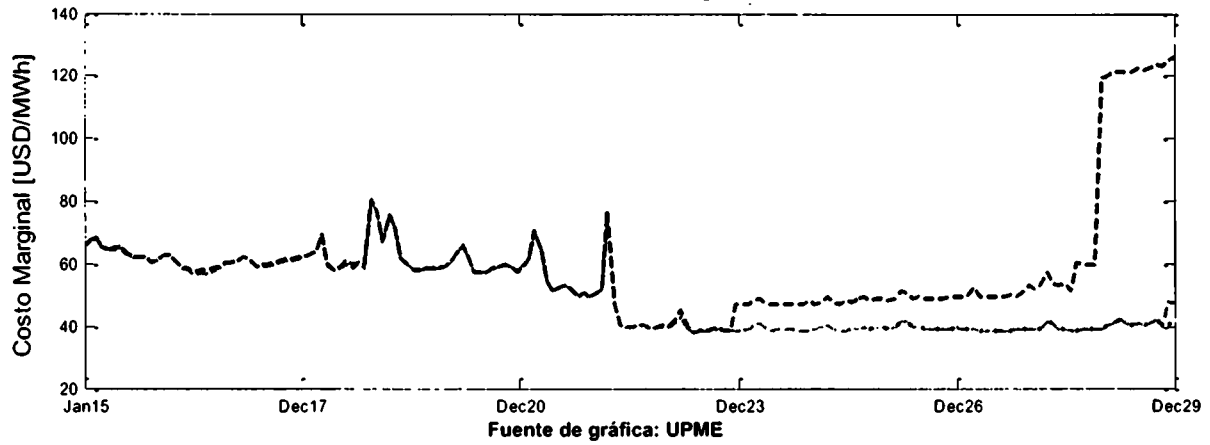


5.6.3. Escenario 6

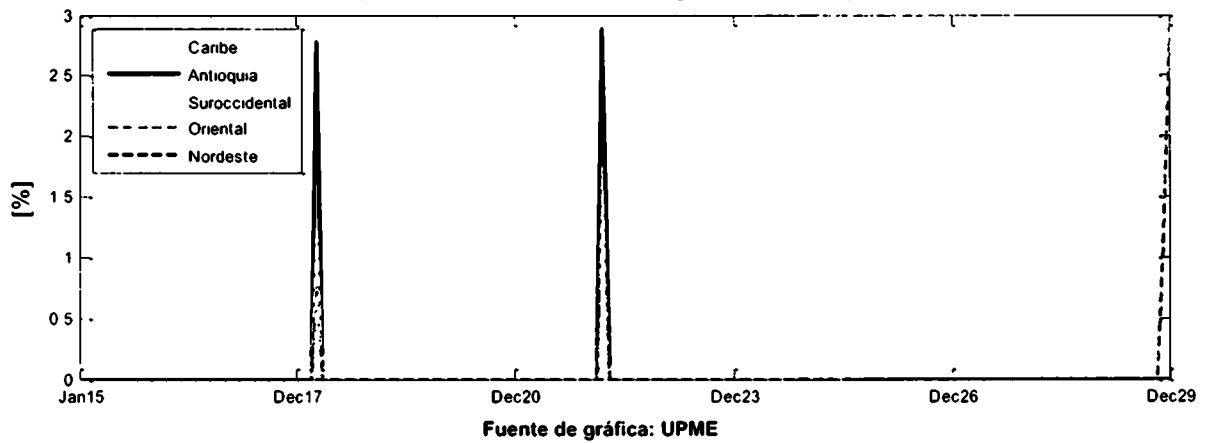
En la Gráfica 5-113, Gráfica 5-114 y Gráfica 5-115 se presenta el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

- Si bien para este caso la expansión en generación es de naturaleza hidroeléctrica (ubicada principalmente en Antioquia), los efectos de esta alternativa se ven en Caribe y Nordeste. La energía producida desde Antioquia es evacuada a todo el sistema, principalmente hacia la Costa. Es por ello que las transferencias por los enlaces Antioquia – Caribe, Nordeste – Caribe, Oriental – Nordeste y Antioquia – Nordeste copan los límites de importación, imposibilitando la capacidad de “traer” más energía desde el interior. Esto ocasiona que las áreas Caribe y Nordeste utilicen sus recursos locales, incrementando sus costos marginales.
- Se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad. No obstante, es posible que para el periodo 2023 – 2029 se incremente el valor esperado de las restricciones.

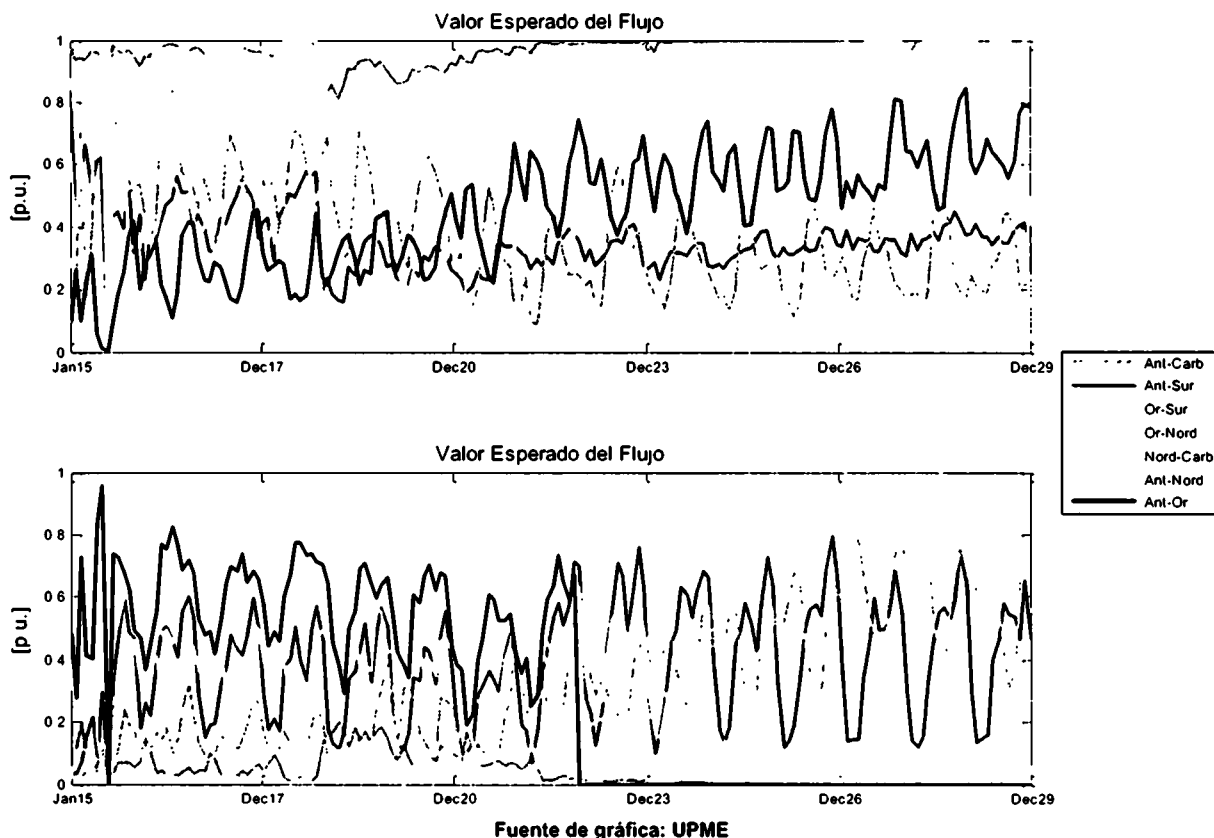
Gráfica 5-113: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 6.



Gráfica 5-114: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 6.



Gráfica 5-115: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.

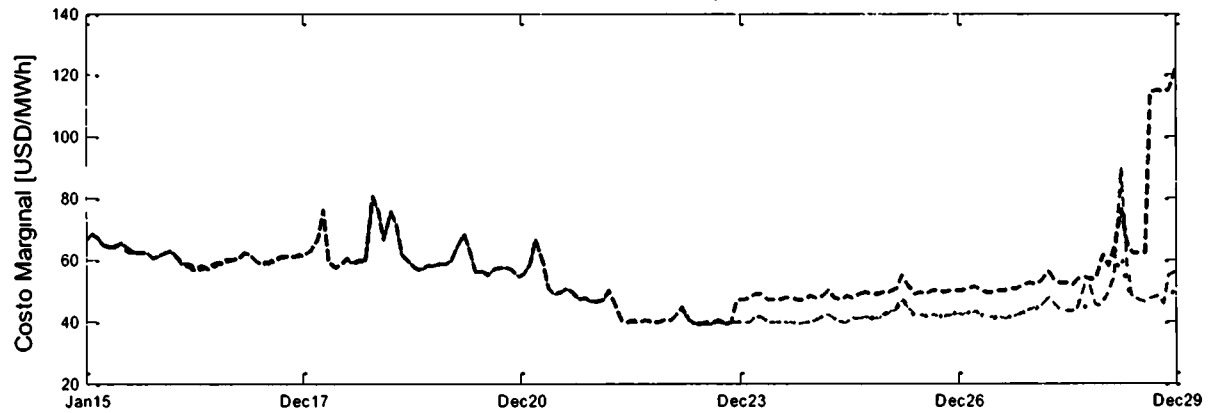


5.6.4. Escenario 7

En la Gráfica 5-116, Gráfica 5-117 y Gráfica 5-118 se observa el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

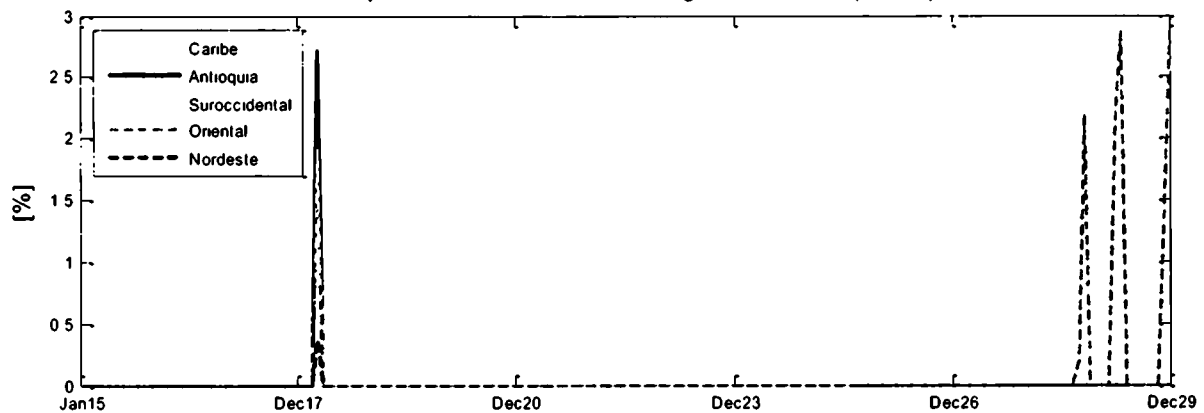
- La expansión propuesta tiene el mismo efecto en el valor esperado de los costos locales en Nordeste y Antioquia (comparado con el escenario 6), a pesar de que la generación hidroeléctrica en esta última área es menor y la capacidad térmica en Caribe es mayor. Así mismo, se observa la "saturación" de los límites de intercambio Antioquia – Caribe, Nordeste – Caribe, Antioquia – Nordeste y Oriental – Nordeste. Esto ocasiona nuevamente que las áreas Caribe y Nordeste utilicen sus recursos locales, incrementando sus costos marginales.
- Finalmente se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad. No obstante, es posible que para el periodo 2023 – 2029 se incremente nuevamente el valor esperado de las restricciones.

Gráfica 5-116: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 7.



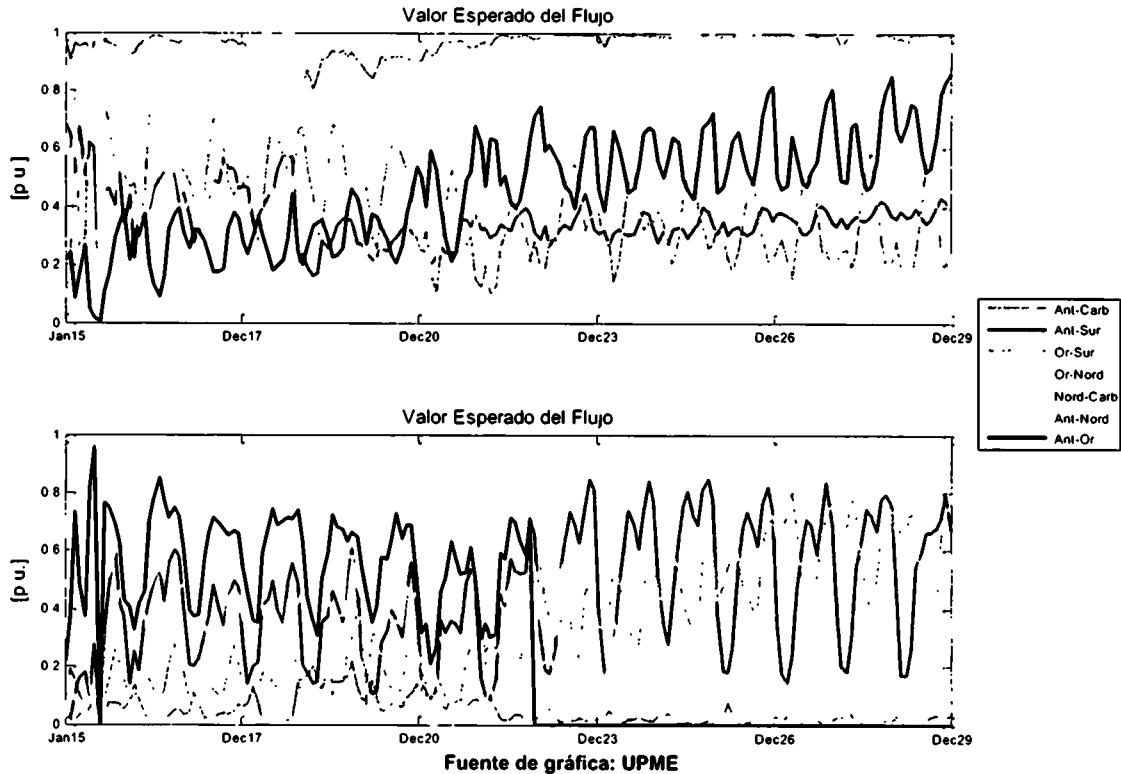
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 5-117: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-118: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.

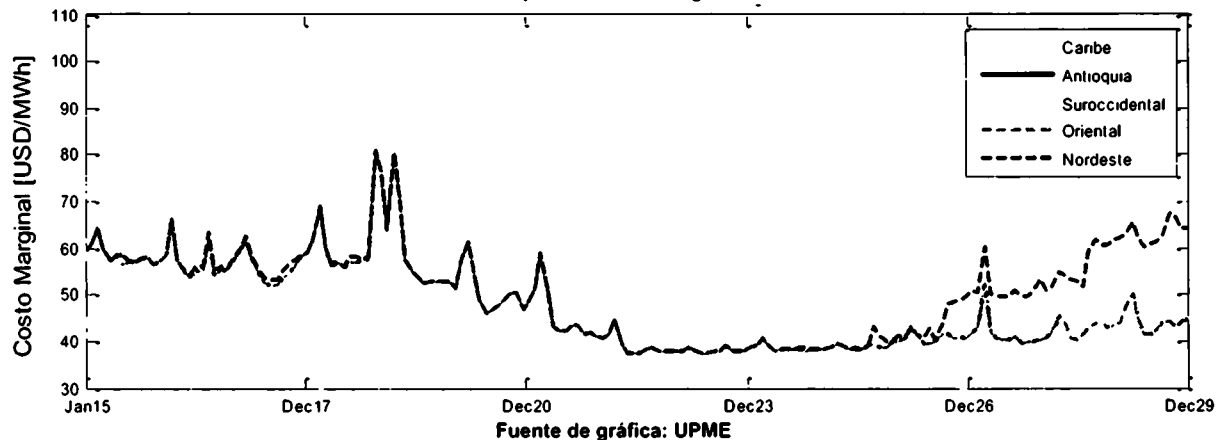


5.6.5. Escenario 8

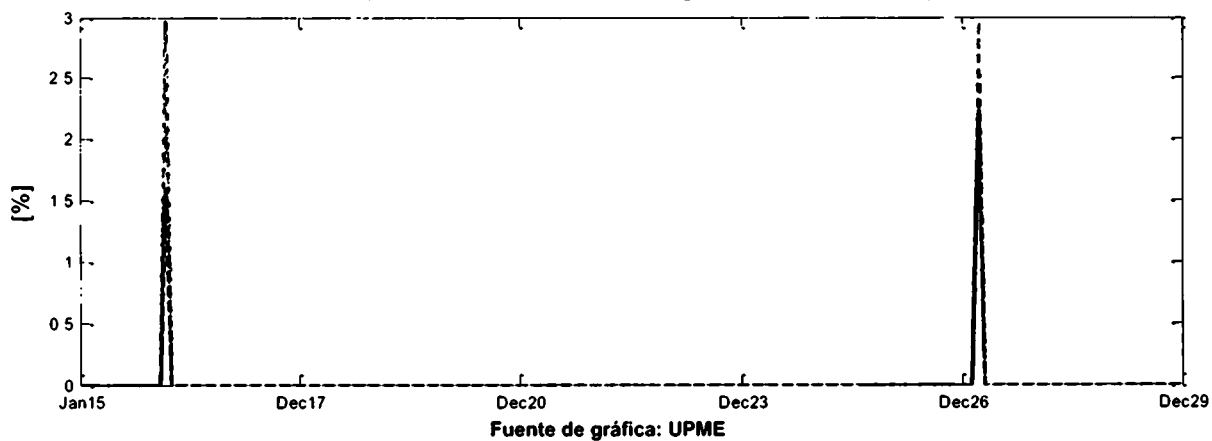
En la Gráfica 5-119, Gráfica 5-120 y Gráfica 5-121 se presenta el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

- Debido a la entrada de los parques eólicos en la Guajira y el refuerzo a la Costa a nivel de 500 kV, a partir del año 2018 se ve una fuerte reducción del Valor Esperado del costo marginal en el área Caribe. A partir de dicho instante y hasta el año 2025, los costos locales en todas las áreas son similares, lo cual refleja que para dicho periodo no se presenta congestión en los enlaces que interconectan cada una de las áreas del SIN.
- Independientemente de lo anterior, los costos en Caribe y Nordeste se incrementan hacia el final del periodo, esto por la saturación de los límites de intercambio y en el caso de Caribe, porque la generación eólica se consume localmente hasta cierto punto, momento a partir del cual ya se requiere utilizar otro recurso por la imposibilidad de importar energía desde el interior.
- Finalmente se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad. No obstante es probable que se presenten restricciones.

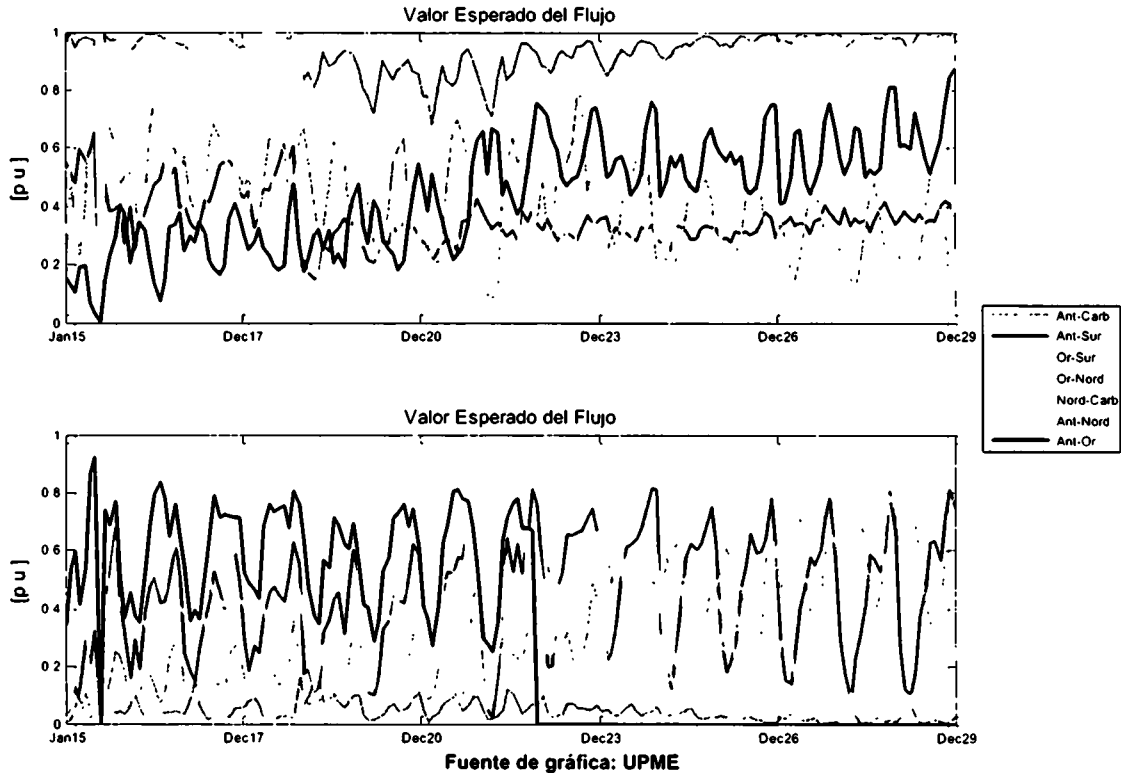
Gráfica 5-119: Valor esperado costo marginal local. Escenario 8.



Gráfica 5-120: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 8.



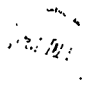
Gráfica 5-121: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.



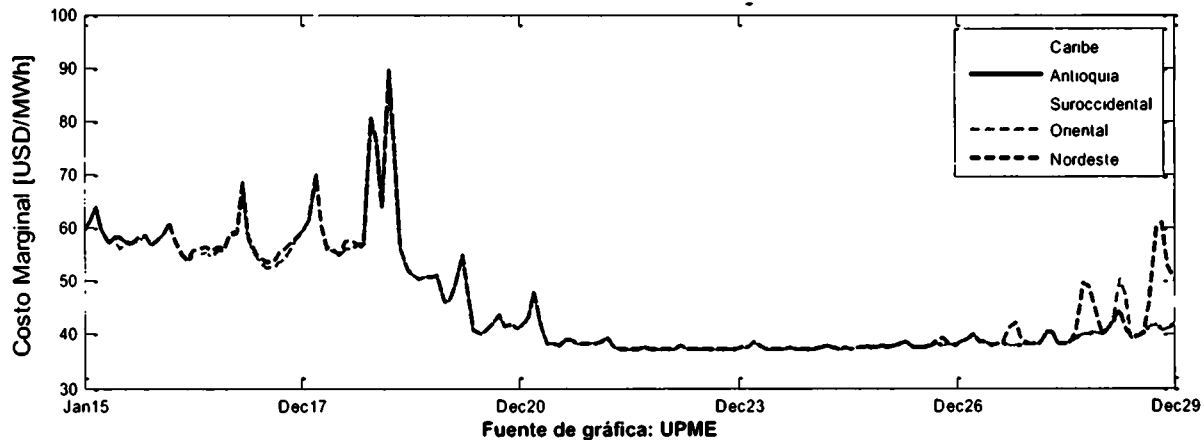
5.6.6. Escenario 9

En la Gráfica 5-122, Gráfica 5-123 y Gráfica 5-124 se observa el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

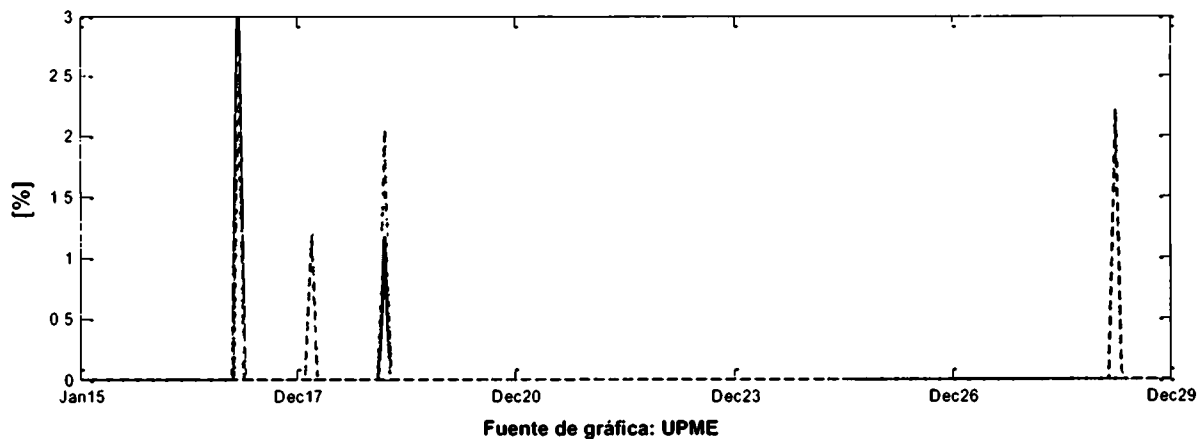
- El comportamiento de los costos marginales locales es muy similar en relación al caso 8. Sin embargo se observa que durante un horizonte mayor los mismos convergen a un solo valor, ello por la participación eólica en el área Caribe (3131 MW). Esto también quiere decir que dicha potencia se consume localmente durante un mayor intervalo de tiempo.
- Independientemente de lo anterior, los costos en Caribe y Nordeste se incrementan hacia el final del periodo.
- Finalmente se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad. No obstante es probable que se presenten restricciones.



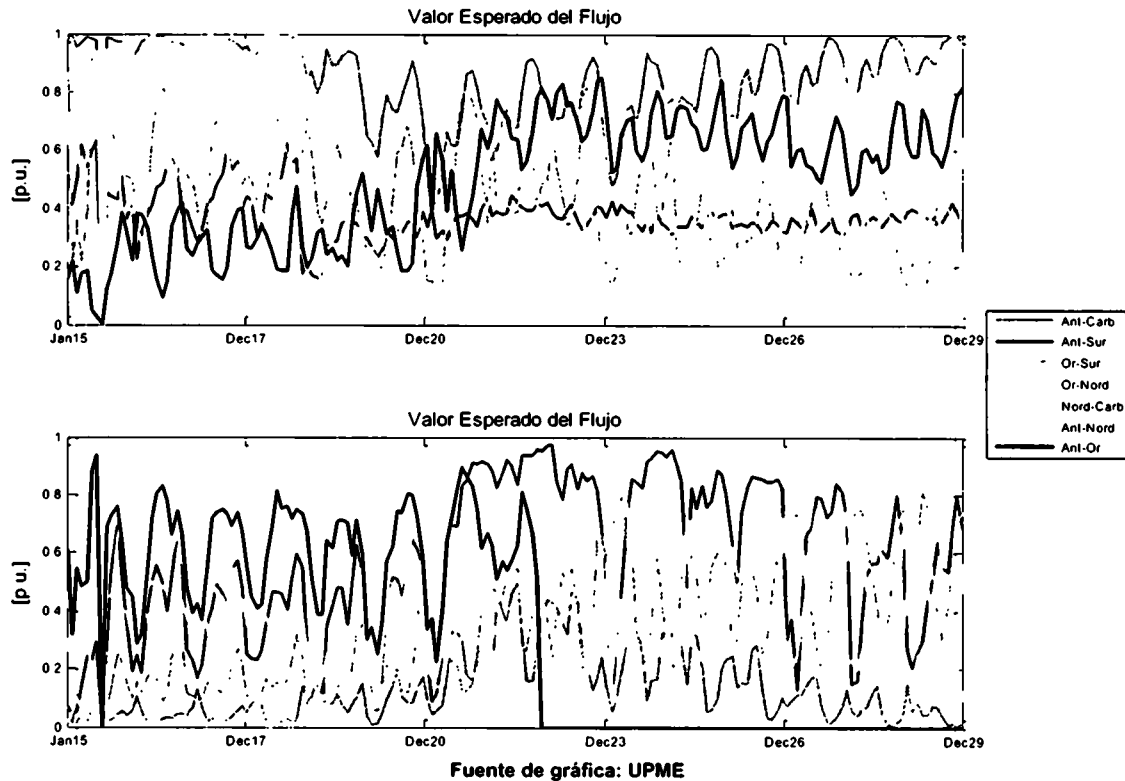
Gráfica 5-122: Valor esperado del costo marginal local. Escenario 9.



Gráfica 5-123: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 9.



Gráfica 5-124: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.

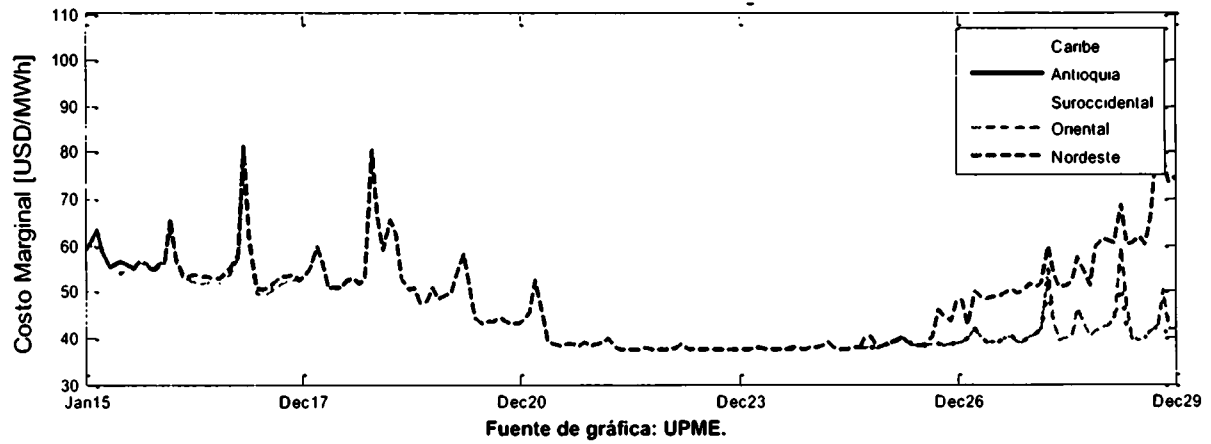


5.6.7. Escenario 10

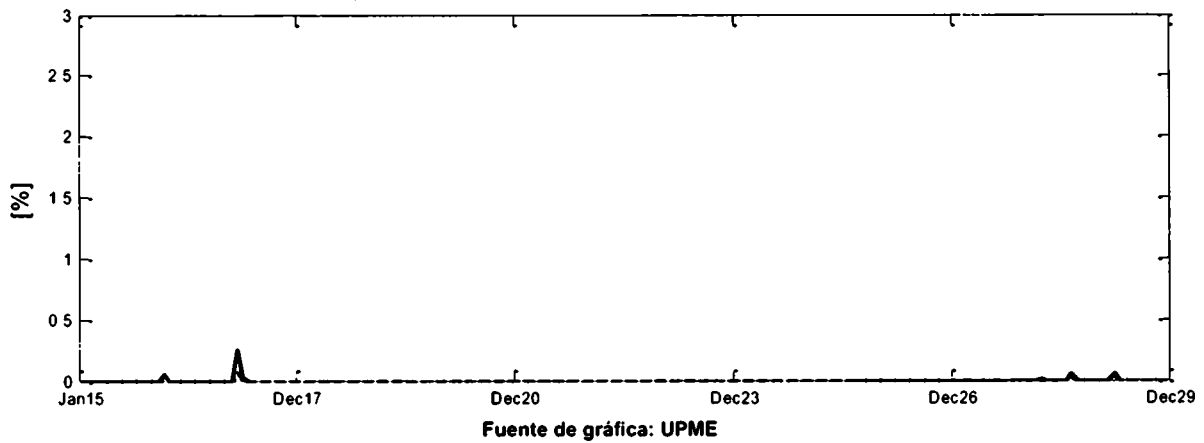
En la Gráfica 5-125, Gráfica 5-126 y Gráfica 5-127 se presenta el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

- El comportamiento de los costos marginales locales es muy similar al del escenario 8, sin embargo sus valores son ligeramente inferiores, ello se debe al "bloque renovable", el cual está compuesto por recursos solares a nivel distribuido (Oriental, Suroccidental, Caribe y Antioquia), geotermia (suroccidental) y biomasa (Caribe, Nordeste, Suroccidental y Oriental).
- Durante el horizonte 2019 – 2025 los costos marginales locales convergen a un solo valor, ello por la participación renovable en cada una de las áreas, sin embargo en Caribe y Nordeste al principio y final del periodo de planeación, se observa una separación respecto a los demás costos.
- Finalmente se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad. No obstante es probable que se presenten restricciones por limitaciones de importación en las áreas Caribe y Nordeste.

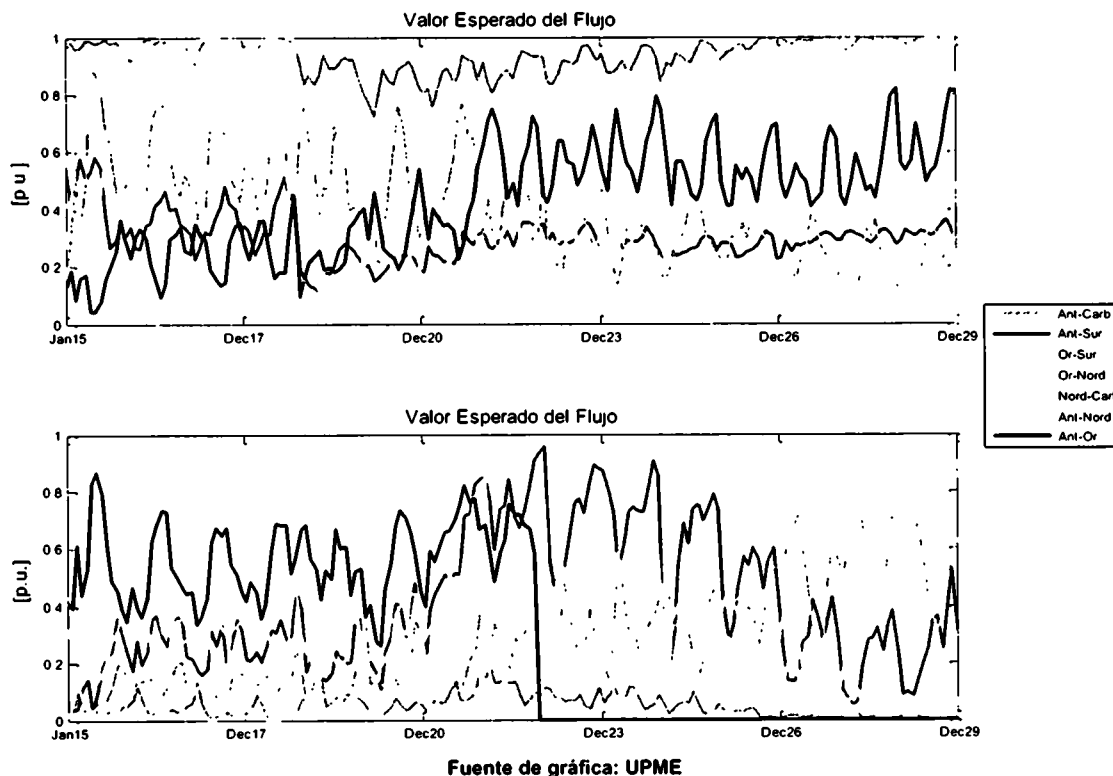
Gráfica 5-125: Valor esperado costo marginal local. Escenario 10.



Gráfica 5-126: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 10.



Gráfica 5-127: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.

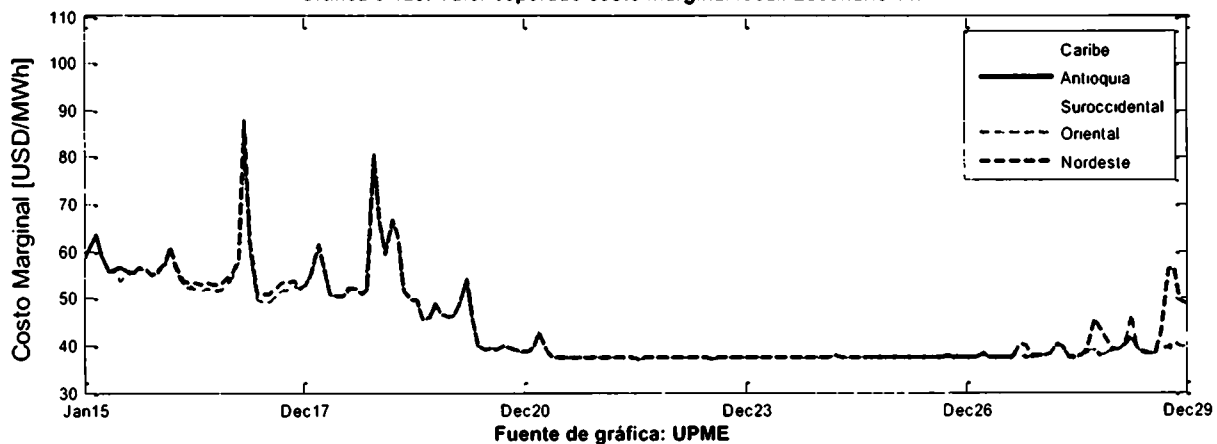


5.6.8. Escenario 11

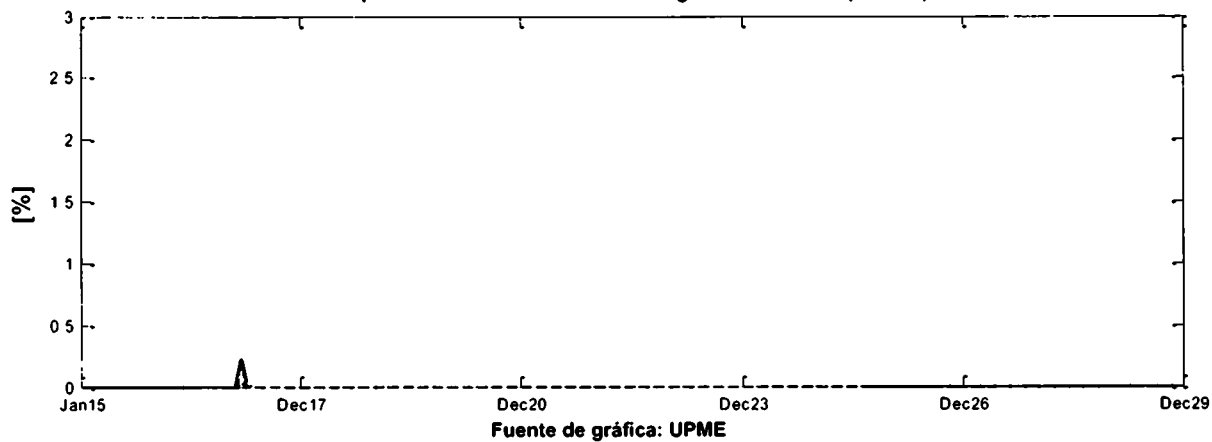
En Gráfica 5-128, Gráfica 5-129 y Gráfica 5-130 se muestra el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

- El comportamiento de los costos marginales locales es muy similar al del escenario 9, sin embargo sus valores son ligeramente inferiores, ello se debe al "bloque renovable".
- Al igual que en el caso anterior, durante un horizonte los costos convergen a un solo valor, ello por la participación renovable en cada una de las áreas, sin embargo en Caribe y Nordeste al principio y final del periodo de planeación, se observa una separación respecto a los costos de otras áreas.
- Finalmente se observa que con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas, los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad. No obstante es probable que se presenten restricciones por limitaciones de importación en las áreas Caribe y Nordeste al final del periodo de planeación.

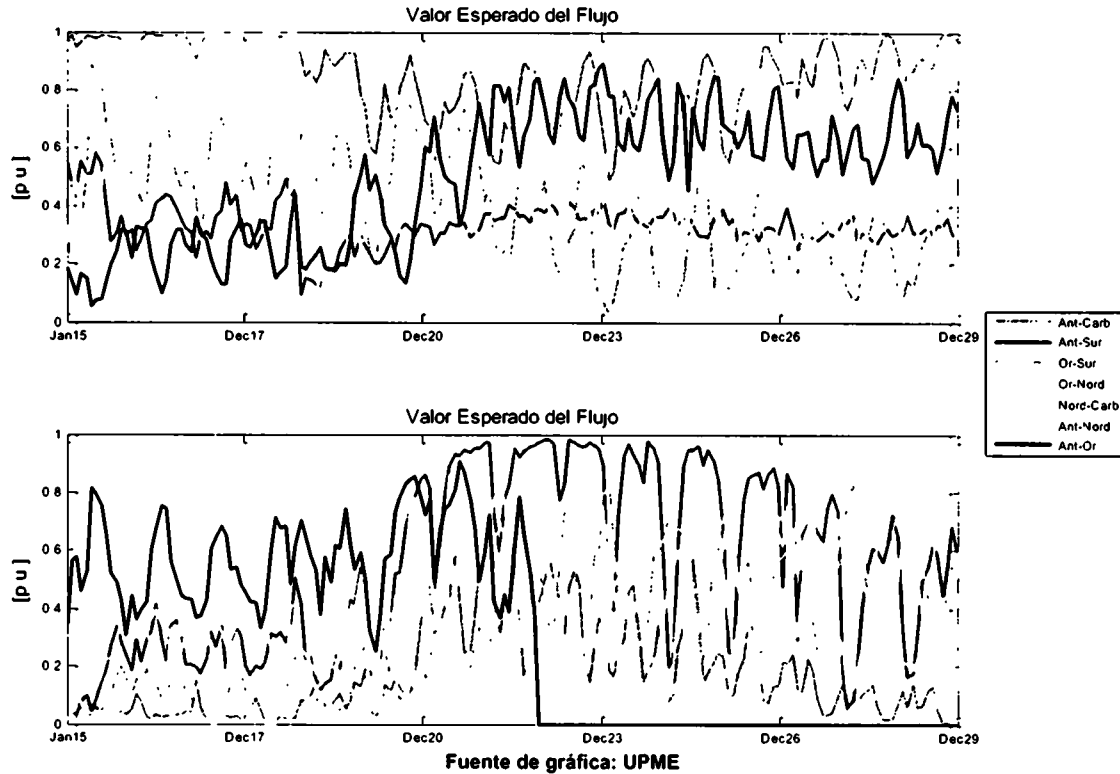
Gráfica 5-128: Valor esperado costo marginal local. Escenario 11.



Gráfica 5-129: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC). Escenario 11.

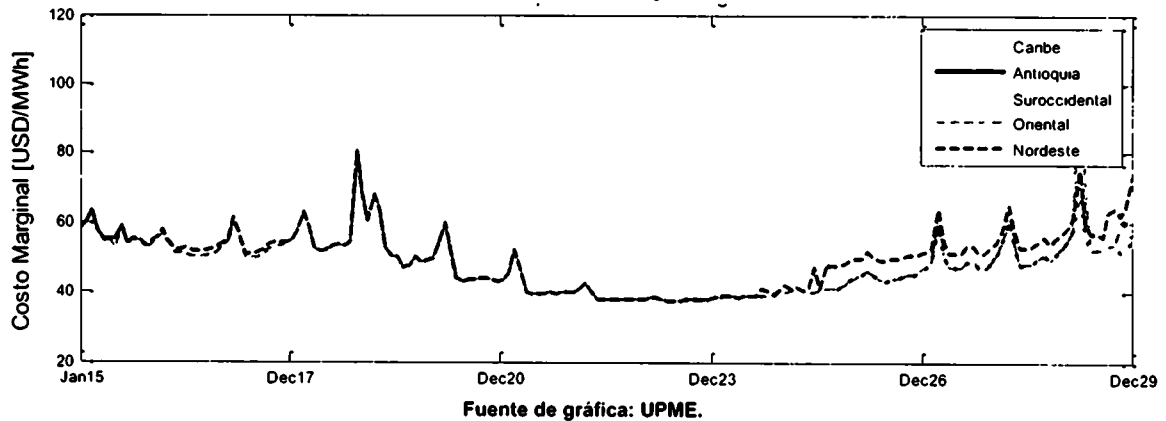


Gráfica 5-130: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.

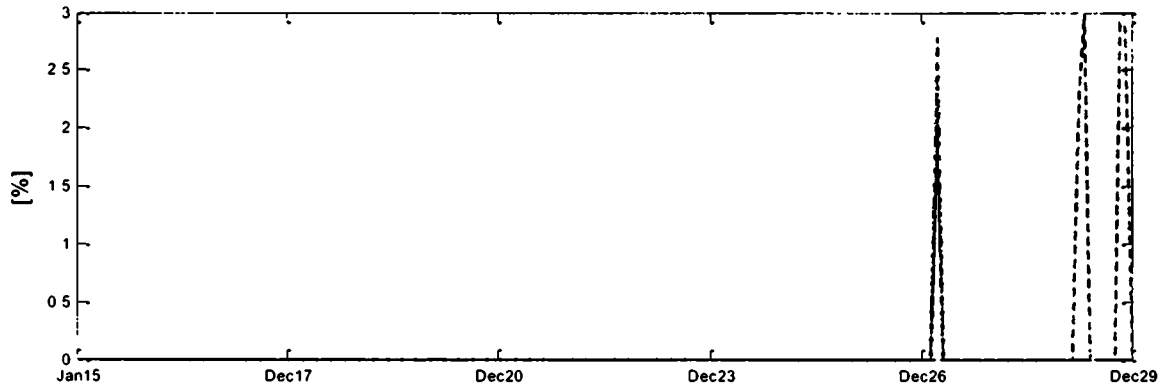


5.6.9. Escenario 12

Gráfica 5-131: Valor esperado costo marginal local – Escenario 12.

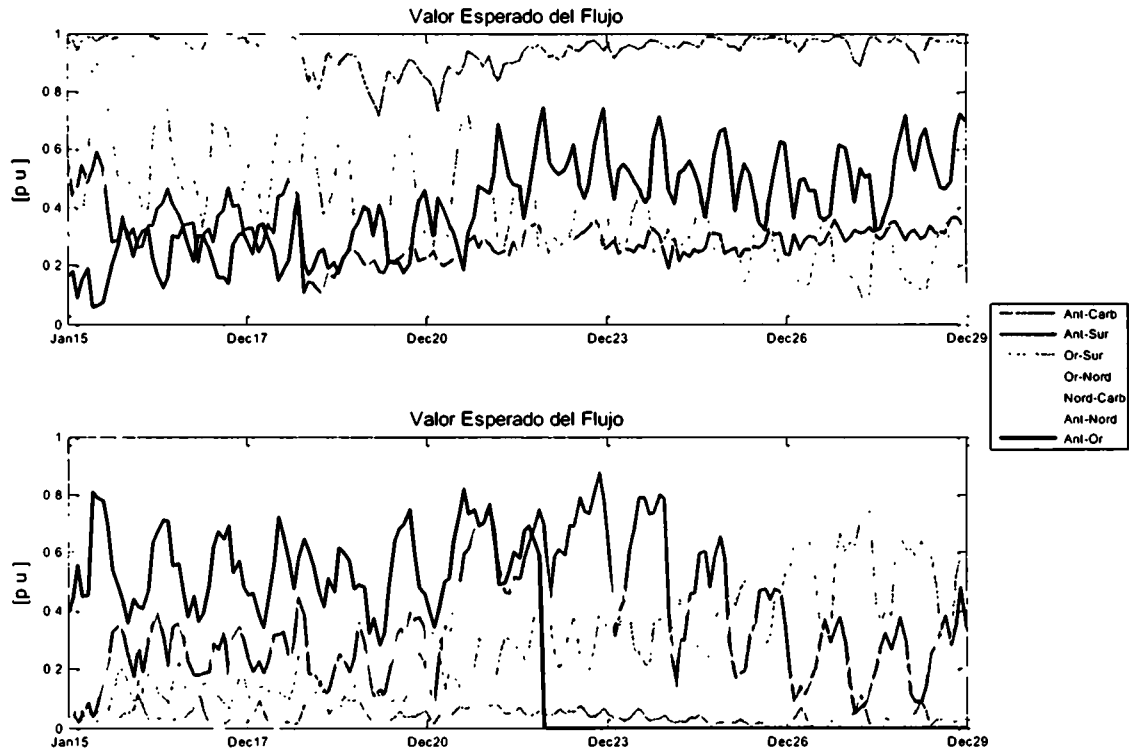


Gráfica 5-132: Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC)-escenario 12.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 5-133: Valor esperado intercambios. Gráfica superior en el sentido de la convención. Gráfica inferior en el sentido contrario de la convención.



Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 5-131, Gráfica 5-132 y Gráfica 5-133 se muestra el costo marginal local y el VEREC de cada área, así como el valor esperado del flujo de energía en los enlaces equivalentes. De las mismas se puede concluir:

- El comportamiento de los costos marginales locales es muy similar al de los escenarios 8 y 10. Durante un horizonte estos convergen a un solo valor, ello por la participación renovable en cada una de las áreas y la expansión de red en el STN a través del incremento del límite de transferencia a la costa atlántica. Sin embargo, en todas las áreas al final del periodo de planeación se observa un incremento

proporcional en los costos marginales. Lo anterior se debe a los recursos térmicos que contemplan este escenario, que participan en el abastecimiento de la demanda.

- La generación eólica en caribe se consume localmente hasta cierto punto, momento en el cual la importación de energía desde el interior se incrementa. Ello indica que si bien con la expansión propuesta y la consideración de los límites de transferencia entre cada una de las áreas los criterios de confiabilidad se cumplen a cabalidad, es probable que se presenten restricciones por limitaciones de importación en Caribe y Nordeste (final del horizonte). De todas maneras estas son menores a las identificadas al principio del periodo de estudio.

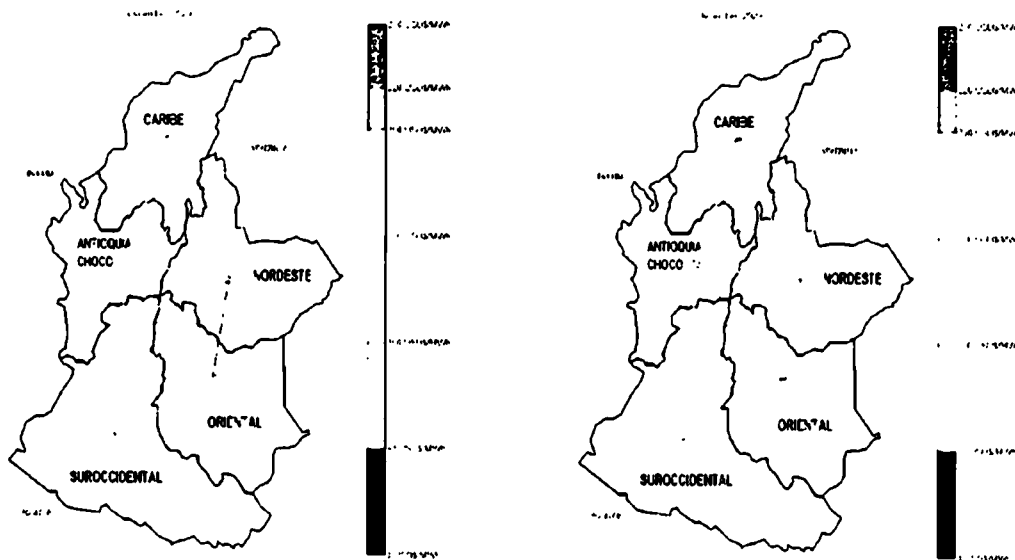
5.6.10. Visualización Costos Marginales Locales – LMP

En este numeral se presenta de manera esquemática el valor esperado de los costos marginales locales, último mes del horizonte de planeación (diciembre 2029), junto con el valor esperado del porcentaje de carga de cada uno de los enlaces equivalentes, lo anterior en relación al máximo intercambio permitido.

Se muestran dos mapas por escenario. El de la izquierda, contiene los costos locales y los flujo en el sentido de las convenciones de la Gráfica 5-130. El de la derecha, enseña los mismos costos pero los flujos en sentido inverso. Es importante mencionar que el color de los costos locales depende de la escala definida para cada mapa, y que el color de cada enlace equivalente está en función del porcentaje de carga (i) [0-25 %] azul, ii) [25-50 %] cian, iii) [50-75 %] verde, iv) [75-90 %] amarillo, v) [>90 %] rojo).

5.6.10.1. Escenario 1

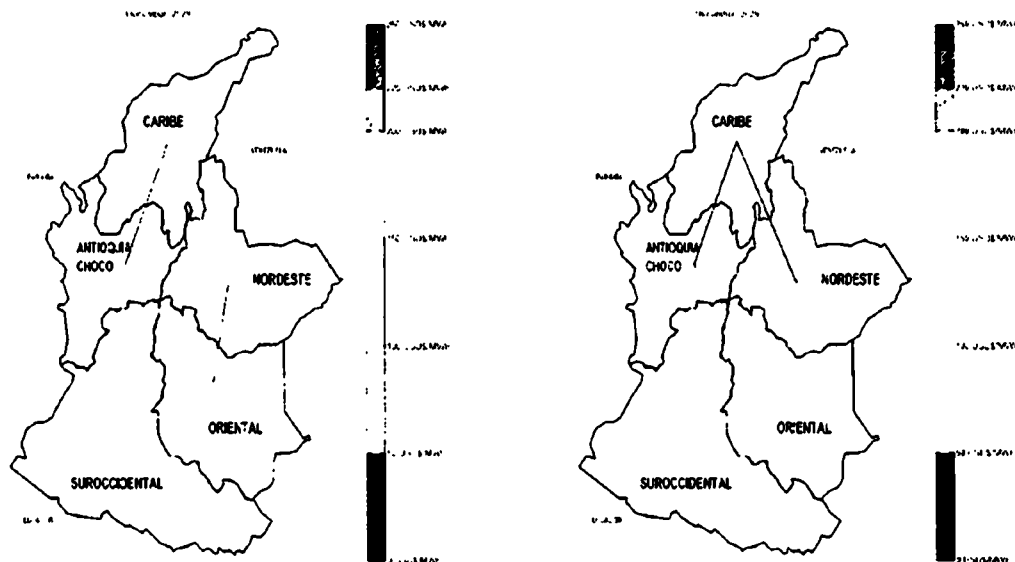
Gráfica 5-134: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.2. Escenario 5

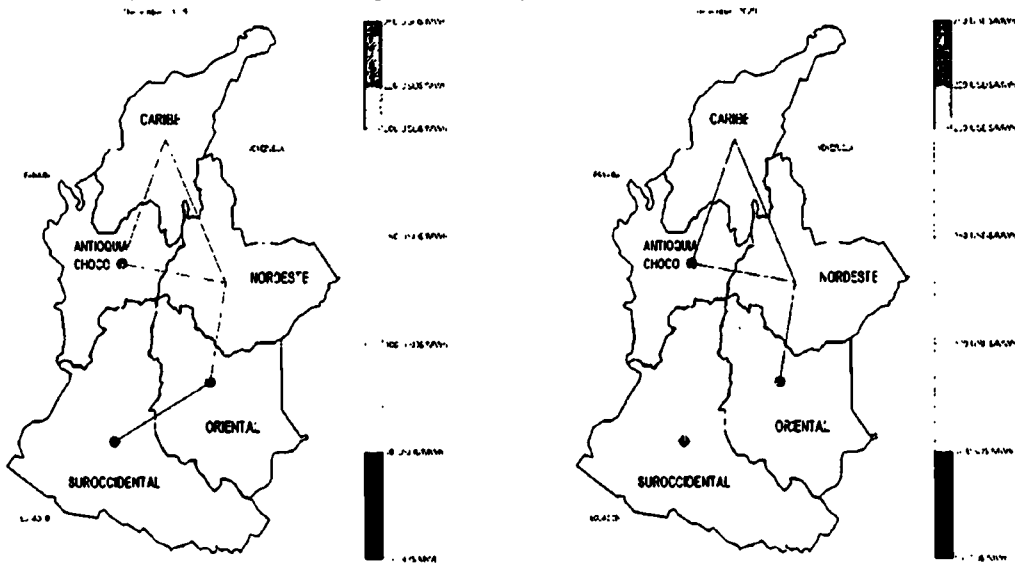
Gráfica 5-135: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.3. Escenario 6

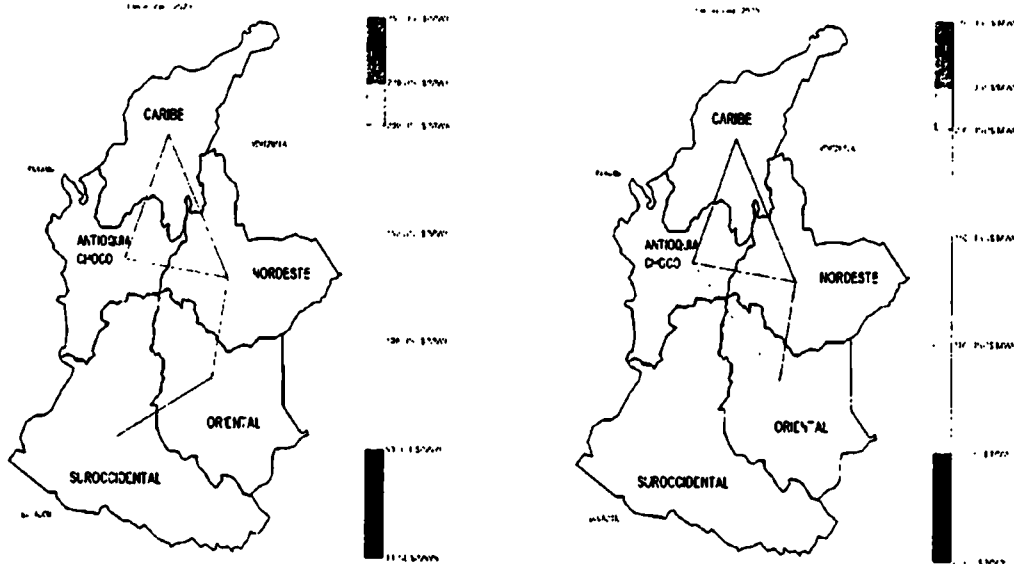
Gráfica 5-136: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 6.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.4. Escenario 7

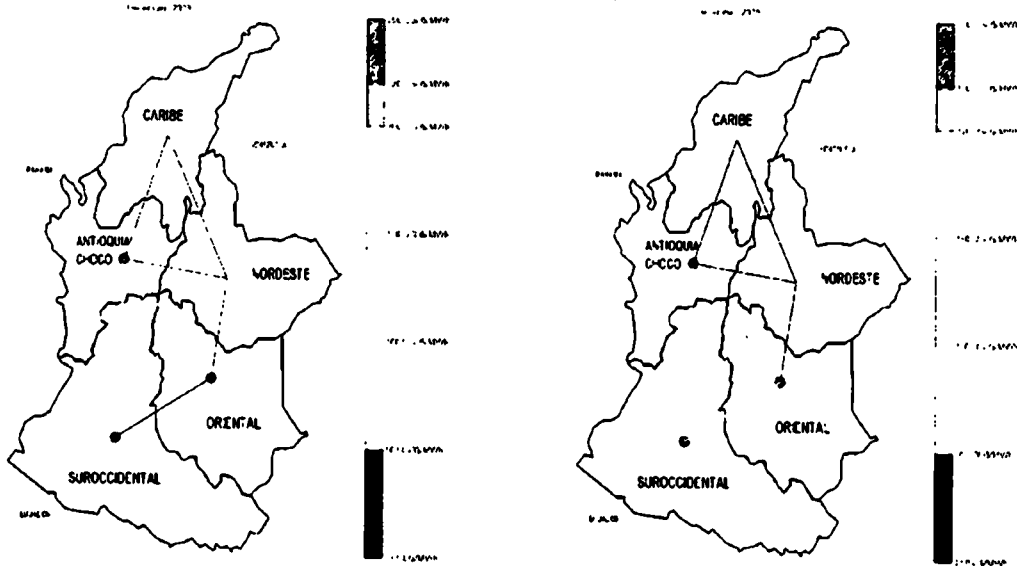
Gráfica 5-137: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.5. Escenario 8

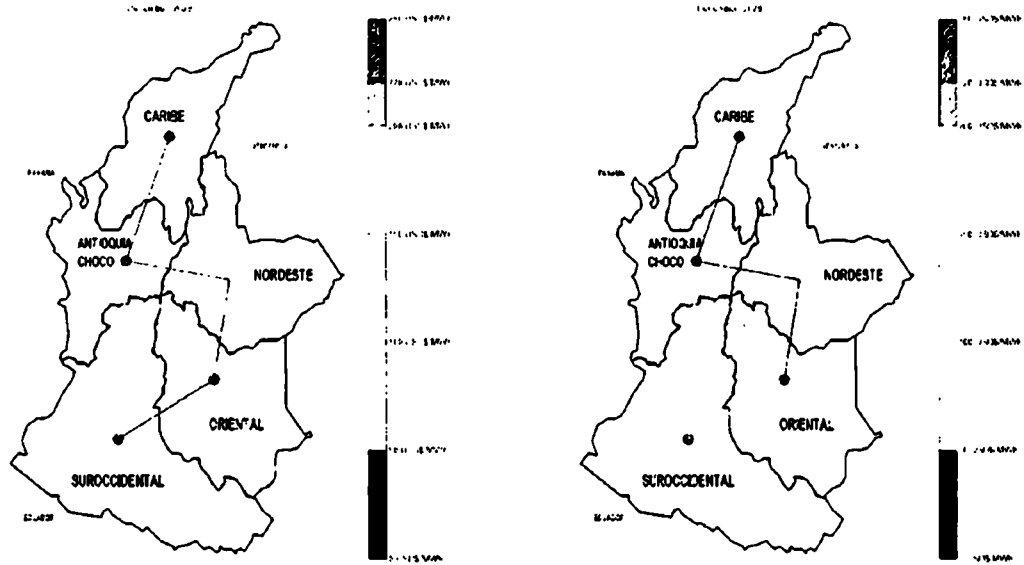
Gráfica 5-138: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 8.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.6. Escenario 9

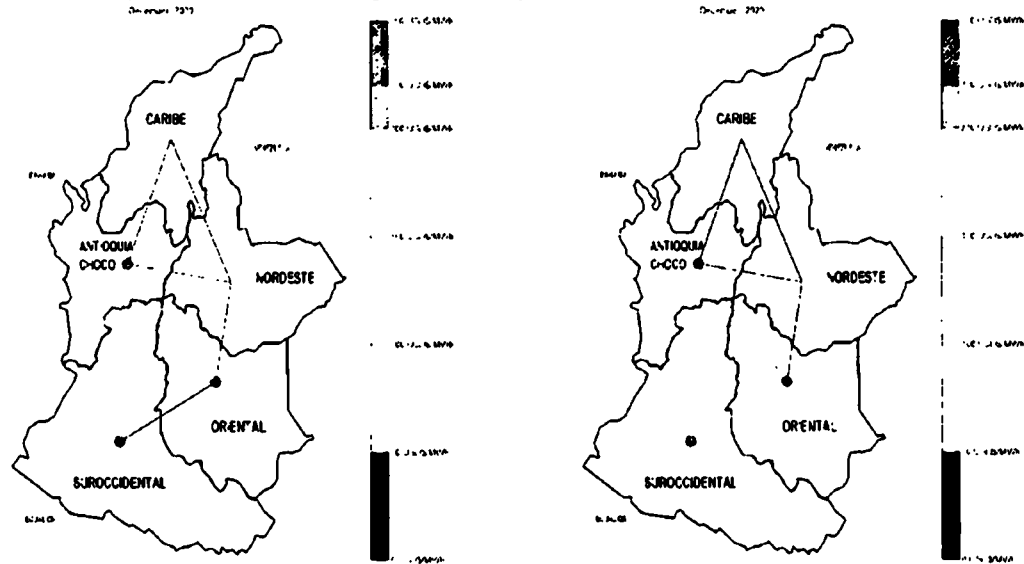
Gráfica 5-139: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 9.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.7. Escenario 10

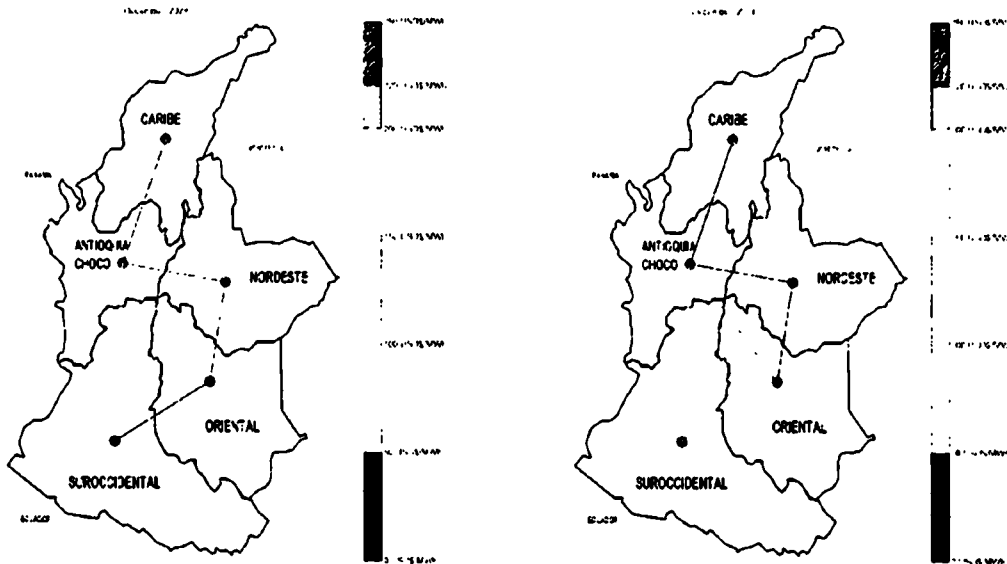
Gráfica 5-140: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas. Escenario 10.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.8. Escenario 11

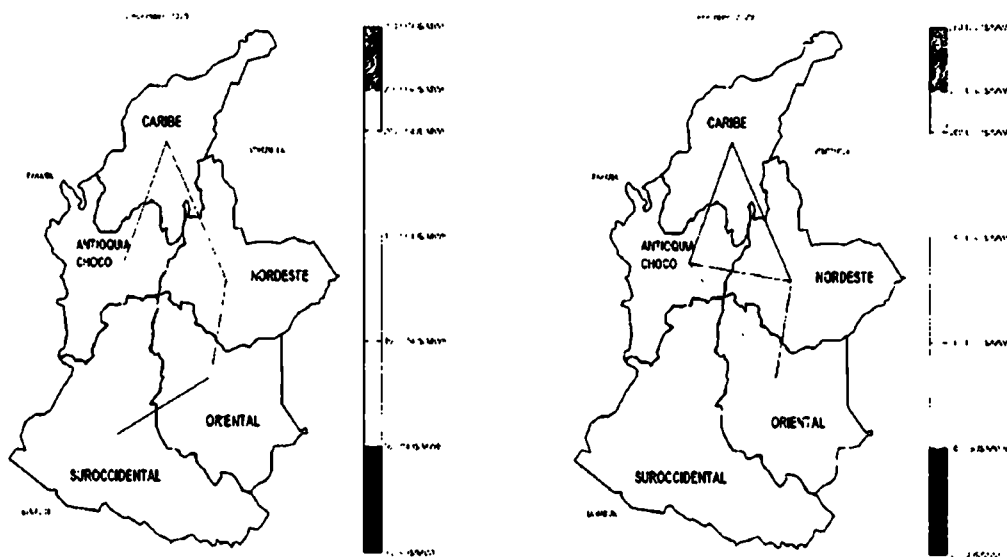
Gráfica 5-141: Valor esperado de los costos marginales locales y valor esperado del intercambio entre áreas-escenario 11.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.10.9. Escenario 12

Gráfica 5-142: Valor esperado costos marginales locales y valor esperado intercambio entre áreas-escenario 12.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.11. Potencia localizada

Tal como se mencionó al principio del numeral 5.6, la Unidad ha llevado a cabo varios ejercicios de planificación integral generación-transmisión, en la búsqueda soluciones multipropósito que resuelvan las deficiencias o limitaciones de una área eléctrica específica, y garanticen a la vez la confiabilidad energética. Si bien la CREG en su documento 077 definió los lineamientos que le permitirían a la UPME contemplar en el planeamiento de la transmisión alternativas de potencia localizada, hasta este documento no se había cuantificado la viabilidad técnico-económica de esta clase de soluciones, ello desde la óptica de los agentes y la demanda nacional a la vez. En este sentido, a continuación se presenta un análisis de expansión en las áreas Oriental y Caribe, considerando dos (2) tipos de alternativas, generación focalizada y expansión de red convencional, lo anterior a la luz de los planteamientos del documento CREG 077 de 2014.

