



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Evaluación de políticas de adaptación ante el cambio climático**

**Walter Duván Zuluaga Ramírez**

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

Medellín, Colombia

2015



# **Evaluación de políticas de adaptación ante el cambio climático**

**Walter Duván Zuluaga Ramírez**

Tesis presentada como requisito para optar al título de:  
**Magíster en Ingeniería de Sistemas**

Director:

Ph.D. Carlos Jaime Franco C.

Línea de Investigación:

Investigación de Operaciones

Grupo de Investigación:

Sistemas e Informática

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

Medellín, Colombia

2015



## **Agradecimientos**

A mi familia por su apoyo y consejo, por brindarme siempre un momento de luz para encontrar la salida en los momentos difíciles, dándome la fortaleza necesaria en cada uno de los momentos de mi vida, en especial durante toda esta etapa de preparación para mi desempeño profesional.

Al profesor Carlos Jaime Franco C., Ph. D, Profesor Titular de la Universidad Nacional de Colombia y Director de Tesis, por su invaluable asesoría y orientación, pero sobre todo por su paciencia, disposición y sus admirables enseñanzas las cuales no se limitaron solo al tema de estudio sino que además hizo infinitos aportes a mi crecimiento como persona.

Al profesor Isaac Dyner R., Ph. D, Decano de la Facultad de Ciencias Naturales e Ingeniería de la Universidad del Rosario de Bogotá, por su orientación y asesoría en las diferentes etapas de este proceso, las cuales representaron una ayuda fundamental en los resultados obtenidos.

A la Universidad Nacional de Colombia que por espacio de ocho años se convirtió en mi segundo hogar, de la cual guardo los más bellos recuerdos e inmensos sentimientos de gratitud.

A Empresas Públicas de Medellín E.S.P por haber hecho posible la realización de los proyectos “Instituciones y políticas en el camino hacia una economía baja en carbono” y “Estrategias de EPM frente a la transformación económica en energía” en las cuales está enmarcada mi tesis.



## Resumen

El presente trabajo se hace con el objetivo de evaluar políticas de adaptación que contribuyan a la reducción de la vulnerabilidad del sector eléctrico ante el Cambio Climático; a través del modelado con Dinámica de Sistemas. Se establece cuáles son los factores de susceptibilidad que evidencian un mayor impacto debido al Cambio Climático y las implicaciones que lleva consigo esta problemática que afecta a todas las regiones del planeta. Igualmente se busca resaltar la importancia de construir un plan de adaptación en el sector eléctrico para hacer frente a los retos que trae consigo el complejo problema de cambio climático, como son: la reducción en los recursos como el agua; indispensable en la generación de energía en un país con alta generación hidroeléctrica como Colombia, el aumento en el uso de aire acondicionado para mitigar las jornadas de calor; el cual influye fuertemente en el crecimiento de la demanda eléctrica, conllevando a un aumento en la volatilidad del precio de la electricidad en Colombia.

**Palabras clave:** Adaptación, Vulnerabilidad, Cambio Climático, Sector Eléctrico

## **Abstract**

This work is done in order to evaluate adaptation policies that contribute to the reduction in the electricity sector vulnerability to Climate Change; through system dynamics modeling. It establishes what susceptibility factors are evidencing a greater impact due to the climate change and the implications that this entails problems affecting all regions of the planet. Also seeks to highlight the importance of creating an adaptation plan for the electricity sector to face the challenges brought about by the complex climate system, such as: the reduction of water; essential in the power generation, increase in the use of air conditioning to mitigate heat days that strongly influence the growth of electricity demand; which can lead to higher cost of electricity in Colombia.

**Keywords:** Adaptation, Vulnerability, Climate Change, Electricity Sector



# Contenido

	<b>Pág.</b>
<b>Agradecimientos</b> .....	<b>V</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>VII</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>XII</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>XVI</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b> .....	<b>17</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>19</b>
<b>Capítulo 1. Antecedentes</b> .....	<b>22</b>
1.1 Calentamiento Global y Cambio Climático .....	23
1.2 El problema al que se enfrenta el planeta .....	25
1.3 Definiendo posibles soluciones .....	26
1.4 Adaptación al Cambio Climático.....	28
1.5 Vulnerabilidad ante el Cambio Climático .....	29
1.6 Vulnerabilidad de Colombia ante el Cambio Climático .....	32
1.7 Plan de Adaptación de Colombia ante los Impactos del Cambio Climático ....	34
1.8 Adaptación del Sector Eléctrico a los Impactos del Cambio Climático.....	35
<b>Capítulo 2. Estructura del Sector Eléctrico</b> .....	<b>40</b>
2.1. Estructura Institucional del Sector Eléctrico .....	41
2.2. Estructura del Mercado Eléctrico.....	42
2.3. Sistema Interconectado Nacional.....	43
2.4. Capacidad Instalada del SIN .....	46
2.5. Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad .....	51
<b>Capítulo 3. Definición del Problema de Investigación</b> .....	<b>55</b>
<b>Capítulo 4. Estado del Arte</b> .....	<b>59</b>
<b>Capítulo 5.Objetivos y Metodología</b> .....	<b>66</b>
5.1. Objetivo General .....	66
5.2. Objetivos Específicos.....	66
5.3. Metodología: Dinámica de sistemas para el estudio de políticas de Adaptación al Cambio Climático .....	66

5.3.1.	Identificación del problema .....	67
5.3.2.	Hipótesis dinámica .....	68
5.3.3.	Formulación del modelo de simulación .....	68
5.3.4.	Validación.....	68
5.3.5.	Formulación de políticas y evaluación.....	69
<b>Capítulo 6. Modelo y Validación .....</b>	<b>70</b>	
6.1.	Arquitectura del Modelo .....	70
6.1.1.	Oferta .....	70
6.1.2.	Despacho .....	74
6.1.3.	Costos de Generación .....	78
6.2.	Modelo .....	86
6.3.	Supuestos del Modelo .....	87
6.4.	Hipótesis Dinámica .....	88
6.4.1.	Ciclos de Realimentación .....	88
6.4.2.	Diagramas de Flujos y Niveles .....	90
<b>Capítulo 7. Validación.....</b>	<b>97</b>	
7.1.	Validación de la Estructura .....	98
7.1.1.	Pruebas Directas de Estructura.....	98
7.1.2.	Pruebas de Comportamiento Orientadas a la Estructura .....	99
7.2.	Validación del Comportamiento.....	101
<b>Capítulo 8. Análisis de Resultados .....</b>	<b>104</b>	
8.1.	Análisis de Escenarios.....	105
8.1.1.	Escenario Base E1 .....	106
8.1.2.	Escenario E2.....	110
8.1.3.	Escenario E3.....	111
8.1.4.	Escenario E4.....	112
8.1.5.	Escenario E5.....	113
8.1.6.	Escenario E6.....	114
8.1.7.	Escenario E7.....	115
8.2.	Análisis Comparativo de Escenarios .....	121
8.3.	Formulación de Políticas.....	126
<b>Capítulo 9. Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>129</b>	
8.4.	Conclusiones.....	129
8.5.	Trabajo Futuro.....	133
<b>A. Anexo: Datos de caudal .....</b>	<b>134</b>	
<b>Referencias .....</b>	<b>138</b>	



## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1-1.</b> Emisiones de CO2 desde 1960 al 2010 en Millones de Toneladas.....	24
<b>Figura 1-2.</b> Temperatura Media Global de la Tierra en °C.....	25
<b>Figura 1-3.</b> Países con un nivel alto de vulnerabilidad ante el Cambio Climático.....	31
<b>Figura 1-4.</b> Complementariedad hidráulica-eólica entre las series de caudales medios mensuales del Río Nare y la velocidad promedio de vientos en la alta Guajira.....	37
<b>Figura 2-1.</b> Evolución de la reestructuración del sector eléctrico.....	40
<b>Figura 2-2.</b> Estructura Institucional del Sector Eléctrico.....	42
<b>Figura 2-3.</b> Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano.....	43
<b>Figura 2-4.</b> Sistema Interconectado Nacional.....	44
<b>Figura 2-5.</b> Capacidad instalada en líneas de transmisión del SIN.....	45
<b>Figura 2-6.</b> Mapa de zonas interconectadas y ZNI.....	46
<b>Figura 2-7.</b> Capacidad instalada en generación eléctrica SIN por tecnología.....	47
<b>Figura 2-8.</b> Distribución de la capacidad instalada en generación eléctrica SIN.....	47
<b>Figura 2-9.</b> Función de demanda de energía firme.....	53
<b>Figura 3-1.</b> Distribución de la generación real por tipo de tecnología 1996-2012.....	56
<b>Figura 3-2.</b> Evolución de reservas de gas natural 2010-2023.....	57
<b>Figura 3-3.</b> Escenarios de demanda de gas natural 2014-2023.....	57
<b>Figura 3-4.</b> Balance nacional de gas natural 2014-2023.....	58
<b>Figura 5-1.</b> Proceso de Modelado en Dinámica de Sistemas.....	67
<b>Figura 6-1.</b> Curva para despacho por mérito.....	75

---

<b>Figura 6-2.</b> Proyección de demanda de energía eléctrica SIN 2014-2028.....	76
<b>Figura 6-3.</b> Esquema de análisis del costo de generación.....	79
<b>Figura 6-4.</b> Costos totales por kWh por tipo de tecnología 2013.....	81
<b>Figura 6-5.</b> Relaciones entre las componentes del modelo.....	87
<b>Figura 6-6.</b> Diagrama causal del sistema eléctrico.....	88
<b>Figura 6-7.</b> Ciclo de balance B1.....	89
<b>Figura 6-8.</b> Ciclo de balance B2.....	90
<b>Figura 6-9.</b> Diagrama de embalses – Generación hidroeléctrica.....	91
<b>Figura 6-10.</b> Diagrama de oferta tecnologías – Despacho por mérito.....	92
<b>Figura 6-11.</b> Diagrama de ventas – utilidades en generación – Generación por tecnología.....	93
<b>Figura 6-12.</b> Diagrama de costos – Oferta menores, cogeneración y termoeléctricas...	94
<b>Figura 6-13.</b> Diagrama de expansión en capacidad .....	95
<b>Figura 6-14.</b> Diagrama de inversión en capacidad – Margen capacidad - Demanda eléctrica .....	96
<b>Figura 7-1.</b> Secuencia de validación propuesta por Barlas.....	97
<b>Figura 7-2.</b> Estructura del despacho por mérito - Formación del precio bolsa.....	99
<b>Figura 7-3.</b> Prueba con valores extremos - Demanda cero - Generación es cero.....	100
<b>Figura 7-4.</b> Prueba con valores extremos - demanda mayor que generación.....	100
<b>Figura 7-5.</b> Prueba de comportamiento – Plan de expansión 2014-2028.....	101
<b>Figura 7-6.</b> Prueba de comportamiento – Plan de expansión 2014-2028 simulado....	102
<b>Figura 8-1.</b> Generación de electricidad por tecnología.....	107
<b>Figura 8-2.</b> Nivel de embalses clasificados por nivel de regulación.....	107
<b>Figura 8-3.</b> Vertimiento por nivel de regulación.....	108
<b>Figura 8-4.</b> Capacidad Instalada por tecnología.....	108
<b>Figura 8-5.</b> Margen del sistema.....	109

---

<b>Figura 8-6.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario base.....	110
<b>Figura 8-7.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario E2.....	111
<b>Figura 8-8.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario E3.....	112
<b>Figura 8-9.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario E4.....	113
<b>Figura 8-10.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario E5.....	114
<b>Figura 8-11.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario E6.....	115
<b>Figura 8-12.</b> Crecimiento promedio anual de capacidad instalada de diferentes fuentes renovables .....	116
<b>Figura 8-13</b> Plan de expansión 2014-2028 con adición de las tecnologías renovables del E7.....	117
<b>Figura 8-14.</b> Generación por Tecnología con adición de las renovables del E7.....	118
<b>Figura 8-15.</b> Evolución del precio de la electricidad – Escenario E7.....	119
<b>Figura 8-16.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E1.....	120
<b>Figura 8-17.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E2.....	121
<b>Figura 8-18.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E3.....	121
<b>Figura 8-19.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E4.....	122
<b>Figura 8-20.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E5.....	122
<b>Figura 8-21.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E6.....	123
<b>Figura 8-22.</b> Evolución del precio de la electricidad del escenario E7.....	123



## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 2-1.</b> Capacidad efectiva de generación térmica por fuente.....	49
<b>Tabla 2-2.</b> Plan de expansión en capacidad instalada 2014-2028.....	50
<b>Tabla 6-1.</b> Aportes medios históricos discriminados por mes del año en GWh.....	72
<b>Tabla 6-2.</b> Clasificación de los embalses según el nivel de regulación.....	74
<b>Tabla 6-3.</b> Proyección de Demanda Eléctrica Anual SIN 2015-2028.....	77
<b>Tabla 6-4.</b> Proyección de Demanda Eléctrica Anual Desagregada 2015-2028.....	77
<b>Tabla 6-5.</b> Costo O&M de la planta de generación por tecnología.....	79
<b>Tabla 6-6.</b> Capacidad Instalada-Vida útil de las plantas por tipo.....	80
<b>Tabla 6-7.</b> Proyección del precio del gas 2012-2028 principales centrales térmicas de la costa.....	82
<b>Tabla 6-8.</b> Proyección del precio del gas 2012-2028 principales centrales térmicas interior.....	84
<b>Tabla 6-9.</b> Proyección del precio del carbón 2012-2028.....	85
<b>Tabla 6-10.</b> Consumo de combustibles en el SIN.....	86
<b>Tabla 8-1.</b> Escenarios propuestos para el análisis de resultados.....	105
<b>Tabla 8-2.</b> Análisis comparativo de la volatilidad del precio de la electricidad.....	124



# Lista de Abreviaturas

**ASIC** = Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

**CAC** = Comité Asesor de Comercialización

**CDB** = Convención sobre la Diversidad Biológica

**CE** = Costo del Entrante

**CEE** = Costo Equivalente en Energía

**CMNUCC** = Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

**CND** = Centro Nacional de Despacho

**CNO** = Consejo Nacional de Operación

**CNULD** = Convención de las Naciones Unidas para la Lucha contra la Desertificación y la Sequía

**CONPES** = Consejo Nacional de Política Económica y Social

**COP** = Conferencia de las Partes

**CREG** = Comisión Reguladora de Energía y Gas

**DNP** = Departamento Nacional de Planeación

**ENFICC** = Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

**ETESA** = Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

**FEDESARROLLO** = Centro de Investigación Económica y Social

**GEI** = Gases de Efecto Invernadero

**IDEAM** = Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

**IPCC** = Grupo Intergubernamental para el Cambio Climático

**MADS** = Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

**MEM** = Mercado de Energía Mayorista

**MME** = Ministerio de Minas y Energía

**OCDE** = Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos

**OEF** = Obligación de Energía Firme

**PIB** = Producto Interno Bruto

**PK**= Protocolo de Kyoto

**PNACC** = Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático

**SIN** = Sistema Interconectado Nacional

**SISCLIMA** = Sistema Nacional de Cambio Climático

**SRES** = Special Report on Emissions Scenarios

**SSPD** = Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

**TIE** = Transacciones Internacionales de Electricidad

**UNFCCC** = United Nations Framework Convention on Climate Change

**UPME** = Unidad de Planeación Minero Energética

**XM** = Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

**ZNI** = Zonas No Interconectadas

## Introducción

La evidencia científica advierte que el planeta se expone a grandes riesgos, debido a un aumento en la acumulación de Gases Efecto Invernadero (GEI), los cuales provocan cambios drásticos en el sistema climático global.

Ante un eventual impacto sobre los sistemas naturales y socio-económicos mundiales, se realizan a nivel global y regional, numerosos eventos con la presencia de líderes de todo el mundo, en los cuales se debaten cuáles deben ser las estrategias que los países deben adoptar para reducir el riesgo y enfrentar los impactos que pueda generar los cambios en el clima global.

Colombia viene trabajando en la definición de políticas que contribuyan en la reducción del riesgo, y dado los factores de vulnerabilidad altos que presentan la sociedad, el medio ambiente y la infraestructura colombiana, se hace urgente establecer lineamientos claros que permitan a las instituciones nacionales prevenir cambios negativos en los mercados a consecuencia de una débil planeación en sectores vulnerables a los impactos del Cambio Climático como son: agropecuario, ambiental, económico, social y energético.

El sector eléctrico colombiano es altamente vulnerable ante los impactos potenciales que pueda generar el cambio climático, esto a causa de la alta dependencia que tiene el sector, de la generación hidroeléctrica, y dado que existe un riesgo alto de disminución en los caudales de los ríos y quebradas que surten a los embalses conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional), por tanto existe una necesidad real de reducir los riesgos y aprovechar las oportunidades de mercado que pueda traer consigo los cambios generados a causa del calentamiento global.

El aumento de la temperatura media también se convierte en un tema de análisis nacional, ya que se espera un incremento significativo en la demanda, como consecuencia del aumento en

el uso de sistemas de aire acondicionado, con el objetivo de mitigar las intensas jornadas de calor, que se espera para los próximos años.

El objetivo de este estudio parte de la base de un análisis de comportamiento y tendencias; y no de pronósticos. La estructura de este documento se presenta a continuación con el fin de orientar al lector en los temas que son presentados en esta tesis.

En el Capítulo 1 se realiza una recopilación de los antecedentes comenzando por la definición misma del fenómeno de cambio climático, el problema real para el mundo, las soluciones que se han definido en los últimos años con el fin de desarrollar estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático. También se exponen los factores de vulnerabilidad de Colombia y cuál es la estrategia para reducir la vulnerabilidad, y para cerrar este Capítulo se definen cuáles son los factores de vulnerabilidad que presenta el sector eléctrico colombiano y los impactos que este sector tendrá por el lado de la oferta como por el lado de la demanda en los próximos años.

En el Capítulo 2, se introduce al lector en cómo está definida la estructura del sector eléctrico, las instituciones que hacen parte de éste, se define el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la capacidad instalada tanto en generación como en transmisión.

En el Capítulo 3, se presenta el planteamiento del problema en que está basado este trabajo de investigación y la descripción de los inconvenientes que puede presentar el sector eléctrico en su cadena de abastecimiento.

En el Capítulo 4, se plantean los aportes realizados por otros autores en el tema de adaptación a los impactos del cambio climático, desde el lado de la oferta como la demanda.

En el Capítulo 5, se exponen los objetivos de la tesis, la metodología a utilizar para abordar el problema de investigación y se discuten las razones por las cuales se escoge Dinámica de Sistemas como herramienta de simulación para el análisis del problema.

En el Capítulo 6, se muestra la arquitectura del modelo con sus componentes principales, se presenta la hipótesis dinámica, los ciclos de realimentación y los diagramas de flujos y niveles que representan las componentes principales del modelo.

En el Capítulo 7, se realiza la validación del modelo con pruebas directas de estructura y comportamiento.

En el Capítulo 8, se realiza un análisis de los resultados obtenidos, principalmente se analiza la evolución del precio de la electricidad, identificando los principales factores que inciden en él, a causa del cambio climático.

Finalmente en el Capítulo 9, se exponen las conclusiones de la tesis, recomendaciones al lector y trabajo futuro; y en el Capítulo 10, se presentan las referencias consultadas para el desarrollo de esta tesis de investigación.

## Capítulo 1. Antecedentes

Actualmente los seres humanos se enfrentan al reto de transformación de los ecosistemas mundiales, producto del uso y explotación de los recursos naturales que ha llevado a cabo el hombre durante siglos. Este proceso ha desencadenado una serie de eventos climatológicos extremos, denominado por los expertos del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) como “Calentamiento Global y Cambio Climático” (IPCC, 1997a).

Para entender el cambio global del clima, se debe comprender en primer lugar el clima y como éste actúa en el planeta.

El clima se da gracias a la interacción que existe entre la atmósfera, los océanos, las capas de hielo (criósfera), los suelos, sedimentos y rocas (geósfera), y los organismos vivos (biósfera). Si se mira el cambio climático desde esta visión integral, se puede entender los flujos de materia y energía en la atmósfera y de esta manera lograr establecer las causas del cambio climático global (IPCC, 1997a).

La atmósfera es uno de los principales componentes del clima terrestre, y es el cúmulo energético concentrado en ella la que determina en gran medida el estado del clima global. Los gases que constituyen la atmósfera se mezclan físicamente de manera no uniforme, ya que tienen variaciones significativas de temperatura y presión, relacionadas con la altura sobre el nivel del mar y la concentración de energía obtenida del sol (IPCC, 1997a).

La Tierra recibe energía del Sol en forma de radiación electromagnética, la superficie terrestre recibe radiación ultravioleta (UV), y radiación visible, y emite radiación terrestre en forma de

radiación infrarroja. Se tiene que estos flujos energéticos deben estar en equilibrio, pero actualmente la atmósfera modifica este balance. Los GEI permiten que la radiación de onda corta solar penetre sin impedimento pero absorben la mayor parte de las ondas largas terrestres. Por ello la temperatura global promedio es de 15°C, la cual es 33°C más alta que si no tuviera el planeta una atmósfera, y de esta manera se genera un “Efecto Invernadero” (NCSR, 2007) que hace posible tener un clima global más cálido.

La capacidad de absorber ondas infrarrojas ha aumentado, dado el incremento de GEI en la atmósfera, con lo cual se tiene un reforzamiento radiactivo, que aumenta la temperatura de la superficie terrestre (IDEAM, 2007).

Los flujos de humedad, masa y momentum, dentro de la atmósfera deben estar en equilibrio con los componentes del sistema climático. El balance de los flujos determina el estado de los climas a escala mundial (IDEAM, 2007).

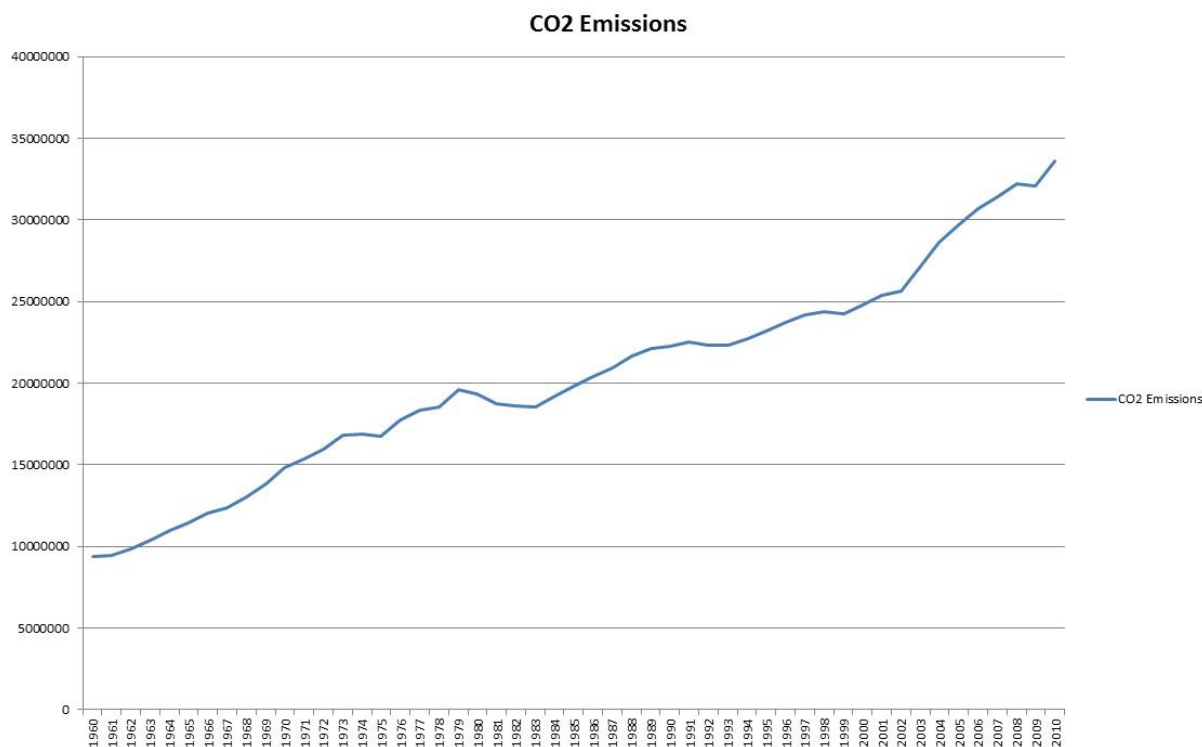
Por su parte, los océanos almacenan mucha mayor cantidad de energía que la atmósfera. Esto se debe a que poseen 4.2 veces más capacidad calórica que la atmósfera, y su mayor densidad que equivale a 1.000 veces más que la atmósfera (IDEAM, 2007).

La estructura de los océanos puede dividirse en dos capas: la capa inferior que involucra las aguas frías y profundas (80% del volumen oceánico), y la capa superior que está en contacto íntimo con la atmósfera, conocida también como capa de frontera estacional (cuenta con 100 mts. de profundidad en los trópicos, pero llega a varios kilómetros en las aguas polares). Esta capa sola, almacena 30 veces más energía que la atmósfera. De esta manera, un cambio dado de contenido de calor en el océano redundará en un cambio por lo menos 30 veces mayor en la atmósfera. Por ello, pequeños cambios en el contenido energético de los océanos pueden generar un efecto considerable sobre el clima global y claramente sobre la temperatura global, denominado por los expertos como “Calentamiento Global” y “Cambio Climático” (NCSR, 2007).

## **1.1 Calentamiento Global y Cambio Climático**

El cambio climático es el aumento paulatino de la temperatura media del planeta, producto de una mayor concentración de GEI por las emisiones producto de la quema de combustibles

fósiles (Figura 1-1). Este fenómeno ha incrementado la temperatura del planeta y provocado los años más calurosos en la historia de la humanidad en la última década (IDEAM, 2007).



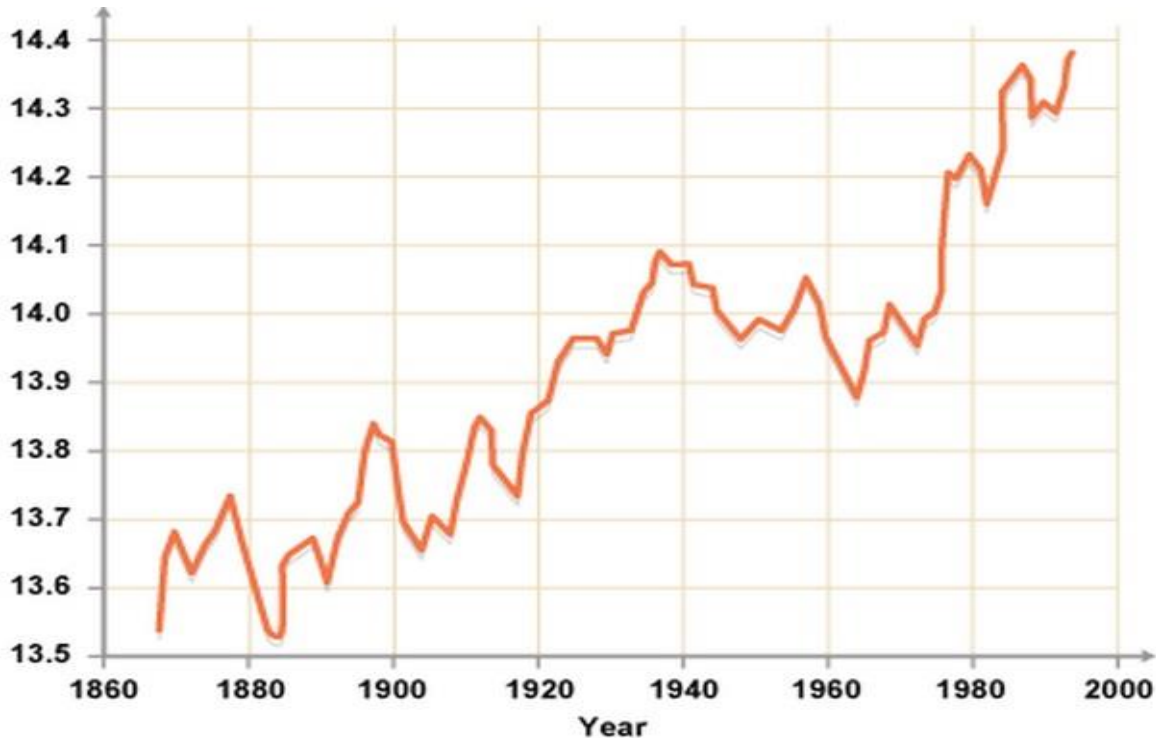
**Figura 1-1.** Emisiones de CO<sub>2</sub> desde 1960 al 2010 en Millones de Toneladas (IPCC, 2007a).

El Cambio Climático Global, se atribuye directa o indirectamente a las actividades humanas, que alteran la composición global atmosférica, agregada a la variabilidad climática natural observada en periodos comparables de tiempo (IDEAM, 2007).

El principal cambio se ha dado en la atmósfera, con una evidente variación en el balance de gases que la conforman, especialmente en GEI claves como el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Metano (CO<sub>4</sub>) y Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O).

Estos gases naturales permanecen en la atmósfera y son vitales, ya que permiten que la tierra permanezca con una temperatura adecuada, sin ellos la temperatura mundial sería 33°C más baja, pero la acumulación excesiva de estos gases en la atmósfera, está provocando un aumento en la temperatura media de la tierra (Figura 1-2) (IPCC, 2007a).





**Figura 1-2.** Temperatura Media Global de la Tierra en °C (IPCC, 2007b).

Actividades como la quema de carbón, petróleo y gas natural hacen que la concentración de CO<sub>2</sub> aumente en la atmósfera; la tala de bosques reduce la absorción de CO<sub>2</sub> realizado por los árboles y plantas. La crianza de bovinos y las plantaciones de arroz generan metano, óxido nitroso y otros GEI. Si el crecimiento de las emisiones de GEI se mantiene en el ritmo actual, los niveles en la atmósfera llegarán a duplicarse para 2100, causando severos cambios en el esquema climático del planeta (IDEAM, 2007).

## 1.2 El problema al que se enfrenta el planeta

El aumento de temperatura del planeta provoca descongelamiento de las capas polares, cambios en el sistema de circulación del aire, teniendo efectos sobre los patrones de lluvia y viento, tendiendo a ser cada vez más extremos y aumentando la probabilidad de que sitios agrícolas se transformen en desiertos; el nivel del mar podría subir y amenazar islas y áreas costeras bajas; un pequeño aumento de temperatura puede causar un aumento dramático de muertes debido a eventos extremos; el esparcimiento de enfermedades tales como la malaria, dengue y cólera; sequías, falta de agua y escasez de alimentos (IDEAM, 2007).

Asociados a estos potenciales cambios, las alteraciones en los ecosistemas globales son cada vez más evidentes. Investigaciones científicas están detectando variaciones significativas en los rangos de especies arbóreas, y pérdidas de millones de hectáreas de bosques.

A su vez, las implicaciones del cambio climático global y las respuestas de los ecosistemas, pueden traducirse en desequilibrios económicos, en impactos directos sobre seres humanos como en el caso de la proliferación de enfermedades infecciosas, además de inundaciones de terrenos costeros y ciudades, tormentas más intensas, la extinción de incontables especies de plantas y animales, fracasos en cultivos en áreas vulnerables, aumento de sequías, etc (IDEAM, 2007).

El ser humano es testigo de los climas extremos de calor y sequía, lluvias e inundaciones, fenómenos naturales extremos que han arrasado ciudades enteras; y se ve cada vez más ríos que se desbordan, suelos que se erosionan y lagos que se secan; producto del cambio climático, cobrando la vida de millones de personas en todo el mundo.

### **1.3 Definiendo posibles soluciones**

Las evidencias climáticas a las que se enfrenta el mundo hoy, han llevado a una reacción gubernamental mundial, expresada en numerosos estudios y conferencias, incluyendo tratados enfocados a enfrentar y solucionar la crisis (IPCC, 2014a).

El Calentamiento Global y el Cambio Climático son temas que actualmente son tratados a nivel internacional, en la definición de estrategias regionales y globales que permitan desarrollar mecanismos y aplicar acciones concretas para frenar las causas y revertir los efectos del Calentamiento Global.

Esto no es fácil, ya que estamos hablando de que hay que cambiar la forma como funciona la sociedad actualmente.

A nivel mundial se están generando acuerdos para limitar las emisiones de estos GEI a la atmósfera, para apoyar el desarrollo de tecnología que permita disminuir la emisión de estos gases, y para disminuir la contaminación atmosférica (IPCC, 2014a).

Las principales acciones a nivel internacional son, entre otros, El protocolo de Kyoto y la Agenda 21 suscrita por 192 países en el año 1992, considerado el más completo de los planes de acción generado en los 90's por la Conferencia Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de

la ONU, que consiste en un conjunto de estrategias integradas y programas detallados para parar y revertir los efectos de la degradación ambiental y promover el desarrollo adecuado y sustentable en todos los países (UNFCCC, 1998).

En la proclamación hecha por La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), realizada en Río de Janeiro en Junio 1992, se establece la cooperación entre los estados miembros para lograr acuerdos en las leyes y principios que promuevan el desarrollo sustentable. La declaración se enfoca en diversas áreas que se relacionan con el cambio global, suministrando un contexto de políticas que enfrentan el cambio global, incluye: recursos naturales, impactos ambientales del desarrollo, protección de ecosistemas, compartir ideas científicas, internalización de costos ambientales, entre otros (UNFCCC, 1998).

CMNUCC fue firmada en la Cumbre Mundial en 1992 por 162 gobiernos, ratificada en diciembre de 2004 donde participaron 180 países, y su objetivo es promover acciones de los gobiernos, sociedades civiles y sectores privados de acuerdo con el Protocolo de Kyoto (MADS, 2012a).

El objetivo principal de la convención es la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible (MADS, 2012a).

El Protocolo de Kyoto firmado en 1997, es considerado el principal mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Su objetivo es estabilizar la concentración de GEI en la atmósfera a niveles que eviten interferencias antropógenas con el sistema climático (UNFCCC, 1998).c

Compromete a las naciones mediante mecanismos legales obligatorios a hacer un inventario de emisiones y puedan seguir sus progresos en el tiempo, para que los países industrializados reduzcan las emisiones de GEI de origen humano a la atmósfera (UNFCCC, 1998).

El protocolo también aborda el tema de financiamiento y transferencia de tecnología desde los países desarrollados hacia los países en vía de desarrollo (UNFCCC, 1998).

## 1.4 Adaptación al Cambio Climático

Adicionalmente, desde el año 2000, el tema de la adaptación al cambio climático se ha venido discutiendo no solamente en el contexto de la CMNUCC sino en otros complementarios como la Convención sobre la Diversidad Biológica (CDB) o la Convención de las Naciones Unidas para la Lucha contra la Desertificación y la Sequía (CNULD). En el 2002, ante solicitud del Órgano Subsidiario de la CDB, se elaboró un documento con el fin de establecer la relación entre el cambio climático y la biodiversidad en los siguientes aspectos (IPCC, 2002):

- Incremento en la velocidad de pérdida de la biodiversidad.
- Impacto del cambio climático en los bosques nublados, bosques tropicales, bosques secos, arrecifes coralinos, manglares y humedales interiores.
- Pérdida y retirada de los glaciares.
- Impactos por inundación y sequía.

La CDB ha considerado el tema del cambio climático y la adaptación, casi desde el inicio de sus actividades. En el año 2000, ante la preocupación por el blanqueamiento de los corales, se avanzó en la inclusión de criterios de adaptación en el proceso de identificación de áreas prioritarias para la conservación. En este mismo año, el tema de la adaptación se incorporó en los programas de trabajo de biodiversidad en montañas, biodiversidad forestal, áreas insulares y áreas protegidas (IPCC, 2002).

En el año 2004, en el desarrollo de la Convención de las Partes en su séptima reunión (COP7), se acordó que la CDB desarrollaría asesoramiento y orientaciones para promover sinergias entre las actividades relacionadas con el cambio climático a diferentes niveles, incluyendo acciones desarrolladas en el contexto de la lucha contra la desertificación. Adicionalmente, la decisión de la CBD, basada en los resultados del trabajo entre representantes de las tres convenciones, CMNUCC, CDB y CNULD, reconocen que el tema central de articulación entre estas tres convenciones es la adaptación al cambio climático. Se recomienda tomar medidas para manejar los ecosistemas y mantener su resiliencia a eventos extremos, y así contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático.

En el año 2010, en Nagoya, se hace referencia explícita a la implementación de mitigación y adaptación en el Plan Estratégico de la CDB. En Nagoya se amplió el mandato de colaboración entre las tres Convenciones, especialmente en las áreas de biodiversidad marina y costera,

---

áreas protegidas, biodiversidad y cambio climático, reducción de emisiones de deforestación y degradación de bosques (IPCC, 2002).

Desde el año 2005, por solicitud de la CMNUCC se creó un grupo de apoyo técnico con el fin, entre otras cosas, de identificar los principales factores biológicos que contribuyen a la capacidad de recuperación de los ecosistemas a los impactos actuales y proyectados del cambio climático; y suministrar asesoramiento para planificar la adaptación al cambio climático (IPCC, 2014).

Otro de los avances de la Conferencia de las Partes (COP16) es el establecimiento del Marco de Adaptación de Cancún, que definirá una nueva arquitectura en materia de adaptación al cambio climático, dentro de la que se incluye un Comité de Adaptación que definirá las acciones en el tema; y el establecimiento del Fondo Verde Climático cuyo objetivo es que los países desarrollados aporten dinero para distribuir entre los países en desarrollo con el fin de mitigar y adaptarse al cambio climático. El Fondo espera contar por lo menos con USD 100.000 millones anuales entre 2012 y 2020. Adicionalmente, se retomó la discusión sobre la definición de países vulnerables (la cual es condición para la priorización en la asignación de recursos para adaptación) y dentro de los cuales se debe incluir a Colombia. En esta materia, el país jugó un rol clave al crear el Grupo de Países Altamente Vulnerables que, a pesar de no estar reconocidos oficialmente como tales o incluidos dentro de otros grupos que lo son, reivindican su condición de vulnerabilidad buscando equidad e inclusión en la asignación de recursos para adaptación (IPCC, 2014).

## **1.5 Vulnerabilidad ante el Cambio Climático**

Se define la vulnerabilidad ante el cambio climático como el grado en que un sistema natural o social podría resultar afectado por el cambio climático. La vulnerabilidad está en función de la sensibilidad de un sistema a los cambios del clima (el grado en que un sistema responderá a determinado cambio del clima, incluidos los efectos beneficiosos y perjudiciales), y de su capacidad para adaptar el sistema a dichos cambios (el grado en que los ajustes introducidos en las prácticas, procesos o estructuras pueden moderar o contrarrestar los posibles daños o beneficiarse de las oportunidades creadas, por efecto de determinado cambio del clima). En este contexto, un sistema muy vulnerable sería aquel que fuera muy sensible a pequeños cambios del clima, incluyéndose en el concepto de sensibilidad la posibilidad de sufrir efectos

muy perjudiciales, o aquel cuya capacidad de adaptación se hallara seriamente limitada (IPCC, 2014).

Dado que los estudios disponibles no están basados en un conjunto común de escenarios del clima ni de métodos, y dadas las incertidumbres existentes respecto de la sensibilidad y adaptabilidad de los sistemas naturales y sociales, una evaluación de las vulnerabilidades regionales es necesariamente cualitativa, y para su estudio se tienen variables como (IPCC, 1997b):

- **Acceso a recursos:** Puede ser medido, en parte, por los tipos de bienes y servicios a los que tienen acceso los hogares (recursos hídricos, calidad del suelo, capital financiero, etc.), y también por lo que tienen disponible en un ámbito más amplio de la economía y de la sociedad.
- **Flexibilidad:** Se define en función del grado de diversidad de las actividades que realiza una comunidad económica, y a partir de la base natural sobre la que se sostiene. A mayor diversidad, por ejemplo en los cultivos que realiza, en sus fuentes de ingreso, en sus actividades comunitarias, más flexibilidad tendrá la población para el abordaje de las incertidumbres y sorpresas futuras, ya sean climáticas o socioeconómicas.
- **Estabilidad:** Las poblaciones sujetas a mayor volatilidad de variables socioeconómicas (precios, oportunidades de mercado) son más proclives a tener un modo de vida inestable, que se traduce en la incapacidad para planear a futuro, resistir conmociones y acumular los recursos necesarios para mejorar su resiliencia en el futuro. Aunque todas las regiones y sectores sociales de un país son potencialmente susceptibles de sufrir los impactos del cambio climático, es decir, son vulnerables, su grado de vulnerabilidad está relacionado con diversos factores sociales, económicos y geográficos. En este sentido, son particularmente vulnerables aquellas poblaciones con escasos recursos económicos que tienen una elevada dependencia de los recursos naturales y una limitada capacidad de adaptación a un clima cambiante (IPCC, 1997b).

Para el caso colombiano, el informe del Banco Mundial de 2011, presenta a Colombia como uno de los países con más posibilidades de financiación como consecuencia del alto nivel de vulnerabilidad a los impactos del cambio climático en el mundo. La mayoría de países en desarrollo también encabezan la lista junto con Colombia, como los más vulnerables a los cambios derivados del clima (Figura 1-3).



**Figura 1-3.** Países con un nivel alto de vulnerabilidad ante el Cambio Climático (World Bank, 2010).

Ante el creciente riesgo de los impactos por este fenómeno, se requiere del desarrollo urgente de estrategias adecuadas que preparen a Colombia para afrontar los retos que el cambio climático le impone y para que se sume a las iniciativas Internacionales de reducción de emisiones de GEI. Se tiene que en Colombia no se ha entendido el cambio climático como un tema de desarrollo económico y social, y por tanto, no se ha integrado dicha problemática dentro de los procesos de planificación e inversión de los sectores productivos y los territorios. Lo anterior trae como consecuencia pérdidas económicas y de competitividad, así como un aumento en la vulnerabilidad del país y una baja capacidad de respuesta ante eventos climáticos extremos (Conpes, 2011).

Sin embargo, el gobierno nacional lanzó el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) en 2010, que hace parte de las estrategias políticas e institucionales del país para afrontar el problema. El Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para todos” se priorizaron cuatro estrategias encaminadas a abordar de forma integral la problemática del cambio climático, dentro de las cuales se incluían la formulación e implementación del PNACC, con vigencia entre 2010 y 2013. Estas iniciativas se articularon a través de la estrategia institucional planteada en el CONPES 3700, por medio del cual se establece la necesidad de crear el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA). El objetivo último del PNACC fue reducir el riesgo y los impactos socioeconómicos asociados a la variabilidad y al cambio climático en Colombia (DNP, 2012).

En el PNACC se definieron cinco líneas estratégicas para una adaptación planificada. Estas líneas deben servir como guías de trabajo generales para los diferentes sectores y territorios en la formulación de sus planes de adaptación:

- Concientizar sobre el cambio climático.
- Generar información y conocimiento para medir el riesgo climático.
- Planificar el uso del territorio.
- Implementar acciones de adaptación.
- Fortalecer la capacidad de reacción.

## **1.6 Vulnerabilidad de Colombia ante el Cambio Climático**

Con base en el comportamiento de la lluvia y la temperatura, el IDEAM generó indicadores sobre algunas evidencias del cambio climático en Colombia, basados en el análisis de las series históricas de la precipitación acumulada diaria y de los extremos diarios de temperatura (mínima y máxima), utilizando el Rclimdex; que es un programa estadístico desarrollado por el Centro Nacional de Datos Climáticos de la NOAA de los Estados Unidos que calcula índices de extremos climáticos para monitorear y detectar el cambio climático (IDEAM, 2010).

Basándose en los indicadores generados se detecta una reducción en la precipitaciones, dejando en evidencia una alta probabilidad de reducción de la disponibilidad del recurso hídrico, constituyendo un factor de vulnerabilidad crítico, ante el cual se debe hacer frente y se deben establecer políticas claras para reducir éste y otros factores de vulnerabilidad hechos visibles en este estudio realizado por el IDEAM (IDEAM, 2010). Y no es sólo el factor de vulnerabilidad la reducción de las precipitaciones, sino también; la falta de capacidad de almacenamiento que posee el actual sistema de embalses para proveer al país, por un largo período de sequía, del importante recurso para la generación eléctrica, y de esta manera se expone a un eventual racionamiento.

Para implementar una adaptación al cambio climático se requiere del desarrollo de estrategias de articulación tanto a nivel sectorial como en el ámbito nacional; con el fin de generar una gestión adecuada y coordinada de la información, que permita la toma de decisiones, para así contrarrestar de manera efectiva y oportuna los efectos subyacentes (Conpes, 2011).

Además, el país debe prepararse para mitigar las causas y adaptarse a los efectos del cambio climático, aprovechando las oportunidades derivadas de la voluntad internacional. Si bien es cierto que la dificultad de las negociaciones no ha permitido que se establezca un acuerdo



---

exigente para reducir las emisiones de GEI, existe la voluntad de los países desarrollados para destinar recursos que financien proyectos de adaptación y mitigación en países en desarrollo. Por otra parte, los mercados internacionales también están transformándose conforme aumenta el conocimiento del fenómeno; la tendencia es preferir bienes con menor intensidad en carbono, restringiendo la participación de productos que no cumplan con esta condición (Conpes, 2011).

Contar con una institucionalidad para la gestión del cambio climático en el país, que sea fuerte y eficaz, que permita una gestión compartida y coordinada de todos los sectores toma aún más relevancia en el contexto actual de cambio ambiental global y de las afectaciones causadas por el fenómeno del Niño como se dio en el año 1992 que condujeron a un racionamiento prolongado, e igualmente por el fenómeno de La Niña y la variabilidad climática que azotó al país durante el segundo semestre de 2010 y los primeros meses de 2011. La emergencia afectó a más de 3,3 millones de personas, 965 vías, 1 millón de hectáreas de cultivos, 2.277 centros educativos, 556.761 estudiantes y 371 centros de salud. Adicionalmente, murieron 448 personas, 73 se reportaron como desaparecidas, 1,4 millones de animales fueron desplazados, 12.908 viviendas fueron destruidas y 441.579 han reportado averías. Los recursos destinados para atender estas y otras consecuencias del invierno se estimaron en 13.000 millones de dólares. A la luz de estos hechos, la creación de un sistema de articulación institucional que defina las necesidades en cuanto a la generación de información para la toma de decisiones y la gestión del riesgo para la prevención y atención de desastres en el contexto del cambio ambiental global resulta prioritaria (Conpes, 2011).

La estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia resalta la necesidad del país de comprender y actuar frente a este fenómeno como una problemática de desarrollo económico y social. En ese sentido, Colombia está en la búsqueda de generar espacios para que los sectores y los territorios integren dicha problemática dentro de sus procesos de planificación, articular a todos los actores para hacer un uso adecuado de los recursos, disminuir la exposición y sensibilidad al riesgo, aumentar la capacidad de respuesta y preparar al país para que se encamine hacia la senda del desarrollo sostenible, generando competitividad y eficiencia. La estrategia colombiana reconoce la necesidad urgente de emprender medidas adecuadas de adaptación y mitigación, y establece el marco dentro del cual se generarán estas medidas (Conpes, 2011).

## 1.7 Plan de Adaptación de Colombia ante los Impactos del Cambio Climático

Con el objetivo de contribuir en ese camino hacia una mitigación e inminente adaptación a los impactos del cambio climático, el estado colombiano aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), mediante la Ley 164 de 1994 y aprobó el protocolo de Kyoto mediante Ley 629 de 2000. Posteriormente se designó al IDEAM como la entidad encargada de la elaboración de las Comunicaciones Nacionales, y se expidió el documento Conpes 3242 de 2003 sobre la “Estrategia Nacional para la venta de servicios ambientales de mitigación de cambio climático”. Finalmente se ajustaron los mecanismos para la aprobación nacional de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y se creó el Comité Técnico Intersectorial de Mitigación del Cambio Climático del Consejo Nacional Ambiental (IDEAM, 2010).

Aunque Colombia no tiene compromisos de reducción de emisiones y participa marginalmente en las emisiones de GEI (0,37% de las emisiones globales), ha desarrollado e implementado diferentes políticas que promueven el desarrollo sostenible asociado a bajas emisiones de dichos gases, reflejando así una evolución en materia de mitigación a nivel nacional (IDEAM, 2010).

El PND 2002-2006 se establecieron diferentes acciones a implementar en relación a la mitigación del cambio climático; se destacan: a) desarrollo de un proyecto nacional de captura de GEI, cuya meta fue reducir 250.000 t de CO<sub>2</sub>; b) apoyo a iniciativas sectoriales bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y otros mecanismos, con el objeto de promover la participación en el mercado de carbono (IDEAM, 2010).

El plan 2006-2010 determinó la necesidad de apoyar al actual portafolio de proyectos MDL existentes para fortalecer la oferta de bienes y servicios ambientales y promover opciones de reducción de emisiones de GEI (DNP, 2008). Actualmente existen cinco proyectos que han emitido CER de 2007 a 2009, totalizando ingresos por USD\$55.800.000 (MAVDT, 2009). Esta estrategia contempla el diseño de herramientas que permitan superar barreras técnicas, comerciales, institucionales y financieras que limiten el desarrollo y formulación de estos proyectos (IDEAM, 2010).

El sector energético cuenta con diferentes planes y programas que contribuyen con la reducción de emisiones GEI, tales como: el Plan Energético Nacional 2006-2025 (MME & UPME, 2006);

programa Uso Racional de Energía – URE- y Fuentes No Convencionales de Energía (MME, 2001); programa Uso Racional y Eficiente de Energía y otras formas de Energía no Convencionales -PROURE- (MME, 2001 y 2003); subprogramas de Zonas No Interconectadas (IPSE, 2005); y Programa Metano al Mercado con Environmental Protection Agency-USA- y el MAVDT. En el sector petrolero, Ecopetrol S.A. estructuró una estrategia para reducir emisiones de GEI, mediante la suscripción de un acuerdo de colaboración con el BID en 2008. Con tal gestión, se identificaron 38 iniciativas de mitigación en los procesos de producción, transporte y refinación con un potencial cercano a 2.000.000 t de CO<sub>2</sub> eq/año, enfocados hacia el aprovechamiento y uso de gas, la sustitución de combustibles, la generación de energía con tecnologías y/o combustibles menos intensivos en emisiones de GEI y la eficiencia energética. En la investigación realizada sobre potenciales de reducción de emisiones en el sector energético, la Universidad de los Andes (Cadena et al., 2008), se identificó que el cambio de combustibles de carbón por gas en el sector industrial en un horizonte de 20 años, es la medida que posee mayor potencial de reducción de emisiones de GEI, aunque su costo sea alto, US\$ 35 t/CO<sub>2</sub>. Con la introducción de calderas más eficientes se tiene un potencial de reducción importante (37,6 Mt CO<sub>2</sub>) a un costo de US\$ 3,6 t/CO<sub>2</sub> y los ahorros generados por la reducción de la sobre oferta de buses urbanos tiene un potencial de reducción estimado en 32,4 Mt de CO<sub>2</sub> (IDEAM, 2010).

## **1.8 Adaptación del Sector Eléctrico a los Impactos del Cambio Climático**

El sector eléctrico es altamente susceptible al cambio climático, debido a la estrecha relación entre producción eléctrica, consumo eléctrico y clima. Los cambios estimados afectarán tanto el lado de la oferta como la demanda. Aunque no todos los países se verán afectados en igual medida, debido a los distintos factores no sólo de vulnerabilidad económica y social, sino también por las condiciones de calor y frío, además de la variedad de fuentes usadas para la generación de electricidad entre otros factores (IPCC, 2014). Y son principalmente la generación filo de agua y de embalse las más afectadas, ya que se estima un aumento en las condiciones de escasez de agua a causa del incremento en la variabilidad climática hidrológica del orden de 79% anual (Veldkamp et al., 2015) y el déficit en las precipitaciones del 30% anual en algunas zonas (Arndt et al., 2010), manifestándose en temporadas de lluvias extremas y sequías intensas, conduciendo a un desabastecimiento de agua; dado la incapacidad de almacenar el suficiente líquido para afrontar las temporadas de verano, e

igualmente por el aumento en la demanda de agua para otros usos como consumo humano, irrigación, etc. (Veldkamp et al., 2015).

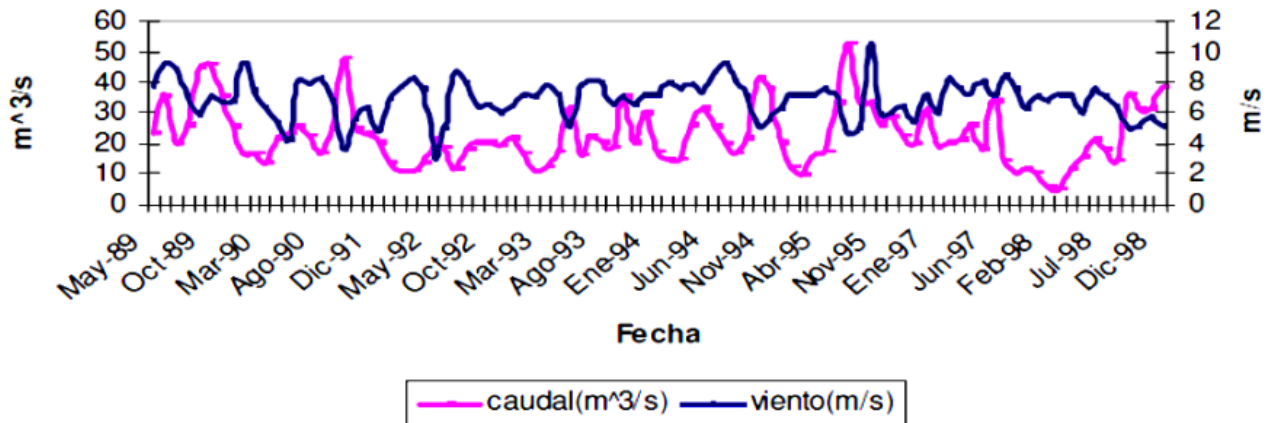
Por el lado de la oferta existen serias implicaciones debido a los cambios provocados por la variabilidad climática y los regímenes de lluvia escasos en algunas épocas, que provocan el aumento del riesgo de las inversiones en proyectos que utilicen como fuente de generación el agua, como son las hidroeléctricas y filo de agua, ya que se espera una importante reducción en la disponibilidad de este recurso, conllevando a mediano y largo plazo a un incremento en el riesgo de interrupción en el servicio eléctrico, si no se cuenta con fuentes alternativas de generación que respalden la generación hidroeléctrica (Chandramowli et al., 2014).

Se espera que el aumento en la temperatura media global del planeta afecte significativamente el sector eléctrico incluyendo la producción, las exportaciones e importaciones, la distribución y el consumo eléctrico. En el cuarto reporte de evaluación del IPCC de 2007, se advierte que la demanda de energía mundial se duplicará para el año 2030 con respecto a los niveles de 2007 (IPCC, 2007c).

En cuanto a los efectos del cambio climático sobre el sector eléctrico en los próximos años, se prevé que aumenten los niveles de consumo eléctrico significativamente en temporada de verano (Klein et al., 2013), e influyan en el aumento del uso de aire acondicionado residencial (Isaac et al., 2008), provocando un aumento significativo en los precios de la electricidad en períodos de sequía (Chandramowli et al., 2014), lo que plantea un reto importante para los gobiernos, ya que este cambio representa un incremento en la susceptibilidad del sistema, y para hacer frente a este problema, se deben definir políticas que aseguren el suministro dada las condiciones adversas que se pueden dar en el futuro cercano (Feng et al., 2014).

Una opción para afrontar estos nuevos retos es la puesta en marcha de proyectos de generación eléctrica que contribuyan a la disminución de los riesgos que se dan en los períodos de sequía, y se tiene un hecho significativo como lo es la complementariedad que se da entre ciertas tecnologías que hacen parte de la matriz de generación eléctrica como lo son la hidráulica y la eólica. En el estudio realizado por (Dyner & Franco, 2004), se evidencia como los vientos registrados en la alta Guajira colombiana aumentan en períodos de sequía en los cuales los caudales de ríos tan importantes como lo son el Rio Nare (Figura 1-4), disminuyen considerablemente; demostrando lo útil que puede ser para el sector eléctrico colombiano,

incrementar la capacidad instalada de generación eólica. Generando así un factor de vulnerabilidad en un factor potencial de expansión en generación.



**Figura 1-4.** Complementariedad hidrúlica-eólica entre las series de caudales medios mensuales del Río Nare y la velocidad promedio de vientos en la alta Guajira. (Dyner & Franco, 2004)

Estudios anteriores han establecido que los países con menor susceptibilidad ante los cambios que puedan acontecer en las próximas décadas, son aquellos que logren mantener su curva de demanda lo más aplanada posible y se preocupen por investigar los factores concernientes al sistema eléctrico, que representan susceptibilidad ante los cambios en la temperatura o las condiciones del clima; que pueden generar un aumento en la vulnerabilidad del sistema (Klein et al., 2013).

El estudio realizado por la UPME (UPME, 2014d), en el cual se identificó la correlación entre demanda eléctrica y temperatura durante el período comprendido entre 1991-2013, con la comparación del comportamiento histórico de estas variables, enfocándose en establecer criterios válidos para la proyección de la demanda nacional, y teniendo en cuenta variables críticas para la demanda como: población, Producto Interno Bruto (PIB) y temperatura; se aplicaron tres modelos diferentes para la proyección, lo cual permitió reducir los errores y sesgos sistemáticos. De este estudio se concluyó que existe una relación lineal entre demanda de energía eléctrica y temperatura (UPME, 2014d), lo cual evidencia una vulnerabilidad seria frente a los efectos del aumento en la temperatura media global.

Países con un alto grado como Colombia, así como aquellos con bajo grado de vulnerabilidad, deben establecer cuales son aquellos factores que incrementan la susceptibilidad del sistema

eléctrico, y de ésta forma proceder a tomar medidas de adaptación efectivas que reduzcan la susceptibilidad del sistema (Klein et al., 2013).

Los factores de susceptibilidad enunciados por (Klein et al., 2013), son los siguientes:

- Clima
- Población.
- Producción Eléctrica.
- Consumo Eléctrico.
- Correlación entre producción y consumo en los diferentes escenarios.
- Discrepancia entre producción y consumo en los diferentes escenarios.
- Tipos de producción de energía dependientes a las variaciones climáticas.
- Importaciones y exportaciones de electricidad.
- Disponibilidad de fuentes alternativas de generación de energía.

Si se plantea el tema de adaptación como una estrategia que puede garantizar competitividad a largo plazo, y si esta estrategia es aprovechada de manera adecuada, puede proporcionar un aumento en la confianza del sector eléctrico y por ende en el suministro; además de generar mayores beneficios sociales, ambientales y económicos (Conpes, 2011).

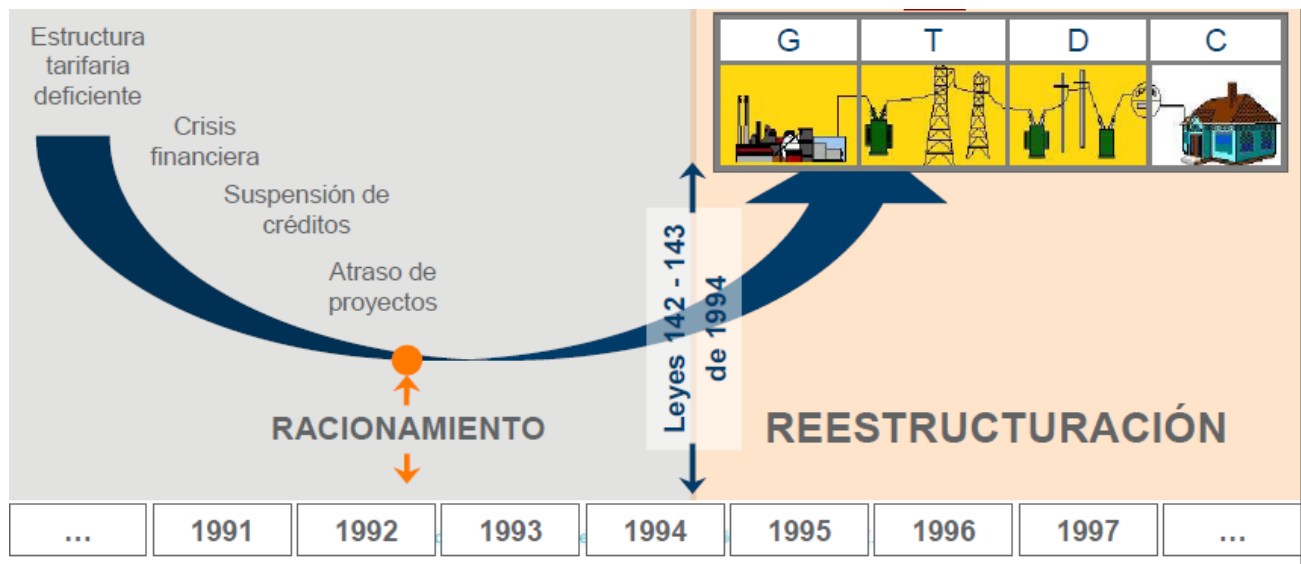
Como conclusión de este capítulo, se tiene que la discusión mundial acerca del compromiso de las naciones del mundo por reducir las emisiones es un tema de mucha importancia para la vida futura en el planeta; sin embargo, el proceso de emisión de GEI a la atmósfera continuará, dado que las condiciones de vida de los seres humanos no cambiará en el corto plazo, y es por esta razón se deben definir estrategias tanto a nivel internacional como nacional para afrontar los efectos del cambio climático, lo cual es trascendental para evitar la pérdida de muchas vidas humanas, de ecosistemas; y adicionalmente, evitar una crisis en los sectores vulnerables como lo es el sector eléctrico, que requiere de la implementación de políticas alternativas para reducir los riesgos ante los impactos del calentamiento global y el cambio climático.

En el siguiente capítulo se expone la estructura del sector eléctrico colombiano, su funcionamiento en términos generales; y se amplía la información referente al SIN.



## Capítulo 2. Estructura del Sector Eléctrico

A través de las Leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso de la República, 1994), se dio vía libre a la creación del Mercado Mayorista de Electricidad colombiano; al siguiente año, en la Resolución de la CREG 24 (CREG, 1995), se definió el marco regulatorio con base en el cual funcionaría el mercado, el cual fue una adaptación del esquema inglés de esa época, constituyéndose en la primera política de adaptación al cambio climático, formulada por el estado colombiano. El nuevo marco trajo consigo una nueva regulación que ocasionó cambios estructurales bastante importantes los cuales impactaron el funcionamiento de toda la cadena de suministro de energía eléctrica, desintegrándola verticalmente así: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización (Figura 2-1).



**Figura 2-1.** Evolución de la reestructuración del sector eléctrico (FEDESARROLLO, 2013).

Antes de la reforma del sistema eléctrico, el Operador del Sistema era el ente encargado de tomar la decisión sobre qué recursos de generación utilizar horariamente, esta decisión la tomaba con base en modelos de optimización y mínimo costo que le proporcionaba las indicaciones de cómo atender la demanda horaria de manera más barata, con los recursos disponibles. Sin embargo en el entorno liberalizado actual; la determinación de qué recurso utilizar depende de los precios de oferta reportados por los agentes, definiéndose su asignación con base en orden de mérito, despachando en primer lugar los recursos más económicos (FEDESARROLLO, 2013).



## 2.1. Estructura Institucional del Sector Eléctrico

Con la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, o Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, respectivamente; se fundamentan objetivos claves dentro del estado, enfocados en asegurar la eficiencia del sistema, para atender la demanda del servicio de energía eléctrica con buenas condiciones de calidad y como medida de adaptación ante los futuros impactos derivados del cambio climático. Estas leyes permitieron la creación de condiciones de competencia en las actividades de generación y comercialización; y monopolio regulado para la transmisión y distribución. Luego de la promulgación de estas leyes, se inició el ciclo de conformación de los organismos encargados de dar cumplimiento a lo dispuesto en las leyes 142 y 143. Comenzó con el nombramiento de expertos que conformarían la entidad regulatoria, así se inicia el funcionamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG- Con el nombramiento del Superintendente se inicia el funcionamiento de la entidad de control, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Se crea la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME) entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía (MME), encargada de la planeación energética y poco después, ésta elabora el plan de expansión de generación y transmisión de referencia, las proyecciones de demanda de energía eléctrica y el plan energético nacional. Se crea la Unidad de Información Minero Energética (UIME), entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía que pasaría posteriormente a ser una subdirección de la UPME (Figura 2-2) (FEDESARROLLO, 2013).

Algunos de los principales cambios incorporados por la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica fueron los siguientes (FEDESARROLLO, 2013):

- Posibilidad de participación de agentes públicos privados y mixtos.
- Separación de las actividades en la cadena de suministro eléctrico.
- Prohibición de la integración vertical.
- Reforma institucional del sector, creación de la UPME, la CREG, y la SSPD.
- Promoción de la competencia en las actividades de generación y comercialización, y regulación de los monopolios naturales de transmisión y distribución.
- Creación del mercado mayorista de energía eléctrica.

Competencia legislativa	• Congreso de la Republica
Definición de políticas	• Gobierno Nacional • Ministerio de Minas y Energía
Planeación	• UPME (SIN) • IPSE (ZNI)
Regulación	• CREG
Vigilancia y Control	• SSPD
Operación	• XM
Prestación del servicio	• Agentes

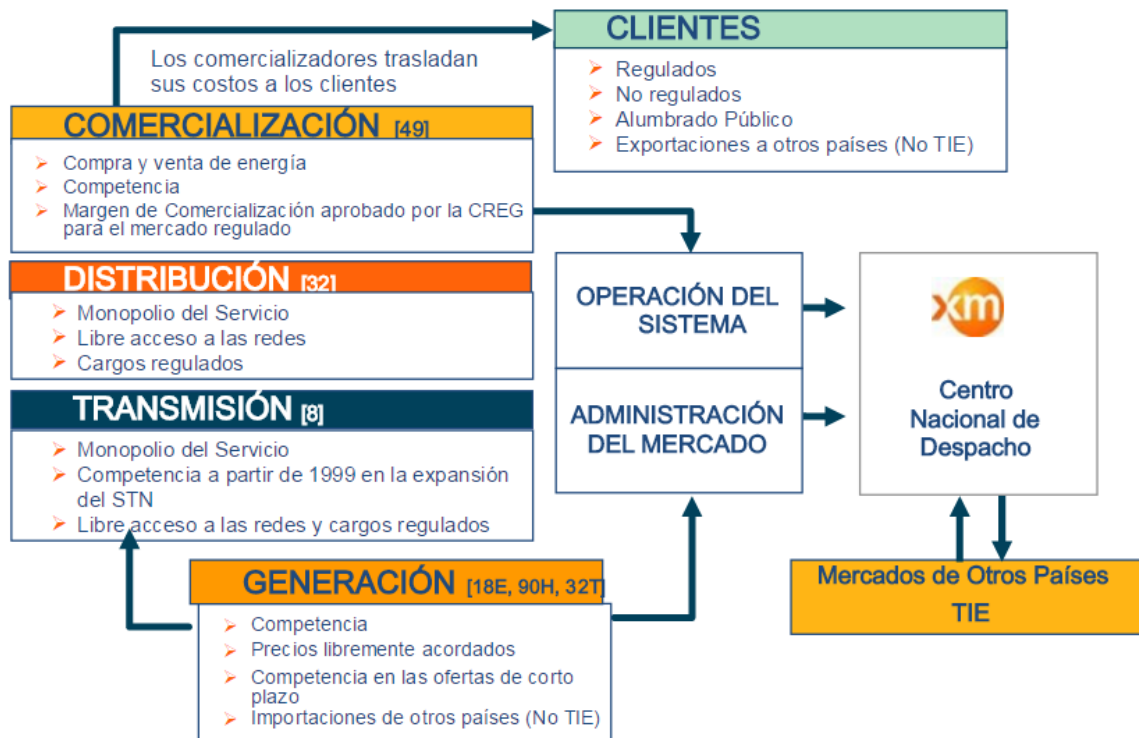
**Figura 2-2.** Estructura Institucional del Sector Eléctrico (FEDESARROLLO, 2013)

El Centro Nacional de Despacho (CNO) como dependencia de ISA se reorganizó para realizar además de la función de coordinador de la operación del Sistema Interconectado Nacional, la función de administrador del mercado eléctrico colombiano, hoy en día estas actividades las realiza la compañía XM (SIC, 2011).

## 2.2. Estructura del Mercado Eléctrico

A continuación se presenta la estructura del mercado eléctrico colombiano después de la reestructuración de la cadena de suministro: Los generadores son los encargados de la producción de la electricidad, ya sea energía transada en la bolsa o por contratos bilaterales. Los transmisores y distribuidores no participan en la compra y venta de electricidad, son quienes transportan la energía eléctrica a través del SIN. Los Comercializadores son intermediarios entre el usuario final de energía y los agentes que generan, transmiten o distribuyen la electricidad (Figura 2-3). Los mercados integrados con el mercado eléctrico colombiano son tomados como agentes del mismo, mediante el mecanismo de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) establecido por la Comunidad Andina de Naciones (CAN) (Gutiérrez, 2010).

## Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano



**Figura 2-3.** Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano (Gutiérrez, 2010).

En el Mercado de Energía Mayorista (MEM) los generadores y comercializadores venden y compran energía ya sea en el mercado de contratos (mercado de largo plazo) o en la Bolsa de Energía (mercado de corto plazo) (Gutiérrez, 2010). En el mercado de corto plazo, diariamente los agentes generadores realizan ofertas de precio en la Bolsa de Energía para cada hora; mientras que en el mercado de largo plazo se vende la energía a un precio fijo.

Este estudio que se centra en tres componentes de la Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano (EMEC), que son generación, despacho y costos, los cuales se estudiarán en mayor detalle en la definición del modelo en el capítulo.

A continuación se expone las características básicas del SIN, a través del cual se transporta la electricidad que se transa en el mercado eléctrico colombiano.

### 2.3. Sistema Interconectado Nacional

Es el sistema compuesto por los siguientes elementos: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de

distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios (Figura 2-4), los cuales se encuentran conectados entre sí (MME, 2015). (Artículo 11 de la Ley 143 de 1994). Está coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), encargado de la operación; y monitoreado por el Consejo Nacional de Operación eléctrica (CNO), quien tiene la responsabilidad de velar por las condiciones de operación segura y confiable del SIN (XM, 2015).



Figura 2-4. Sistema Interconectado Nacional (MME, 2015)

El SIN actualmente cuenta con 24.392 Kms. de líneas interconectadas a través de nodos, que conectan alrededor de 42 millones de habitantes (Figura 2-5). La operación a cargo del CND comprende la planeación de corto, mediano y largo plazo. La planeación a corto plazo se establece de acuerdo a la recepción de las ofertas diarias que presentan los generadores en la bolsa de energía, donde se asignan hora a hora las plantas que suministrarán la energía al día siguiente. Igualmente, se tiene en cuenta la planeación a mediano y largo plazo de las solicitudes de transmisión establecidas en contratos bilaterales que se realizan dentro del mercado de largo plazo, siguiendo los protocolos de operación establecidos para tal fin (XM, 2015).

Líneas	Longitud km
<b>Transmisión 110-115kV</b>	10.267,7
<b>Transmisión 138kV</b>	15,5
<b>Transmisión 220-230kV</b>	11.671,9
<b>Transmisión 500kV</b>	2.436,7
<b>TOTAL SIN</b>	24.391,8

**Figura 2-5.** Capacidad instalada en líneas de transmisión del SIN (FEDESAROLLO, 2013)

El territorio nacional que no es cubierto por el SIN son las Zonas No Interconectadas (ZNI) (Figura 2-6). Históricamente el servicio en estas zonas se ha prestado mediante generadores diesel a un alto costo, debido al elevado precio de diésel, el alto costo de transporte de éste y el elevado costo del mantenimiento de los generadores. Muchas de las poblaciones no interconectadas no cuentan con un servicio disponible 24 horas existiendo incluso municipios con servicio de 4 horas al día.



**Figura 2-6.** Mapa de zonas interconectadas y ZNI (FEDESAROLLO, 2013)

## 2.4. Capacidad Instalada del SIN

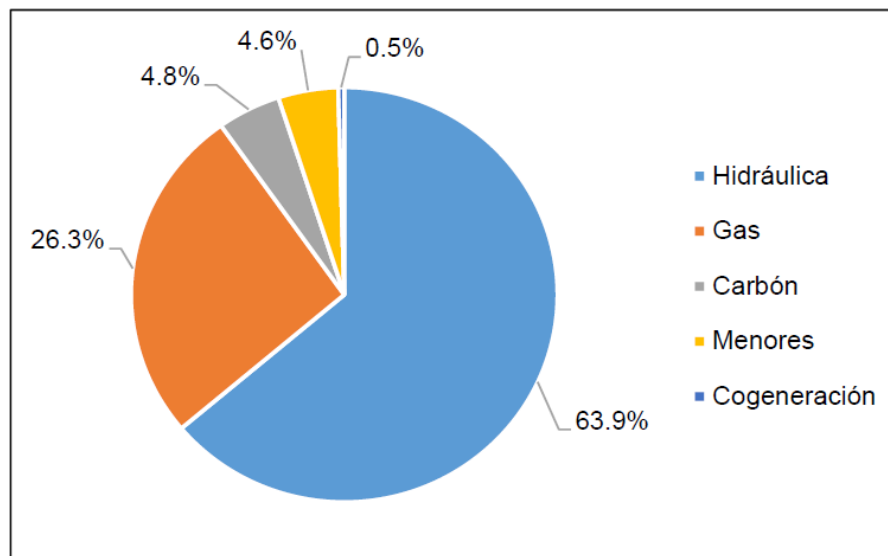
La capacidad instalada de un país hace alusión a la potencia máxima que puede entregar su parque generador que está compuesto por los generadores hidráulicos, los generadores térmicos, los generadores menores y los cogeneradores, en el caso colombiano.