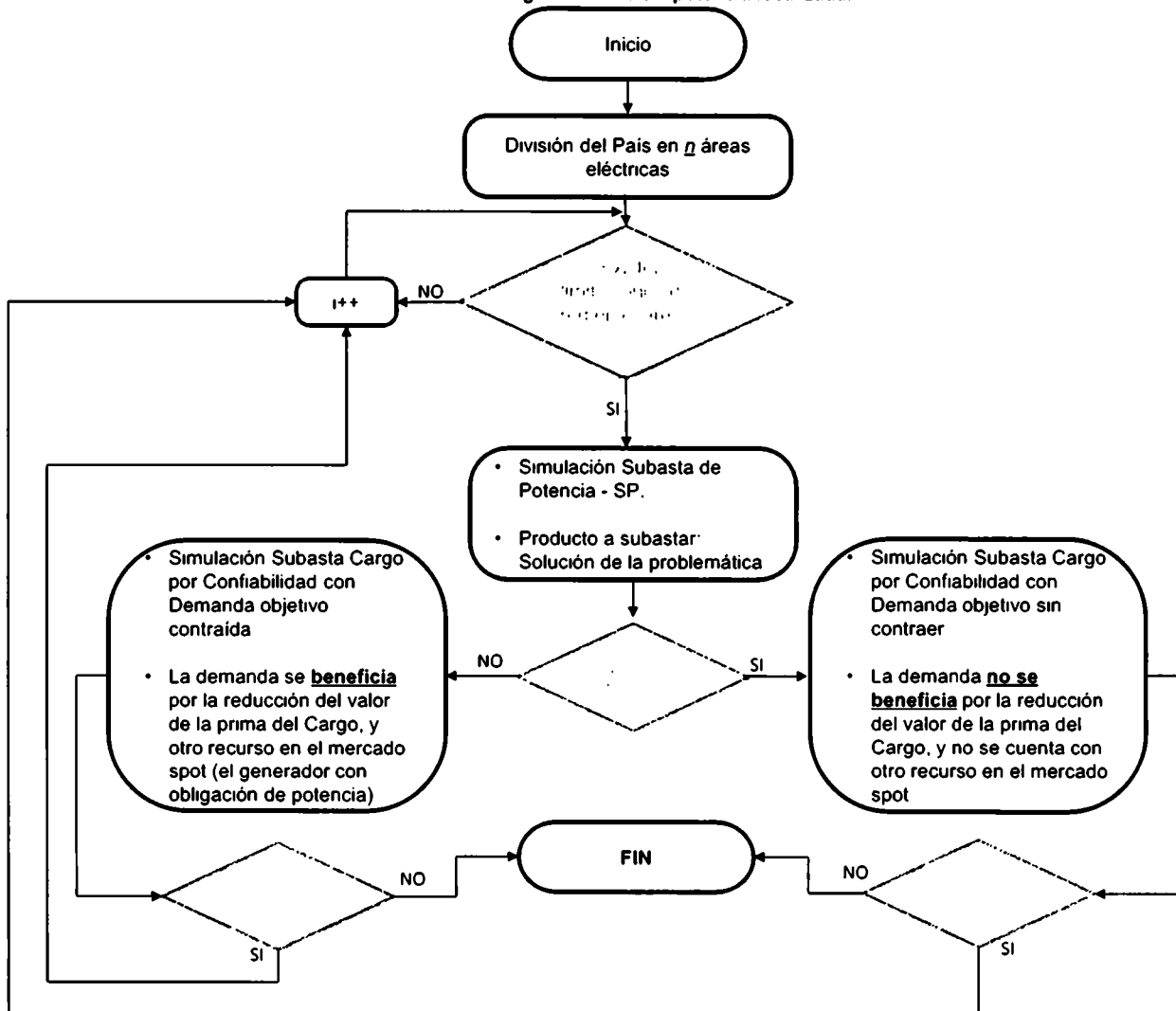
En primera instancia se ensaña la metodología propuesta para llevar a cabo el análisis, para luego contextualizar la problemática de las áreas Oriental y Caribe, describir las alternativas de solución, presentar los análisis técnicos y finalmente valorar el beneficio/costo de las alternativas.

5.6.11.1. Metodología

- Se analiza para cada área del sistema las restricciones existentes.
- Posteriormente se plantean dos tipos de soluciones para resolver las dificultades identificadas, expansión de red convencional o potencia localizada (vía plantas de generación o elementos almacenadores de energía).
- Después de ello se simula la subasta de potencia bajo las condiciones esbozadas por la CREG y se determina para las alternativas no convencionales, la relación Beneficio/Costo (enfoque agentes).
- Acto seguido y teniendo en cuenta los incentivos propuestos por el regulador para las soluciones de potencia localizada, se simula una subasta del Cargo por Confiabilidad, contemplando los posibles ganadores de la subasta de potencia.
- Finalmente se calcula la relación Beneficio/Costo de cada alternativa desde la perspectiva de la demanda nacional.

En la Gráfica 5-143 se observa la metodología propuesta. Vale la pena mencionar que desde el punto de vista económico, la probabilidad de incrementar la eficiencia crece cuando con una solución se resuelven dos problemas a la vez, ello bajo un criterio de mínimo costo.

Gráfica 5-143: Metodología de análisis – potencia localizada.



Fuente de gráfica: UPME

5.6.11.2. Problemática Área Oriental

El área Oriental, conformada por las sub-áreas operativas Bogotá, Cundinamarca, Meta y Tolima, cuenta con las plantas de generación Guavio, Chivor, La Guaca, Miel y El Paraiso, como principal recurso de abastecimiento de energía. Adicionalmente, dispone de generación térmica en Zipaquirá y generación menor con las plantas de la cadena del río Bogotá (hoy Dario Samper y Salto II). A nivel de transmisión esta interconectada con el resto del país a través de varios enlaces:

- 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 versiones pasadas del Plan se establecieron dos nuevos corredores de importación de potencia a nivel de 500 kV y dos dispositivos FACTS, 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 2029 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 e hidroelectricidad, ello para emplazar estratégicamente una generación que tenga el mismo desempeño eléctrico que la solución convencional de red.

En este sentido se formulan las siguientes alternativas de expansión (Gráfica 5-144):

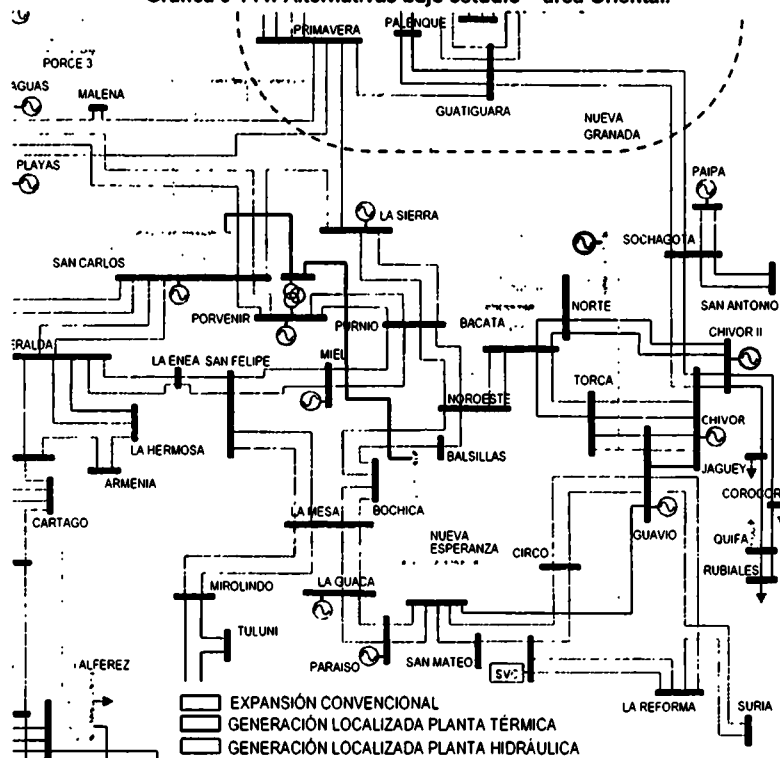
- Opción 1: Interconexión de las áreas Oriental y Antioquia a través del nuevo corredor a nivel de 500 kV San Carlos – Porvenir II – Bochica.
- Opción 2: Planta térmica a carbón de 200 MW, que se conectaría en el norte de la sabana de Bogotá en la subestación Norte 500 kV.
- Opción 3: Planta hidráulica de 294 MW localizada en el departamento de Boyacá, que se conectaría en la subestación Chivor II 230 kV.

5.6.11.2.1. Subasta de Potencia – SP (Área Oriental)

Para modelar la Subasta de Potencia – SP se plantea que la misma sea de sobre cerrado, cuyo producto es la solución del problema identificado, es decir, eliminación de Demanda No Atendida – DNA o reducción de restricciones. Lo anterior implica un cambio radical en la visión de concebir las convocatorias de transmisión, ya que no se subastaría un proyecto convencional, sino una solución, cualquiera que esta sea. Es claro entonces que la subasta de potencia en el área Oriental estaría formulada para que un generador o elemento de almacenamiento pueda resolver las deficiencias identificadas, que típicamente son afrontadas con expansión de red. Lo anterior incrementaría la competencia en los esquemas de convocatorias, ya que se incluirían más tipos de agentes participantes.

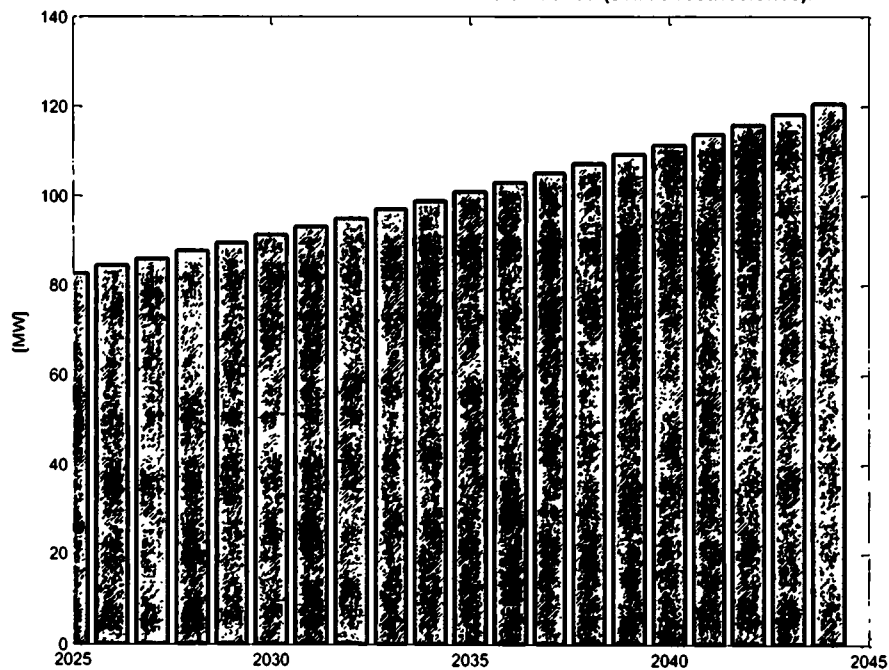
En la Gráfica 5-145 se presenta la potencia asociada a la limitación de Red, la cual debe ser eliminada con cualquiera de las opciones del numeral 5.6.11.2.

Gráfica 5-144: Alternativas bajo estudio – área Oriental.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-145: Potencia asociada a la limitación de red (DNA o restricciones).



Fuente de gráfica: UPME

Adicionalmente, el documento CREG 077 plantea una prima por potencia como valor a ser ofertado por los participantes en la subasta, que está expresado en USD/MW-mes. Así mismo, el regulador formula los siguientes incentivos para los proyectos de generación que ganen esta subasta:

- Asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF hasta por 20 años, que serían remunerados al precio de cierre de la última subasta del Cargo por Confiabilidad, sin necesidad de competir con otros agentes.
- Ventas de energía en el mercado spot.
- Remuneración a precio de bolsa de la energía requerida para garantizar la solución de red, al igual que sus excedentes.

Teniendo en cuenta que la inversión asociada a una central hidroeléctrica o unidad térmica es superior a los costos de capital de una expansión de Red convencional (comúnmente), es poco probable que un agente generador esté interesado en la Subasta de Potencia – SP con la intención de ganar solamente su prima. En contraste y dados los incentivos referenciados, un generador podría ganar la SP y recibir automáticamente los beneficios del Cargo por Confiabilidad, y otros eventuales por las ventas de energía en bolsa.

En este sentido, se definen las variables V_i y P_i , que reflejan respectivamente la valoración y puja de un agente participante en la subasta de potencia. V_i está asociado al Valor Presente Neto – VPN de los costos de inversión de la solución, y se encuentra normalizado respecto a la potencia del problema (Gráfica 5-145), es decir, sus unidades son USD/MW-mes. En la siguiente expresión matemática se describe como calcular la valoración de cada alternativa.

$$V_i = \frac{VPN}{\frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}}$$

Donde:

- VPN : Es el valor presente de la alternativa.
- i : Es el año del horizonte de planeación donde se identifican limitaciones de red.
- P : Es la potencia asociada a la limitación de red para el año i .
- n : Número total de años.

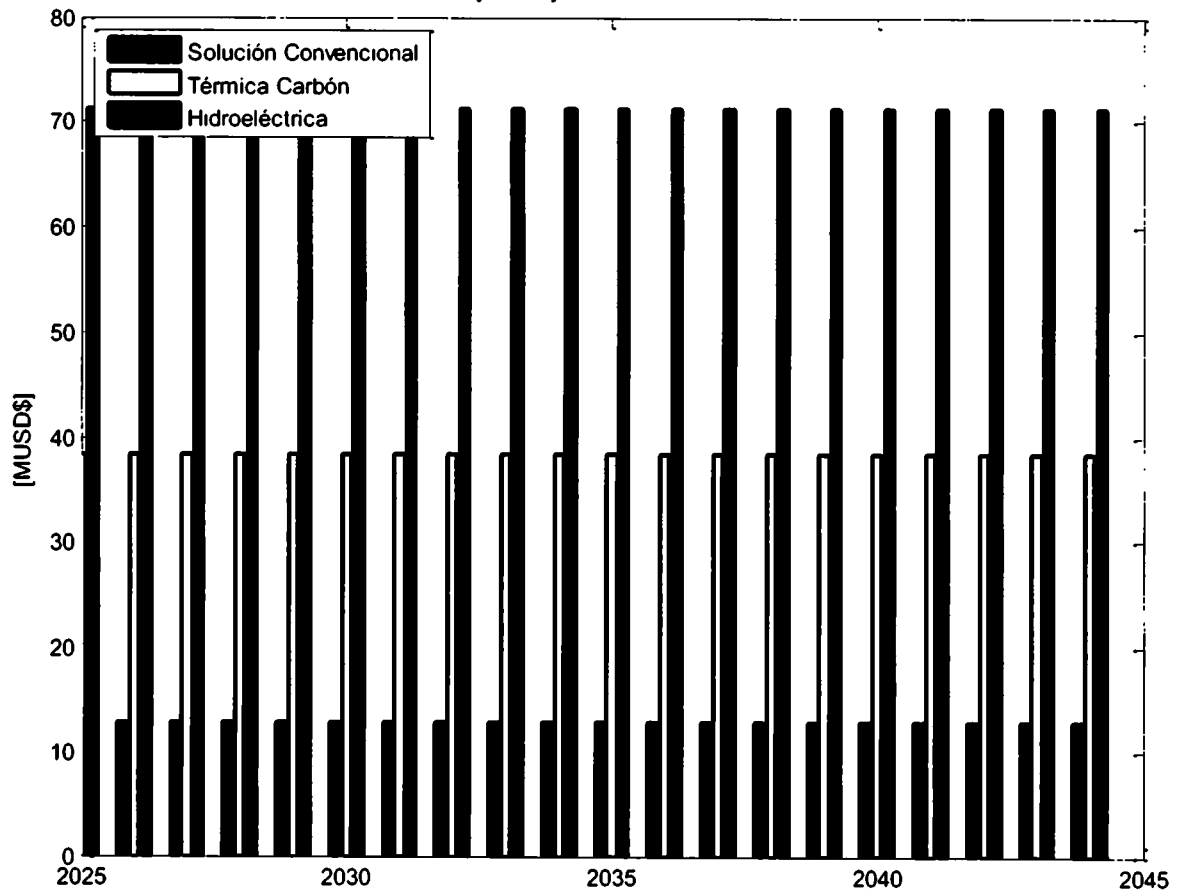
Para efectos de la subasta, ganará el agente que tenga la menor puja P_i , la cual también debe estar normalizada por la potencia del problema. En la Tabla 5-28 y Gráfica 5-146 se presenta la valoración y flujo de caja de cada alternativa.

Tabla 5-28: Valoración de cada alternativa.

Tecnología	Capacidad [MW]	LCOC [USD/MW] "Levelized cost of Capital"	VPN [USD]	Promedio Potencia del problema [MW]	Valoración de cada tecnología [USD/MW-mes]
Línea	NA	NA	98,567,587 6	100 5	981,068 5
Térmica-Carbón	200	1,480,095 5	296,019,104 9	100 5	2,946,354.3
Hidroeléctrica	294	1,866,799.0	548,838,891 5	100 5	5,462,734 6

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-146: Flujo de caja de las alternativas de solución.

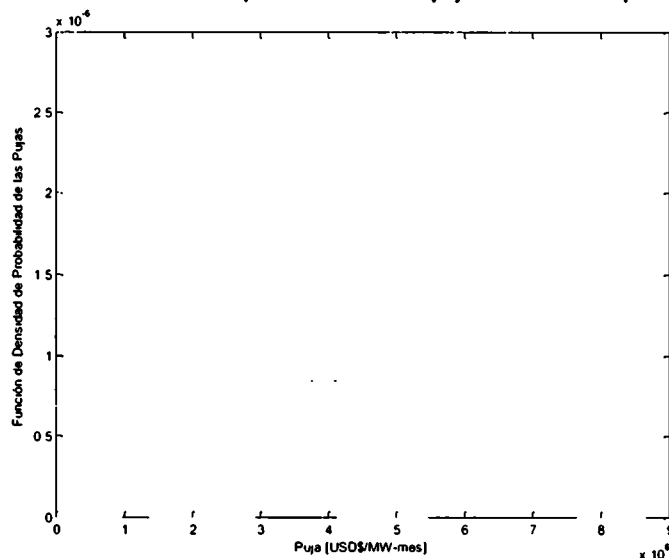


Fuente de gráfica: UPME

Debido al tipo de subasta (sobre cerrado) y a que el subastador comprará la solución más económica, los generadores deben maximizar su beneficio global junto con la probabilidad de ganar la subasta de potencia. Es por ello que dichos agentes podrían reducir su puja P_i hasta un punto donde se incrementa su probabilidad de ganar la SP, buscando capturar los incentivos propuestos por la CREG, es decir, los ingresos por concepto del mercado de confiabilidad y el mercado spot (beneficios que no tienen los transmisores). La pregunta sería entonces **¿hasta qué punto el generador debe reducir su puja en una eventual subasta de potencia?**

Esta pregunta se puede contestar asumiendo funciones de densidad de probabilidad uniformes para las pujas normalizadas (P_i/V_i), tal como lo muestra la Gráfica 5-147. La curva de la izquierda obedece a la distribución de la línea, la curva del centro está asociada a la planta térmica y la gráfica de la derecha no es otra cosa que la distribución de la central hidroeléctrica.

Gráfica 5-147: Función de densidad de probabilidad de las pujas normalizadas para cada alternativa.

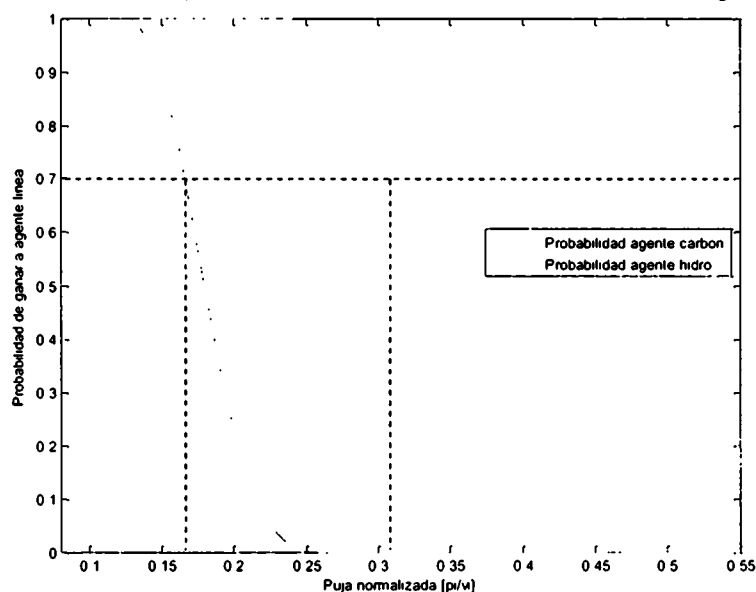


Fuente de gráfica: UPME

Se realizan posteriormente varias simulaciones de Montecarlo, desplazando la función de densidad del agente generador, con el objetivo de calcular su probabilidad de éxito en la subasta de potencia, es decir, que gane al transportador. Con esta información se construye la función de probabilidad acumulada de la Gráfica 5-148, la cual muestra para varios valores de puja normalizada las posibilidades de éxito en la subasta.

Para este ejercicio se seleccionó un P_i/V_i tal que la probabilidad de ganar la subasta sea mayor al 70 %. En el caso de la central hidroeléctrica dicha condición refleja el 17 % de los costos de inversión, mientras que para la planta térmica es el 33.4 %. En otras palabras, la central hidroeléctrica debe ofertar el 17 % de su valoración para tener una probabilidad del 70 % de ganar la SP. En el caso de la unidad térmica, esta debe ofertar el 33.4 % para tener la misma posibilidad de éxito.

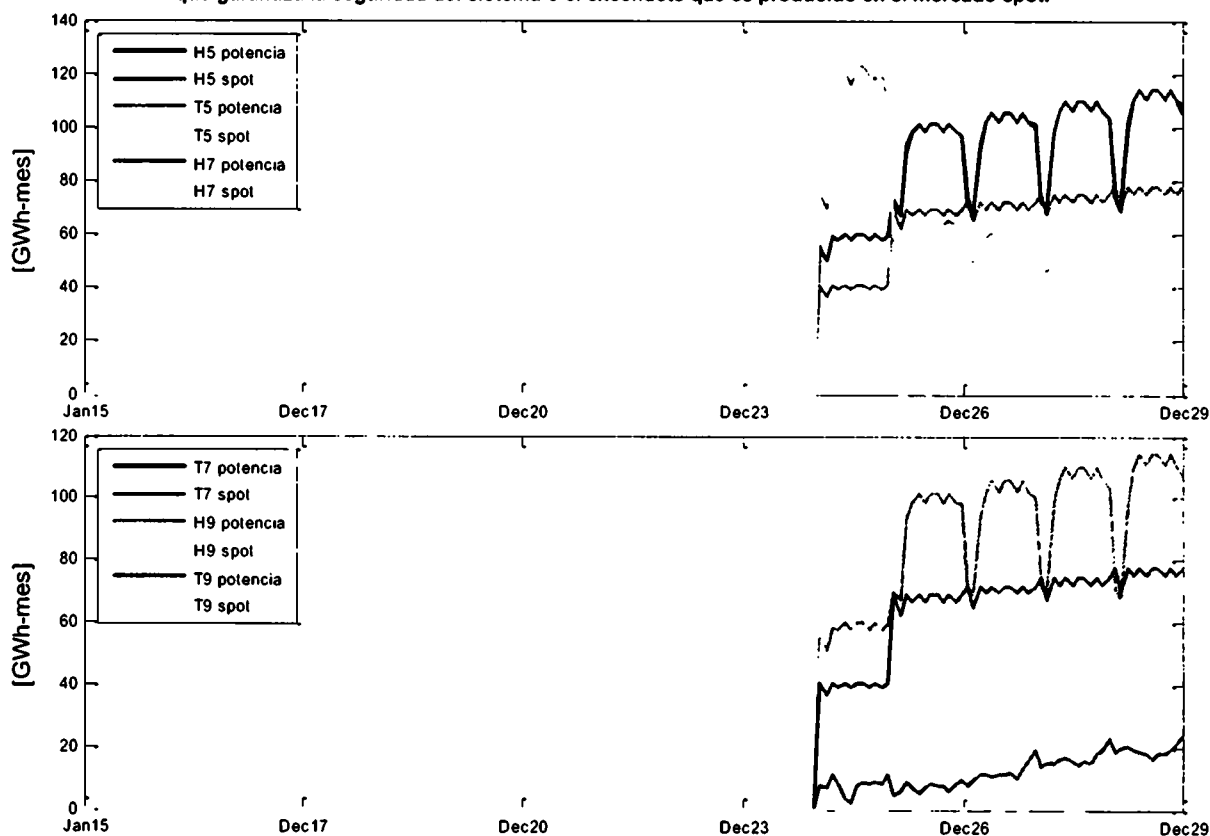
Gráfica 5-148: Función de probabilidad acumulada de éxito de cada alternativa de generación.



Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presenta para cada alternativa de generación (opciones 2 y 3 del numeral 5.6.11.2) los planos de beneficios y costos, ello teniendo en cuenta: i) costos de inversión, ii) costos variables, iii) beneficios esperados del cargo por confiabilidad, iv) beneficios por ventas de energía en el mercado spot, v) diferentes valores de puja normalizada, vi) varios niveles de producción energética, que se ven reflejados en el valor esperado del factor de planta, y vii) escenarios de evolución del valor esperado del costo marginal. Es importante mencionar que se simuló en el SDDP el comportamiento de cada alternativa, garantizando la energía que requeriría el sistema para salvaguardar sus condiciones de seguridad y la producción adicional que permitiría materializar la viñeta iv) (Gráfica 5-149). Dichas simulaciones también permitieron cuantificar las viñetas ii) y vi).

Gráfica 5-149: Producción energética de cada alternativa de generación para salvaguardar las condiciones del sistema y aquellas asociadas a las ventas en el spot. En la leyenda la primera letra identifica el tipo de planta (Hidroeléctrica o Térmica), el número está asociado al escenario de generación de largo plazo, y el atributo, potencia o spot, hace mención a la energía que garantiza la seguridad del sistema o el excedente que es producido en el mercado spot.

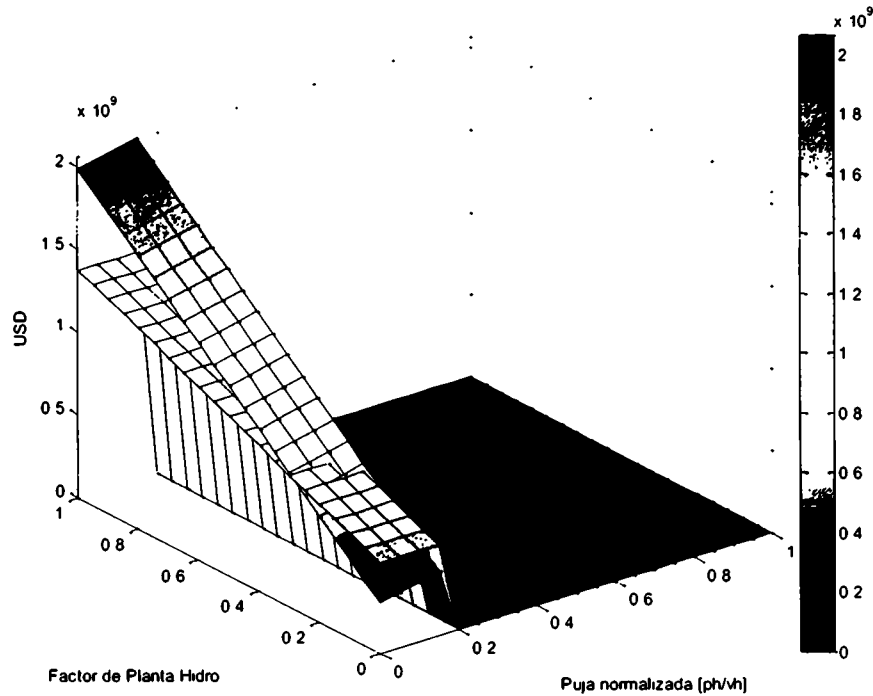


Fuente de gráfica: UPME

Escenario 5-central hidroeléctrica:

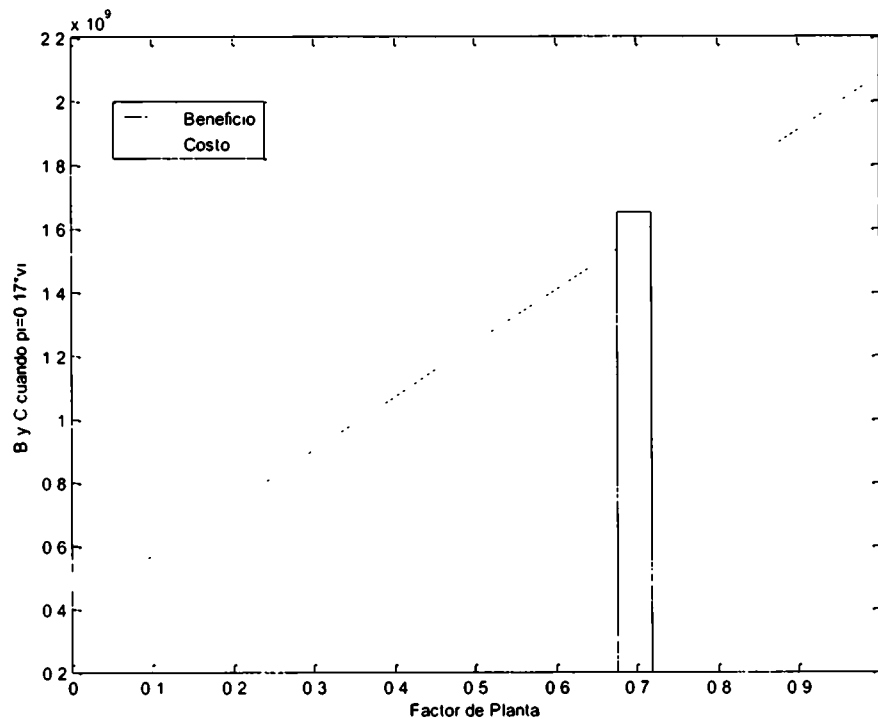
En la Gráfica 5-150 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-151 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.17$ (Gráfica 5-150), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70% de ganar la subasta de potencia.

Gráfica 5-150: Plano de beneficio y costo – central hidroeléctrica. Escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-151: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.17$ Central hidroeléctrica. Escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

De estas gráficas se puede concluir:

- Si el generador hidroeléctrico gana la subasta de potencia, también capta ingresos por el Cargo por Confiabilidad y eventuales por la venta de energía en el spot.
- Se observa que el valor esperado del factor de planta de la hidroeléctrica según el SDDP es del orden de 0.68, lo cual implica que bajo los supuestos considerados, la relación Beneficio/Costo desde el punto de vista del generador es de 1.5.
- Considerando el escenario 5, el generador hidroeléctrico tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia – SP.

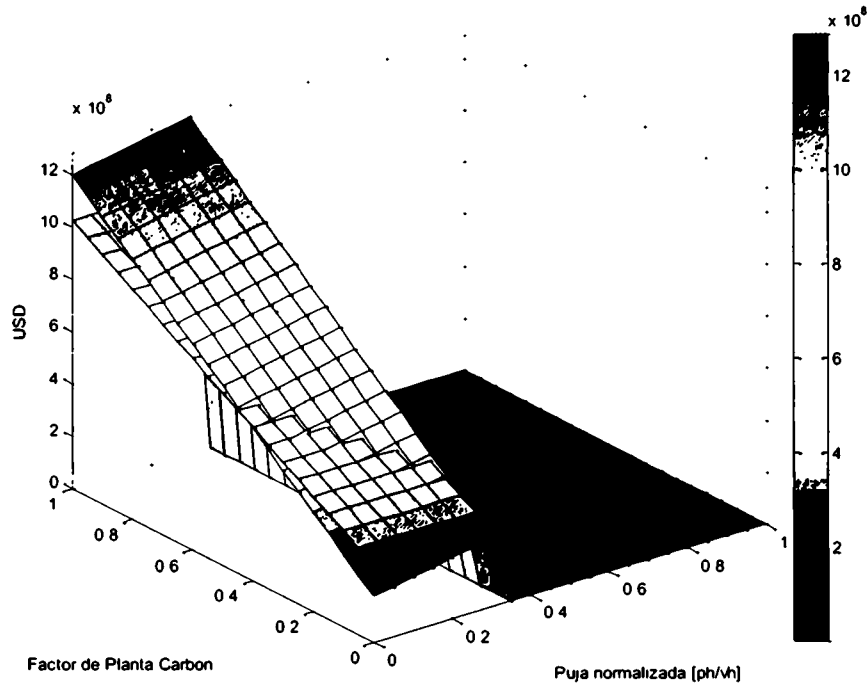
Escenario 5-central térmica:

En la Gráfica 5-152 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-153 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.334$ (Gráfica 5-152), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70% de ganar la subasta de potencia.

De estas gráficas se puede concluir:

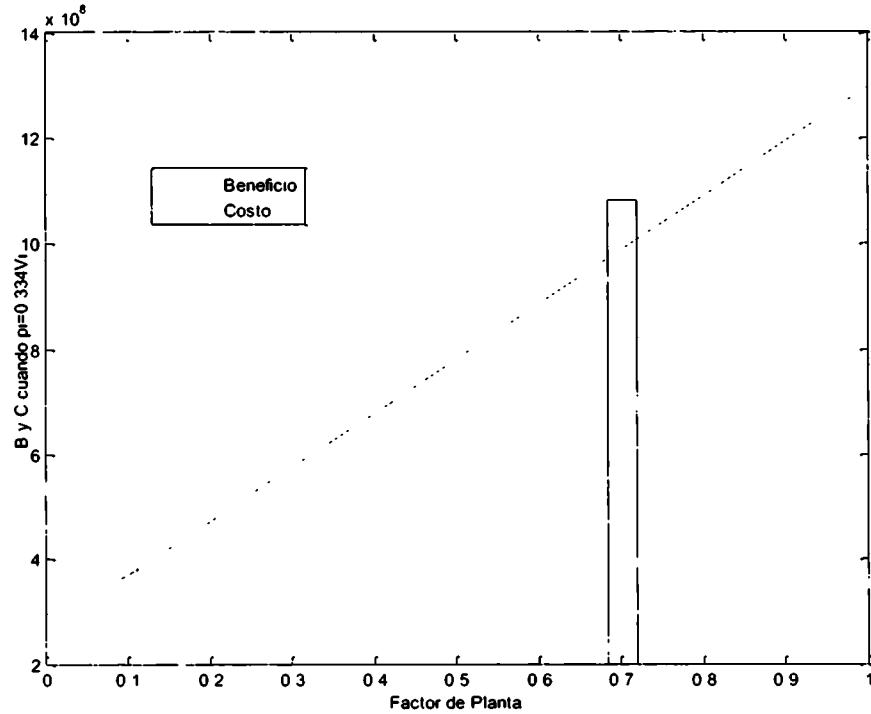
- Si el generador térmico gana la subasta de potencia, también capta ingresos por el Cargo por Confiabilidad y eventuales por la venta de energía en el spot.
- Se observa que el valor esperado del factor de planta de la térmica según el SDDP es del orden de 0.71, lo cual implica que bajo los supuestos considerados, la relación Beneficio/Costo desde el punto de vista del generador es de 1.3.
- Considerando el escenario 5, el generador térmico tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia – SP.

Gráfica 5-152: Plano de beneficio y costo-central térmica. Escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-153: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.334$ Central térmica. Escenario 5.



Fuente de gráfica: UPME

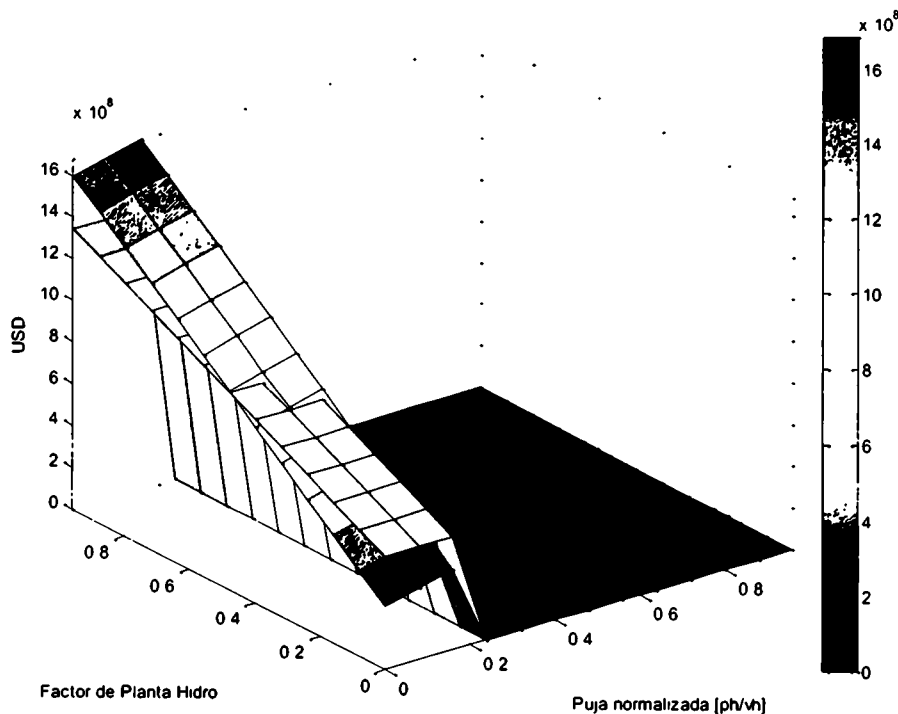
Escenario 7-central hidroeléctrica:

En la Gráfica 5-154 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-155 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.17$ (Gráfica 5-154), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70% de ganar la subasta de potencia.

De estas gráficas se puede concluir:

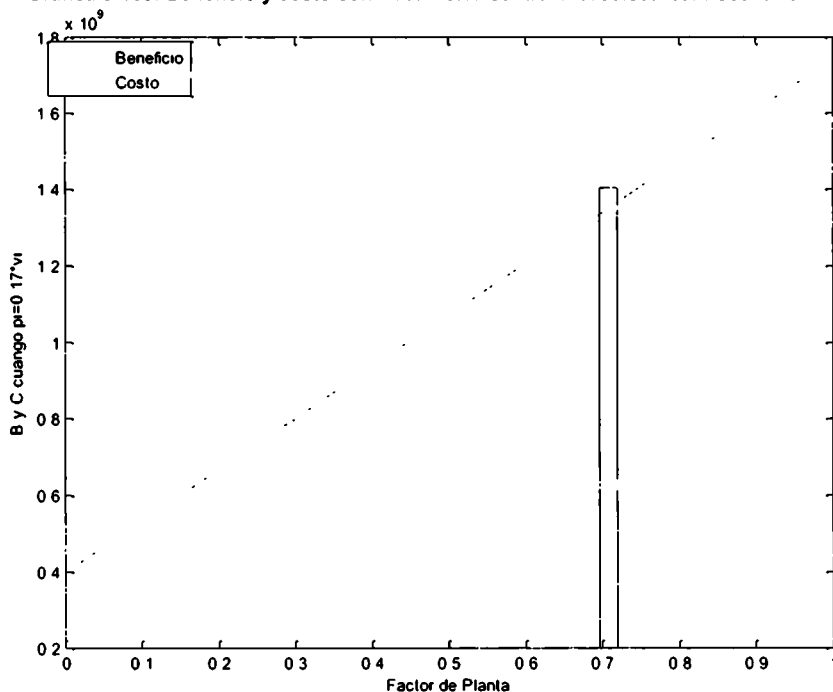
- Si el generador hidroeléctrico gana la subasta de potencia, también capta ingresos por el Cargo por Confiabilidad y eventuales por la venta de energía en el spot.
- Se observa que el valor esperado del factor de planta de la hidroeléctrica según el SDDP es del orden de 0.71, lo cual implica que bajo los supuestos considerados, la relación Beneficio/Costo desde el punto de vista del generador es de 1.29.
- Considerando el escenario 7, el generador hidroeléctrico tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia – SP.

Gráfica 5-154: Plano de beneficio y costo – central hidroeléctrica. Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-155: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.17$ central hidroeléctrica. Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

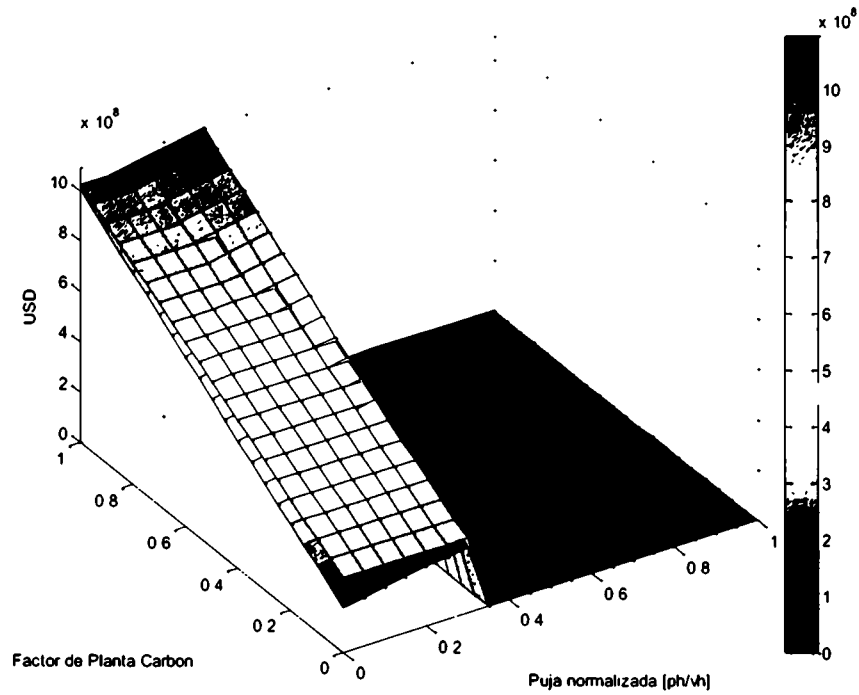
Escenario 7-central térmica:

En la Gráfica 5-156 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-157 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.334$ (Gráfica 5-156), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70% de ganar la subasta de potencia.

De estas gráficas se puede concluir:

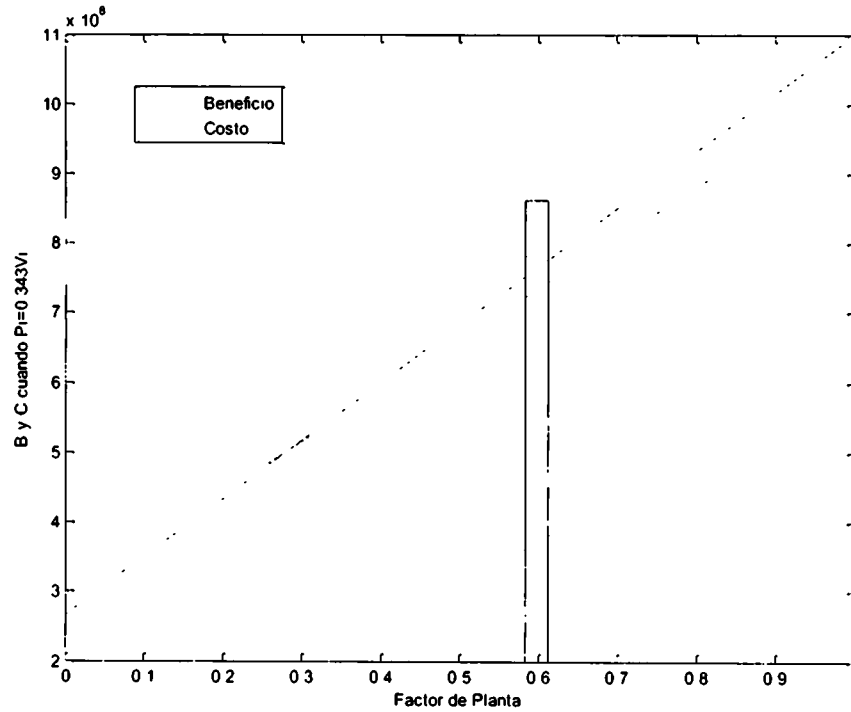
- Si el generador térmico gana la subaste de potencia, también capta ingresos por el Cargo por Confiabilidad y eventuales por la venta de energía en el spot.
- Se observa que el valor esperado del factor de planta de la térmica según el SDDP es del orden de 0.62, lo cual implica que bajo los supuestos considerados, la relación Beneficio/Costo desde el punto de vista del generador es de 1.1.
- Considerando el escenario 7, el generador térmico tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia – SP.

Gráfica 5-156: Plano de beneficio y costo – central térmica. Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-157: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.334$ Central térmica. Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME

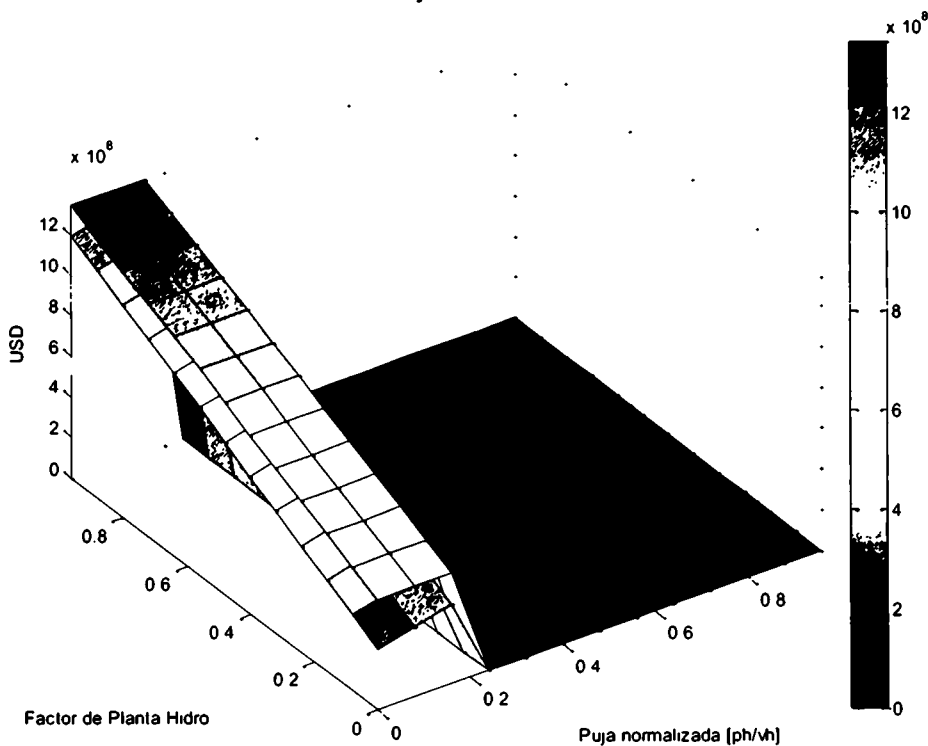
Escenario 9-central hidroeléctrica:

En la Gráfica 5-158 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-159 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.17$ (Gráfica 5-158), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70% de ganar la subasta de potencia.

De esas gráficas se puede concluir:

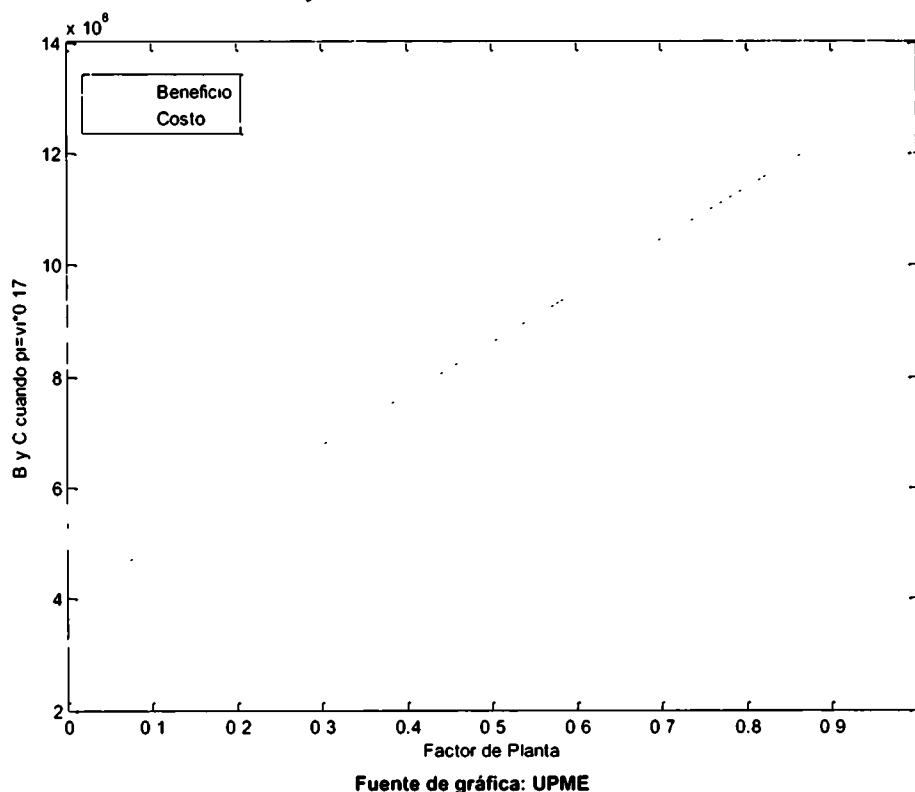
- Para cualquiera que fuese el factor de planta de la hidroeléctrica, el plano de beneficio siempre está por debajo del plano de costo.
- Considerando el escenario 9, el generador hidroeléctrico no tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia – SP.

Gráfica 5-158: Plano de beneficio y costo – central hidroeléctrica. Escenario 9.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-159: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.17$ Central hidroeléctrica. Escenario 9.



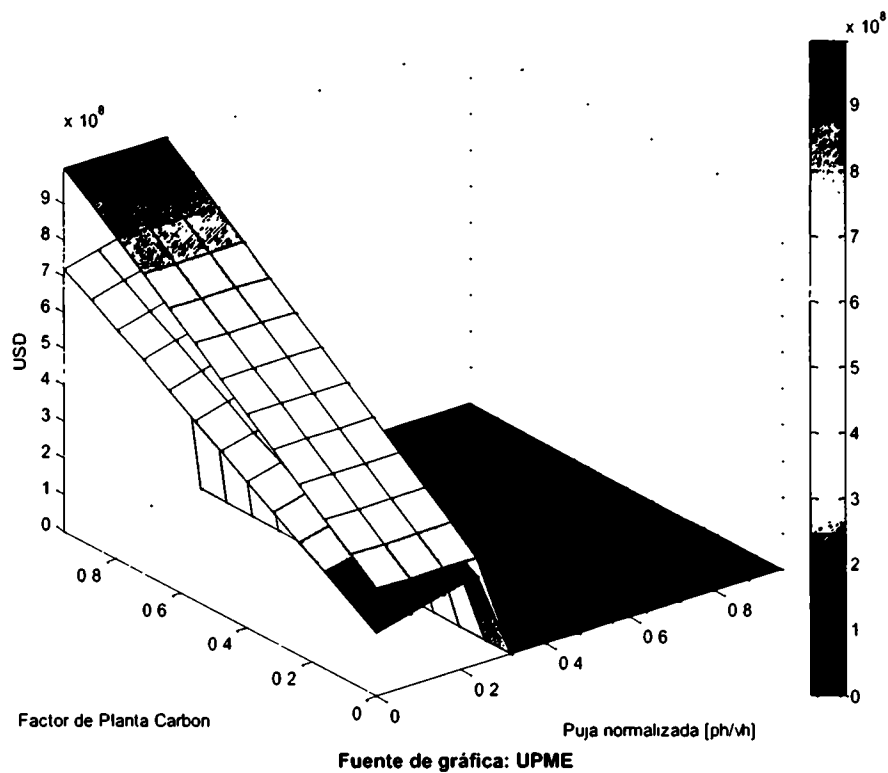
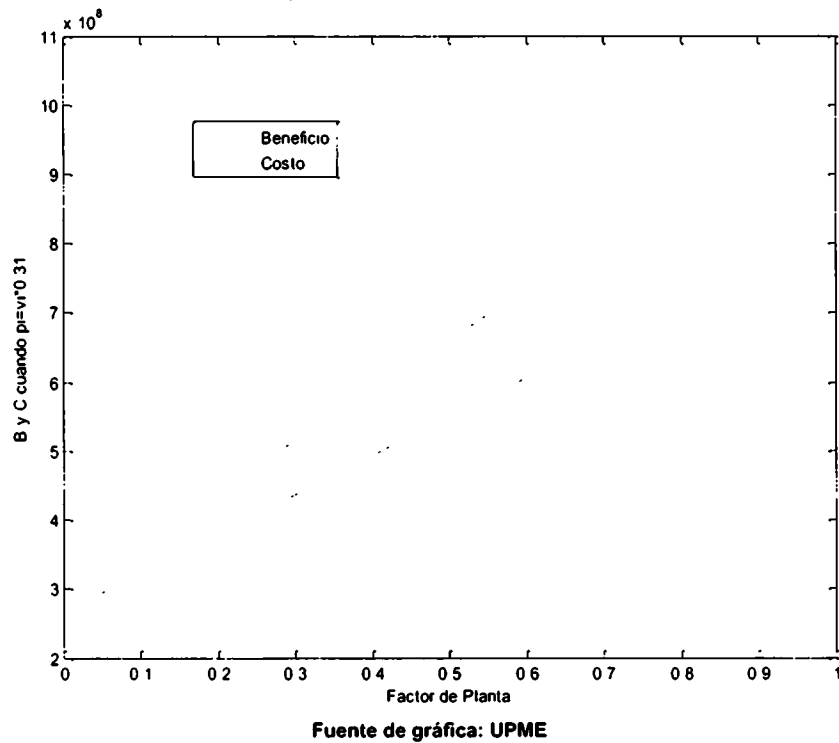
Escenario 9-central térmica:

En la Gráfica 5-160 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-161 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.334$ (Gráfica 5-160), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70% de ganar la subasta de potencia.

De estas gráficas se puede concluir:

- Para cualquiera que fuese el factor de planta de la térmica, el plano de beneficio siempre está por debajo del plano de costo.
- Considerando el escenario 9, el generador térmico no tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia – SP.

Gráfica 5-160: Plano de beneficio y costo – central térmica. Escenario 9.

Gráfica 5-161: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.334$ Central térmica. Escenario 9.

Conclusiones

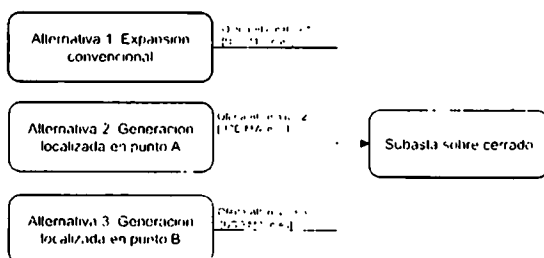
- Según los resultados obtenidos, solamente en los escenarios 5 y 7 las dos tecnologías de generación tendrían los incentivos suficientes de participar en la subasta de potencia-SP, ya que sus beneficios serían mayores a los costos, independientemente que la puja esté por debajo de lo que realmente valen los proyectos. Es decir, los beneficios del Cargo por Confiabilidad y los ingresos asociados a la venta de energía en el mercado spot justifican la inversión.
- Por otro lado, si el costo marginal evoluciona como lo proyecta el escenario 9, los dos generadores no tendrían incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia, ya que si bien el ingreso percibido en el mercado de confiabilidad es el mismo, los ingresos por venta de energía son mínimos.

5.6.11.2. Simulación subasta Cargo por Confiabilidad-beneficios desde el punto de vista de la demanda (Área Oriental)

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el numeral anterior, a continuación se establece el beneficio para la demanda de una subasta de potencia localizada, donde un generador resulta ganador (Gráfica 5-162). Para ello se simulan dos subastas del Cargo por Confiabilidad, la primera contemplando que el proyecto de transmisión es adjudicado en la subasta de potencia, y una segunda donde un generador con 200 GWh-año gana la SP. En el primer caso la demanda objetivo no sufriría ninguna contracción, y el precio de cierre se daría por la interacción de otros agentes en la subasta de reloj descendente. En el segundo caso si hay contracción de demanda, razón por la cual las cantidades adjudicadas son menores y a un menor precio.

Gráfica 5-162: Procedimiento para establecer los beneficios de la subasta de potencia localizada desde la perspectiva de la demanda nacional.

Benef. transmisión Alt1 = Benef. transmisión Alt2 = Benef. transmisión Alt3
Potencia localizada



Costo transmisión Alt1=Oferta Alt 1
Costo transmisión Alt2=Oferta Alt 2
Costo transmisión Alt3=Oferta Alt 3

Costo total Alternativa 1 = (Demanda Neta) (Prima CxC Alt 1) + (Oferta Alt 1)

Costo total Alternativa 2 = (Demanda Neta - OEF Alt 2) (Prima CxC Alt 2) + (OEF Alt 2) (Prima CxC subasta anterior) + (Oferta Alt 2)

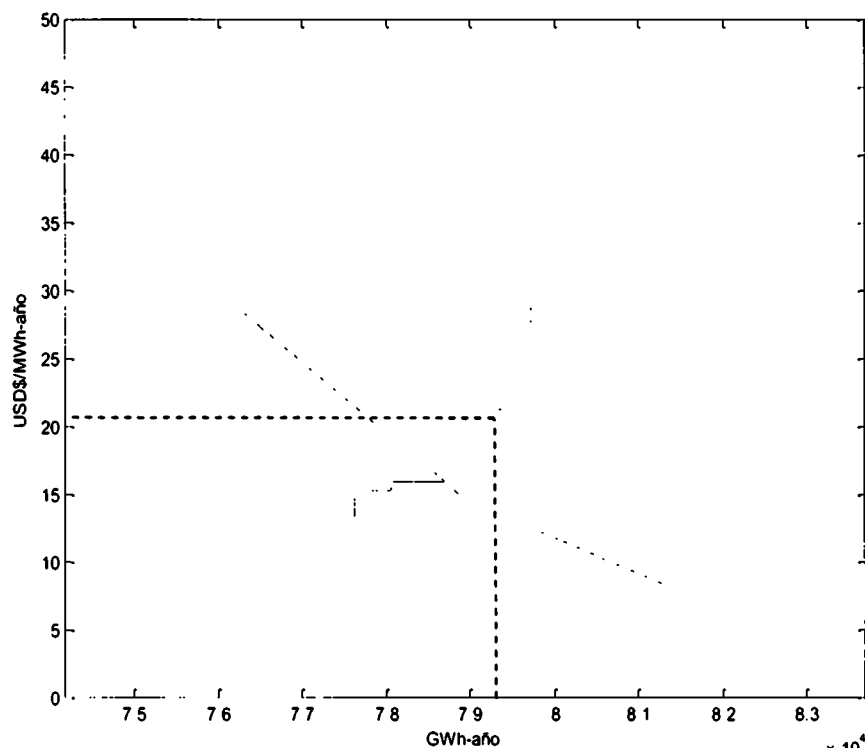
Costo total Alternativa 3 = (Demanda Neta - OEF Alt 3) (Prima CxC Alt 3) + (OEF Alt 3) (Prima CxC subasta anterior) + (Oferta Alt 3)

Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 5-163 y Gráfica 5-164 se observan los resultados de las dos simulaciones. De las mismas se puede concluir:

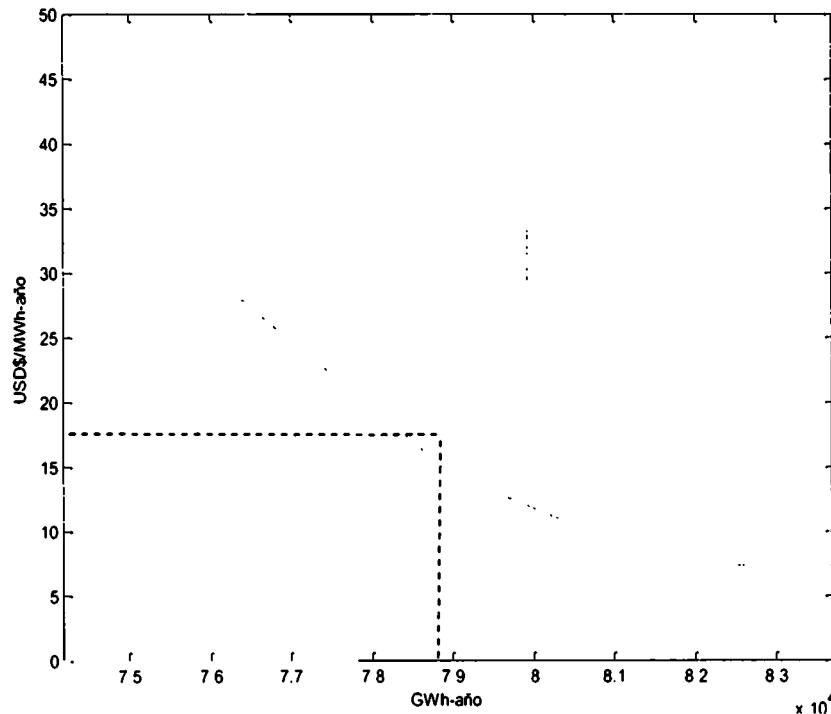
- La simulación de la subasta de reloj descendente para la asignación de OEF que consideró la "victoria" de un generador en la SP, tuvo en cuenta una contracción de la demanda objetivo de 200 GWh-año. Los resultados obtenidos son satisfactorios desde el punto de vista de la demanda.
 - ✓ OEF planta hidroeléctrica de 294 MW = 2060 GWh-año.
 - ✓ OEF planta carbón de 200 MW = 1400 GWh-año.
- Se puede evidenciar una disminución de costos de 13.3 MUSD/año, si la OEF asignada a los generadores ganadores de la SP es del orden de 200 GWh-año. Es decir, las cantidad por el precio en la primera subasta tiene un costo para el usuario de 31.5 MUSD/año, mientras que en la segunda subasta dicho producto es del orden de 21.8 MUSD/año (considerando las Obligaciones de Energía en Firme del proyecto de generación remuneradas a un valor de 15.7 USD/MWh)
- Los beneficios por potencia localizada son tendientes a cero, ya que el generador y la línea pujan valores muy similares, según el resultado de las simulaciones.
- Es de esperarse que conforme aumente la OEF asignada a los generadores en la subasta de potencia, el costo asociado al mercado de confiabilidad visto desde la demanda disminuya. Inclusive puede darse el caso que la OEF asignada a los generadores en la SP sea tan grande, que el sistema simplemente no vea la necesidad de llevar a cabo la subasta de reloj descendente, incrementándose de esta manera la eficiencia económica para el país.

Gráfica 5-163: Subasta Cargo por Confiabilidad donde gana solución convencional (no hay contracción de demanda).



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 5-164: Subasta Cargo por Confiabilidad donde gana planta de generación con 200 GWh-año de OEF.



Fuente de gráfica: UPME.

Finalmente es importante mencionar como se simuló la subasta del Cargo por Confiabilidad:

- Se consideran 4 generadores: Hidroeléctrica 100 MW, Carbón 100 MW, Gas Ciclo Abierto 100 MW y Gas Ciclo Cerrado 100 MW.
- Se calcula la mejor estrategia para cada agente/jugador, donde la primera es sub-reportar el precio de reserva, la segunda es reportar el precio de reserva, y la tercera es sobre-reportar el precio de reserva.

Cuándo se conoce la estrategia que maximiza el beneficio individual de cada agente, se simula de nuevo la subasta, arrojando los resultados mostrados.

5.6.11.3. Problemática Área Caribe

El área Caribe es una de las zonas con mayor consumo de potencia activa y reactiva. En el largo plazo será la región con mayor demanda del país, ello apalancado por el desarrollo industrial y la instalación de nuevos consumidores especiales (ver Gráfica 5-41). Cuenta con los recursos térmicos de Candelaria, Cartagena, Proeléctrica, Flores, Tebsa, Termobarranquilla, Gecelca 3 (en el futuro Gecelca 3.2), Guajira, y recursos renovables como Urrá y Jepirrachí. Se interconecta con el resto del sistema a través de las siguientes líneas de transmisión:

- Con Antioquia a través de Cerromatoso-Porce III 500 kV, Cerromatoso-Primavera 500 kV y Urabá-Apartadó 110 kV. No obstante a nivel de STR los sistemas se encuentran aislados. En el 2018 se reforzará la interconexión con el corredor Ituango-Cerromatoso-Chinú-Copey 500 kV.
- Con Norte de Santander a través del enlace Copey-Ocaña 500 kV (en el futuro La Loma-Ocaña 500 kV)
- Con Venezuela a través de la línea Cuestecitas-Cuatricentenario 220 kV.

Caribe está conformada por varias sub-áreas, específicamente Atlántico, Bolívar, Guajira/Cesar/Magdalena (GCM), Córdoba y Sucre. En los Planes de Expansión de Transmisión la Unidad definió varios proyectos, los cuales mejoran ostensiblemente las condiciones de confiabilidad y reducen el valor esperado de las restricciones. Entre ellos destacan:

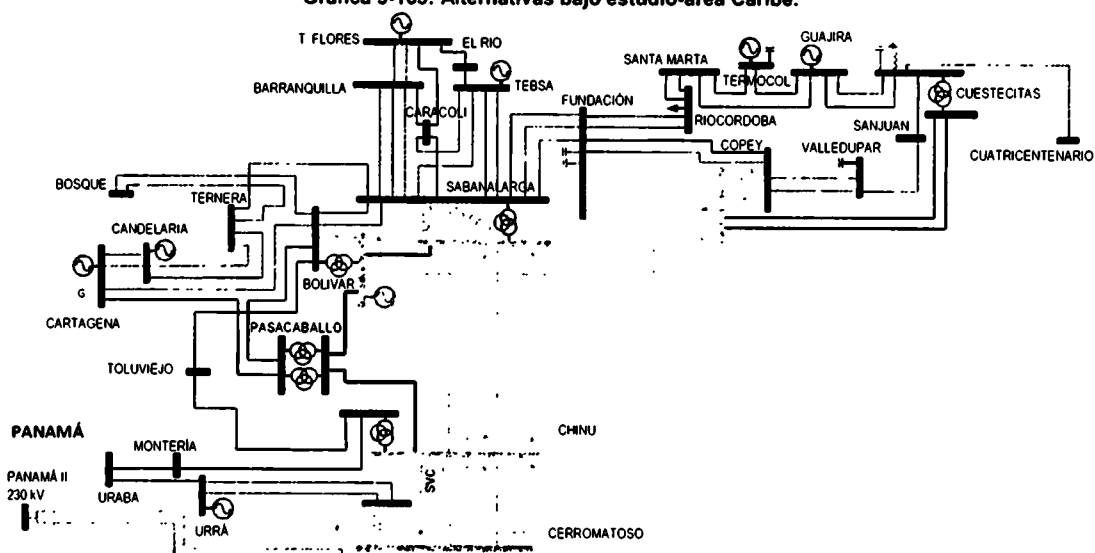
- Corredores a nivel de 220 kV Chinú-Montería-Urabá y Chinú-Toluviejo-Bolívar, en las sub-áreas Córdoba y Sucre.
- Segundo circuito Bolívar-Cartagena 220 kV en la sub-área Bolívar.
- Corredores a nivel de 220 kV Flores-Caracolí-Sabanalarga y Tebsa-El Río-Flores en la sub-área Atlántico.
- Segundo transformador Copey 500/220 kV-450 MVA, subestaciones Río Córdoba y San Juan 220/110 kV, compensación Termocol 35 MVAR y línea Copey-Cuestecitas 500 kV en la sub-área GCM.
- Nuevo enlace Bolívar-Sabanalarga 500 kV, que incrementa las transferencias entre las sub-áreas Atlántico y Bolívar.
- Diferentes alternativas de refuerzo de red en el STN para incorporar el recurso eólico de la Guajira.

A pesar de esta expansión, en el largo plazo (2030) se identifica que la contingencia Copey-La Loma 500 kV ocasiona bajas tensiones en el área Caribe, particularmente en la sub-área Bolívar. Lo anterior indistintamente que se tengan todos los recursos de generación en línea. En este sentido y dada la naturaleza de la restricción, se plantan dos alternativas de solución (Gráfica 5-165).

- Refuerzo del STN en el área Caribe a través de nuevos elementos "convencionales de red". Subestación Pasacaballos 500/220/110 kV, la cual reconfigura uno de los circuitos Cartagena-Bolívar 220 kV, y se conecta a la red de 500 kV con los nuevos enlaces Pasacaballos-Bolívar y Pasacaballos-Chinú.
- Localización de un nuevo generador en la sub-área Bolívar de 500 MW de capacidad, conectado en la subestación Bolívar 500 kV.

Respecto al recurso para la generación de energía eléctrica, se podría aprovechar el régimen de vientos del área, o construir una planta térmica que utilice gas natural importado (nueva planta de regasificación del municipio de Pasacaballos). Se descarta la primera opción, es decir generación eólica, ya que el soporte de tensión de esta tecnología, si bien se podría alcanzar con la instalación de elementos de compensación clásicos o dinámicos, SVC o STATCOM, la naturaleza de la solución tendría activos "convencionales de red", dada la cantidad de MVAR que se necesitarían (el almacenamiento a través de baterías no representa una alternativa viable ya que la limitación principal es potencia reactiva, no activa).

Gráfica 5-165: Alternativas bajo estudio-área Caribe.

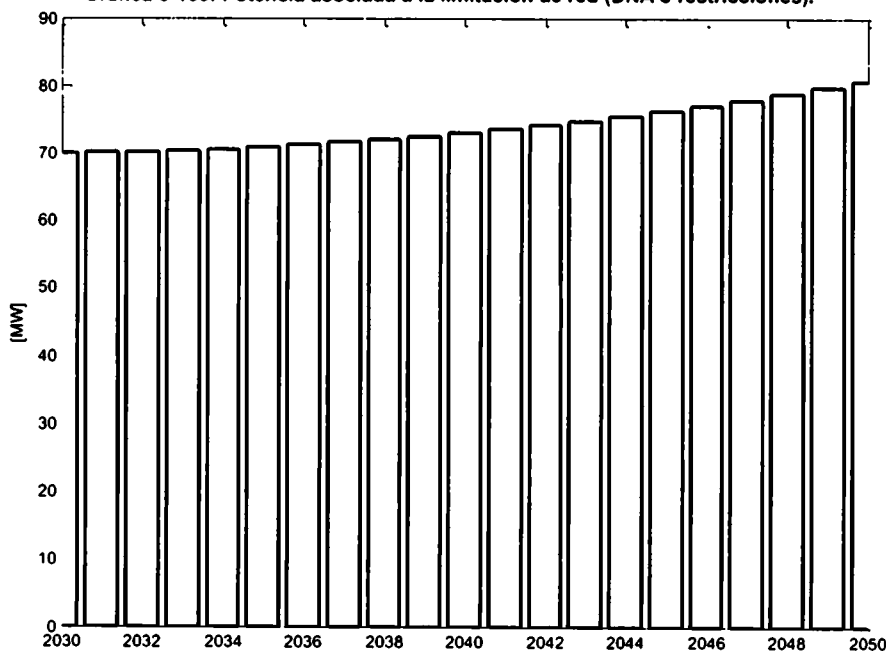


Fuente de gráfica: UPME

5.6.11.3.1. Subasta de Potencia-SP (Área Caribe)

Teniendo en cuenta la metodología y los planteamientos del ejercicio llevado a cabo en Oriental, se simula la subasta de potencia en el área Caribe, cuyo producto principal es la solución a la problemática identificada (Demanda no Atendida y reducción de restricciones). Las alternativas estudiadas y que serían subastadas entre agentes transmisores y generadores, son la potencia localizada y la expansión de red convencional. En la Gráfica 5-166 se muestra la potencia asociada a la limitación de red.

Gráfica 5-166: Potencia asociada a la limitación de red (DNA o restricciones).



Fuente de gráfica: UPME

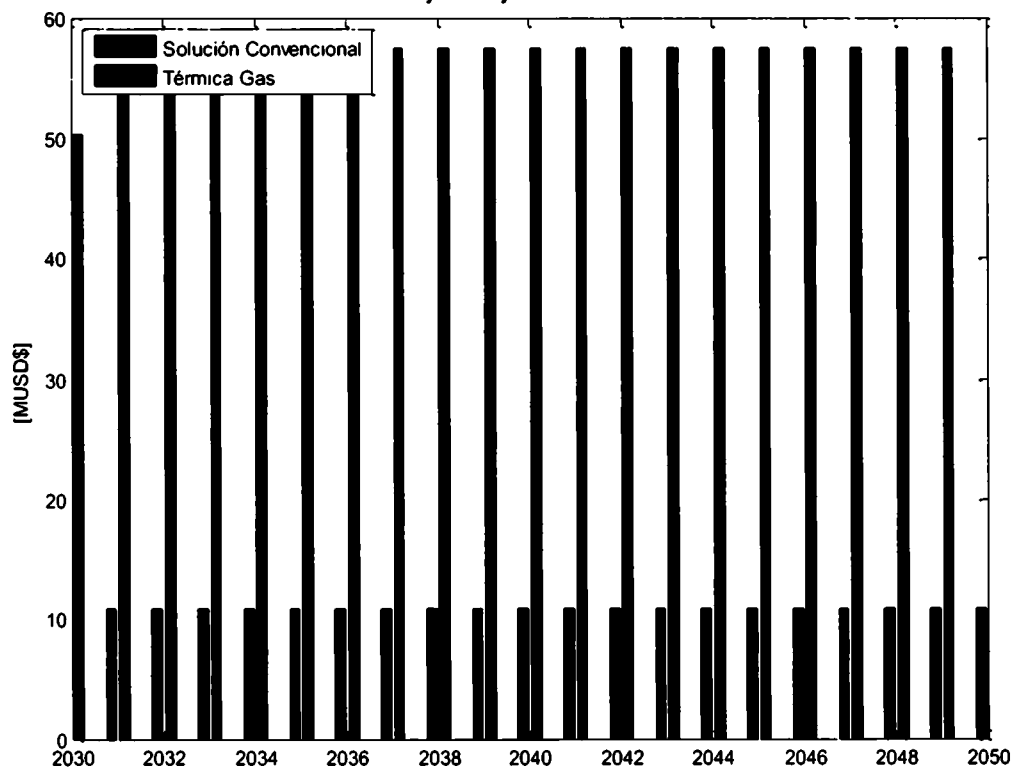
En la misma línea de análisis previos, se establece la valoración de cada alternativa, no sin olvidar los beneficios adicionales que tendría la planta de generación. Para efectos de la subasta, ganará el agente que tenga la menor puja P_i , la cual debe estar normalizada por la potencia asociada a la limitación de red. En la Tabla 5-29 y Gráfica 5-167 se presenta la valoración y flujo de caja de cada alternativa. Vale la pena mencionar la diferencia entre las valoraciones de la expansión de red y la planta térmica que utiliza el gas natural como principal recurso.

Tabla 5-29: Valoración de cada alternativa.

Tecnología	Capacidad [MW]	LCOC [USD/MW] "Levelized cost of Capital"	VPN [USD]	Promedio Potencia del problema [MW]	Valoración de cada tecnología [USD/MW-mes]
Línea	NA	NA	94'049,666 9	83 23	1'129,961.15
Térmica-Gas	500	1'115,360	576'800,000	83 23	6'930,193.44

Fuente de tabla: UPME.

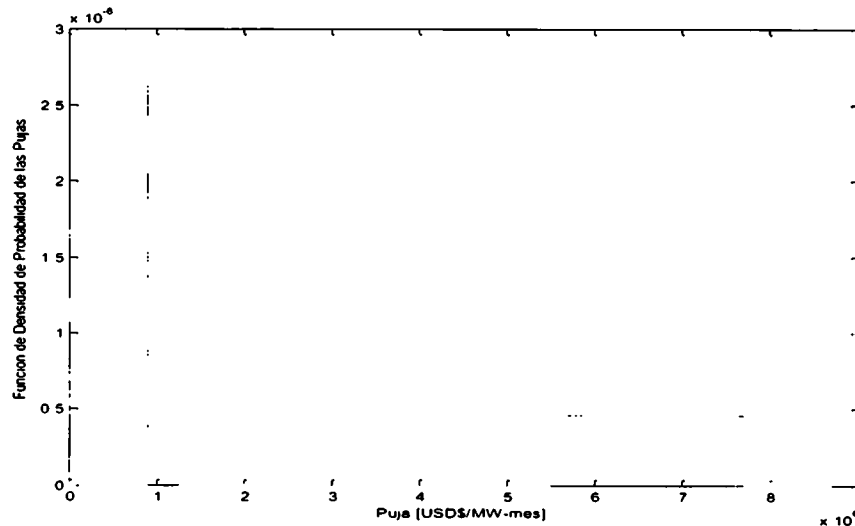
Gráfica 5-167: Flujo de caja alternativas de solución.



Fuente de gráfica: UPME

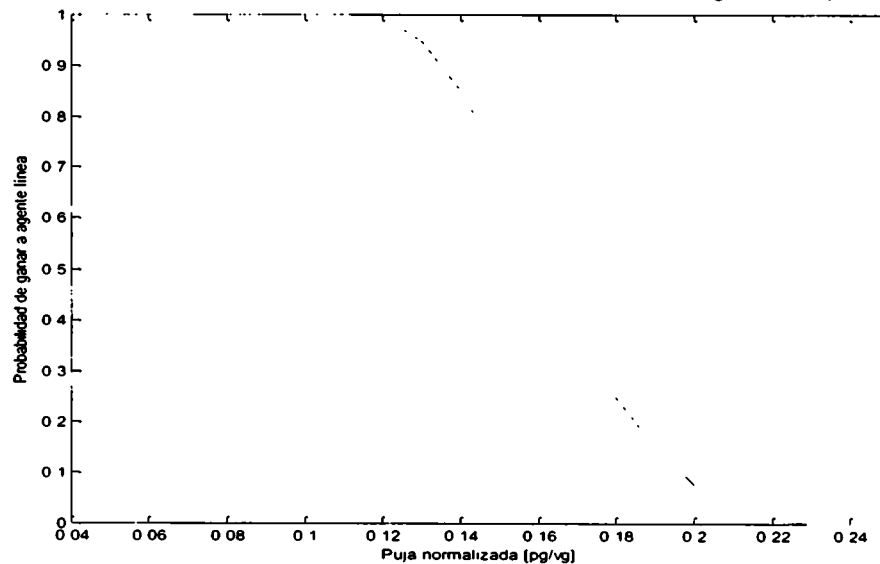
Dada la diferencia entre ambas valoraciones, el generador debe reducir su puja hasta un punto donde la probabilidad de ganar la subasta de potencia se incremente, en la búsqueda de los beneficios propuestos por el documento CREG 077 del 2014. La Gráfica 5-168 y Gráfica 5-169 muestran la función de densidad de probabilidad para las pujas (izquierda expansión de red convencional y derecha planta térmica) y la función de probabilidad acumulada de ganar la subasta, para diferentes valores de puja (simulaciones de Monte Carlo sucesivas desplazando la Gráfica 5-168).

Gráfica 5-168: Función de densidad de probabilidad de las pujas normalizadas para cada alternativa.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-169: Función de probabilidad acumulada de éxito de cada alternativa de generación (térmica a gas).



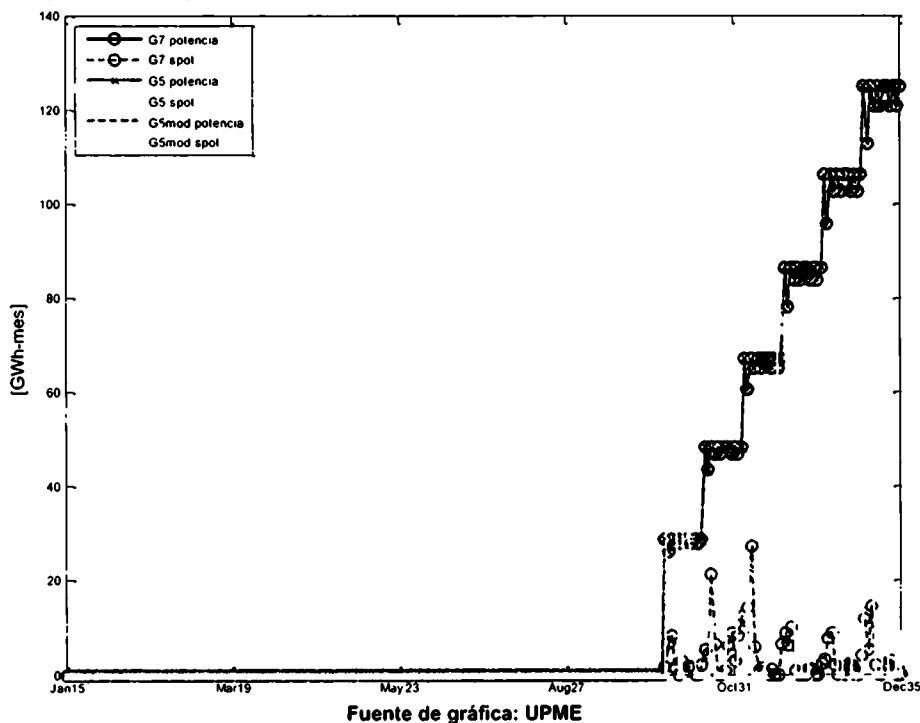
Fuente de gráfica: UPME.

Nuevamente se selecciona un valor P_i/V_i , de tal manera que la probabilidad de ganar la subasta de potencia sea mayor al 70 %. Para el caso de la central térmica, este valor debe ser el 14.5 % de su valoración.

A continuación se presenta para la planta térmica los planos de beneficios y costos, nuevamente teniendo en cuenta: i) costos de inversión, ii) costos variables, iii) beneficios esperados del cargo por confiabilidad, iv) beneficios por ventas de energía en el mercado spot, v) diferentes valores de puja normalizada, vi) varios niveles de producción energética, que se ven reflejados en el valor esperado del factor de planta, y vii) escenarios de evolución del valor esperado del costo marginal.

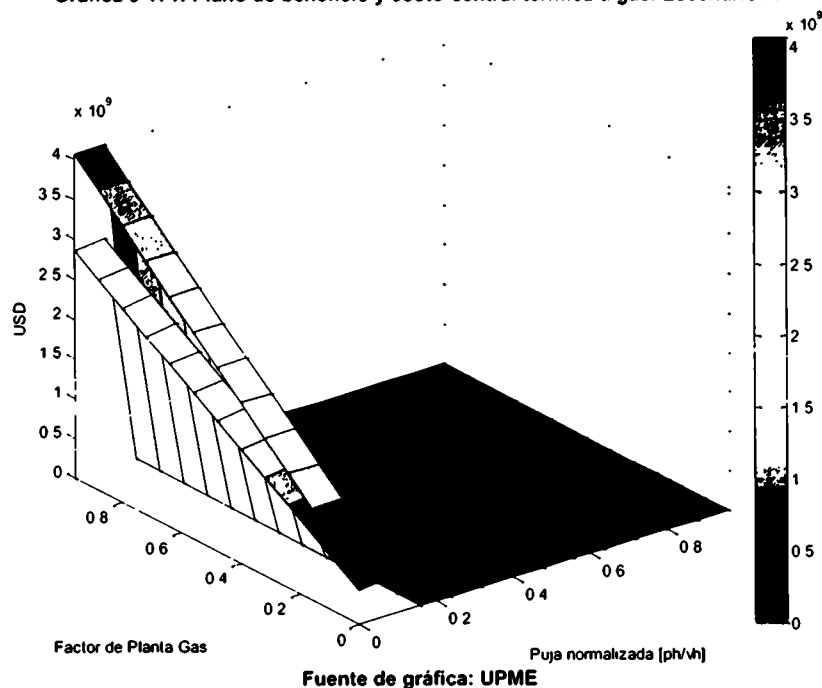
La producción asociada a la central, que garantiza la seguridad del sistema y que permite calcular los beneficios por ventas de energía, al igual que sus costos variables, se observa en la Gráfica 5-170.

Gráfica 5-170: Producción energética de cada alternativa de generación para salvaguardar las condiciones del sistema y aquellas asociadas a las ventas en el spot. En la leyenda la primera letra identifica el tipo de planta (Térmica a gas=G), el número está asociado al escenario de generación de largo plazo, y el atributo, potencia o spot, hace mención a la energía que garantiza la seguridad del sistema o el excedente que es producido en el mercado spot.

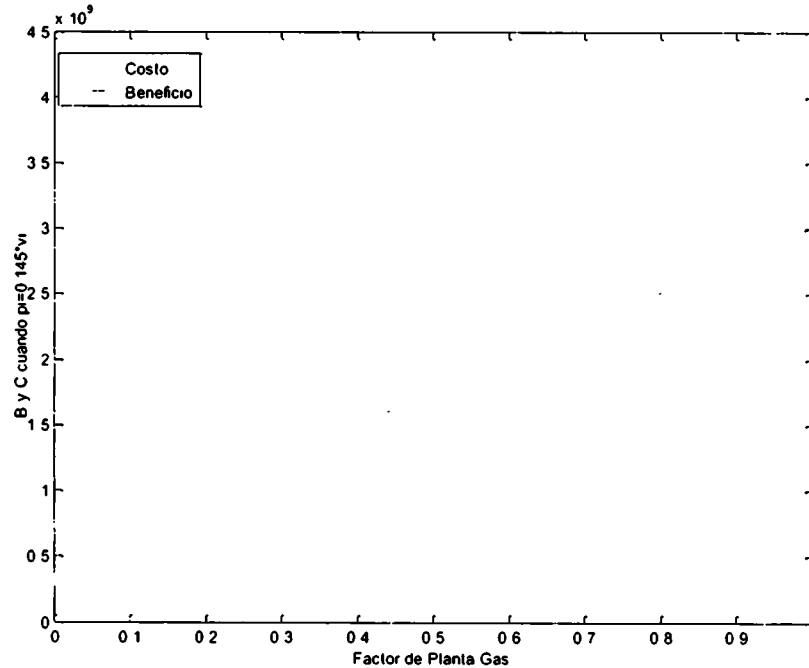


Escenario 7-central térmica que utiliza gas natural importado:

Gráfica 5-171: Plano de beneficio y costo-central térmica a gas. Escenario 7.



Gráfica 5-172: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.145$. Central térmica a gas-Escenario 7.



Fuente de gráfica: UPME.

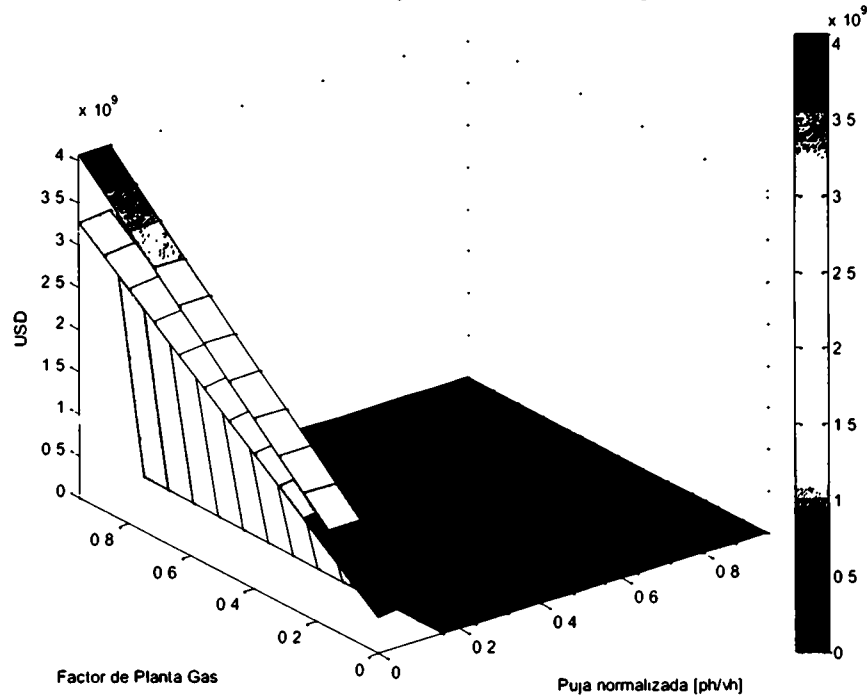
En la Gráfica 5-171 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-172 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.145$ (Gráfica 5-171), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70 % de ganar la subasta de potencia. De las mismas se puede concluir:

- Para cualquiera que fuese el factor de planta de la central térmica, el plano de beneficio siempre está por debajo del plano de costo.
- Considerando el escenario 7, el generador térmico que utiliza el gas natural importado no tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia-SP.

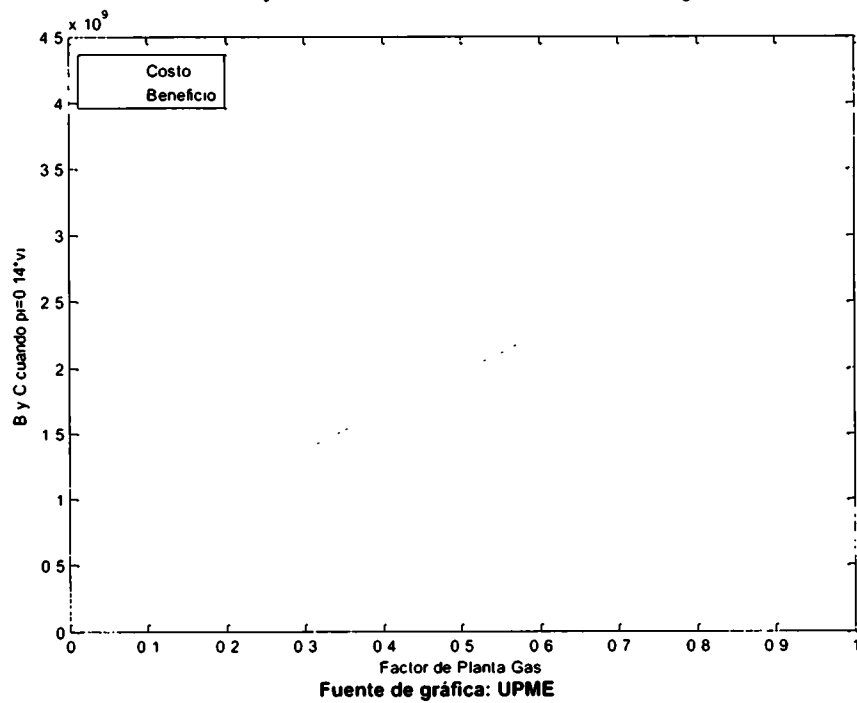
Escenario 5-central térmica que utiliza gas natural importado:

Dado que el escenario de costo marginal, caso 7 de largo plazo, no le permite al generador térmico recuperar su inversión, se considera otra proyección del precio futuro de bolsa, la cual contempla una senda de expansión térmica en la matriz de generación (caso 5 largo plazo). En la Gráfica 5-173 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-174 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.145$ (Gráfica 5-173), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70 % de ganar la subasta de potencia.

Gráfica 5-173: Plano de beneficio y costo-central térmica a gas. Escenario 5.



Gráfica 5-174: Beneficio y costo con $P_i/V_i = 0.14.5$. Central térmica a gas-Escenario 5.



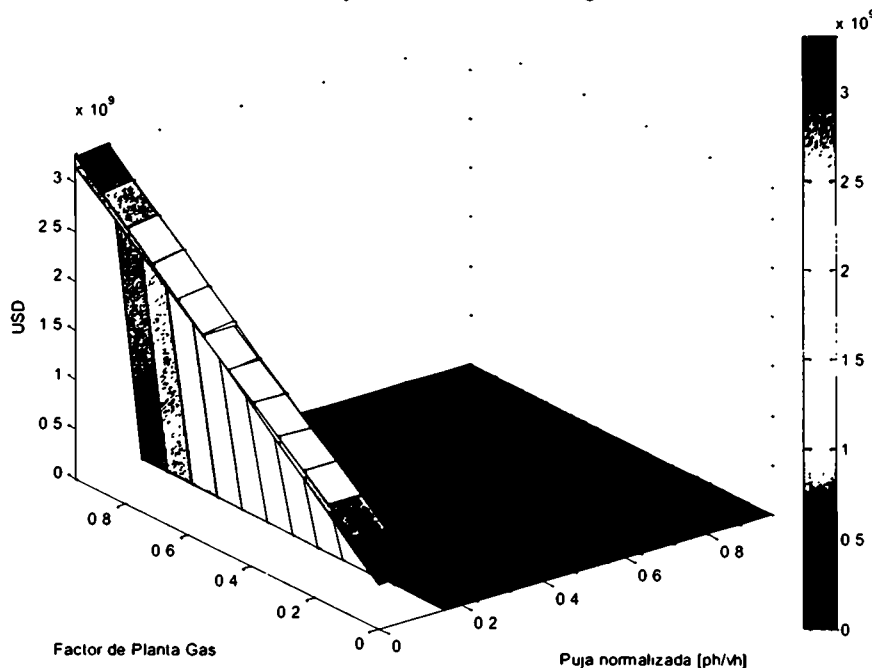
De las mismas se puede concluir:

- Para cualquiera que fuese el factor de planta de la central térmica, el plano de beneficio siempre está por debajo del plano de costo. En otras palabras, bajo el escenario 5 el generador térmico que utiliza el gas natural importado, no tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia-SP.

Dado que para ninguno de los escenarios de evolución del costo marginal, el generador térmico tiene incentivos para participar en la subasta de potencia, se cuantifica para que porcentaje de la proyección del precio del gas natural utilizada por la UPME, el generador tendría incentivos para competir en la SP. Es así que se modifica el escenario 5 de largo plazo, reduciendo el precio de los combustibles de las plantas que utilizan el gas natural como recurso principal (65 % del escenario bajo de proyección). En este sentido, en la Gráfica 5-175 se observan los planos de beneficio y costo, que están en función de la puja normalizada (eje x) y la producción esperada de la central o factor de planta (eje y). En la Gráfica 5-176 se observa el corte en $P_i/V_i = 0.145$ (Gráfica 5-175), que es el valor de la puja normalizada donde se tiene una probabilidad del 70 % de ganar la subasta de potencia.

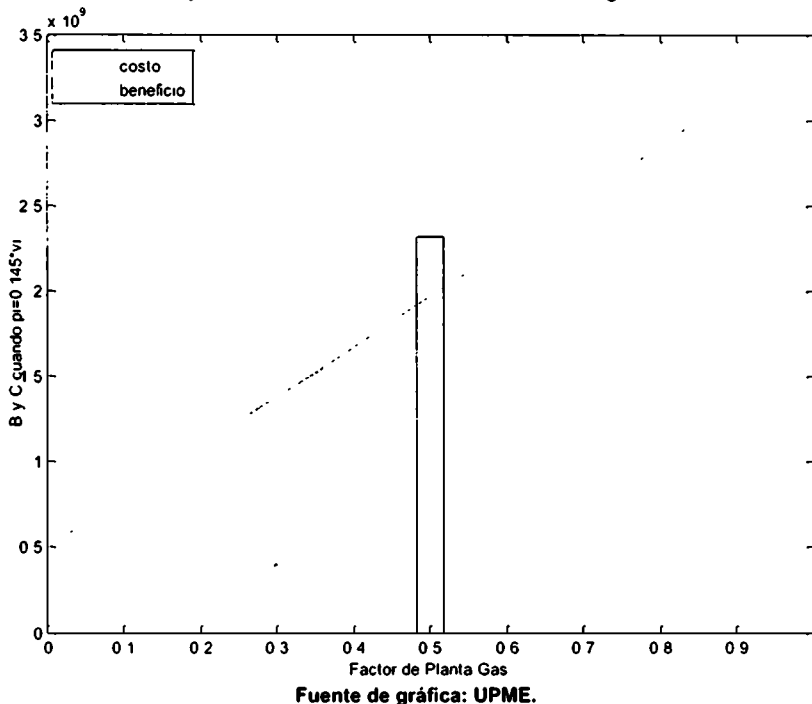
Si el generador térmico gana la subaste de potencia, también capta ingresos por el Cargo por Confiabilidad y eventuales por la venta de energía en el spot. Se observa que el valor esperado del factor de planta de la térmica según el SDDP es del orden de 0.53, lo cual implica que bajo los supuestos considerados, la relación beneficio/costo desde el punto de vista del generador es de 1.03.

Gráfica 5-175: Plano de beneficio y costo-central térmica a gas. Escenario 5 modificado.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-176: Beneficio y costo con $Pi/Vi = 0.145$. Central térmica a gas-Escenario 5 modificado.



En conclusión, bajo el escenario 5 modificado el generador térmico tiene incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia-SP.

Conclusiones:

- Según los resultados obtenidos, en ninguno de los escenarios (5 y 7) la generación térmica que utiliza el gas natural importado, tendría los incentivos suficientes de participar en la subasta de potencia-SP, ya que sus beneficios serían inferiores a los costos. Es por ello que no se simuló la subasta de potencia contemplando más casos de largo plazo (entre más renovable sea el escenario, menores son los incentivos).
- Por otro lado, si el costo marginal evoluciona como lo proyecta el escenario 5 modificado, la planta térmica tendría los incentivos suficientes para participar en la subasta de potencia, ya que el ingreso percibido en el mercado de confiabilidad y los ingresos por venta de energía, son superiores a los costos.

5.6.11.3.2. Simulación subasta Cargo por Confiabilidad-beneficios desde el punto de vista de la demanda (Área Caribe)

Dado los resultados obtenidos (escenarios 5 y 7), no se simula la subasta del cargo por confiabilidad.



5.7. VALORACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

En los numerales anteriores se identificaron las señales de expansión del SIN. A partir de las mismas se formularon varias matrices de generación, cuantificando el comportamiento de sus principales atributos, entre ellos:

- Generación por tecnología.
- Costo marginal.
- Evolución de la confiabilidad.
- Complementariedad.
- Emisiones.
- Factor de emisión.
- Costo nivelado de capital.
- Costo promedio nivelado de generación.
- Valor esperado de los intercambios entre cada una de las áreas del sistema (planificación integral generación-transmisión).

En total se simularon ocho (8) escenarios de largo plazo, sin embargo surge la pregunta, ¿cuál de todos ellos tiene el mejor desempeño global?. Para responder dicha interrogante es pertinente construir una serie de indicadores, que posibiliten la visualización del comportamiento de cada escenario, agrupando la mayor cantidad de atributos estudiados (nueve en total). A continuación se presentan los indicadores propuestos junto con su definición y procedimiento matemático para calcularlos.

5.7.1. Indicadores

Se establecieron los siguientes indicadores:

- i. Resiliencia hidráulica.
- ii. Costo marginal.
- iii. Emisiones.
- iv. Costo nivelado de capital normalizado.

Los indicadores ii, iii y iv representan cuatro (4) de los atributos analizados a lo largo del Plan de Expansión. Respecto a la evolución de la confiabilidad, cada uno de los 8 escenarios garantiza el cumplimiento de los límites establecidos referentes al VERE, VEREC y número de casos con déficit, por lo cual no tendría sentido considerar dicho atributo como indicador.

Asimismo, cada escenario de largo plazo necesita expansión de red, unos en mayor proporción que otros, como se establecerá más adelante. Es por ello que no se considera al valor esperado de los intercambios como un indicador.

Por otro lado, la matriz de generación actual y futura tendrá un fuerte componente hidroeléctrico, motivo por el cual fenómenos climáticos como El Niño, afectarán la seguridad del abastecimiento energético. En este sentido, la resiliencia hidráulica, que cuantifica la dependencia de la demanda nacional respecto al recurso hidroeléctrico, se constituye en un indicador preponderante (entre más expuesto esté la generación del SIN a la incertidumbre hidrológica, menos resiliente será el sistema). Es evidente que dicho indicador está correlacionado con el valor esperado de la producción de cada recurso y la complementariedad con la hidroenergía.

Finalmente, si bien el costo nivelado de generación es un referente para los tomadores de decisiones, el promedio de cada recurso en todos los escenarios es similar, es por ello que no se considera como indicador.

5.7.2. Definición matemática indicadores

En este numeral se presentan las expresiones matemáticas para calcular cada indicador. Sus valores oscilan entre 0 y 1. Entre más cercano esté a la unidad, el desempeño de cada escenario es positivo (frente al indicador bajo análisis), caso contrario si es tendiente a cero.

5.7.2.1. Resiliencia hidráulica

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

$$R_{hj} = \left(\frac{\alpha}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{E_i}{D_{ei}}\right) + \left(\frac{1-\alpha}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{P_i}{D_{pi}}\right)$$

Donde:

- j : Escenario de largo plazo bajo análisis.
- i : Es la etapa (mes) bajo estudio.
- n : Número total de meses. En el horizonte del plan, 180.
- R_{hj} : Resiliencia hidráulica para el escenario de largo plazo j .
- α : Peso del indicador que valora la participación de la Energía hidroeléctrica agregada (cuya probabilidad de ser excedida es el 80 %) respecto a la demanda. Para este caso es 0.5.
- E_i : Energía hidroeléctrica agregada que tiene una probabilidad del 80 % de ser excedida, ello en el mes i . Sus unidades son GWh-mes. Lo anterior para el escenario j . Se seleccionó el 80 % dado que bajo condiciones hidrológicas extremas (sequía), el aporte de esta tecnología se reduce significativamente.
- D_{ei} : Demanda de energía eléctrica en el mes i . Sus unidades son GWh-mes.
- P_i : Capacidad hidroeléctrica agregada en el mes i . Sus unidades son MW. Lo anterior para el escenario j .
- D_{pi} : Demanda de potencia en el mes i . Sus unidades son MW.

5.7.2.2. Costo Marginal

El costo marginal de la demanda, análogo al precio futuro de bolsa, es uno de los atributos más importantes de cada escenario de largo plazo. El indicador que se formula y presenta a continuación, tiene como objetivo reflejar la participación de dicho costo frente al máximo valor encontrado en el escenario 3 (corto plazo, atrasos y sin expansión adicional a la definida por el Cargo por Confiabilidad). En otras palabras, entre más cercano sea a la unidad, la demanda pagaría menos por concepto de generación de energía eléctrica en el futuro. Caso contrario si es tendiente a cero. La siguiente expresión matemática muestra la composición del mismo:

$$I_{Cj} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{E[C_{mg_i}]}{\max(E[C_{mg_{esc3}}])}\right)$$

Donde:

- I_{Cj} : Indicador de costo marginal del escenario de largo plazo j .
- $E[C_{mg_i}]$: Es el valor esperado del costo marginal en el mes i , para el escenario de largo plazo j . Sus unidades son USD\$/MWh-mes.
- $\max(E[C_{mg_{esc\ 3}}])$: En el escenario 3 de corto plazo, es el máximo valor esperado del costo marginal, que ocurre durante los 180 meses del horizonte de planeación. Sus unidades son USD\$/MWh-mes.

5.7.2.3. Emisiones

Las emisiones de CO₂ y factor de emisión también constituyen un indicador diferencial entre cada uno de los escenarios. Como se mencionó anteriormente, las emisiones dependen de la generación térmica por recurso y su consumo de combustible. Entre más cercano sea a la unidad este indicador, menos contaminante es la estrategia de largo plazo. La siguiente expresión matemática muestra la manera de cuantificarlo:

$$I_{Em_j} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{E[M_i]}{\max(E[M_{esc\ 5}])}\right)$$

Donde:

- I_{Em_j} : Indicador de emisiones del escenario de largo plazo j .
- $E[M_i]$: Es el valor esperado de las emisiones en el mes i , para el escenario de largo plazo j . Sus unidades son Ton CO₂-mes.
- $\max(E[M_{esc\ 5}])$: En el escenario 5 de largo plazo (mayor expansión con recursos térmicos), es el máximo valor esperado de las emisiones, que ocurre durante los 180 meses del horizonte de planeación. Sus unidades son Ton CO₂-mes.

5.7.2.4. Costo nivelado de capital normalizado

Este indicador refleja por escenario, la inversión total que debe acometerse para garantizar la confiabilidad del SIN, excluyendo la conexión a la red. El mismo se encuentra normalizado respecto al escenario más costoso. Dada la formulación matemática, se observa que para el caso más intensivo en inversión, el valor sería 0. El cálculo se describe a continuación:

$$I_{C_{capital_j}} = 1 - \left(\frac{Costo_j}{\max(Costo_5, Costo_6, \dots, Costo_{12})}\right)$$

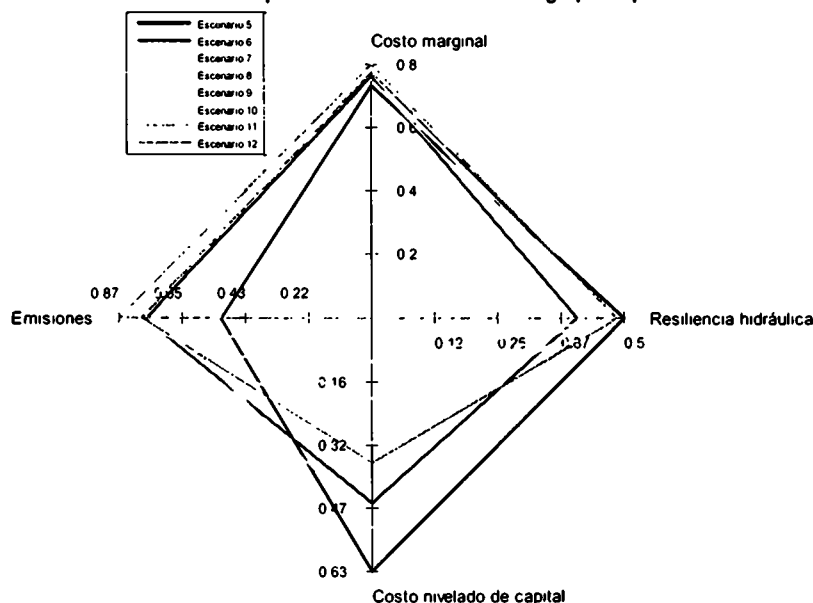
Donde:

- $I_{C_{capital_j}}$: Indicador de costo nivelado de capital normalizado, para el escenario j .
- $Costo_j$: Es el costo nivelado de capital del escenario j . Sus unidades son MUSD\$.
- $\max(Costo_5, Costo_6, \dots, Costo_{12})$: Es el mayor costo nivelado de capital dentro de los ocho (8) escenarios de largo plazo estudiado. Sus unidades son MUSD\$.

5.7.2.5. Resultados

Una vez se tienen definidos los indicadores, se calculan los mismos para cada escenario. Los resultados se observan en la Gráfica 5-177.

Gráfica 5-177: Desempeño de los escenarios de largo plazo por indicador.



Fuente de gráfica: UPME.

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Las estrategias menos resilientes son aquellas que tienen una alta participación hidroeléctrica, particularmente los escenarios 6, 7 y 8. Por otro lado, los casos 5, 12 y 11 en estricto orden, representan las matrices más robustas en relación a su adaptabilidad contra fenómenos hidrológicos severos (sequías).
- Los escenarios más renovables, 11, 10, 9 y 8, implican un menor costo marginal. En contraste los casos 5, 7, 6 y 12, tendrían un mayor precio futuro de bolsa. De todas maneras el rango en que se mueve este indicador para todas las estrategias es reducido, ello por el costo de los combustibles, que para las fuentes renovables es tendiente a cero. Asimismo, las plantas térmicas que utilizan el carbón son bastante competitivas, dado el precio del recurso, el cual es muy inferior si se compara con el gas natural y los combustibles líquidos.
- En relación al indicador de emisiones, los escenarios que tienen el peor desempeño son el 5 y 7, dada la composición de su matriz con recursos térmicos a base de carbón. Por otro lado, los casos renovables tienen un buen comportamiento (11, 10, 9 y 8). Las estrategias 6 y 12 se encuentran ubicadas entre estos dos grupos, presentando un desempeño aceptable. Cabe mencionar que indistintamente del escenario, Colombia es y será una de las matrices más sostenibles en términos ambientales.
- La matriz 5 tiene el mejor comportamiento en relación al costo nivelado de capital (requiere menos inversión). La siguen los escenarios 7, 6 y 12. La estrategia 11, más renovable, intermitente e intensiva en capital por su capacidad total, es la más costosa (el indicador toma el valor de 0).

Si bien hasta este punto se han calculado todos los indicadores, aún no se ha dado respuesta a la pregunta formulada desde el inicio, ¿cuál es la mejor estrategia de largo plazo?. Para ello se debe ponderar cada indicador (nivel de importancia), asignándole un peso. Dicha ponderación es:

Tabla 5-30: Ponderación de cada indicador.

Indicador	Resiliencia hidráulica	Costo marginal	Emisiones	Costo nivelado de capital
Ponderación	$a = 0.3$	$b = 0.3$	$c = 0.2$	$d = 0.2$

Fuente de tabla: UPME.

Considerando los pesos de la Tabla 5-30, se puede obtener un indicador global de desempeño (I_{g_j}), el cual es la suma ponderada de los cuatro indicadores individuales. Es decir:

$$I_{g_j} = a.R_{h_j} + b.I_{C_j} + c.I_{Em_j} + d.I_{C_{capital_j}}$$

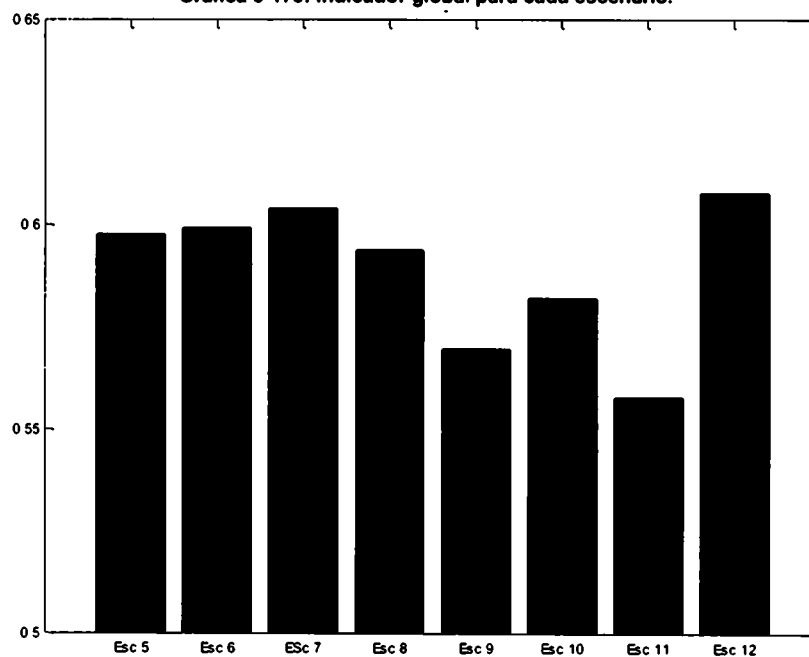
Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5-31 y Gráfica 5-178.

Tabla 5-31: Índices individuales e Indicador global.

Índice	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8	Escenario 9	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
Resiliencia hidráulica	0.4983	0.4065	0.4398	0.4472	0.4668	0.4508	0.4829	0.4842
Costo marginal	0.7305	0.7631	0.7544	0.7797	0.7908	0.7897	0.7972	0.7748
Emisiones	0.5176	0.7778	0.7141	0.8160	0.8475	0.8530	0.8688	0.7902
Costo nivelado de capital	0.6285	0.4642	0.5161	0.3131	0.1141	0.1969	0.0000	0.3616
Indicador global	0.5979	0.5993	0.6043	0.5939	0.5696	0.5821	0.5578	0.6081

Fuente de tabla: UPME.

Gráfica 5-178: Indicador global para cada escenario.

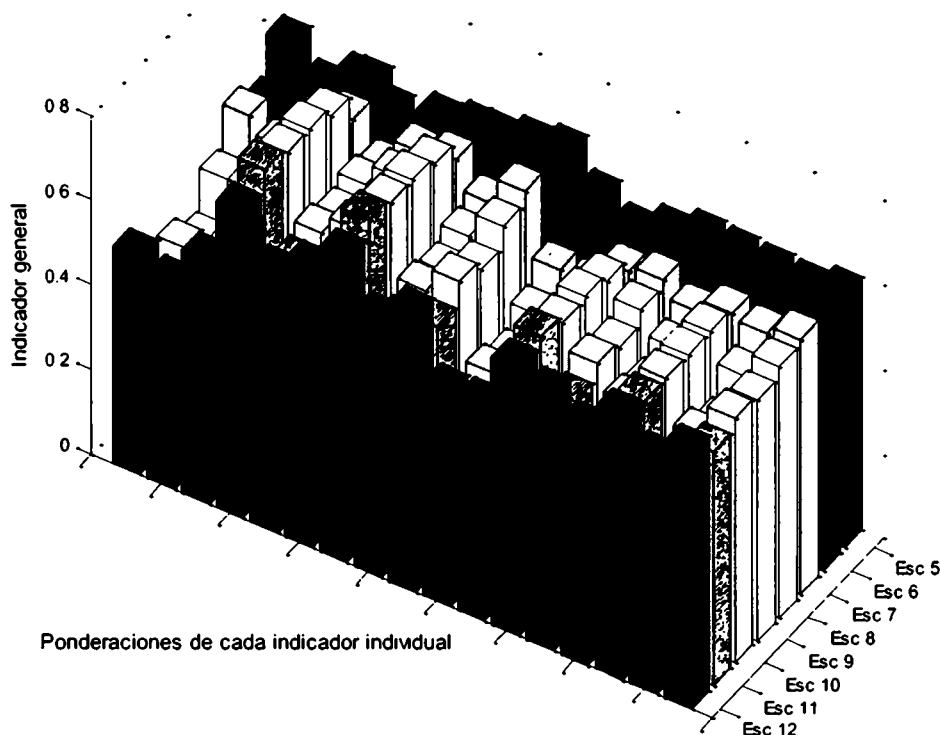


Fuente de gráfica: UPME

De la tabla y gráfica anterior se puede concluir:

- El escenario 12 tiene el mejor desempeño global. Es la segunda estrategia más resiliente, tiene un comportamiento de costo marginal y emisiones razonable, y desde el punto de vista de inversión es el cuarto mejor caso. Adicionalmente, recordemos que es la matriz más diversificada, que incorpora tecnologías convencionales como las centrales hidroeléctricas y plantas térmicas a base de carbón, al igual que nuevas fuentes no convencionales e intermitentes como la generación eólica, solar fotovoltaica distribuida, biomasa y geotermia.
- La selección de los pesos puede ser considerada subjetiva, y es probable que existan otras percepciones en relación a la importancia de cada indicador. Es por ello que en la Gráfica 5-179 se presenta para diferentes ponderaciones, el valor del indicador global. De todas maneras para la mayoría de combinaciones, nuevamente el escenario 12 resultó ser la mejor estrategia de largo plazo.