Al revisar el sistema de información del operador del sistema (XM, 2015), se encontró que en marzo de 2014 la capacidad instalada para la generación de electricidad del SIN era de 14,585.5 MW representada principalmente por centrales hidráulicas, térmicas a gas y térmicas a carbón (Figura 2-7).

Tecnología	Capacidad [MW]
Capacidad hidroeléctrica	9,313.0
Capacidad plantas a gas	3,841.0
Capacidad plantas a carbón	701.0
Capacidad de cogeneración	66.8
Capacidad plantas menores	663.7
<b>Total</b>	<b>14,585.5</b>

**Figura 2-7.** Capacidad instalada en generación eléctrica del SIN por tecnología (XM, 2015)

La distribución de la capacidad instalada del parque de generación del SIN, es dominada por la centrales hidroeléctricas, las cuales alcanzan el 63.9% del total de la capacidad instalada. Esta tecnología es seguida por las centrales térmicas a gas las cuales representan el 26.3%. Asimismo, se encuentra que tanto las centrales térmicas a carbón y las plantas menores (principalmente centrales de generación filo de agua) participan de manera similar en la capacidad instalada del parque generador con valores cercanos al 4.5% cada una. Finalmente, se considera la participación de las plantas de cogeneración la cual alcanza el 0.5% del total instalado (Figura 2-8) (XM, 2015).



**Figura 2-8.** Distribución de la capacidad instalada en generación eléctrica del SIN (XM, 2015)

La generación de electricidad en Colombia se realiza mayoritariamente a través de plantas hidráulicas y en menor proporción con plantas térmicas, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores en los que son utilizados como combustibles para la generación: el gas natural, el carbón, el fuel-oil, el combustóleo, el ACPM, el jet A1 y los residuos de los procesos productivos en las industrias (UPME, 2014b).

Es de anotar que dicha capacidad se incrementó 3,4% con respecto a 2013, debido a la entrada de los proyectos de Amoyá con 80 MW y Darío Valencia Samper en Cundinamarca con 50 MW. La generación total en 2014 alcanzó los 64.327,9 GWh que equivalen cerca de 176,24 GWh promedio día. La generación térmica promedio día llegó a los 51,1 GWh, que corresponde a un 29% de la generación total, logrando un crecimiento de 9,3% con respecto a 2013 (UPME, 2014b).

La generación térmica utiliza distintos recursos energéticos y en muchos casos se dispone hasta de tres fuentes, con las cuales se asegura la confiabilidad del sistema, la siguiente tabla muestra una relación detallada de la capacidad efectiva neta de las plantas térmicas conectadas al SIN (Tabla 2-1), y los tipos de combustibles utilizados para la producción de electricidad (UPME, 2014b).



Unidad	Capacidad MW	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 3
TEBSA TOTAL	791	Gas		
T SIERRA1	460	Gas	ACPM	
TERMO FLORES 4	450	Gas	Fuel-Oil	Gas Fuel-Oil
MERILECTRICA 1	167	Gas		
TERMOFLORES GENERA.	160	Gas	ACPM	
TERMOCANDELARIA 1	157	Gas	Fuel-Oil	
TERMOCANDELARIA 2	157	Gas	Fuel-Oil	
TERMOGUAJIRA 1	151	Gas	Carbón	Gas - Carbón
TERMOGUAJIRA 2	151	Gas	Carbón	Gas - Carbón
TERMOBQLLA 3	64	Gas	Fuel-Oil	Gas Fuel-Oil
TERMOBQLLA 4	63	Gas	Fuel-Oil	Gas Fuel-Oil
PROELECTRICA 1	45	Gas		
PROELECTRICA 2	45	Gas		
TERMOYOPAL 2	30	Gas		
CARTAGENA 3	66	Combustoleo	Gas	
CARTAGENA 1	61	Combustoleo	Gas	
CARTAGENA 2	60	Combustoleo	Gas	
TERMOEMCALI 1	229	Fuel-Oil	Gas	
COGENERADOR PROENCA	4	Fuel-Oil		
COGENERADOR INCAUCA	10	Fuel-Oil		
TERMOCENTRO -1	278	Gas - Jet A1	Jet A1	Gas
TERMOVALLE 1	205	ACPM	Gas	
TERMODORADA1	51	Jet A1	Gas	ACPM
TASAJER 1	155	Carbón		
PAIPA 4	150	Carbón		
PAIPA 2	70	Carbón		
PAIPA 3	70	Carbón		
ZIPA 4	64	Carbón		
ZIPA 5	64	Carbón		
ZIPA 2	63	Carbón		
ZIPA 4	34	Carbón		
PAIPA 1	31	Carbón		

**Tabla 2-1.** Capacidad efectiva de generación térmica por fuente (UPME, 2014b).

El más reciente plan de expansión definido por la UPME, se realizó para el período establecido entre los años 2014-2028. En este período las empresas que tengan adjudicadas obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), tienen un plazo establecido para poner a disposición del mercado una determinada cantidad de energía, dependiendo de las condiciones de la adjudicación. Las centrales que deben ingresar al parque de generación como parte del plan de expansión proyectado entre 2014-2028 se ilustran en la tabla a continuación (Tabla 2-2).

Para mayor claridad al lector acerca de la forma en que se incentiva y regula el ingreso de nuevas centrales de generación, se expone de manera más detalla la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (Sección 2.5).

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Tipo	Entrada Operación
El Quimbo	420	Hidroeléctrica	jul-15
Cucuaná	55	Hidroeléctrica	sep-15
Gecelca 3	164	Térmica Carbón	dic-15
Sogamoso 2	266	Hidroeléctrica	dic-15
San Miguel	42	Hidroeléctrica	dic-15
Ambeima	45	Hidroeléctrica	dic-15
Carlos Lleras	78	Hidroeléctrica	dic-15
Tasajero II	160	Térmica Carbón	dic-15
Gecelca 3.2	250	Térmica Carbón	dic-15
Sogamoso 1	533	Hidroeléctrica	dic-16
Termonorte	88	Térmica Gas	dic-17
Ituango 1	300	Hidroeléctrica	sep-18
Porvenir 2	351	Hidroeléctrica	dic-18
Ituango 2	300	Hidroeléctrica	feb-19
Ituango 3	300	Hidroeléctrica	may-19
Ituango 4	300	Hidroeléctrica	jun-19
Ituango 5	300	Hidroeléctrica	sep-21
Ituango 6	300	Hidroeléctrica	dic-21
Central Térmica Gas I	250	Térmica Gas	Ene-22
Central Térmica Carbón	300	Térmica Carbón	Ene-22
Ituango 7	300	Hidroeléctrica	mar-22
Ituango 8	300	Hidroeléctrica	jun-22
Central Hidroeléctrica I	400	Hidroeléctrica	Ene-25
Central Hidroeléctrica II	700	Hidroeléctrica	Ene-25
Central Hidroeléctrica III	250	Hidroeléctrica	Ene-25
<b>Total Capacidad Expansión</b>	<b>6.752</b>		

**Tabla 2-2.** Plan de expansión en capacidad instalada 2014-2028 (UPME, 2013a).

## 2.5. Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad es una remuneración que se le otorga a un agente generador, el cual adquiere y se compromete a cumplir con una Obligación de Energía Firme (OEF). El Cargo por Confiabilidad se creó con el fin de avanzar hacia un esquema de mercado que proporcione las señales apropiadas de largo plazo para incentivar la expansión del parque de generación eléctrico en Colombia (CREG, 2006a). Esta obligación es asignada en una Subasta, o algún otro mecanismo que haga sus veces, y debe estar respaldada por activos de generación que brinden confiabilidad al sistema energético en condiciones críticas de abastecimiento (CREG, 2006b).

Este mecanismo fue diseñado por los profesores Peter Cramton y Steven Stoft (Cramton & Stoft, 2005), quienes afirman que este tipo de mecanismo coordina la inversión en nuevos recursos de generación necesarios para asegurar que la electricidad de la que se dispone sea suficiente y así garantizar el abastecimiento de la demanda incluso en períodos secos (Cramton & Stoft, 2007).

*“El Cargo por Confiabilidad busca entregar a los generadores los incentivos de inversión y de operación adecuados para construir y operar los recursos energéticos de una manera eficiente, en la cantidad necesaria y logrando la mezcla óptima de los mismos. También busca mitigar el uso del poder del mercado y de posición dominante de algunos generadores en períodos de escasez. Finalmente, desea lograr una reducción del riesgo que enfrenta tanto la demanda como la oferta para generar los incentivos necesarios hacia mantener una relación riesgo-rentabilidad óptima mediante la reducción de la volatilidad de los pagos a través de contratos”* (Villareal & Córdoba, 2008).

De acuerdo con la CREG (2006a) algunas de las ventajas del Cargo son:

- Las Obligaciones de Energía Firme establecen un vínculo jurídico entre la demanda del mercado de electricidad y los generadores, que garantiza el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.
- Los generadores cuentan con ingresos fijos asociados a las obligaciones hasta por 20 años, lo cual se traduce en una estabilización de sus flujos de caja y reducción de sus riesgos de inversión.

- Los usuarios reciben el beneficio de la confiabilidad, ya que el mecanismo está pensado para satisfacer la demanda incluso en condiciones de escasez, evitando los racionamientos y que los precios de bolsa superen cierto valor.

De acuerdo con Cramton y Stoft (2007), el esquema de Cargo por Confiabilidad está caracterizado por:

- **Producto:** El producto es una opción de energía firme de respaldo (Cramton & Stoft, 2007), denominada *Obligación de Energía Firme (OEF)* la cual se asemeja a una opción financiera tipo call respaldada por un recurso físico certificado capaz de producir energía firme en un período crítico y acompañada de una serie de garantías adicionales de cumplimiento (Salazar, 2008).

La obligación de energía firme es un producto diseñado para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes. Cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez, reflejando así una situación crítica de abastecimiento de electricidad, el generador al que se le asignó una obligación debe generar, según el despacho ideal, una cantidad determinada de energía (CREG, 2006a, 2006b).

Las obligaciones de energía firme serán adquiridas mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, y subastadas y asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación con respaldo de energía firme (CREG, 2006b; Cramton & Stoft, 2007). Entendiéndose por *Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)*, la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. La ENFICC de las plantas térmicas se calcula a partir del combustible del que dispondrá la planta para su operación (CREG, 2006a).

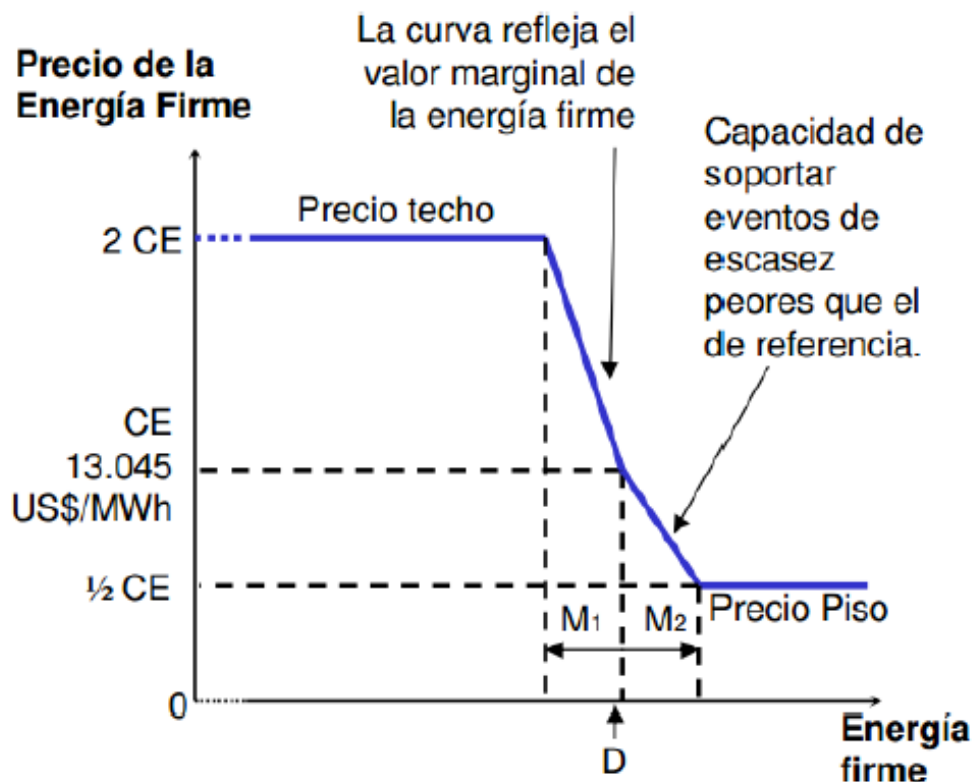
- **Período de planeación:** El período de planeación es el tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la subasta o del mecanismo de asignación que haga sus veces y la fecha de inicio del período de vigencia de la obligación asignada en dicha Subasta (CREG, 2006b).

El período de planeación es lo suficientemente lejos del compromiso para que los posibles nuevos proyectos puedan competir en la subasta antes de que hayan invertido costos considerables en el proyecto. De esta manera, las ofertas de los nuevos recursos pueden reflejar el costo de la nueva entrada. Esto hace que la energía firme del mercado sea disputable y permite que la nueva entrada fije el precio (Cramton & Stoft, 2007).

- **Período de compromiso:** o período de vigencia de la obligación, es el período durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su OEF (Cramton & Stoft, 2007). El período de vigencia de la obligación lo decide el propietario o representante comercial del activo de generación que la respalda. Durante este período el generador es remunerado y el valor de esta remuneración es el resultado de la subasta donde le fue asignada su OEF (CREG, 2006a).

- **Curva de demanda:** La curva de demanda especifica la cantidad que es adquirida a cada precio. En teoría, esta representa el valor marginal de energía firme adicional.

En la práctica, esto tiene sentido al limitar la curva con un precio máximo y un precio mínimo, como se muestra en la (Figura 2-9) (Cramton & Stoft, 2007).



**Figura 2-9.** Función de demanda de energía firme. (XM S.A. E.S.P., 2007).

Dónde: D=Demanda Objetivo, CE = Costo del entrante (US\$/kWh), M1 y M2 = Márgenes de demanda de energía, todos definidos por la CREG.

- ***Demanda Objetivo:*** Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1º de Diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG (CREG, 2006b).

Como conclusión de este capítulo se tiene, que a partir del racionamiento del año 1992, el país sufrió una reestructuración en su cadena de suministro de electricidad, constituyéndose en la primera medida de adaptación para enfrentar los impactos al cambio climático. Se crearon los agentes: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores, al igual que un agente operador del sistema y administrador del mercado eléctrico. Se creó la ENFICC con el objetivo de garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes. Se amplió la información acerca del SIN, de la capacidad instalada y la ENFICC, ya que son conceptos básicos utilizados frecuentemente en el texto.

En el próximo capítulo se analizará la problemática que tiene el sector eléctrico ante los eventuales cambios que se pueden presentar por el lado de la oferta y la demanda, a causa del incremento en la variabilidad de los aportes hidrológicos y el aumento en la demanda de electricidad y de gas.

## **Capítulo 3. Definición del Problema de Investigación**

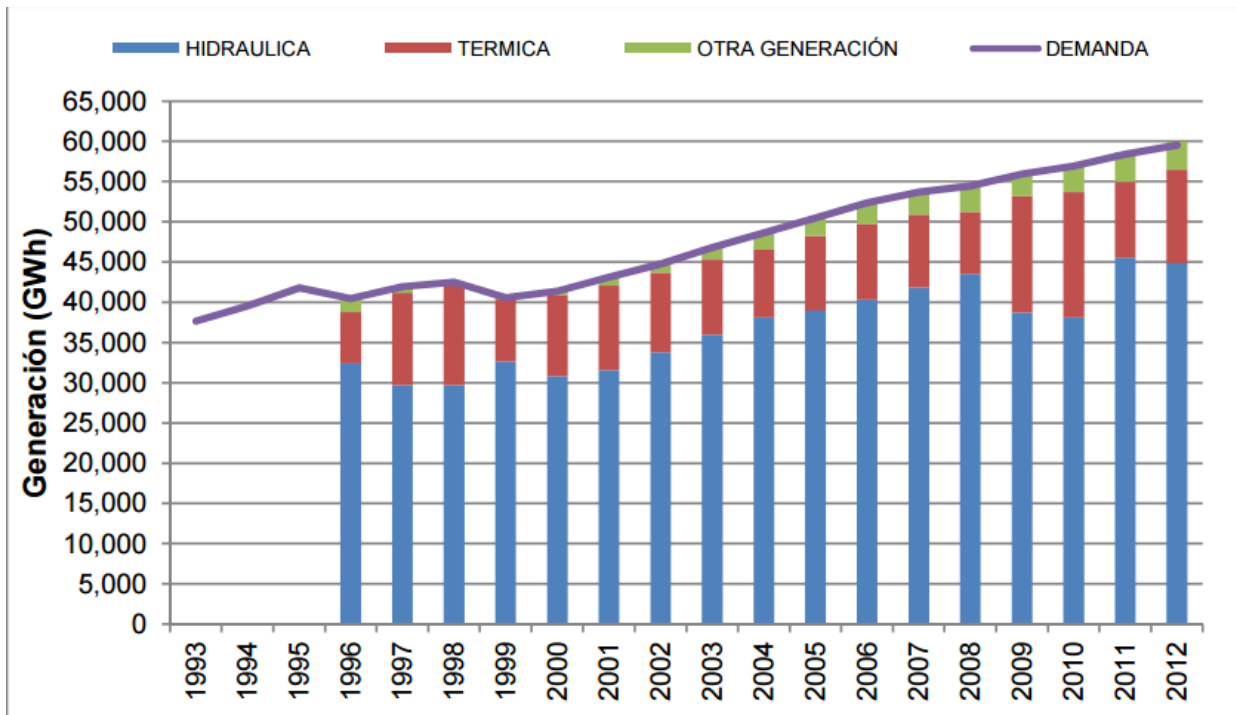
El Calentamiento Global y Cambio Climático son una realidad que genera anualmente la muerte de miles de personas en el mundo, al igual que cientos de millones de dólares de pérdidas económicas. Las consecuencias para el mundo por no actuar a tiempo y prepararse ante los impactos nefastos que puede desencadenar el cambio climático, podrían cambiar de manera radical el modo de vida de los seres humanos.

Contrarrestar los efectos de la contaminación que produce el hombre es una solución, pero ante la inminente acción del clima, se hace vital para las sociedades definir estrategias de acción que reduzcan los impactos ante eventuales desastres y catástrofes naturales.

Colombia es altamente vulnerable dado los muchos factores de susceptibilidad que presentan sus regiones (PNACC, 2012), y para reducir la exposición a los impactos del clima debe mejorar factores como: acceso a recursos, flexibilidad y estabilidad no solo en el ámbito social sino también en fuentes de generación, ya que son claves para establecer una resiliencia adecuada a nivel sectorial.

A la falta de resiliencia del país, se le suma la alta dependencia que tenemos al clima, lo cual incrementa significativamente la condición de vulnerabilidad, no sólo en el ámbito social, también en el ámbito energético, dado que dependemos del clima para abastecer los embalses que producen hidroelectricidad en el país y de los ríos para generación filo de agua.

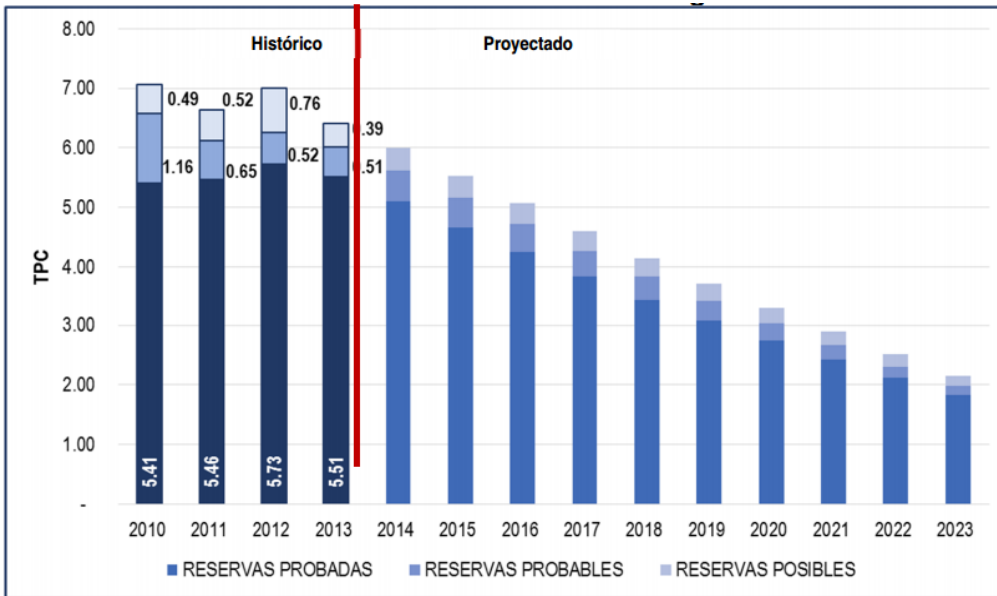
Se tiene que Colombia suplió con la generación hidroeléctrica entre 1996-2012 el 75,22% en promedio la demanda de energía para este período (Figura 3-1), (UPME, 2013b), y ante un eventual aumento en la variabilidad climática del orden del 79% por causa del cambio climático (Veldkamp et al.,2015), y el aumento en la demanda eléctrica a causa del uso de aire acondicionado para mitigar las jornadas de calor (Isaac et al., 2008), se ocasionarían serios problemas para atender la demanda del sistema nacional.



**Figura 3-1.** Distribución de la generación real por tipo de tecnología 1996-2012 (UPME, 2013b).

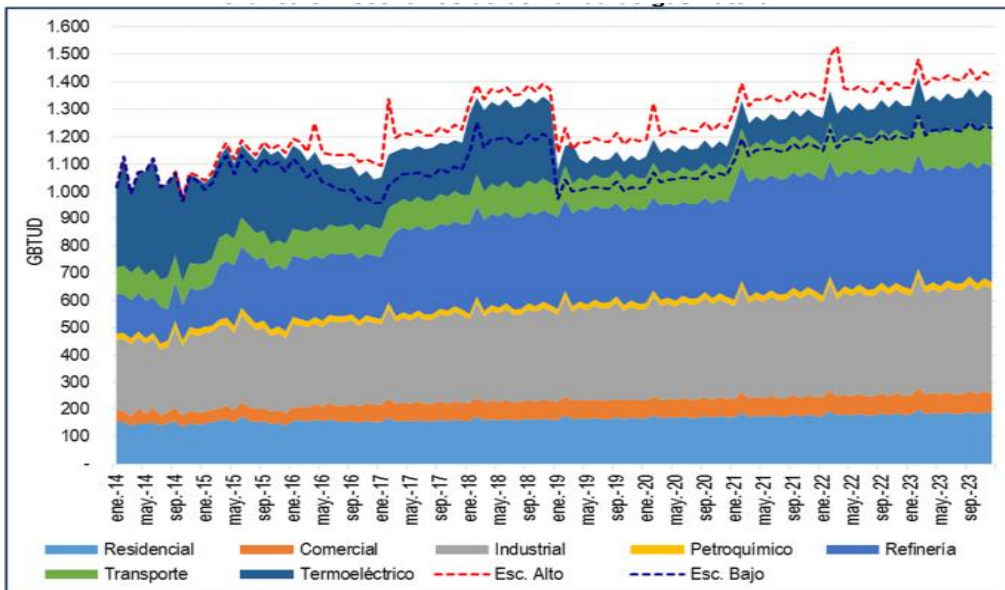
Adicionalmente, la segunda fuente de generación eléctrica más importante de energía para el país, como lo es la generación térmica a gas, cubrió el 16.46% de la demanda acumulada entre 1996-2012 (Figura 3-1). Actualmente el sector del gas presenta serios problemas de abastecimiento del combustible, causados por el aumento del 57.2% entre 2009 y 2013 de la demanda nacional, que representa un crecimiento interanual de 9.1%, y éste se vio reflejado en todos los sectores que se abastecen de este combustible, entre los que se destacan, el residencial con un aumento en la demanda de 39.3%, las refinerías con 37.9% y el industrial con 21.8% (UPME, 2015a); adicionalmente en el reporte de balance de gas natural (UPME, 2015a), se prevé que para el año 2023 exista un déficit en el suministro a nivel nacional; dado que las reservas de gas natural en las proyecciones de la UPME disminuirán en el corto plazo (Figura 3-2), adicionalmente se tiene que la proyección de demanda continúa en aumento (Figura 3-3), y contrastando la producción con la demanda tenemos un déficit en el balance, que se prevé según las proyecciones, ocurrirá en el año 2023 (Figura 3-4) (UPME, 2015a).





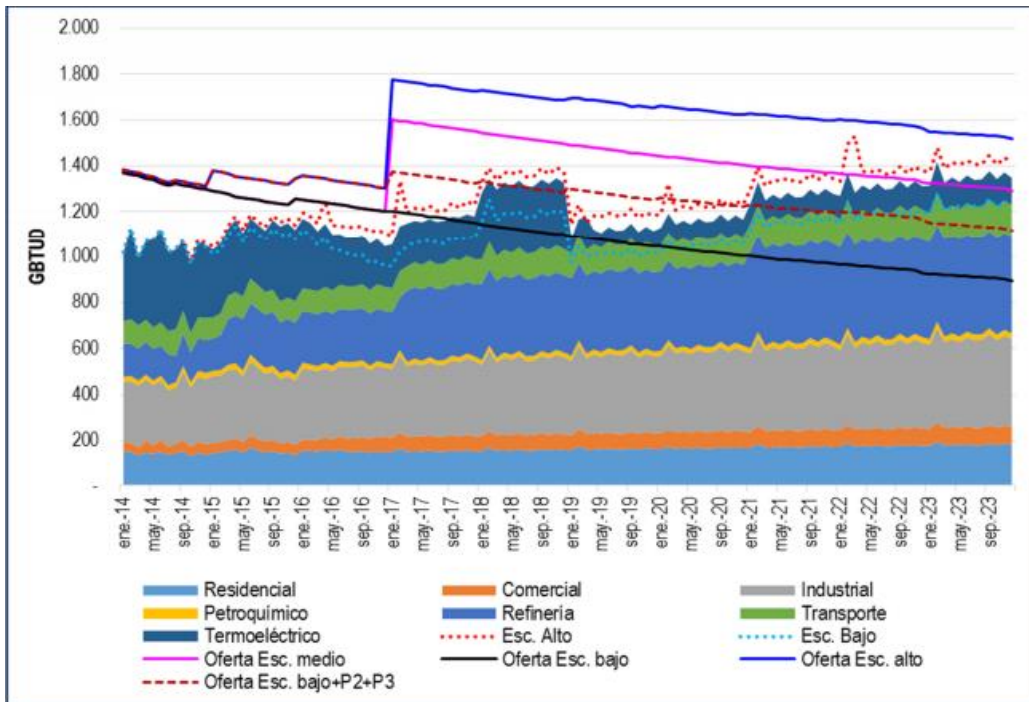
**Figura 3-2.** Evolución de reservas de gas natural 2010-2023 (UPME, 2015a).

Este problema de abastecimiento para suplir las demandas del sector constituyen un factor de vulnerabilidad alto para la generación térmica a gas, que si se suma a la variabilidad en la disponibilidad del recurso hídrico para la generación de energía hidroeléctrica y el aumento en la demanda de electricidad, se plantea un riesgo alto para el sector eléctrico.



**Figura 3-3.** Escenarios de demanda de gas natural 2014-2023 (UPME, 2015a).

Los factores de vulnerabilidad antes mencionados, evidencian un riesgo alto para el sector eléctrico ante los impactos del cambio climático, problemática que requiere del análisis de políticas que conlleven a reducir la vulnerabilidad del sector.



**Figura 3-4.** Balance nacional de gas natural 2014-2023 (UPME, 2015a).

Como conclusión del capítulo, se puede decir que es de suma relevancia realizar un trabajo de investigación que amplíe la información preliminar expuesta anteriormente, con el objetivo de entender cuáles son las implicaciones que tiene para el sector eléctrico los cambios producto de la crisis climática.

En el próximo capítulo, se expone el estado del arte, en el cual se hará mención a los principales autores e instituciones, que están trabajando en el tema de adaptación desde diferentes metodologías con resultados muy valiosos que contribuyen en la discusión para definir políticas que promuevan cambios tanto institucionales como sociales, que reduzcan los riesgos del sector eléctrico ante los impactos del cambio climático.

## Capítulo 4. Estado del Arte

En la literatura se pueden encontrar muchos autores que abordan el problema del cambio climático en sus investigaciones. Este estudio, se concentra en aquellas investigaciones que realizan su enfoque en la evaluación de políticas de mitigación y adaptación para el sector eléctrico, el estudio de la oferta y demanda de energía eléctrica, y el análisis de la relación entre éstas y el clima; utilizando como metodología de análisis de información el modelado y la simulación de sistemas.

Primero se expone el estudio realizado por (Macías, 2010), en el cual se presentan los resultados de la simulación de la operación del SIN colombiano bajo condiciones hidrológicas de cambio climático. Para las siguientes cuatro décadas se presentan los efectos sobre el precio de la energía eléctrica, riesgo de racionamiento y emisiones de gases de efecto invernadero.

De los resultados de este estudio se concluyó: que debido al cambio climático y el calentamiento global, se puede presentar mayor riesgo de desabastecimiento del sector eléctrico, lo que implicaría realizar inversiones en nuevos proyectos de generación y obras de transmisión asociadas a fin de recuperar los niveles de confiabilidad que la normatividad señala. Al igual que se hace necesario un análisis económico de los costos de inversión y operación necesarios para adaptarse a las nuevas condiciones climáticas.

Se tienen también los estudios en relación a los impactos que pueda tener el cambio climático sobre el sector eléctrico:

En la investigación de (Franco et al., 2008) nuevos escenarios climáticos fueron desarrollados estadísticamente para el estado de California, de éstos se obtuvieron los datos de simulación del modelo. Los resultados evidencian impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico, y estos impactos pueden ser reducidos si se da la penetración de tecnologías de generación como la fotovoltaica, ya que ésta aprovecha el aumento en la radiación solar en las temporadas de calor, como consecuencia del efecto invernadero.

En los estudios de Mirasgedis et al. (2007), se desarrolló un modelo climático para predecir las condiciones climáticas bajo los escenarios A2 y B2, consignados en el Reporte

Especial sobre Escenarios de Emisiones (SRES, por sus siglas en inglés), proyectados por el IPCC para las próximas décadas, y éste se tomó como parámetro de entrada a un modelo de regresión múltiple de la sensibilidad de la demanda de electricidad. Como un importante hallazgo de la investigación, se tiene que para los próximos años se dará un incremento estimado entre un 3,6%-5,5% adicional de la demanda eléctrica anual, debida solamente al cambio climático, bajo los escenarios A2 y B2 del IPCC proyectados a 2030.

En la revisión de la literatura también se encuentran investigaciones del lado de la demanda, en las cuales se estudia esta variable de manera desagregada, entre las que se tienen:

En los estudios de (Isaac et al., 2008), se realizaron las simulaciones con datos proyectados para un escenario medio de demanda eléctrica residencial, teniendo en cuenta el aumento de ésta, producto del uso de aire acondicionado residencial. Se tiene como resultado la estabilización en los índices de crecimiento de la demanda para calefacción alrededor del año 2030, mientras que la demanda de energía para refrigeración aumentará en un 70% para el año 2100 por encima de las proyecciones de demanda estimada sin cambio climático.

En la investigación de (Ruth et al., 2006), se desarrolló un modelo de regresión múltiple para estimar los impactos del cambio climático sobre la demanda de energía en el estado de Maryland, que incorpora tanto el clima como precios de la energía; con este modelo, se realizó un análisis del consumo de energía mensual del sector comercial y al tiempo que se tenía en cuenta la temperatura, estableciendo la relación entre energía y clima, del cual se concluyó que la demanda eléctrica del sector comercial aumentará en un 10% por año, durante los períodos de demanda pico, también se concluye que los aumentos de los precios de la electricidad pueden causar una respuesta por parte de la demanda que ayude a revertir los aumentos inducidos por el cambio climático.

En el estudio de la demanda industrial de (Moral-Carcedo et al, 2015), los datos fueron recolectados de 82 sub-sectores en los que se clasificó el sector industrial de España. De éste se concluyó que la demanda eléctrica de las empresas no es sensible a la disminución en la temperatura, pero si lo es a los aumentos que pueda tener esta variable climática.

(Zachariadis et al., 2014) desarrollaron un modelo econométrico de la demanda eléctrica en conjunto con las proyecciones climáticas para los países que se encuentran ubicados en la zona del Mediterráneo Europeo. De este estudio se obtuvieron resultados que indican que para mediados del siglo XXI habrá un aumento en la demanda de electricidad como consecuencia directa del cambio climático.

Los autores (Madani et al., 2014) realizaron un estudio que buscaba evaluar la capacidad de adaptación del sistema hidroeléctrico de California ante el cambio climático. En este estudio fue utilizado un modelo de optimización hidroeléctrico de California llamado "EBHOM 2.0". El cual incluye un módulo para estimar los impactos del cambio climático sobre el precio de la hidroelectricidad.

Los resultados obtenidos muestran que la expansión en la capacidad de almacenamiento de energía del sistema hidroeléctrico de California, parece ser la opción más beneficiosa para adaptarse al cambio climático, asegurar el suministro de electricidad y maximizar los ingresos, aunque tal expansión podría no ser justificable, debido a los altos costos que demandan una expansión del sistema (Madani et al., 2014).

En el estudio hecho por (Dowling, 2013), utilizando el modelo "Prospective Outlook for the Long-term Energy System (POLES)", que es un modelo de simulación global para el desarrollo de escenarios de energía hasta 2050. La dinámica del modelo es basada en un proceso de simulación año por año, de la oferta y demanda de energía con ajustes a los precios y una retroalimentación del precio internacional de la energía.

(Dowling, 2013) concluyó de las simulaciones realizadas que:

- Los impactos por el lado de la demanda serán mayores que los impactos por el lado de la oferta, debido al aumento en la necesidad de aire acondicionado en el sector residencial y de servicios.
- La generación eléctrica de fuente fósil y nuclear disminuyen, mientras que la generación con fuentes renovables aumenta.
- Resalta las importantes sinergias entre mitigación y adaptación al cambio climático. Siendo mayor la mitigación de reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>, que conducirán a

una disminución de los impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico, con una reducción en los requerimientos para la adaptación.

En dinámica de sistemas se encuentra el trabajo realizado por (Castañeda et al., 2013), en el cual se orientan los esfuerzos en un plan de mitigación del sector eléctrico británico ante el cambio climático. El modelo desarrollado permitió analizar políticas de mercado de expansión, "Feed-in tariff para apoyar el desarrollo de energías renovables, al igual que las condiciones de un mercado de carbono, y como éste puede ser un mecanismo para mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Se concluye de este trabajo que para asegurar el suministro de electricidad en Gran Bretaña y contribuir en el plan de mitigación de emisiones, se deben implementar políticas integrales, en las cuales se incluyan como estrategia la implementación del mercado de carbono con compromisos de reducción, un "Feed-in tariff" que promueva la entrada al sistema de energías renovables y un mercado de capacidad que compense la salida de centrales nucleares del sistema eléctrico británico en los próximos 4 años.

También se cuenta con el trabajo de (Cárdenas et al., 2011) con simulación en dinámica de sistemas, el cual modela el esquema de comercio de emisiones europeo entre 2013 y 2020. Entre los resultados obtenidos se tiene que:

- El precio del carbono por debajo de los 15 euros/ton junto con unos precios de combustible con una dinámica muy parecida a la actual, no son lo suficientemente fuertes para impulsar y conseguir los propósitos del Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, puesto que a largo plazo la termoeléctrica a carbón mantiene su porcentaje de participación en el mercado, ocasionando que las emisiones de dióxido de carbono del sector eléctrico no sufran grandes cambios, además de que si bien se da un impulso a tecnologías limpias como la eólica, su participación en el mercado sigue siendo relativamente baja comparada con otras tecnologías.