Gráfica 5-179: Valores del Indicador global en función de diferentes ponderaciones.



Fuente de gráfica: UPME

Finalmente, si bien la expansión de la red no fue contemplada para la conformación de los cuatro (4) indicadores propuestos, vale la pena dar a conocer cuáles de los escenarios formulados implicarían mayores inversiones en red, por lo menos en lo que respecta a los corredores que interconectan las principales áreas eléctricas (Caribe, Antioquia, Suroccidental, Oriental y Nordeste). En la Tabla 5-32 se muestra el porcentaje de enlaces equivalentes con un nivel de carga superior al 90 % de la capacidad máxima de intercambio, ello para el último mes del periodo de estudio (diciembre 2029), y entendiendo que si bien hay 7 enlaces, los flujos son bidireccionales, es decir, en total se contemplan 14 corredores. Nuevamente el escenario 12 junto con la matriz 5, son las estrategias con mejor desempeño. Es decir, no requerirían los mayores refuerzos de red.

Tabla 5-32: Porcentaje de enlaces equivalentes sobrecargados.

Índice	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8	Escenario 9	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
Porcentaje de enlaces equivalentes sobrecargados [%]	21.4	35.7	35.7	35.7	28.5	35.7	28.5	28.5

Fuente de tabla: UPME.

5.8. Conclusiones

Teniendo en cuenta todos los análisis llevados a cabo a lo largo de este capítulo, a continuación se presentan las principales conclusiones y recomendaciones, que se derivan de los resultados obtenidos:

- El balance entre la proyección de crecimiento de demanda, revisiones julio y octubre de 2015, y la agregación de la Energía en Firme verificada y las Obligaciones de Energía en Firme, evidencia que a partir de los años 2021 y 2020 respectivamente, la demanda superaría la oferta energética, es decir, el abastecimiento de la demanda nacional estaría en riesgo. Lo anterior considerando el cronograma de proyectos del escenario base. No obstante, el atraso de la planta térmica Gecelca 3.2 en un año podría implicar en septiembre de 2016 desabastecimiento energético (considerando la proyección de crecimiento de demanda del mes de octubre de 2015). Otros escenarios de atraso y no ejecución de proyectos, específicamente Ituango y Termonorte, deben ser monitoreados dado el impacto energético que tendrían sobre el Sistema Interconectado Nacional-SIN.
- Las simulaciones energéticas llevadas a cabo con el modelo SDDP mostraron que a partir del año 2021, los criterios de confiabilidad energética no se cumplirían, es decir, se necesitaría de nuevos proyectos de generación. Se realizó un análisis especial de muy corto plazo (1 año), dada la coyuntura actual en relación a los bajos aportes hidrológicos producto del fenómeno de El Niño. Si bien los resultados evidencian la necesidad de contar con una producción térmica agregada superior a los 85 GWh-día, ello por más de 25 semanas, no se observan situaciones riesgosas para la demanda.
- A partir de las señales de expansión identificadas, se simularon 8 (ocho) escenarios de largo plazo. Se abarcaron estrategias que contemplan la incorporación de recursos térmicos (carbón y gas), plantas hidroeléctricas de mediana y gran escala, parques eólicos en el norte de la Guajira, generación solar fotovoltaica a nivel distribuido, biomasa, plantas menores y geotermia. Hay diferentes sendas de expansión, las cuales tienen un comportamiento singular en relación a las principales variables energéticas (costo marginal, generación por tecnología y confiabilidad). Dependiendo de la senda que se materialice en el futuro, ello bajo las condiciones actuales y futuras del mercado, la capacidad que se requiere para garantizar la seguridad del SIN oscila entre 4208.3 y 6675.5 MW (adicionales al mecanismo del Cargo por Confiabilidad).
- Para cada uno de los escenarios se calculó el valor esperado de las emisiones, ello en función de la generación térmica y su consumo de combustible. Como era de esperarse, las matrices que incorporan en mayor proporción recursos térmicos, son aquellas que tienen un elevado factor de emisión (CO₂). En contraste, las estrategias más renovables son las menos contaminantes.
- Se calculó el costo nivelado de capital de cada estrategia de largo plazo. Los escenarios renovables son los que implican mayor inversión. Esto no se debe a las tecnologías en sí, ya que por ejemplo el recurso eólico en la Guajira es totalmente competitivo con la hidroelectricidad a gran escala. Ello se debe a la totalidad de la capacidad instalada dada la intermitencia de estos recursos, la cual es necesaria para garantizar un nivel de confiabilidad. Es decir, en la medida que la senda de expansión

sea renovable no convencional, es mayor la capacidad que se necesita con dicho recurso para satisfacer los indicadores energéticos (VERE, VERC y Número de Casos con Déficit).

- Se encontró para los escenarios que implican la incorporación de fuentes renovables, convencionales y no convencionales, una fuerte reducción del valor esperado del costo marginal de la demanda. Si bien ello podría representar un menor impacto tarifario (componente "g"), desde la perspectiva de los inversionistas debe analizarse adecuadamente la rentabilidad de sus proyectos futuros, ello para cada tecnología, convencional y no convencional.
- Se cuantificó el costo nivelado de generación promedio para cada estrategia de largo plazo. Los resultados evidencian que la generación hidroeléctrica, al igual que los parques eólicos en la guajira, presentan el menor LCOE. Por otro lado, si bien la generación solar fotovoltaica distribuida tiene el mayor costo, la misma está destinada a autoabastecer un segmento de la demanda, que no incurriría en costos de transmisión y distribución de energía eléctrica. El costo nivelado de otras fuentes renovables, geotermia y biomasa, están al mismo nivel de la generación térmica convencional.
- Se valoró cada escenario de largo plazo a través de cinco indicadores, a saber: resiliencia hidráulica, costo marginal, emisiones, costo nivelado de capital normalizado e índice global. De las ocho (8) matrices estudiadas, la estrategia 12 presentó el mejor desempeño. Este es el escenario más diversificado, que incorpora fuentes convencionales y no convencionales, principalmente generación eólica y plantas térmicas a base de carbón.
- Para la estrategia 12 de largo plazo se simuló un escenario de interconexiones, específicamente con Ecuador y Centroamérica (escenario 13). Los resultados muestran una vocación exportadora por parte de nuestro país, ello por la infraestructura eléctrica actual y futura, al igual que nuestra matriz de generación. Es claro también que con dicha expansión los intercambios se pueden soportar sin comprometer la demanda nacional.
- Con la información de vientos medida in situ, suministrada por los agentes interesados en incorporarse al SIN en el norte de la Guajira, se caracterizó la generación con dicho recurso. Se pudo establecer la complementariedad con la hidroenergía del interior del país, su correlación directa con el comportamiento de la demanda nacional, y su nivel de intermitencia y producción.
- Teniendo en cuenta la situación actual de bajos aportes, los análisis del IDEAM en relación al cambio climático, al igual que la reducción del nivel útil de algunos embalses por su sedimentación, se realizó un análisis del impacto de estos factores en la señales de expansión y las estrategias de largo plazo. Los resultados fueron contradictorios en función de las comunicaciones del IDEAM. Si se contempla la segunda comunicación nacional, se requeriría de nueva capacidad en el año 2018. Los resultados son opuestos tomando en consideración la tercera comunicación, ya que habrían mayores aportes hidrológicos, razón por la cual la nueva capacidad se necesitaría más adelante.
- Se calculó para varias micro-cuencas su índice de aprovechamiento, contrastando el mismo con las capacidades propuestas por varios desarrolladores de proyectos. En algunos casos el potencial es optimizado, mientras que en otros, el porcentaje de utilización del recurso es inferior al 50 %. Lo anterior evidencia la necesidad de ordenar la utilización de este y otros recursos naturales.
- El Plan abordó nuevos ejercicios de planificación integrada Generación-Transmisión, particularmente el efecto de los escenarios de largo plazo en los intercambios de energía entre las principales áreas eléctricas del SIN, los Costos Marginales Locales-LMP, ello para brindar señales de ubicación a diferentes tipos de usuarios, y por último, dos simulaciones en las áreas Oriental y Caribe, de lo que serían las primeras subastas de potencia localizada. Respecto a este punto, solamente en Oriental

los generadores tendrían los incentivos suficientes para participar y ganar, lo cual beneficiaría a la demanda nacional, ya que el pago por concepto del cargo por confiabilidad sería menor. Este comportamiento no se observó en el área Caribe, ya que para todos los casos simulados, la solución de red convencional resultó ganadora.

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.

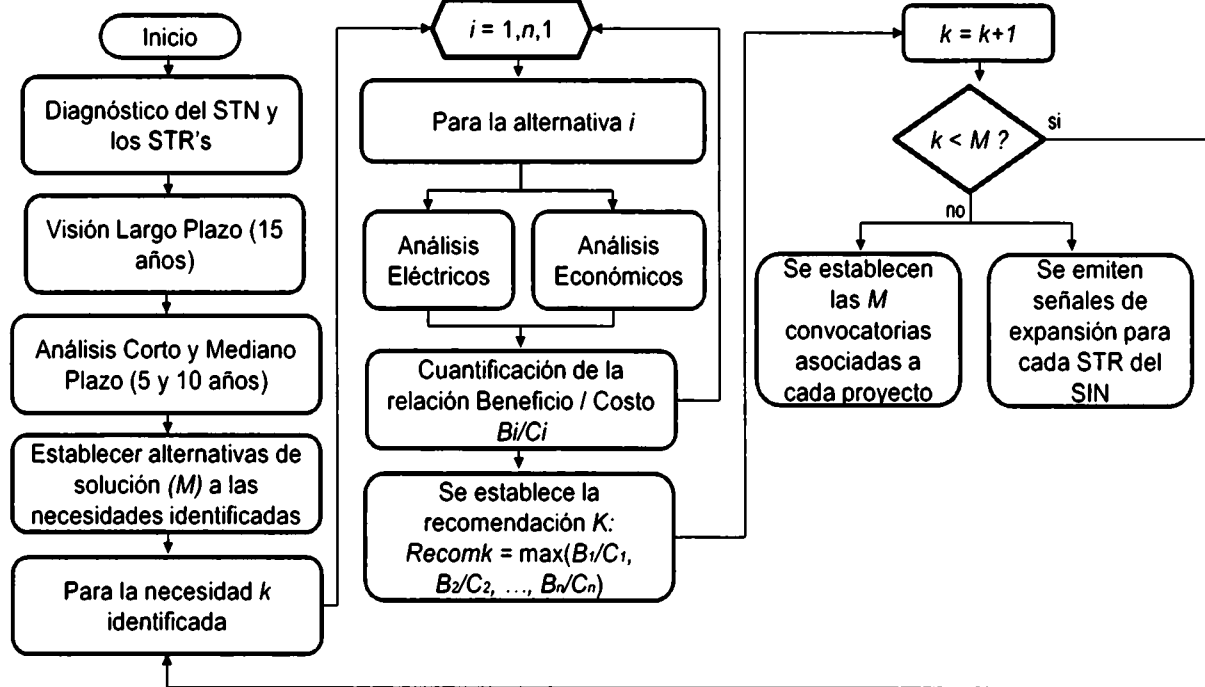
Es así que en el marco de la formulación del Plan, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente. Es de considerar, que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada durante el transcurso del año 2015, y se actualizó con el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a julio de 2015.

En relación al Plan de Transmisión, el mismo presenta las obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional, necesarias para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo. Se plantean cuatro obras a nivel de 500 y 230 kV en la Costa Atlántica, las cuales mejorarán las condiciones de los Sistemas Regionales de Transporte y Distribución Local. Estas obras son: i) cierre del anillo en 500 kV en la Costa Caribe entre Sabanalarga y Bolívar, y un segundo transformador de 500/230 kV en Bolívar; ii) un nuevo punto de conexión en Cesar denominado San Juan; iii) cierre del anillo en 220 kV en Atlántico mediante la obra denominada El Río; y iv) un nuevo punto de conexión a 220 kV llamado Toluviejo entre Bolívar y Chinú, incluyendo un nuevo corredor entre Montería – Toluviejo – Bolívar a 220 kV. Por otro lado, se presentan los análisis para la conexión de generación eólica en la región Caribe, cuya capacidad instalada puede alcanzar los 3131 MW. Se formulan diferentes alternativas de desarrollo de Red en función de los posibles bloques de generación eólica que se podrían instalar, incluyendo la posibilidad de uso de una red en corriente continua - HVDC; siendo la obra combinada entre un desarrollo en AC y HVDC-VSC la obra recomendada. Adicionalmente, se muestra un análisis para la instalación de baterías, abordando dos diferentes metodologías: i) Ubicación única y ii) Ubicación óptima, con el caso práctico de aplicación en la región del Atlántico. Evidenciando la posibilidad técnica y económica bajo ciertas condiciones operativas particulares y para ciertos valores de la Tasa Representativa del Mercado. Para la región de Antioquia – Chocó, se presenta el análisis de la conexión de las plantas CAA, CAB y CARG de 121.9 MW ubicadas en cercanías del municipio de Carmen de Atrato – Chocó, y la conexión de Santo Domingo 56 MW ubicadas en jurisdicción del municipio de Cocorná y San Francisco – Antioquia. Por otro lado, se realizó un análisis del nivel de carga de los transformadores en San Carlos, Primavera y Ocaña 500/230 kV. Finalmente, en el Plan de Transmisión también se presentan los análisis de los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, donde se evidencia el comportamiento de los mismos y se plantean alternativas de solución a cada una de las problemáticas.

6.2. METOLOGÍA

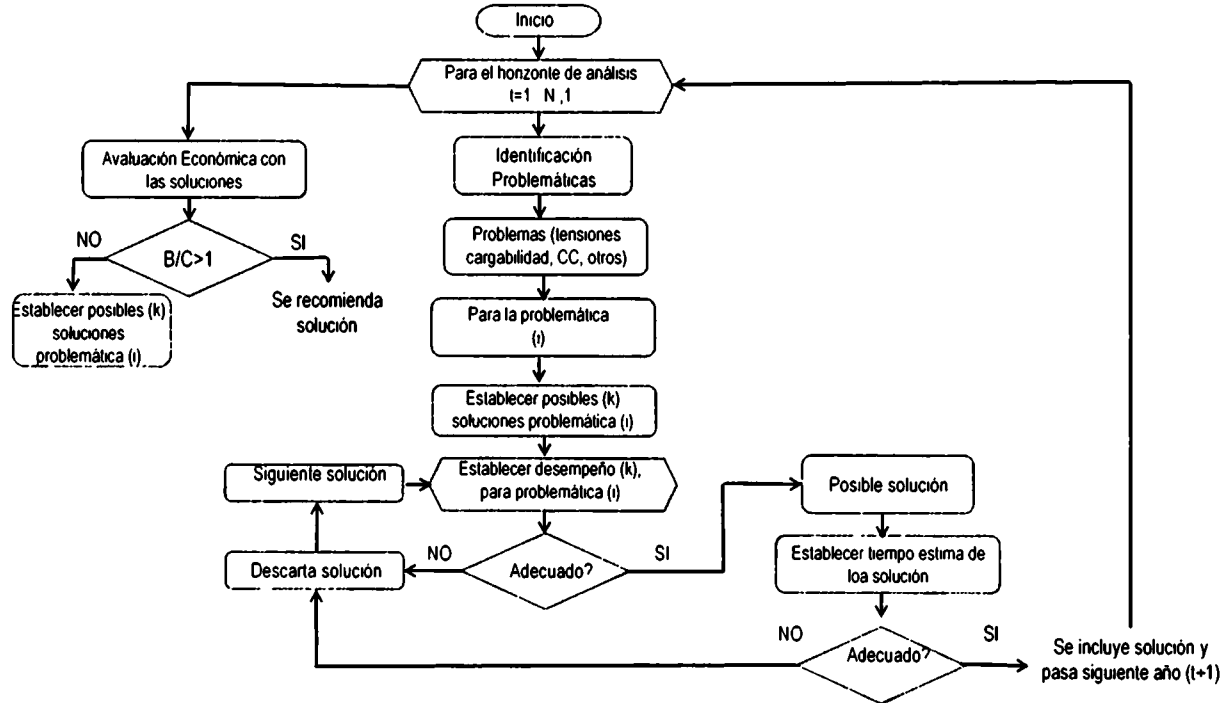
Con el fin de atender los requisitos de la Red, teniendo en cuenta que pueden existir múltiples soluciones que se pueden implementar en diferentes estancias del tiempo, se planteó una metodología general complementaria al esquema de planeamiento para la definición de proyectos (ver Gráfica 6-1 y Gráfica 6-2).

Gráfica 6-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-2: Diagrama general para la definición de proyectos.



Fuente de gráfica: UPME



La metodología se resume de la siguiente manera:

- Se determina un horizonte de análisis.
- Para el horizonte de análisis, se determinan las problemáticas de la sub-área, tomando como referencia una visión de largo plazo.
- Identificada la problemática, se proponen diferentes alternativas de proyectos que la eliminen.
- Se verifica el desempeño en el sistema para cada una de las alternativas de proyectos.
- Si el desempeño es adecuado, el 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 y estándares de construcción, el posible tiempo de ejecución del mismo.
- Si el tiempo es adecuado, este proyecto pasaría a un estado de posible solución a implementarse; sin embargo, sería necesario determinar su viabilidad económica.
- Una vez se tengan los proyectos de posible ejecución y que mejoren las condiciones del sistema en el horizonte analizado, se procederá a realizar la respectiva evaluación económica de la solución.
- Finalmente, se recomiendan los proyectos que son técnica y económicamente viables, tomando como referencia maximizar la relación Beneficio/Costo de cada uno.

6.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN

6.3.1. Conexión del Parque de Generación Eólica en la Guajira

6.3.1.1. Antecedentes

Tal como se informó en el Plan de Expansión 2014 – 2028, la Unidad realizó los respectivos análisis relacionados con la incorporación de recurso eólico en la Guajira; en esa oportunidad, realizó los análisis para la incorporación de hasta 1200 MW, quedando la definición de la obra definitiva supeditada a la entrega, por parte de los promotores, de los proyectos de la información necesaria para los análisis finales, particularmente, la entrega de los estudios de conexión y la información de vientos necesaria para realizar los respectivos análisis económicos.

En respuesta a la señal dada por la Unidad en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028; durante el transcurso del 2015, la UPME recibió la información mínima necesaria para los análisis; llegando a una capacidad agregada de hasta 3131 MW, de la siguiente manera:

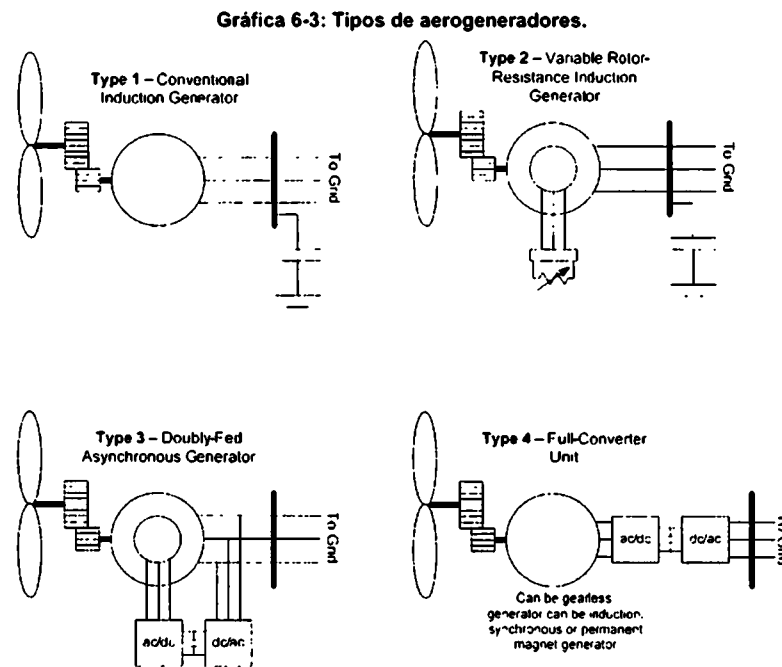
- En septiembre 6 de 2015, el promotor ENEL presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 1350 MW en el área de la Guajira.
- En octubre 7 de 2015, el promotor Empresas Públicas de Medellín presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 800 MW en el área de la Guajira.
- En Julio 17 de 2015, el promotor JEMEIWAA KA'I presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 549 MW en el área de la Guajira.
- En Junio 5 de 2015, el promotor ISAGEN presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 376 MW en el área de la Guajira.
- En mayo 5 de 2015, el promotor ISAGEN presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 32 MW en el área de la Guajira.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente expuestas, la UPME presenta los análisis eléctricos y económicos realizados, para los cuales se realiza una sensibilidad de la entrada de bloques de capacidad con el fin de determinar el desarrollo de la infraestructura dependiendo de esta capacidad. De esta manera, se puede disminuir el riesgo de la materialización o no de los beneficios calculados en función de si entran o no los respectivos proyectos de generación.

Con el fin de determinar las necesidades de expansión del Sistema, se establecieron los siguientes pasos generales para así poder estimar un desarrollo de Red secuencial en función de la entrada de los posibles bloques de generación. Los pasos son los siguientes: i) identificación de Colectoras y su conectividad con el Sistema Interconectado Nacional – SIN, ii) análisis eléctricos para estimar refuerzos de red y desempeño del sistema en estado estable y ante contingencia, además de análisis transitorios y iii) análisis económicos.

Tipos de Aerogeneradores disponibles:

Actualmente, la Unidad está desarrollando un estudio en relación a los requisitos que se deberían considerar para la incorporación del recurso eólico. A continuación se describen los tipos disponibles de aerogeneradores con sus características más importantes, esta información es tomada del primer entregable del documento “Referenciamiento Internacional sobre Requisitos Técnicos de Generación Eólica a Gran Escala” realizado por la firma PHC Servicios Integrados para la UPME. En la Gráfica 6-3 se muestran los cuatro tipos de modelos de generadores eólicos.



Fuente de gráfica: WECC. Tomado del estudio “Elaboración de Requisitos Técnicos y Recomendaciones Regulatorias para la Incorporación de la Generación Eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia”.

- Tipo 1: Generador de inducción convencional (WECC 2014)

El generador tipo 1 es un generador de inducción de jaula de ardilla convencional el cual puede presentar las siguientes variaciones:

- Velocidad constante o fija sin control:** con un diseño de jaula, los alabes o aspas están atornillados al cubo en un ángulo fijo y aerodinámicamente diseñadas para detener la turbina una vez las velocidades de



viento alcanzan cierto nivel. Lo anterior, para los generadores sin control de aspas. Estos tipos de generadores se deben modelar como un simple generador de inducción para los estudios de estabilidad del sistema eléctrico.

b) *Velocidad constante o fija controlada*: Con este diseño la turbina tiene control de aspas. A bajas velocidades de viento y cambiando la inclinación de las aspas se puede mejorar la eficiencia de la turbina. A grandes velocidades de viento el controlador de aspas se utiliza para la turbina. Para los aumentos repentinos de velocidad de viento, las aspas se pueden mover rápidamente en la dirección opuesta con el fin de forzar estancamiento y detener la turbina. En este caso se debe considerar un controlador de aspas para la simulación en sistema eléctrico.

- Tipo 2: Generador de inducción de rotor bobinado (WECC 2014)

El generador tipo 2 es un generador de inducción de rotor bobinado, con resistencia variable en el circuito del rotor el cual es controlado mediante electrónica de potencia, generalmente estos generadores tienen controlador de aspas y se debe incluir dentro de la simulación.

En este diseño el generador de inducción tiene una variación, el rotor está fijo a través de una resistencia variable externa. Lo que hace la resistencia es controlar la potencia mediante electrónica de potencia variando la resistencia del rotor se permite una operación estable del generador con amplio rango de velocidades.

Es posible de esta forma controlar el deslizamiento en alrededor de un 10%, por medio del control de la resistencia del rotor lo que permite a su vez controlar la potencia de salida del generador. Se ha descrito un concepto alternativo, usando componentes pasivos en lugar de un convertidor de potencia, logrando también un rango de variación del deslizamiento.

- Tipo 3: Generador de doble alimentación (CIGRE, 2007)

El generador tipo 3 es un generador asincrónico de doble alimentación con rotor bobinado (*DFAG*, por sus siglas en inglés).

Este tipo de generador emplea un convertidor serie de tensión para alimentar el rotor bobinado de la máquina. Al operar el circuito del rotor a una frecuencia AC variable es capaz de controlar la velocidad mecánica de la máquina. En este tipo de generador la potencia neta de salida de la máquina es una combinación de la potencia que sale del estator y del rotor (a través del convertidor). Cuando la unidad está operando a velocidades supersíncronas, la potencia real se inyecta desde el rotor, a través del convertidor, a la Red. Cuando la unidad está operando a velocidades subsíncronas, la potencia real es absorbida por el rotor a través del convertidor, desde la Red. A la velocidad sincrónica, la tensión en el rotor es esencialmente DC y no hay intercambio de energía neta significativa entre el rotor y el sistema.

El hecho de que las corrientes del rotor estén controladas por frecuencia (kHz), significa que los controles tienen la capacidad de mantener un torque constante, dentro de los límites (en oposición entre el par y el ángulo en máquinas síncronas). Por lo tanto, las fluctuaciones rápidas en la energía mecánica se pueden almacenar como energía cinética, mejorando así la calidad de la energía.

- Tipo 4: Generadores de conversión completa

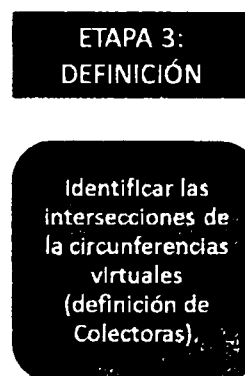
Este concepto de generador de turbina de viento, típicamente consiste de un generador convencional síncrono o de inducción que es conectado a la red eléctrica por medio de un convertidor pleno. El convertidor pleno desacopla la velocidad del generador de la frecuencia del sistema de potencia y permite la operación a velocidad variable en un amplio rango. Este concepto es diferente de los otros en que el rotor está directamente acoplado al generador, por tanto una caja de engranajes no es requerida. Estas

máquinas son capaces de control de voltaje y capacidad de control de potencia real y reactiva a alta velocidad. Las turbinas eólicas con generadores sincrónicos poseen diferentes configuraciones, una primera configuración es un generador sincrónico tipo *Gear-less*, el segundo es un generador de inducción utilizando unidades conversión completa, el tercero es un generador de imán permanente.

6.3.1.2. Identificación de Colectoras y su Conectividad al SIN

La Unidad estableció una metodología de análisis de áreas, la cual tiene como fin definir posibles ubicaciones de subestaciones colectoras, las cuales, serán las encargadas de agrupar las generaciones de los parques eólicos. A continuación, se presenta de manera general la metodología empleada:

Gráfica 6-4: Esquema general para la definición de las Colectoras.



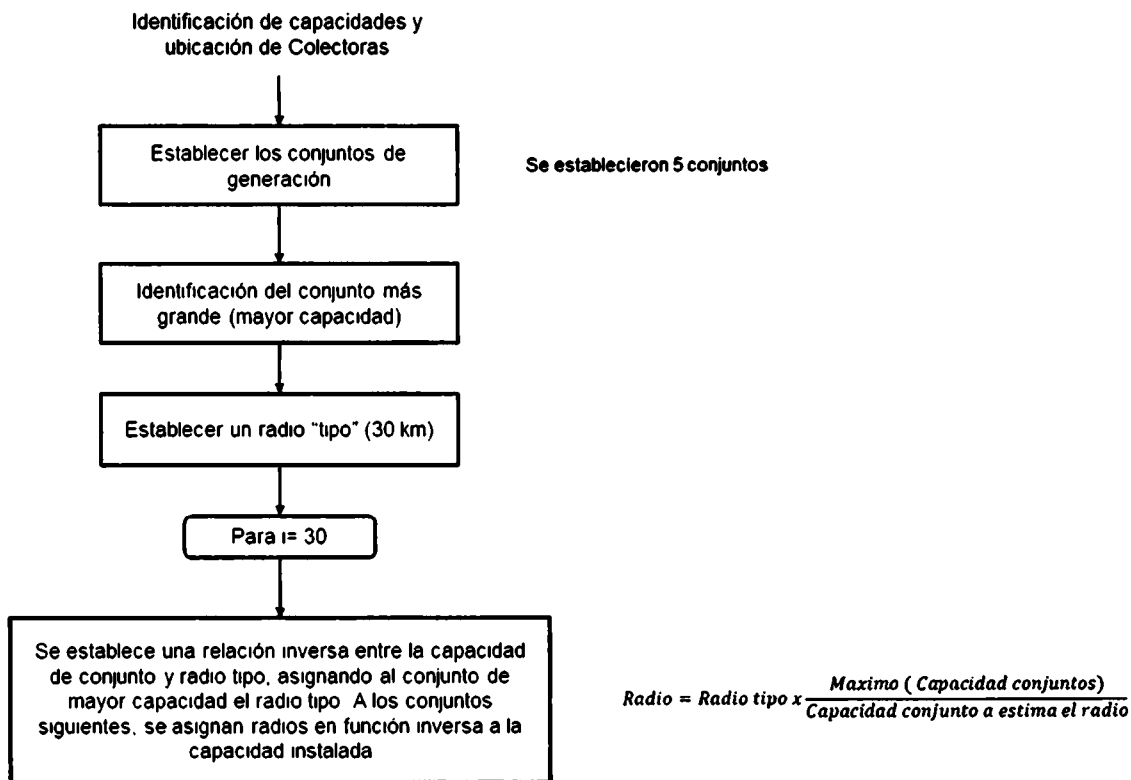
Fuente de gráfica: UPME

En esta metodología se identifican tres grandes etapas correspondientes a i) identificación, ii) iteración y iii) definición, con respecto a las cuales, a continuación, de manera más detallada se describe la metodología propuesta. En la Gráfica 6-5 se presente el diagrama detallado para la ubicación de las Colectoras.

Inicialmente, la metodología plantea una etapa de identificación de conjuntos de generación de acuerdo a sus capacidades y ubicación, en este sentido se definieron 5 conjuntos (ver Gráfica 6-6); posteriormente, se procedieron a definir "radios tipos", siendo el conjunto de mayor capacidad, el conjunto que tendrá asociado el mismo valor del "radio tipo", y para los demás conjuntos, el radio asignado corresponderá a la relación inversa de la capacidad máxima y el conjunto que se está estimando.

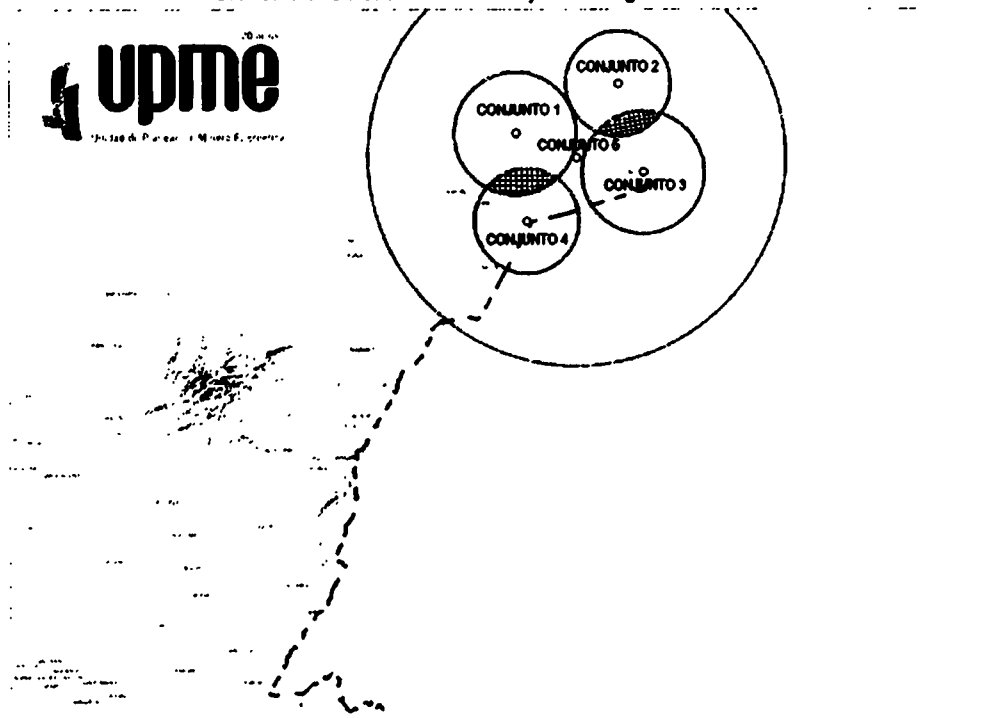
Con base a lo expresado anteriormente se procederá a realizar el cruce de los radios asociados a cada uno de los conjuntos (ver Gráfica 6-6).

Gráfica 6-5: Diagrama detallado para la ubicación de las Colectoras.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-6: Ubicación de los conjuntos de generación eólica.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME en el presente Plan propone el desarrollo de dos subestaciones Colectoras en 500 kV, interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional – SIN a través de tres posibles desarrollos de Red completos, los cuales se presentan a continuación:

- **Alternativa i)** Interconexión de Colectora 1, mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas 500 kV; interconexión de Colectora 2, mediante un doble circuito a Copey 500 kV, y una interconexión en 500 kV entre Colectora 1 y Colectora 2 mediante un circuito en 500 kV.
- **Alternativa ii)** Interconexión de Colectora 1 y Colectora 2 mediante un doble circuito en 500 kV e interconexión entre Colectora 2 y Chinú mediante una red HVDC bipolo.
- **Alternativa iii)** Interconexión de Colectora 1, mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas 500 kV; interconexión de Colectora 2, mediante una red bipolo en 550 kV a Chinú.

6.3.1.3. Análisis Eléctricos

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia, análisis de estabilidad y análisis de estabilidad en tensión para la entrada de diferentes bloques de generación eólica. Los aspectos relevantes, que se tuvieron en cuenta, para los análisis son:

- Escenario alto de la proyección del mes de julio del año 2015.
- Periodos de consumo de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional – STN con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la Red.
- Se consideran los escenarios operativos de la Tabla 6-1.

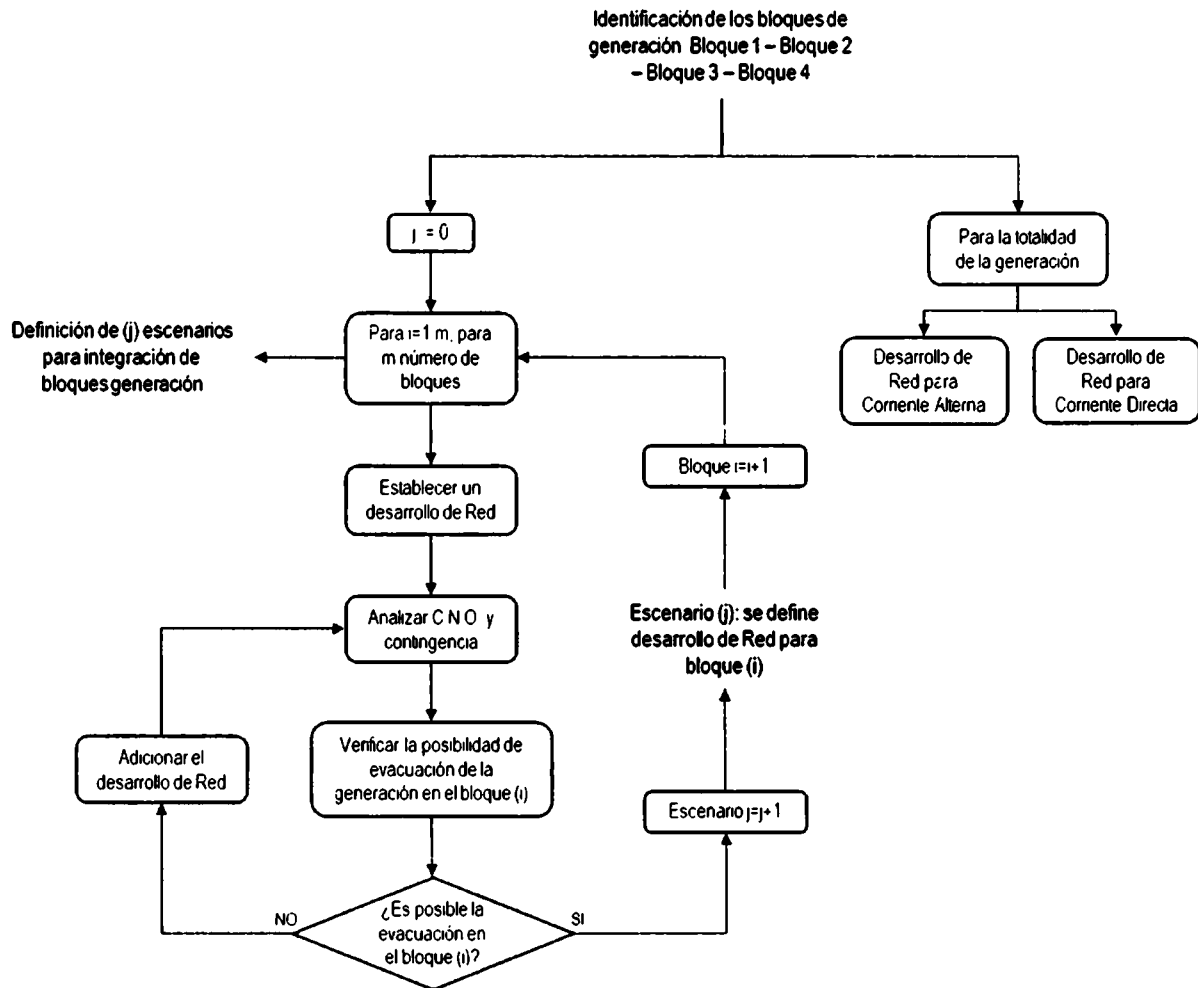
Tabla 6-1: Escenarios operativos.

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

Fuente de Tabla: UPME

Frente a la gran capacidad de conexión de generación eólica solicitada, la UPME propone un desarrollo de Red en dos sentidos: uno corresponde al desarrollo completo desde un principio para la conexión de un total de 3131 MW, y otro, corresponde al desarrollo escalonado de Red, en función de posibles escalones de entrada de bloques de generación. Por lo cual, se planteó la metodología general presentada en la Gráfica 6-7.

Gráfica 6-7: Diagrama general de desarrollo de Red para la incorporación de generación eólica.



Fuente de gráfica: UPME

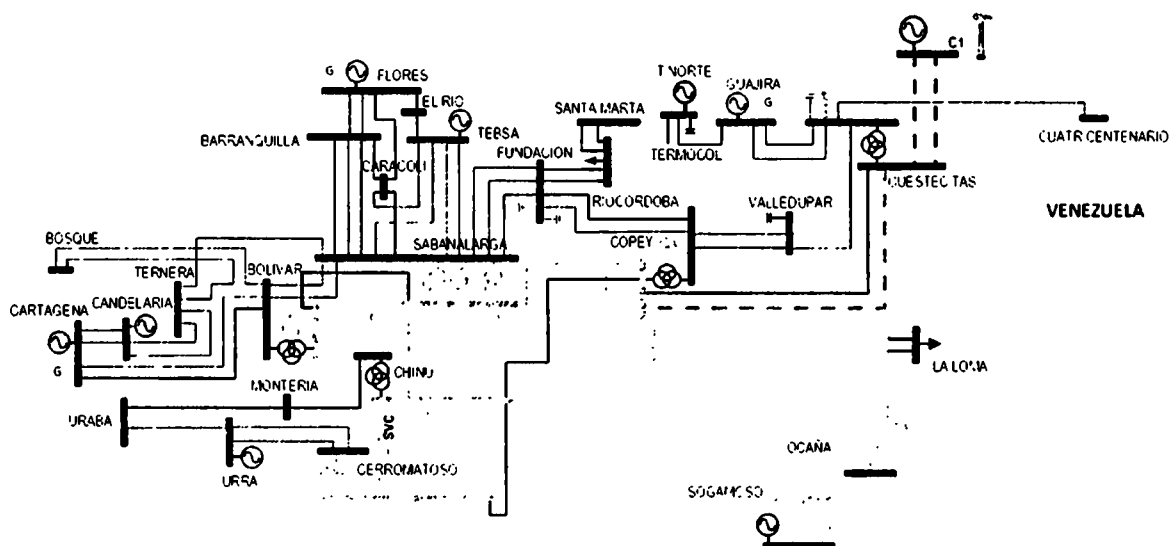
Los bloques de generación considerados se presentan a continuación:

- Bloque 1: 981 MW
- Bloque 2: 1381 MW
- Bloque 3: 2301 MW
- Bloque 4: 3131 MW

Con base a la anterior definición de los bloques se presenta el desarrollo de Red. Se considera una capacidad de 2000 A para las líneas de transmisión en 500 kV, teniendo en cuenta que el objetivo es poder interconectar los diferentes bloques considerados.

- **Análisis 1:** Una Colectora en 500 kV conectada mediante un doble circuito entre Colectora y Cuestecitas 500 kV, con refuerzo de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas.

Gráfica 6-8: Diagrama del análisis 1.



Fuente de gráfica: UPME

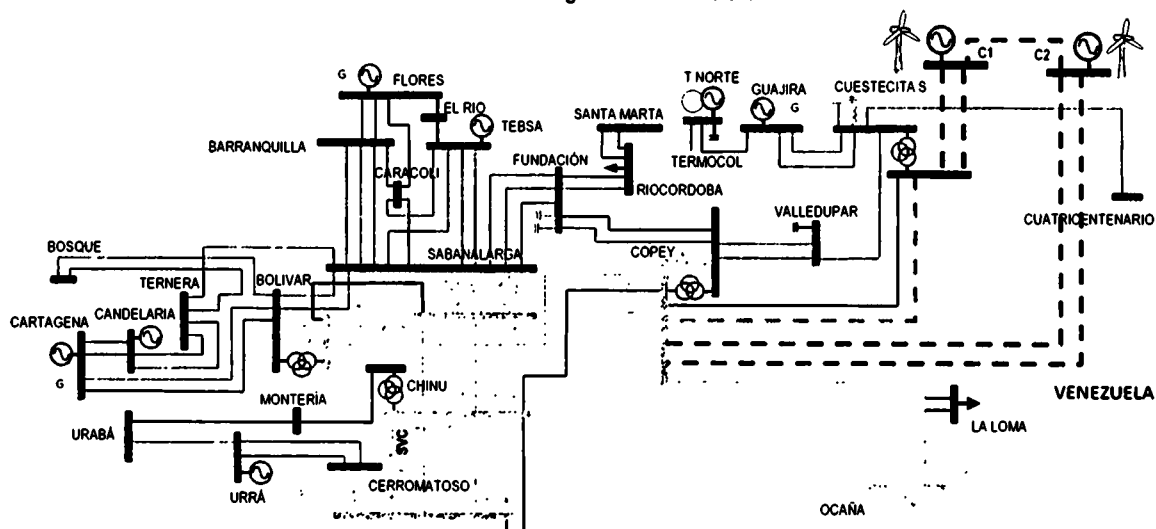
Tabla 6-2: Desempeño del análisis 1.

Capacidad Posible	Infraestructura Refuerzo	Infraestructura Colectora	Limitante	Falla
1500 MW	Con segundo circuito 500 kV Copey - Cuestecita	Doble circuito de Cuestecitas a Colectora 1	Sobrecarga Santa María – Termocol 220 kV y cuestecitas – Valledupar 220 kV (107%)	Cuestecitas - Copey 500 kV Segundo Circuito

Fuente de tabla: UPME

- **Análisis 2:** Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras y refuerzo de red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas.

Gráfica 6-9: Diagrama del análisis 2.



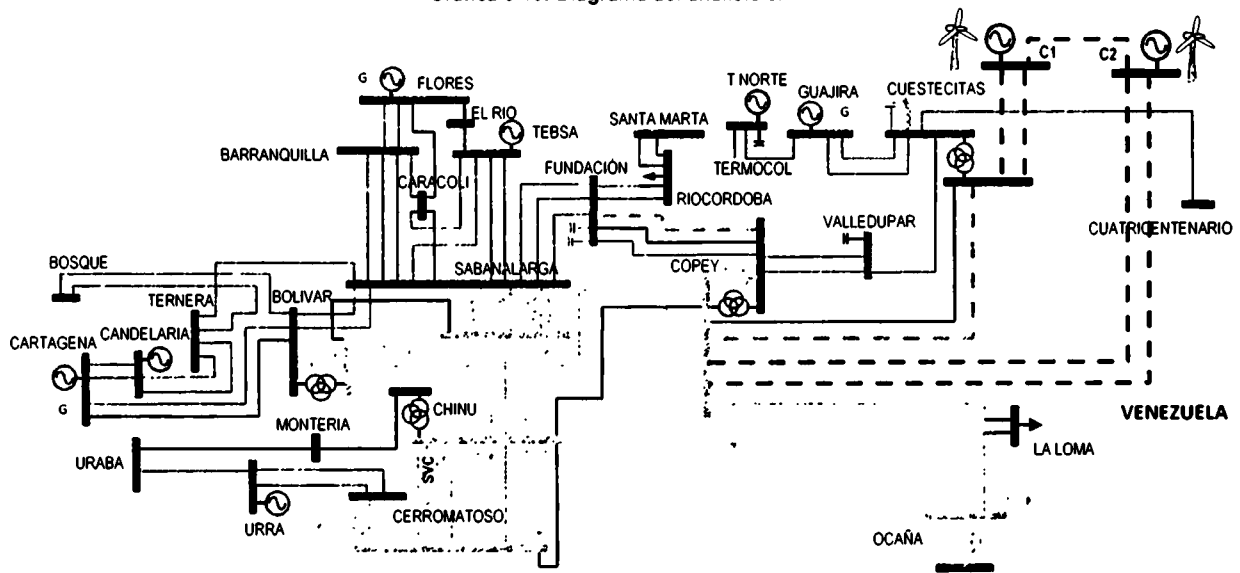
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-3: Desempeño del análisis 2.

Capacidad Posible	Infraestructura Refuerzo	Infraestructura Colectora	Limitante	Falla
1500 MW	Con segundo circuito 500 kV Copey – Cuestecitas	Doble circuito de Copey a Colectora 1 y doble circuito de Cuestecitas a Colectora 2, con interconexión entre colectoras de 1 circuito sencillo	Sobrecarga Copey – Fundación 220 kV 112%	Copey – Bolívar 500 kV
Fuente de tabla: UPME				

- **Análisis 3:** Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras, con refuerzos de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas y tercer circuito en 220 kV entre Copey y Fundación.

Gráfica 6-10: Diagrama del análisis 3.



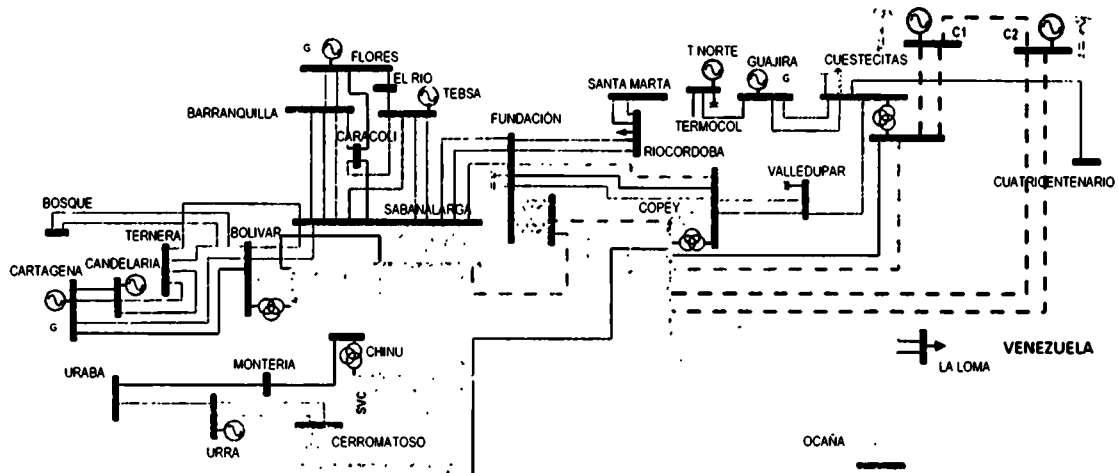
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-4: Desempeño del análisis 3.

Capacidad Posible	Infraestructura Refuerzo	Infraestructura Colectora	Limitante	Falla
2400 MW	Con segundo circuito 500 kV Copey – Tercer Circuito Fundación Copey 220	Doble circuito de Cuestecitas a Colectora 1 y doble circuito de Copey a Colectora 2 e interconexión entre las dos Colectoras mediante un circuito en 500 kV	Sobrecarga Copey – Fundación 220 kV 112%	Copey – Bolívar 500 kV
Fuente de tabla: UPME				

- **Análisis 4:** Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras, con refuerzos de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas, tercer circuito en 220 kV entre Copey y Fundación y nueva subestación Fundación 500 kV, conectada mediante un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Fundación 500 kV y un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Sabanalarga 500 kV.

Gráfica 6-11: Diagrama del análisis 4.



Fuente de gráfica: UPME

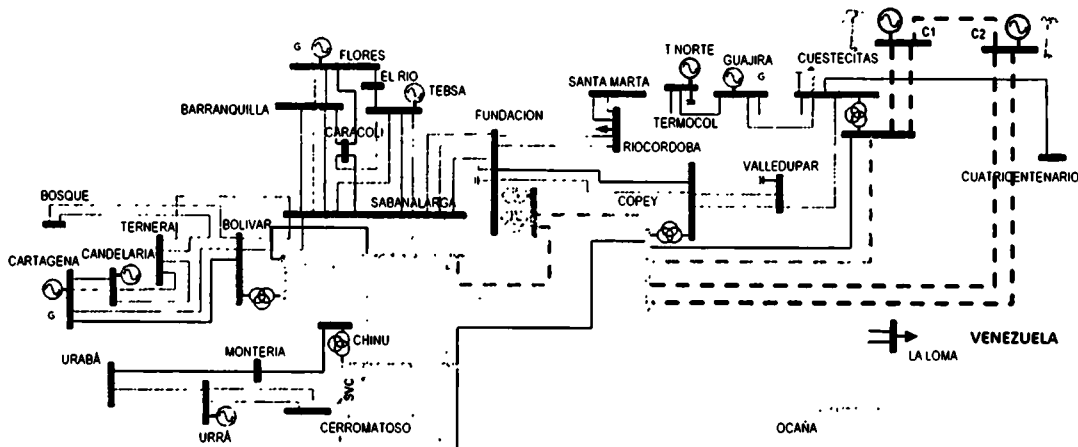
Tabla 6-5: Desempeño del análisis 4.

Capacidad Posible	Ubicación Generación	Infraestructura	Capacidad Posible	Infraestructura Colectora	Limitante
3500 MW	Cuestecitas/Copey 500 kV	Con segundo circuito 500 kV Copey , con nueva subestación Fundación 500 kV Copey – Fundación 500 kV con cierre Fundación Sabana 500kV, Tercer Circuito Fundación Copey 220, 2do circuito Copey – Bolívar	3500 MW	Doble circuito de Copey a Colectora 1 y doble circuito de Cuestecitas a Colectora 2, con interconexión entre colectoras de 1 circuito sencillo	Hasta 3500

Fuente de tabla: UPME

- **Análisis 5:** Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras, con refuerzos de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas y nueva subestación Fundación 500 kV, conectada mediante un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Fundación 500 kV y un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Sabanalarga 500 kV.

Gráfica 6-12: Diagrama del análisis 5.



Fuente de gráfica: UPME

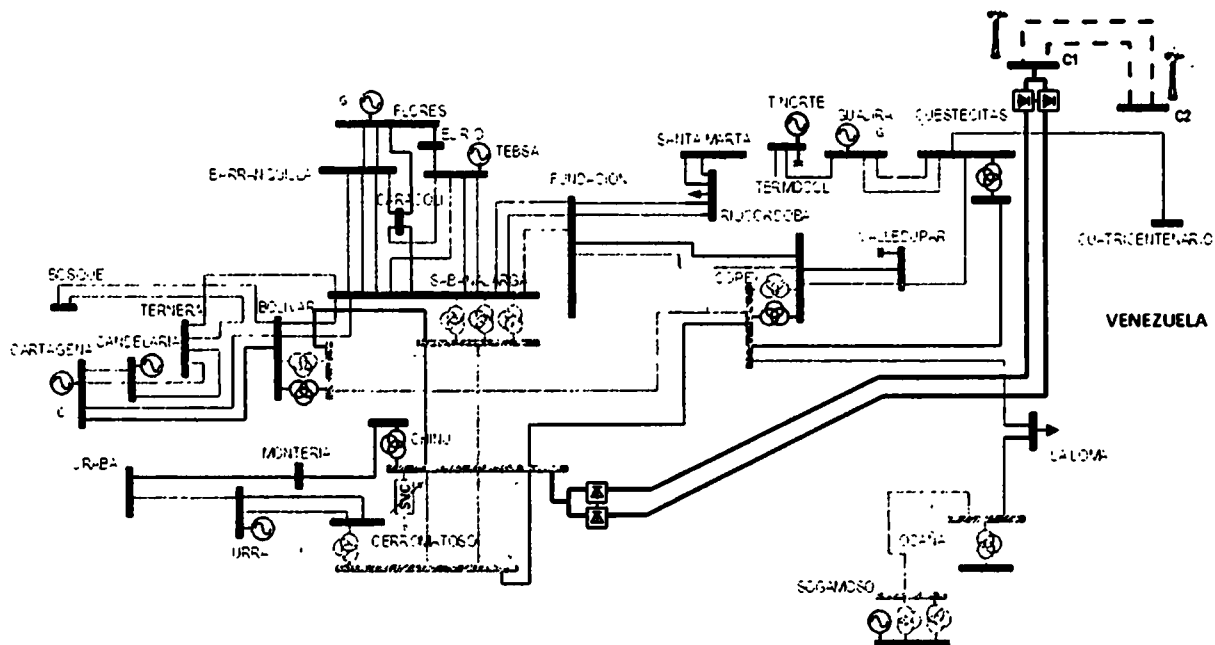
Tabla 6-6: Desempeño del análisis 5.

Capacidad Posible	Ubicación Generación	Infraestructura	Infraestructura Colectora	Limitante
3300 MW	Cuestecitas/Copey 500 kV	Con segundo circuito 500 kV Copey , con nueva subestación Fundación 500 kV, Copey – Fundación 500 kV con cierre Fundación Sabana 500kV	Doble circuito de Copey a Colectora 1 y doble circuito de Cuestecitas a Colectora 2, con interconexión entre colectoras de 1 circuito sencillo	Carga Copey Fundación 220kV

Fuente de tabla: UPME

- Análisis 6:** Con dos Colectoras en 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras mediante doble circuito en AC, con una interconexión con el SIN mediante un enlace en HVDC-LCC de 550 kV bipolo entre Colectora 2 y Chinú.

Gráfica 6-13: Diagrama del análisis 6.



Fuente de gráfica: UPME

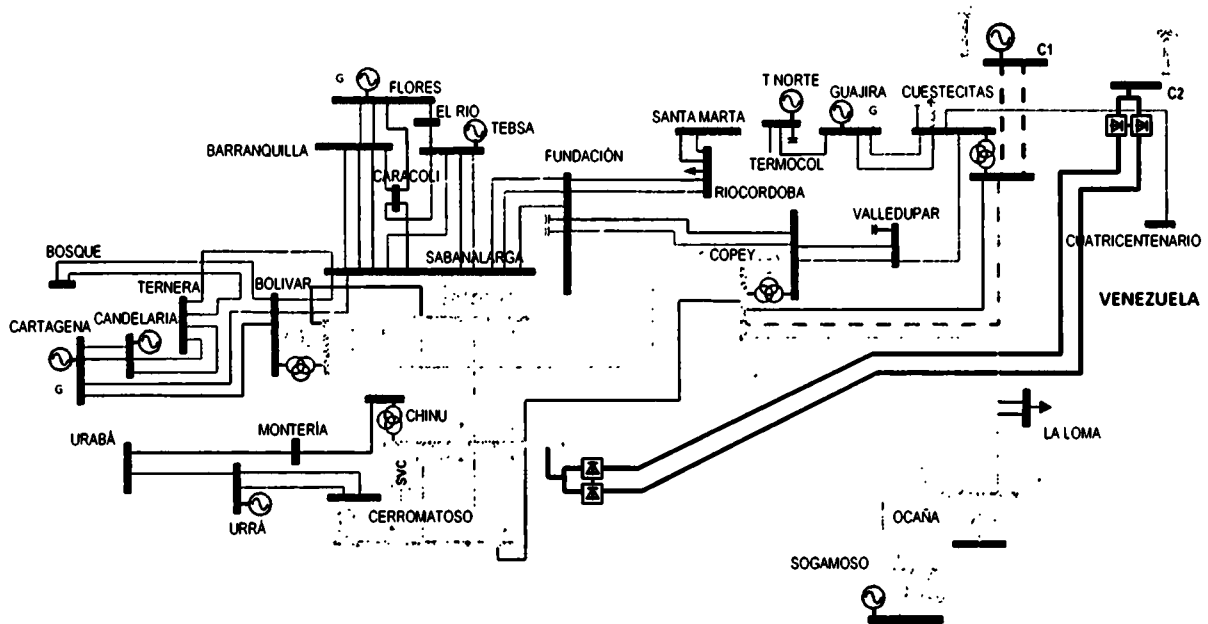
Tabla 6-7 Desempeño del análisis 6.

Capacidad Posible	Ubicación Generación	Infraestructura	Capacidad Posible	Limitante	Falla
3500 MW	Chinú	Nada adicional	3500 MW	No se limita Problema para asegurar nivel de corto circuito	

Fuente de tabla: UPME

- Análisis 7:** Con dos Colectoras en 500 kV, Colectora 1 interconectada mediante un doble circuito a Cuestecitas 500 kV y segundo circuito entre Copey y Cuestecitas 500 kV; Colectora 2 con un enlace en HVDC-VSC de 550 kV bipolo entre Colectora 2 y Chinú.

Gráfica 6-14: Diagrama del análisis 7.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-8 Desempeño del análisis 7.

Capacidad Posible	Ubicación Generación	Infraestructura	Capacidad Posible	Limitante	Falla
3500 MW	Cuestecitas/Chinú	Con segundo circuito 500 kV Copey	1500 Colectora 1/ 3000 MW Colectora 2	No se limita	

Fuente de tabla: UPME

A continuación se presenta una tabla resumen de la infraestructura necesaria en relación a los posibles bloques a conectar (ver Tabla 6-9).

Tabla 6-9: Resumen del desempeño de las alternativas.

Bloque de Generación	Bloque 1 (981 MW)	Bloque 2 (1391 MW)	Bloque 3 (2301 MW)	Bloque 4 (3131 MW)
Análisis 1	Posible	Posible	Posible	Posible
Análisis 2	Posible	Posible	Posible	Posible
Análisis 3	Posible	Posible	Posible	Posible
Análisis 4	Posible	Posible	Posible	Posible
Análisis 5	Posible	Posible	Posible	Posible
Análisis 6	Posible	Posible	Posible	Posible
Análisis 7	Posible	Posible	Posible	Posible

Fuente de tabla: UPME

En relación al posible punto en Copey, teniendo en cuenta los probables problemas de espacio, para tener flexibilidad en la convocatoria, se contempla también la posibilidad de contar con una extensión de barra de la actual subestación Copey 500 kV, en configuración interruptor y medio; la cual se conectaría mediante circuitos que tengan la misma capacidad de la barra actual de Copey 500 kV.

6.3.1.4. Análisis Transitorio

Teniendo en cuenta que se prevé una alta penetración del recurso eólico al Sistema Interconectado Nacional – SIN, el cual dependiendo de las características del recurso y equipos pueden afectar de una u otra manera el sistema, la UPME realizó en el presente documento un análisis del desempeño transitorio.

Es importante tener en cuenta la poca inercia que tiene los equipos de generación eólicos; por lo cual, se podría decir que al ser despachado 1 MW de energía eólica sin inercia, podría reemplazar 1 MW de energía convencional con inercia, lo que podría llevar a que este “reemplazo” produzca que el sistema no tenga un desempeño adecuado ante contingencias.

Con el fin de realizar los respectivos análisis transitorios, se plantearon los siguientes escenarios:

Tabla 6-10: Escenarios de análisis transitorios.

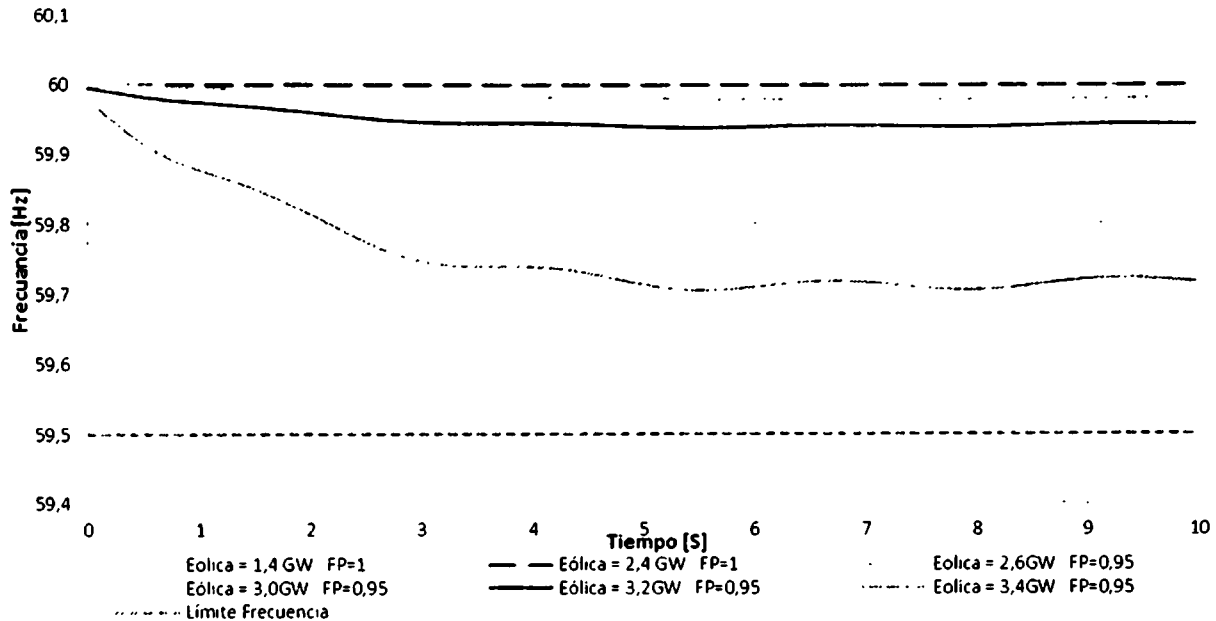
Escenario	Características
1	Máxima demanda, incorporación de hasta 3400 MW
2	Minima demanda, incorporación de hasta 1400 MW
3	Máxima demanda, incorporación hasta 3000 MW

Fuente de tabla: UPME

A continuación se presentan los resultados de los análisis:

- Máxima demanda: Incorporación de hasta 3400 MW.

Gráfica 6-15: Frecuencia en San Carlos 500 kV en máxima demanda – Incorporación de hasta 3400 MW.

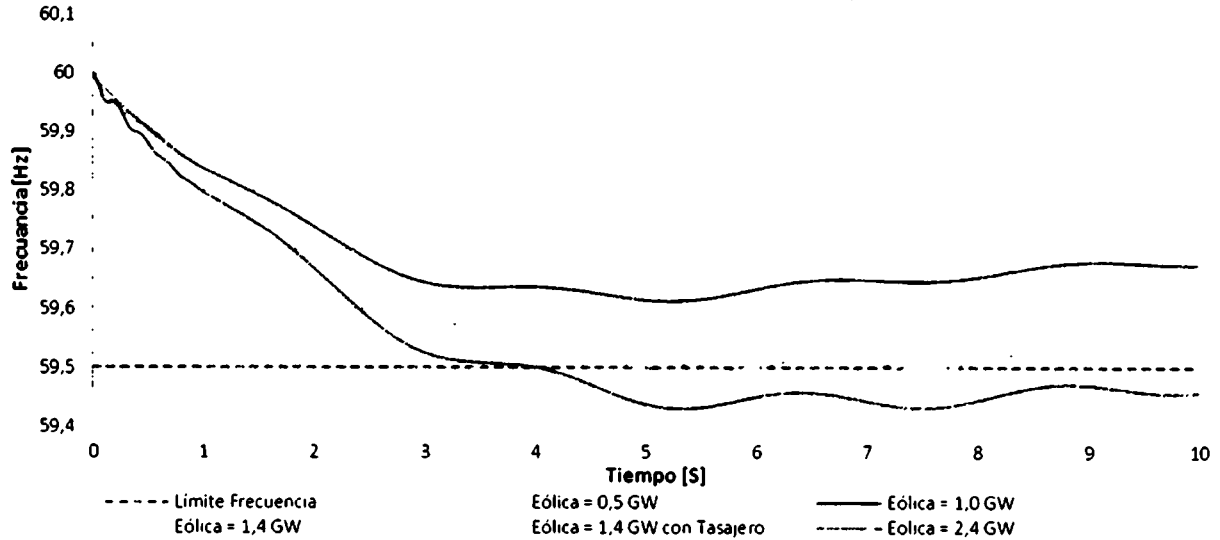


Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 6-15, en condiciones de máxima demanda y ante la pérdida de 300 MW en Porce III (por salida de un único elemento de conexión correspondiente a un transformador de conexión que conecta dos unidades), la frecuencia del sistema se mantiene por encima del límite mínimo permitido, inclusive con el despacho de 3400 MW en recurso eólico.

- Mínima demanda: Incorporación de hasta 1400 MW.

Gráfica 6-16: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 1400 MW.

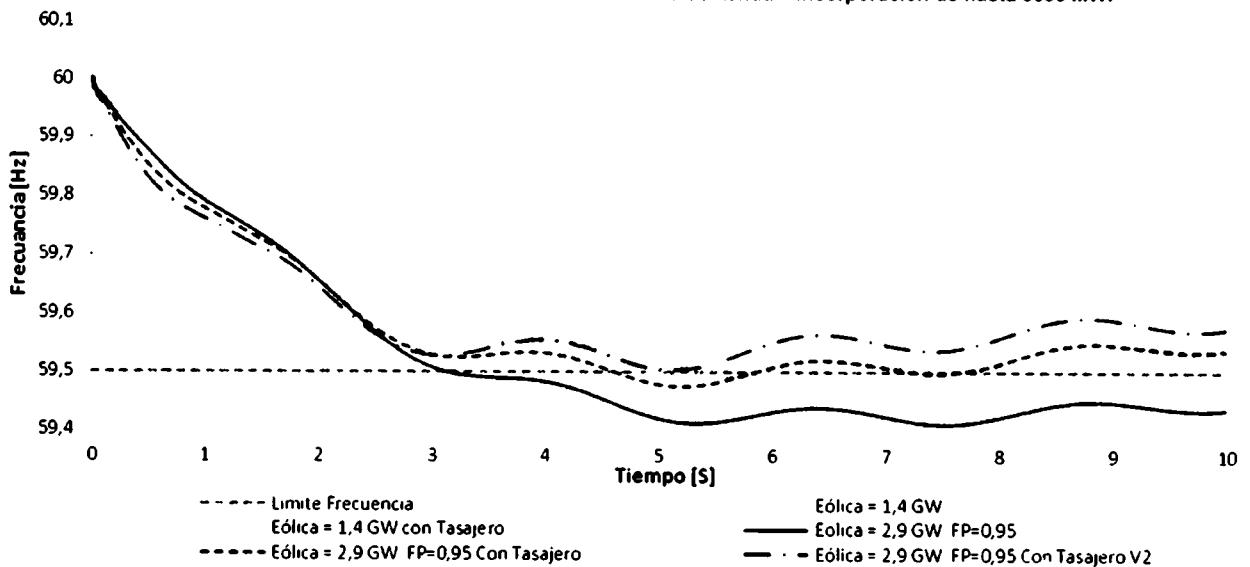


Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 6-16, con una generación de 1400 MW eólicos, ante la pérdida del elemento que hace perder la unidad de generación más grande, la cual para el caso de estudio corresponde a dos unidades de Porce III (por salida de un único elemento correspondiente a un transformador de conexión que conecta dos unidades equivalentes a 300 MW), la frecuencia queda por debajo del límite mínimo de 59,5 Hz. Sin embargo, frente al despacho adicional de unas máquinas con inercia en el sistema, la frecuencia ante la falla mencionada (como es el caso de Tasajero), quedaría por encima del límite máximo.

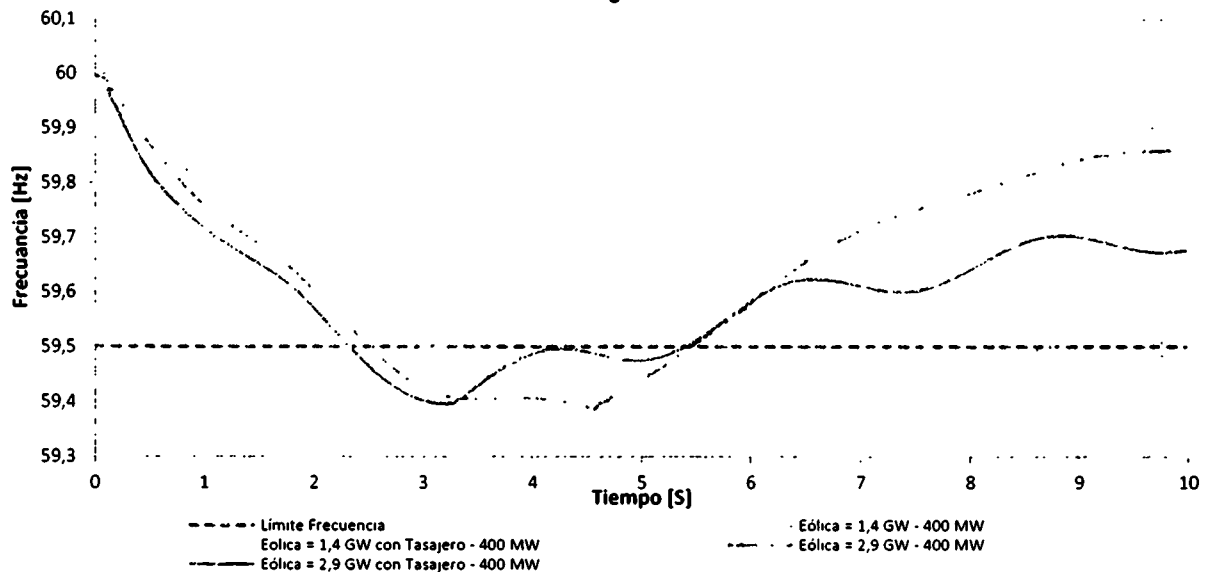
- Mínima demanda, incorporación hasta 3000 MW.

Gráfica 6-17: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 3000 MW.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-18: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 3000 MW con salida de 400 MW de generación.



Como se puede observar en la Gráfica 6-17, con una generación de 3000 MW, ante la pérdida del elemento que hace perder la unidad de generación más grande, la cual para el caso de estudio corresponde a dos unidades de Porce III (por salida de un único elemento correspondiente a un transformador de conexión que conecta dos unidades equivalentes a 300 MW), la frecuencia queda por debajo del límite mínimo de 59.5 Hz. Sin embargo, ante un despacho adicional en el sistema, la frecuencia para la falla mencionada quedaría por encima del límite máximo siendo necesario un despacho superior al despacho de 1400 MW.

Se observa en la Gráfica 6-18, que frente a una pérdida de generación correspondiente 400 MW, lo cual es superior a los 300 MW que van a ser la unidad más grande a la fecha de la entrada de los parques eólicos, se observa que en demanda mínima la frecuencia puede estar por debajo del límite del EDAC, sin embargo según lo observado, la posibilidad que están despachados los 3131 MW en esta hora es muy bajo, por lo cual es posible que no se generen sobre costos, sin embargo lo anterior dependerá del despacho en esta hora.

6.3.1.5. Análisis Respuesta en Tensión

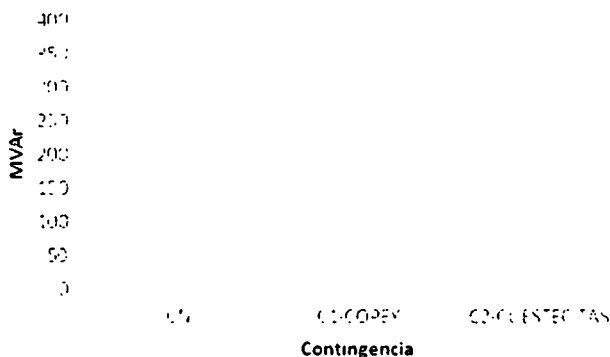
Es importante indicar que en Colombia, aún no existen requisitos en el código de redes en relación a los aerogeneradores en el sistema; en este sentido, existen diferentes clases de equipos que tienen diferentes desempeños en particular frente a su respuesta en relación a la tensión (entrega o absorción de reactivos). Adicionalmente, el desempeño es afectado dependiendo de la tecnología de conexión.

- **Conexión AC:** Se deben estimar reactores de línea para posibles tramos largos; así como necesidades de reactivos en las colectoras para que apoyen la respuesta de reactiva de las eólicas al sistema y mantengan los niveles de tensión en las barras.

Reactores de línea y necesidades de compensación: Para el caso de la conexión, mediante el análisis 5, en el cual es necesario la ejecución de tramos largos de Red a 500 kV en AC (aprox. 360 km de Red) sería necesaria una compensación de línea aproximada de 160 MVAR por cada línea. Por otro

lado, los requerimientos de reactivos en los puntos de conexión para mantener los perfiles de tensión se presentan en la Gráfica 6-19.

Gráfica 6-19 Necesidades de reactivos en los puntos de conexión.



Fuente de gráfica: UPME

- **Conexión HVDC:** La incorporación de parques con esta tecnología, elimina la necesidad de contar con compensación de líneas y permite la conexión de la generación en un punto más lejano con una mejor interconexión (Chinú 500 kV). En relación a una red de HVDC tipo LCC se necesitan estimar condensadores sincrónicos para darle manejo a los requerimientos de corto en el punto de conexión, debido a que el aporte al nivel de corto de los generadores eólicos es muy bajo.
- **Conexión HVDC VSC:** La tecnología HVDC VSC elimina esta necesidad de manejo de nivel de corto en el punto de ubicación del parque eólico y presenta una mejor controlabilidad frente a los requisitos de control de potencia reactiva y respuesta transitoria en el sistema.

6.3.1.6. Evaluación Económica

Metodología de valoración de beneficios por la conexión de generación en el SIN:

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica, desde el punto de vista de la demanda, la conexión de una planta de generación, se resume de manera general en la siguiente expresión¹⁰:

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

¹⁰ 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

Dónde:

- B : Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEI_i : Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i .
- CRO : Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k : Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- $E_{b,i}$: Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i . Es el 20% de la demanda de energía proyectada.
- $E_{c,i}$: Energía que se tranza en contratos durante el mes i . Es el 80% de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q, i)$: Es el periodo de conjuntos i que pertenecen al conjunto q .
- $CM_{sproxy,i}$: Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i .
- $CM_{cproxy,i}$: Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i .
- $CR_{sproxy,i}$: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- $CR_{cproxy,i}$: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{sproxy,i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cproxy,i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , considerando el proyecto de generación.

Así mismo, los costos asociados a la conexión del proyecto de generación se resumen en la siguiente expresión¹¹:

$$C = VPN \left(\sum_{i=1}^n \{ C_{prima} OEI_i + (Perd_{cproxy,i} - Perd_{sproxy,i}) + (CR_{cproxy,i} - CR_{sproxy,i}) \} + C_{red} \right)$$

Dónde:

- C : Costos totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- C_{prima} : Valor de la prima asociada a la obligación de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad.
- C_{red} : Costo de la red de transmisión para conectar el proyecto de generación.

El caso particular de la evaluación del proyecto de incorporación del recurso eólico se reduce en la siguiente expresión:

¹¹ Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían reducir, razón por la cual estos dos factores serían un beneficio del proyecto de generación

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

El cálculo de los beneficios del proyecto, se realizó tomando en consideración la reducción del costo marginal para diferentes escenarios, sensibilizando la posible materialización o no de los beneficios para los escenarios que se muestran en la Tabla 6-11.

Tabla 6-11 Casos de bloques de generación.

Sensibilidad % Materialización Beneficios	Caso Base Comparación	Caso Incorporación Bloque 1 (981 MW)	Caso Incorporación Bloque 2 (1381 MW)	Caso Incorporación Bloque 3 (2301 MW)	Caso Incorporación Bloque 4 (3131 MW)
100%	★	★	★	★	★
80%	★	★	★	★	★
60%	★	★	★	★	★
40%	★	★	★	★	★

Fuente de tabla: UPME

Para determinar la reducción del precio de bolsa que ocasionan los diferentes bloques de conexión de generación eólica, el cual es el único beneficio contemplado en esta evaluación conservadora, se considera la evolución esperada del Costo Marginal del sistema bajo las alternativas de expansión de la generación mediante un escenario hidráulico y la entrada de los diferentes bloques de generación.

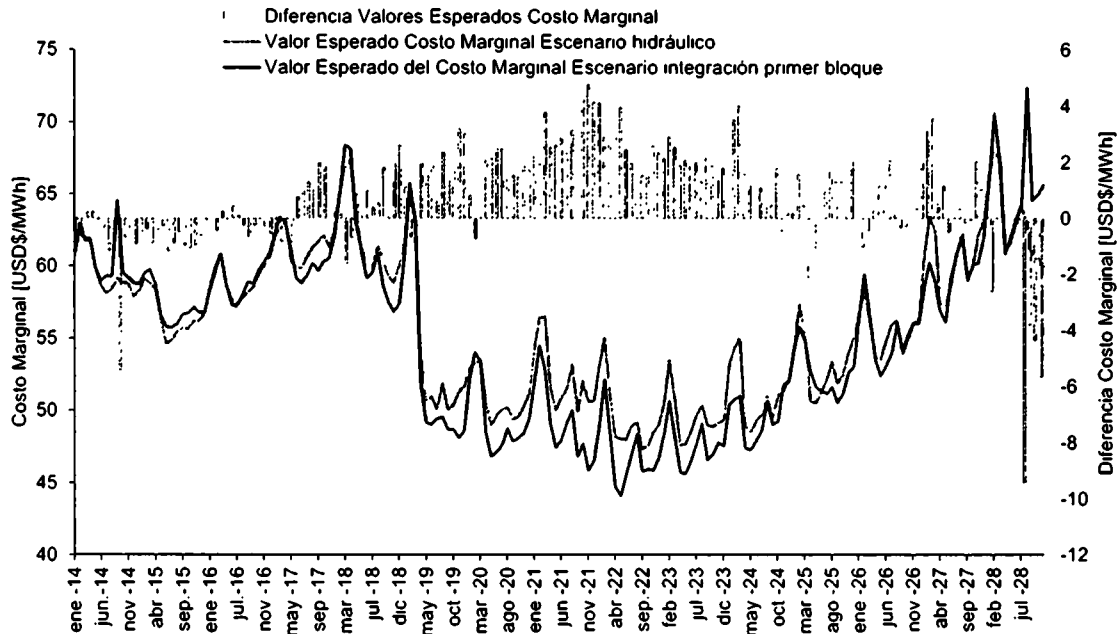
En la Gráfica 6-20, Gráfica 6-21, Gráfica 6-22 y Gráfica 6-23 se presenta el comportamiento del Valor Esperado del Costo Marginal y la diferencia entre ellos, teniendo en cuenta el periodo de estudio 2019 – 2032. La Tabla 6-12 muestra la reducción promedio dependiendo del bloque de generación.

Tabla 6-12 Reducción promedio de costo marginal para cada uno de los bloques.

Bloque	Reducción del costo Marginal promedio USD/MWh
981	4,3
1381	5,4
2301	7,3
3131	8,1

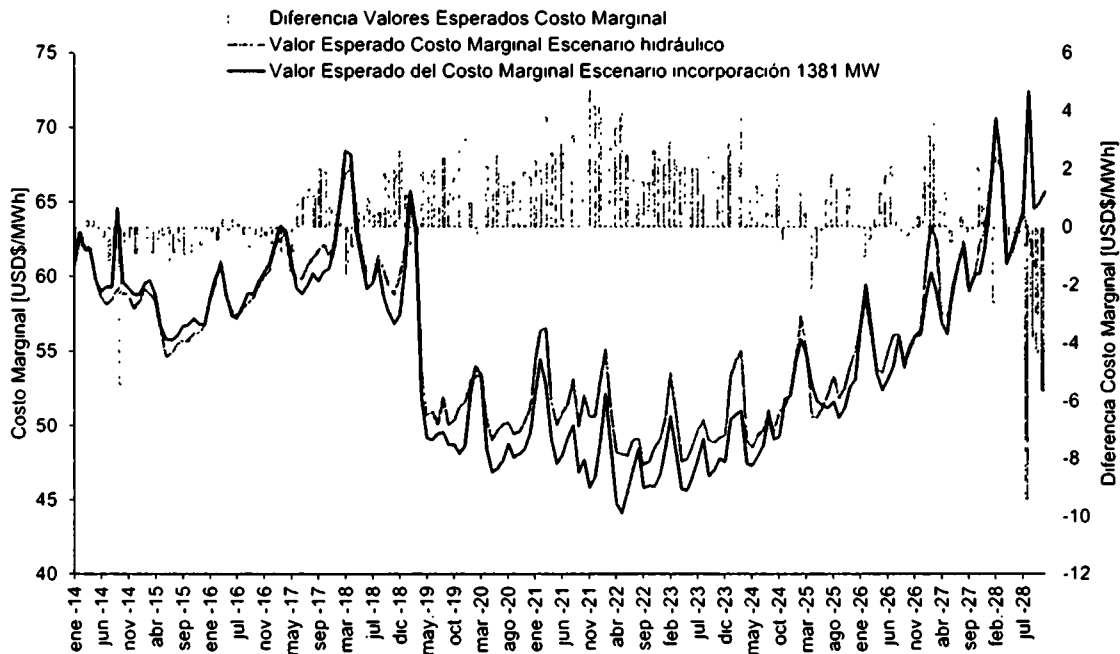
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-20: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 981 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración primer bloque de 981 MW eólicos).



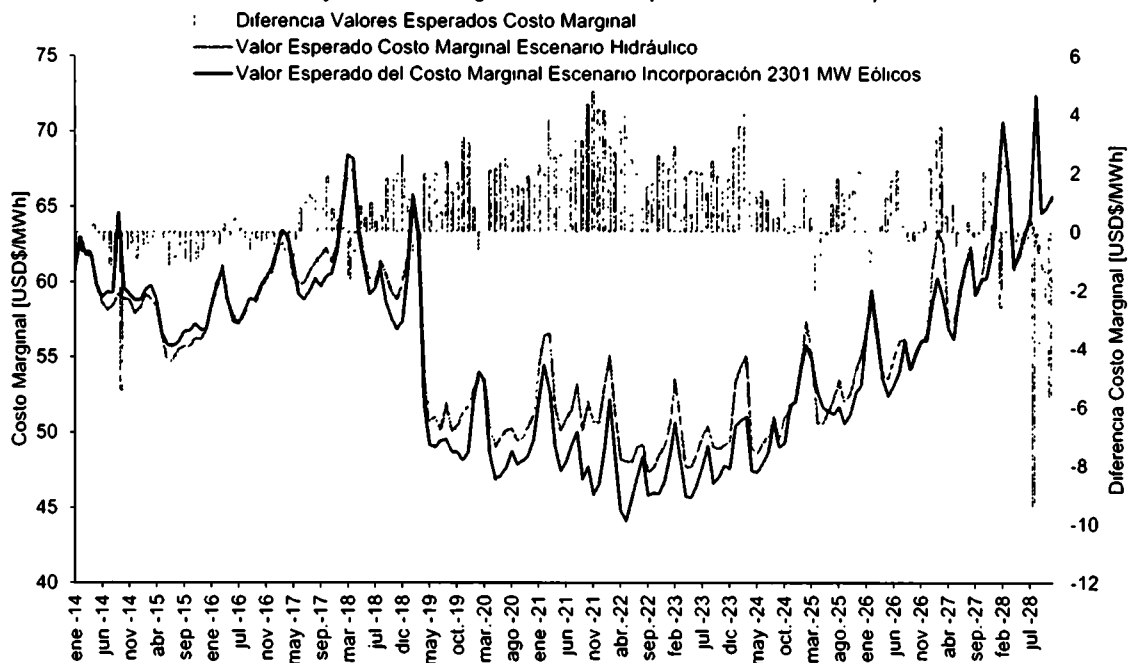
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-21: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 981 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración segundo bloque de 1381 MW eólicos).



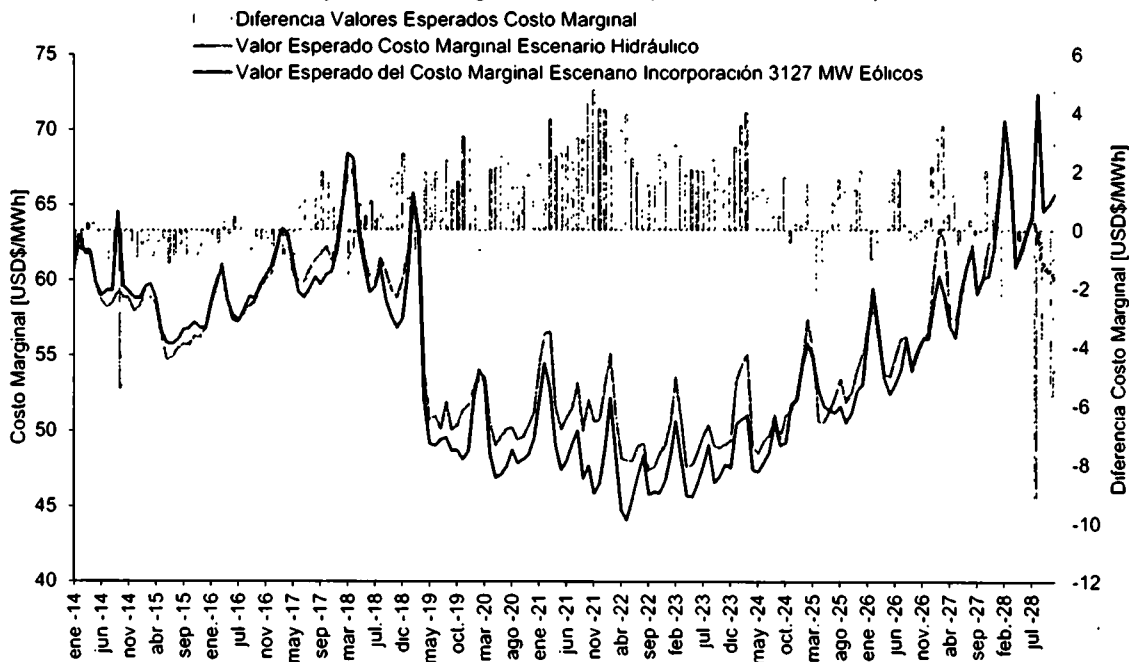
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-22: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 2301 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración tercer bloque de 2301 MW eólicos).



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-23: Valor Esperado del Costo Marginal contemplando o no, 3131 MW eólicos en el norte de la Guajira (escenarios hidráulico y escenario integración tercer bloque de 3131 MW eólicos).



Fuente de gráfica: UPME

El anterior análisis, permite observar que durante el horizonte se presenta una reducción del costo marginal promedio, que puede ser superior en algunos instantes a 4 USD\$/MWh. Lo anterior, se debe a que la generación eólica en el norte de la Guajira puede desplazar una generación más costosa.

Costos:

Valoración de los activos de la Red de Transmisión y Sub-transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y costos referenciales para la tecnología HVDC tomados del estudio de sostenibilidad realizado por la Unidad. En la Tabla 6-13 se pueden observar los costos de la tecnología HVDC referenciados en dólares de diciembre de 2013, para líneas de 1300 MW de capacidad.

Tabla 6-13: Costos referenciales de la tecnología HVDC.

Componente	Costo Min	Costo Max	Unidad
HVDC OHL bipolar	\$ 155 719	\$ 253 618	US/km
VSC Convertidor	\$ 64.350 064	\$ 102.960 103	US
CSC Convertidor	\$ 51 480 051	\$ 90 090 090	US

Fuente de tabla: Estudio de sostenibilidad del sector CIDET – ECSIM - CONOSER

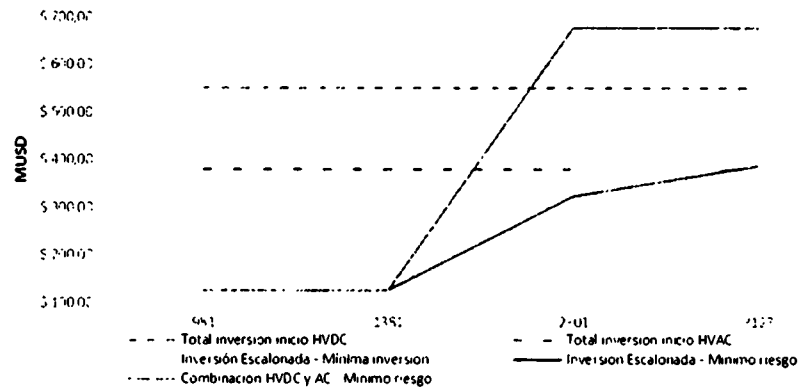
Es importante recordar que anteriormente se indicaron los escenarios de desarrollo de la Red analizados, en este sentido a continuación se presenta un resumen de cada una de las sensibilidades.

Tabla 6-14: Resumen del desarrollo de Red para la conexión de la generación eólica.

Bloque de Generación	Desarrollo de Red
Análisis 1	Una Colectora en 500 kV conectada mediante un doble circuito entre Colectora y Cuestecitas 500 kV, con refuerzo de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas, con la respectiva restricción de capacidad y contingencia que la genera
Análisis 2	Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras y refuerzo de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas.
Análisis 3	Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras, con refuerzos de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas y tercer circuito en 220 kV entre Copey y Fundación
Análisis 4	Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras, con refuerzos de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas, tercer circuito en 220 kV entre Copey y Cuestecitas y nueva subestación Fundación 500 kV, conectada mediante un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Fundación 500 kV y un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Sabanalarga 500 kV.
Análisis 5	Con dos Colectoras en 500 kV, una conectada mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas y la segunda con un doble circuito en 500 kV a Copey 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras, con refuerzos de Red correspondiente al segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas y nueva subestación Fundación 500 kV, conectada mediante un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Fundación 500 kV y un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y Sabanalarga 500 kV.
Análisis 6	Con dos Colectoras en 500 kV, con una interconexión en 500 kV entre Colectoras mediante doble circuito en AC, con una interconexión con el SIN mediante un enlace en HVDC -LCC de 550 kV bipolo entre Colectora 2 y Chinú
Análisis 7	Con dos Colectoras en 500 kV, Colectora 1 interconectada mediante un doble circuito a Cuestecitas 500 kV y segundo circuito entre Copey y Cuestecitas 500 kV, Colectora 2 con un enlace en HVDC-VSC de 550 kV bipolo entre Colectora 2 y Chinú

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-24: Perfil de valores presentes de inversión para los diferentes desarrollos de Red.

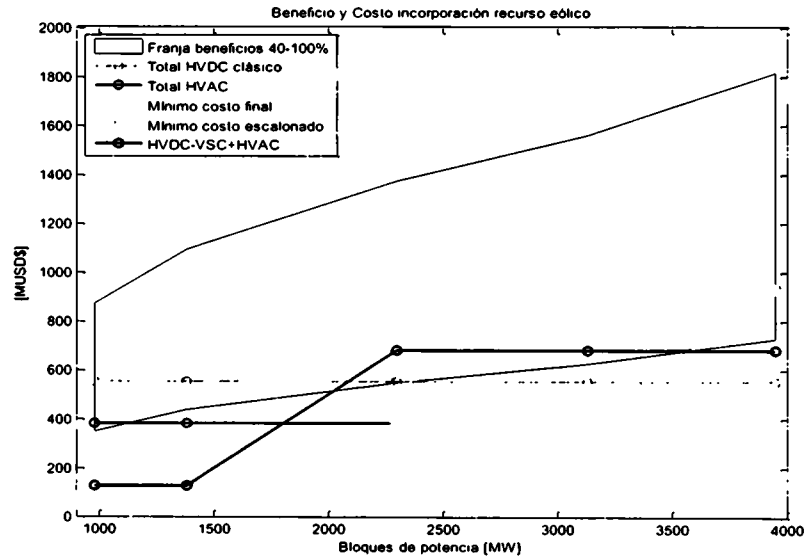


Fuente de gráfica: UPME

Relación Beneficio/Costo:

A continuación se presenta el perfil de los costos de la expansión de Red para la incorporación de la generación eólica en la Guajira, en función del desarrollo de Red y la capacidad que se puede conectar en cada uno de estos; contra el perfil de beneficios en función de los bloques de generación que se incorporan al sistema, con respecto al cual se realizó una sensibilidad de materialización de los beneficios de hasta un 40% de la reducción del Costo Marginal calculado. Lo anterior, con el fin de incorporar aspectos relacionados con el mercado, generación real de las plantas de generación, y otros aspectos que reduzcan la posibilidad que se materialicen al 100% de la reducción del Costo Marginal observado.

Gráfica 6-25: Perfil de valores presentes de inversión para los diferentes desarrollos de Red vs. Beneficios escalados del 100% al 40%.



Fuente de gráfica: UPME

6.3.1.7. Conclusiones y recomendaciones

- Se observa que la incorporación de los parques eólicos en la Guajira implican desarrollos de Red que son importantes, los cuales van desde los refuerzos en el SIN hasta los desarrollos propios

de Red necesarios para concentrar la generación desde los diferentes parques (Colectoras y su conectividad).

- Se determinó la posibilidad de definir dos colectoras, las cuales, se ubicarán en un radio de acuerdo a los análisis de ubicación propuestos por este documento.
- Se plantearon diferentes alternativas de desarrollo de Red, las cuales para algunos casos, son secuenciales y complementarias entre sí. Esta alternativa estará en función de la realidad en relación a los parques que se van a conectar.
- Es importante y fundamental que los promotores indiquen desde ya la intención de la conexión, para poder optimizar el desarrollo de Red necesario de acuerdo a los análisis presentados.
- Es fundamental definir los requisitos técnicos que se deben solicitar a estos parques de generación para determinar componentes adicionales que sean necesarios.
- En temas de respuesta en frecuencia, se observa que para un valor de 1400 MW eólicos despachados el valor de la frecuencia está por debajo del límite mínimo ante escenario de demanda mínima y salida de la unidad más grande del sistema. Sin embargo, se puede evidenciar mediante los análisis energéticos que es poco probable que esta condición de generación se dé para escenarios de demanda mínima.
- Teniendo en cuenta los análisis técnicos y económicos, además de la necesidad de contar con flexibilidad frente a la definición de un proyecto de transmisión que permita la incorporación de los 3131 MW o un valor menor a esta capacidad dependiendo de las intenciones que se materialicen por parte de los generadores, el presente Plan propone y recomienda la alternativa de desarrollo 7 – *Con dos Colectoras en 500 kV, Colectora 1 interconectada mediante un doble circuito a Cuestecitas 500 kV y segundo circuito entre Copey y Cuestecitas 500 kV; Colectora 2 con un enlace en HVDC-VSC de 550 kV bipolo entre Colectora 2 y Chinú* – como la alternativa recomienda para la incorporación de la generación eólica.

Fecha de entrada en servicio de la totalidad del proyecto: 2022.

6.3.2. Análisis Nueva Obra para Guajira – Cesar – Magdalena

6.3.2.1. 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 6-15: Cargas especiales Guajira Cesar Magdalena.

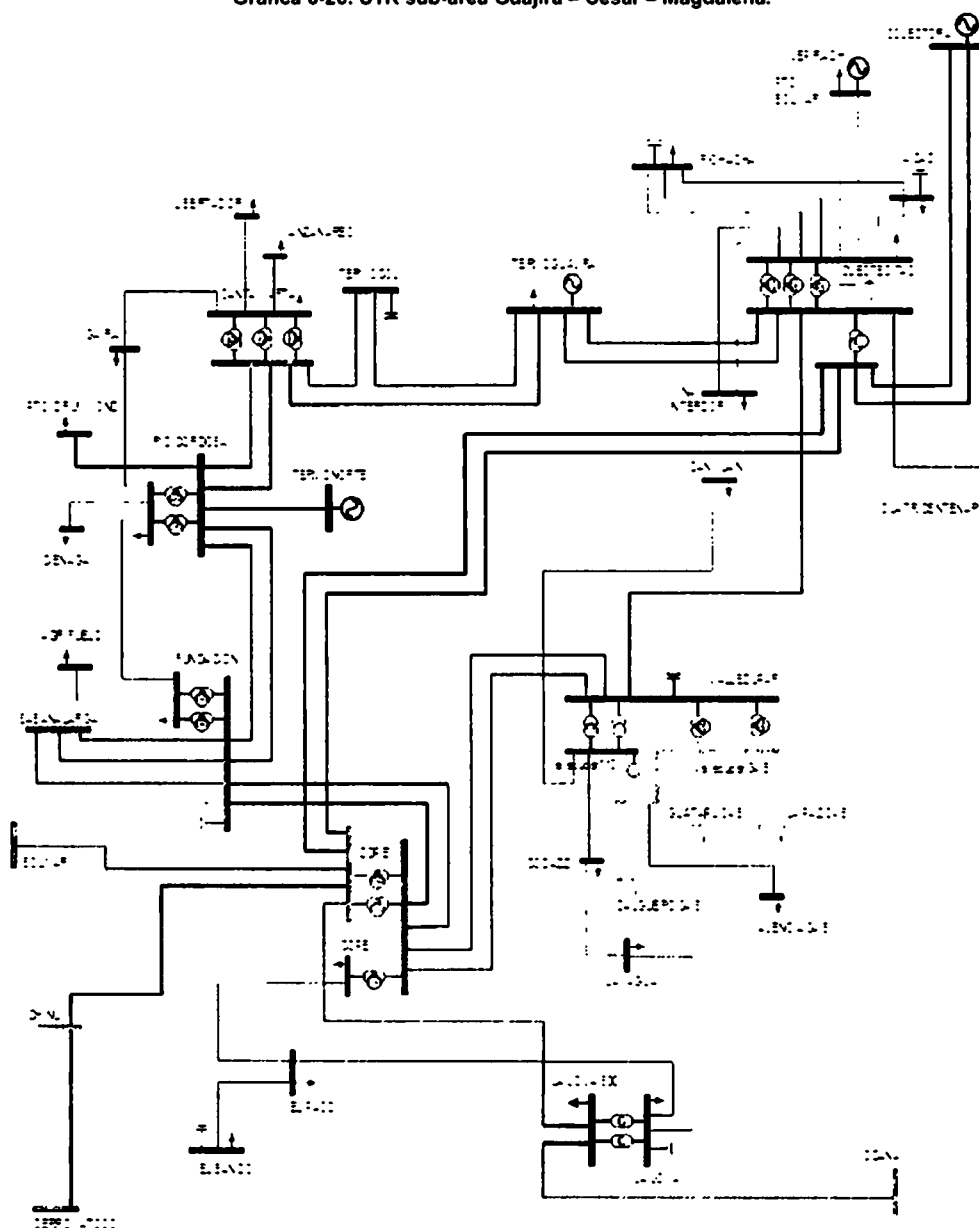
Cargas Especiales	MW
Puerto Nuevo	20
Cerrejón	18
Puerto Drummond	45-50
La Loma Drummond	120
Ecopetrol Copey	11,25

Fuente de tabla: UPME

La Unidad definió en los Planes de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012 – 2025, 2013 – 2027 y 2014 – 2028, las siguientes obras en la Costa Caribe a nivel del Sistema de Transmisión Nacional: i) Segundo transformador en Copey 500/220 kV – 450 MVA para el 2015, ii) Refuerzo a la Costa Caribe en 500 kV para 2018, iii) Proyecto Río Córdoba (nueva subestación 220 kV, la cual se conecta al sistema mediante la 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 compensación en Valledupar 220 kV de 50 MVAR v) Nueva subestación La Loma 500 kV, vi) Nueva línea en 500 kV entre Copey y Cuestecitas con un nuevo punto de transformación 500/220 kV en Cuestecitas y vii) Segundo circuito Copey – Fundación 220 kV. Adicional a las obras a nivel del Sistema de Transmisión Nacional – STN; la Unidad ha aprobado una serie de obras a nivel del Sistema de Transmisión Regional – STR, en toda las sub-áreas relacionadas con un segundo transformador Valledupar 220/110 kV, conectividad STN/STR de la subestación La Loma, conectividad STN/STR de la subestación Río 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 con el proyecto propuesto:

Gráfica 6-26: STR sub-área Guajira – Cesar – Magdalena.



Fuente de gráfica: UPME

6.3.2.2. Supuestos

- Las proyecciones de demanda utilizadas son las del mes de julio del año 2015, teniendo en cuenta 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 consideran los siguientes escenarios operativos (ver Tabla 6-16).

Tabla 6-16: Escenarios evaluados.

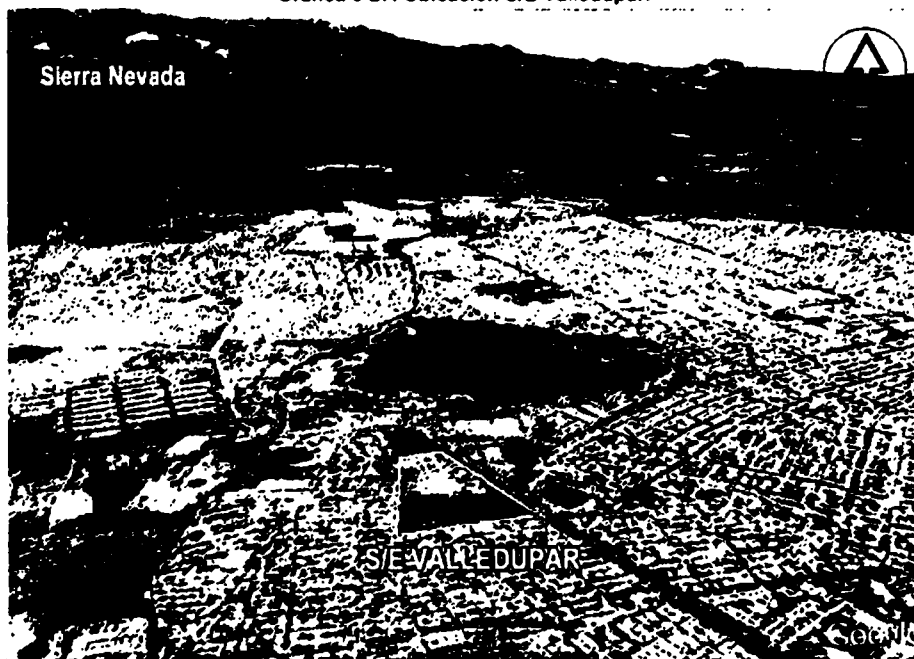
Escenario	Características		Sensibilidad
	Generación	Generación mínima	Variación de generación
	Demanda	Máxima	Minima Demanda

Fuente de tabla: UPME

6.3.2.3. Análisis Previos

Se realizó un análisis previo de espacios de la subestación Valledupar, que actualmente es la única subestación que ofrece un punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Cesar, verificando la posibilidad de contar con salidas adicionales en circuitos en 110 kV y así poder eliminar radialidades y atender los crecimientos de demanda. En este sentido, se presenta la Gráfica 6-27 con la ubicación actual de la subestación Valledupar.

Gráfica 6-27: Ubicación S/E Valledupar.



Fuente de gráfica: UPME
 Imagen Tomada de Google Earth

Con respecto a la Gráfica 6-27 se puede inferir:

- La subestación Valledupar 220/115 kV está rodeada de un importante desarrollo urbano.
- Se observa dificultad para salida y entrada de circuitos.
- Se observa dificultad para crecimiento subestación.

6.3.2.4. Alternativas

Se analizaron dos alternativas, las cuales tienen una misma expansión base, correspondiente a un nuevo punto de conexión STN/STR en San Juan reconfigurando el enlace Valledupar – Cuestecitas 220 kV; para la alternativa i) mediante un transformador 220/110 kV – 100 MVA, y la alternativa ii) mediante dos transformadores 220/110 kV – 50 MVA. A continuación se describen las obras adicionales a desarrollarse en el área común a las dos alternativas:

- Nueva subestación San Juan 220/110 kV. Reconfigurando el enlace Valledupar – Cuestecitas 220 kV en Valledupar – San Juan 220 kV y San Juan – Cuestecitas 220 kV.
- Conexión de Guatapuri 110 kV, mediante reconfiguración Valledupar – San Juan 110 kV.
- Tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV.
- Retiro del transformador Valledupar 110/34.5 kV. Se debe coordinar este retiro para que no afecte la atención de la demanda.
- Repotenciación enlace Valledupar – Guatapuri 110kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp. (a cargo de Electricaribe).

6.3.2.5. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los análisis eléctricos del desempeño del sistema, sin los proyectos planteados y con los proyectos, para el horizonte de análisis.

Situación sin proyectos:

La situación del área sin la definición de obras de expansión, corresponde a problemas de sobrecargas de elementos en condición normal de operación y ante condiciones N-1, además de radialidades e incapacidad de la Red del Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Distribución Local – SDL para atender los crecimientos vegetativos de demanda. En la Tabla 6-17 se presenta el desempeño del sistema sin la entrada del proyecto:

Tabla 6-17: Desempeño del sistema sin obras.

CONDICIÓN	2015 Sin generación al interior de la sub-área	2018 Sin generación al interior de la sub-área	2020 sin generación al interior de la sub-área
C.N.O.	Elevada cargabilidad del transformador Valledupar 220/110 kV cercana al 120%		
	Elevada cargabilidad del transformador Valledupar 220/34.5 kV cercana al 100%, con la posibilidad que para unas condiciones de carga se sobrepase el 100%	Elevada cargabilidad del transformador Valledupar 220/34.5 kV > 100%	Elevada cargabilidad del transformador Valledupar 220/34.5 kV > 100%
	Radialidad de las subestaciones San Juan, Codazzi y la Jagua 110 kV	Radialidad de la subestación San Juan	Radialidad de la subestación San Juan
N-1 transformador Valledupar 220/110 kV, enlace Valledupar – Codazzi 110 kV, Codazzi – La Jagua 110 kV y Valledupar – San Juan 110 kV	Perdida de conectividad entre las subestaciones Valledupar – Codazzi y Codazzi – La Jagua	Perdida de conectividad entre las subestaciones Valledupar – Codazzi y Codazzi – La Jagua	Perdida de conectividad entre las subestaciones Valledupar – Codazzi y Codazzi – La Jagua
N-1 transformador Valledupar 220/34.5 kV	Sobrecarga elemento transformador paralelo Valledupar 220/34.5 kV > 100%	Sobrecarga elemento transformador paralelo Valledupar 220/34.5 kV > 100%	Sobre carga elemento transformador paralelo Valledupar 220/34.5 kV > 100%
N-1 Elementos 34,5 kV Valledupar – Guatapuri y Valledupar – Salguero 34,5 kV	Sobrecarga elemento en paralelo Valledupar – Guatapuri y Valledupar – Salguero 34.5 kV > 100%	Sobrecarga elemento en paralelo Valledupar – Guatapuri y Valledupar – Salguero 34.5 kV > 100%	Sobrecarga elemento en paralelo Valledupar – Guatapuri y Valledupar – Salguero 34.5 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

Desempeño de las alternativas: Alternativa i)

Nueva subestación San Juan 220 kV y conectividad STN/STR 220/110 kV mediante un transformador 220/110 KV – 100 MVA, conexión de nueva subestación Guatapuri 110 kV mediante reconfiguración Valledupar – San Juan 110 kV en Valledupar – Guatapuri 110 kV y Guatapuri – San Juan 110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV y retiro del transformador Valledupar 110/34.5 kV.

¹² Sin considerar el transformador temporal en paralelo

- Desempeño para el año 2018 (asumiendo el proyecto propuesto en operación):

Tabla 6-18: Desempeño alternativa i) 2018.

CONDICIÓN	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (sin repotenciación de circuito Valledupar – Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (con repotenciación circuito Valledupar – Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)
C.N.O	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%
N-1 Valledupar – Guatapuri 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Guatapuri – San Juan 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Transformador Valledupar 220/34,5 kV	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%
N-1 Valledupar – San Juan 220 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV > 100 %	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100 %
N-1 Transformador San Juan 220/110 kV – 100 MVA	Valledupar – Guatapuri 110 kV > 100 %	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100 %

Fuente de tabla: UPME

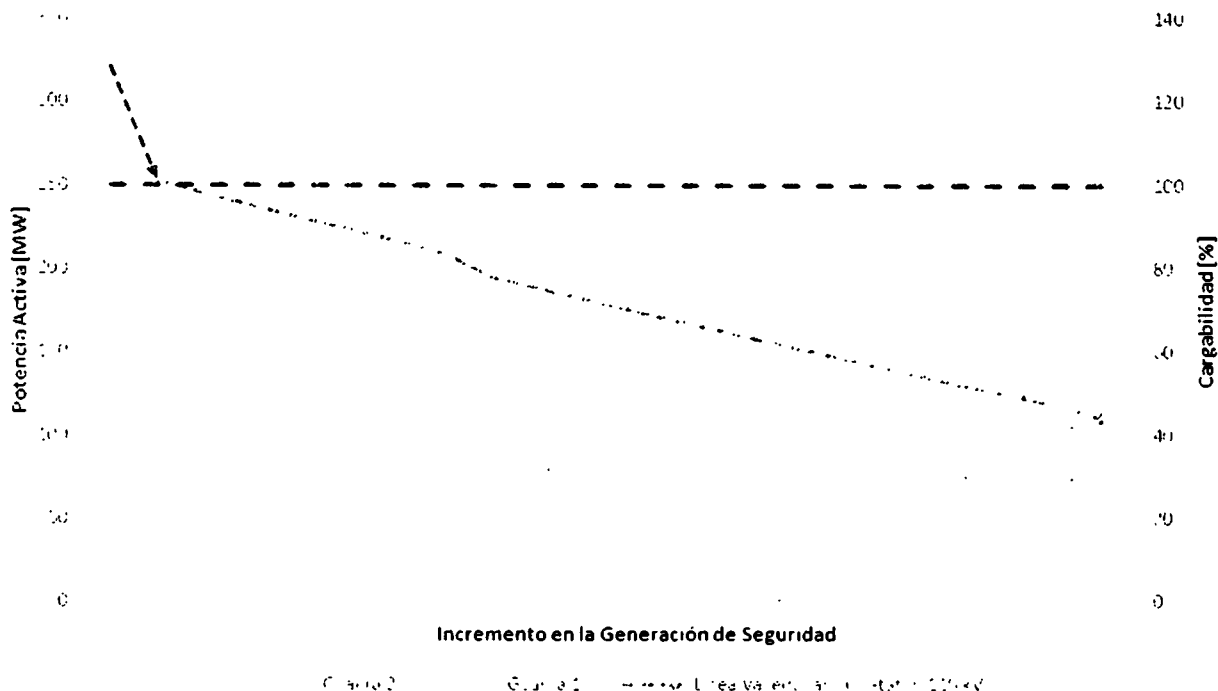
Se observa que el proyecto para el año de análisis elimina los problemas de sobrecargas de los elementos de transformación, líneas en el Sistema de Distribución Local – SDL y radialidades en el sistema; sin embargo, si no se repotencia el enlace Valledupar – San Juan 110 kV con capacidad actual de 400 A a una capacidad de 691 A, tal como lo propone Electricaribe; se puede generar una nueva restricción del sistema que se evidencia ante las contingencias del transformador 220/110 kV – 100 MVA propuesto en San Juan o la línea Valledupar – San Juan 220 kV.

Con relación a la restricción causada por la contingencia del transformador propuesto San Juan 220/110 kV – 100 MVA, en caso de no ejecutarse la repotenciación, se propone la alternativa ii) de expansión, la cual se desarrollará más adelante en este documento.

Por otro lado, en relación a la restricción causada por la contingencia del enlace Valledupar – San Juan 220 kV, la misma se eliminaría con la entrada del proyecto definido en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028 correspondiente a la línea en 500 kV Copey – Cuestecitas para el 2019 o con la repotenciación del enlace Valledupar – San Juan 110 kV con capacidad actual de 400 A a una capacidad de 691 A, o mediante una medida operativa ante una generación mínima de seguridad al interior de la sub-área

Guajira – Cesar – Valledupar, la cual, deberá estar de acuerdo a la Gráfica 6-28 (mínimo una unidad despachada en su mínimo técnico).

Gráfica 6-28: Necesidades de generación de seguridad al interior de la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena, en caso de no repotenciar el enlace Valledupar – San Juan 110 kV.



Fuente de gráfica: UPME

Como se observa en la Gráfica 6-28, a medida que aumenta el despacho al interior de la sub-área, se disminuye la cargabilidad del elemento en 110 kV ante la contingencia del enlace en 220 kV (Valledupar – San Juan). Sin embargo, para el 2018 se espera que se necesite un despacho mínimo en el área para soportar las tensiones ante la contingencia La Loma – Ocaña 500 kV, por lo cual, esta restricción se “oculta” con el despacho necesario.

- Desempeño para el año 2020:

Tabla 6-19: Desempeño alternativa i) 2020.

CONDICIÓN	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (sin repotenciación de circuito Valledupar - Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (con repotenciación circuito Valledupar - Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)
C.N.O.	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%
N-1 Valledupar – Guatapuri 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Guatapuri – San Juan 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%

N-1 Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%
N-1 Valledupar – San Juan 220 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV <110 %, desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100 %, desempeño adecuado
N-1 Transformador San Juan 220/110 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV >	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100 %

Fuente de tabla: UPME

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-20: Desempeño alternativa i) 2022.

CONDICIÓN	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (sin repotenciación de circuito Valledupar - Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (con repotenciación circuito Valledupar - Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)
C.N.O.	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%
N-1 Valledupar – Guatapuri 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Guatapuri – San Juan 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%
N-1 Valledupar – San Juan 220 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100 %, desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100 %, desempeño adecuado
N-1 Transformador San Juan 220/110 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV >	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100 %

Fuente de tabla: UPME

Como se evidencia en los resultados, para el año 2020 (ver Tabla 6-19) y para el año 2022 (ver Tabla 6-20), si no se repotencia el enlace Valledupar - San Juan 110 kV, se presentaría una sobrecarga en el enlace Valledupar – Guatapuri 110 kV frente a la contingencia del transformador San Juan 220/110 kV – 100 MVA. Por otro lado, la restricción producida por la falla del enlace Valledupar – San Juan 220 kV observada en el 2018 se elimina a partir de la entrada del proyecto en 500 kV Copey – Cuestecitas.

Desempeño de las alternativas: Alternativa ii):

El proyecto corresponde a: una nueva subestación San Juan 220 kV y conectividad STN/STR 110 kV mediante dos transformadores 220/110 KV – 50 MVA, conexión de nueva subestación Guatapuri 110 kV mediante reconfiguración Valledupar – San Juan 110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV y retiro del transformador Valledupar 110/34.5 kV.

- Desempeño para el año 2018 (asumiendo el proyecto propuesto en operación):

Tabla 6-21: Desempeño alternativa ii) 2018.

CONDICIÓN	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (sin repotenciación de circuito Valledupar – Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (con repotenciación circuito Valledupar – Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)
C.N.O.	Transformador Valledupar 220/34.5 kV < 90%	Transformador Valledupar 220/34.5 kV < 90%
N-1 Valledupar – Guatapuri 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Guatapuri – San Juan 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Transformador paralelo Valledupar 220/34.5 kV < 100%	Transformador paralelo Valledupar 220/34.5 kV < 100%
N-1 Valledupar – San Juan 220 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100%, desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100%, desempeño adecuado
N-1 Transformador San Juan 220/110 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100%	Valledupar – Guatapuri 110 kV <100 %

Fuente de tabla: UPME

Se observa que el proyecto para el año de análisis, elimina los problemas de sobrecargas de elementos en transformación, líneas en el Sistema de Distribución Local – SDL y radialidades en el sistema. Sin embargo, crea una nueva restricción en el sistema ante la contingencia de la línea Valledupar – San Juan 220 kV, la cual, produce sobrecarga del enlace Valledupar – Guatapuri 110 kV; la problemática observada se elimina con la repotenciación del enlace Valledupar – San Juan 110 kV, o con la entrada del proyecto en 500 kV Copey – Cuestecitas, el cual está definido para 2019, o con la medida operativa de mantener la generación de seguridad de la Gráfica 6-28.

No se presenta la sobrecarga del enlace Valledupar – Guatapuri 110 kV ante la salida de uno de los transformadores 220/110 KV – 50 MVA en San Juan, esto es independiente de la repotenciación o no del enlace Valledupar – San Juan 110 kV.

Al igual que para la alternativa i), en caso que no se ejecute la repotenciación, sería necesario una generación mínima de seguridad para el 2018 con el fin de evitar la sobrecarga del enlace en 110 kV Valledupar – Guatapuri.

- Desempeño para el año 2020:

Tabla 6-22: Desempeño alternativa ii) 2020.

CONDICIÓN	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (sin repotenciación de circuito Valledupar – Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (con repotenciación circuito Valledupar – Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)
C.N.O.	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%
N-1 Valledupar – Guatapuri 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Guatapuri – San Juan 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%
N-1 Valledupar – San Juan 220 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV < , desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV < , desempeño adecuado
N-1 Transformador San Juan 220/110 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV < , desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV < , desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-23: Desempeño alternativa ii) 2022.

CONDICIÓN	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (sin repotenciación de circuito Valledupar - Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)	Sin generación de seguridad al interior de la sub-área (con repotenciación circuito Valledupar - Guatapuri 110 kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp)
C.N.O.	Transformador Valledupar 220/34 5 kV < 90%	Transformador Valledupar 220/34.5 kV < 90%

N-1 Valledupar – Guatapuri 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Guatapuri – San Juan 110 kV	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%	Tensiones >90% y cargabilidad elementos <100%
N-1 Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%	Transformador paralelo Valledupar 220/34 5 kV < 100%
N-1 Valledupar – San Juan 220 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100%, desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100%, desempeño adecuado
N-1 Transformador San Juan 220/110 kV	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100%, desempeño adecuado	Valledupar – Guatapuri 110 kV < 100%, desempeño adecuado

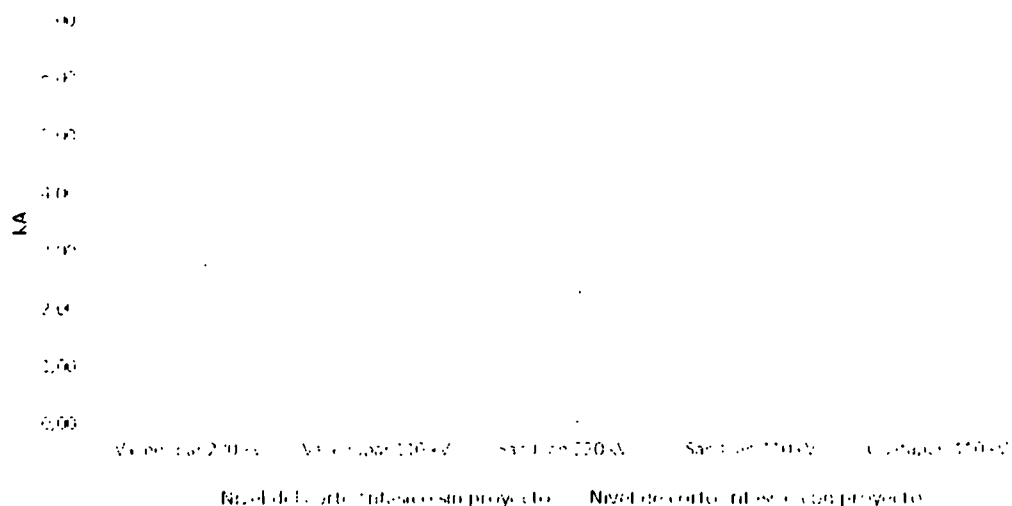
Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-22 y Tabla 6-23, independiente de la repotenciación del enlace en 110 kV, después del año 2020 (fecha que se espera ya esté en servicio el enlace en 500 kV Copey – Cuestecitas), no se observa sobrecargas de elementos ante contingencia del enlace 220 kV Valledupar – San Juan.

6.3.2.6. Análisis de Corto Circuito

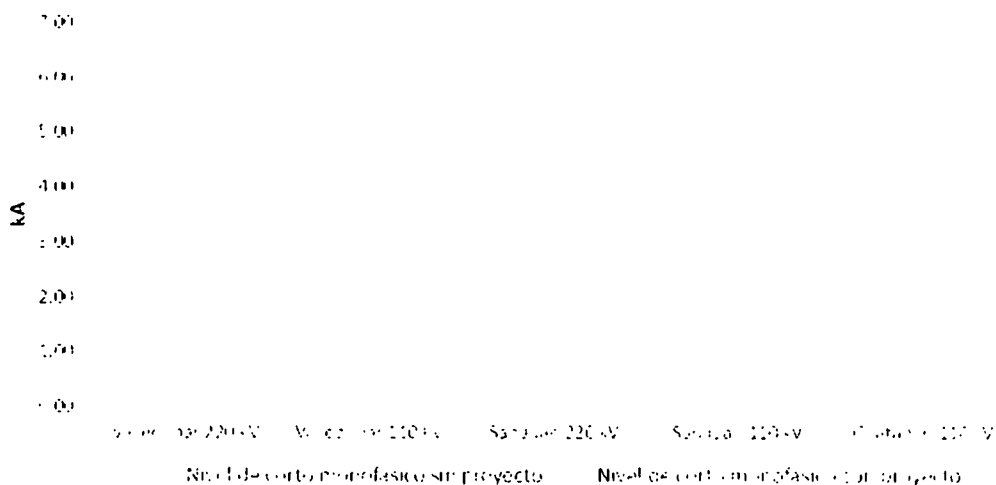
A continuación se presenta en análisis de corto circuito para el año 2018 asumiendo el proyecto propuesto en operación. También, se presenta una comparación entre el nivel de corto para las subestaciones cercanas al proyecto.