Como conclusión, de acuerdo a lo anteriormente visto, el problema de estudio que se desea trabajar ha sido abordado mediante diferentes metodologías, sin embargo, la adaptación del sector eléctrico como propuesta de solución no ha sido implementada

utilizando dinámica de sistemas, aunque si se han hecho estudios con esta metodología en el tema de mitigación del sector al cambio climático.

Por esta razón se considera la necesidad de que el problema de adaptación del sector eléctrico al cambio climático sea investigado bajo diferentes parámetros de modelado que permite la dinámica de sistemas, ya que proporciona una herramienta, de la cual se pueden obtener grandes beneficios sociales, económicos y ambientales, y nuevas perspectivas para afrontar los retos que nos plantea el planeta.

Por el lado de la oferta del sector eléctrico, se presentan los siguientes autores:

En la investigación realizada por los investigadores Chandramowli et al. (2014), Se tienen en cuenta las proyecciones para la oferta y demanda de electricidad, los aumentos en los picos de demanda, como consecuencia del aumento de la temperatura en temporadas de verano, conllevando a una alta incertidumbre de que impactos puedan generarse dado el cambio climático en áreas como: modelado económico de eventos extremos, vulnerabilidades en transmisión e infraestructura costera ante eventos extremos, modelado de los efectos del clima y los impactos sobre las fuentes de generación renovable y térmica.

En el artículo de Liu et al. (2014), se realizó la evaluación de siete escenarios con el Modelo de Evaluación de Cambio Global (GCAM, por sus siglas en inglés) que tiene en cuenta variables: económicas, de energía, de agricultura, uso de la tierra y del sistema climático, en los que se considera el precio del agua y las limitaciones para la oferta de éste. Concluyeron que la adopción de tecnologías de generación renovables no convencionales, se incrementará en los próximos años para contrarrestar la escasez de agua.

En el estudio de (Feng et al., 2014), se tiene como premisa relevante que la generación eléctrica es el segundo consumidor más grande de agua de China. Y se llega a la conclusión que la no incorporación de políticas de agua e implicaciones del cambio climático en la política energética, puede conducir a serios efectos como escasez de agua y reducción en el margen entre generación y demanda, aumentando el riesgo en la seguridad del suministro eléctrico.

Por el lado de la demanda también se tienen serias implicaciones al igual que por el lado de la oferta, y se exponen en las investigaciones siguientes:

El estudio realizado por (Ciscar, 2014), en el cual se hizo la evaluación integrada de los impactos del cambio climático sobre el sector eléctrico, teniendo en cuenta para la simulación, los escenarios del SRES, proyectados por el IPCC para las próximas décadas. La demanda de aire acondicionado para refrigeración en el sector residencial y servicios en la Unión Europea para 2050 registrará un incremento de 40 y 70% para dos escenarios E1 y A1B respectivamente (Ciscar, 2014).

(Zhou et al., 2014) evalúa 48 estados de los Estados Unidos, bajo el escenario A2 proyectado por el IPCC. Los resultados evidencian un alto impacto en las necesidades de refrigeración en edificios, lo cual incrementa la demanda de energía.

(Ahmed et al., 2012) realizaron una regresión lineal con los datos históricos registrados de las variables climáticas y otras variables no climáticas. Con el fin de cuantificar los impactos del cambio climático y las variables socio-económicas sobre la demanda eléctrica en New South Wales, Australia. Concluyendo que la demanda eléctrica es más sensible a los cambios en las variables climáticas en épocas de verano, lo que provoca un aumento en los requerimientos de generación para suplir las necesidades de la demanda de electricidad.

En (Padula et al., 2012), se definió un modelo de pronóstico de regresión múltiple simple, con el cual se evaluaron diferentes variables relacionadas con el clima, y este modelo fue entrenado con los datos obtenidos entre 1994-2009. Del modelo propuesto claramente se identificó la influencia de las condiciones climáticas sobre la demanda eléctrica agregada en Italia.

En la investigación de (Hekkenberg et al., 2009), se realizó el análisis de los datos medios históricos para la temperatura y demanda de electricidad para cada mes del año, entre los años 1970-2007, del cual se concluyó que la dependencia entre la temperatura y la demanda ha aumentado en los últimos años, sobre todo en las temporadas de verano, teniendo fuertes implicaciones en los precios de la energía.



Igualmente en el estudio de (Bessec et al., 2008), se llevó a cabo un análisis de 15 países de la Unión Europea con los datos de demanda eléctrica y temperatura de las últimas dos décadas. Entre sus principales hallazgos se tiene que la temperatura es el mayor determinante del consumo eléctrico en Europa y la sensibilidad del consumo eléctrico a los cambios en la temperatura ha aumentado en el período reciente en períodos de tiempo calurosos.

Como conclusión del capítulo, se tiene que el cambio climático generará impactos serios por el lado de la oferta eléctrica, ya que se evidencia en la literatura, un aumento en la variabilidad climática conllevando a reducción en la disponibilidad de recursos hídricos para la generación. Igualmente se tiene fuertes implicaciones por el lado de la demanda, a causa del aumento en la temperatura media global, provocando el incremento en el uso de aire acondicionado para refrigeración, y como consecuencia se reduce el margen entre capacidad instalada y demanda.

En el próximo capítulo, se mencionan los objetivos de la tesis y la metodología de trabajo utilizada para cumplir con los objetivos. Se muestra a la dinámica de sistemas como metodología que ofrece múltiples ventajas en la simulación del problema de estudio, ya que esta herramienta permite resolver problemas concretos a partir de sistemas complejos, en los que predominan: la incertidumbre en el comportamiento de los elementos relacionados en el problema, ciclos, realimentaciones y retardos; al igual que problemas donde las relaciones entre los elementos no son fáciles de parametrizar en ecuaciones y problemas donde no hay una explicación inmediata de los comportamientos.

## **Capítulo 5. Objetivos y Metodología**

### **5.1. Objetivo General**

Evaluar políticas de adaptación del sector eléctrico colombiano ante el cambio climático.

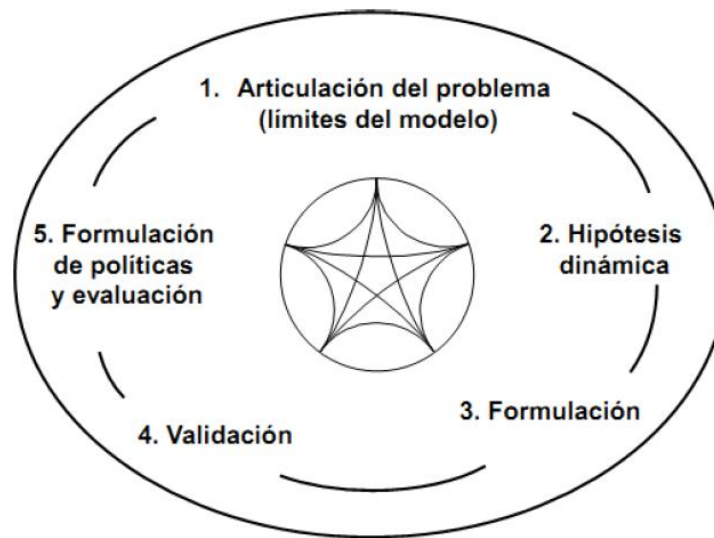
### **5.2. Objetivos Específicos**

- Construir un modelo que permita evaluar la adaptación del sector eléctrico colombiano ante el cambio climático bajo diferentes escenarios.
- Establecer cuáles son los factores de vulnerabilidad que presenta el sector eléctrico ante el cambio climático.
- Formular políticas de adaptación del sector eléctrico colombiano ante el cambio climático.

### **5.3. Metodología: Dinámica de sistemas para el estudio de políticas de Adaptación al Cambio Climático**

La dinámica de sistemas fue desarrollada por Jay Forrester en el año 1960, como una herramienta para el modelado y simulación, la cual facilita resolver problemas concretos a partir de sistemas complejos, con las siguientes características: incertidumbre en el comportamiento de los elementos relacionados en el problema, comportamientos contra intuitivos, resuelve problemas donde se perciben ciclos, realimentaciones y retardos, problemas donde las relaciones entre los elementos no son fáciles de parametrizar en ecuaciones, problemas donde no hay una explicación inmediata de los comportamientos (Forrester, 1961).

La dinámica de sistemas es una metodología que permite mejorar el aprendizaje en sistemas complejos y propone un proceso de modelado iterativo (Figura 5-1).



**Figura 5-1.** Proceso de Modelado en Dinámica de Sistemas (Sterman, 2000)

A continuación se describen brevemente cada uno de los pasos del proceso de modelado mencionado anteriormente:

### 5.3.1. Identificación del problema

Éste es el paso más importante dentro del proceso de modelado, ya que se debe establecer cuál es el problema al cual se está apuntando. Cada modelo es una representación del sistema, por lo tanto debe diseñarse para un problema en específico, el problema a estudiar, y no debe ser un retrato del sistema completo.

Es necesario saber cuál es el propósito del modelo, dado que tenerlo claro desde el principio es un factor clave para llevar a cabo un proceso de modelado exitoso. Dentro de este paso se debe definir un modo de referencia, es decir, un conjunto de datos descriptivos que representen cómo ha sido la evolución en el tiempo del sistema. Así mismo, debe plantearse un horizonte de tiempo que debe ser escogido de manera que se extienda lo suficientemente lejos en la historia de manera que permita observar cómo el problema surgió y lo suficientemente lejos en el futuro para ver el impacto de las políticas (Sterman, 2000).

### **5.3.2. Hipótesis dinámica**

Una vez se haya identificado el problema, se debe formular la hipótesis dinámica, en la cual se debe mostrar cuáles son las dinámicas que caracterizan el problema en términos de realimentaciones, niveles y flujos. Dentro de este paso se debe especificar la estructura del sistema y las reglas de interacción de las variables.

Existen diversas herramientas para representar los límites y la estructura del sistema, como son los diagramas del límite del modelo, los diagramas de subsistema, los diagramas causales y los diagramas de flujos y niveles (Sterman, 2000).

### **5.3.3. Formulación del modelo de simulación**

En este paso, deben probarse los modelos conceptuales propuestos en la hipótesis dinámica, para esto debe llevarse a cabo una formalización completa del modelo definiendo ecuaciones, parámetros y condiciones iniciales (Sterman, 2000).

### **5.3.4. Validación**

Cuando ya el modelo sea construido se debe validar si éste refleja razonablemente el comportamiento del sistema real de una manera consistente, con el fin de generar confianza en la validez del modelo. Para verificar esto, se realizan pruebas sobre el modelo de manera que se demuestre que es una representación válida de la realidad (Sterman, 2000).

Según (Forrester & Senge, 1980) se deben realizar un número de pruebas para evaluar tanto la estructura como el comportamiento del sistema. Barlas (1994) sintetiza dicha propuesta en tres tipos: pruebas de la estructura; pruebas del comportamiento como consecuencia de la estructura y pruebas de patrones de comportamiento. Por otro lado, (Sterman, 2000) propone un conjunto de pruebas para modelos de dinámica de sistemas, las cuales fueron utilizadas para validar el modelo desarrollado en esta tesis.

### **5.3.5. Formulación de políticas y evaluación**

Una vez se tenga confianza en la estructura y comportamiento del sistema, se comienza con la fase de diseño de políticas para su mejoramiento. La formulación de nuevas políticas incluye la creación de nuevas estrategias, estructuras y reglas de decisión, no sólo de cambiar los valores de los parámetros. En este paso, se evalúan diferentes escenarios de manera que pueda observarse el efecto que estos tengan dentro del sistema a lo largo del tiempo (Sterman, 2000).

La dinámica de sistemas como metodología proporciona múltiples ventajas en el estudio de sistemas complejos como son la economía, la ecología y los sistemas sociales, y es por esta razón que la metodología aplica plenamente para el modelado del sistema eléctrico y la subyacente evaluación de políticas de adaptación al cambio climático para este sector.

De este Capítulo 5 se puede concluir que este estudio tiene como objetivo evaluar políticas de adaptación que permitan al sector eléctrico definir posibles estrategias ante los eventuales impactos del cambio climático. Para lograr este objetivo se utiliza la metodología de modelado llamada dinámica de sistemas, la cual ofrece múltiples ventajas para el modelado de sistemas sociales, económicos y ambientales.

En el Capítulo 6 que se estudiará en el próximo capítulo, se tiene el modelo y sus componentes: oferta, despacho y costos de generación; también se hablará de los supuestos del modelo, la hipótesis dinámica y, los diagramas de flujos y niveles, los cuales hacen parte del proceso de modelado con dinámica de sistemas.

## Capítulo 6. Modelo y Validación

### 6.1. Arquitectura del Modelo

#### 6.1.1. Oferta

De la componente de oferta hacen parte los aportes hídricos, los embalses, los generadores térmicos a gas, los generadores térmicos a carbón, los generadores menores y cogeneradores. Los datos históricos de aportes se obtuvieron del agente operador del sistema (XM, 2015), en los cuales se especifica los aportes mes a mes de cada uno de los afluentes que alimentan los embalses objeto de estudio (Tabla 6-1), entre los que se encuentran los principales del sistema de aportes nacional.

Se considera relevante para el ejercicio que se pretende llevar a cabo, simular los aportes hídricos con mayor detalle, y es por ello que a continuación se presenta la tabla con los aportes medios históricos mes a mes, publicados por el operador del sistema (XM, 2015), lo cual es de utilidad en la tarea de modelamiento del sistema de aportes hídricos que tiene el SIN (Tabla 6-1).

Río\Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Octubre	Nov	Dic
<b>ANTIOQUIA</b>	<b>1.650,60</b>	<b>1.511,10</b>	<b>1.637,40</b>	<b>2.187,00</b>	<b>2.788,20</b>	<b>2.550,30</b>	<b>2.267,10</b>	<b>2.301,90</b>	<b>2.711,10</b>	<b>3.112,80</b>	<b>3.025,80</b>	<b>2.250,0</b>
<b>A. SAN LORENZO</b>	168,90	153,00	173,70	241,20	321,30	294,90	267,60	282,00	339,30	354,00	315,00	213,9
<b>CONCEPCION</b>	48,60	45,60	45,60	52,20	72,30	75,60	78,00	76,80	80,10	83,10	76,80	56,1

DES. EPPM (NEC,PAJ,DOL)	75,60	66,60	70,50	93,00	121,50	109,80	112,20	105,90	113,70	126,30	115,20	85,50
DES. GUARINO	43,50	45,90	52,50	64,50	71,40	53,10	38,10	35,40	47,40	61,80	70,80	63,60
DES. MANSO	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	14,70	10,50	11,40	16,80	24,30	27,60	19,80
RIOGRANDE	215,70	201,60	219,90	305,10	376,50	346,20	313,20	313,80	345,00	420,90	420,30	311,70
GUADALUPE	131,70	121,20	125,70	156,00	214,80	225,90	219,90	228,30	238,80	236,70	205,50	153,30
GUATAPE	122,70	105,90	126,30	176,40	204,90	168,60	141,90	154,80	206,10	237,90	227,70	163,20
MIEL I	114,90	111,30	116,40	127,80	136,50	95,40	64,50	66,60	95,40	139,20	176,70	160,20
NARE	385,50	346,80	378,90	520,80	684,00	630,00	526,80	523,80	632,70	726,60	741,30	549,00
PORCE II	201,90	187,20	191,70	256,50	359,40	335,40	309,30	311,70	368,40	425,70	392,70	287,70
PORCE III	46,20	38,70	39,30	45,90	49,80	52,80	50,70	49,50	58,20	68,10	57,00	50,10
SAN CARLOS	69,90	59,70	69,30	115,20	133,20	102,90	90,60	97,80	123,60	161,70	157,80	105,30
TENCHE	25,50	27,60	27,60	32,40	42,60	45,00	43,80	44,10	45,60	46,50	41,40	30,60
CARIBE	<b>58,20</b>	<b>43,50</b>	<b>45,90</b>	<b>81,60</b>	<b>144,00</b>	<b>162,90</b>	<b>167,40</b>	<b>152,70</b>	<b>146,70</b>	<b>153,60</b>	<b>138,30</b>	<b>98,10</b>
SINU URRRA	58,20	43,50	45,90	81,60	144,00	162,90	167,40	152,70	146,70	153,60	138,30	98,10
CENTRO	<b>248,10</b>	<b>249,60</b>	<b>308,70</b>	<b>521,70</b>	<b>807,60</b>	<b>834,90</b>	<b>852,90</b>	<b>661,80</b>	<b>459,60</b>	<b>637,50</b>	<b>818,40</b>	<b>543,30</b>
AMOYA	27,91	35,25	37,10	48,10	72,10	69,90	65,70	56,10	50,70	62,10	62,70	54,30
GOTA	103,80	96,90	129,00	287,40	480,30	484,50	496,50	380,10	243,60	383,70	525,60	289,20
BETANIA	127,80	134,10	158,40	207,30	231,90	264,60	279,60	214,80	156,90	171,60	199,50	174,90
PRADO	16,50	18,60	21,30	27,00	24,30	15,90	11,10	10,80	8,40	20,10	30,60	24,90
ORIENTE	<b>245,40</b>	<b>255,00</b>	<b>390,60</b>	<b>879,90</b>	<b>1.471,80</b>	<b>2.007,90</b>	<b>2.206,20</b>	<b>1.755,60</b>	<b>1.174,20</b>	<b>993,60</b>	<b>827,40</b>	<b>458,70</b>
BATA	48,90	50,80	45,40	44,40	61,30	84,50	69,70	67,30	65,40	75,40	68,70	72,50
BLANCO	4,80	4,80	7,20	12,30	20,40	23,40	26,40	17,70	14,40	14,70	12,60	7,80
CHUZA	34,20	41,70	68,70	147,60	208,80	272,70	280,20	205,50	151,50	136,20	108,60	58,20
GUAVIO	127,50	137,70	213,30	465,60	741,30	957,30	999,90	755,10	522,90	447,30	367,50	220,20
VALLE	<b>283,20</b>	<b>252,30</b>	<b>245,70</b>	<b>308,40</b>	<b>326,10</b>	<b>271,50</b>	<b>212,70</b>	<b>177,60</b>	<b>191,70</b>	<b>302,70</b>	<b>388,80</b>	<b>363,60</b>
ALTOANCHICA	130,20	117,00	114,60	162,00	172,50	139,50	101,40	93,60	118,20	182,10	196,50	166,80
CALIMA	15,30	13,20	13,50	18,30	21,90	17,40	11,70	9,00	10,80	20,10	27,90	22,20
CAUCA SALVAJINA	120,90	106,50	102,30	110,40	109,50	90,60	73,50	53,10	44,40	77,70	141,00	155,10

DIGUA	12,90	11,10	10,50	10,80	12,90	10,80	8,10	7,80	9,90	15,90	17,10	14,10
FLORIDA II	3,90	4,50	4,80	6,90	9,30	13,20	18,00	14,10	8,40	6,90	6,30	5,40
OTROS RIOS	102,30	98,10	104,10	131,70	131,10	116,70	97,50	84,90	85,50	117,60	138,90	122,70
TOTAL SIN	2.587,80	2.409,60	2.732,40	4.110,30	5.668,80	5.944,20	5.803,80	5.134,50	4.768,80	5.317,80	5.337,60	3.836,40

**Tabla 6-1.** Aportes medios históricos discriminado por mes del año en GWh (XM, 2015)

Igualmente, se tiene la tabla de clasificación de los embalses de acuerdo a los meses de regulación que tiene cada uno de ellos (Tabla 6-2). El cálculo de los meses de regulación se expone en las siguientes expresiones matemáticas.

Primero se toma la Capacidad Máxima de Energía del Embalse (CME) con unidades en [Megavatios/Hora], y se divide sobre la Capacidad Instalada en Potencia (CIP) con unidades en [Megavatios], determinando el número de horas de regulación expresado en la siguiente ecuación (1):

$$(1) \rightarrow X_1[h] = CME[MWh]/CIP[MW]$$

Luego se hace la conversión de horas a meses (2).

$$(2) \rightarrow X_1[h] * \left(\frac{1[d]}{24[h]}\right) * \left(\frac{1[m]}{30[d]}\right) = CME[MWh]/CIP[MW]$$

Por último se tiene que las unidades horas y días se eliminan de la expresión (2), y se tiene como resultado "X2", que expresa el número de meses de regulación (3).

$$(3) \rightarrow X_2[m] = CME[MWh]/CIP[MW]$$

X<sub>1</sub> = Número de Horas de Regulación

X<sub>2</sub> = Número de Meses de Regulación

CME = Capacidad Máxima de Energía del Embalse [MWh]

CIP = Capacidad Instalada en Potencia [MW]

[h] = Unidad que expresa hora

[d] = Unidad que expresa día

[m] = Unidad que expresa mes



Los embalses se clasifican de acuerdo a sus meses de regulación en nivel: alto, medio y bajo; los primeros son aquellos embalses con menos de un mes de capacidad de regulación, los embalses nivel medio tienen entre uno y tres meses de regulación, y por último los embalses con más de tres meses de regulación. Clasificación que se realiza para otorgar mayor nivel de detalle al modelo (“En el modelo Hidro1, Hidro2 e Hidro3 respectivamente”), y así permitir el análisis de la información de manera desagregada y dar mayor precisión en los precios de oferta de los generadores hidráulicos. Normalmente los agentes generadores hidráulicos a la hora de ofertar el precio de electricidad, realizan un análisis de variables entre las que se encuentran el nivel del embalse, el pronóstico de lluvias a corto y mediano plazo, el costo de oportunidad y la capacidad de regulación del embalse asociado a la central de generación, es por esta razón que se toma en cuenta entre los criterios de formación del precio de la electricidad, el nivel de regulación asociado a cada uno de los embalses (Tabla 6-2). Cabe resaltar que el nivel de regulación promedio de los embalses es de 1,95 meses; lo cual evidencia la posibilidad de racionamiento eléctrico, en caso de presentarse una sequía que se prolongue por un período de tiempo largo.

Central	Capacidad Embalse Energía (MWh)	Capacidad Instalada Potencial (MW)	Meses Regulación	Nivel Regulación
GUADALUPE	236.400	472	0,7	1
MIEL I	119.180	440	0,4	1
PLAYAS	115.240	204	0,8	1
PORCE II	138.600	405	0,5	1
PORCE III	287.100	660	0,6	1
SALVAJINA	181.200	270	0,9	1
TASAJERA	219.300	306	1,0	1
URRA1	187.700	329	0,8	1
CALIMA	211.710	120	2,5	2
GUAVIO	2.119.760	1.140	2,6	2

JAGUAS	142.200	170	1,2	2
PRADO	81.250	51	2,2	2
RIOGRANDE II	498.620	396	1,7	2
TRONERAS	40.630	40	1,4	2
ALTO ANCHICAYA	936.000	429	3,0	3
BETANIA	1.093.000	500	3,0	3
PUNCHINA	2.908.000	1.240	3,3	3
AGREGADO EEB	2.163.000	1.000	3,0	3
CHIVOR	2.180.000	1.000	3,0	3
CHUZA	289.300	40	10,0	3
MIRAFLORES	264.290	40	9,2	3
PENOL	3.214.800	560	8,0	3

**Tabla 6-2.** Clasificación de los embalses según el nivel de regulación (XM, 2015)

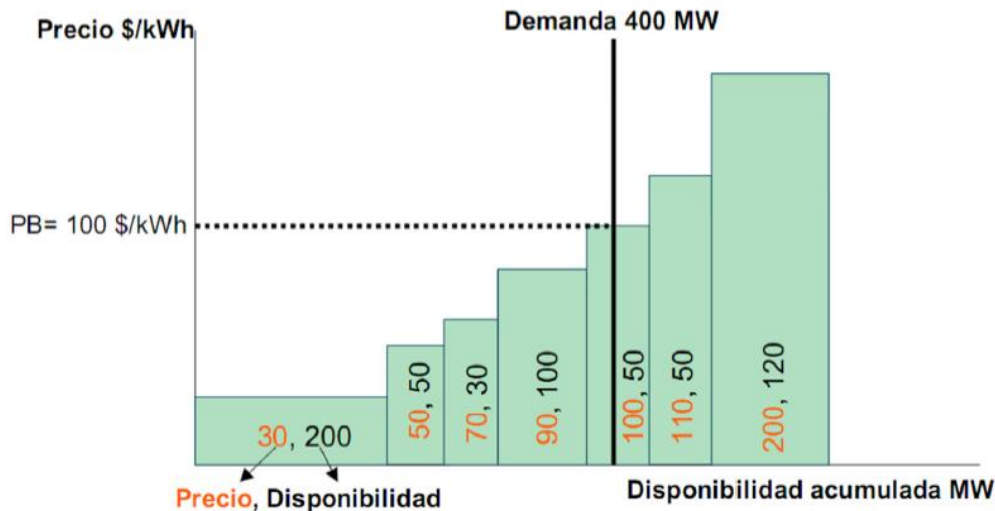
Como se mencionó anteriormente, la simulación del modelo se realizó para el período establecido en la expansión de la capacidad instalada entre 2014-2028. En este período las empresas que tengan adjudicadas obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), tienen un plazo establecido para poner a disposición del mercado una determinada cantidad de energía, dependiendo de las condiciones de la adjudicación.

### 6.1.2. Despacho

El despacho de generación de electricidad se hace por mérito. Un día antes, los agentes generadores de electricidad envían en forma confidencial al operador del sistema el precio de oferta por megavatio-hora (\$/MWh), a los cuales están dispuestos a vender su energía junto con su disponibilidad para cada instante de tiempo, luego, el operador del sistema, teniendo en cuenta la demanda del sistema, organiza estas ofertas por orden de mérito y determina la cantidad de energía que debe generar cada recurso, despachando primero los más económicos (Figura 6-1).

Los agentes están obligados a participar en la oferta que se realiza en bolsa cuando tienen una capacidad de generación igual o mayor a 20 MW. Los agentes con capacidad entre

10 MW y menos de 20 MW tienen la opción de participar en la misma. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG de acuerdo con las condiciones establecidas en la resolución 085 del 15 de octubre de 1996, proferida por la CREG (CREG, 1996).



**Figura 6-1.** Curva para despacho por mérito (FEDESARROLLO, 2013).

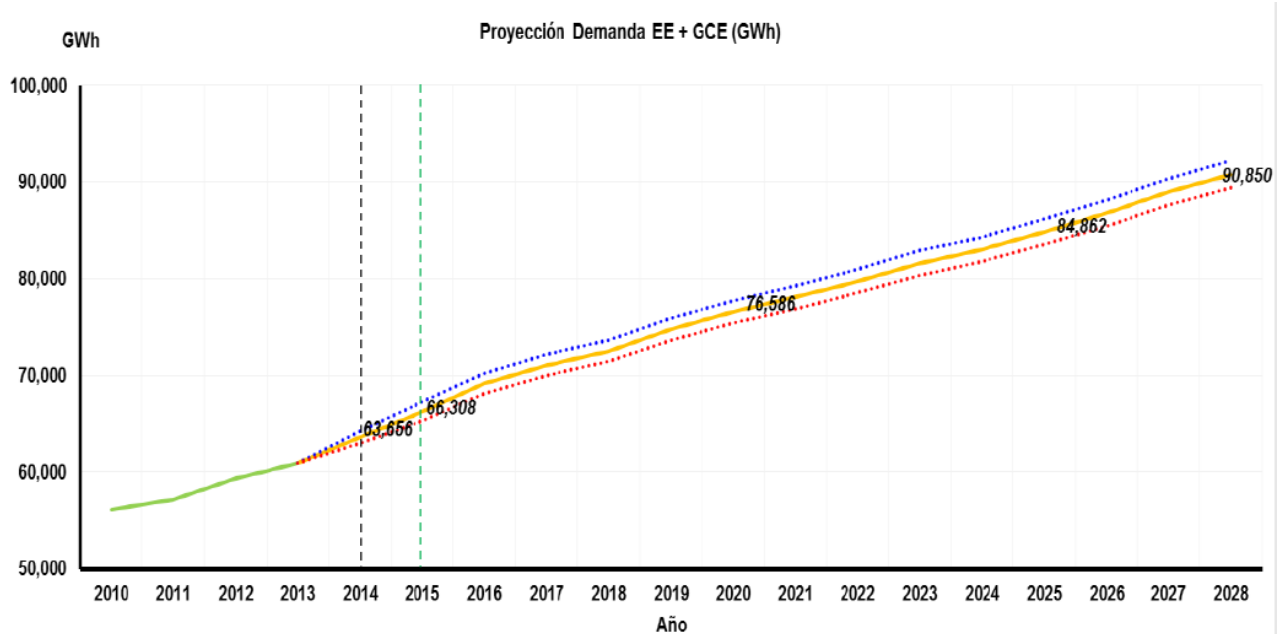
Para el cálculo de la curva de oferta para el mérito, la Administradora del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), tiene en cuenta el precio ofertado por cada central, la disponibilidad de generación de ésta y la demanda de electricidad. El precio al que se liquidara el despacho ideal realizado por cada planta, se establece de acuerdo al precio ofertado por la última planta que sale despachada para generar. Ésta es una versión simplificada del despacho, dado que en la realidad se hace una optimización de 24 horas.

De la componente despacho también hace parte la demanda, como la variable que define el despacho, y es de alta relevancia en la evaluación de políticas, ya que en la revisión de la literatura, se prevé que será fuertemente impactada por los cambios generados en la temperatura a causa del cambio climático.

La UPME en el territorio nacional, es la encargada de realizar la planeación del sistema eléctrico, y en su tarea de planeación, esta entidad publica periódicamente las proyecciones de demanda de electricidad y define el plan de expansión indicativo para atender la demanda.

En este estudio se toma la demanda proyectada para el período 2014-2028 y que se encuentra en (UPME, 2014).

Las proyecciones de demanda se componen de tres escenarios: alto, medio y bajo (Figura 6-2).



**Figura 6-2.** Proyección de demanda de energía eléctrica SIN 2014-2028 (UPME, 2014).

La demanda proyectada del SIN, incluye la demanda residencial, comercial, industrial y otras, incluyendo la proyectada de la interconexión eléctrica con Panamá y la demanda de Grandes Consumidores Especiales (GCE), las cuales se toman como datos de entrada para la simulación del escenario base, sin política (Tabla 6-3).

Año	Proyección Demanda Res-Ccial-Ind-Otros (GWh)			Proyección Demanda GCE + Exportaciones a Panamá (GWh)				Proyección Demanda Total SIN (GWh)		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Rubiales	Otras Ecopetrol	Drummond	Exp. Panamá	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	64.541	65.628	63.458	1.244	482	509		66.776	67.863	65.693
2016	66.079	67.191	64.971	1.407	964	1.009		69.459	70.571	68.351
2017	67.740	68.879	66.604	1.458	964	1.012		71.174	72.313	70.039
2018	69.272	70.438	68.110	1.309	964	1.009	1.313	73.867	75.033	72.705
2019	70.830	72.022	69.642	1.062	1.814	1.009	1.696	76.411	77.603	75.223
2020	72.517	73.738	71.301	790	2.081	1.009	1.844	78.242	79.462	77.026
2021	74.048	75.294	72.806	690	2.081	1.012	2.127	79.958	81.204	78.716
2022	75.685	76.958	74.416	572	2.081	1.012	2.393	81.743	83.016	80.474

<b>2023</b>	77.492	78.796	76.193	465	2.081	1.012	2.212	83.263	84.567	81.963
<b>2024</b>	78.996	80.325	77.671	378	2.081	1.012	2.296	84.764	86.093	83.439
<b>2025</b>	80.743	82.101	79.390	315	2.081	1.012	2.396	86.547	87.905	85.194
<b>2026</b>	82.553	83.941	81.169	259	2.081	1.012	2.363	88.267	89.655	86.883
<b>2027</b>	84.516	85.937	83.100	212	2.081	1.012	2.363	90.184	91.605	88.768
<b>2028</b>	86.205	87.656	84.760	174	2.081	1.012	2.363	90.834	93.285	90.390

**Tabla 6-3. Proyección de Demanda Eléctrica Anual SIN 2015-2028 (UPME, 2014)**

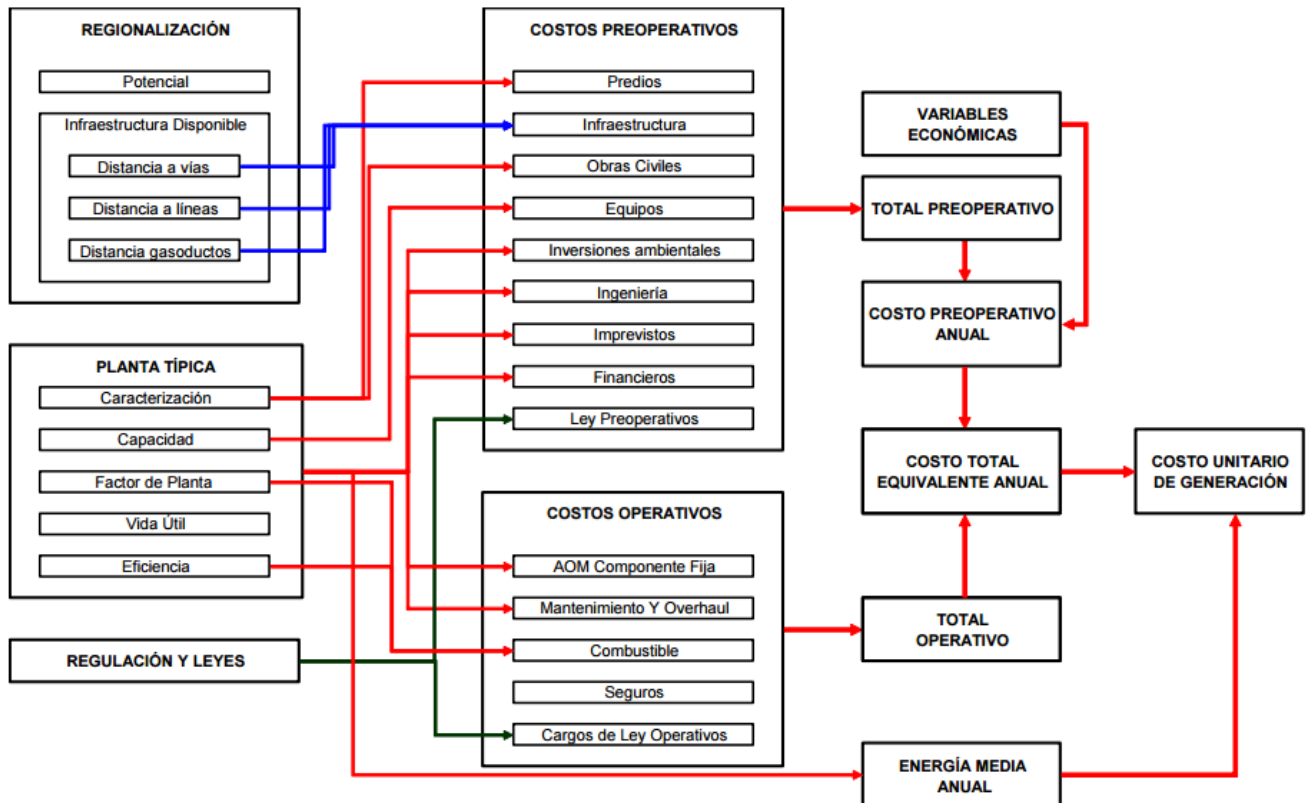
En la Tabla 6-4, se presenta la proyección para la demanda residencial, comercial e industrial. Se plantea la demanda desagregada, ya que en la revisión de la literatura se encontró que los sectores que presentan mayor afectación por las olas de calor, provocadas por el cambio climático son el residencial (Isaac et al., 2008), el comercial (Ruth et al., 2006) e industrial (Moral-Carcedo et al., 2015). Se estima que en estos tres sectores se registren los cambios más significativos en cada una de las curvas de demanda proyectadas como causa directa del cambio climática. Para la demanda de los sectores residencial, comercial e industrial en conjunto se estima un aumento de 3% anual (Mirasgedis et al., 2007) por encima de las proyecciones establecidas por la UPME que ya contienen los aumentos estimados para los años proyectados, constituyendo un incremento adicional al estimado bajo condiciones sin cambio climático.

Año	Proyección Demanda Residencial GWh			Proyección Demanda Comercial GWh			Proyección Demanda Industrial GWh		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
<b>2015</b>	20.433	21.492	22.515	16.931	18.314	19.137	21.629	22.225	22.505
<b>2016</b>	20.945	22.557	23.189	18.513	19.641	20.667	22.165	22.930	23.446
<b>2017</b>	21.150	23.114	23.515	20.492	20.852	22.090	22.472	23.413	24.023
<b>2018</b>	21.760	24.038	24.189	21.531	22.182	23.645	23.130	24.259	24.554
<b>2019</b>	22.359	24.522	24.859	22.578	23.492	25.187	23.962	25.204	25.672
<b>2020</b>	22.687	24.702	25.572	23.698	24.836	26.723	25.288	25.599	26.261
<b>2021</b>	23.004	25.332	26.301	24.619	25.941	28.029	25.582	26.049	27.295
<b>2022</b>	23.494	25.840	27.060	25.593	27.169	29.491	25.877	26.370	28.358
<b>2023</b>	23.723	26.143	27.838	26.359	27.867	29.982	26.960	27.855	28.673
<b>2024</b>	24.208	26.461	28.642	27.322	29.049	31.289	27.269	28.316	29.233
<b>2025</b>	24.876	26.975	29.471	28.154	30.555	33.173	26.970	28.424	30.061
<b>2026</b>	25.321	27.542	29.926	29.018	31.760	34.547	27.235	28.887	30.653
<b>2027</b>	26.173	28.417	30.607	29.883	32.965	35.921	27.596	28.457	31.510
<b>2028</b>	27.057	29.062	31.416	30.747	34.170	37.295	28.186	30.183	32.409

**Tabla 6-4. Proyección de Demanda Eléctrica Anual Desagregada 2015-2028 (UPME, 2014)**

### 6.1.3. Costos de Generación

Hay muchos tipos de costos asociados a la generación de energía, entre los que se encuentran los costos de: inversión, operación, mantenimiento, fijos y variables, y costo medio por unidad producida (Figura 6-3) (UPME, 2005).



**Figura 6-3.** Esquema de análisis del costo de generación (UPME, 2005)

En el modelo construido para el desarrollo de esta tesis, en la componente de costos, se utilizan costos de instalación que se amortizan mes a mes; de acuerdo a una tasa de retorno del inversionista, costos variables en el cual están incluidos los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) (Tabla 6-5), y el costo de los combustibles utilizados para el proceso de producción de energía. Los costos que no fueron mencionados y hacen parte de los costos asociados a la energía no son modelados dentro del sistema, ya que no hace parte de los objetivos de la tesis realizar un análisis exhaustivo de los costos relacionados con la generación eléctrica.

<b>Costos Operación-Mantenimiento</b>		
<b>Tipo</b>	<b>\$USD</b>	<b>(\$/MWh )*</b>
Eólica	1,68	4.192
Cogeneración	4,29	10.704
Filo Agua	0	0
Hidro1	0	0
Hidro2	0	0
Hidro3	0	0
Térmica Carbón	4,61	11.502
Térmica Gas	2,5	6.238
*Dolár TRM \$2.495 - (18-04-2015).		

**Tabla 6-5.** Costo O&M de la planta de generación por tecnología (CREG, 2013)

### **Costos Fijos**

En el modelo dentro de los costos fijos se toma el costo de instalación de la planta, el cual se amortiza mensualmente, y dependerá del tiempo de vida útil (Tabla 6-6), asociado a cada tipo de planta de generación y la tasa de retorno esperada, que normalmente está entre 7,8-12,3%. En el modelo la tasa de retorno considerada es de 10%, como la tasa promedio de retorno esperado entre los inversionistas (ETESA, 2007).

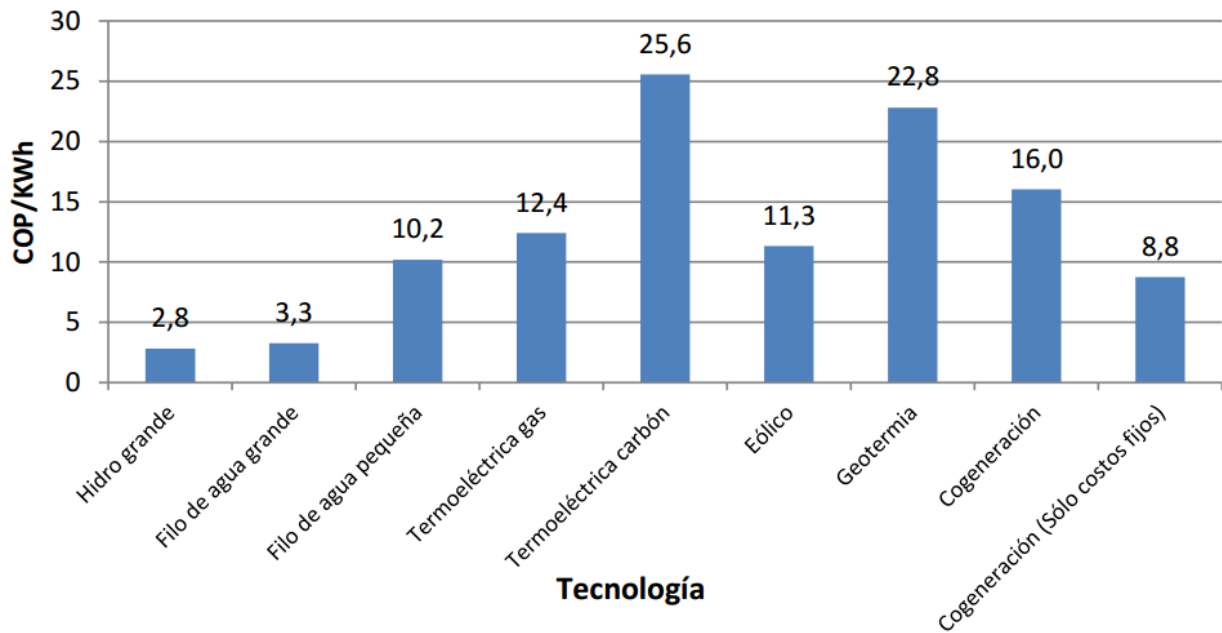
Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Factor de capacidad de planta	Tiempo de construcción (años)	Vida útil (años)
Hidroeléctrica grande	2400	85%	10	43
Filo de agua grande	80	73%	2.8	40
Filo de agua pequeña	35	55%	3	30
Termoeléctrica gas	300	85%	1	20
Termoeléctrica carbón	150	85%	2	30
Eólico	32	45%	2	20
Geotermia	50	90%	9	30
Cogeneración	40	75%	1	20

**Tabla 6-6.** Capacidad Instalada-Vida útil de las plantas por tipo (FEDESARROLLO, 2013)

### Costos Variables

Para el cálculo de los costos variables se consideran los costos de O&M y los costos de combustibles. En la Tabla 6-7 se presentan los costos de operación por kWh asociados a la generación por tipo de tecnología, cabe resaltar que los costos de los combustibles son cero para las centrales hidroeléctricas (solo tendrían costos fijos), debido a que el costo de utilizar el recurso, que en este caso es agua no tiene ningún costo en estos momentos, para la central de generación. En la Figura 6-4, se presentan los costos de operación por tipo de tecnología calculados en 2013.





**Figura 6-4.** Costos de operación por tipo de tecnología 2013(FEDESARROLLO, 2013)

Al igual que los costos de operación representan un factor importante a la hora de realizar una inversión, lo es también los costos del combustible que se requiere para la producción de energía. Los costos de los combustibles usados en el modelo son obtenidos de la UPME. Para las centrales que generan con gas, se dividieron en dos grupos, el primero está conformado por las centrales de la costa (Tabla 6-7) y el segundo por las centrales del interior (Tabla 6-8).

TERMICA GAS - REGION COSTA							
Año	Semestre	TermoGuajira		Termicas Barranquilla		Termicas Cartagena	
		Precio Gas Natural (US\$/MBTU)	Precio Gas Natural (US\$/MWh)	Precio Gas Natural (US\$/MBTU)	Precio Gas Natural (US\$/MWh)	Precio Gas Natural (US\$/MBTU)	Precio Gas Natural (US\$/MWh)
2012	1	6,150	20,99	6,282	21,44	6,466	22,07
2012	2	5,967	20,37	6,099	20,82	6,284	21,45
2013	1	5,939	20,27	6,071	20,72	6,256	21,35
2013	2	5,859	20,00	5,991	20,45	6,175	21,08
2014	1	5,944	20,29	6,076	20,74	6,260	21,37
2014	2	6,065	20,70	6,197	21,15	6,381	21,78
2015	1	6,152	21,00	6,284	21,45	6,469	22,08
2015	2	6,213	21,20	6,345	21,66	6,529	22,28

2016	1	6,301	21,51	6,433	21,96	6,617	22,58
2016	2	6,385	21,79	6,517	22,24	6,702	22,87
2017	1	6,474	22,10	6,606	22,55	6,791	23,18
2017	2	6,537	22,31	6,669	22,76	6,854	23,39
2018	1	6,627	22,62	6,759	23,07	6,943	23,70
2018	2	6,698	22,86	6,830	23,31	7,014	23,94
2019	1	6,788	23,17	6,920	23,62	7,104	24,25
2019	2	6,833	23,32	6,965	23,77	7,149	24,40
2020	1	6,923	23,63	7,055	24,08	7,239	24,71
2020	2	6,944	23,70	7,076	24,15	7,260	24,78
2021	1	7,033	24,00	7,165	24,45	7,350	25,09
2021	2	7,074	24,14	7,206	24,59	7,390	25,22
2022	1	7,163	24,45	7,295	24,90	7,480	25,53
2022	2	7,202	24,58	7,334	25,03	7,519	25,66
2023	1	7,292	24,89	7,424	25,34	7,608	25,97
2023	2	7,359	25,12	7,491	25,57	7,675	26,19
2024	1	7,448	25,42	7,580	25,87	7,765	26,50
2024	2	7,461	25,46	7,594	25,92	7,778	26,55
2025	1	7,550	25,77	7,682	26,22	7,867	26,85
2025	2	7,551	25,77	7,683	26,22	7,867	26,85
2026	1	7,639	26,07	7,771	26,52	7,955	27,15
2026	2	7,634	26,05	7,766	26,51	7,950	27,13
2027	1	7,720	26,35	7,852	26,80	8,036	27,43
2027	2	7,701	26,28	7,833	26,73	8,018	27,37
2028	1	7,786	26,57	7,918	27,02	8,103	27,66
2028	2	7,750	26,45	7,882	26,90	8,066	27,53

**Tabla 6-7.** Proyección del precio del gas 2012-2028 principales centrales térmicas de la costa (UPME, 2012)

En la Tabla 6-8, se muestran las principales centrales que utilizan gas, ubicadas en el interior del país, al igual que la proyección de precios del gas realizado por la UPME y los cuales son datos de entrada para el modelo de dinámica de sistemas.

TERMICA GAS - REGION CENTRO				
Año	Semestre	Termicas Palenque	Termo Centro (ISAGEN)	Termo Sierra (EPM)

		Precio Gas Natural (US\$/MBTU)	Precio Gas Natural (US\$/MWh)	Precio Gas Natural (US\$/MBTU)	Precio Gas Natural (US\$/MWh)	Precio Gas Natural (US\$/MBTU)	Precio Gas Natural (US\$/MWh)
2012	1	8,227	28,08	7,477	25,52	7,59	25,90
2012	2	8,045	27,46	7,294	24,89	7,41	25,29
2013	1	8,016	27,36	7,266	24,80	7,38	25,19
2013	2	7,936	27,09	7,185	24,52	7,30	24,91
2014	1	8,021	27,38	7,271	24,82	7,38	25,19
2014	2	8,142	27,79	7,392	25,23	7,50	25,60
2015	1	8,229	28,09	7,479	25,53	7,59	25,90
2015	2	8,290	28,29	7,540	25,73	7,65	26,11
2016	1	8,378	28,59	7,628	26,03	7,74	26,42
2016	2	8,462	28,88	7,712	26,32	7,82	26,69
2017	1	8,551	29,18	7,801	26,62	7,91	27,00
2017	2	8,614	29,40	7,864	26,84	7,98	27,24
2018	1	8,704	29,71	7,954	27,15	8,07	27,54
2018	2	8,775	29,95	8,025	27,39	8,14	27,78
2019	1	8,865	30,26	8,115	27,70	8,23	28,09
2019	2	8,910	30,41	8,160	27,85	8,27	28,23
2020	1	9,000	30,72	8,250	28,16	8,36	28,53
2020	2	9,021	30,79	8,271	28,23	8,38	28,60
2021	1	9,110	31,09	8,360	28,53	8,47	28,91
2021	2	9,151	31,23	8,401	28,67	8,51	29,04
2022	1	9,240	31,54	8,490	28,98	8,61	29,37

2022	2	9,280	31,67	8,529	29,11	8,64	29,49
2023	1	9,369	31,98	8,619	29,42	8,73	29,80
2023	2	9,436	32,20	8,686	29,65	8,80	30,03
2024	1	9,525	32,51	8,775	29,95	8,89	30,34
2024	2	9,539	32,56	8,788	29,99	8,90	30,38
2025	1	9,627	32,86	8,877	30,30	8,99	30,68
2025	2	9,628	32,86	8,878	30,30	8,99	30,68
2026	1	9,716	33,16	8,966	30,60	9,02	30,78
2026	2	9,711	33,14	8,960	30,58	9,07	30,96
2027	1	9,797	33,44	9,047	30,88	9,16	31,26
2027	2	9,778	33,37	9,028	30,81	9,14	31,19
2028	1	9,863	33,66	9,113	31,10	9,22	31,47
2028	2	9,827	33,54	9,077	30,98	9,19	31,37

**Tabla 6-8.** Proyección del precio del gas 2012-2028 principales centrales térmicas interior (UPME, 2012).

La proyección de los precios del carbón estimada por la UPME para el período 2012-2028, se encuentran en la siguiente tabla, y será la serie del precio de carbón que sirve como dato de entrada para la simulación del modelo (Tabla 6-9). Es importante anotar que el carbón colombiano es referenciado de acuerdo con la revista Argus-McCloskey como API#2, con un poder calorífico de 6.000 kcal/kg (UPME, 2010).

Año	Proyección Precios Carbon (US\$/Ton)			Proyección Precios Carbon (US\$/MBTU)			Proyección Precios Carbon (US\$/MWh)		
	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2012	63,55	71,86	80,17	2,67	3,02	3,37	9,11	10,30	11,49
2013	63,31	71,60	79,88	2,66	3,01	3,35	9,07	10,26	11,45

2014	63,31	71,60	79,88	2,66	3,01	3,35	9,07	10,26	11,45
2015	62,68	70,93	79,18	2,63	2,98	3,32	8,98	10,16	11,35
2016	62,15	70,37	78,58	2,61	2,95	3,30	8,90	10,08	11,26
2017	62,15	70,37	78,58	2,61	2,95	3,30	8,90	10,08	11,26
2018	62,15	70,37	78,58	2,61	2,95	3,30	8,90	10,08	11,26
2019	62,15	70,37	78,58	2,61	2,95	3,30	8,90	10,08	11,26
2020	62,48	70,71	78,94	2,62	2,97	3,31	8,95	10,13	11,31
2021	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2022	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2023	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2024	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2025	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2026	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2027	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36
2028	62,75	71,00	79,25	2,63	2,98	3,33	8,99	10,17	11,36

**Tabla 6-9.** Proyección del precio del carbón 2012-2028 (UPME, 2010)

Las centrales térmicas que utilizan líquidos y combustibles diferentes a gas y carbón no se tuvieron en cuenta ya que representan el 2,3% (Tabla 6-10), de la demanda de energía (GBTU) obtenida de los combustibles en 2013, y ya que esta tesis no tiene como objetivo el estudio de la dinámica asociada a estos combustibles dentro del sistema.

### Consumo de combustibles

A continuación se muestra el consumo de combustibles en el período comprendido entre 2011-2013 de las plantas de generación térmica del SIN. El incremento en el consumo de combustibles durante 2013, en comparación con lo registrado en el 2012 (del orden del 42%), se explica por el aumento de la generación térmica en 2013 (creció en un 46% frente a 2012).

Combustible	2011 (GBTU)	2012 (GBTU)	2013 (GBTU)	Participación en 2013
<b>Gas</b>	71,359.4	75,576.4	98,224.6	64.8%
<b>Carbón</b>	16,748.9	26,894.9	50,017.3	33.0%
<b>ACPM</b>	38.3	1,635.8	1,547.9	1.0%
<b>Combustoleo</b>	1,589.0	2,326.0	1,757.8	1.2%
<b>Jet A1</b>	0.0	78.8	91.1	0.1%
<b>Total</b>	<b>89,735.6</b>	<b>106,511.9</b>	<b>151,638.8</b>	<b>100.0%</b>

**Tabla 6-10.** Consumo de combustibles en el SIN (XM, 2015).

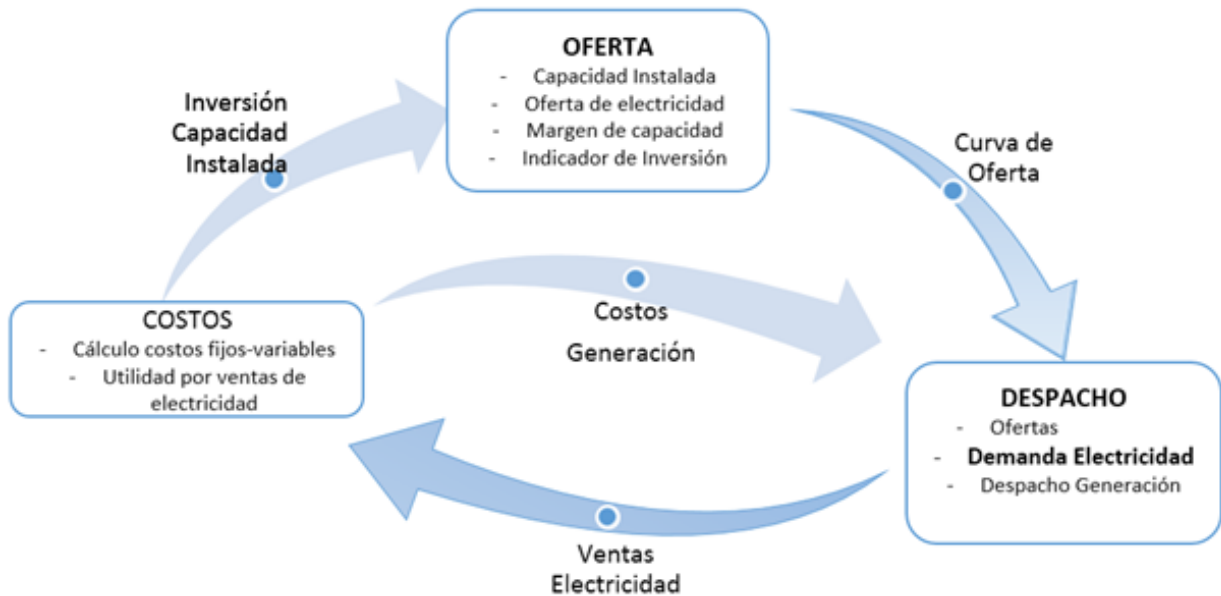
## 6.2. Modelo

Para analizar el comportamiento del sistema eléctrico colombiano, se plantea un modelo que permite evaluar los impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico colombiano.

El modelo se desarrolló en dinámica de sistemas, por medio del cual se pueden reproducir las dinámicas asociadas al sector eléctrico como son: los aportes hídricos, la expansión de la capacidad instalada, el cálculo de costos de generación tanto para generadores hidráulicos como térmicos, el despacho por mérito, la asignación de generación de energía por recurso y la demanda. Además de que permite evaluar políticas e impactos derivados del cambio climático. “Los modelos de Dinámica de Sistemas no buscan precisión, ni hacer proyecciones, por el contrario, representan comportamientos y tendencias que permitan idear estrategias” (Dyner, 1993).

A continuación se presentan las relaciones principales entre las componentes mencionadas en el capítulo 2 (Figura 6-5). Para cada paso de tiempo simulado de 24 horas, se realiza un despacho de electricidad inicial, utilizando las curvas de oferta que se tienen de acuerdo a la disponibilidad de recurso de los generadores hidráulicos, que están divididos en tres grupos según su nivel de regulación, y de los generadores térmicos que ofertan de acuerdo a sus costos de AO&M. Los generadores menores, cogeneradores y la eólica siempre son despachadas.

En la simulación del despacho el sistema arroja la cantidad de generación de cada agente generador y el precio marginal del mercado. El precio marginal según su valor envía una señal ya sea de inversión o no, a la expansión de capacidad de generación.



**Figura 6-5.** Relaciones entre las componentes del modelo

### 6.3. Supuestos del Modelo

Los supuestos y alcances que se tienen dentro del modelo son:

- El horizonte de simulación es de 14 años, de 2015 a 2028, con un paso de tiempo de un día.
- Los valores iniciales que alimentan el modelo son los datos correspondientes al sistema eléctrico colombiano a diciembre de 2014 (UPME, 2014; FEDESARROLLO, 2013)
- Las tecnologías utilizadas en el despacho son: hidráulica (embalse y filo de agua), térmica (carbón y gas) y Eólica.
- Para el esquema de ofertas y despacho; se lleva a cabo una simulación diaria.
- El cambio en la demanda debido al cambio en la temperatura es exógena.

## 6.4. Hipótesis Dinámica

Para analizar las dinámicas asociadas a las componentes oferta, despacho y costos, se plantea el diagrama causal (Figura 6-6). En éste, se observan los ciclos de realimentación y los retardos en el sistema. El modelo está compuesto por 2 ciclos de balance.

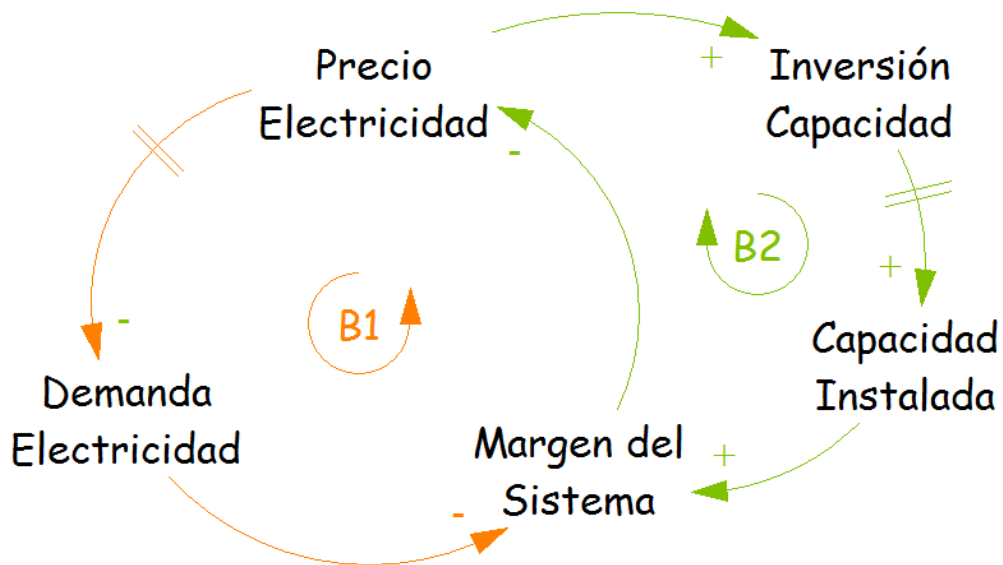


Figura 6-6. Diagrama causal del sistema eléctrico (Dyner, 2000).

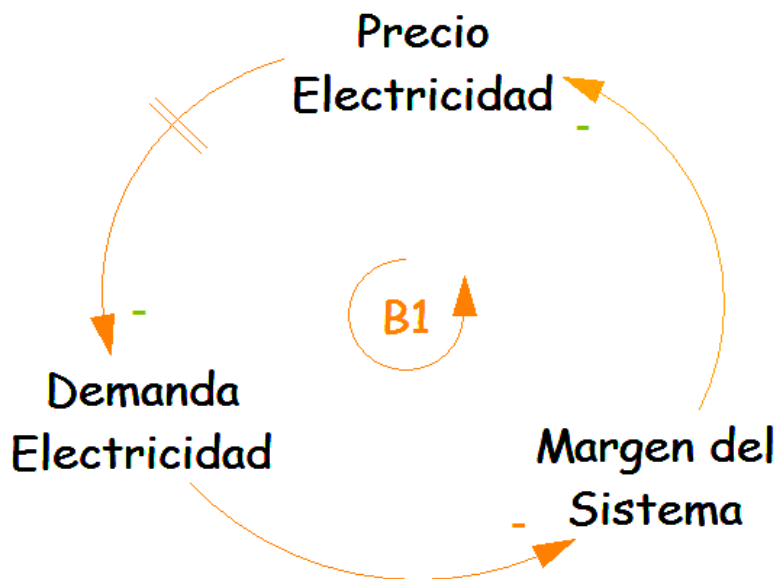
### 6.4.1. Ciclos de Realimentación

Para garantizar la seguridad de suministro en un mercado eléctrico, se debe asegurar que la capacidad instalada sea mayor que la demanda, conservando así un margen de capacidad adecuado. Este margen de capacidad es la diferencia entre la oferta y la demanda de electricidad en el país, es decir, la diferencia entre la capacidad instalada y la demanda de electricidad que se debe atender en un período de simulación.

El ciclo de balance B1 del diagrama causal que se presenta desagregado (Figura 6-7), corresponde al ciclo de formación del precio de la electricidad. Se observa que si el margen de capacidad es alto entonces el precio de electricidad disminuye, dado que se cuenta con una oferta de electricidad muy por encima de la demanda, y en el despacho que se realiza



de los agentes generadores, las plantas con precio de oferta alto no entrarían en éste. En caso de que el precio de la electricidad aumentara, se tiene una respuesta por parte de la demanda, y de manera retardada, los usuarios que hacen parte de la demanda disminuirían su consumo. Si la demanda crece, el margen establecido entre la capacidad instalada y la demanda se acortaría, lo que provoca una disminución en el margen y de ser crítica se expondría el sistema a jornadas de racionamiento.



**Figura 6-7.** Ciclo de balance B1

En el ciclo de balance B2 del diagrama causal (Figura 6-8), se observa que si el precio de la electricidad aumenta, se crean señales para el mercado, generando un aumento en la inversión, si crece la inversión, entonces se tiene un aumento en unos años de la capacidad instalada, y este retardo se debe a que la construcción de centrales de generación tarda entre tres a diez años dependiendo del tipo de planta. Si se da un aumento en la capacidad instalada, se tiene un aumento en el margen dado entre la capacidad instalada y la demanda de electricidad, lo que asegura el suministro por un período más de tiempo, y si el margen del sistema incrementa, se reduce el precio de la electricidad gracias a la sobre oferta de generación eléctrica de la que goza en ese instante el sistema.

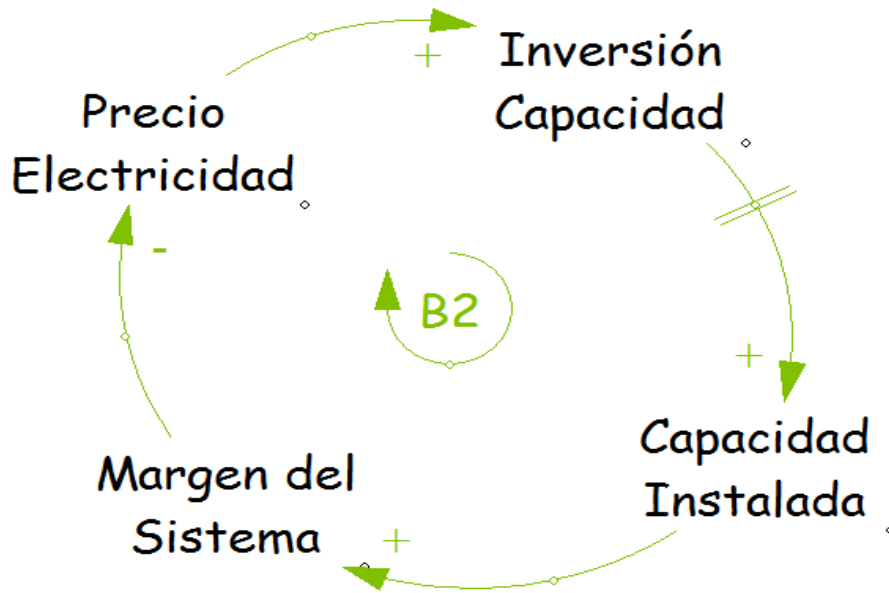


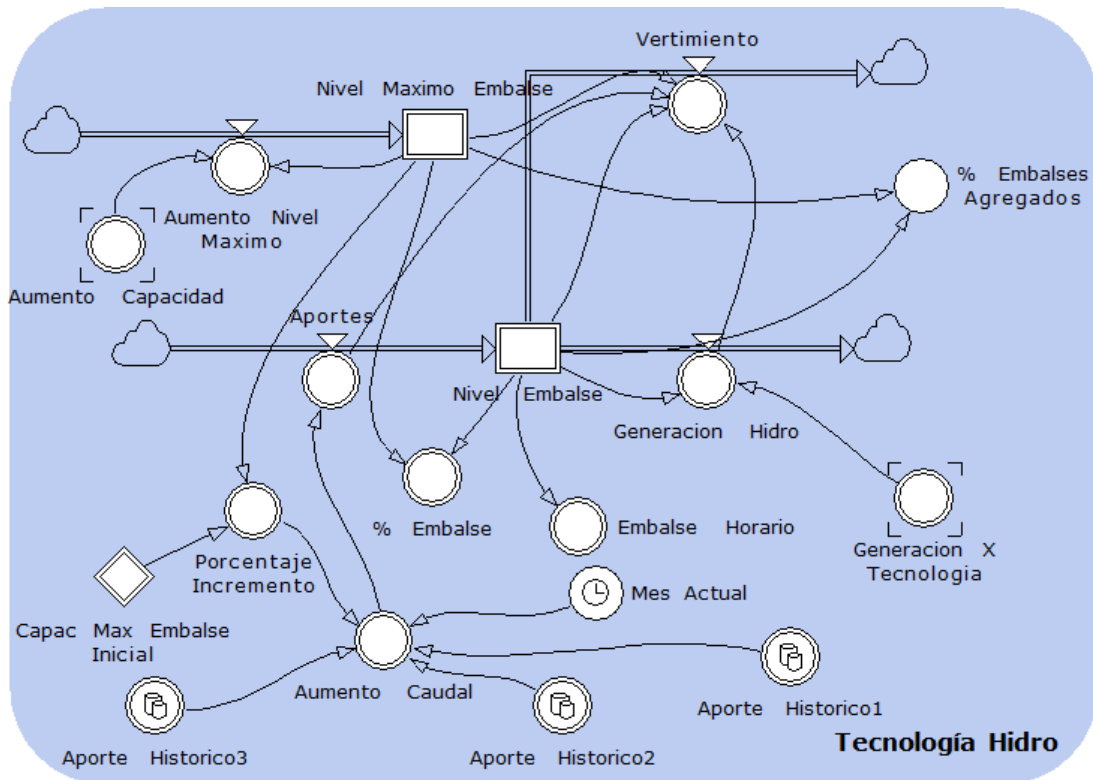
Figura 6-8. Ciclo de balance B2

### 6.4.2. Diagramas de Flujos y Niveles

A continuación se presentan los diagramas de flujos y niveles para cada uno de las componentes enunciadas al comienzo de este capítulo. En la Figura 6-9, se presenta el diagrama de la generación hidráulica, del cual se mencionó anteriormente, que está dividida en tres niveles, de acuerdo al nivel de regulación; de esta manera se dividen las ofertas generadas, de acuerdo al costo de oportunidad de cada grupo al que pertenezca cada embalse incluido en el modelo.

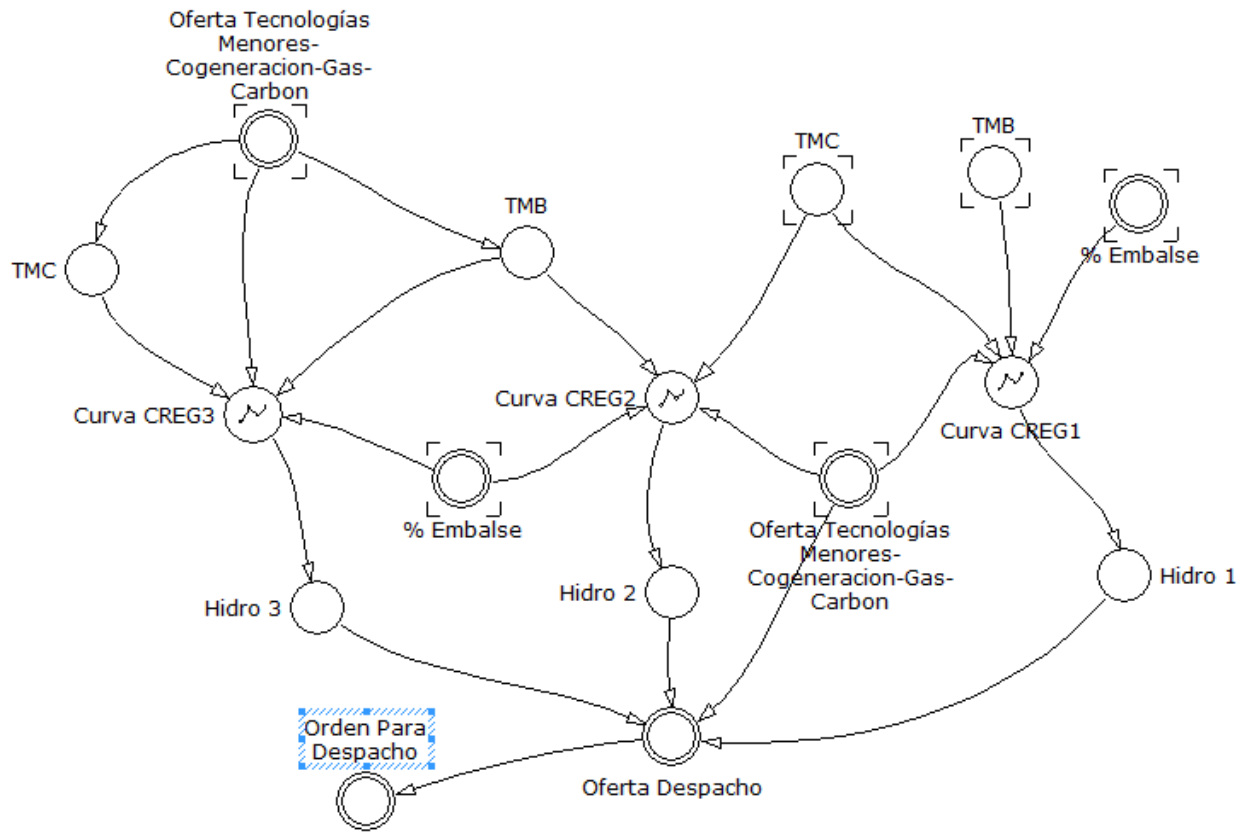
El costo de oportunidad va a depender del nivel de embalse que se tenga en cada grupo. El nivel de embalse aumenta gracias a los aportes, los cuales a su vez, dependen de las condiciones de los caudales, los cuales están dados por la estacionalidad de los aportes medios históricos de los afluentes.

El nivel del embalse también se ve afectado por la generación hidráulica, entre mayor sea la generación de electricidad hidráulica menor será el nivel del embalse por lo que habrá menos capacidad disponible para generar. Por otro lado, si el agua supera el volumen máximo técnico del embalse, se presentarán vertimientos.