Gráfica 6-29: Nivel de cortocircuito trifásico para el año 2018 con y sin proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-30: Nivel de cortocircuito monofásico para el año 2018 con y sin proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 6-29 y Gráfica 6-30, se observa que la conexión del proyecto aumenta los niveles de corto levemente en las subestaciones del área, el mayor impacto de aumento del nivel se presenta en la subestación San Juan 110 kV existente, en cuyo caso la conexión del proyecto aumenta aproximadamente 2.3 kA el nivel de corto.

6.3.2.7. Evaluación Económica

A continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa recomendada i).

Beneficios:

- Eliminación de radialidades en el Sistema de Transmisión Regional – STR.
- Ahorro por energía no suministrada en condición normal de operación y en contingencia.
- Mejora desempeño del Sistema de Distribución Local – SDL.

Costos:

- Valoración de los activos de la Red de Transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008, para la alternativa i) (incluyendo la repotenciación enlace en 110 kV Valledupar – Guatapuri).

En la Tabla 6-24 se presenta la evaluación económica de las obras requeridas para las obras de expansión de la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena.

Tabla 6-24: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.

USD Millones (dic 2014)	
Costos	14.69
Beneficios STR	524.79
Beneficios SDL	1.52
Relación B/C	35.83

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-24, el proyecto en su alternativa i) presenta una relación Beneficio/Costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

6.3.2.8. Conclusiones

- Se plantearon dos alternativas de expansión, las cuales tienen un adecuado funcionamiento siempre y cuando se ejecute la repotenciación del enlace en 110 kV entre Valledupar y Guatapuri, en este sentido, se recomienda la alternativa i) la cual representa menos costos de inversión y permite una expansión a futuro con un mayor alcance en su utilidad.
- En caso de no ejecutarse la repotenciación del enlace Valledupar – Guatapuri 110 kV, la alternativa i), presenta dificultades ante la salida del único transformador 220/110 kV – 100 MVA en San Juan produciendo sobrecargas en el enlace Valledupar – Guatapuri 110 kV.
- Existen radialidades en la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena, algunas de las cuales se eliminan con el proyecto de conexión al STN en La Loma, sin embargo, la radialidad correspondiente a San Juan 110 kV se mantiene.
- Se observan sobrecargas en estado estacionario para el transformador 220/34.5 kV en Valledupar, lo que se solucionaría con el proyecto propuesto.
- La ejecución de la alternativa ii), mejora las condiciones del sistema, eliminando la problemática en la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena, sin embargo, al igual que la alternativa i) presenta la problemática en relación a la dependencia de la repotenciación del enlace en 110 kV Valledupar – Guatapuri, no obstante, esta alternativa tiene unas posibilidades a futuro más restringidas de desarrollo.
- Se hace necesario la repotenciación del enlace Valledupar – San Juan 110 kV, con la entrada del proyecto planteado.

6.3.2.9. Recomendaciones

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN y Sistema de Transmisión Regional – STR.

- Tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV.
- Retiro del transformador Valledupar 110/34.5 kV.

Fecha de entrada en servicio: Agosto de 2018.

- Nueva subestación San Juan 220/110 kV –100 MVA.
- Conexión de Guatapuri 110 kV, mediante reconfiguración Valledupar – San Juan 110 kV.
- Repotenciación enlace Valledupar - Guatapuri 110kV a 740 AAAC con una capacidad de 691 Amp (a cargo de Electricaribe).

Fecha de entrada en servicio: Agosto de 2020.

6.3.3. Análisis Nueva Obra en Bolívar – Chinú

6.3.3.1. Antecedentes

En la sub-área de Chinú la Unidad aprobó el tercer transformador en Chinú 500/110 kV. También, mediante el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012 – 2025, la Unidad definió el proyecto Montería, el cual involucraba un nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en el área, mediante un nuevo corredor Urabá – Montería – Chinú 220 kV y un nuevo transformador en Chinú 500/220 kV.

El OR, Electricaribe, informó a la Unidad la repotenciación de los circuitos para el año 2016:

- Chinú – Coveñas de 504 A a 794 A.
- Coveñas – Tolviejo de 504 A a 580 A.
- Sierra Flor (Sieflor) – Tolviejo de 528 A a 600 A.
- Boston – Sierra Flor (Sieflor) de 600 A a 794 A.
- Boston – Chinú 1 de 500 A a 584 A.
- Boston – Chinú 2 de 500 A a 580 A.

En la Gráfica 6-31 se presenta el diagrama unifilar de la sub-área Chinú actualmente, con los proyectos ya definidos en construcción.

6.3.3.2. Supuestos

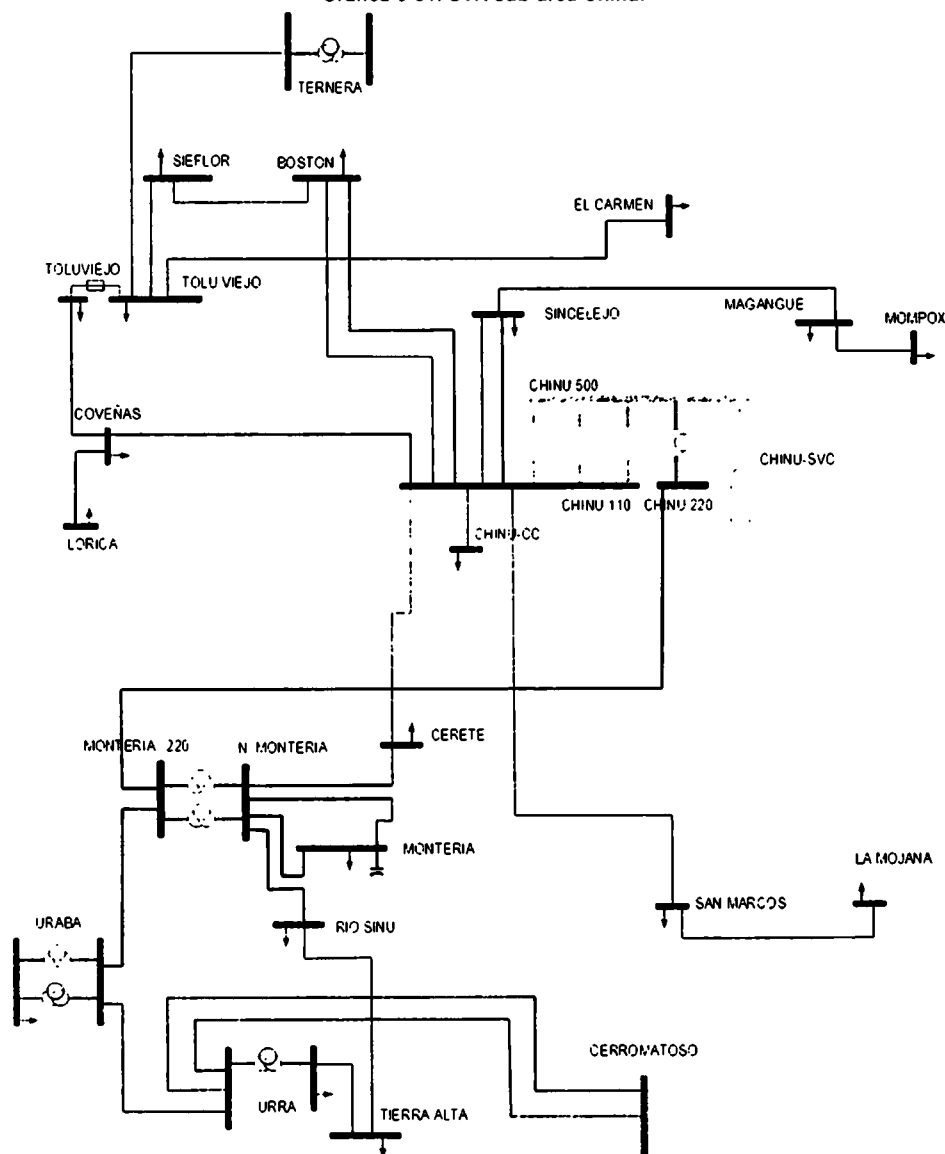
- Las proyecciones de demanda utilizadas son las del mes de julio del año 2015, teniendo en cuenta periodos de consumo de demanda máxima.
- Se consideraron en operación los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- 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 consideran los siguientes escenarios operativos (ver Tabla 6-25).

Tabla 6-25: Escenarios evaluados.

Escenario	Características	
	Generación	Generación mínima
	Demanda	Máxima

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 6-31: STR sub-área Chinú.

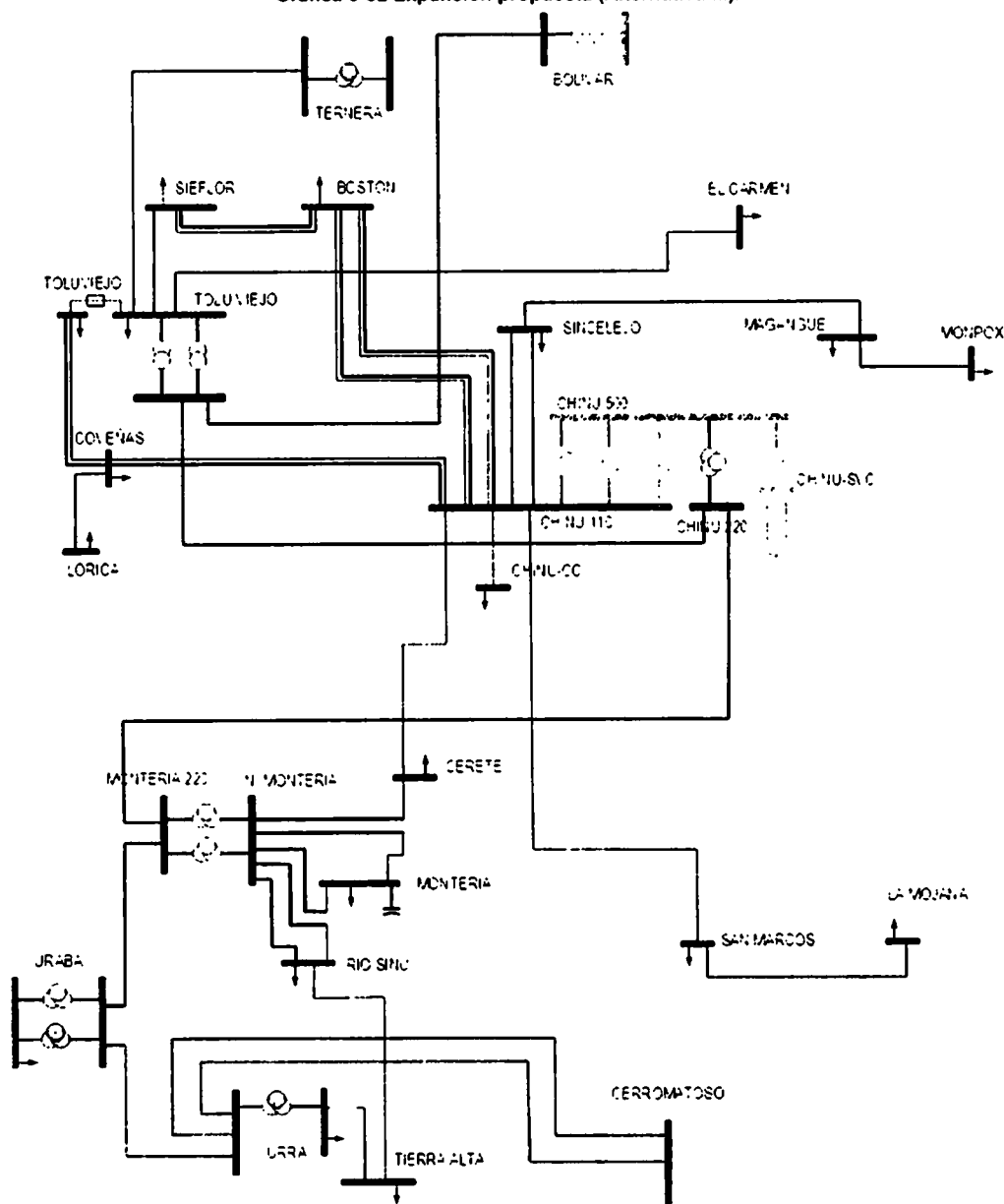


Fuente de gráfica: UPME

6.3.3.3. Alternativas

Se analizaron tres alternativas, las cuales son complementarias entre si y parten de la ampliación de la capacidad de los circuitos actuales propuestos por el Operador Electricaribe, a continuación se relacionan las diferentes alternativas: i) Repotenciación de circuitos, ii) Nuevo corredor Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviejo 220 kV y transformación 220/110 kV – 2 x 150 MVA, incluyendo la repotenciación de circuitos, y iii) Nuevo corredor Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviejo 220 kV y transformación 220/110 kV – 2 x 150 MVA y nuevo enlace 110 kV Nueva Montería – Río Sinú, incluyendo la repotenciación de circuitos (ver Gráfica 6-32).

Gráfica 6-32 Expansión propuesta (Alternativa iii).



Fuente de gráfica: UPME

6.3.3.4. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los análisis eléctricos del desempeño del sistema, sin los proyectos planteados y con los proyectos, para un horizonte de análisis.

Situación sin proyectos:

La situación del área corresponde a problemas de sobrecargas de elementos y bajas tensiones ante condiciones N-1. En la Tabla 6-26 se presenta el desempeño del sistema sin la entrada del proyecto.

Tabla 6-26: Desempeño del sistema sin obras.

CONDICIÓN	2016	2020
C.N.O	TR Chinú 550/110 kV > 60 %, desempeño adecuado	TR Chinú 550/110 kV > 70 %; desempeño adecuado
N - 1 TR Chinú 500/110 kV	TR Chinú 550/110 kV > 60 %	TR Chinú 550/110 kV > 70 %
N - 1 Boston - Sieflor 110 kV	Chinú - Coveñas 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %	Sobrecarga de Chinú - Coveñas > 100 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %
N - 1 Río Sinú - Montería 110 kV	Chinú - Coveñas 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %	TR Chinú 550/110 kV > 70 % TR Urrá 230/110 kV > 70 % Urrá - Tierra Alta 110 kV > 70 %
N - 1 Chinú - Coveñas 110 kV	Boston - Sieflor 110 kV > 70 %	Boston - Sieflor 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %
N - 1 Chinú - Boston 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 70 %	Chinú - Boston 110 kV > 70 %
N - 1 Corredor Chinú - Sincelero - Magangué - Mompox 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %	Chinú - Boston 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %
N - 1 Corredor Chinú - San Marcos - La Mojana 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %	Chinú - Boston 110 kV > 70 % Tensión Coveñas 110 kV < 90 % Toluviejo - Sieflor 110 kV > 70 %

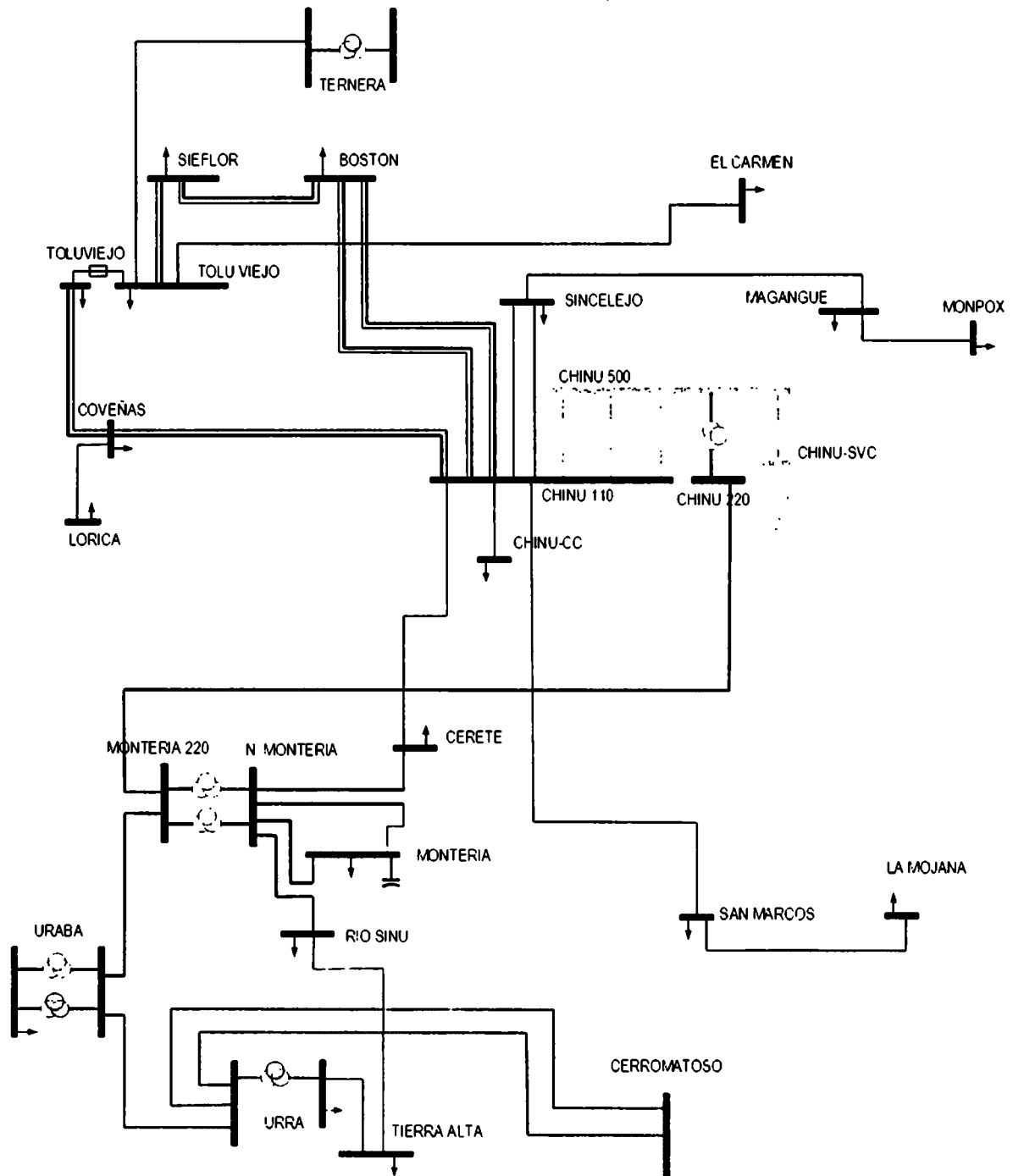
Fuente de tabla: UPME

Desempeño de las alternativas: Alternativa i)

Repotenciación de circuitos para 2016:

- Chinú - Coveñas de 504 A a 794 A.
- Coveñas - Toluviejo de 504 A a 580 A.
- Sierra Flor - Toluviejo de 528 A a 600 A.
- Boston - Sierra Flor de 600 A a 794 A.
- Boston - Chinú 1 de 500 A a 584 A.
- Boston - Chinú 2 de 500 A a 580 A.

Gráfica 6-33 Alternativa i).



Fuente de gráfica: UPME

- Desempeño de la alternativa i).

Tabla 6-27: Desempeño de la alternativa i).

CONDICIÓN	2018	2022
C.N.O	TR Chinú 550/110 kV > 70 % Boston - Sieflor 110 kV < 60 % Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %	TR Chinú 550/110 kV > 80 % Boston - Sieflor 110 kV < 60 % Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %
(N - 1) TR Chinú 500/110 kV	TR Chinú 550/110 kV > 70 % Boston - Sieflor 110 kV < 60 % Chinú - Coveñas 110 kV < 45 %	TR Chinú 550/110 kV > 80 % Boston - Sieflor 110 kV < 60 % Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %
(N - 1) Chinú - Boston 110 kV	TR Chinú 550/110 kV > 75 % Chinú - Coveñas 110 kV < 55 % Chinú - Boston 110 kV > 70 %	TR Chinú 550/110 kV > 80 % Chinú - Coveñas 110 kV < 60 % Chinú - Boston 110 kV > 70 %
(N - 1) Chinú - Coveñas 110 kV	TR Chinú 550/110 kV > 75 % Chinú - Boston 110 kV > 85 % Boston - Sieflor 110 kV > 95 % Coveñas, Toluviéjo y Carmen 110 kV < 50 %	TR Chinú 550/110 kV > 85 % Chinú - Boston 110 kV > 95 % Boston - Sieflor 110 kV > 95 % Coveñas, Toluviéjo y Carmen 110 kV < 50 %
(N - 1) Boston - Sieflor 110 kV	Colapso por tensión y sobrecargas en Chinú - Coveñas - Toluviéjo - Sieflor 110 kV	Colapso por tensión y sobrecargas en Chinú - Coveñas - Toluviéjo - Sieflor 110 kV
(N - 1) Sieflor - Toluviéjo 110 kV	Chinú - Coveñas 110 kV > 65 % El Carmen 110 kV < 50 %	Chinú - Coveñas 110 kV > 75 % Toluviéjo y El Carmen 110 kV < 50 %
(N - 1) Nueva Montería - Río Sinú	Colapso por tensión y sobrecargas en Urra - Tierra Alta - Río Sinú	TR Urra 230/110 kV > 70 % Urra - Tierra Alta > 70 %

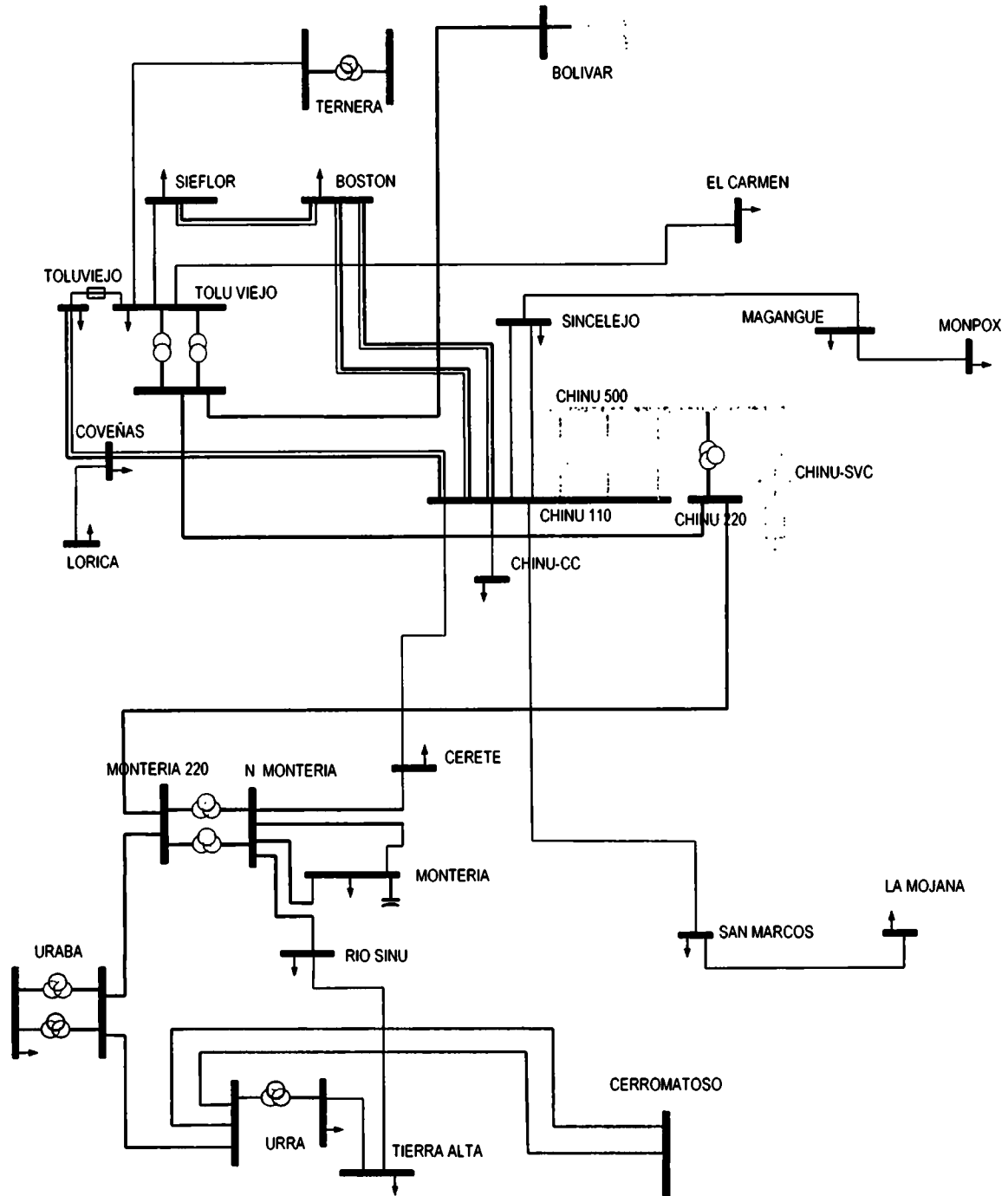
Fuente de tabla: UPME

Como se observa en la Tabla 6-27, si bien estas repotenciaciones mejoran el desempeño para algunas contingencias en corto plazo, con el aumento de la demanda, se vuelven a presentar condiciones de sobrecarga de elementos y bajas tensiones. Se mantienen las contingencias críticas correspondientes a Chinú - Coveñas, Chinú - Sieflor, Chinú - Boston, Boston - Sieflor, Sieflor - Toluviéjo y Nueva Montería - Río Sinú 110 kV.

Desempeño de las alternativas: Alternativa ii)

Nuevo corredor Chinú - Toluviéjo - Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviéjo 220 kV y transformación 220/110 kV - 2 x 150 MVA, incluyendo la repotenciación de circuitos.

Gráfica 6-34: Alternativa ii).



Fuente de gráfica: UPME

- Desempeño de la alternativa ii (asumiendo el proyecto propuesto en operación desde el 2018):

Tabla 6-28: Desempeño de la alternativa ii).

CONDICIÓN	2018	2022
C.N.O	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Boston - Sieflor 110 kV < 40 % Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Boston - Sieflor 110 kV < 50 % Chinú - Coveñas 110 kV < 55 %
(N - 1) TR Chinú 500/110 kV	TR Chinú 550/110 kV > 85 % Boston - Sieflor 110 kV < 30% Chinú - Coveñas 110 kV < 45 %	TR Chinú 550/110 kV < 95 % Boston - Sieflor 110 kV < 40% Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %
(N - 1) Chinú - Boston 110 kV	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Chinú - Coveñas 110 kV < 55 % Chinú - Boston 110 kV < 75%	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Chinú - Coveñas 110 kV < 60 % Chinú - Boston 110 kV < 85%
(N - 1) Chinú - Coveñas 110 kV	TR Chinú 550/110 kV < 65 % Chinú - Boston 110 kV < 55% Boston - Sieflor 110 kV < 60% SE's Sieflor y El Carmen 110 kV > 95%	TR Chinú 550/110 kV < 65 % Chinú - Boston 110 kV < 65% Boston - Sieflor 110 kV < 70% SE's Sieflor y El Carmen 110 kV > 95%
(N - 1) Boston - Sieflor 110 kV	TR Chinú 550/110 kV < 60% Chinú - Coveñas 110 kV < 65% Chinú - Boston 110 kV < 30%	TR Chinú 550/110 kV < 65% Chinú - Coveñas 110 kV < 70% Chinú - Boston 110 kV < 30%
(N - 1) Sieflor - Toluviéjo 110 kV	Chinú - Coveñas 110 kV < 55% El Carmen 110 kV > 95%	Chinú - Coveñas 110 kV < 60% El Carmen 110 kV > 95%
(N - 1) Nueva Montería - Río Sinú		TRF Urrá 230/110 kV > Urrá - Tierra Alta 110 kV >

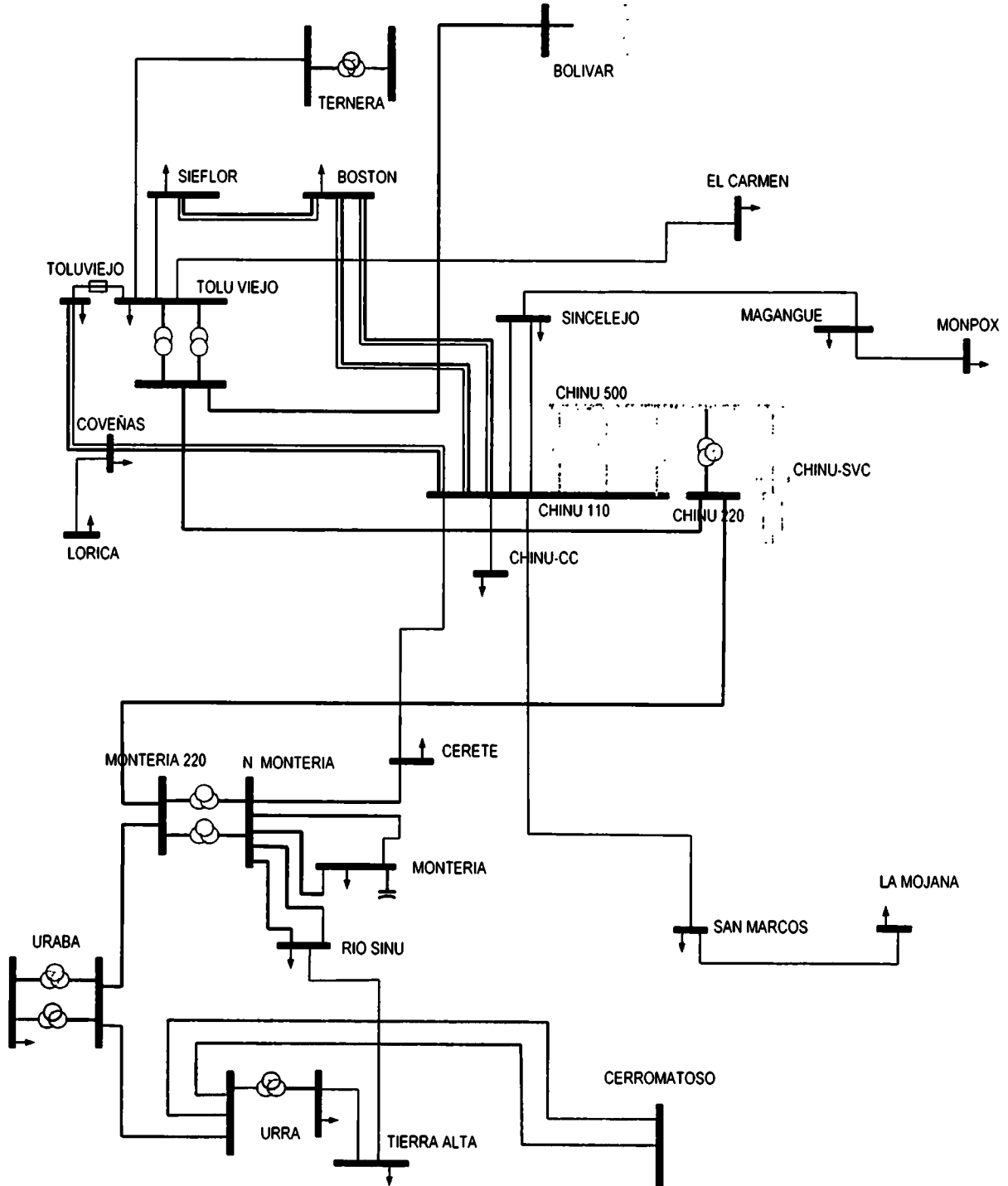
Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, esta alternativa soluciona los problemas de sobrecargas y bajas tensiones en el anillo en 110 kV entre Chinú – Boston – Sieflor – Toluviéjo 110 kV y en los transformadores Chinú 500/110 kV, no obstante, esta obra no elimina la problemática que se presenta con el transformador Urrá 230/110 kV y en el corredor Urrá – Tierra Alta – Río Sinú – Nueva Montería 110 kV, razón por lo cual se propone la alternativa iii).

Desempeño de las alternativas: Alternativa iii):

Nuevo corredor Chinú – Toluviéjo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviéjo 220 kV y transformación 220/110 kV – 2 x 150 MVA y nuevo enlace 110 kV Nueva Montería – Río Sinú, incluyendo la repotenciación de circuitos.

Gráfica 6-35 Alternativa iii).



Fuente de gráfica: UPME

- Desempeño de la alternativa iii (asumiendo el proyecto propuesto en operación desde el 2018):

Tabla 6-29 Desempeño de la alternativa iii).

CONDICIÓN	2018	2022
C.N.O	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Boston - Siefloor 110 kV < 40 % Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Boston - Siefloor 110 kV < 50 % Chinú - Coveñas 110 kV < 55 %
(N - 1) TR Chinú 500/110 kV	TR Chinú 550/110 kV > 85 % Boston - Siefloor 110 kV < 30% Chinú - Coveñas 110 kV < 45 %	TR Chinú 550/110 kV < 95 % Boston - Siefloor 110 kV < 40% Chinú - Coveñas 110 kV < 50 %
(N - 1) Chinú - Boston 110 kV	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Chinú - Coveñas 110 kV < 55 % Chinú - Boston 110 kV < 75%	TR Chinú 550/110 kV < 70 % Chinú - Coveñas 110 kV < 60 % Chinú - Boston 110 kV < 85%
(N - 1) Chinú - Coveñas 110 kV	TR Chinú 550/110 kV < 65 % Chinú - Boston 110 kV < 55% Boston - Siefloor 110 kV < 60% SE's Siefloor y El Carmen 110 kV > 95%	TR Chinú 550/110 kV < 65 % Chinú - Boston 110 kV < 65% Boston - Siefloor 110 kV < 70% SE's Siefloor y El Carmen 110 kV > 95%
(N - 1) Boston - Siefloor 110 kV	TR Chinú 550/110 kV < 60% Chinú - Coveñas 110 kV < 65% Chinú - Boston 110 kV < 30%	TR Chinú 550/110 kV < 65% Chinú - Coveñas 110 kV < 70% Chinú - Boston 110 kV < 30%
(N - 1) Siefloor - Toluviejo 110 kV	Chinú - Coveñas 110 kV < 55% El Carmen 110 kV > 95%	Chinú - Coveñas 110 kV < 60% El Carmen 110 kV > 95%
(N - 1) Nueva Montería - Río Sinú	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

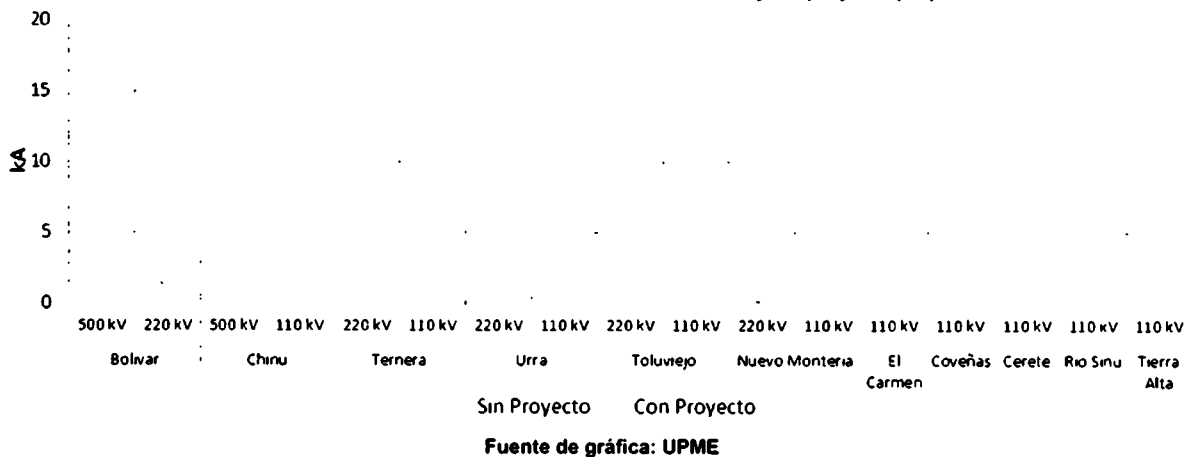
Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, esta alternativa soluciona los problemas de sobrecargas y bajas tensiones en el anillo en 110 kV entre Chinú – Boston – Siefloor – Toluviejo 110 kV y en los transformadores Chinú 500/110 kV, además de la problemática relacionada con el transformador de Urrá 230/110 kV y en el corredor Urrá – Tierra Alta – Río Sinú – Nueva Montería 110 kV, razón por lo cual se propone la alternativa iii).

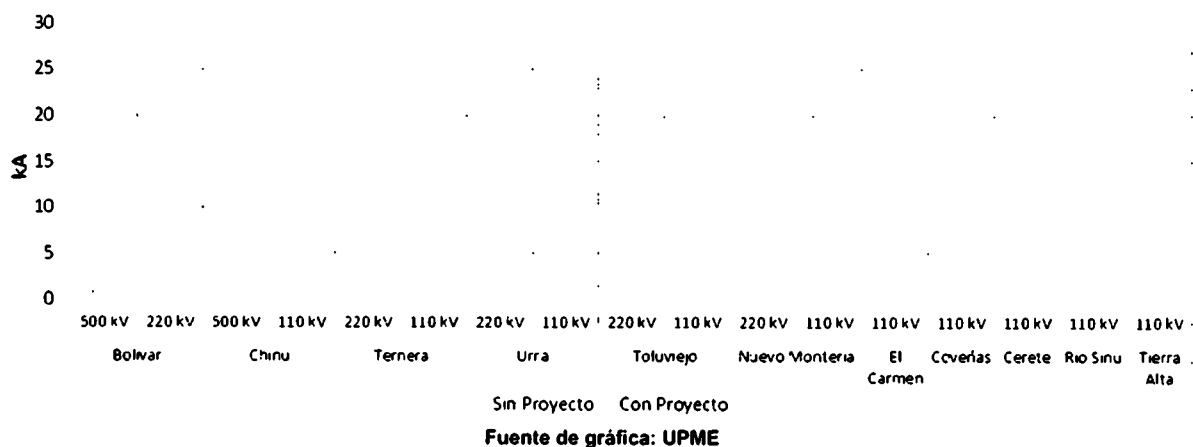
6.3.3.5. Análisis de Corto Circuito

A continuación se presenta el análisis de corto circuito para el año 2020, el cual, es el año de entrada del proyecto propuesto. Se presenta una comparación entre el nivel de corto para las subestaciones cercanas al proyecto propuesto.

Gráfica 6-36: Nivel de cortocircuito trifásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.



Gráfica 6-37: Nivel de cortocircuito monofásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.



En la Gráfica 6-36 y Gráfica 6-37 se observa que la conexión del proyecto aumenta los niveles de corto levemente en las subestaciones del área, el mayor impacto de aumento del nivel se presenta en las subestaciones de Chinú 110 kV y Tolúviejo 110 kV existentes, en cuyo caso pueden llegar a un aumento del orden de los 5 kA.

6.3.3.6. Evaluación Económica

A continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa recomendada iii).

Beneficios:

- Eliminación de radialidades en el Sistema de Transmisión Regional – STR.

Costos:

- Valoración de los activos de la Red de Transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008.

- En la Tabla 6-30 se presenta la evaluación económica de las obras requeridas para las obras de expansión de la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena.

Tabla 6-30: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.

	USD Millones (dic 2014)
Costos	46 45
Beneficios STR	140 56
Relación B/C	3 03

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-30, el proyecto en su alternativa iii) presenta una relación Beneficio/Costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

6.3.3.7. Conclusiones

- Se plantearon tres alternativas de expansión, las cuales fueron escalonadas para el análisis. Las alternativas van desde la repotenciación de elementos, hasta la definición de un nuevo punto de conexión en Toluviejo con refuerzos de Red en el STR.
- Es necesaria la definición de proyectos adicionales en la zona, pues es claro que la no definición de los mismos en el mediano plazo, generará dificultades en la Red.
- Se observa que la propuesta de desarrollo de Red más completa, corresponde a la alternativa iii).

6.3.3.8. Recomendaciones

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN y Sistema de Transmisión Regional – STR.

- Repotenciaciones a cargo de Electricaribe.
- Nuevo corredor Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV.
- Nueva subestación Toluviejo 220 kV.
- Transformación 220/110 kV – 2 x 150 MVA en Toluviejo.
- Nuevo enlace 110 kV Nueva Montería – Río Sinú.

Fecha de entrada en servicio: Noviembre de 2020.

6.3.4. Análisis Nueva Obra en Atlántico – El Río 220 kV

La Unidad definió una serie de proyectos a nivel del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Transmisión Nacional en la sub-área de Atlántico, los cuales están destinados a eliminar restricciones y asegurar la atención confiable y segura de la demanda.

No obstante la definición de estas obras; la Unidad, previendo el crecimiento continuo de la demanda, en el presente Plan presenta una obra adicional la cual será complementaria a las ya definidas y permitirá la atención confiable, segura y económica de la demanda.

6.3.4.1. Antecedentes

La unidad, en el marco de sus labores, con el fin de eliminar la problemática presente en Atlántico, ha venido conceptuando y definiendo una serie de obras en el área, correspondientes a los siguientes elementos. Los cuales se ejecutarán mediante el mecanismo de convocatoria pública a excepción del proyecto Juan Mina que lo está ejecutando el OR Electricaribe, las obras conceptuadas y las fechas del concepto se presentan a continuación:

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 T Veinte de Julio – Veinte de Julio y T de Veinte 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.
- Termoflores – Centro 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 110 kV.
- Nueva subestación Estadio 110 kV.

Año 2019

- Nuevo circuito (segundo circuito) Malambo – Caracolí 110 kV.

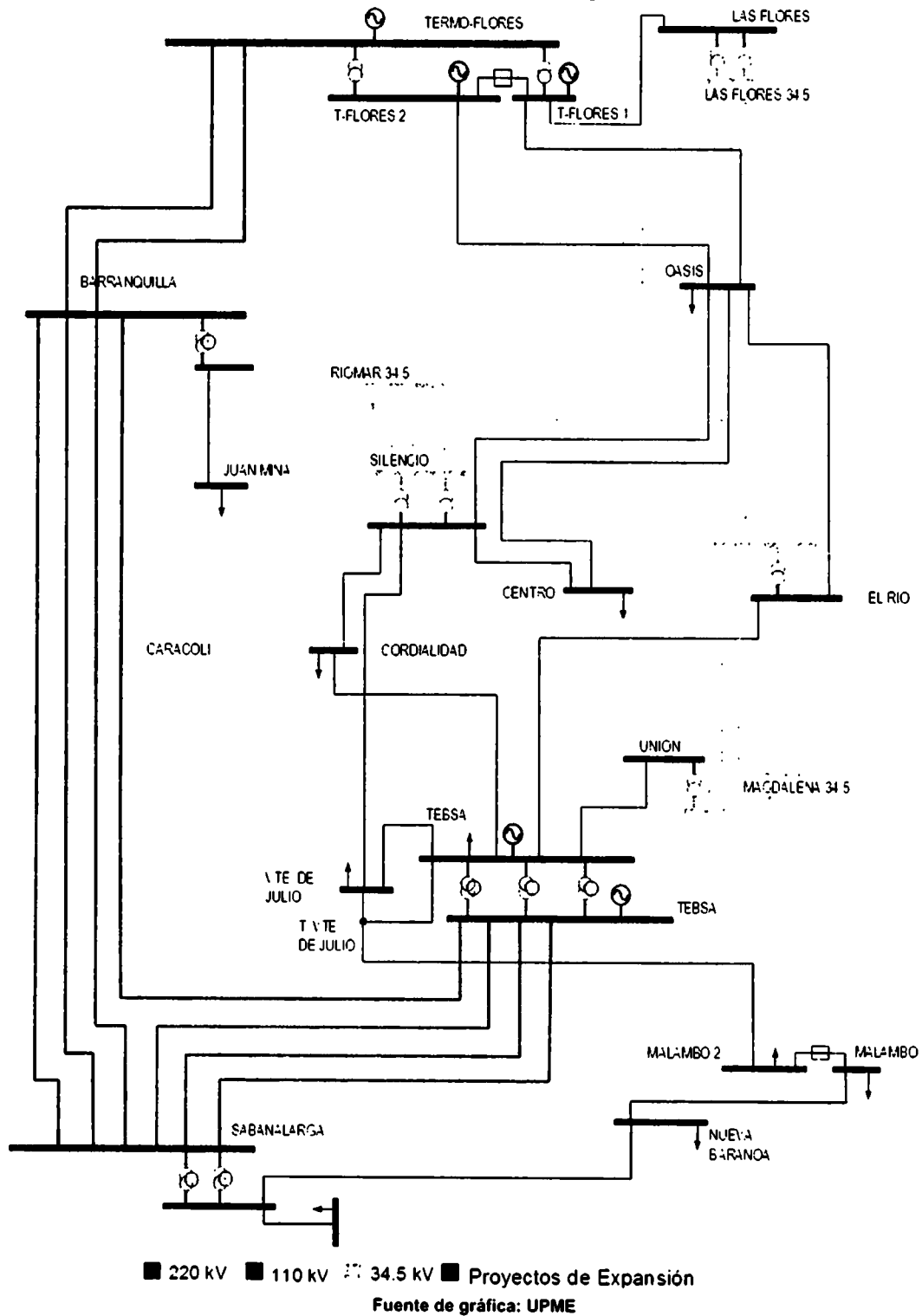
Existen unas fechas correspondientes a un concepto; teniendo en cuenta que las obras se ejecutarán mediante el mecanismo de convocatoria pública y que para la ejecución, la Unidad está adelantando todas las labores para estimar el cronograma definitivo. Sin embargo, los cronogramas preliminares consideran que todas las obras están en servicio a partir de 2018, por lo cual las mismas se tienen en cuenta en los análisis de este documento.

Con base en lo anterior, y considerando la entrada de los proyectos antes mencionados, la Unidad encontró que con la entrada de los proyectos correspondientes a Caracolí y obras asociadas en Atlántico se observan las siguientes condiciones generales:

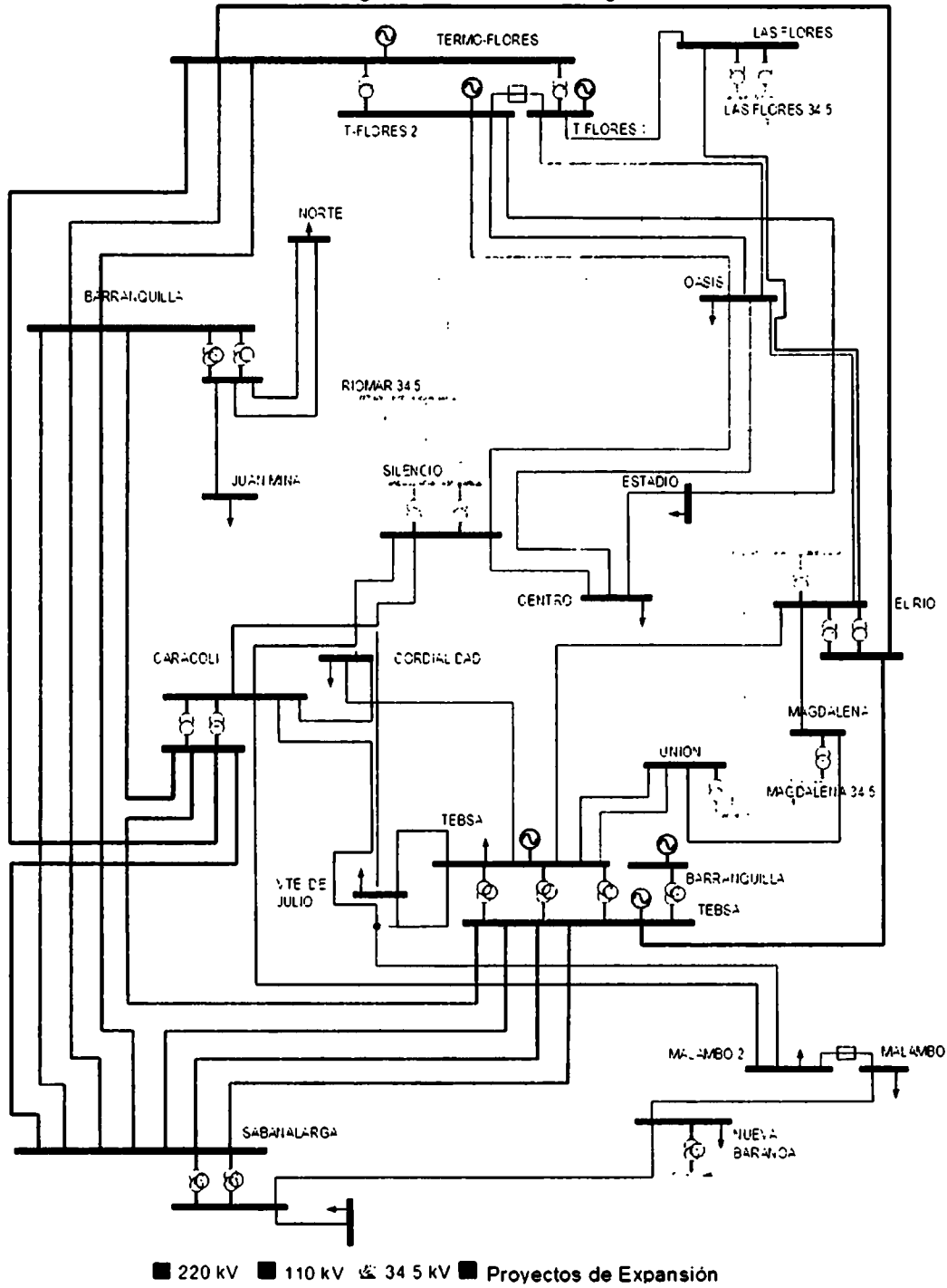
- La entrada del proyecto Caracolí mejora la condiciones del área. Sin embargo, se hace necesaria la ejecución de la totalidad de los proyectos presentados por el Operador de Red Electricaribe en el documento *"Nuevo alcance SE Caracolí 220/110 kV y obras asociadas"*, para poder atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.
- La ejecución de las obras propuestas elimina la radialidad a 110 kV de las subestaciones La Unión y Las Flores 110 kV.
- Con el traslado de la generación de Termobarranquilla a la barra a 220 kV de la S/E Tebsa (conectada actualmente a 110 kV) se reducen los niveles de cortocircuito en la subestación Tebsa 110 kV. El traslado se hará utilizando el transformador de 180 MVA que actualmente está instalado en la S/E Tebsa, el cual tendrá conectada también demanda regulada, por lo cual seguirá siendo de Uso.
- La entrada de la subestación Norte 110 kV, mediante la alternativa doble circuito subterráneo a 110 kV (4 km) desde Barranquilla, mejora las condiciones de la sub-área Atlántico, pues toma demanda de las subestaciones Riomar, Veinte de Julio y Malambo, demanda que actualmente es vista por los transformadores de Tebsa y Flores.
- La subestación Estadio permite mejorar las condiciones a nivel del SDL en la sub-área Atlántico, permitiendo atender la demanda ante condiciones de falla de los elementos de conexión STR/SDL, en particular de las subestaciones Oasis y Centro 110 kV.

A continuación se presenta el diagrama unifilar de la sub-área Atlántico actual (ver Gráfica 6-38) y futura (ver Gráfica 6-39) con la entrada en servicio de las obras.

Gráfica 6-38: Diagrama unifilar actual de la región del Atlántico.



Gráfica 6-39: Diagrama unifilar futuro de la región del Atlántico.



Fuente de gráfica: UPME

6.3.4.2. Supuestos

- Las proyecciones de demanda utilizadas son las del mes de julio del año 2015, teniendo en cuenta 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 consideran los siguientes escenarios operativos. Ver Tabla 6-31.

Tabla 6-31: Escenarios operativos.

Escenario	Características		Sensibilidad
	Generación	Generación mínima/Generación máxima	Generación mínima de seguridad
	Demanda	Máxima	

Fuente de tabla: UPME

6.3.4.3. Análisis Previos

Teniendo en cuenta que el tema de espacio es importante en el momento de la definición de proyectos de infraestructura, se realizó un análisis previo de espacios en las subestaciones 110 kV y lugares de ubicación con el fin de determinar un nuevo punto de conexión del Sistema de Transmisión Regional - STR al Sistema de Transmisión Nacional – STN, se exploraron dos diferentes puntos de conexión en la región del Atlántico, correspondientes a las subestaciones Magdalena 110 kV y El Río 110 kV (actualmente existe Magdalena 34.5 kV, dentro de las obras propuestas antes de 2018, se construirá la subestación Magdalena 115 kV).

6.3.4.4. Análisis Nueva Obra en Atlántico

6.3.4.4.1. Subestación Magdalena 220 kV

El proyecto propuesto corresponde a un punto de conexión entre el Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Transmisión Nacional en Magdalena, interconectado mediante un nuevo corredor Tebsa – Magdalena – Termo Flores a 220 kV y doble transformación 220/115 kV – 150 MVA en Magdalena. En la Gráfica 6-40 se presenta la ubicación de la subestación Magdalena actual.

Gráfica 6-40: Ubicación de la subestación Magdalena.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de: Google Earth

Como se puede observar en la Gráfica 6-40 la subestación Magdalena, está absorbida por desarrollo urbano de la ciudad de Barranquilla; lo cual dificultaría la construcción de un nuevo circuito en 220 kV que llegue a esta subestación.

6.3.4.4.2. Subestación El Río el 220 kV

En proyecto propuesto corresponde a un punto de conexión entre el Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Transmisión Nacional en El Río, interconectado mediante un nuevo corredor Tebsa – El Río – Termo Flores a 220 kV y doble transformación 220/115 kV – 150 MVA en El Río. En la Gráfica 6-41 se presenta la ubicación de la subestación El Río actual.

Gráfica 6-41: Ubicación de la subestación El Río.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de: Google Earth

Como se puede observar en la Gráfica 6-41, existe un espacio cerca de la subestación el Río 110 kV que se podría utilizar para la ubicación de la subestación, por otro lado, al otro margen del Río también pudiera haber espacios para su desarrollo.

Lo anterior deja claro que, ante la definición del proyecto Magdalena, se presentarían problemas en su ejecución. En este sentido, el mismo quedaría descartado desde el punto de vista constructivo, no obstante lo anterior, a continuación se desarrollan los análisis para las dos alternativas propuestas con el fin de realizar los respectivos análisis eléctricos.

6.3.4.5. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los análisis eléctricos del desempeño del sistema, sin los proyectos planteados y con los proyectos para un horizonte de análisis.

Situación sin proyectos:

Desempeño del sistema sin la entrada del proyecto, para tres diferentes condiciones de generación en el área:

- Desempeño para el año 2018:

Tabla 6-32: Desempeño del sistema para el año 2018.

	C.N.O.	N-1 TR's Caracoli 220/110 kV	N-1 TR's Termoflores 220/110 kV	N-1 TR's Tebsa 220/110 kV	N-1 Línea Termoflores - Las Flores 110 kV	N-1 Línea Termoflores II - Estadio 110 kV
Sin Generación	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %	TR's Termoflores 220/110 kV >	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 60 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 80 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 90 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 90 %	TR's Tebsa 220/110 kV >	TR's Tebsa 220/110 kV >	TR's Tebsa 220/110 kV > 80 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 70 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 20 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %
Máxima Generación	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 20 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 20 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 20%	TR's Tebsa 220/110 kV > 20 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 30 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 20 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 70 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 80 %

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en el año 2018, para las condiciones más críticas de cero despacho al interior de la sub- área, se presenta una alta cargabilidad de los transformadores de conexión STN/STR. Sin embargo, ante condiciones de máximo despacho no se observa que se deba restringir como consecuencia de falta de expansión, debido a que para ese año se espera que este toda la expansión definida en servicio.

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-33: Desempeño del sistema para el año 2022.

	C.N.O	N-1 TR's Caracoli 220/110 kV	N-1 TR's Termoflores 220/110 kV	N-1 TR's Tebsa 220/110 kV	N-1 Línea Termoflores - Las Flores 110 kV	N-1 Línea Termoflores II - Estadio 110 kV
	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 90 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 100 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 90 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 80 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 90 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 100 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 100 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 100 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 80 %
Sin Generación	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 80 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 70 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 70 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %
	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 20 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 20 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 20 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 80 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 30 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 30 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 30 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 40 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 30 %
Máxima Generación	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 80 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 90 %

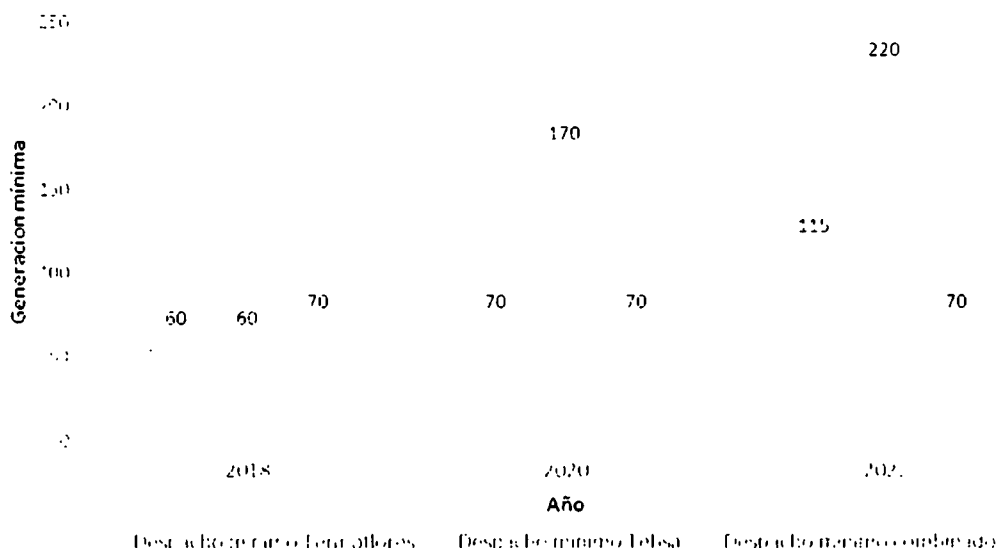
Fuente de tabla: UPME

Se observa que en el año 2022, para las condiciones más críticas de cero despacho al interior de la sub-área, se viola la capacidad de sobrecarga de los transformadores de conexión STN/STR. Por otro lado, ante condiciones de máximo despacho no se observa que se deba restringir como consecuencia de falta de expansión, debido a que para ese año se espera que este toda la expansión en servicio.

Generación de seguridad mínima:

Tal como se observó anteriormente, ante el evento de no contar con generación de seguridad al interior de la sub-área Atlántico, se pueden observar sobrecargas de elementos ante la contingencia de otros; particularmente, en los transformadores de conexión del Sistema de Transmisión Regional al Sistema de Transmisión Nacional de las subestaciones Tebsa y Flores; por lo cual en el mediano plazo, se observa la necesidad de generación de seguridad al interior de la sub-área para eliminar esta condición. Esta generación se puede dar con cualquiera de los recursos en el área, o una combinación de los mismos la cual se puede constituir en una restricción. En la Gráfica 6-42 se presenta la generación que se necesitaría para eliminar esta condición en función de los recursos ubicados en el área:

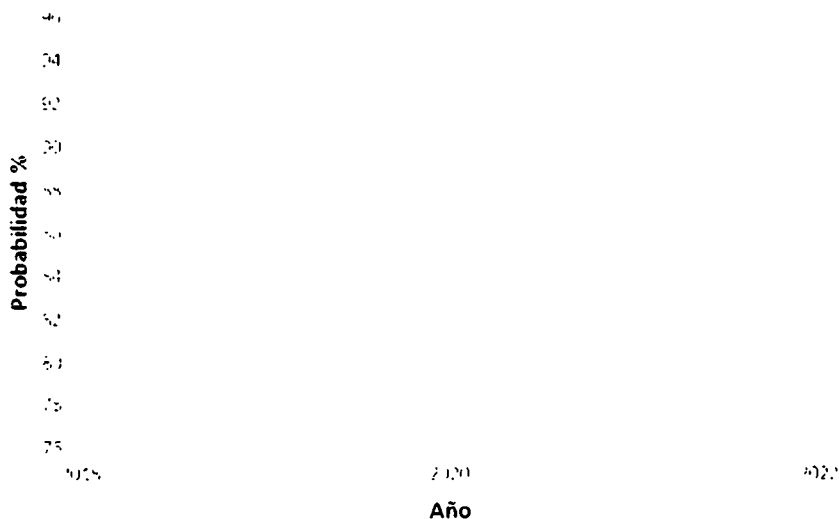
Gráfica 6-42: Generación mínima de seguridad necesaria para evitar sobrecargas en los transformadores de conexión del Sistema de Transmisión Regional al Sistema de Transmisión Nacional.