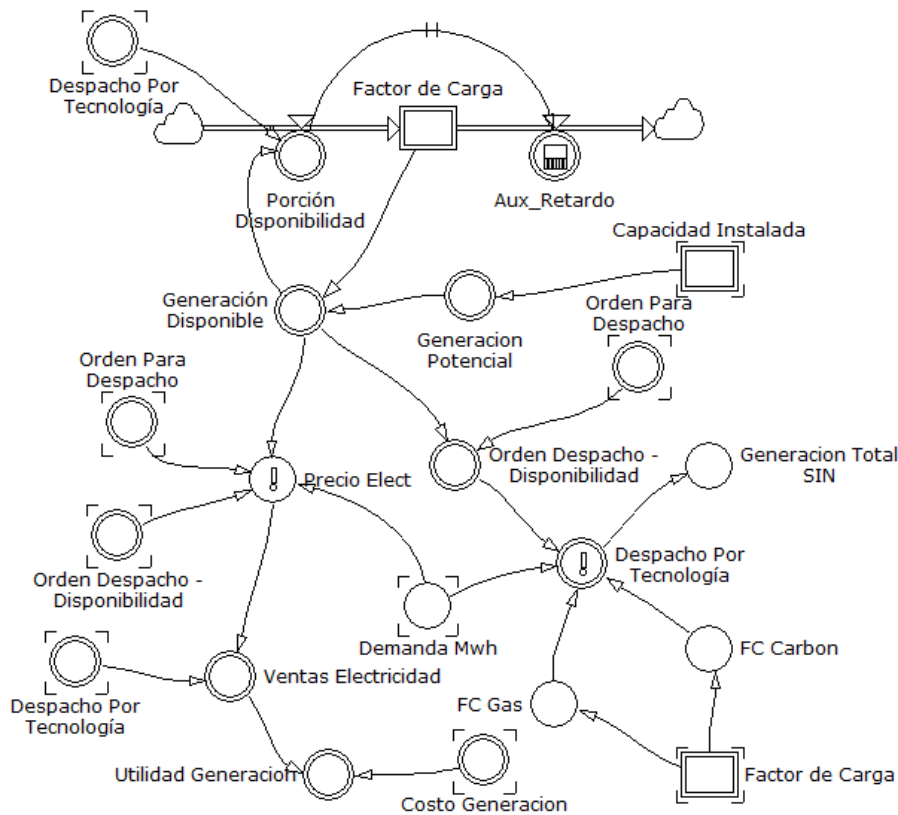


**Figura 6-9.** Diagrama de embalses – Generación hidroeléctrica

En la Figura 6-10, se presenta el diagrama de flujos y niveles del despacho de electricidad. Para realizar el despacho hacemos uso de tres curvas CREG correspondientes por cada nivel de regulación de los embalses; como se mencionó en la sección 6.2, en las cuales ofertan las centrales que hacen parte de las menores, cogeneración, termoeléctricas a gas y carbón, y cada una de las tres hidro, para luego establecer entre las tres curvas las ofertas finales para mérito. La capacidad disponible de las plantas menores, cogeneración, y plantas termoeléctricas; va a depender de un factor de disponibilidad por cada tecnología (Figura 6-11), y los precios de oferta de estas tecnologías estarán dados por los costos fijos y variables (Figura 6-12). En cuanto a las ofertas de las centrales hidroeléctricas, se toma el precio estimado en cada curva que dependerá del nivel del embalse. El despacho de electricidad se genera al cruzar la oferta con la demanda, y se da un orden de despacho de generación por tecnología (Figura 6-10).

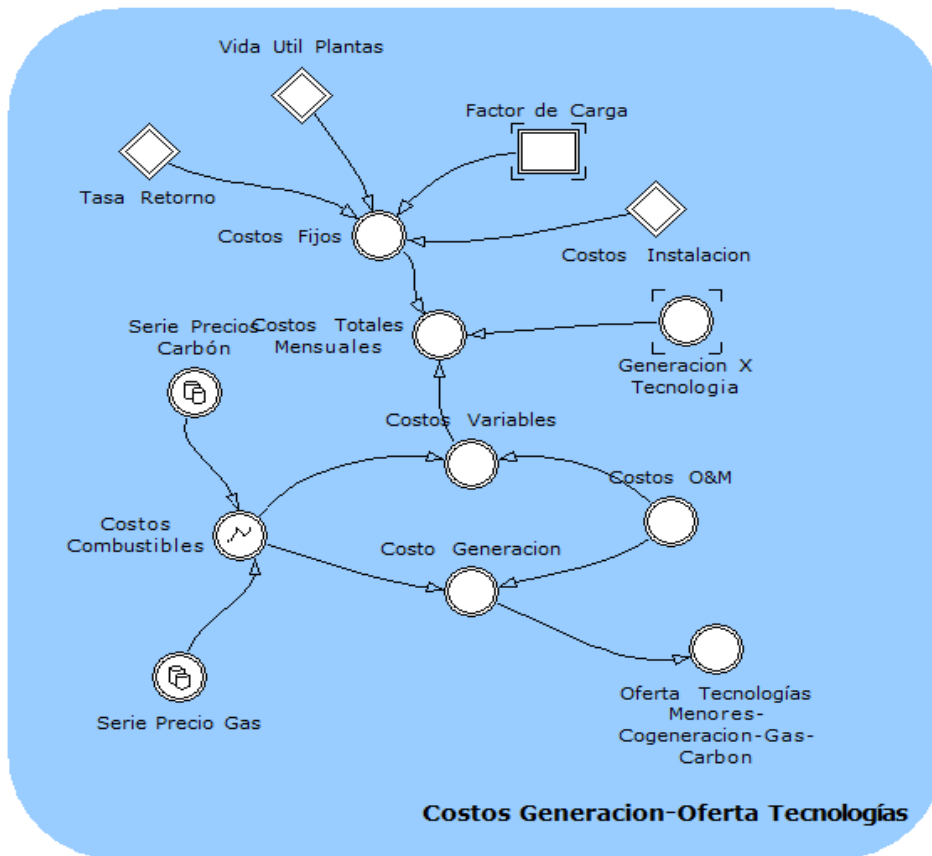


**Figura 6-10.** Diagrama de oferta tecnologías – Despacho por mérito



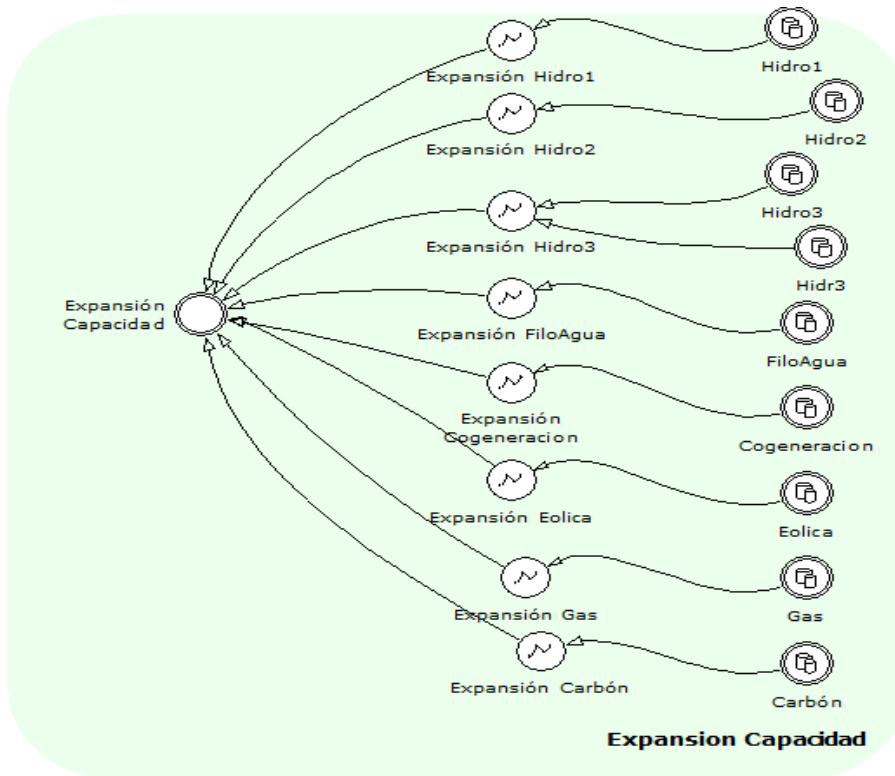
**Figura 6-11.** Diagrama de ventas – utilidades en generación – Generación por tecnología

Los costos totales se generan al sumar los costos variables y los costos fijos, en la oferta de precios para las tecnologías menores, cogeneración y térmicas se tiene en cuenta sólo el costo variable, que en gran medida depende de los costos de O&M y de los precios de los combustibles. Los costos fijos son calculados teniendo en cuenta los costos de instalación, el factor de carga, la vida útil de las plantas y la tasa de retorno.



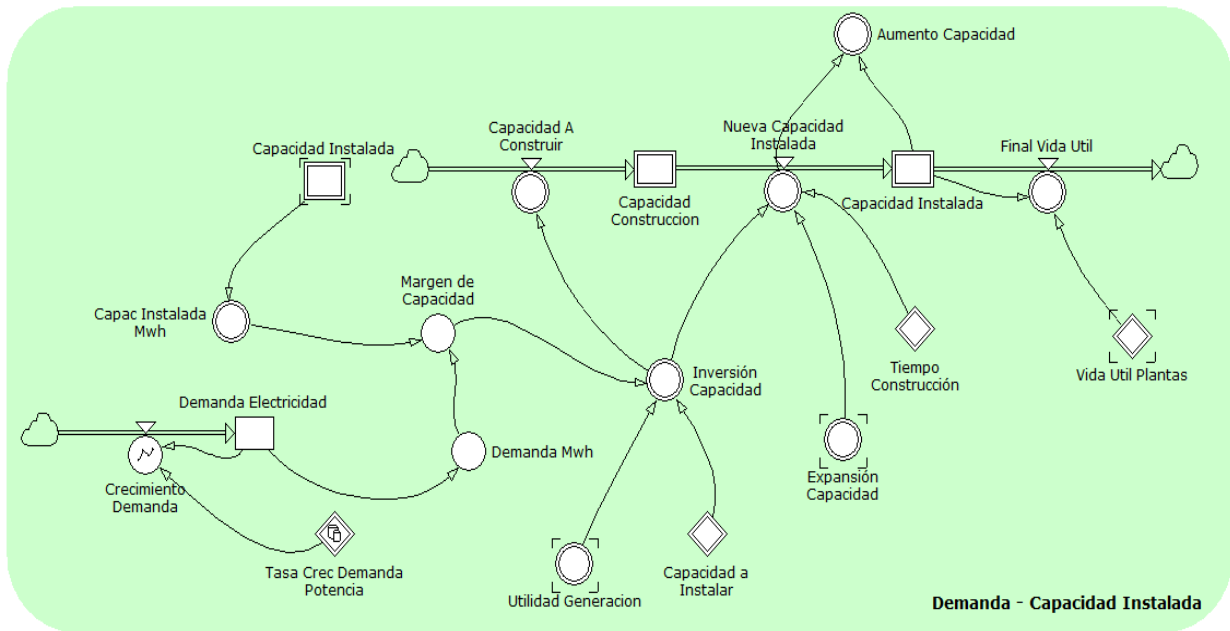
**Figura 6-12.** Diagrama de costos – Oferta menores, cogeneración y termoeléctricas

A continuación se presenta el diagrama de flujos y niveles para la expansión de la capacidad de generación (Figura 6-13). El plan de expansión que se representa en el diagrama para cada tecnología alimenta el modelo y comprende el período 2014-2028.



**Figura 6-13.** Diagrama de expansión en capacidad

La decisión para construir nueva capacidad en expansión depende de factores como el plan de expansión estipulado por la UPME, de acuerdo a las subastas adjudicadas de ENFICC, un indicador de inversión e incentivos de acuerdo al margen de capacidad resultante entre capacidad instalada y demanda (Figura 6-14). El indicador de inversión está dado por las utilidades obtenidas de la generación, así se construye nueva capacidad si las ganancias de las ventas de electricidad son positivas.



**Figura 6-14.** Diagrama de inversión en capacidad – Margen capacidad - Demanda eléctrica

Se tiene como conclusión de este capítulo, que las componentes que hacen parte del modelo son: oferta, despacho y costos de generación, se esbozan los diagramas causales y, de flujos y niveles que permiten realizar un análisis detallado del sistema y cómo este funciona, con el objetivo de entender la estructura y definir posibles escenarios que contribuyan a la evaluación de políticas.

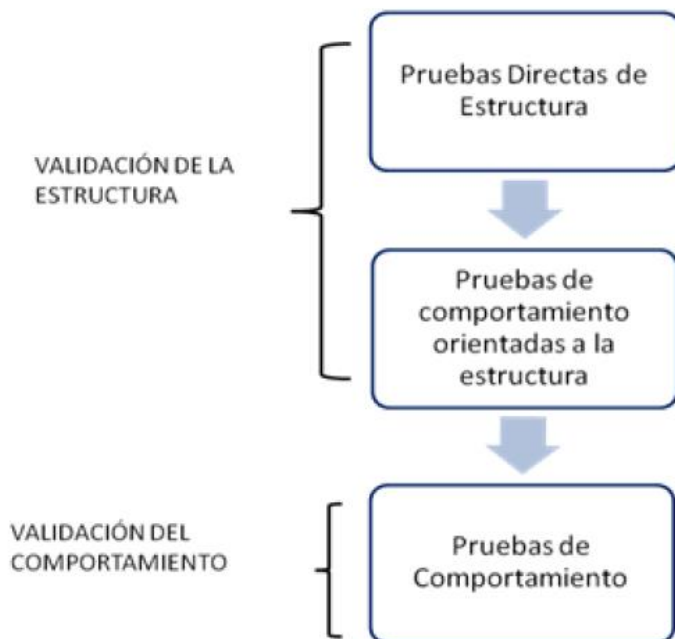
En el Capítulo 7, se realiza la validación del modelo, que consiste en realizar pruebas sobre la estructura y el comportamiento, con el fin de generar confianza en el modelo. Se realiza la validación siguiendo la secuencia propuesta por Barlas (1996), probando el comportamiento del modelo con valores extremos y así comprobar que tanto es capaz el modelo de reproducir los patrones de comportamiento del sistema real.



## Capítulo 7. Validación

En esta sección se presenta la validación del modelo, ya que es necesario validar la estructura y el comportamiento de manera que se logre generar confianza en el modelo.

El juzgar la validez de un modelo implica juzgar la validez de su propósito. La validación tiene una naturaleza distribuida y prolongada, está inmersa en todos los pasos de simulación aunque de manera explícita se encuentre después de la construcción del modelo y antes del diseño de políticas. Esto significa que desde la definición del problema es posible comenzar a construir un modelo confiable. Esta naturaleza prolongada de validación del modelo hace imposible definir un proceso formal de validación. En el artículo de Barlas (1996), éste plantea para la validación de modelos de sistemas: la validación de estructura y la validación de comportamiento. Para validar la estructura se distingue entre dos tipos de pruebas: pruebas directas de estructura y pruebas de comportamiento orientadas a la estructura. Para validar el comportamiento se tiene pruebas de comportamiento (Figura 7-1).



**Figura 7-1.** Secuencia de validación propuesta por Barlas (Barlas, 1996)

## **7.1. Validación de la Estructura**

Para validar la estructura se distingue entre dos tipos de pruebas: pruebas directas de estructura y pruebas de comportamiento orientadas a la estructura.

### **7.1.1. Pruebas Directas de Estructura**

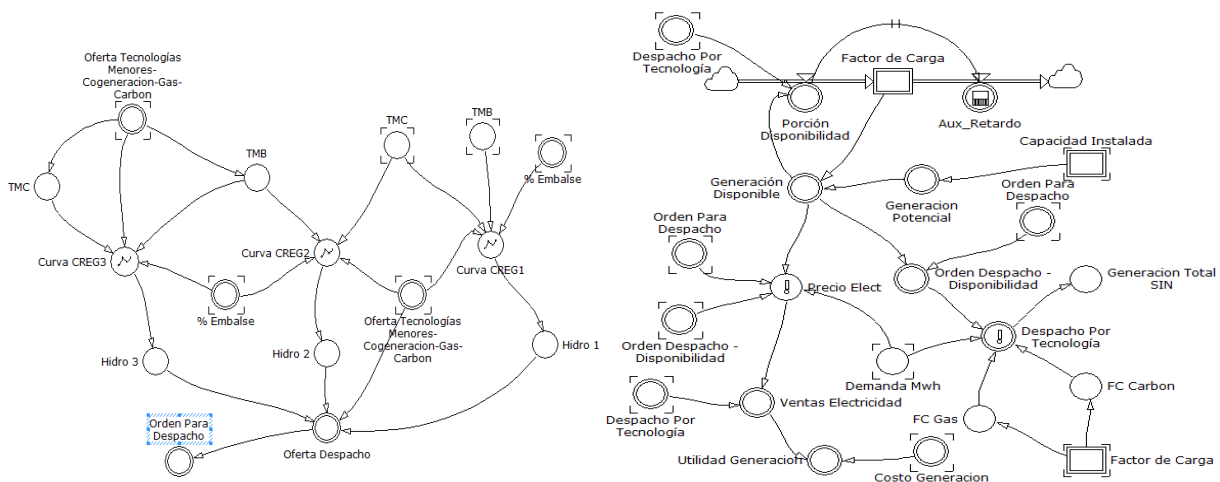
Mediante las pruebas directas se evaluó la validez de la estructura realizando una comparación directa con el conocimiento que se tiene de la estructura del sistema real, donde la idea es tomar cada una de las relaciones que se plantean en el modelo individualmente y compararlas con la información disponible del sistema actual, donde se estableció el límite del modelo, se revisó si las cuestiones importantes se tratan endógenamente y cuáles variables se excluyeron por falta de datos o porque se salen del alcance del modelo.

Dentro de este conjunto de pruebas, se encuentran la prueba de consistencia dimensional, de evaluación de parámetros y de evaluación de estructura, por medio de las cuales se revisó la consistencia teórica que se tiene en el modelo, contrastando con la revisión de literatura, juicios de expertos y evidencias del sistema real con la ayuda del director de esta tesis.

La prueba de evaluación de parámetros consiste en determinar si el método utilizado para la estimación de los parámetros es el adecuado, por lo que la idea es observar que los parámetros utilizados tienen su equivalente en el mundo real. Es así como para modelar variables como el costo de oportunidad del agua respecto al nivel del embalse, se utilizó la resolución establecida por el ente regulador (CND, 2010; CREG, 2001), de manera que se lograra estimar este parámetro de manera similar a la realidad.

Por otro lado, se verificó que no existieran inconsistencias en las ecuaciones utilizadas dentro del modelo y en las dimensiones de los parámetros, ya que este es un modelo vectorial; utilizando como apoyo para esto la herramienta Powersim, la cual exige dicha consistencia dimensional de los parámetros y en las ecuaciones durante la realización del mismo, así que el modelo ya cuenta con consistencia dimensional y paramétrica.

Para la validación de la estructura se explica de qué manera se modeló el despacho de las plantas de generación por tecnología y la formación del precio de bolsa. Para la formación del precio de bolsa se calcularon los costos variables de cada una de las tecnologías disponibles y se realizó el despacho por orden de mérito, es decir, de menor costo a mayor costo y de acuerdo con la generación disponible de cada una de las tecnologías se hacen las asignaciones hasta que se cubriera el total de la demanda. En la siguiente figura se expone la estructura del despacho por mérito y la formación del precio de bolsa de la electricidad (Figura 7-2).



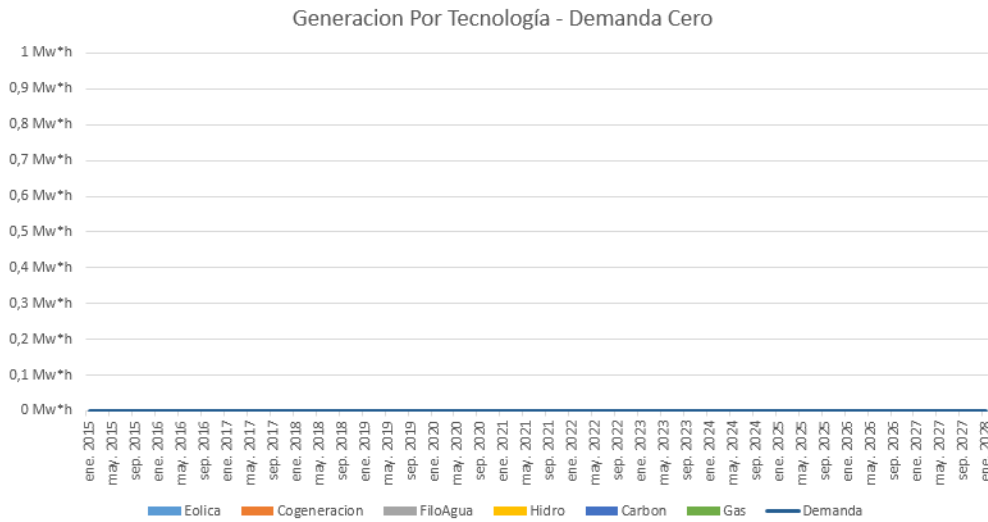
**Figura 7-2.** Estructura del despacho por mérito - Formación del precio bolsa

### 7.1.2. Pruebas de Comportamiento Orientadas a la Estructura

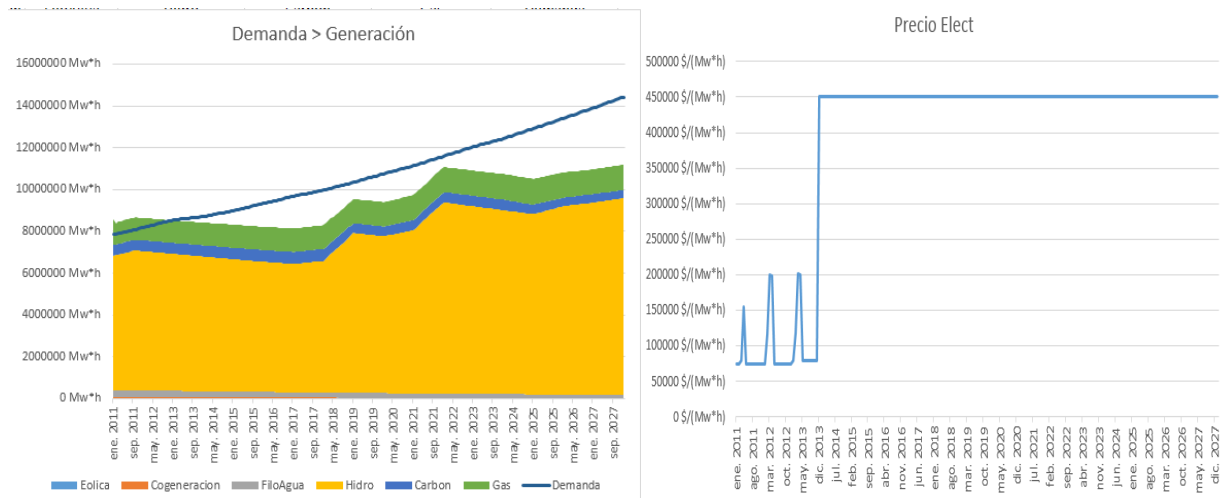
Después de realizar las pruebas de validación de la estructura y obtener la suficiente confianza en ésta, entonces es posible comenzar a realizar ciertas pruebas que permitan medir la precisión con las que el modelo puede reproducir los patrones de comportamiento más importantes exhibidos por el sistema real.

Para estas pruebas se realizaron pruebas de patrones de comportamiento que permiten observar la validez de la estructura del modelo. Estas pruebas son aplicadas dentro de la simulación para observar el comportamiento del sistema bajo condiciones extremas y analizando la sensibilidad a los parámetros.

Dentro de las pruebas de condiciones extremas se evaluaron valores máximos y mínimos dentro de las variables; por ejemplo, si la demanda es cero, no debe generarse electricidad de ninguna fuente (Figura 7-3), y si la demanda de electricidad supera en algún momento la oferta de electricidad, entonces el precio de la electricidad debe ser el precio de escasez en ese momento, al no lograrse satisfacer la demanda (Figura 7-4). Este tipo de pruebas se llevaron a cabo al tener terminado el modelo, en las cuales todo se comportó como era lo esperado.



**Figura 7-3.** Prueba con valores extremos - Demanda cero - Generación es cero



**Figura 7-4.** Prueba con valores extremos - demanda mayor que generación

## 7.2. Validación del Comportamiento

Mediante estas pruebas se busca observar qué tanto es capaz el modelo de reproducir los patrones de comportamiento del sistema real y así ver qué tan alejados están los datos reales de los simulados. Sin embargo, debido a que los cambios climáticos producidos como consecuencia del calentamiento global aún no tienen un registro histórico veraz contra el cual se pueda comparar los datos generados al correr el modelo, no es posible realizar la comparación de los resultados del modelo.

A pesar de esto, es posible realizar análisis cuantitativo basándose en las proyecciones que se tienen para el plan de expansión encontrado en la información actual del sistema eléctrico colombiano.

Para realizar la validación del comportamiento, se realiza el análisis cuantitativo de los datos que se obtuvieron del más reciente plan de expansión que emitió la UPME en el año 2014, y se compara con el plan de expansión simulado, con el fin de analizar si el modelo simula el comportamiento real de los datos.

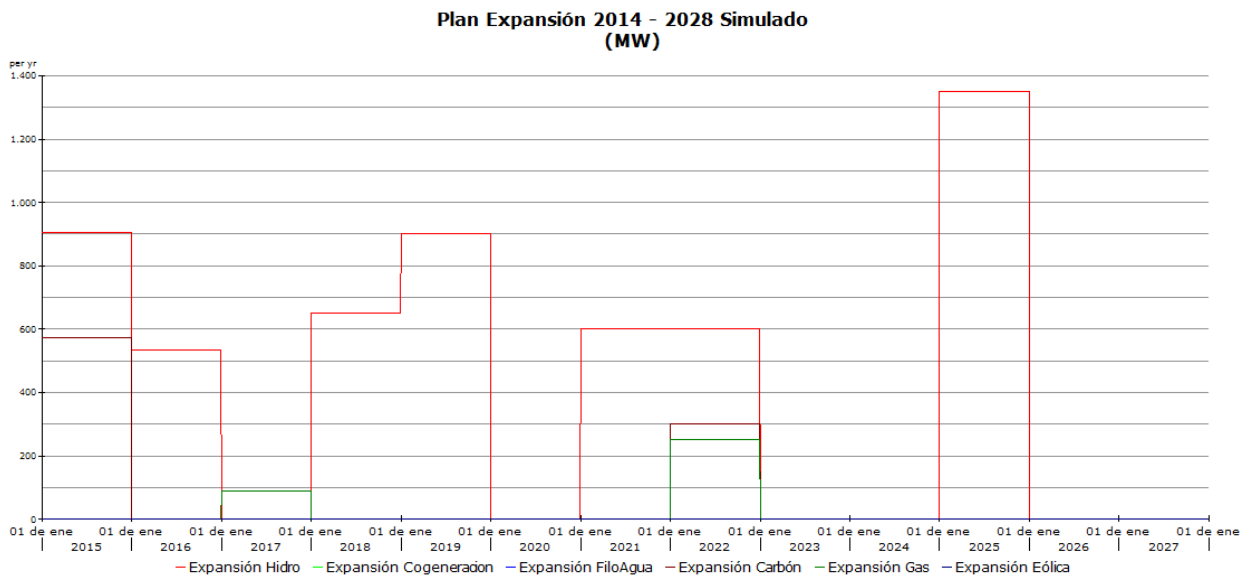
En la Figura 7-5 se observa la gráfica que muestra los datos del plan de expansión con horizonte de tiempo de 14 años contados a partir de 2014, se observa en color morado el ingreso de las hidroeléctricas, en color naranja las centrales a carbón y en azul oscuro la entrada de eólica, que según el plan de expansión de la UPME, no tiene obligaciones de energía firme asignadas aún (Tabla 2-2).



**Figura 7-5.** Prueba de comportamiento – Plan de expansión 2014-2028 (UPME, 2014a)

En la Figura 7-6 se presenta el plan de expansión que simula el ingreso de capacidad instalada al modelo. Se observa en color rojo la capacidad que entra de energía hidráulica, en color café las centrales a carbón y color verde oscuro la capacidad de ingreso a gas. Las demás tecnologías simuladas en el sistema, no presentan unidades de ingreso en el plan de expansión.

Se observa el ingreso de generación hidráulica en los años: 2015, 2016, 2018, 2019, 2021, 2022 y 2025, correspondiente a 906, 533, 651, 900, 600, 600 y 1350 megavatios respectivamente; lo cual corresponde a los datos del más reciente plan de expansión definido por la UPME, y de esta manera se puede decir que el modelo sigue el comportamiento real del plan de expansión.



**Figura 7-6.** Prueba de comportamiento – Plan de expansión 2014-2028 simulado

Como conclusión del Capítulo 7, se puede determinar que la validación del modelo fue exitosa y, que las pruebas realizadas a la estructura y el comportamiento arrojaron que el modelo reproduce los patrones de comportamiento del sistema real.

A continuación en el Capítulo 8, se realiza el análisis de resultados y se discute acerca de los resultados obtenidos del precio de la electricidad para los seis escenarios propuestos.

Igualmente, se formulan políticas de adaptación con el objetivo de reducir los factores de riesgo que se identificaron afectan en mayor medida el sector eléctrico.

## Capítulo 8. Análisis de Resultados

Para la configuración de los escenarios de evaluación, se tiene en cuenta que el objetivo no es de proyectar, es de considerar múltiples dinámicas de cambio con eventos de emergimientos caóticos, y los futuros posibles que se derivan de ello. Un mundo complejo implica características que suponen la impredecibilidad. Ante ello, los desarrollos científicos actuales proponen la exploración de múltiples eventos y trayectorias, con el fin de acercarnos a futuros escenarios desde la simulación del hoy (Gómez et al., 2009).

Avanzando en este sentido, y en concordancia con el pensamiento sistémico y la teoría de la complejidad; el futuro no es predecible, pero si es necesario explorarlo. Las metodologías de simulación y formulación de escenarios van en esa dirección. En las ciencias sociales ha sido una inquietud permanente la indagación de los futuros posibles que podríamos enfrentar y sus efectos sobre las sociedades, las empresas, los sectores y los países (Gómez et al., 2009).

Los estudios de futuro se originaron desde los años 40 y 50, a partir de dos grandes enfoques: el europeo y el norteamericano. Dentro de estos enfoques se desarrollaron técnicas de estimación, predicción o pronósticos, tanto cuantitativos como cualitativos. Las técnicas cuantitativas tradicionales se basan en datos numéricos que toman los patrones de comportamiento del pasado para proyectar hacia el futuro. Las técnicas cualitativas son útiles para discutir los emergimientos, las innovaciones y los acontecimientos no pronosticables pero factibles (Gómez et al., 2009).

Basados en el supuesto que los impactos del cambio climático no son pronosticables pero factibles, se plantea el reto de cuales criterios se deben tener en cuenta para la toma de decisiones acerca de los escenarios factibles que pueden presentarse en el corto plazo. Las técnicas cualitativas surgen como ayuda para la toma de decisiones, y presentan como elemento común la recolección de información sobre el problema y la consulta de documentos publicados por expertos, para lograr de esta manera definir escenarios posibles de cambio climático.



Es así como se definen los escenarios de simulación en esta investigación.

## 8.1. Análisis de Escenarios

Luego de la recolección de información y consulta de expertos, se definieron seis escenarios descritos a continuación: variación del caudal de los ríos hasta un 30% (Veldkamp et al., 2015), aumento de la demanda de electricidad en 3% anual adicional al proyectado para el sector residencial, comercial e industrial (Mirasgedis et al., 2007), aumento del caudal de los ríos en 30% (CEPAL, 2012 & Banco de la República, 2011), aumento de la demanda de electricidad en 3% anual para el sector residencial, comercial e industrial; combinada con una variación en el caudal de los ríos hasta un 30%, aumento de la demanda de electricidad en 3% combinada con la disminución del 30% del caudal de los ríos (Arndt et al., 2010), un escenario base donde no se alteran las variables y se tiene un escenario en el cual se evalúa la ampliación de la tecnología eólica y el ingreso de la tecnología de microgeneración solar fotovoltaica (Tabla 8-1).

Escenarios	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7
<b>Demanda</b>	Normal	Normal	Incrementada 3%	Normal	Incrementada 3%	Incrementada 3%	Incrementada 3% Con Renovabl
<b>Caudal</b>	Normal	Variación hasta 30%	Normal	Aumentado 30%	Variación hasta 30%	Reducido 30%	Reducido 30% Con Renovabl

**Tabla 8-1.** Escenarios propuestos para el análisis de resultados

Para el escenario base E1 se obtuvieron los datos de XM (XM, 2015), en el cual se tomó los registros medios históricos de los caudales de los principales ríos que abastecen los embalses que hacen parte del SIN (Anexo 1), clasificados según el nivel de regulación. Los registros de los caudales sirven como datos de entrada que alimentan el modelo, con el cual se pretende evaluar la vulnerabilidad que presenta el sistema eléctrico dado las políticas implementadas como respuesta a los cambios generados en el sistema climático global.

En el Anexo 1, se presenta los datos de caudal para los escenarios E1 - E6, y para algunos de ellos se indica la variación en el caudal mensual hasta de un 30%, sin modificar la

media de los datos con respecto a la obtenida en los registros de XM (XM, 2015), de esta manera, lo que se pretende es evaluar, como la red de embalses tenidos en cuenta para este estudio responde ante eventos climáticos extremos y así determinar qué tan preparado está el sistema ante variaciones en las temporadas de lluvia y sequía, simulando una variación en los meses de lluvia con un aumento que está en el rango entre un 5% – 30%, y en los meses de sequía una reducción en el caudal entre un 5% – 30%, lo cual permite evaluar la capacidad del sistema para almacenar agua en la temporada de lluvia, que sea suficiente para abastecer de electricidad al país en la temporada de sequía. La variación del porcentaje de aumento o disminución del caudal se obtuvo de manera aleatoria para cada mes, pero sin sobrepasar los porcentajes indicados anteriormente.

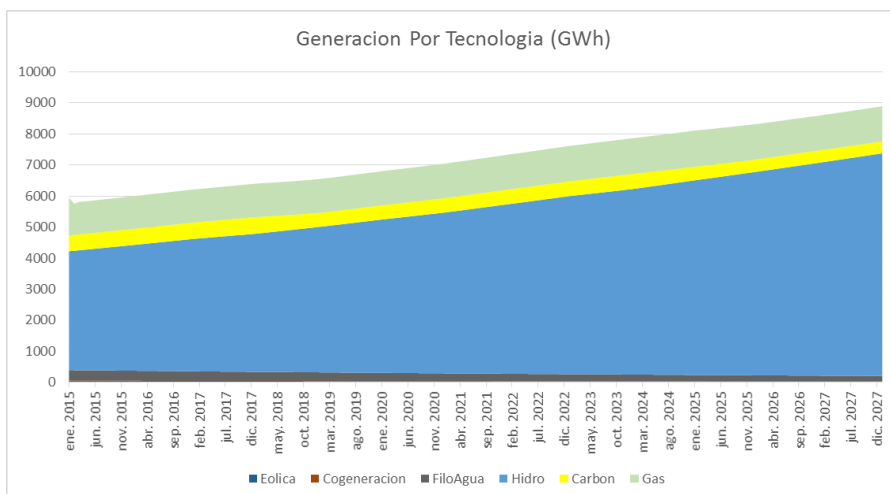
La descripción de los escenarios y los resultados obtenidos de la simulación del precio de la electricidad bajo los escenarios propuestos, se muestran a continuación, incluyendo los resultados de la simulación obtenidos del escenario base.

### **8.1.1. Escenario Base E1**

El escenario base se corre bajo los supuestos expuestos anteriormente, en los cuales se estima un crecimiento de demanda igual al proyectado por la UPME en su escenario para los diferentes sectores, la oferta y el despacho se realizan bajo los parámetros de formación del precio, en los cuales los precios de oferta de las plantas hidroeléctricas se estiman teniendo en cuenta la curva explicada en la sección 6.1.2, y dependiendo de la disponibilidad del embalse asociada a la planta, se genera un precio de oferta por cada una de las tres agrupaciones de centrales hidroeléctricas, que corresponden a los tres niveles de regulación planteados, con el objetivo de hacer diferenciación entre las hidroeléctricas según su nivel de regulación y la incidencia que tiene en el precio.

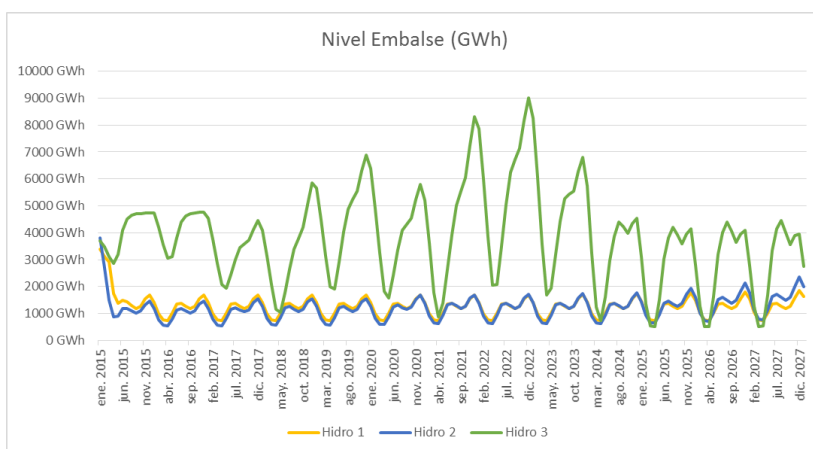
La generación en el escenario base presenta un crecimiento constante de las diferentes tecnologías con las cuales se genera electricidad en Colombia. La matriz colombiana es predominantemente hidráulica, seguida por la generación térmica, compuesta por las plantas térmicas a gas y carbón. La generación de menores, cogeneración y eólica,

también hacen parte de la matriz de generación en una proporción mucho menor que las anteriores tecnologías (Figura 8-1).



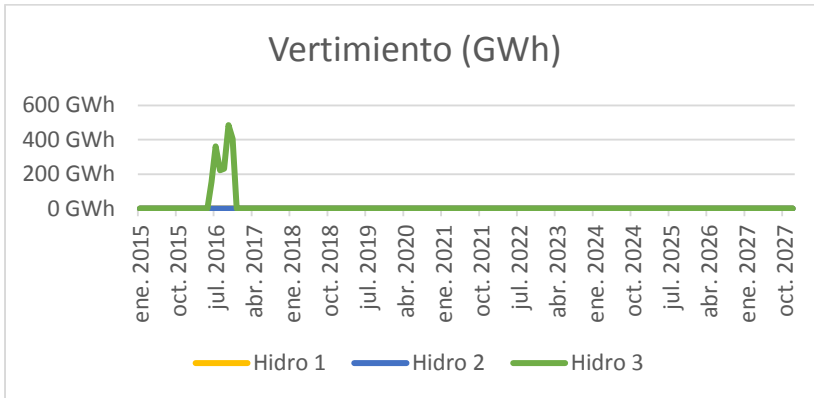
**Figura 8-1.** Generación de electricidad por tecnología

Los niveles de los embalses presentan variaciones cíclicas, debido a las temporadas de verano e invierno que se presentan históricamente en el país, ya que los datos de entrada para los niveles de los caudales se basan en los datos publicados por XM en su página web (Figura 8-2).



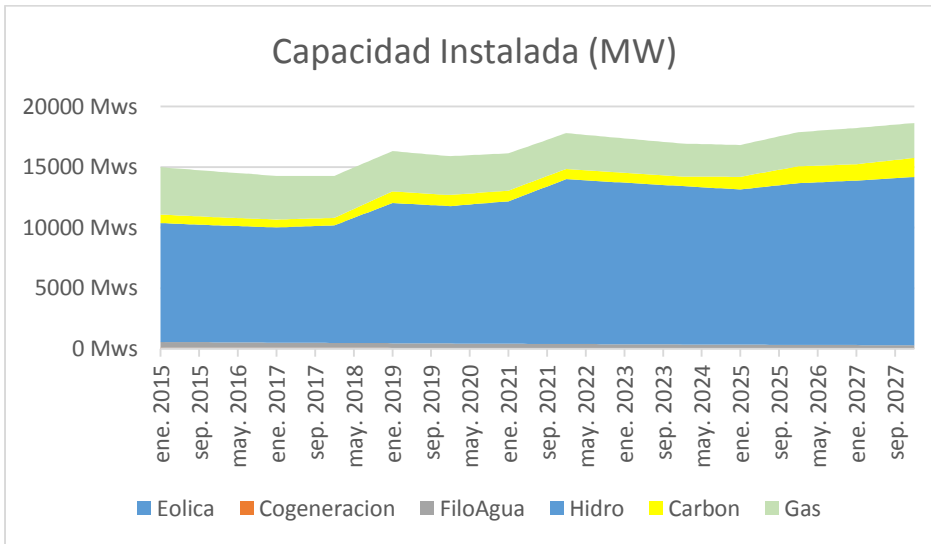
**Figura 8-2.** Nivel de embalses clasificados por nivel de regulación

Los vertimientos de los embalses son cero, y sólo se presenta un vertimiento mínimo en la temporada de invierno de 2016, para el nivel de regulación alto o mayor a 3 meses (Figura 8-3).



**Figura 8-3.** Vertimiento por nivel de regulación

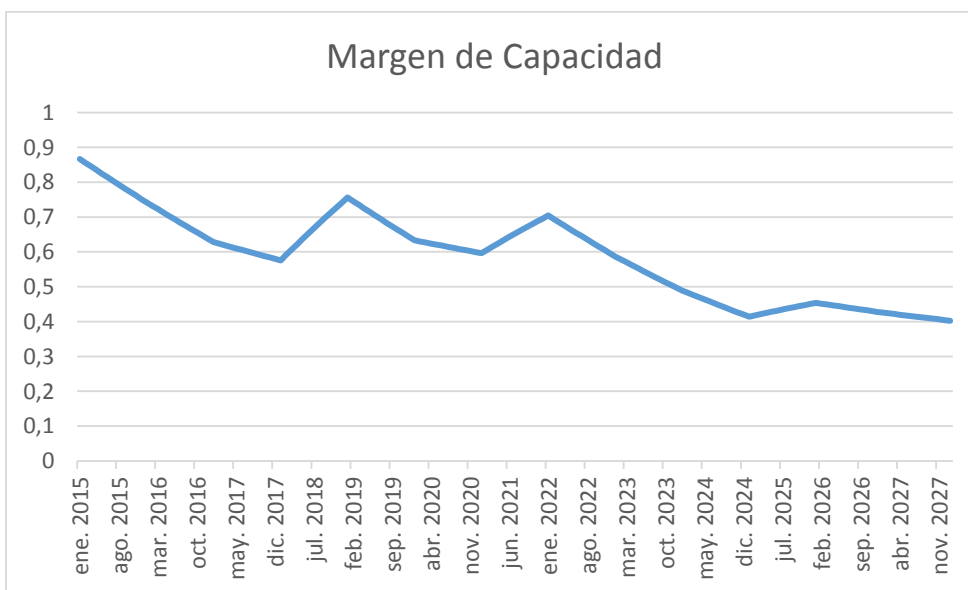
La capacidad instalada por las diferentes tecnologías presentan crecimiento dado el ingreso de plantas hidroeléctricas entre las que se encuentra: Hidrosogamoso e Ituango, las cuales representan un aumento del 26% con respecto a la capacidad instalada del año 2015 del sistema, lo cual constituye un aporte importante para el sector eléctrico del país (Figura 8-4).



**Figura 8-4.** Capacidad Instalada por tecnología

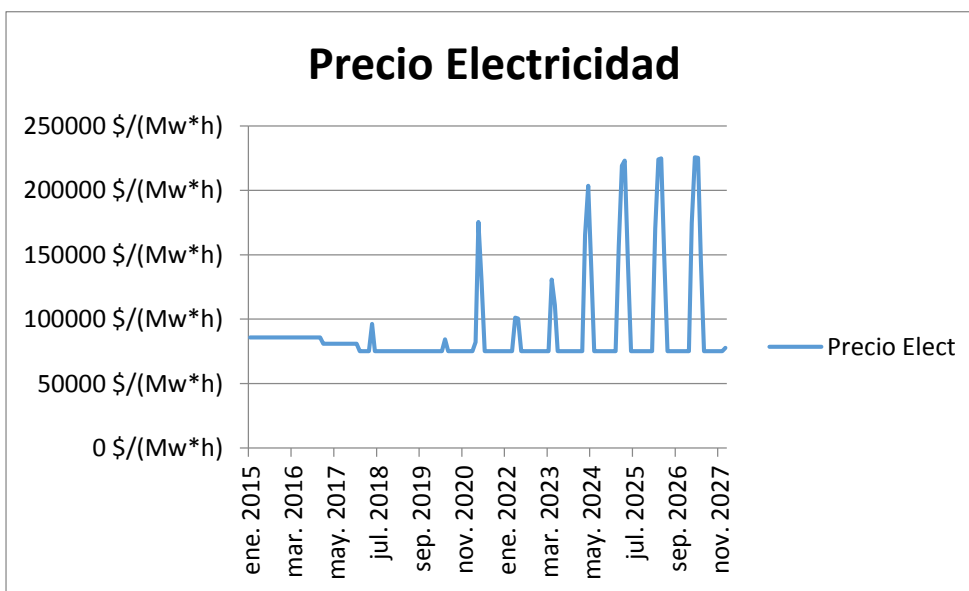
En la Figura 8-5 se presenta la evolución del margen del sistema, que representa la diferencia que existe entre la capacidad instalada y la demanda de energía, se da una reducción en el corto plazo; debido a que en el modelo las plantas de generación tienen un ciclo de vida útil determinado para cada tipo de central de generación, y en los años

próximos se preve que cumplan con este ciclo un número significativo de plantas, y contrarrestando esta salida de capacidad instalada, Hidrosogamoso evita que la reducción sea significativa. A mediano plazo se espera la entrada de plantas hidroeléctricas como Hidroltuango entre otras, generando un pico de crecimiento en el mes en los que entran en operación la primera a quinta etapa (Figura 8-5).



**Figura 8-5.** Margen del sistema

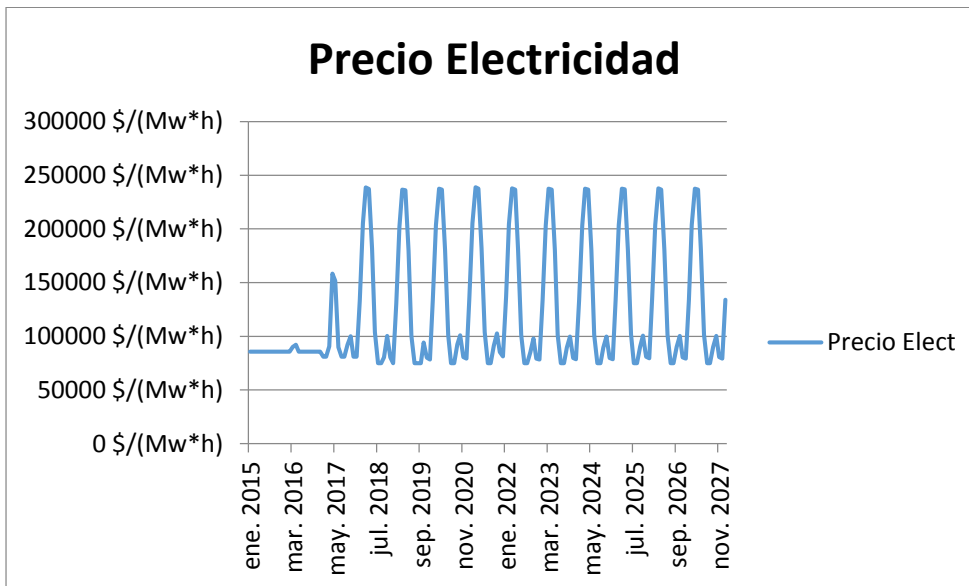
En el escenario base, el precio de la electricidad presenta baja volatilidad comparada con respecto a los resultados de los demás escenarios evaluados (Tabla 8-6). A partir del año 2021, se da un aumento en la volatilidad como respuesta a la disminución en el margen del sistema y a la reducción en el nivel de los embalses, en los períodos que decrecen la lluvias; mostrando un aumento de la volatilidad asociado a la disponibilidad de agua, lo cual indica una alta vulnerabilidad del sector a la disponibilidad de agua (Figura 8-6).



**Figura 8-6.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario base

### 8.1.2. Escenario E2

En el escenario E2, se evalúa una variación del caudal de hasta un 30% como un escenario probable, expuesto en la investigación de (Veldkamp et al., 2015), en la cual los autores concluyeron que en los próximos años la variabilidad se incrementará, impactando fuertemente sectores tan vulnerables como el eléctrico; debido a que el país cuenta en la actualidad con un 67% de la capacidad instalada en hidroelectricidad, generando incertidumbre en el sistema. Este escenario nos permite evaluar como el precio de la electricidad reacciona ante cambios significativos en los pronósticos del clima. Si los modelos de pronósticos con los que se cuentan actualmente prevén una variación drástica en los niveles de lluvias, los mercados y el precio sentirán los efectos con el aumento de la volatilidad, el cual es un indicador de vulnerabilidad en el sistema (Figura 8-7). Es por esta razón que el análisis de evaluación de políticas se centra en esta variable, ya que permite entender de manera precisa que existe susceptibilidad del sistema y que hay alto riesgo de racionamiento si se presenta un evento climático extremo.

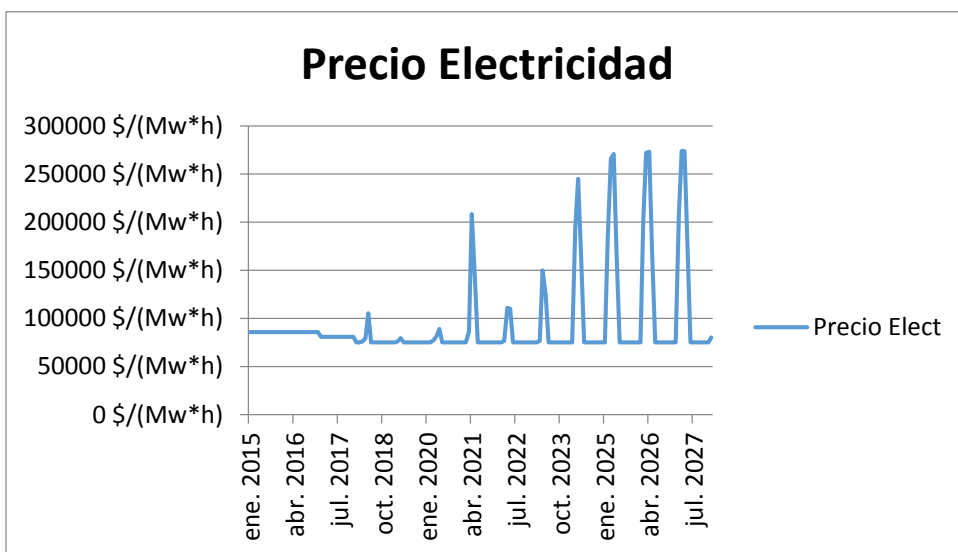


**Figura 8-7.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario E2

La simulación se realizó afectando la variable de aportes hídricos que surten los embalses. Lo que se hizo fue introducir una variación del caudal, pero el promedio se sostuvo en la simulación, generando una modificación de hasta un 30%, o sea que se disminuyó el caudal en temporada de sequía hasta un 30% y se aumentó éste en temporada de lluvia hasta un 30%, de esta manera se busca analizar cómo reacciona el precio, bajo casos extremos en las temporadas de verano e invierno.

### 8.1.3. Escenario E3

Este escenario se caracteriza porque se modificó la demanda de electricidad, en un 3% anual por encima de la proyección sin cambio climático, sobre la demanda residencial, comercial e industrial (Mirasgedis et al., 2007). La proyección que realiza la UPME, no considera una demanda estimada por los cambios en esta variable que pueda tener los factores asociados al cambio climático. Es por ello, que resulta significativo el análisis de la incidencia sobre el precio de la electricidad a causa del aumento de la temperatura, afectando la demanda de manera directa, ya que este aumento genera en los sectores residencial, comercial e industrial, una respuesta para contrarrestar las intensas jornadas de calor como efecto del cambio climático (Figura 8-8).



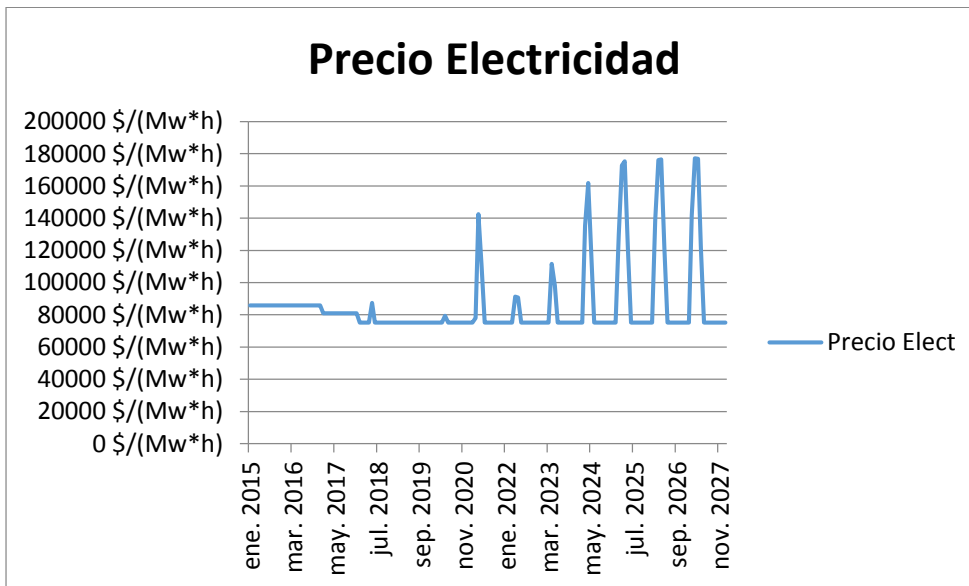
**Figura 8-8.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario E3

#### 8.1.4. Escenario E4

Para el escenario E4 se tomó en cuenta el estudio realizado por el Banco de la República, el cual expone la alta vulnerabilidad de Colombia ante el cambio climático. Es relevante en este estudio realizar tanto el análisis de la reducción de los caudales, como el caso contrario, en el que se presente un aumento en estos caudales, como consecuencia de la variabilidad climática (CEPAL, 2012 & Banco de la República, 2011). En este escenario se evalúa el cambio que se puede generar en el precio de la electricidad por el aumento del caudal de 30% en los años que se presente el fenómeno de “La Niña”.

El precio de la electricidad no registra aumento significativo en el corto o mediano plazo, por causa del aumento en los niveles de los caudales. En el largo plazo presenta leve volatilidad que puede deberse más a la salida de capacidad instalada del sistema que por el aumento de los caudales. El aumento en los caudales reduce los riesgos inherentes a la dependencia del clima, ya que si los embalses presentan abastecimiento del recurso hídrico, el costo de oportunidad del agua se reduce y los precios de oferta de los generadores hidráulicos serán con valores cercanos a cero por cada mega-vatio/hora (MWh). De esta manera, el tener un registro alto de los niveles de los caudales, reduce la volatilidad del precio de la electricidad (Figura 8-9).



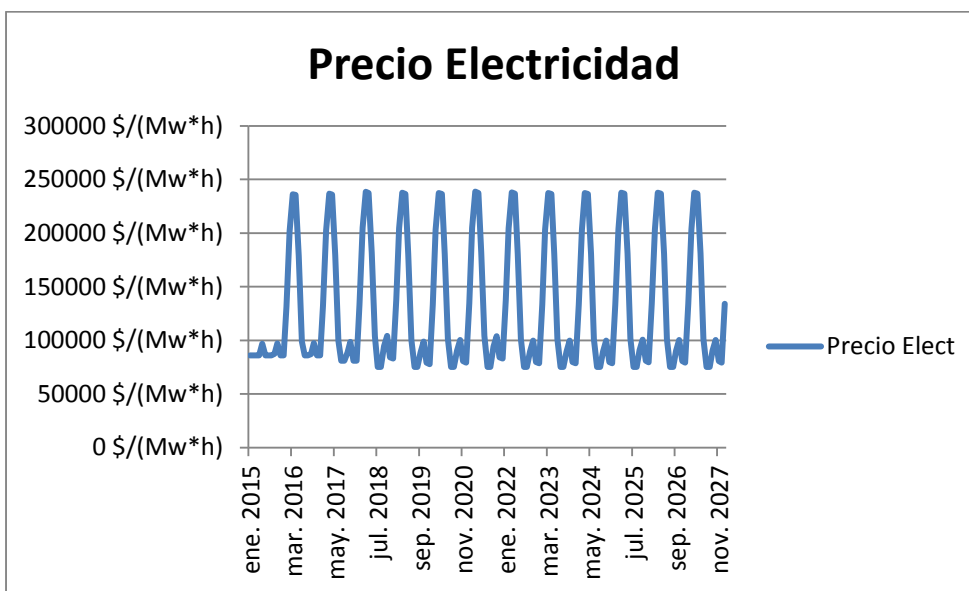


**Figura 8-9.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario E4

### 8.1.5. Escenario E5

El escenario E5, simula la combinación de dos escenarios; el primero, el aumento de la demanda en un 3% adicional a las proyecciones de la UPME; y el segundo escenario aplica la variación de hasta un 30% de los caudales de los ríos que abastecen los embalses considerados en esta investigación (Figura 8-10).

La combinación de estos dos escenarios, provoca un aumento significativo en la volatilidad del precio de la electricidad, y considerando que cada uno de estos escenarios de manera separada evidencian un incremento del riesgo y la incertidumbre del sistema, al combinarse incrementan mucho más la vulnerabilidad del sistema eléctrico.

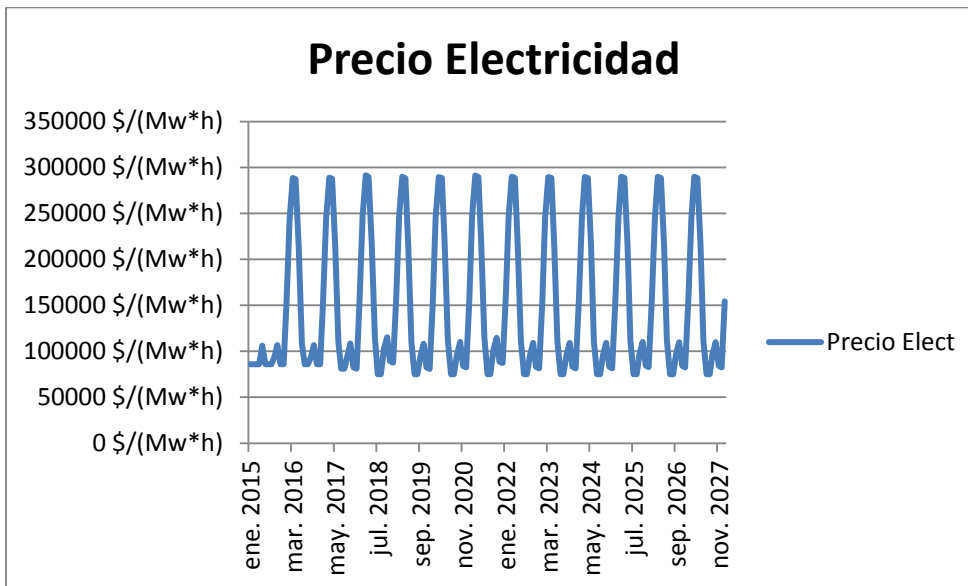


**Figura 8-10.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario E5

### 8.1.6. Escenario E6

En este escenario E6, se evalúa la incidencia no sólo de la demanda, también de la disminución de los caudales de los ríos en un 30% como consecuencia del cambio climático. La combinación de estos dos constituye un análisis clave ya que representan dos políticas que generan un alto impacto en el sistema eléctrico y evidencian la alta vulnerabilidad que se da por la dependencia que tiene el sector eléctrico a los cambios en el clima.

La volatilidad del precio en este escenario se incrementa significativamente, alcanzando precios cercanos a \$300.000/MWh en épocas de verano, y presentando disminución en las épocas de lluvia (Figura 8-11).



**Figura 8-11.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario E6

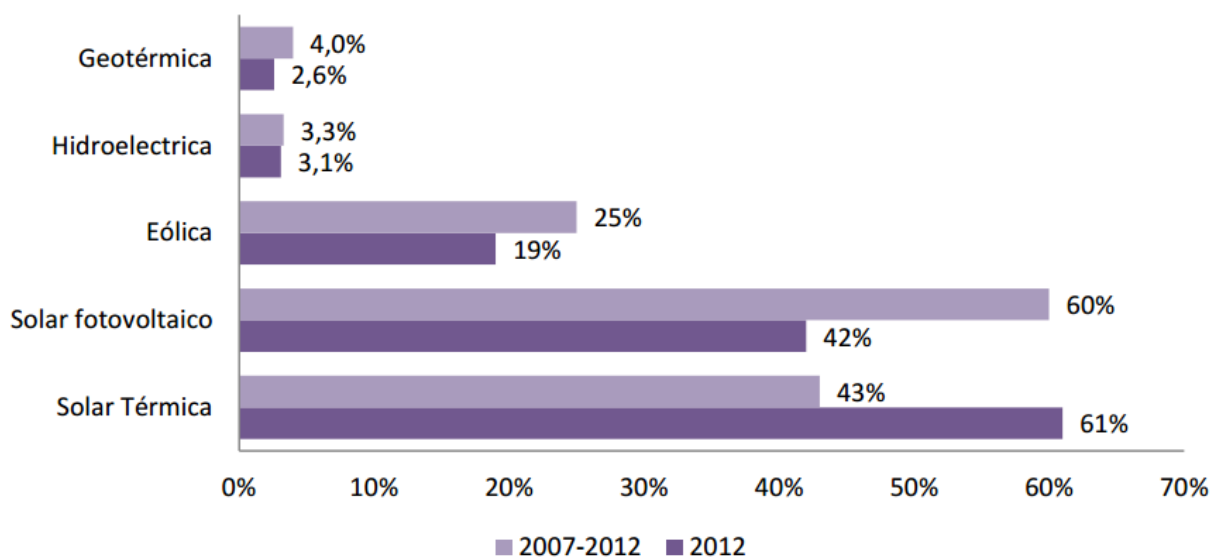
Con los resultados obtenidos se evidencia una tendencia al alza de la volatilidad ante factores de vulnerabilidad como el clima y la demanda, los cuales provocan aumento del riesgo ante eventuales cambios tanto en el clima, dada la variabilidad o reducción de las lluvias; como los cambios en los hábitos de consumo de electricidad por parte de la población, en respuesta al aumento de la temperatura.

### 8.1.7. Escenario E7

En el escenario E7 se pretende evaluar si la adición de generación de electricidad con fuentes renovables como paneles solares y turbinas de viento, conduce a una reducción en la vulnerabilidad del sistema, y la disminución de la volatilidad del precio de la electricidad, cuando se dan las condiciones dadas en el Escenario E6 en el cual se tiene una reducción en el caudal de un 30% y aumento de la demanda en 3% adicional al proyectado por la UPME para los próximos años, y según (Dyner et al., 2004) la generación eólica presenta una complementariedad alta con la generación hidroeléctrica, ya que en períodos de calor intenso, se probó que aumentan los vientos en la zona de la Guajira, que fue el lugar donde se realizó la evaluación (Dyner et al., 2004).

Para este escenario se determinó evaluar la entrada de energías renovables no convencionales como la solar fotovoltaica, al igual que la eólica, ya que según la (REN21,

2013), las tecnologías que han presentado un mayor crecimiento tanto en 2012 como los últimos 5 años son las tecnologías de energía solar tanto fotovoltaica como solar térmica, impulsadas por un fuerte decrecimiento en los costos de las mismas. En tercer lugar se encuentra la energía eólica que a pesar de que ha presentado una reducción en su tasa de crecimiento, ha aumentado 25% su capacidad instalada en los últimos 5 años (Figura 8-12).



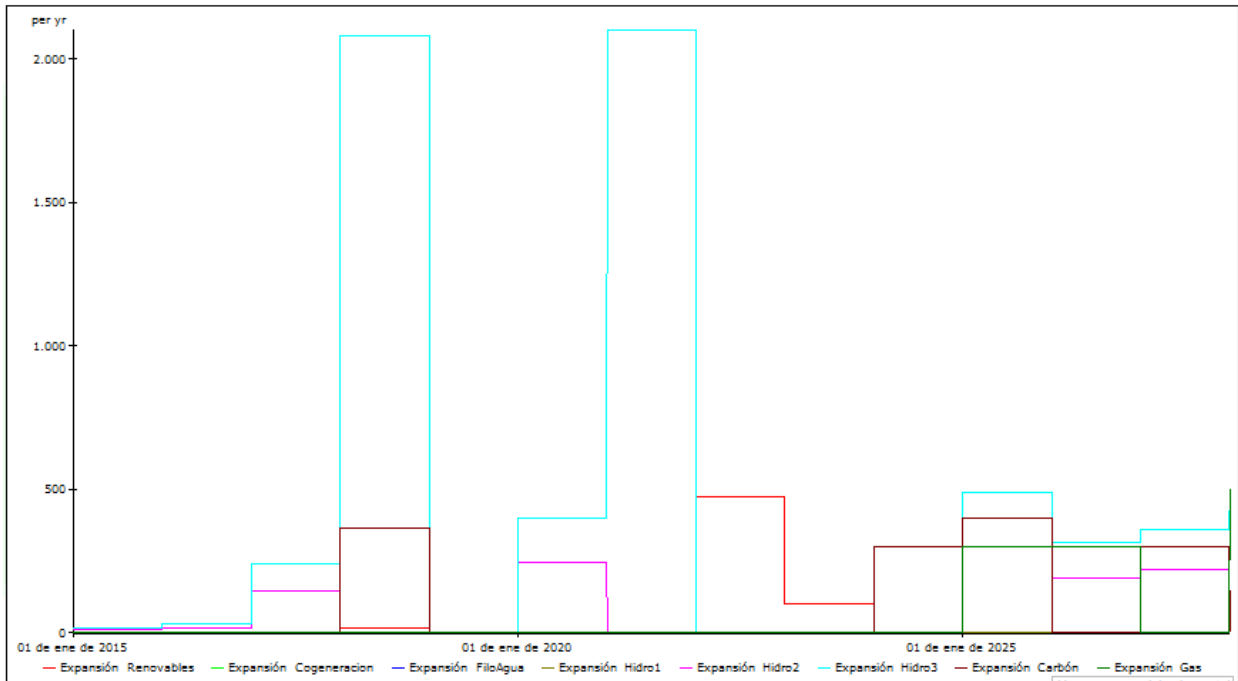
**Figura 8-12.** Crecimiento promedio anual de capacidad instalada de diferentes fuentes renovables (REN21, 2013)

Es por esta razón, se considera relevante la evaluación de estas tecnologías, ya que son las más firmes candidatas a complementar la matriz de generación actual del país, y ya que según los estudios realizados por la UPME a finales de 2014, se demuestra que estas tecnologías son potencialmente aplicables para Colombia, dado las condiciones meteorológicas que presenta el país (UPME, 2015b).

Se definió la entrada de 474 Megavatios de capacidad instalada en generación para eólica a mediados del año 2021, esto ya que actualmente existen tres proyectos que son: Casa Eléctrica, Irraipa y Carrizal los cuales fueron radicados por la empresa Jemeiwaa Ka'i S.A.S. y se encuentran en primera fase, y se estima que en un período de siete años ya estén concluidos los proyectos.

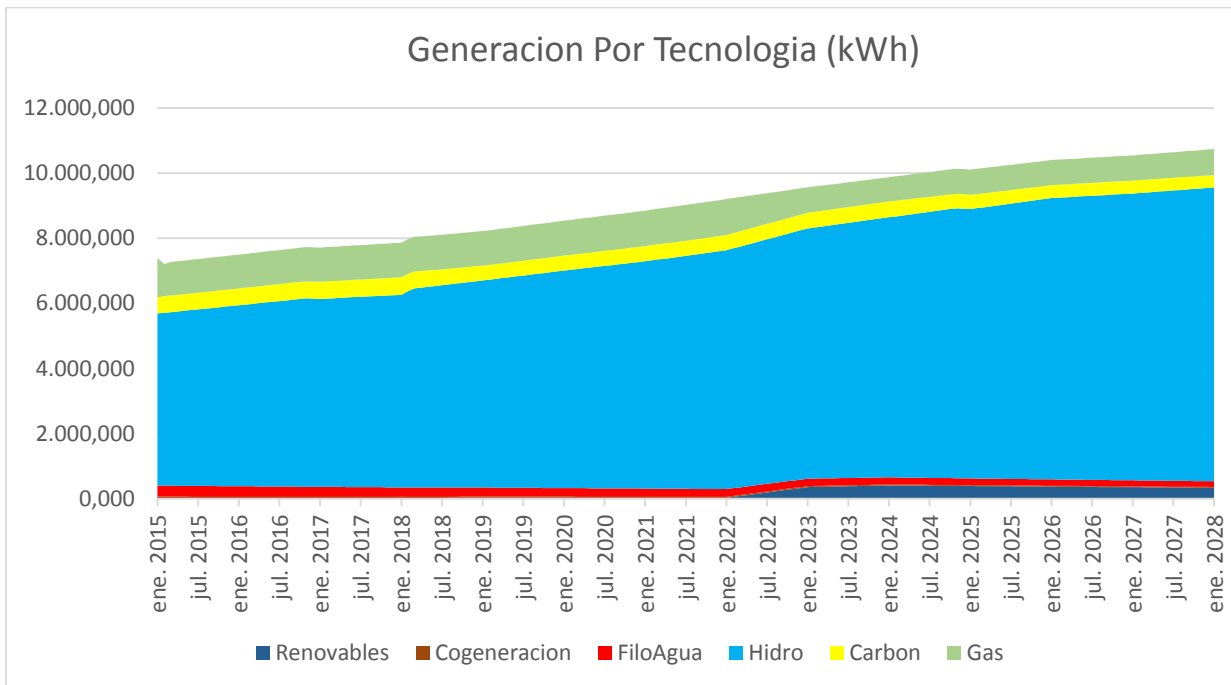
Para la tecnología solar fotovoltaica se determinó que gracias a la ley 1715 de 2014, que establece una serie de beneficios para aquellos proyectos de generación de energía de fuentes no convencionales; como: exención de aranceles y reducción de impuestos; promueve la implementación de proyectos de generación solar fotovoltaica (UPME, 2015b), y según (Jimenez et al., 2014) están dadas las condiciones financieras para la adopción y difusión de esta tecnología, jalonadas por el beneficio conseguido al realizar un análisis comparativo entre la tarifa de energía de la red y el costo de microgenerar con paneles fotovoltaicos de manera distribuida. Según estudios, en Colombia la capacidad instalada en microgeneración fotovoltaica puede llegar a 100 Megavatios en los próximos años, igualmente, se considera que existe un potencial de 1.425 MW repartidos en cinco ciudades como son: Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cali y Riohacha.

En la Figura 8-13 se tiene el plan de expansión definido por la UPME para los próximos años, con la adición de la generación de fuentes renovables como escenario posible establecido para el escenario E7 definido en este estudio. La línea roja representa la expansión proyectada para las energías eólica y solar fotovoltaica, en 474 y 100 MWs, respectivamente; dado que este ingreso se da de manera gradual, pero no se conoce una cifra exacta, se optó por definir para el año 2022 y 2023, el ingreso agregado para cada una de las tecnologías, considerando que ocho años es un período suficiente para alcanzar la cifra estimada por la UPME en su informe (UPME, 2015b).



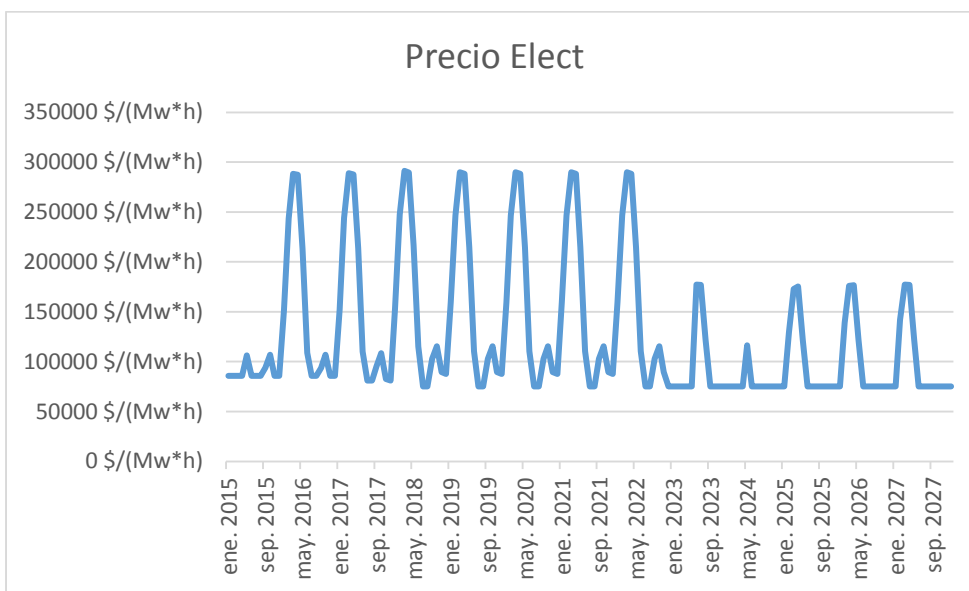
**Figura 8-13.** Plan de expansión 2014-2028 con adición de las tecnologías renovables del E7

La generación resultante por tecnología se observa en la Figura 8-14, con la correspondiente generación de las energías renovables eólica y solar fotovoltaica, las cuales a partir de su entrada representan una significativa participación en la matriz de generación, dado a que los costos de generar con estas tecnologías no convencionales es más bajo que con tecnologías como la térmica a gas, que presentan una realidad crítica dado el aumento en el precio del gas y la reducción en las reservas de este combustible, que se evidencia en el desplazamiento que sufre a partir de la disponibilidad para generar de las nuevas tecnologías (UPME, 2015a).



**Figura 8-14.** Generación por Tecnología con adición de las renovables del E7

A continuación se presenta la evolución del precio de la electricidad (Figura 8-15), en la cual se puede verificar que a partir de la entrada de las tecnologías renovables no convencionales, se da una reducción significativa en el precio y volatilidad a partir de la entrada de las energías renovables no convencionales, ya que en las épocas de escasez de agua, tanto la generación eólica como la microgeneración solar fotovoltaica, suplen en gran medida las deficiencias de la generación hidroeléctrica, permitiendo a los embalses recuperarse y evitar reducciones significativas en sus niveles, para así, impedir que el costo de oportunidad se incremente, y no conlleve a un alza en la cotización de la energía.