Fuente de gráfica: UPME

Como se observa en la Gráfica 6-42, es necesaria una generación al interior del área para evitar sobrecargas de elementos ante contingencia. En este sentido, en el momento en que esta generación de seguridad no salga en mérito podría generar un sobrecosto al sistema. A continuación, se presenta un cálculo de la probabilidad de que estos despachos no se den en mérito, realizado mediante el SDDP.

Gráfica 6-43: Probabilidad de no contar con el despacho necesario en mérito – probabilidad de utilidad del proyecto.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 6-43 se muestra que la probabilidad de no contar con el despacho necesario en el área es alta, por lo cual, la utilidad de un proyecto que elimine esta necesidad es también alta. Posteriormente, en este documento, se desarrollará más detalladamente la cuantificación de este beneficio.

Desempeño de las alternativas: Alternativa i)

El proyecto propuesto corresponde a un nuevo punto en el Magdalena mediante un corredor en 220 kV Tebsa – Magdalena– Termo Flores 220 kV y doble transformación 220/115 kV – 150 MVA en Magdalena.

- Desempeño para el año 2018 (asumiendo el proyecto Magdalena en operación):

Tabla 6-34: Desempeño del sistema para el año 2018 con proyecto Magdalena.

C.N.O.	N-1 TR's Caracoli 220/110 kV	N-1 TR's Termoflores 220/110 kV	N-1 TR's Tebsa 220/110 kV	N-1 Línea Termoflores - Las Flores 110 kV	N-1 Línea Termoflores II - Estadio 110 kV
TR's	TR's	TR's	TR's	TR's	TR's
Termoflores 220/110 kV > 60 %	Termoflores 220/110 kV > 70 %	Termoflores 220/110 kV > 80 %	Termoflores 220/110 kV > 60 %	Termoflores 220/110 kV > 50 %	Termoflores 220/110 kV > 60 %
TR's Tebsa 220/110 kV > 50 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 50 %
TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %
Línea	Línea	Línea	Línea	Línea	Línea
Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 20 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %
TR's Magdalena 220/110 kV > 30 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 30 %
TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %
TR's Tebsa 220/110 kV > 0 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 0 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 0 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 0 %
TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %
Línea	Línea	Línea	Línea	Línea	Línea
Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 70 %	Termoflores II - Oasis 110 kV > 80 %
TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %

Fuente de tabla: UPME

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-35: Desempeño del sistema para el año 2022 con proyecto Magdalena.

	C.N.O.	N-1 TR's Caracoli 220/110 kV	N-1 TR's Termoflores 220/110 kV	N-1 TR's Tebsa 220/110 kV	N-1 Línea Termoflores - Las Flores 110 kV	N-1 Línea Termoflores II - Estadio 110 kV
Sin Generación	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 90 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 60 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 70 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 70 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %
	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 50 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 50 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 50 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 40 %
	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 20 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 70 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 90 %
	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %	TR's Magdalena 220/110 kV > 20 %
Máxima Generación						

Fuente de tabla: UPME

En la Tabla 6-34 y Tabla 6-35 se puede observar que el desempeño del sistema con el proyecto evaluado es adecuado, y el mismo, elimina la problemática relacionada con la cargabilidad de los elementos STN/STR, eliminando las necesidades de generación de seguridad.

Desempeño de las alternativas: Alternativa ii)

El proyecto propuesto corresponde a un nuevo punto en el El Río mediante un corredor en 220 kV Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV y doble transformación 220/110 kV – 150 MVA en El Río.

- Desempeño para el año 2018 (asumiendo el proyecto El Río en operación):

Tabla 6-36: Desempeño del sistema para el año 2018 con proyecto El Río.

C.N.O.	N-1 TR's Caracoli 220/110 kV	N-1 TR's Termoflores 220/110 kV	N-1 TR's Tebsa 220/110 kV	N-1 Línea Termoflores - Las Flores 110 kV	N-1 Línea Termoflores II - Estadio 110 kV
	TR's Termoflores 220/110 kV > 60 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 80 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 50 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 60 %
Sin Generación	TR's Tebsa 220/110 kV > 50 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 50 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %
	TR's Río 220/110 kV > 40 %	TR's Río 220/110 kV > 40 %	TR's Río 220/110 kV > 40 %	TR's Río 220/110 kV > 40 %	TR's Río 220/110 kV > 40 %
Máxima Generación	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 0 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 0 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 80 %
	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 10 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %

Fuente de tabla: UPME

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-37: Desempeño del sistema para el año 2022 con proyecto El Río.

	C.N.O.	N-1 TR's Caracoli 220/110 kV	N-1 TR's Termoflores 220/110 kV	N-1 TR's Tebesa 220/110 kV	N-1 Línea Termoflores - Las Flores 110 kV	N-1 Línea Termoflores II - Estadio 110 kV
Sin Generación	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 90 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 60 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 70 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 70 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 60 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 70 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 60 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 50 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 30 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 40 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 50 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %
	TR's Río 220/110 kV > 40 %	TR's Río 220/110 kV > 50 %	TR's Río 220/110 kV > 50 %	TR's Río 220/110 kV > 50 %	TR's Río 220/110 kV > 50 %	TR's Río 220/110 kV > 40 %
Máxima Generación	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 0 %	TR's Termoflores 220/110 kV > 10 %
	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %	TR's Tebsa 220/110 kV > 10 %
	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 40 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %	TR's Caracoli 220/110 kV > 30 %
	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 60 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 70 %	Línea Termoflores II - Oasis 110 kV > 90 %
	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %	TR's Río 220/110 kV > 30 %	TR's Río 220/110 kV > 20 %

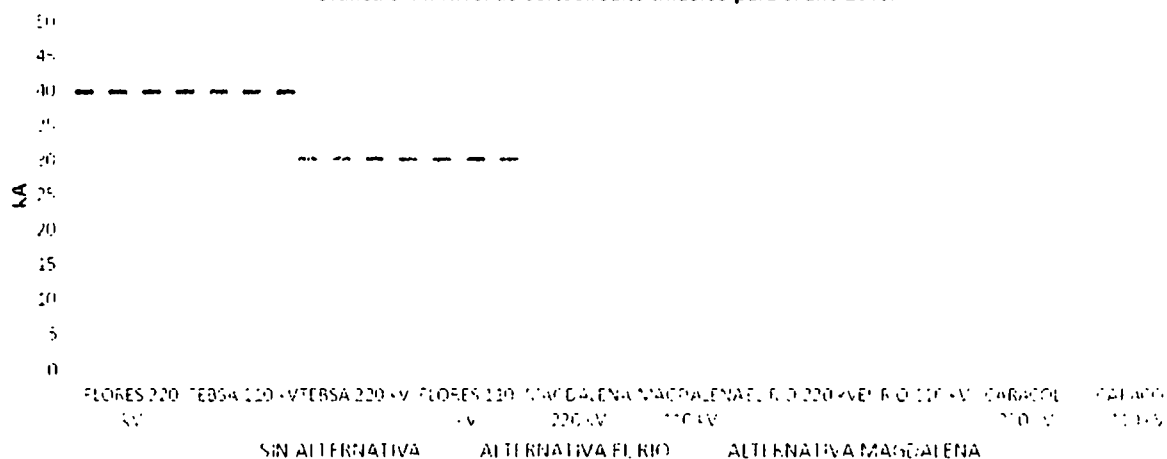
Fuente de tabla: UPME

En la Tabla 6-36 y Tabla 6-37 se puede observar que el desempeño del sistema con el proyecto evaluado es adecuado, y el mismo, elimina la problemática relacionada con la cargabilidad de los elementos STN/STR, eliminando las necesidades de generación de seguridad.

6.3.4.6. Análisis de Corto Circuito

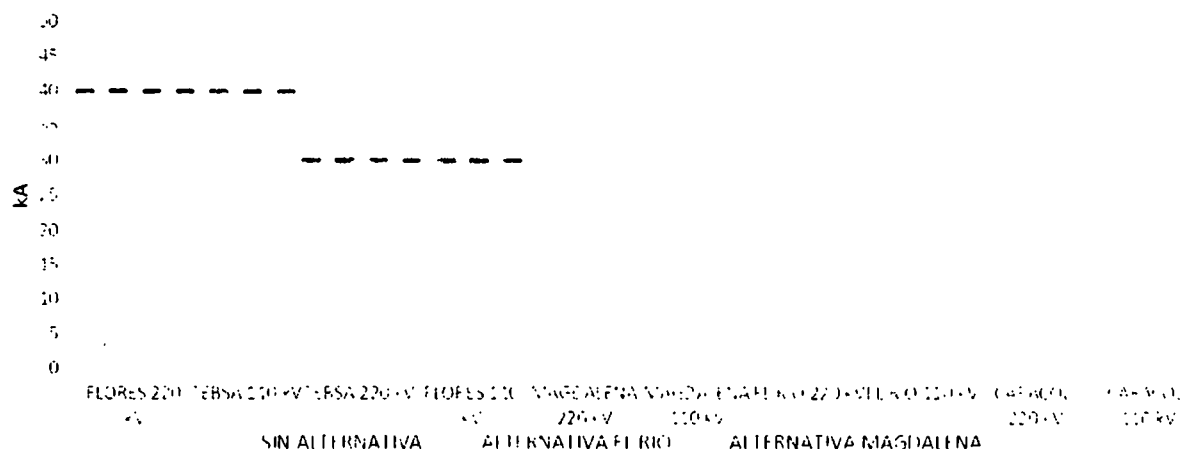
A continuación se presenta el análisis de corto circuito para el año 2018 y 2022 (monofásico y trifásico), para la alternativa ii) correspondiente al proyecto El Río 220 kV.

Gráfica 6-44: Nivel de cortocircuito trifásico para el año 2018.



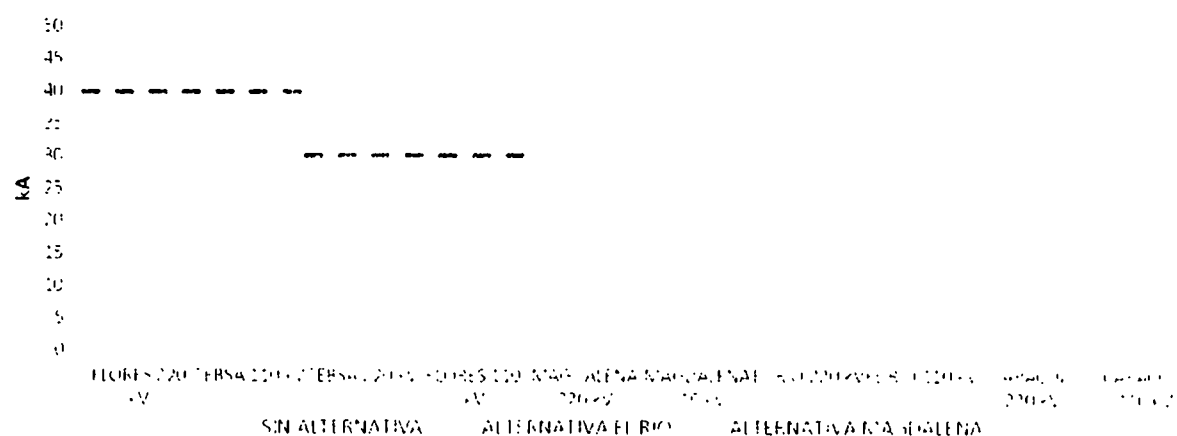
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-45: Nivel de cortocircuito monofásico para el año 2018.



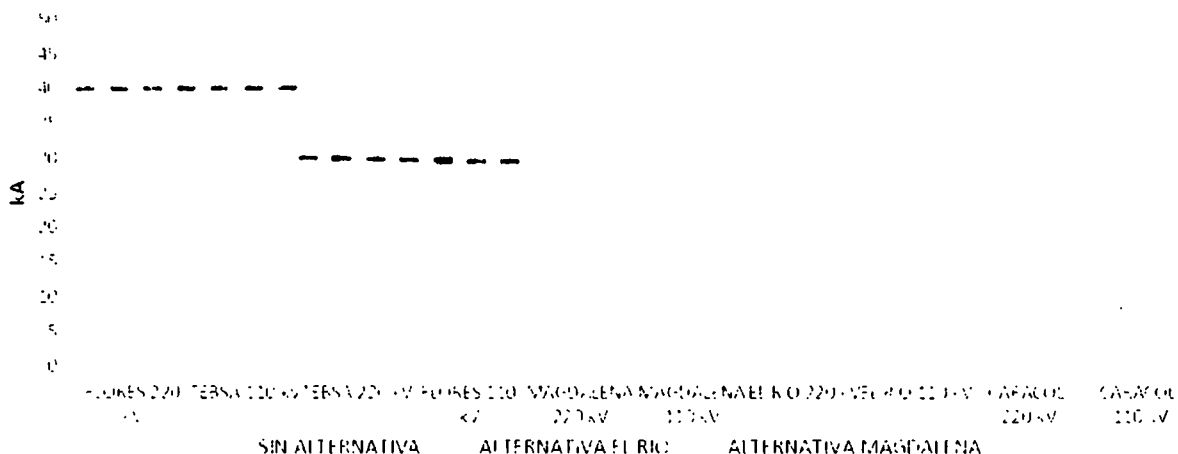
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-46: Nivel de cortocircuito trifásico para el año 2022.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-47: Nivel de cortocircuito monofásico para el año 2022.



Fuente de gráfica: UPME

De la Gráfica 6-44 a la Gráfica 6-47 se observa que, con la entrada del proyecto propuesto, los niveles de corto en Tebsa 220 kV y Termoflores 110 kV pueden sobrepasar los niveles máximos de corto en estas subestaciones, por lo anterior, se solicitará a los representantes de los activos que se adelanten todas las acciones necesarias para aumentar estos niveles de corto.

6.3.4.7. Evaluación Económica

Teniendo en cuenta que desde el punto de vista constructivo, la alternativa i) presenta dificultades en su ejecución y que el desempeño de las alternativas es similar; la UPME recomienda la ejecución de la alternativa ii) proyecto El Río 220 kV. En este sentido, a continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa recomendada.

Beneficios:

Teniendo en cuenta que el proyecto planteado elimina las necesidades de contar con generación de seguridad en Atlántico en el mediano plazo, la valoración del mismo se realizará en función de la reducción de restricciones. En primera instancia, se identifican las restricciones del sistema, para ello, se utiliza el modelo eléctrico realizando simulaciones de flujo de carga, estabilidad de tensión y estabilidad dinámica. Una vez se establecen las limitaciones de la Red, se determina paralelamente la generación que se debe programar, y la probabilidad¹³ del escenario restrictivo, es decir, el escenario 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 y el sobre costo operativo (diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa), tal como se presenta a continuación.

¹³ La probabilidad del escenario restrictivo se calcula con el Modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica - SDDP, sin considerar la Red de Transmisión

$$B = \sum_{i=1}^n (M) \cdot (scop) \cdot prob_{util\ proy}$$

Dónde:

- **M:** Diferencia entre la generación requerida sin y con proyecto. Es decir, la potencia que se reconciliaría si no se dispone del proyecto de expansión. También se puede ver como la capacidad de importación adicional de un área, cuando se tiene una nueva infraestructura a nivel de transmisión.
- **SCOP:** Es la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa. Este sobre costo se materializa cuando se requiere un despacho fuera de mérito, con el objetivo de garantizar la seguridad e integridad del Sistema.
- **prob_{util proy}:** Es la probabilidad de utilidad del proyecto. Diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior al mínimo requerido sin y con proyecto. Este valor se obtiene ajustando a una función de densidad de probabilidad la variable aleatoria "despacho económico".

A continuación se presentan los beneficios calculados a partir de la generación mínima necesaria en el área, la probabilidad de utilidad del proyecto y sobre costo del sistema:

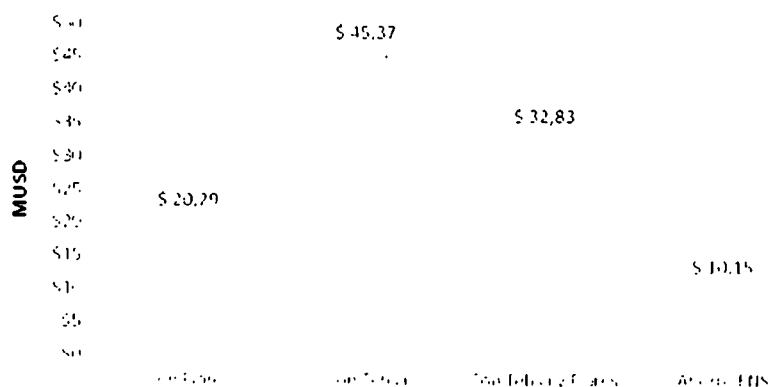
Tabla 6-38: Beneficios calculados en millones de USD.

	Tebsa	Termoflores	Tebsa/Termoflores
Beneficios	20 29	45 37	32 83

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 6-48 se presentan los beneficios solo por eliminación de restricciones y por ahorro de energía no suministrada, a partir del punto en que la generación de seguridad no sea suficiente para soportar la restricción a partir de 2027.

Gráfica 6-48: Beneficios identificados para el proyecto El Río 220 kV – Valor presente de beneficios por restricciones y demanda no atendida.



Fuente de gráfica: UPME

Costos:

Con relación a los costos, el proyecto se valoró con referencia en Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008 haciendo una sensibilidad de tramo subterráneo, tal como se muestra en la Gráfica 6-49.

$$Relación = \frac{\text{Costo Red Subterránea CREG 097}}{\text{Costo Red Aérea CREG 011}}$$

Gráfica 6-49: Sensibilidad de costo en función de tramos subterráneos.

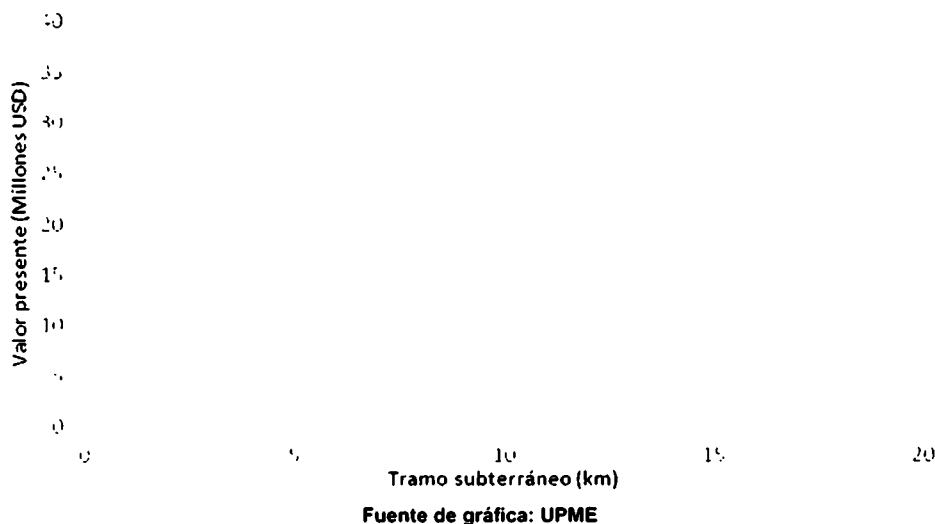


Tabla 6-39: UC del Proyecto El Rio 220 kV.

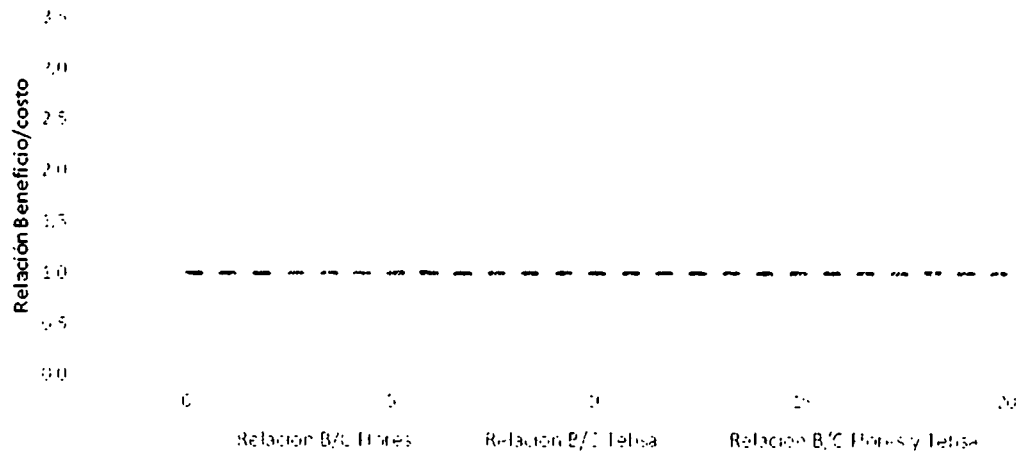
UC	Descripción	Tipo/Nivel	Cantidad
SE211	Bahía de Línea	IM	2
SE212	Bahía de Transformador	IM	2
SE242	Módulo Común - Tipo 1	Todas	1
SE232	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	1
SE219	Corte Central	IM	2
SE240	Diferencial de Barras - Tipo 1	Todas, excepto BS y AN	1
CC101	SCADA	1	1
CC102	Sistema de Información Geográfico GIS	1	1
CC103	Sistema de Manejo de Energía EMS	1	1
CC104	Enlace ICCP	1	1
CC105	Sistema de Comunicaciones	1	1
CC106	Edificio de Control	1	1
LI211S	km de línea, 1 circuito subterráneo	1	20
LI211	km de línea, 1 circuito	1	0

Fuente de tabla: UPME

Relación Beneficio/Costo:

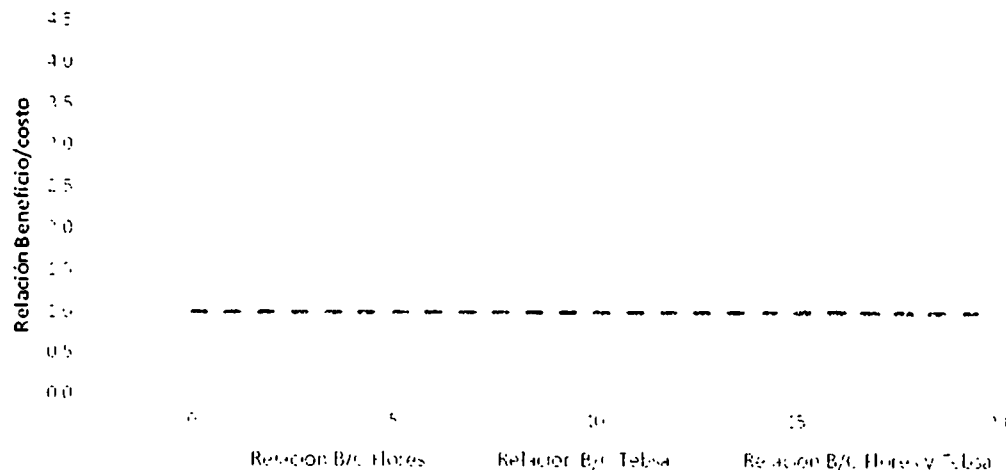
A continuación se presenta la evaluación Beneficio/Costo, la cual está en función de las máquinas que se utilizarían para eliminar la restricción y la longitud de circuito subterráneo. Además, se agregan los beneficios calculados por el ahorro de energía no suministrada.

Gráfica 6-50: Sensibilidad de la relación B/C en función de la Red subterránea – Evaluación económica B/C solo para generación de seguridad.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-51: Sensibilidad de la relación B/C en función de la Red subterránea – Evaluación económica B/C solo generación de seguridad y energía no suministrada.



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 6-50 y Gráfica 6-51, independiente de la máquina que se use para eliminar la sobrecarga de elementos ante contingencia, la relación Beneficio/Costo se mantiene por encima de 1 considerando todos los beneficios calculados por energía no suministrada y ahorro por restricciones.

6.3.4.8. Conclusiones

- Se bien es cierto, el proyecto Caracolí reduce el riesgo de atención de la demanda, a partir del año 2018, se empieza a ver una cargabilidad importante en los transformadores de conexión STN/STR en Atlántico y en el 2020 la necesidad de contar con importantes generaciones de seguridad al interior de esta región para atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.
- Se observa que es necesario cerrar los seccionamientos de barra en Termoflores y Malambo, debido a que si se consideran abiertos, se pueden producir escenarios en donde sea necesario significativas generaciones de seguridad, inclusive con el proyecto Caracolí.
- Se evaluaron dos alternativas de expansión, correspondientes a dos puntos STN/STR en El Río y Magdalena, las cuales se comportan de manera similar desde el punto de vista eléctrico. Sin embargo, desde el punto de vista constructivo sería más viable el proyecto correspondiente a El Río.
- Se observa que se puede presentar agotamiento de Red a partir del año 2018, sin embargo, este se puede manejar con generación de seguridad.
- Se evidencia que el proyecto El Río es viable técnica y económicamente.
- Frente a dificultades insalvables en la salida de las subestaciones Tebsa o Termoflores se estudiará la posibilidad de darle otro tipo de interconectividad a este proyecto.

6.3.4.9. Recomendaciones

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN:

- Nuevo punto en El Río mediante un nuevo circuito Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV y doble transformación 220/115 kV – 150 MVA en El Río.
- Es necesario que los agentes responsables de las subestaciones Tebsa 220 kV y Termoflores 110 kV adelanten todas las acciones necesarias para aumentar los niveles de corto en estas subestaciones.

Fecha de entrada en servicio: Noviembre de 2020.

- Es necesario que los agentes responsables de las subestaciones Tebsa 220 kV y Termoflores 110 kV adelanten todas las acciones necesarias para que en el corto plazo y antes de la entrada en servicio de las obras propuestas en el presente Plan se aumenten los los niveles de corto en estas subestaciones

6.3.5. Análisis Obras Adicionales Caribe – Cierre anillo Sabanalarga – Bolívar 500 kV

6.3.5.1. Antecedentes

En relación al área Caribe, la Unidad ha definido una serie de obras con el fin de optimizar el despacho y atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, reduciendo las necesidades de generación de seguridad y la dependencia de la misma. En este sentido, la Unidad ha definido una serie de obras de gran envergadura en la costa Atlántica, tales como:

- Segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA (2015).
- Proyecto Caracolí 220 kV (2016).
- La Loma 500 kV (2016).
- Río Córdoba 220 kV (2016).
- Nuevo corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV (2016).
- Segundo circuito Cartagena – Bolívar 220 kV (2017).
- Refuerzo a la Costa en 500 kV, correspondiente al nuevo corredor Cerro – Chinú – Copey 500 kV (2018).
- Segundo circuito Copey – Fundación 500 kV (2019).
- Nuevo circuito en Copey – Cuestecitas 50 kV (2019).

Estas obras reducirán las necesidades de generación en la zona, y así mismo, reducirán los costos por restricciones que se venían presentando. Sin embargo, el crecimiento continuo de la demanda en la zona y la llegada de futuras demandas, hacen necesario que se definan las obras con suficiente anticipación. Existe una solicitud para la conexión de 70 MW en Bolívar correspondiente a una demanda de Ecopetrol para el año 2020 y que iniciaría con un valor de 35 MVA a partir del 2016.

6.3.5.2. Supuestos

- Las proyecciones de demanda utilizadas son las del mes de julio del año 2015, teniendo en cuenta 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 consideran los siguientes escenarios operativos.

Tabla 6-40: Escenarios operativos.

Escenario	Generación Demanda	Características	Sensibilidad
		Generación mínima/Generación máxima Máxima	Generación mínima de seguridad

Fuente de tabla: UPME

6.3.5.3. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los análisis eléctricos del desempeño del sistema solo con los proyectos definidos en el horizonte de análisis.

Situación sin proyectos:

Si bien es cierto, tal como se indicó anteriormente, la Unidad definió una serie de proyectos en la costa que reducen las restricciones, con los crecimientos de demanda, vuelven a aparecer estas restricciones. Debido a esto, a continuación, se presenta el desempeño del sistema solo considerando los proyectos definidos.

A continuación se presenta el desempeño del sistema sin la entrada del proyecto:

- Desempeño para el año 2016:

Tabla 6-41: Desempeño del sistema en el año 2016.

	Consideraciones	C.N.O.	N-1 Línea Ocaña - Copey 500 kV	N-1 Línea Copey - Bolívar 500 kV	N-1 Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV	N-1 Línea Bolívar - Cartagena 220 kV
			TR's Bolívar 500/220 kV > 30% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 15% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 0% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 40% Línea
Sin Generación	Unidades Equivalentes Caribe = 9.66	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 85%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 85%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 80%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 50%
	Despacho Mínimo Caribe = 1342 MW	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV
	Importación Caribe = 1166 MW	Sabanalarga 220 kV < 102%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 102%	Sabanalarga 220 kV < 102%
	Unidades Equivalentes Bolívar = 0	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV	Bolívar 220 kV	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 98%
	Despacho Mínimo Bolívar = 0 MW	Ternera 220 kV < 96%	Ternera 220 kV	Ternera 220 kV	Ternera 220 kV	Ternera 220 kV
		Candelaria 220 kV < 96%	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV
Con Generación		Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 92%	Cartagena 220 kV < 92%	Cartagena 220 kV < 94%	Cartagena 220 kV < 93%
		TR's Bolívar 500/220 kV > 30% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 15% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 0% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 40% Línea	TR's Bolívar 500/220 kV > 30% Línea
	Unidades Equivalentes Caribe = 9.66	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 70%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 65%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 35%
	Despacho Mínimo Caribe = 1196 MW	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 50%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 50%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV
	Importación Caribe = 1312 MW	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 101%
	Unidades Equivalentes Bolívar = 1	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 97%	Bolívar 220 kV < 99%
		Ternera 220 kV < 97%	Ternera 220 kV	Ternera 220 kV	Ternera 220 kV < 96%	Ternera 220 kV < 95%
	Despacho Mínimo Bolívar = 90 MW	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV	Candelaria 220 kV < 96%	Candelaria 220 kV < 95%
		Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV	Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 95%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el año 2016, antes de la entrada en servicio del segundo circuito Cartagena – Bolívar (2017), en caso de no contar con generación de seguridad al interior de Bolívar, se pueden presentar

sobrecargas en el enlace Bolívar – Bosque 220 kV ante la contingencia de Bolívar – Cartagena 220 kV. Por otro lado, se observan bajas tensiones en todo Bolívar sin que las mismas se conviertan en violación.

- Desempeño para el año 2018:

Tabla 6-42: Desempeño del sistema en el año 2018.

Consideraciones	Operación Normal	N-1 Línea			
		Ocaña - La Loma 500 kV	Copey - Bolívar 500 kV/ TRF Bolívar 500/220 kV	Sabanalarga - Bolívar 220 kV	Bolívar - Cartagena 220 kV
Sin Generación		TR's Bolívar 500/220 kV > 60%	TR's Bolívar 500/220 kV > 40%	TR's Bolívar 500/220 kV > 70%	TR's Bolívar 500/220 kV > 60%
		Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 70%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%
	Unidades Equivalentes Caribe = 5.83				
	Despacho Mínimo Caribe = 838 MW	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 75%
	Importación Caribe = 2261 MW	Sabanalarga 220 kV < 102%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 101%
	Unidades Equivalentes Bolívar = 0	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 95%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 98%
	Despacho Mínimo Bolívar = 0 MW	Ternera 220 kV < 96%	Ternera 220 kV < 95%	Ternera 220 kV < 95%	Ternera 220 kV < 95%
		Candelaria 220 kV < 96%	Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 95%
		Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 95%
		TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 60%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%
Con Generación		Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 60%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%
	Unidades Equivalentes Caribe = 5.83				
	Despacho Mínimo Caribe = 818 MW	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 50%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 50%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 45%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%
	Importación Caribe = 2277 MW	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 101%
	Unidades Equivalentes Bolívar = 1	Bolívar 220 kV < 99%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 99%
	Despacho Mínimo Bolívar = 90 MW	Ternera 220 kV < 98%	Ternera 220 kV < 95%	Ternera 220 kV < 96%	Ternera 220 kV < 97%
		Candelaria 220 kV < 98%	Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 97%
		Cartagena 220 kV < 98%	Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 97%
		TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 60%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%
		Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 60%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el año 2018, ya se encuentra en servicio el segundo circuito Cartagena – Bolívar 220 kV, por lo cual, la contingencia de Bolívar – Cartagena 220 kV, no produce una sobrecarga en el enlace Bolívar – Bosque 220 kV. Sin embargo, si no se cuenta con generación de seguridad, se pueden presentar bajas tensiones en el STN de Bolívar, particularmente ante la contingencia de la línea Copey – Bolívar 500 kV o el transformador Bolívar 500/220 kV si no se cuenta con generación de seguridad. En este sentido, es necesario contar con generación de seguridad para mantener los perfiles de tensión en el STN de Bolívar.

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-43: Desempeño del sistema en el año 2022.

	Consideraciones	C.N.O.	N-1 Línea Ocaña - La Loma 500 kV	N-1 Línea Copey - Bolívar 500 kV / TRF Bolívar 500/220 kV	N-1 Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV	N-1 Línea Bolívar - Cartagena 220 kV
Sin Generación	Unidades Equivalentes Caribe = 5,66 Despacho Mínimo Caribe = 895 MW Importación Caribe = 2404 MW Unidades Equivalentes Bolívar = 0 Despacho Mínimo Bolívar = 0 MW	Cargabilidad Elemento [%]	TR's Bolívar 500/220 kV > 65%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 75%
			Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 60%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 85%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 60%
			Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 80%
			Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 99%	Sabanalarga 220 kV < 96%	Sabanalarga 220 kV < 101%
			Bolívar 220 kV < 97%	Bolívar 220 kV < 97%	Bolívar 220 kV < 95%	Bolívar 220 kV < 97%
	Tensión Subestación [%]	Tensión Subestación [%]	Ternera 220 kV < 95%	Ternera 220 kV < 95%	Ternera 220 kV < 95%	Ternera 220 kV < 95%
			Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 95%
			Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 95%	Cartagena 220 kV < 95%
			TR's Bolívar 500/220 kV > 45%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 45%
			Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 30%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 45%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 65%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 30%
Con Generación	Unidades Equivalentes Caribe = 5,83 Despacho Mínimo Caribe = 830 MW Importación Caribe = 2454 MW Unidades Equivalentes Bolívar = 2 Despacho Mínimo Bolívar = 240 MW	Cargabilidad Elemento [%]	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 45%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 0%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 40%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 45%
			Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 98%	Sabanalarga 220 kV < 101%
			Bolívar 220 kV < 100%	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 100%
			Ternera 220 kV < 99%	Ternera 220 kV < 97%	Ternera 220 kV < 98%	Ternera 220 kV < 98%
			Candelaria 220 kV < 99%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 99%	Candelaria 220 kV < 99%
	Tensión Subestación [%]	Tensión Subestación [%]	Cartagena 220 kV < 99%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 99%	Cartagena 220 kV < 99%
			TR's Bolívar 500/220 kV > 45%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 45%
			Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 30%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 45%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 65%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 30%
			Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 45%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 0%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 40%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 45%
			Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 98%	Sabanalarga 220 kV < 101%

			Sin Generación					Con Generación				
			Con Demanda Refinería Reficar									
			Cargabilidad Elemento [%]	Tensión Subestación [%]	Cargabilidad Elemento [%]	Tensión Subestación [%]	Cargabilidad Elemento [%]	Tensión Subestación [%]	Cargabilidad Elemento [%]	Tensión Subestación [%]	Cargabilidad Elemento [%]	Tensión Subestación [%]
Unidades Equivalentes Caribe = 7,16	Despacho Mínimo Caribe = 978 MW	Importación Caribe = 2389 MW	TR's Bolívar 500/220 kV > 65%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 80%	TR's Bolívar 500/220 kV > 65%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%
			Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 90%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 65%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 100%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 80%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 65%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%
Unidades Equivalentes Bolívar = 0	Despacho Mínimo Bolívar = 0 MW		Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 80%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 40%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 40%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 40%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 40%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 50%
			Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 95%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 102%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 99%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 102%
Unidades Equivalentes Bolívar = 2	Despacho Mínimo Bolívar = 245 MW		Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 95%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 96%	Bolívar 220 kV < 100%	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 99%	Bolívar 220 kV < 99%	Bolívar 220 kV < 100%
			Ternera 220 kV < 94%	Ternera 220 kV < 94%	Ternera 220 kV < 94%	Ternera 220 kV < 94%	Ternera 220 kV < 94%	Ternera 220 kV < 98%	Ternera 220 kV < 96%	Ternera 220 kV < 97%	Ternera 220 kV < 97%	Ternera 220 kV < 98%
			Candelaria 220 kV < 94%	Candelaria 220 kV < 94%	Candelaria 220 kV < 94%	Candelaria 220 kV < 94%	Candelaria 220 kV < 94%	Candelaria 220 kV < 99%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 98%
			Cartagena 220 kV < 94%	Cartagena 220 kV < 94%	Cartagena 220 kV < 94%	Cartagena 220 kV < 94%	Cartagena 220 kV < 94%	Cartagena 220 kV < 99%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 98%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que la problemática en relación a las bajas tensiones en Bolívar y la sobrecarga del enlace Sabanalarga – Bolívar 220 kV identificados ante la contingencia de Copey – Bolívar 500 kV o el transformador en Bolívar 500/230 kV continua. Con la entrada de la demanda de Reficar esta condición empeora, por lo cual, es necesario definir alternativas que solucionen la problemática mencionada.

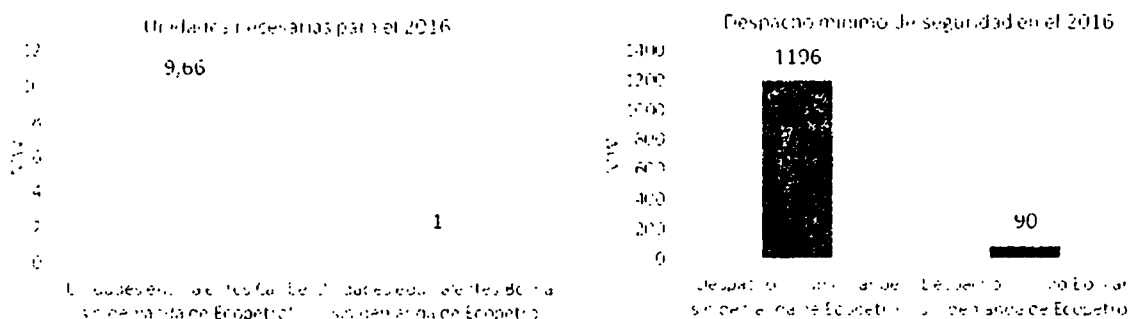
Generación de seguridad mínima en el área:

A continuación se presentan los valores de generación mínima en el área para el horizonte de análisis, con el objetivo de evitar las problemáticas referenciadas en la Tabla 6-41, Tabla 6-42 y Tabla 6-43.



Año 2016

Gráfica 6-52: Despacho necesario en Caribe – Bolívar en el año 2016.

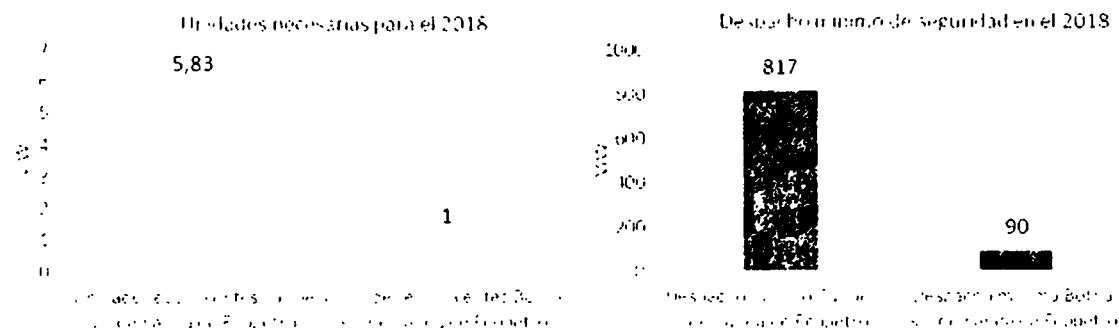


Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 6-52 se observa que es necesaria la generación de seguridad, previo a la entrada del refuerzo de Red definido en Bolívar correspondiente al segundo circuito Cartagena – Bolívar 220 kV.

Año 2018

Gráfica 6-53: Despacho necesario en Caribe – Bolívar en el año 2018.

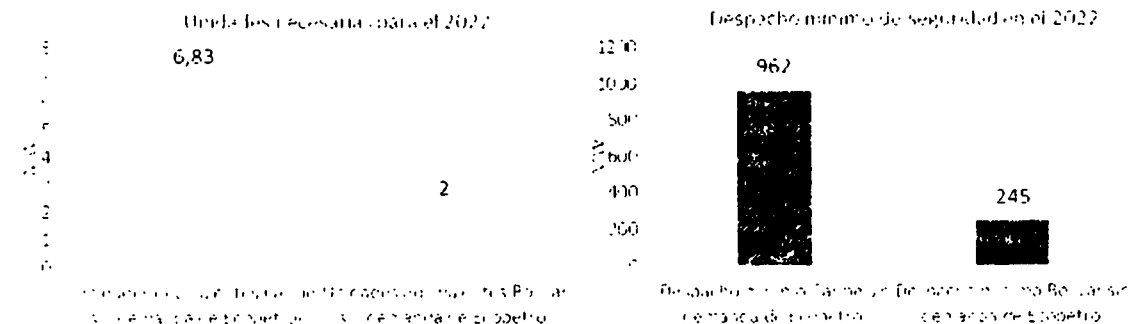


Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 6-53 se observa que es necesaria la generación de seguridad, debido al aumento de la demanda reportada en la costa Atlántica. También, se observa una disminución de las necesidades de generación de seguridad con la entrada del proyecto cuarto refuerzo a la costa en 500 kV.

Año 2022

Gráfica 6-54: Despacho necesario en Caribe – Bolívar en el año 2022.



Fuente de gráfica: UPME

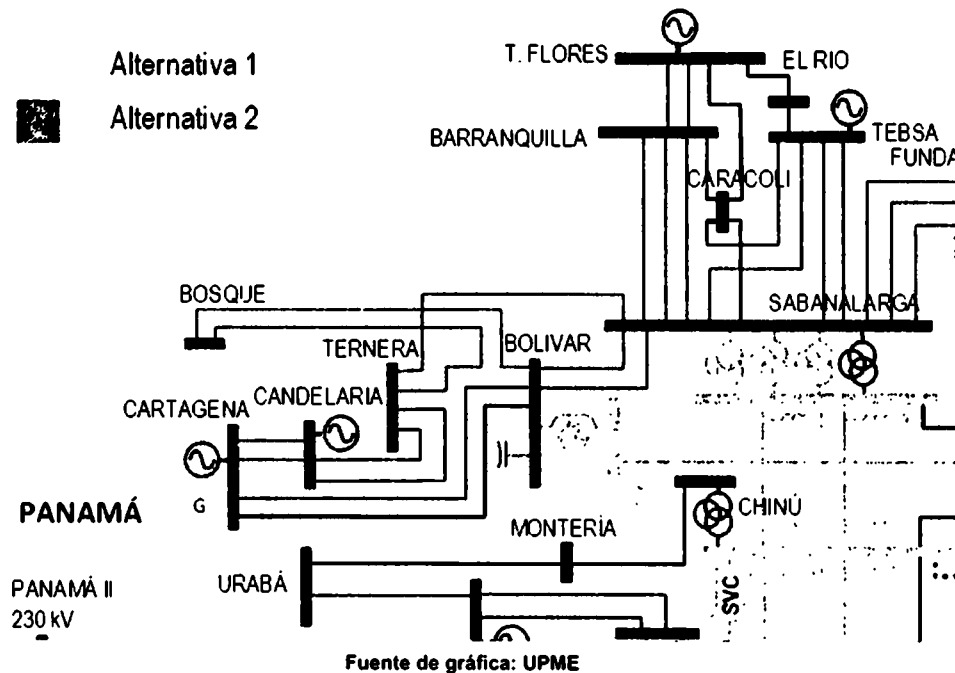
En la Gráfica 6-54 se observa que para el 2022, se mantienen las necesidades de generación de seguridad. Adicionalmente, se observa que el refuerzo a la costa en 500 kV causa este desempeño. En relación a Bolívar, se observa aumentos de necesidades de generación de seguridad.

Alternativas propuestas

Teniendo en cuenta que se detectaron dos diferentes tipos de problemáticas relacionadas con bajas tensiones y sobrecarga de elementos, se plantearon dos tipos de soluciones, una corresponde a compensación de reactivos y la otra a expansión de la Red.

- Alternativa i) Cierre anillo en 500 kV, mediante un nuevo corredor Sabanalarga – Bolívar 500 kV de aprox. 65 km y un segundo transformador 500/220 kV en Bolívar.
- Alternativa ii) Compensación en Bolívar.

Gráfica 6-55: Alternativas propuestas.



Descripción de las alternativas: Alternativa i)

Con el fin de evitar las bajas tensiones y sobrecargas que hacen que se dependa de la generación de seguridad en el área, se propone como primera alternativa a estudiar la obra que corresponde al cierre del anillo en 500 kV entre Bolívar y Sabanalarga con la adición de un segundo transformador en Bolívar 500/220 kV – 450 MVA. A continuación, se presenta el desempeño para esta obra propuesta.

- Desempeño para el año 2018 (asumiendo el proyecto propuesto en operación):

Tabla 6-44: Desempeño alternativa i) en el año 2018.

Consideraciones	C.N.O.	N-1 Línea Ocaña - La Loma 500 kV	N-1 Línea Copey - Bolívar 500 kV	N-1 TR Bolívar 500/220 kV	N-1 Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV	N-1 Línea Bolívar - Cartagena 220 kV
Sin Generación	Cargabilidad Elemento [%]	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 60%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%
		Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 25%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 30%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 45%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 35%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 25%
		Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 80%
	Tensión Subestación [%]	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 101%	Sabanalarga 220 kV < 101%
		Bolívar 220 kV < 99%	Bolívar 220 kV < 97%	Bolívar 220 kV < 97%	Bolívar 220 kV < 99%	Bolívar 220 kV < 99%
		Tenera 220 kV < 97%	Tenera 220 kV < 95%	Tenera 220 kV < 95%	Tenera 220 kV < 97%	Tenera 220 kV < 96%
Unidades Equivalentes Caribe = 5						
Despacho Mínimo Caribe = 678 MW						
Importación Caribe = 2490 MW						
Unidades Equivalentes Bolívar = 0						
Despacho Mínimo Bolívar = 0 MW						
		Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 96%	Candelaria 220 kV < 95%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 96%
		Cartagena 220 kV < 98%	Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 96%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-44, con la entrada del proyecto se mantienen todas las variables correspondientes a cargabilidad y bajas tensiones en condición de falla de elementos, y se eliminan las necesidades de generación de seguridad en la zona de influencia del proyecto.

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-45 Desempeño alternativa i) en el año 2022.

Consideraciones	C.N.O.	N-1 Línea Ocaña - La Loma 500 kV	N-1 Línea Copey - Bolívar 500 kV	N-1 TR Bolívar 500/220 kV	N-1 Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV	N-1 Línea Bolívar - Cartagena 220 kV
Sin Generación	Cargabilidad Elemento [%]	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 50%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%
		Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 35%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 40%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 50%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 45%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 35%
		Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 65%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 85%
Unidades Equivalentes Caribe = 6.16						
Despacho Mínimo Caribe = 800 MW						
Importación Caribe = 2559						

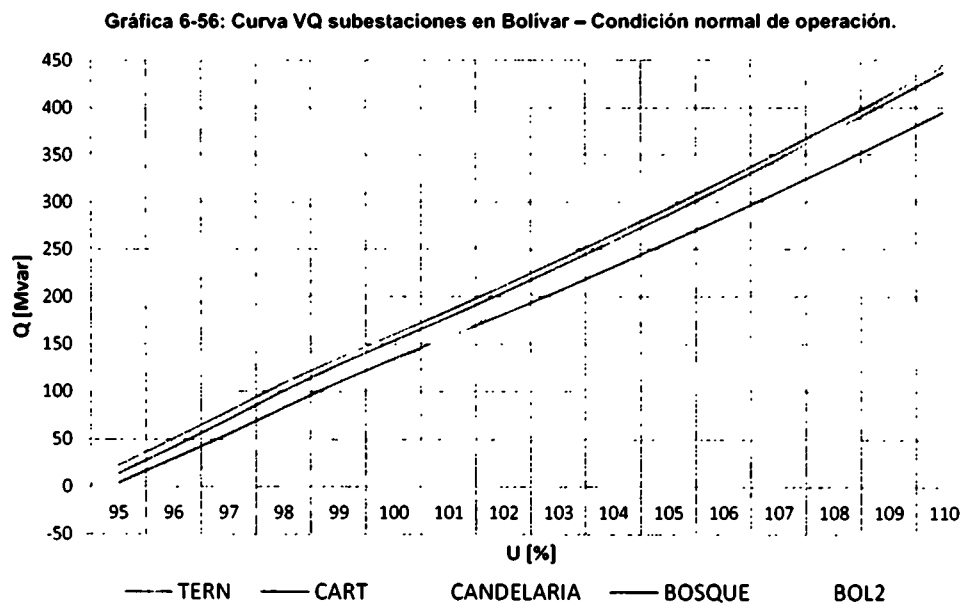
MW	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga
	220 kV <	220 kV <	220 kV <	220 kV <	220 kV <	220 kV <
Unidades	102%	101%	100%	101%	102%	101%
Equivalentes	Bolivar 220 kV	Bolivar 220 kV	Bolivar 220 kV	Bolivar 220 kV	Bolivar 220 kV	Bolivar 220 kV
Bolivar = 0	< 99%	< 98%	< 96%	< 97%	< 98%	< 99%
Despacho	Tenera	Tenera	Tenera	Tenera	Tenera	Tenera
Mínimo Bolivar	220 kV < 97%	220 kV < 96%	220 kV < 94%	220 kV < 95%	220 kV < 96%	220 kV < 96%
= 0 MW	Candelaria	Candelaria	Candelaria	Candelaria	Candelaria	Candelaria
	220 kV < 97%	220 kV < 96%	220 kV < 94%	220 kV < 95%	220 kV < 96%	220 kV < 96%
	Cartagena	Cartagena	Cartagena	Cartagena	Cartagena	Cartagena
	220 kV < 97%	220 kV < 96%	220 kV < 95%	220 kV < 95%	220 kV < 96%	220 kV < 96%

Fuente de tabla: UPME

Tal como se observa para el 2018, el proyecto mantendría las condiciones de confiabilidad y seguridad para la zona en el 2022, evitando problemas por bajas tensiones y sobrecargas de elementos en el STN ante contingencia.

Descripción de las alternativas: Alternativa ii)

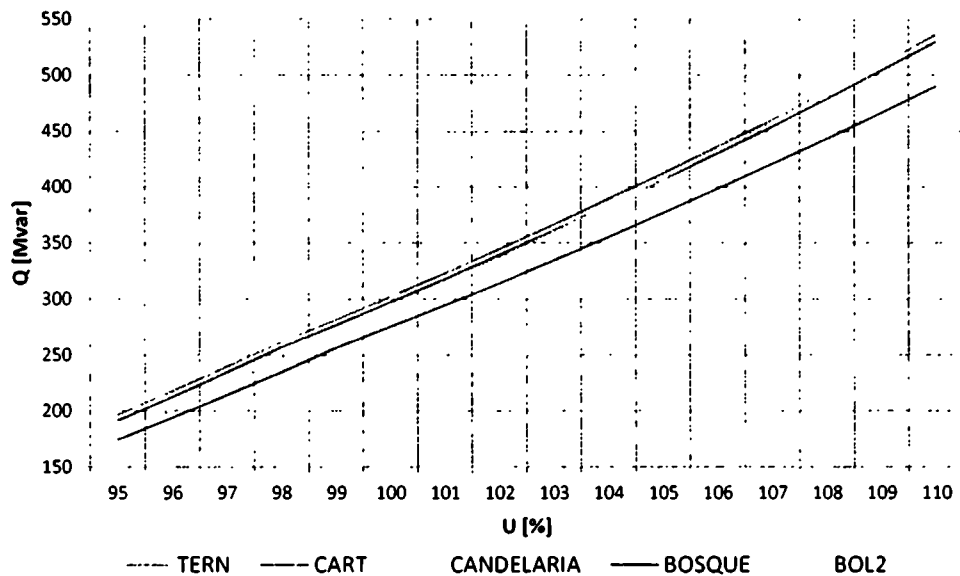
Frente a la problemática de las bajas tensiones, se plantea una alternativa de solución correspondiente a una compensación capacitiva, para lo cual, se realizaron análisis previos de estabilidad en tensión con el fin de determinar los valores y subestaciones donde se podrían ubicar estas compensaciones. Con el fin de identificar las necesidades de compensación de reactivos, a continuación, se presentan las curvas VQ, en condición normal de operación y en contingencia en las subestaciones de Bolívar.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 6-56 se observa que en condiciones normales de operación para mantener una tensión de 1 en P.U., se hace necesario contar con reactivos de entre aproximadamente 150 Mvar y 110 Mvar, lo cual evidencia la necesidad de contar con reactivos en la zona de Bolívar.

Gráfica 6-57: Curva VQ subestaciones en Bolívar – Condición N-1 Copey – Bolívar 500 kV.



Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 6-57 se observa que en condiciones de contingencia, para mantener una tensión de 1 en P.U., se hace necesario contar con reactivos de entre aproximadamente 250 MVAR y 300 MVAR, lo cual evidencia que la necesidad de reactivos en la zona se aumenta en condiciones de falla.

Con base a los análisis anteriores, a continuación, se presentan las necesidades de reactivos para cada una de las subestaciones del STN en Bolívar. Además, se presenta una sensibilidad frente a la ubicación de un equipo SVC en Ternera y Bolívar 220 kV.

Tabla 6-46: Necesidades de reactivos.

Nodo	V-Q_Q [MVar]		SVC_Q [MVar]		Sabanalarga - Bolívar 220 kV
	Sin Gen	N-1	Sin Gen	N-1	
TERNERA	160	302	215	312	110
CARTAGENA	153	297			
CANDELARIA	157	300			
BOSQUE	134	275			
BOL2	130	292	171	321	109%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-46, el desempeño de un equipo SVC en el área no tendría el mejor desempeño, debido a que, en condición normal estaría entregando reactivos a la Red y para poderlo ubicar en flotación sería necesario contar con el despacho de una generación en Bolívar y el proyecto perdería su utilidad. En este sentido, solo se evaluó la alternativa con un equipo de compensación fija de 250 MVAR en Bolívar.

- Desempeño para el año 2018 (asumiendo el proyecto de la compensación en operación):

Tabla 6-47: Desempeño alternativa ii) en el año 2018.

Consideraciones	C.N.O.	N-1 Línea Ocaña - La Loma 500 kV	N-1 Línea Copey - Bolívar 500 kV	N-1 Línea Chinú - Copey 500 kV	N-1 Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV	N-1 Línea Bolívar - Cartagena 220 kV
Unidades Equivalentes Caribe = 5	TR's Bolívar 500/220 kV > 60%	TR's Bolívar 500/220 kV > 45%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 70%	TR's Bolívar 500/220 kV > 60%
	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 70%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 75%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 55%
	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 70%
Despacho Mínimo Caribe = 736 MW						
Importación Caribe = 2434 MW	Sabanalarga 220 kV < 102%	Sabanalarga 220 kV < 100%	Sabanalarga 220 kV < 99%	Sabanalarga 220 kV < 99%	Sabanalarga 220 kV < 102%	Sabanalarga 220 kV < 102%
	Bolívar 220 kV < 103%	Bolívar 220 kV < 99%	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 98%	Bolívar 220 kV < 102%	Bolívar 220 kV < 102%
	Tenera 220 kV < 100%	Tenera 220 kV < 97%	Tenera 220 kV < 96%	Tenera 220 kV < 96%	Tenera 220 kV < 100%	Tenera 220 kV < 99%
Unidades Equivalentes Bolívar = 0	Candelaria 220 kV < 101%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 96%	Candelaria 220 kV < 96%	Candelaria 220 kV < 100%	Candelaria 220 kV < 100%
	Cartagena 220 kV < 101%	Cartagena 220 kV < 97%	Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 96%	Cartagena 220 kV < 100%	Cartagena 220 kV < 100%
Despacho Mínimo Bolívar = 0 MW						

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, la Ubicación de una compensación de 250 MVAR, soluciona los problemas de bajas tensiones, pero no soluciona los problemas de sobrecarga del enlace Sabanalarga – Bolívar 220 kV ante la falla del circuito Copey – Bolívar 500 kV o transformador 500/220 kV en Bolívar.

- Desempeño para el año 2022:

Tabla 6-48: Desempeño alternativa ii) en el año 2022.

Consideraciones	C.N.O.	N-1 Línea Ocaña - La Loma 500 kV	N-1 Línea Copey - Bolívar 500 kV	N-1 Línea Chinú - Copey 500 kV	N-1 Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV	N-1 Línea Bolívar - Cartagena 220 kV
Unidades Equivalentes Caribe = 7.16	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 40%	TR's Bolívar 500/220 kV > 0%	TR's Bolívar 500/220 kV > 35%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%	TR's Bolívar 500/220 kV > 55%
	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 70%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 80%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 90%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 90%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 90%	Línea Sabanalarga - Bolívar 220 kV > 70%
	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 60%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 55%	Línea Bolívar - Bosque 220 kV > 75%
Despacho Mínimo Caribe = 978 MW						
Importación Caribe = 2384						

MW	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga	Sabanalarga
	220 kV < 103%	220 kV < 101%	220 kV < 99%	220 kV < 101%	220 kV < 102%	220 kV < 103%
Unidades	Bolivar 220 kV < 103%	Bolivar 220 kV < 100%	Bolivar 220 kV < 100%	Bolivar 220 kV < 100%	Bolivar 220 kV < 103%	Bolivar 220 kV < 103%
Equivalentes	Tenera 220 kV < 101%	Tenera 220 kV < 97%	Tenera 220 kV < 98%	Tenera 220 kV < 98%	Tenera 220 kV < 100%	Tenera 220 kV < 100%
Bolivar = 0	Candelaria 220 kV < 101%	Candelaria 220 kV < 97%	Candelaria 220 kV < 98%	Candelaria 220 kV < 98%	Candelaria 220 kV < 100%	Candelaria 220 kV < 100%
Despacho	Cartagena 220 kV < 101%	Cartagena 220 kV < 98%	Cartagena 220 kV < 98%	Cartagena 220 kV < 98%	Cartagena 220 kV < 101%	Cartagena 220 kV < 100%
Mínimo Bolivar = 0 MW						

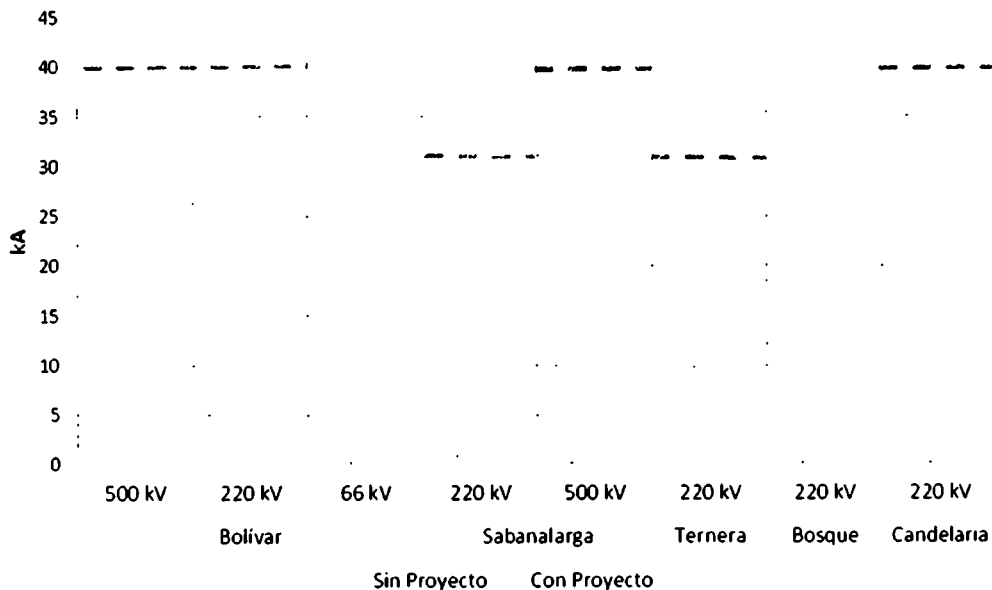
Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, la ubicación de una compensación de 250 Mvar, soluciona los problemas de bajas tensiones pero no soluciona los problemas de sobrecarga del enlace Sabanalarga – Bolívar 220 kV ante la falla del circuito Copey – Bolívar 500 kV o transformador 500/220 kV en Bolívar.

6.3.5.4. Análisis de Corto Circuito

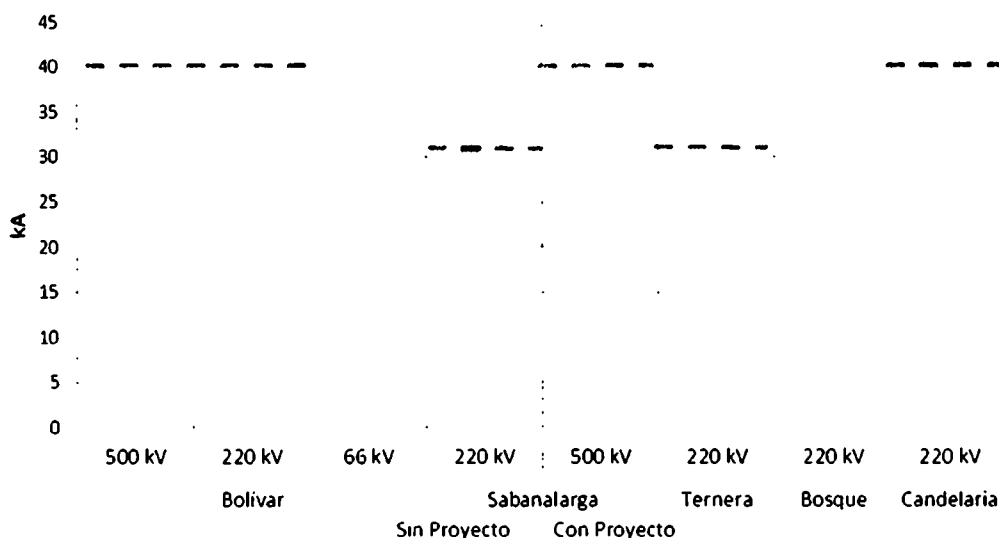
A continuación se presenta en análisis de corto circuito para el año 2022 (monofásico y trifásico) para la alternativa i), correspondiente al cierre del anillo en 500 kV entre Sabanalarga y Bolívar además de un segundo transformador 500/220 kV – 450 MVA en Bolívar.

Gráfica 6-58: Nivel de cortocircuito trifásico para el cierre del anillo.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-59: Nivel de cortocircuito monofásico para el cierre del anillo.



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 6-58 y Gráfica 6-59, se aumentan los niveles de corto en las subestaciones cercanas al proyecto, las subestaciones que tienen un mayor impacto corresponden a las subestaciones Bolívar 220 kV con un aumento de casi 4 kA en relación nivel de corto monofásico. Por otro lado, tal como se ha informado en diferentes Planes de Expansión, el nivel de corto en Sabana está llegando a su valor límite, por lo cual se solicita al transportador dueño de esta subestación adelante todas las acciones para el aumento del mismo.

6.3.5.5. Evaluación Económica

A continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa recomendada i) Cierre anillo en 500 kV, mediante un nuevo corredor Sabanalarga – Bolívar 500 kV de aprox. 65 km y un segundo transformador 500/220 kV en Bolívar.

Beneficios:

Teniendo en cuenta que el proyecto planteado elimina las necesidades de contar con generación de seguridad en Bolívar en el mediano plazo, la valoración del mismo se realizará en función de la reducción de restricciones. En primera instancia, se identifican las restricciones del sistema. Para ello se utiliza el modelo eléctrico, realizando simulaciones de flujo de carga, de estabilidad de tensión y estabilidad dinámica. Una vez se establecen las limitaciones de la Red, se determina paralelamente la generación que se debe programar, y la probabilidad del escenario restrictivo, es decir, el escenario 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 y el sobre costo operativo (diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa), tal como se presenta a continuación¹⁴.

¹⁴ La probabilidad del escenario restrictivo se calcula con el Modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica - SDDP, sin considerar la Red de Transmisión

$$B = \sum_{i=1}^n (M) \cdot (scop) \cdot prob_{util\ proy}$$

Dónde:

- **M:** Diferencia entre la generación requerida sin y con proyecto. Es decir, la potencia que se reconciliaría si no se dispone del proyecto de expansión. También se puede ver como la capacidad de importación adicional de un área, cuando se tiene una nueva infraestructura a nivel de transmisión.
- **SCOP:** Es la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa. Este sobre costo se materializa cuando se requiere un despacho fuera de mérito, con el objetivo de garantizar la seguridad e integridad del Sistema.
- **prob_{util proy}:** Es la probabilidad de utilidad del proyecto. Diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior al mínimo requerido, sin y con proyecto. Este valor se obtiene ajustando a una función de densidad de probabilidad, la variable aleatoria "despacho económico".

A continuación se presentan el perfil de los beneficios calculados a partir de la generación mínima necesaria en el área, la probabilidad de utilidad del proyecto y sobre costo del sistema, considerando los crecimientos de demanda en la zona:

Gráfica 6-60: Perfil de beneficios en USD.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-49: Valor presente de beneficios por eliminación de restricciones

Beneficios	Valor presente del Beneficio
	44.47

Fuente de tabla: UPME

También, se calcularon los beneficios atención de la demanda, para lo cual se observa que a partir de 2030 se debe contar con todo el parque generador y aun así se presentaría demanda no atendida ante contingencia del transformador Bolívar 500/230 kV o la línea Bolívar – Copey en 500 kV, los cuales se presentan a continuación.

Tabla 6-50: Valor presente de beneficios por ENS.

Valor presente del Beneficio	
Beneficios	4.977
Fuente de tabla: UPME	

Costos:

A continuación se referencias las UC consideradas para el proyecto.

Tabla 6-51: UC consideradas para el proyecto cierre del anillo a 500 kV.

Unidad Constructiva	Vida útil	Descripción	Configuración	Cantidad
SE501	30	Bahía de Línea	DBT	1
N5S1	30	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA, 500 kV	DBT	1
ATR01	30	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	NA	1
CP501	30	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	NA	1
CP502	30	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	NA	1,5
SE208	30	Bahía de Transformador	DBT	1
SE503	IM	Bahía de Línea	IM	1
SE505	30	Corte Central	IM	1
CP501	30	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	NA	1
CP502	30	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	NA	1,5
LI511	40	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	NA	65

Fuente de tabla: UPME

Con relación a los costos, el proyecto se valoró con referencia en Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 6-52: Valor presente de costos el proyecto cierre del anillo a 500 kV.

Valor presente del Beneficio	
Costos	30 57
Fuente de tabla: UPME	

Relación Beneficio/Costo:

A continuación se presenta la evaluación Beneficio/Costo.

Tabla 6-53: Relación B/C el proyecto cierre del anillo a 500 kV.

	Relación
Beneficios/Costo solo restricciones	1 45
Beneficios/Costo restricciones y ENS	1 61

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-53, el proyecto presenta una relación Beneficio/Costo Superior a 1, por lo cual el proyecto se hace viable económicamente.

6.3.5.6. Conclusiones

- Los continuos crecimientos de demanda en la Costa Atlántica, particularmente en Bolívar, hacen necesario que la Unidad defina con suficiente antelación la entrada de proyectos que ayudarán a atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.
- Se observa que en el mediano plazo, se presentarán problemas de bajas tensiones y cargabilidad de elementos ante condiciones de falla, lo cual, hace necesario contar con generaciones de seguridad para poder mantener la seguridad del sistema.
- Se plantearon dos alternativas de solución, una corresponde a un desarrollo de Red y la otra a un elemento de compensación. En este sentido, la que elimina las dos problemáticas observadas corresponde a la del desarrollo de Red.
- La ejecución de la alternativa i) correspondiente a cerrar el anillo en 500 kV entre Sabanalarga y Bolívar y el segundo transformador en Bolívar 500/220 kV - 450 MVA, eliminará las necesidades de generación de seguridad y permitirán la conexión de la demanda en la zona incluida la demanda correspondiente a Reficar.
- Se identificó el agotamiento del nivel de corto en Sabanalarga, por lo cual, se solicita al transportador adelante todas las acciones para aumentar este valor.

6.3.5.7. Recomendaciones

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN:

- Cierre de anillo en 500 kV entre Sabanalarga y Bolívar de aproximadamente 65 km.
- Segundo transformador 500/220 kV – 450 MVA en Bolívar.
- Aumento de nivel de corto de la Subestación Sabanalarga 220 kV.

Fecha de entrada en servicio: Noviembre de 2020.

6.3.6. Análisis Conexión de Generación en Chocó y Antioquia

6.3.6.1. Antecedentes

La Unidad ha recibido una serie de solicitudes para la conexión de generación en los departamentos de Antioquia y Chocó, por una capacidad aproximada de 295 MW, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 6-54: Proyectos de generación solicitados y evaluados para la sub-área.

Proyecto	Capacidad (MW)	Municipio/ Departamento	Punto de Conexión
CAA, CAB y CARG	121,9	Carmen de Atrato (Chocó)	El Siete
Rio San Juan ¹⁵	117,5	Hispania (Antioquia)	Hispania
Santo Domingo	56	Cocorná y San Francisco (Antioquia)	San Lorenzo

Fuente de tabla: UPME

De igual forma, el Plan de expansión 2014 – 2028, aprobó una serie de obras en el STR de Chocó y Antioquia correspondientes a un nuevo circuito entre Hispania y Maniobra (Quibdó), y obras asociadas en Antioquia. A continuación se presentan los aspectos generales de la ubicación de la generación actual en la sub-área Antioquia – Chocó, así como, los demás proyectos aprobados a los OR de la zona.

Gráfica 6-61: Ubicación de la generación en el área.



Fuente de gráfica: UPME

¹⁵ A la fecha de cierre del presente Plan, están pendiente aspectos regulatorios, como viabilidad del OR. Sin embargo, se consideró esta generación en los análisis para determinar una red óptima y tener la recomendación de expansión cuando se cumplan todos los requisitos regulatorios.



6.3.6.2. Supuestos

Los supuestos y condiciones considerados en los análisis son los siguientes:

- Proyección de demanda de energía eléctrica de la UPME actualizada al mes de julio de 2015, considerando el escenario de 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.
- Para los elementos de la Red, se tomó la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Se consideran el siguiente escenario operativo crítico (ver Tabla 6-55).

Tabla 6-55: Escenarios evaluados.

Escenario	Características		Sensibilidad
	Generación	Generación mínima	Variación de generación
	Demanda	Máxima	Minima Demanda

Fuente de tabla: UPME

6.3.6.3. Alternativas

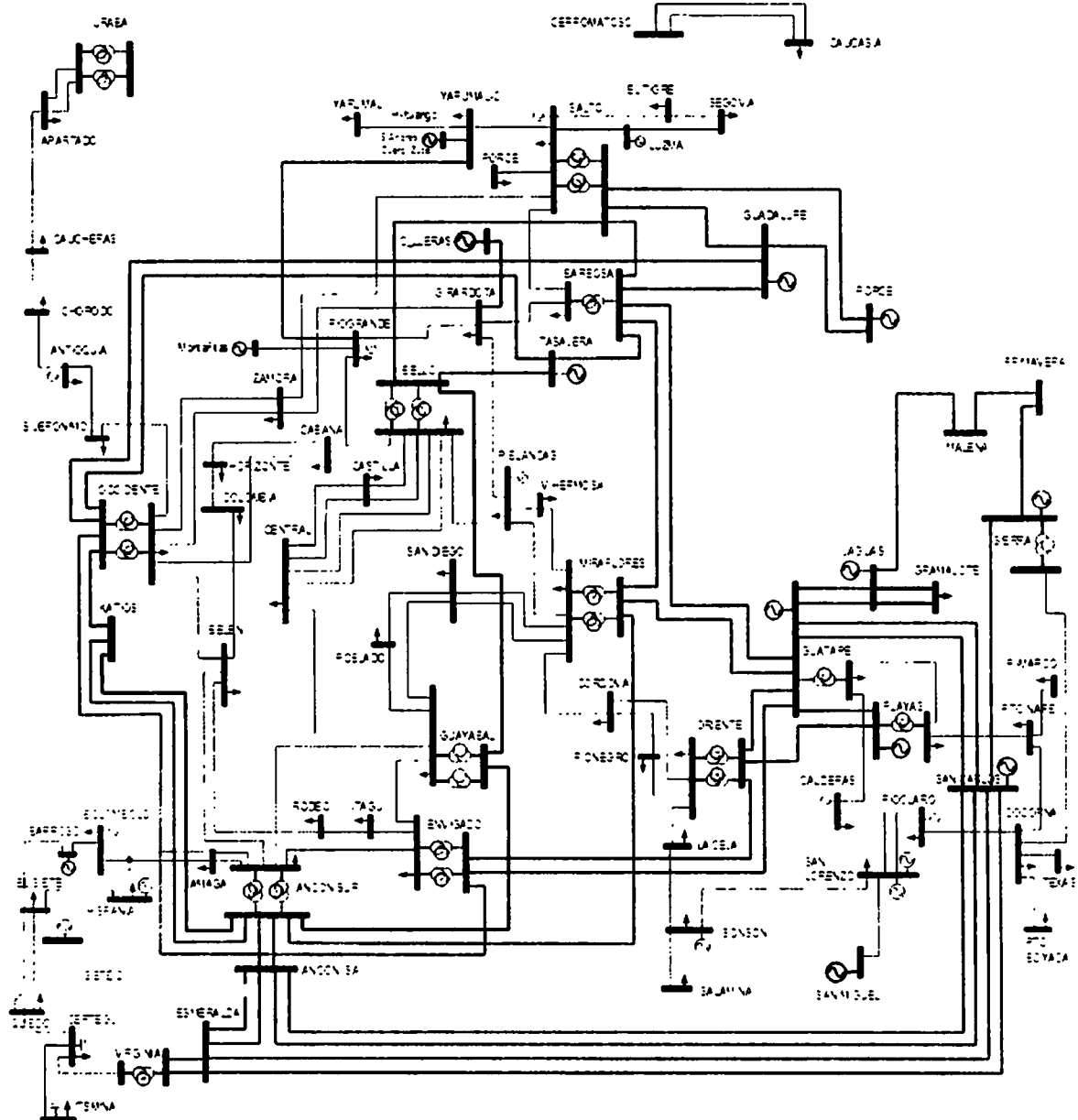
Para la conexión de estos tres bloques de generación, se analizaron tres desarrollos de Red, aclarando que si bien se realizan todos los análisis técnicos y económicos para la conexión de los tres proyectos de generación; en el presente Plan sólo se recomendará lo correspondiente a la conexión de las Plantas CAA, CAB y CARG y Santo Domingo, debido a que se encuentra pendiente la viabilidad del proyecto de generación Río San Juan por parte del OR dueño del punto de conexión. Las alternativas analizadas para los desarrollos de Red son las siguientes:

- i) Nuevo punto de conexión El Siete 230 kV, mediante reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur¹⁶ – El Siete 230 kV y El Siete – Esmeralda 230 kV con dos transformadores en el Siete 230/110 kV – 180 MVA.
 - i.a) Considerando la alternativa i) y además el desarrollo del STR asociado al mismo la reconfiguración de línea Hispania – Quibdó (Maniobra) en Quibdó (maniobra) – El Siete – Hispania 110 kV¹⁷.
 - ii.a) Considerando la alternativa i) y además en el STR la línea El Siete – Quibdó 110 kV (Maniobra 110 kV).

¹⁶ Se hace claridad, respecto a que sería Ancón Sur en la Barra de ISA; es decir, de acuerdo con la nomenclatura del Plan sería "Ancón ISA".

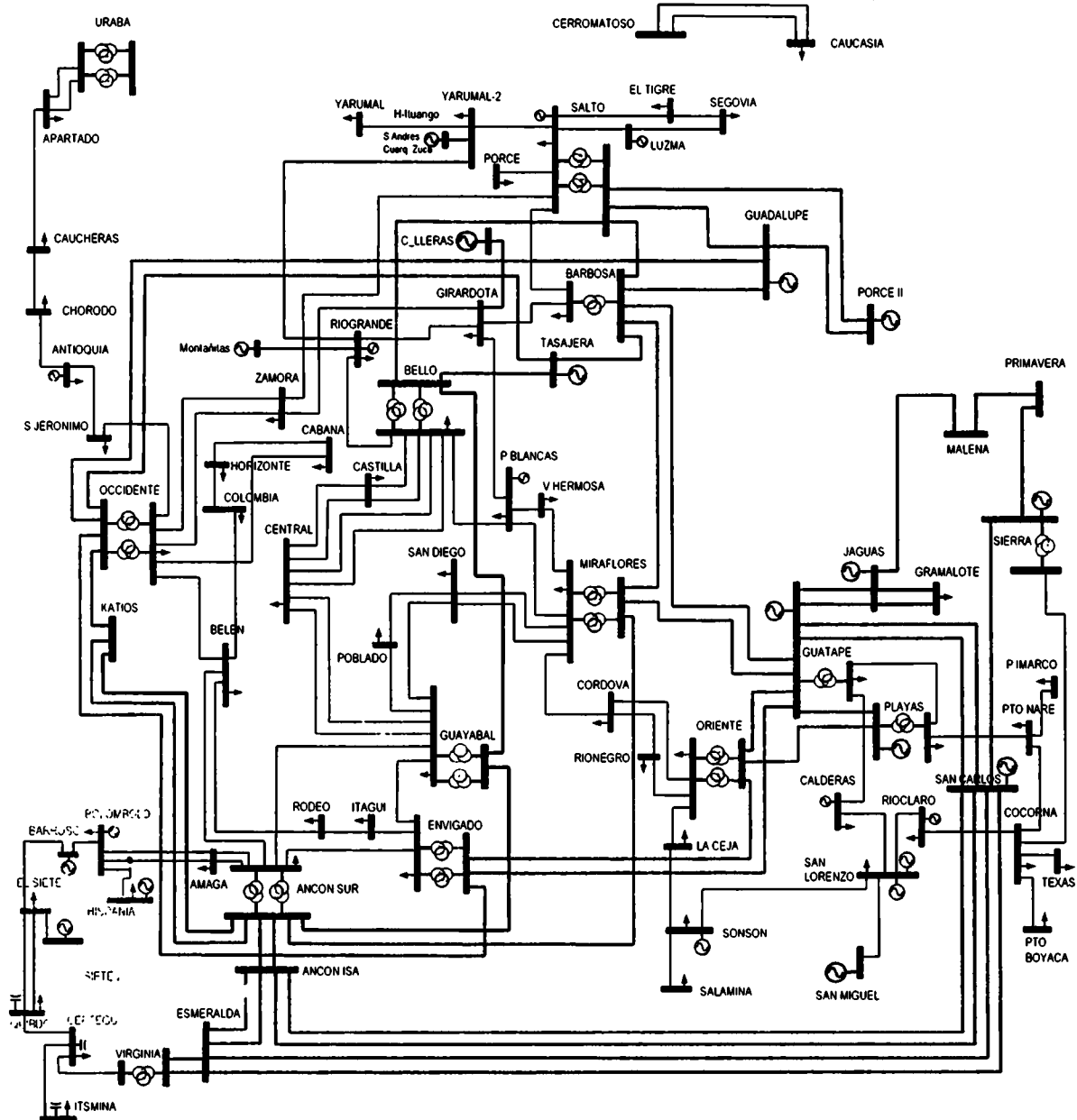
¹⁷ Este proyecto se encuentra aprobado y conceptuado por la UPME para el Operador de Red Dispac.

Gráfica 6-62: Expansión propuesta en la sub-área Antioquia – Chocó Alternativa i.a).



Fuente de gráfica: UPME

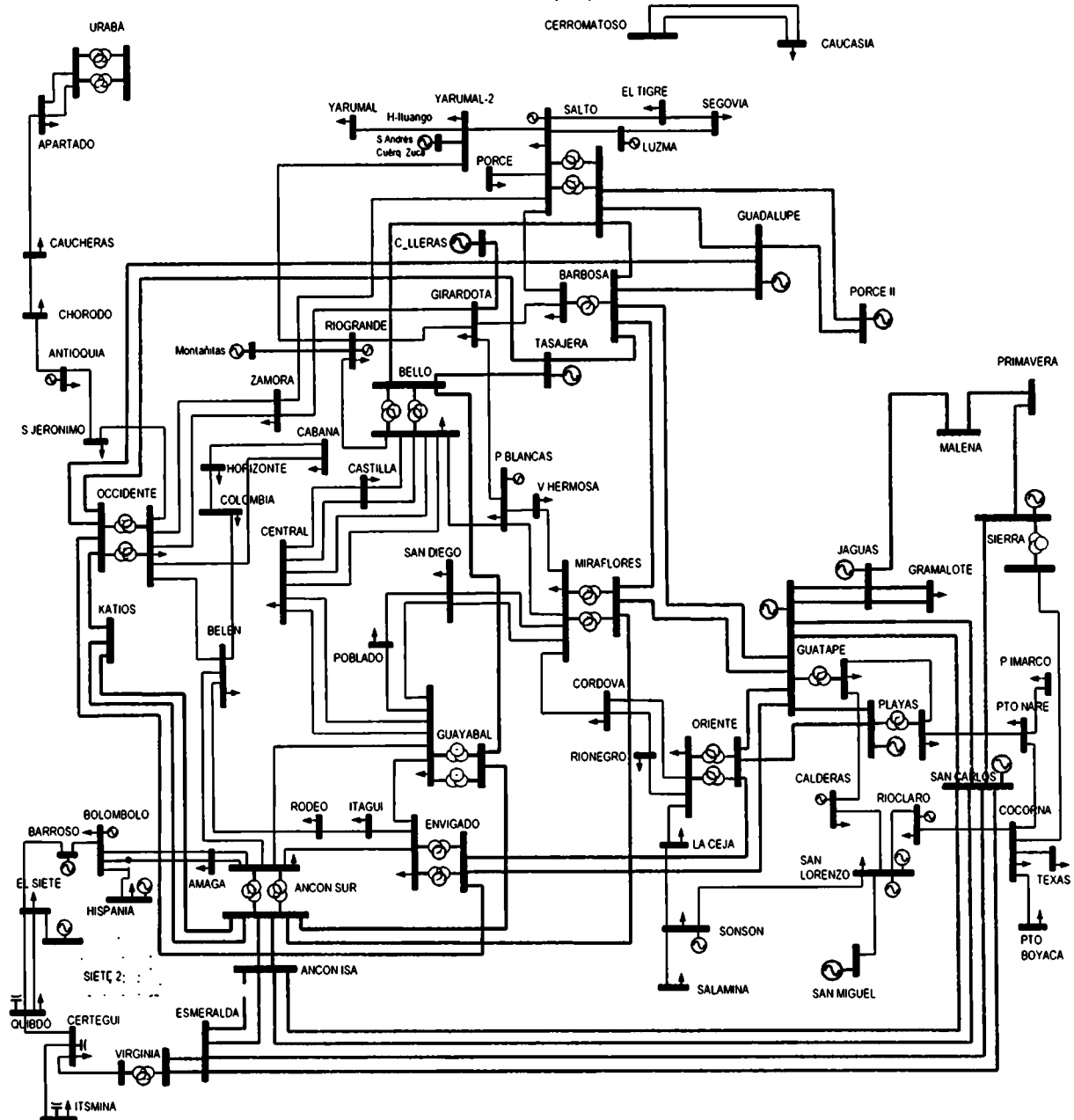
Gráfica 6-63: Expansión propuesta sub-área Antioquia – Chocó Alternativa i.b).



Fuente de gráfica: UPME

- ii) Nuevo punto de conexión en Hispania 230 kV, mediante reconfiguración de los enlaces Ancón Sur – El Siete 230 kV, en Ancón Sur – Hispania e Hispania – El Siete 230 kV y Esmeralda – El Siete 230 kV en Esmeralda – Hispania e Hispania – El Siete 230 kV y dos transformadores en Hispania 230/110 kV – 180 MVA

Gráfica 6-64: Alternativa ii) Expansión Chocó.



Fuente de gráfica: UPME

Este diagrama ilustra la red de transmisión de energía eléctrica de Colombia, detallando la interconexión de las principales centrales hidroeléctricas y las líneas de transmisión que las vinculan. Las centrales hidroeléctricas representadas incluyen:

- URABÁ** (en la parte superior izquierda)
- YARUMAL** y **YARUMAL-2** (en la parte superior central)
- EL TIGRE** y **SEGOVIA** (en la parte superior derecha)
- CAUCHERAS** y **CHORODO** (en la parte media izquierda)
- ANTIOQUIA** y **S. JERONIMO** (en la parte media izquierda)
- GUADALUPE** y **PORCE II** (en la parte media derecha)
- C. LLERAS**, **GIRARDOTA**, **BARBOSA**, **TASAJERA**, **RIOGRANDE**, **BELLO**, **ZAMORA**, **CABANA**, **HORIZONTE**, **COLIMBIA**, **CENTRAL**, **CASTILLA**, **P. BLANCAS**, **V. HERMOSA**, **MIRAFLORES**, **CORDOVA**, **RIO NEGRO**, **LA CEJA**, **SONSON**, **SALAMINA**, **SAN MIGUEL**, **SAN LORENZO**, **RIOCLARO**, **CALDERAS**, **PLAYAS**, **SAN CARLOS**, **COCORONA**, **TEXAS**, **PTO. BOYACA**, **PTO. NARE**, **PIMARCO**, **SIERRA**, **GRAMALOTE**, **JAGUAS**, **MALENA**, **PRIMAVERA**, **BOLOMBOLO**, **BARROSO**, **HISPANIA**, **EL SIETE**, **ANCON SUR**, **ANCONISA**, **RODEO**, **ITAGUI**, **ENVIGADO**, **GUAYABAL**, **POBLADO**, **SAN DIEGO**, **KATIOS**, **OCCIDENTE**, **BELEN**, **AMAGA**

Las líneas de transmisión conectan estas centrales, formando una red extensa que cubre todo el territorio colombiano. El diagrama muestra la compleja interconexión de la red eléctrica nacional.

Fuente de gráfica: UPME

Pese a que las alternativas planteadas para los análisis, consideran tanto el nuevo punto de conexión en El Siete 230 kV como en Hispania 230 kV, el OR ha verificado la poca disponibilidad de espacio en las subestaciones existentes, por tal razón se propone la conectividad mediante la definición de las subestaciones llamadas Nuevo Siete y Nueva Hispania, para tener los puntos de conexión STN/STR.

6.3.6.4. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los análisis eléctricos para el desempeño del sistema con y sin los proyectos planteados para el horizonte de análisis en los años 2019 y 2022.

Situación sin desarrollo de Red y conexión de la generación en Antioquia – Chocó:

A continuación se presenta el desempeño del sistema sin considerar el desarrollo de los proyectos de Red y con la conexión de la generación solicitada.

Tabla 6-56: Desempeño del sistema sin obras Antioquia – Chocó.

Conexión de la generación CAA, CAB y CARG en El Siete 110 kV, la Generación Río San Juan en Hispania 110 kV y la reconfiguración de la línea Hispania - Quibdó 110 kV en Hispania - El Siete - Quibdó 110 kV

GENERACIÓN	Máxima Generación en el área – Mínima demanda	
	2019	2022
C.N.O.	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 88%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 88%
N-1 Transformador Ancón Sur 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 88%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 88%
N-1 Transformador Virginia 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 100%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 100%
N-1 Línea El Amaga – Ancón Sur 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 82%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 82%
N-1 Línea Bolombolo – Hispania 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Hispania – El Siete 110 kV > 100% Barroso – El Siete 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 100%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Hispania – El Siete 110 kV > 100% Barroso – El Siete 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 100%
N-1 Línea Bolombolo – Barroso 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Hispania – El Siete 110 kV > 76%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 98% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Hispania – El Siete 110 kV > 78%
N-1 Línea Hispania – El Siete 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 90%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Bolombolo – Barroso 110 kV > 92%
N-1 Línea Barroso – El Siete 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 100% Bolombolo – Hispania 110 kV > 100%
N-1 Línea Quibdó – Certegui 110 kV	Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Barroso – El Siete 110 kV > 82% Bolombolo – Barroso 110 kV > 100%	Bolombolo – Hispania 110 kV > 100% Barroso – El Siete 110 kV > 80% Bolombolo – Barroso 110 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, si se da la incorporación en el STR de la sub-área Antioquia – Chocó de la generación solicitada sin ninguna expansión (CAA, CAB y CARG, Río San Juan) podrían presentarse dificultades para la evacuación de la generación, debido a que incluso en condiciones normales de operación se pueden presentar sobrecargas de elementos, situación que empeoraría con las contingencias a nivel del

STR, tales como transformador de Virginia 230/110 kV, línea Amaga – Ancón Sur 110 kV, Bolombolo – Hispania 110 kV, Bolombolo – Barroso 110 kV y Barroso – El Siete 110 kV.

Es claro que frente al escenario de la conexión del total de la generación, no sería posible su incorporación debido a la gran capacidad, la cual se conectaría en el STR y a las dificultades que esta generación causaría.

Situación sin proyectos y conexión de la generación en Oriente Antioqueño:

Tabla 6-57: Desempeño del sistema sin desarrollo de Red en el Oriente Antioqueño.

Conexión del proyecto de Generación Santo Domingo, conectado a la S/E San Lorenzo 110 kV Sin Expansión

GENERACIÓN	Máxima Generación en el área - Mínima demanda	
	2019	2022
N-1 Línea Guatapé – Calderas 110 kV	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 100%	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 100%
	Río Claro – Cocorná 110 kV > 100%	Río Claro – Cocorná 110 kV > 100%
	Sonsón – La Ceja 110 kV > 80%	Sonsón – La Ceja 110 kV > 80%
N-1 Línea San Lorenzo – Río Claro 110 kV	Guatapé – Calderas 110 kV > 100%	Guatapé – Calderas 110 kV > 100%
	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 100%	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 100%
N-1 Línea Río Claro – Cocorná 110 kV	Guatapé – Calderas 110 kV > 100%	Guatapé – Calderas 110 kV > 100%
	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 100%	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 100%
N-1 Línea Sonsón – La Ceja 110 kV	Guatapé – Calderas 110 kV > 100%	Guatapé – Calderas 110 kV > 100%
	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 100%	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 100%
	Lorenzo – Río Claro 110 kV > 88%	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 88%
	Claro – Cocorná > 78%	Río Claro – Cocorná 110 kV > 82%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 6-57, con la incorporación de la generación Santo Domingo en el STR del Oriente de Antioquia (Santo Domingo), sin ninguna expansión se podrían presentar dificultades para la evacuación de la generación, ante contingencias sencillas en el STR tales como los corredores Guatapé – Calderas 110 kV, San Lorenzo – Río Claro 110 kV, Río Claro – Cocorná 110 kV y la Ceja – Sonsón 110 kV.

De acuerdo con lo anterior, frente al escenario de la conexión del total de la generación, sin considerar expansión, no sería posible su incorporación debido a la gran capacidad de generación a conectar en el STR, lo cual sumado con el desarrollo que ha tenido el área en relación a plantas de generación plantearía condiciones críticas para el área en relación a la evacuación de energía.

Desempeño de las alternativas: Alternativa i)

Nuevo punto de conexión Nuevo Siete 230 kV, mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – Nuevo Siete 230 kV – Esmeralda 230 kV.

Con respecto a esta alternativa y como se mencionó anteriormente, se hicieron dos sensibilidades, correspondientes al desarrollo del STR asociado al mismo, i.a) considerando la reconfiguración de la línea Hispania – Quibdó (Maniobra) 110 kV en Quibdó (maniobra) - El Siete (nuevo) – Hispania 110 kV y i.b) considerando sólo la línea El Siete (nuevo) – Quibdó (Maniobra) 110 kV con el fin de conocer el desempeño del sistema y definir el desarrollo más óptimo.

Desempeño Alternativa i.a) considerando sólo la generación asociada a El Siete 110 kV (CAA, CAB y CARG):

Tabla 6-58: Desempeño del sistema con alternativa i.a) y generación en El Siete 110 kV.

Generación CAA, CAB y CARG en El Siete 110 kV Conexión el proyecto Nuevo Siete 230/110 kV - 2 Transformadores de 180 MVA Reconfiguración de la línea Ancón Sur - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur - Nuevo Siete - Esmeralda 230 kV y considerando la reconfiguración de la línea Hispania - Quibdó (Maniobra) 110 kV en Quibdó (maniobra) - El Siete (nuevo) - Hispania 110 kV

GENERACIÓN	Máxima Generación en el área - Mínima demanda	
	2020	2022
C.N.O	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 8% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 40%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 6% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 44%
N-1 Transformador Ancón Sur 220/110 kV	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 10% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 42%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 8% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 48%
N-1 Transformador El Siete II 220/110 kV	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 10% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 42%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 8% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 48%
N-1 Línea El Amaga - Ancón Sur 110 kV	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 18% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 34%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 16% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 40%
N-1 Línea Bolombolo - Hispania 110 kV	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 14% Bolombolo - Hispania 110 kV > 0% Bolombolo - Barroso 110 kV > 36%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 12% Bolombolo - Hispania 110 kV > 0% Bolombolo - Barroso 110 kV > 42%
N-1 Línea Bolombolo - Barroso 110 kV	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 12% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 0%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 18% Bolombolo - Hispania 110 kV > 14% Bolombolo - Barroso 110 kV > 0%
N-1 Línea Barroso - El Siete 110 kV	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 4% Bolombolo - Hispania 110 kV > 12% Bolombolo - Barroso 110 kV > 22%	Amaga - Ancón Sur 110 kV > 6% Bolombolo - Hispania 110 kV > 14% Bolombolo - Barroso 110 kV > 22%

Fuente de tabla: UPME

La alternativa evaluada permite la conexión de la generación asociada a El Siete, sin ninguna restricción de sobrecarga, en condiciones de máxima generación y mínima demanda.

Una vez analizado el desempeño adecuado de esta alternativa para la incorporación de las plantas CAA, CAB y CARG; se procedió a revisar si este desarrollo de Red era suficiente para la conexión adicional de la generación de San Juan. El análisis correspondiente se presenta a continuación

Desempeño Alternativa i.a) considerando las generaciones en El Siete 110 kV (CAA, CAB y CARG) e Hispania 110 kV (san Juan):

Tabla 6-59: Desempeño del sistema con alternativa i.a) y generación en El Siete 110 kV e Hispania 110 kV.

Generación CAA, CAB y CARG en El Siete 110 kV y conexión de la generación en Hispania de San Juan. Conexión el proyecto Nuevo Siete 230/110 kV - 2 Transformadores de 180 MVA. Reconfiguración de la línea Ancón Sur - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur - Nuevo Siete - Esmeralda 230 kV y considerando la reconfiguración de la línea Hispania - Quibdó (Maniobra) 110 kV en Quibdó (maniobra) - El Siete (nuevo) - Hispania 110 kV.

GENERACIÓN	Máxima Generación en el área – Mínima demanda	
	2020	2022
C.N.O	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 46% Bolombolo – Hispania 110 kV > 60% Bolombolo – Barroso 110 kV > 30%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 46% Bolombolo – Hispania 110 kV > 62% Bolombolo – Barroso 110 kV > 34%
N-1 Transformador Ancón Sur 220/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 46% Bolombolo – Hispania 110 kV > 60% Bolombolo – Barroso 110 kV > 30%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 48% Bolombolo – Hispania 110 kV > 62% Bolombolo – Barroso 110 kV > 34%
N-1 Transformador Nuevo Siete 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 52% Bolombolo – Hispania 110 kV > 64% Bolombolo – Barroso 110 kV > 34%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 52% Bolombolo – Hispania 110 kV > 66% Bolombolo – Barroso 110 kV > 38%
N-1 Línea Amaga – Ancón Sur 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 76% Bolombolo – Hispania 110 kV > 50% Bolombolo – Barroso 110 kV > 18%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 76% Bolombolo – Hispania 110 kV > 54% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%
N-1 Línea Bolombolo – Hispania 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 30% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 64% Hispania – Siete 110 kV > 11%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 28% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 70% Hispania – Siete 110 kV > 11%
N-1 Línea Hispania – El Siete 110 kV	Bolombolo – Hispania 110 kV > 11%	Bolombolo – Hispania 110 kV > 11%
N-1 Línea Barroso - El Siete 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 44% Bolombolo – Hispania 110 kV > 62% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 44% Bolombolo – Hispania 110 kV > 68% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%

Fuente de tabla: UPME

De acuerdo con el comportamiento del sistema, para la alternativa propuesta, se observa que al incorporar la generación asociada a Hispania 110 kV, considerando el desarrollo de Red planteado en esta alternativa, se presentan problemas de sobrecarga al incorporar la generación adicional, por lo tanto, frente a la posibilidad de conectar ésta generación adicional, también sería necesario contar con el desarrollo de una obra adicional.

Desempeño Alternativa i.b) considerando sólo la generación asociada a El Siete 110 kV (CAA, CAB y CARG):

Nuevo punto de conexión Nuevo Siete 230 kV, mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – Nuevo Siete 230 kV – Esmeralda 230 kV y considerando la línea del STR El Siete (nuevo) – Quibdó 110 kV (Maniobra).

Tabla 6-60: Desempeño del sistema con alternativa i.b) y la generación en El Siete 110 kV.

Generación CAA, CAB y CARG en El Siete 110 kV Conexión el proyecto Nuevo Siete 230/110 kV - 2 Transformadores de 180 MVA Reconfiguración de la línea Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur - Nuevo Siete - Esmeralda 230 kV y considerando la línea del STR El Siete – Quibdó 110 kV (Maniobra)		
GENERACIÓN	Máxima Generación en el área – Mínima demanda	
	2020	2022
C.N.O	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 8% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 40%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 6% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 44%
N-1 Transformador Ancón Sur 220/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 10% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 42%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 8% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 48%
N-1 Transformador Nuevo Siete 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 10% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 42%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 8% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 48%
N-1 Línea El Amaga – Ancón Sur 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 18% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 34%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 16% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 40%
N-1 Línea Bolombolo – Hispania 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 14% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 36%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 12% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 42%
N-1 Línea Bolombolo – Barroso 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 12% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 0%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 18% Bolombolo – Hispania 110 kV > 14% Bolombolo – Barroso 110 kV > 0%
N-1 Línea Barroso - El Siete 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 4% Bolombolo – Hispania 110 kV > 12% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 6% Bolombolo – Hispania 110 kV > 14% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%

Fuente de tabla: UPME

De acuerdo con el desempeño obtenido, se observa que la alternativa propuesta, permite la conexión de la generación asociada a El Siete 110 kV, sin ninguna restricción de sobrecarga en condiciones de máxima generación y mínima demanda, en cuyo caso, sería una alternativa más barata que la alternativa i.a) y más eficiente en el desarrollo de red.

Desempeño Alternativa i.b) considerando las generaciones en El Siete 110 kV (CAA, CAB y CARG) e Hispania 110 kV (san Juan):

Nuevo punto de conexión el Siete 230 kV, mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – El Siete 230 kV y El Siete – Esmeralda 230 kV y considerando la línea el Siete (nuevo) – Quibdó 110 kV (Maniobra).

Tabla 6-61: Desempeño del sistema con alternativa i.b) y las generaciones en El Siete 110 kV e Hispania 110 kV

Generación CAA, CAB y CARG en El Siete 110 kV y conexión de la generación en Hispania de San Juan. Conexión el proyecto Nuevo Siete 230/110 kV - 2 Transformadores de 180 MVA Reconfiguración de la línea Ancón Sur - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – Nuevo Siete - Esmeralda 230 kV y considerando la línea del STR El Siete (nuevo) – Quibdó 110 kV (Maniobra).		
GENERACIÓN	Máxima Generación en el área – Mínima demanda	
	2020	2022
C.N.O.	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 58% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 20%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 58% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 20%
N-1 Transformador Ancón Sur 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 58% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 58% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%
N-1 Transformador Nuevo Siete 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 62% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 64% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%
N-1 Línea El Amaga - Ancón Sur 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 10% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 24%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 10% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 24%
N-1 Línea Bolombolo - Hispania 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 12% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 42%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 12% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 42%
N-1 Línea Bolombolo - Barroso 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 54% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 0%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 54% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 0%
N-1 Línea Barroso - El Siete 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 66% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 66% Bolombolo – Hispania 110 kV > 10% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%

Fuente de tabla: UPME

Con esta alternativa, se observa que al incorporarse adicionalmente la generación en Hispania 110 kV, con la infraestructura planteada en esta conexión, no sería posible considerar la generación adicional (al igual que la alternativa i.a), por lo tanto frente a la posibilidad de conectar una generación adicional a la de las plantas CAA, CAB y CARG , sería necesario contar con el desarrollo de una obra adicional para que no se presenten problemas debido a la sobrecarga de los elementos, para lo cual se planteó la alternativa ii).

Desempeño de las alternativas: Alternativa ii)

Nuevo punto de conexión en Nueva Hispania 230 kV mediante reconfiguración de los enlaces Ancón Sur – Nuevo Siete 230 kV en Ancón Sur – Nueva Hispania – Nuevo Siete 230 kV y la reconfiguración de Esmeralda – Nuevo Siete 230 kV en Esmeralda – Nueva Hispania – Nuevo Siete 230 kV.

Tabla 6-62: Desempeño del sistema con alternativa ii)

Generación CAA, CAB y CARG en El Siete 110 kV y conexión de la generación en Hispania de San Juan Conexión el proyecto El Siete 220/110 kV - 2 Transformadores de 180 MVA Reconfiguración de la Línea Ancón Sur - Esmeralda 220 kV en la línea Ancón Sur - El Siete2 - Esmeralda 220 kV e Hispania 230 kV y obras asociadas del STN/STR de Hispania		
GENERACIÓN	Máxima Generación en el área, Mínima demanda	
	2020	2022
C.N.O.	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 30% Bolombolo – Hispania 110 kV > 20% Bolombolo – Barroso 110 kV > 42%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 26% Bolombolo – Hispania 110 kV > 24% Bolombolo – Barroso 110 kV > 40%
N-1 Transformador Nueva Hispania 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 32% Bolombolo – Hispania 110 kV > 28% Bolombolo – Barroso 110 kV > 38%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 28% Bolombolo – Hispania 110 kV > 30% Bolombolo – Barroso 110 kV > 38%
N-1 Transformador Nuevo Siete 230/110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 30% Bolombolo – Hispania 110 kV > 20% Bolombolo – Barroso 110 kV > 46%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 26% Bolombolo – Hispania 110 kV > 22% Bolombolo – Barroso 110 kV > 46%
N-1 Línea El Amaga – Ancón Sur 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 52% Bolombolo – Hispania 110 kV > 16% Bolombolo – Barroso 110 kV > 34%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 54% Bolombolo – Hispania 110 kV > 20% Bolombolo – Barroso 110 kV > 38%
N-1 Línea Bolombolo – Hispania 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 22% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 52%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 22% Bolombolo – Hispania 110 kV > 0% Bolombolo – Barroso 110 kV > 58%
N-1 Línea Bolombolo – Barroso 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 20% Bolombolo – Hispania 110 kV > 40% Bolombolo – Barroso 110 kV > 0%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 20% Bolombolo – Hispania 110 kV > 48% Bolombolo – Barroso 110 kV > 0%
N-1 Línea Barroso – El Siete 110 kV	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 26% Bolombolo – Hispania 110 kV > 32% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%	Amaga – Ancón Sur 110 kV > 26% Bolombolo – Hispania 110 kV > 40% Bolombolo – Barroso 110 kV > 22%

Fuente de tabla: UPME

El desempeño con esta alternativa, permite solucionar los problemas de sobrecargas que se presentaban con las alternativas anteriores, al considerar la incorporación de la generación total, asociada a El Siete 110 kV e Hispania 110 kV; por tal razón, en caso de considerarse la generación total es necesario la definición de desarrollos de Red adicionales, una vez se surtan los procedimientos regulatorios con el Operador de Red.

Desempeño de las alternativas: Alternativa iii) Oriente Antioqueño

Nuevo punto de conexión en San Lorenzo 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – San Lorenzo y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV.

Tabla 6-63: Desempeño del sistema con alternativa iii) Oriente Antioqueño

Nuevo punto de conexión en San Lorenzo 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – San Lorenzo y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV

GENERACIÓN	Máxima Generación en el área – Mínima demanda	
	2020	2022
N-1 Línea Guatapé – Calderas 110 kV	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 32%	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 42%
	Río Claro – Cocorná 110 kV > 22%	Río Claro – Cocorná 110 kV > 30%
	Cocorná – Pto. Nare 110 kV > 10%	Cocorná – Pto. Nare 110 kV > 10%
	San Lorenzo – Sonsón 110 kV > 10%	San Lorenzo – Sonsón 110 kV > 12%
	Sonsón – La Ceja 110 kV > 32%	Sonsón – La Ceja 110 kV > 32%
N-1 Línea San Lorenzo – Río Claro 110 kV	Guatapé – Calderas 110 kV > 38%	Guatapé – Calderas 110 kV > 44%
	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 20%	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 26%
N-1 Línea Río Claro – Cocorná 110 kV	Guatapé – Calderas 110 kV > 34%	Guatapé – Calderas 110 kV > 40%
	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 18%	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 22%
N-1 Línea Sonsón – La Ceja 110 kV	Guatapé – Calderas 110 kV > 36%	Guatapé – Calderas 110 kV > 40%
	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 18%	Calderas – San Lorenzo 110 kV > 22%
	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 32%	San Lorenzo – Río Claro 110 kV > 38%
	Río Claro – Cocorná 110 kV > 22%	Río Claro – Cocorná 110 kV > 28%

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, la obra propuesta mejora las condiciones de evacuación del área, permitiendo la posibilidad de no solo conectar la capacidad asociada a Santo Domingo, sino que, potencializa la conexión de la generación en una zona de gran potencial energético.

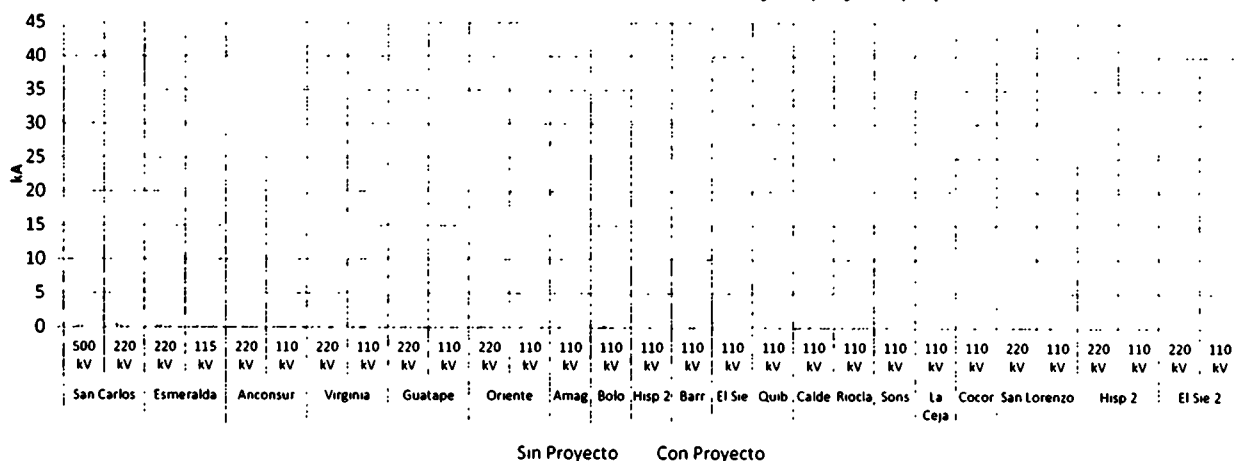
6.3.6.5. Análisis de Corto Circuito

A continuación se presenta el análisis de corto circuito para el año 2020, considerando la entrada de todos los proyectos de generación, debido a que éste sería el año que se propone para la puesta en servicio de los proyectos de expansión recomendados en los análisis.

En este análisis se presenta una comparación entre los niveles de corto circuito ante falla trifásica y monofásica para las subestaciones del área de influencia del proyecto propuesto.

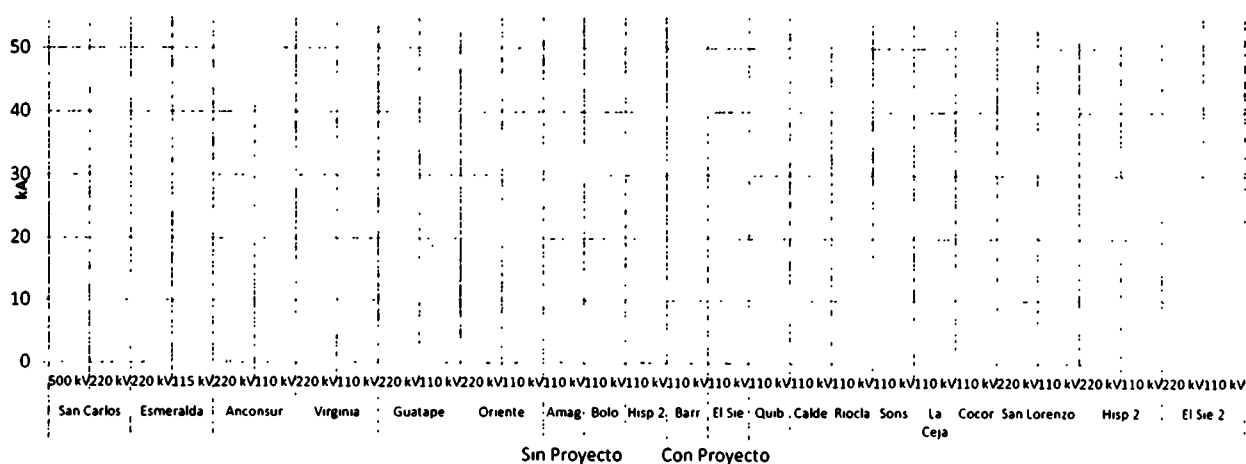
De los resultados obtenidos, presentados en la Gráfica 6-66 y Gráfica 6-67 para el nivel de corto circuito, se observa que la conexión de los proyectos planteados conllevan el aumento los niveles de corto en las subestaciones del área.

Gráfica 6-66: Nivel de cortocircuito trifásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-67: Nivel de cortocircuito monofásico año 2020 con y sin proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

6.3.6.6. Evaluación Económica

A continuación se presenta la evaluación económica realizada para cada una de las alternativas propuestas:

Beneficios:

Para la estimación de los beneficios, se empleó la 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 de la demanda, la conexión de una planta de generación, se resume de manera general en la siguiente expresión¹⁸:

¹⁸ Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual estos dos factores serían un costo del proyecto de generación

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

Dónde:

- B : Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i : Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i .
- CRO : Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k : Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i} : Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i . Es el 20% de la demanda de energía proyectada.
- E_{c_i} : Energía que se tranza en contratos durante el mes i . Es el 80% de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q, i)$: Es el periodo de conjuntos i que pertenecen al conjunto q .
- CM_{sproxy_i} : Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i .
- CM_{cproxy_i} : Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i .
- CR_{sproxy_i} : Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- CR_{cproxy_i} : Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes i , considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{sproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , considerando el proyecto de generación.

Así mismo, los costos asociados a la conexión del proyecto de generación, están dados por la siguiente expresión¹⁹:

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

Dónde:

- C : Costos totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.

¹⁹ 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.

Para el caso particular de evaluar la incorporación de las plantas de generación, se tiene la siguiente expresión:

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

El cálculo de los beneficios de los proyectos, se realizó estimando la reducción del costo marginal para diferentes escenarios, y considerando una sensibilidad respecto a la posible materialización o no de los beneficios, los escenarios evaluados se muestran a continuación:

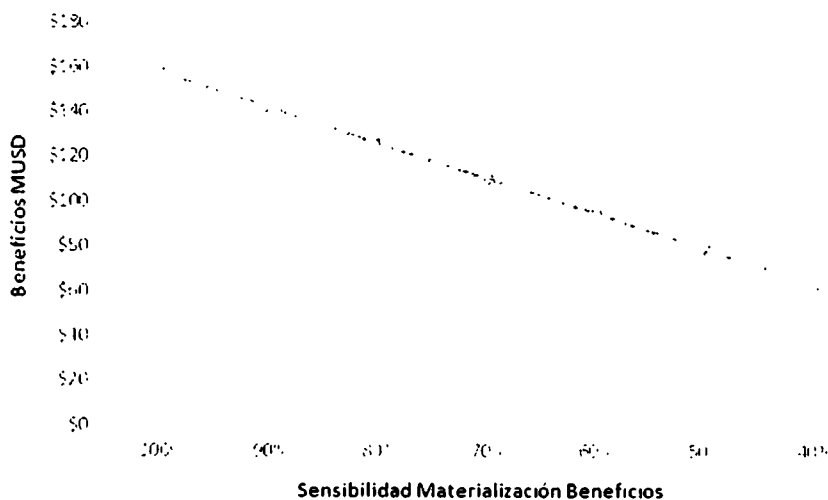
Tabla 6-64: Casos analizados según los bloques de generación.

Sensibilidad % Materialización Beneficios	Reducción Conexión generación Chocó	Reducción Conexión generación San Juan	Reducción Conexión generación Santo Domingo
100%	★	★	★
80%	★	★	★
60%	★	★	★
40%	★	★	★

Fuente de tabla: UPME

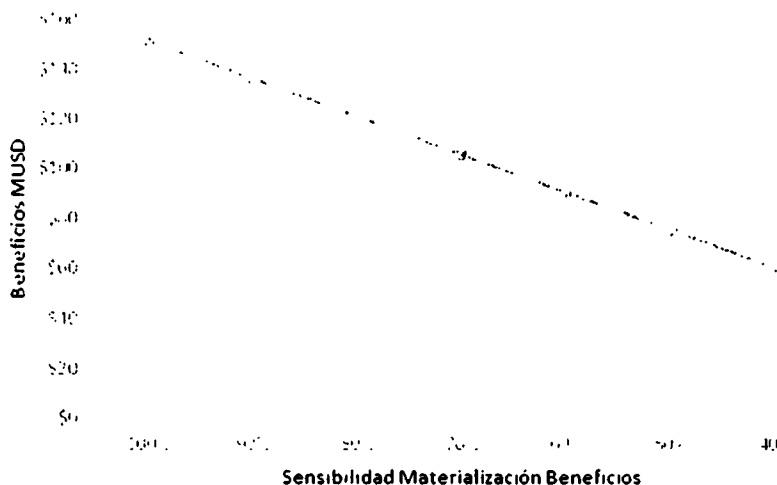
A continuación, se presenta el valor presente obtenido a partir de la reducción del costo marginal, correspondiente a la incorporación a cada uno de los bloques de generación en el área y sensibilizado desde la materialización del 100% de los beneficios hasta el 40% de los mismos, teniendo en cuenta que el modelo es un modelo de costo y no de mercado.

Gráfica 6-68: Beneficios obtenidos con la incorporación de la generación en Chocó.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-69: Beneficios obtenidos con la incorporación de la generación en Antioquia – Río San Juan.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-70: Beneficios obtenidos con la incorporación de la generación en Antioquia – Santo Domingo.



Fuente de gráfica: UPME

Costos:

- Valoración de los activos de la Red de Transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008, para cada una de las alternativas.
- En la Tabla 6-65, se presenta el resultado de la evaluación económica de las obras requeridas para los proyectos de expansión relacionados con la conexión de cada una de las plantas de generación en el área:

Tabla 6-65: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.

	USD Millones (dic 2014)
Costos El Siete	28 41
Costo Río San Juan	6 68
Costo San Lorenzo	11 84

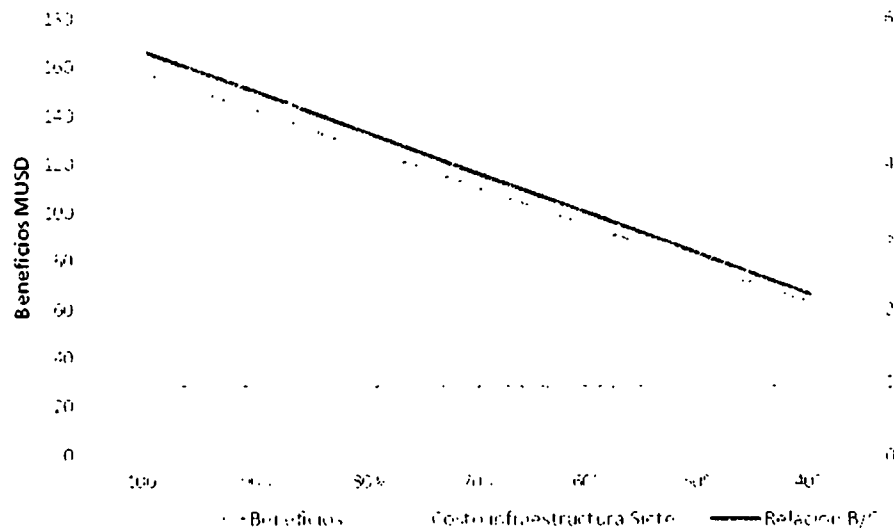
Fuente de tabla: UPME

En relación al proyecto Río San Juan, es importante indicar que los análisis presentados son referenciales y no tienen como fin recomendar la obra, sino más bien realizar los análisis para su futura recomendación, una vez se cumplan todos los procedimientos regulatorios requeridos por parte del OR.

Relación Beneficio/Costo:

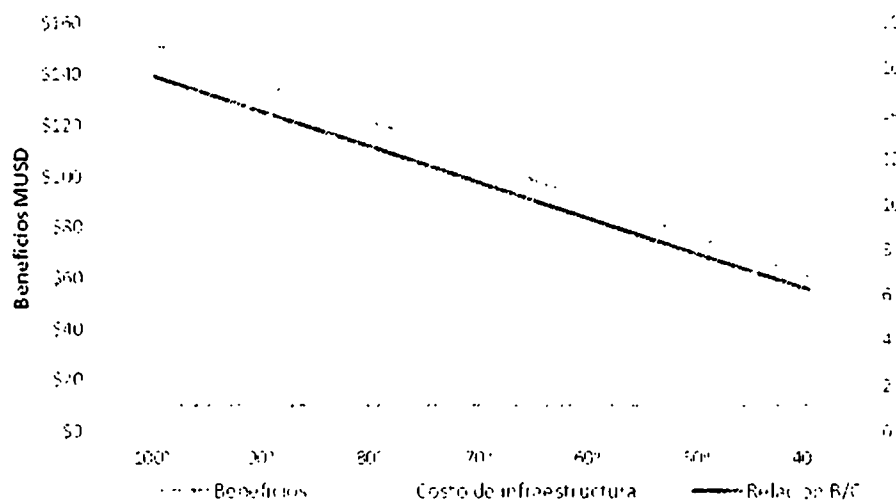
De acuerdo con lo anterior, se presentan los resultados de la relación beneficio costo obtenida para cada uno de los proyectos de generación a partir del desarrollo de Red propuesto:

Gráfica 6-71: Relación B/C para la incorporación de la generación en Chocó – El Siete (Chocó).



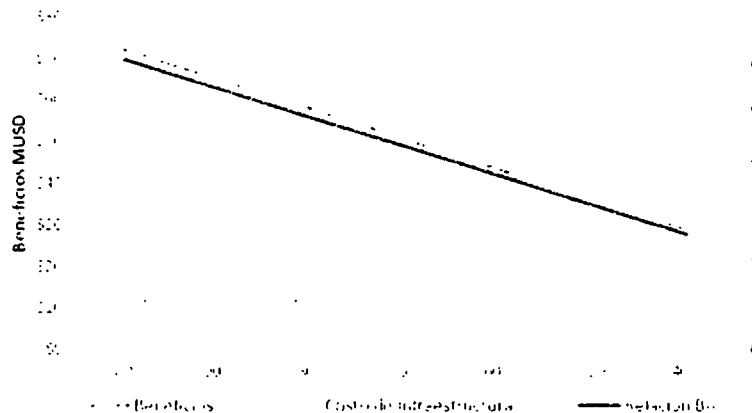
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-72: Relación B/C para la incorporación de la generación en Chocó – Hispania (San Juan).



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-73: Relación B/C para la incorporación de la generación en Antioquia (Santo Domingo).



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 6-71, Gráfica 6-72 y Gráfica 6-73, la relación Beneficio/Costo está por encima de 1 inclusive para el caso en que se ajusten los beneficios hasta el 40%, por lo cual, los proyectos planteados son proyectos viables económicamente.

6.3.6.7. Conclusiones

- Para la conexión del parque generador en la zona, sin la definición de obras adicionales, no sería posible conectar tal capacidad; en este sentido, es clara la necesidad de definir obras adicionales para la evacuación de la generación a conectar en esta área dada la gran capacidad solicitada.
- Como resultado de los análisis, se propone la expansión que permitiría la evacuación de la generación en el área Antioquia – Chocó, que para el caso particular de la generación de las plantas CAA, CAB y CARG se planteó la alternativa i.b.).
- Para la conexión de la generación de Santo Domingo, se hace necesario plantear la definición del proyecto San Lorenzo (Alternativa iii).
- Si bien se realizaron los análisis para la conexión de la planta San Juan, en tanto no se lleven a cabo todos los ordenamientos regulatorios, no se procederá a definir la obra definitiva.
- El Opreaodr de Red DISPAC, indica la dificultad de espacio en la actual subestación El Siete, por lo cual, los análisis contemplan la posibilidad de ubicar la subestación propuesta en un punto cercano a El Siete actual.

6.3.6.8. Recomendaciones

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN y Sistema de Transmisión Regional – STR asociado a El siete 2 y San Lorenzo:

- Nuevo punto de conexión en Nuevo Siete 230 kV, mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – Nuevo Siete 230 kV y Nuevo Siete – Esmeralda 230 kV.
- Nuevo circuito El Siete – Quibdó (Maniobra), reformulando el proyecto aprobado en el Plan 2014 – 2028 correspondiente al nuevo circuito Hispania – Quibdo (Maniobra).

Fecha Entrada en Servicio: Noviembre de 2020.

- Nuevo punto de conexión en San Lorenzo 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – San Lorenzo y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV.

Fecha Entrada en Servicio: Noviembre de 2020.