**Figura 8-15.** Evolución del precio de la electricidad – Escenario E7

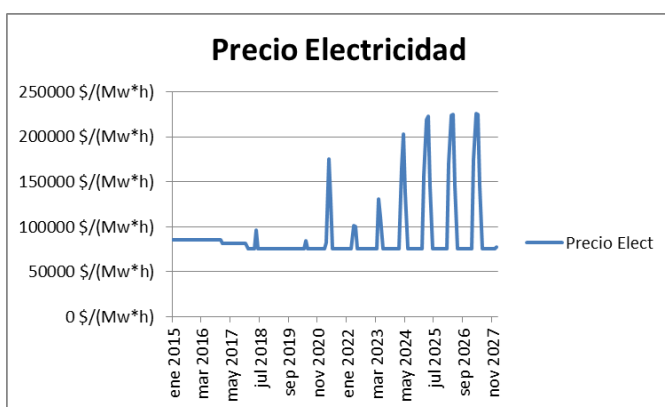
Se puede decir entonces, que la adición de tecnologías renovables no convencionales como la eólica y la microgeneración fotovoltaica, inciden positivamente en la seguridad de suministro de energía. Por tanto, el escenario E7 muestra un beneficio significativo en la evaluación de políticas de adaptación ante los riesgos potenciales que puede enfrentar un sistema tan vulnerable como el colombiano ante los impactos de cambio climático.



## 8.2. Análisis Comparativo de Escenarios

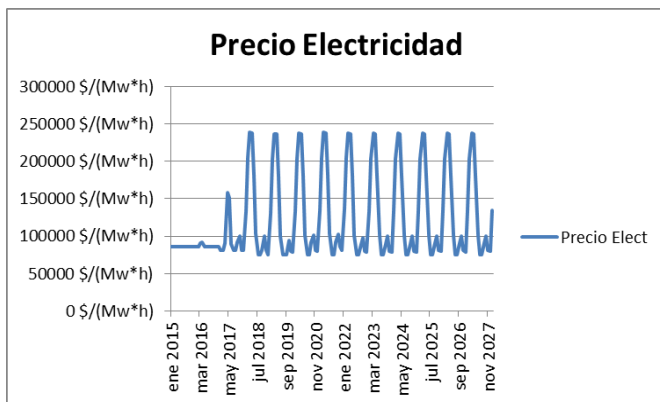
A continuación se presentan las gráficas con los resultados de la simulación del precio de la electricidad, y el análisis de políticas encaminadas a la reducción de la vulnerabilidad, luego de haber identificado los factores que aumentan ésta.

La gráfica que se expone en la Figura 8-16, representa el escenario base de los resultados del modelo que se construyó como parte de este estudio. En él se presenta la tendencia del precio para los próximos años, con un aumento en la volatilidad del precio de la electricidad a partir del año 2023.



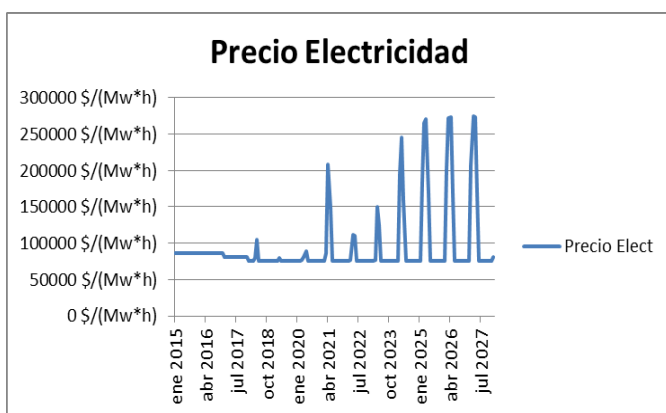
**Figura 8-16.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E1

La Figura 8-17, representa la gráfica de evolución del precio de la electricidad del escenario E2. En este escenario se analiza cómo afecta la variación de hasta un 30% de los caudales, esta variación genera crecimiento de la volatilidad, dada la incertidumbre asociada a la variabilidad que se presenta por fuertes lluvias en los períodos de invierno y la reducción de las lluvias en períodos en los que regularmente también se presentaban lluvias en menor proporción, y la extensión del tiempo seco en verano, mayor al período presentado históricamente. Si se compara el escenario E1 con E2, se puede evidenciar un aumento de la volatilidad en el escenario E2 (Tabla 8-2).



**Figura 8-17.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E2

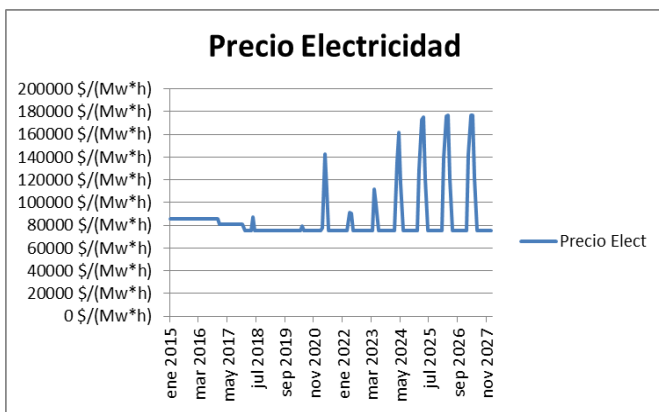
La Figura 8-18, representa la evolución del precio de la electricidad del escenario E3, el cual si se compara con los dos escenarios anteriores, presenta características similares al escenario E1, evidenciando que el sólo aumento del 3% adicional a la demandada proyectada por la UPME, no genera cambios significativos en la evolución del precio de la electricidad. Con respecto al escenario E2, se puede decir que la variación hasta 30% de los caudales, provoca mayores cambios que los dados por el sólo aumento de la demanda en 3%, lo cual se puede ver en la Tabla 8-2.



**Figura 8-18.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E3

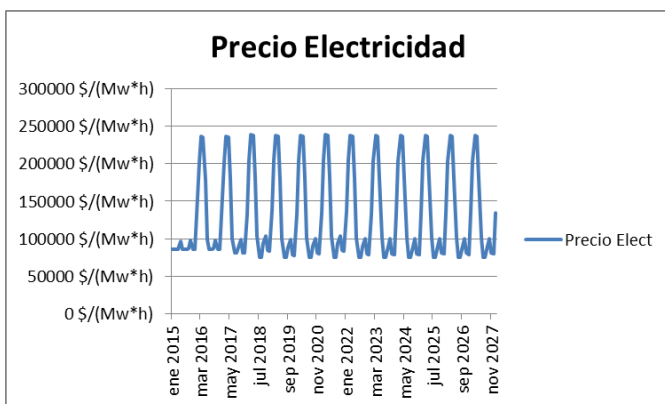
La gráfica de evolución del precio de la electricidad del escenario E4 se muestra en la Figura 8-19. Esta gráfica es la que menor volatilidad muestra entre las gráficas de evolución del precio de la electricidad, ya que el riesgo asociado al nivel de los embalses se reduce al tener

aumento de los caudales que abastecen de agua los embalses. La volatilidad del precio de la electricidad del escenario E4 se puede ver en la Tabla 8-2.



**Figura 8-19.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E4

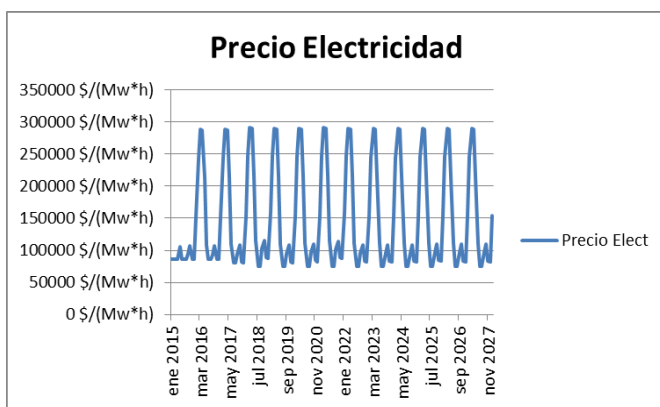
La Figura 8-20 muestra la evolución del precio de la electricidad del escenario E5. Este escenario tiene tanto la variación del escenario E2 como el aumento de la demanda del escenario E3. En este escenario se puede ver como la combinación de estos dos escenarios incrementa los riesgos para los generadores, ya que se da un desabastecimiento de los embalses, al tiempo que la demanda de generación eléctrica se incrementa; conllevando a un aumento del costo de oportunidad, y por consiguiente al incremento de la volatilidad mayor a los escenarios E2 y E3 (Tabla 8-2).



**Figura 8-20.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E5

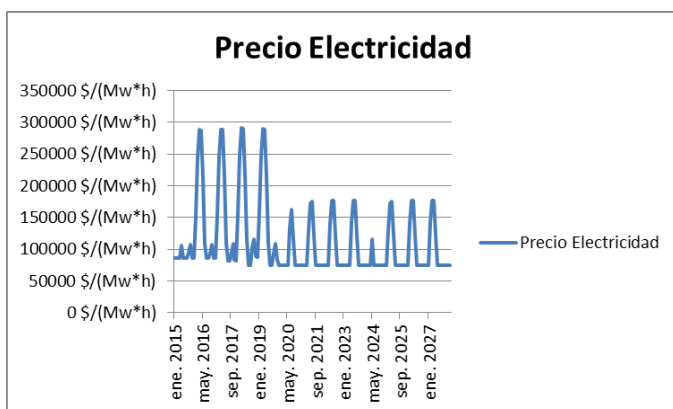
Para la evolución del precio de la electricidad del escenario E6, que se presenta en la Figura 8-21, se realizó la combinación del escenario E3 con demanda aumentada, con una disminución de 30% de los caudales de los ríos simulado en el escenario E4, siendo esta

combinación la generadora de la mayor volatilidad del precio de la electricidad de los seis escenarios presentados.



**Figura 8-21.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E6

La Figura 8-22 muestra la evolución del precio de la electricidad del escenario E7, en la cual se realizó la combinación del escenario E3 y escenario E4, que tienen aumento en la demanda de 3% y una disminución de 30% de los caudales de los ríos, al igual que la introducción de tecnologías renovables como la eólica y la microgeneración fotovoltaica. En la cual se observa una reducción significativa de la volatilidad y del promedio del precio de la electricidad, y de esta manera se evidencia la estabilidad que brinda a un sistema tan vulnerable como el colombiano, contar con tecnologías como la microgeneración fotovoltaica y la generación eólica.



**Figura 8-22.** Evolución del precio de la electricidad del escenario E7

Al realizar una comparación de los resultados bajo diferentes escenarios, se prueba que existe una tendencia al alza en la volatilidad del precio de la electricidad (Tabla 8-2) en los escenarios en los que se evaluó el aumento de la demanda, la variación o la reducción del caudal. Este cambio se da por la alta dependencia del sector eléctrico al clima y por el aumento de la temperatura, provocando incremento en la demanda por encima de las proyecciones de la UPME. Estos dos factores incrementan los riesgos y la incertidumbre, los cuales son factores que influyen la volatilidad en los precios de la electricidad. También se evidenció la influencia favorable que tiene para el sistema, la adición de tecnologías que al día de hoy no hacen parte de la matriz de generación como lo es la microgeneración fotovoltaica distribuida y poca significativa generación eólica.

<b>Escenarios</b>	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>E4</b>	<b>E5</b>	<b>E6</b>	<b>E7</b>
<b>Volatilidad Precio</b>	61,2	95,4	74,4	45,5	104,5	123,4	99,71
<b>Precio Promedio</b>	75.127	88.650	79.875	72.900	97.425	106.650	101.325

**Tabla 8-2.** Análisis comparativo de la volatilidad del precio de la electricidad

En resumen se puede decir de los escenarios que:

En el escenario base, se presenta volatilidad baja en los primeros años, luego crece, y este aumento se explica por la salida de capacidad instalada del sistema, lo cual reduce el margen entre capacidad y demanda, aumentando la incertidumbre en la generación eléctrica, lo cual provoca este aumento en la volatilidad.

En el segundo escenario, la volatilidad aumentó significativamente con respecto al primer escenario, dado el incremento en la variabilidad, creando mayor incertidumbre y riesgo, ya que a pesar de que hay lluvias iguales a las registradas en los históricos, los caudales aumentan en períodos muy cortos y los embalses no poseen la capacidad de almacenar este flujo, y en las temporadas de verano los embalses presentan desabastecimiento por el aumento en el uso de agua para generar electricidad, para cubrir el incremento en la demanda asociada a este fenómeno.

En el tercer escenario, la volatilidad es menor que la generada cuando existe variabilidad en los caudales de los ríos, sin embargo es una volatilidad mayor que el escenario base, y por ende, debe considerarse el aumento de la demanda como un factor de vulnerabilidad.

En el cuarto escenario, se hizo un análisis mayor de los efectos del cambio climático, ya que este fenómeno al igual que genera disminución en las lluvias, también genera aumentos significativos en éstas; así se puede tener una perspectiva mayor de los resultados bajo diferentes casos que pueden darse y que deben ser tenidos en cuenta para la formulación de políticas. Se muestra de forma clara en la gráfica que el aumento de los niveles de los caudales, disminuye la incertidumbre y los riesgos, y por tanto baja el costo de oportunidad del agua, generando estabilidad en el precio de la electricidad.

En el quinto escenario, se suma tanto el efecto provocado por el aumento en la demanda, como el aumento en la variabilidad, afectando considerablemente la volatilidad, y de esta manera teniendo dos factores de vulnerabilidad combinados como son la demanda y el clima, se da como resultado un aumento del riesgo del sistema.

En el sexto escenario, se realizó una evaluación combinando aumento de la demanda de energía y la reducción significativa del nivel de los caudales. Se tiene como resultado, un incremento mayor de la volatilidad con respecto a la volatilidad del quinto escenario, y representa el escenario con mayor impacto para el precio de la energía en el caso de que este se diera en el futuro.

En el séptimo escenario, se definió un escenario adicional con las siguientes características: el incremento en la demanda eléctrica combinada con una disminución de los precios de los caudales, al igual que la introducción en la matriz de generación de tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica. Se tiene como resultado que en el período anterior al ingreso de las tecnologías renovables mencionadas, la volatilidad del precio de la electricidad es significativamente más alta que la volatilidad registrada después de la introducción de éstas tecnologías, evidenciando lo adecuado que sería para el sector eléctrico contar con estas tecnologías dentro de su matriz de generación.

### **8.3. Formulación de Políticas**

Con el fin de proponer estrategias que permitan disminuir los riesgos ante eventuales impactos del cambio climático en el sector eléctrico, se tuvieron en cuenta los factores de vulnerabilidad identificados como de alta influencia en la susceptibilidad del sistema a racionamientos.

Para contrarrestar el factor demanda, que fue identificado de impacto medio en la vulnerabilidad del sector, se plantea como política, la implementación de un plan de contingencia que reduzca los impactos ante las jornadas de calor, ya sea para hacer uso eficiente de los equipos como aire acondicionado y otros, de manera que sea lo menor posible el impacto que genere el uso de estos aparatos sobre la demanda de electricidad residencial, comercial e industrial.

El segundo factor de vulnerabilidad que se identificó como de alta relevancia fue el clima, y este constituye al igual que el primer factor de vulnerabilidad; un tema complejo, ya que el país lleva muchos años dependiendo directamente del clima para la generación de gran parte de la energía que se consume entre todos los que tienen acceso a este servicio. Por eso, debe verse desde diferentes perspectivas la formulación de políticas, con el objetivo de incidir directamente sobre los agentes responsables de que este factor de vulnerabilidad no sea determinante en la seguridad del suministro para el país.

Se tiene en la actualidad una alta dependencia de la generación hidroeléctrica, por tanto se debe reducir ésta, diversificando la matriz de generación, sobre todo con fuentes alternativas de energía, que con ayuda de la ley 1715 de 2014 se promueve mediante incentivos a la inversión, exclusiones de impuestos e IVA, y deducciones a la renta, el desarrollo de la autogeneración, generación distribuida y la cogeneración con fuentes no convencionales de energía, principalmente de carácter renovable. En este sentido, la aplicación y aprovechamiento de esta ley constituye una política sumamente relevante para disminuir la dependencia que existe en la actualidad de la hidroelectricidad.

También se deben promover desde las instituciones gubernamentales la implementación de convenios que conlleven a una ampliación de la integración que actualmente se tiene con algunos países y que se puede extender aún más con el fin de disminuir los riesgos en los períodos de escasez de recursos, ya sea agua o gas para la generación eléctrica.

Por último es indispensable que el mercado eléctrico colombiano evolucione en su gestión tanto de demanda como de oferta, con el fin de aumentar la resiliencia del sistema, estableciendo mecanismos por los cuales se aproveche aún más los recursos naturales y energéticos con los que cuenta el país, eso sí, con responsabilidad social y ambiental, y se fomente una cultura de uso eficiente de la energía, creando hábitos de consumo que

contribuyan a aplanar la curva de carga en el día, así se reduce la vulnerabilidad del sistema y se aprovecha de mejor manera el servicio de energía.



---

## Capítulo 9. Conclusiones y recomendaciones

Por último se presentan los aportes más importantes del trabajo realizado en esta tesis, y a su vez se dan a conocer al lector las limitaciones que se fueron presentando en el transcurso del desarrollo de este estudio.

### 8.4. Conclusiones

En este trabajo se propuso una aproximación metodológica y de evaluación de escenarios, con el fin de identificar los factores de vulnerabilidad asociados al sector eléctrico colombiano, y la proposición de políticas que reduzcan los riesgos asociados a los factores de vulnerabilidad identificados, y así se da cumplimiento tanto al objetivo general que era evaluar políticas de adaptación ante el cambio climático, como los objetivos específicos que comprendían el desarrollo de un modelo, la identificación de factores de vulnerabilidad del sector eléctrico y la formulación de políticas basadas en escenarios propuestos.

- Los factores de vulnerabilidad más relevantes que fueron identificados son: el clima y la demanda eléctrica, los cuales inciden fuertemente sobre el sistema eléctrico nacional, acarreando impactos importantes para el sector y la sociedad; como consecuencia del calentamiento global y el cambio climático. Estos factores de vulnerabilidad identificados constituyen el centro de atención para las autoridades e instituciones encargadas de la planeación del sector eléctrico, y la manera adecuada de reducir la vulnerabilidad, es reduciendo la dependencia del clima e incrementando la gestión de la demanda.
- La volatilidad del precio de la electricidad es un indicador del nivel de vulnerabilidad que puede tener el sector en ciertos períodos. En esta investigación se identificó que la generación hidráulica tiene un factor de riesgo alto asociado a su alta dependencia del clima, por tanto, era sumamente relevante identificar aquellas condiciones climáticas que modificarán ese factor de riesgo ante un eventual cambio climático; se identificó que:
  - El aumento en la temperatura incrementa las necesidades en los sectores residencial, comercial e industrial del uso de aire acondicionado, lo cual afecta

la demanda, generando un incremento de la volatilidad del precio de la electricidad y por ende, la vulnerabilidad del sistema eléctrico.

- Una disminución en el nivel de los ríos, provoca cambios drásticos en el sistema, como son: el aumento en el costo de oportunidad del agua para los generadores hidroeléctricos, y de esta manera se incrementa significativamente la volatilidad del precio de la electricidad; provocando que en períodos de escasez del líquido, el precio de electricidad alcance nivel muy altos.
  - La variación de los caudales en niveles extremos en las temporadas de sequía y lluvias, al igual que la reducción en los niveles de los caudales, causa un incremento significativo en la volatilidad del precio de la electricidad.
  - El incremento en los niveles de los ríos que abastecen los embalses conectados al SIN, brindan estabilidad al precio de la electricidad y confianza en el sistema.
- El plan de expansión sería insuficiente en los escenarios para cubrir la demanda de electricidad, ya que se observó una caída del margen del sistema en el largo plazo y por tanto deben implementarse medidas que complementen esta solución. Y podría ser aumentando la capacidad instalada de tecnologías como la eólica, que en recientes estudios se ha demostrado la complementariedad que existe entre las tecnologías hidráulica y eólica, lo cual representa que en épocas de sequía en las cuales disminuye la hidrología, se vea compensada con el aumento de los vientos, supliendo las deficiencias que se dan en el sistema a causa de la reducción en la disponibilidad hidráulica.
  - El gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, debe definir reglas claras para las plantas de generación térmica que tengan obligaciones de ENFICC asignadas; al igual que sanciones establecidas, para aquellas plantas que en períodos de sequía no estén disponibles para generar, ya que el objetivo de la creación de las obligaciones de ENFICC es asegurar que haya disponibilidad de energía en períodos críticos de fenómeno de “El Niño” y a un costo de la energía coherente. Entre las reglas establecer políticas para asegurar el abastecimiento de los combustibles que serán

---

necesarios para generación; y compromisos por parte del gobierno para controlar los precios de éstos.

- Colombia es altamente vulnerable a los impactos del cambio climático, y debe definir estrategias para reducir los riesgos e incrementar la resiliencia. Y en este estudio se encontró que el sistema eléctrico a pesar de que presenta una alta vulnerabilidad ante eventos climáticos, también cuenta con lineamientos importantes definidos en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, al igual que en los documentos Conpes 3700 y 3242, en los cuales se establecen políticas encaminadas a afrontar los impactos del cambio climático.
- El sector eléctrico colombiano debe expandir la matriz de generación, dado el riesgo potencial de reducción del recurso hídrico en el territorio como consecuencia del cambio climático. Las posibles tecnologías que contribuirían a lograr esta reducción son la energía eólica con una capacidad instalada mayor y la generación solar fotovoltaica, las cuales han tenido un importante crecimiento en el mundo, a partir de la puesta en marcha de políticas que conduzcan a la mitigación y adaptación al cambio climático.
- Se demostró que las tecnologías renovables, reducen significativamente la volatilidad del precio de la electricidad, debido a que ofrecen un respaldo constante sobre todo en períodos de sequía, ya que estudios confirman la complementariedad que existe entre la generación hidráulica y tecnologías como la eólica, potenciando un mayor crecimiento de estas tecnologías en los años subsiguientes al período simulado en este estudio.
- Es relevante que tanto instituciones públicas, como empresas privadas interesadas en el tema de energía, establezcan lazos de comunicación que promuevan la investigación y el desarrollo de las tecnologías renovables no convencionales, con el objetivo de impulsar la expansión de la matriz de generación, no solo como un incentivo de mitigación del cambio climático, sino también como un mecanismo de reducción tanto de la vulnerabilidad del sistema como de los precios internos de la energía, ya que un impulso al desarrollo de las tecnologías de generación propicia un escenario de reducción de costos de implementación de éstas.

- Este modelo permite establecer tendencias en las variables como el precio; que contribuyen a identificar los riesgos y en la definición de estrategias encaminadas a la reducción de la vulnerabilidad inherente a los sistemas que dependen ampliamente del clima para su normal funcionamiento.
- Haciendo uso de la metodología de Dinámica de Sistemas, es posible describir un sistema como el eléctrico y generar una hipótesis dinámica acerca del comportamiento de ésta, permitiendo evaluar eventos y contrarrestarlos con la definición de políticas.
- Es importante el análisis de series de tiempo históricas para la evaluación de variables críticas en la planeación, pero es aún más relevante entender el cambio climático como un evento que no se puede describir con certeza, y es por esta razón que la planeación se debe dar teniendo en cuenta supuestos de las condiciones futuras, y de esta forma, crear las condiciones adecuadas para afrontar los impactos del cambio climático reduciendo eficazmente cualquier posibilidad de crisis energética en el mediano y largo plazo.
- La hidrología es sin duda uno de los factores que presenta mayor sensibilidad a los efectos del cambio climático, por eso es importante que los esfuerzos en reducir los riesgos deben focalizarse sobre todo en definir estrategias conjuntas que disminuyan los impactos que pueda causar la reducción drástica de la hidrología nacional sobre el sistema energético, que permitan garantizar el suministro eléctrico.
- Como recomendación al lector, es importante tener en cuenta que con esta investigación se pretende identificar vulnerabilidades del sector eléctrico, y no predecir cuándo se dará el cambio climático o cuál será el precio de la electricidad si el cambio climático se presente. Se recuerda que el cambio climático es un fenómeno que no se puede predecir con exactitud y por tanto, puede darse de manera rápida o paulatinamente. Por ello se recuerda que en esta investigación no se dan números precisos sino tendencias, para así prever con anticipación los riesgos en los que se incurre sino se toman medidas que permitan una adaptación al cambio climático.

## 8.5. Trabajo Futuro

Al iniciar esta investigación, se plantearon alcances para la misma, pero a medida que se iba aumentando el aprendizaje del sistema objeto de estudio, se fue delimitando cada vez más el problema abordado. Este proceso de delimitación estuvo soportado sobre todo en la complejidad que el sistema posee, y dentro del alcance que podría tener una tesis de maestría. Sin embargo, se considera que la delimitación que se logró, permitió dejar a un lado una serie de aspectos que enriquecían este estudio, pero se buscó darle prioridad a los aspectos más relevantes que fueron considerados en principio. De igual manera, los aspectos que no fueron tenidos en cuenta, pueden desarrollarse como trabajo futuro en una próxima investigación. Los aspectos no incluidos en este estudio fueron:

- Integrar en el modelo la introducción de tecnologías que disminuyen la vulnerabilidad del sistema como son: eólica, fotovoltaica y geotérmica.
- La identificación de factores de vulnerabilidad asociados a otros agentes de la cadena de abastecimiento como son: transmisión, distribución y comercialización.
- La aplicación de la ley de renovables como una política encaminada a la reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico.
- Integrar al modelo la cuantificación de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico. Cabe anotar que Colombia genera el 0,37% de las emisiones anuales como producto de las actividades humanas (MADS, 2012b).

## A. Anexo: Datos de caudal

En la **Tabla A- 1** se presentan los datos de los caudales de los principales ríos, que sirven de afluentes a los embalses que hacen parte de esta investigación.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Año	
ALTO ANCHICAYA	130,2	117,0	114,6	162,0	172,5	139,5	101,4	93,6	118,2	182,1	196,5	166,8	1.694,4	
BETANIA	127,8	134,1	158,4	207,3	231,9	264,6	279,6	214,8	156,9	171,6	199,5	174,9	2.321,4	
GUADALUPE	131,7	121,2	125,7	156,0	214,8	225,9	219,9	228,3	238,8	236,7	205,5	153,3	2.257,8	
MIEL I	158,5	157,3	169,0	192,4	208,0	163,2	113,1	113,4	159,6	225,3	275,1	243,6	2.178,5	
PLAYAS	122,7	105,9	126,3	176,4	204,9	168,6	141,9	154,8	206,1	237,9	227,7	163,2	2.036,4	
PORCE II	201,9	187,2	191,7	256,5	359,4	335,4	309,3	311,7	368,4	425,7	392,7	287,7	3.627,6	
PORCE III	46,2	38,7	39,3	45,9	49,8	52,8	50,7	49,5	58,2	68,1	57,0	50,1	606,3	
PUNCHINA	69,9	59,7	69,3	115,2	133,2	102,9	90,6	97,8	123,6	161,7	157,8	105,3	1.287,0	
SALVAJINA	120,9	106,5	102,3	110,4	109,5	90,6	73,5	53,1	44,4	77,7	141,0	155,1	1.185,0	
TASAJERA	215,7	201,6	219,9	305,1	376,5	346,2	313,2	313,8	345,0	420,9	420,3	311,7	3.789,9	
URRA1	58,2	43,5	45,9	81,6	144,0	162,9	167,4	152,7	146,7	153,6	138,3	98,1	1.392,9	
CALIMA	32,1	28,8	28,8	36,0	44,1	41,4	37,8	30,9	29,1	42,9	51,3	41,7	444,9	
GUAVIO	127,5	137,7	213,3	465,6	741,3	957,3	999,9	755,1	522,9	447,3	367,5	220,2	5.955,6	
JAGUAS	168,9	153,0	173,7	241,2	321,3	294,9	267,6	282,0	339,3	354,0	315,0	213,9	3.124,8	
PRADO	16,5	18,6	21,3	27,0	24,3	15,9	11,1	10,8	8,4	20,1	30,6	24,9	229,5	
RIOGRANDE II	215,7	201,6	219,9	305,1	376,5	346,2	313,2	313,8	345,0	420,9	420,3	311,7	3.789,9	
TRONERAS	131,7	121,2	125,7	156,0	214,8	225,9	219,9	228,3	238,8	236,7	205,5	153,3	2.257,8	
AGREGADO EEB	103,8	96,9	129,0	287,4	480,3	484,5	496,5	380,1	243,6	383,7	525,6	289,2	3.900,6	
CHIVOR	78,9	70,8	101,4	254,4	501,3	754,5	899,7	777,3	485,4	395,4	338,7	172,5	4.830,3	
CHUZA	34,2	41,7	68,7	147,6	208,8	272,7	280,2	205,5	151,5	136,2	108,6	58,2	1.713,9	
MIRAFLORES	149,7	139,8	143,7	177,6	236,4	230,4	234,0	226,8	239,4	255,9	233,4	172,2	2.439,3	
PENOL	385,5	346,8	378,9	520,8	684,0	630,0	526,8	523,8	632,7	726,6	741,3	549,0	6.646,2	Media
Aportes H1	1.383,7	1.272,7	1.362,4	1.808,8	2.204,5	2.052,6	1.860,6	1.783,5	1.965,9	2.361,3	2.411,4	1.909,8	22.377,2	1.864,8
Aportes H2	692,4	660,9	782,7	1.230,9	1.722,3	1.881,6	1.849,5	1.620,9	1.483,5	1.521,9	1.390,2	965,7	15.802,5	1.316,9

Aportes H3	752,1	696,0	821,7	1.387,8	2.110,8	2.372,1	2.437,2	2.113,5	1.752,6	1.897,8	1.947,6	1.241,1	19.530,3	1.627,5
<b>Total Aportes</b>	<b>2.828,2</b>	<b>2.629,6</b>	<b>2.966,8</b>	<b>4.427,5</b>	<b>6.037,6</b>	<b>6.306,3</b>	<b>6.147,3</b>	<b>5.517,9</b>	<b>5.202,0</b>	<b>5.781,0</b>	<b>5.749,2</b>	<b>4.116,6</b>	<b>57.710,0</b>	
Aportes H1 E2	968,6	890,9	953,7	1.266,2	2.865,9	2.668,4	1.302,4	1.364,0	2.555,7	3.069,7	3.134,8	1.336,9	22.377,0	1.864,8
Aportes H2 E2	484,7	462,6	547,9	861,6	2.239,0	2.446,1	2.404,4	2.107,2	1.038,5	1.642,0	973,1	590,0	15.797,0	1.316,4
Aportes H3 E2	526,5	487,2	575,2	971,5	2.744,0	3.083,7	3.168,4	3.103,0	1.305,0	1.328,5	1.363,3	868,8	19.525,0	1.627,1
<b>Total Aportes E2</b>	<b>1.979,7</b>	<b>1.840,7</b>	<b>2.076,8</b>	<b>3.099,3</b>	<b>7.848,9</b>	<b>8.198,2</b>	<b>6.875,1</b>	<b>6.574,2</b>	<b>4.899,1</b>	<b>6.040,2</b>	<b>5.471,3</b>	<b>2.795,6</b>	<b>57.699,0</b>	
Aportes H1 E3	1.383,7	1.272,7	1.362,4	1.808,8	2.204,5	2.052,6	1.860,6	1.783,5	1.965,9	2.361,3	2.411,4	1.909,8	22.377,2	1.864,8
Aportes H2 E3	692,4	660,9	782,7	1.230,9	1.722,3	1.881,6	1.849,5	1.620,9	1.483,5	1.521,9	1.390,2	965,7	15.802,5	1.316,9
Aportes H3 E3	752,1	696,0	821,7	1.387,8	2.110,8	2.372,1	2.437,2	2.113,5	1.752,6	1.897,8	1.947,6	1.241,1	19.530,3	1.627,5
<b>Total Aportes</b>	<b>1.322,5</b>	<b>1.219,9</b>	<b>1.379,5</b>	<b>2.026,3</b>	<b>2.692,0</b>	<b>2.716,2</b>	<b>2.565,0</b>	<b>2.314,8</b>	<b>2.343,3</b>	<b>2.615,1</b>	<b>2.543,7</b>	<b>1.890,6</b>	<b>57.710,0</b>	
Aportes H1 E4	1.798,8	1.654,5	1.771,1	2.351,4	2.865,9	2.668,4	2.418,8	2.318,6	2.555,7	3.069,7	3.134,8	2.482,7	29.090,4	2.424,2
Aportes H2 E4	900,1	859,2	1.017,5	1.600,2	2.239,0	2.446,1	2.404,4	2.107,2	1.928,6	1.978,5	1.807,3	1.255,4	20.543,3	1.711,9
Aportes H3 E4	977,7	904,8	1.068,2	1.804,1	2.744,0	3.083,7	3.168,4	2.747,6	2.278,4	2.467,1	2.531,9	1.613,4	25.389,4	2.115,8
<b>Total Aportes E4</b>	<b>3.676,7</b>	<b>3.418,5</b>	<b>3.856,8</b>	<b>5.755,8</b>	<b>7.848,9</b>	<b>8.198,2</b>	<b>7.991,5</b>	<b>7.173,3</b>	<b>6.762,6</b>	<b>7.515,3</b>	<b>7.474,0</b>	<b>5.351,6</b>	<b>75.023,0</b>	
Aportes H1 E5	968,6	890,9	953,7	1.266,2	2.865,9	2.668,4	1.302,4	1.364,0	2.555,7	3.069,7	3.134,8	1.336,9	22.377,0	1.864,8
Aportes H2 E5	484,7	462,6	547,9	861,6	2.239,0	2.446,1	2.404,4	2.107,2	1.038,5	1.642,0	973,1	590,0	15.797,0	1.316,4
Aportes H3 E5	526,5	487,2	575,2	971,5	2.744,0	3.083,7	3.168,4	3.103,0	1.305,0	1.328,5	1.363,3	868,8	19.525,0	1.627,1
<b>Total Aportes E5</b>	<b>1.979,7</b>	<b>1.840,7</b>	<b>2.076,8</b>	<b>3.099,3</b>	<b>7.848,9</b>	<b>8.198,2</b>	<b>6.875,1</b>	<b>6.574,2</b>	<b>4.899,1</b>	<b>6.040,2</b>	<b>5.471,3</b>	<b>2.795,6</b>	<b>57.699,0</b>	
Aportes H1 E6	968,6	890,9	953,7	1.266,2	1.543,2	1.436,8	1.302,4	1.248,5	1.376,1	1.652,9	1.688,0	1.336,9	15.664,0	1.305,3
Aportes H2 E6	484,7	462,6	547,9	861,6	1.205,6	1.317,1	1.294,7	1.134,6	1.038,5	1.065,3	973,1	676,0	11.061,8	921,8
Aportes H3 E6	526,5	487,2	575,2	971,5	1.477,6	1.660,5	1.706,0	1.479,5	1.226,8	1.328,5	1.363,3	868,8	13.671,2	1.139,3
<b>Total Aportes E6</b>	<b>1.979,7</b>	<b>1.840,7</b>	<b>2.076,8</b>	<b>3.099,3</b>	<b>4.226,3</b>	<b>4.414,4</b>	<b>4.303,1</b>	<b>3.862,5</b>	<b>3.641,4</b>	<b>4.046,7</b>	<b>4.024,4</b>	<b>2.881,6</b>	<b>40.397,0</b>	

**Tabla A- 1.** Media histórica de caudales por mes clasificados por nivel de regulación GWh (XM, 2015)





## Referencias

- Ahmed, T., Muttaqi, K.M., Agalgaonkar, A.P. “*Climate change impacts on electricity demand in the State of New South Wales Australia*”. Applied Energy 98, Pags. 376–383. 2012.
- Apadula, F., Bassini, A., Elli, A., Scapin, S. “*Relationships between meteorological variables and monthly electricity demand*”. Applied Energy 98, Pags. 346–356. 2012.
- Arndt, D.S., Baringer, M.O., Johnson, M.R. “*State of the Climate in 2009*”. Special supplement to the bulletin of the American Meteorological Society Vol. 91, No. 7. 2010.
- Banco de la República (Centro de Estudios Económicos Regionales). “*Documentos de trabajo sobre economía regional*”. No. 150, Agosto. 2011.
- Barlas, Y. “*Model Validation in System Dynamics*”. Proceedings of the 1994 International System Dynamics Conference, Pags. 1-10. Stirling, Escocia. 1994.
- Barlas, Y. (1996). Formal Aspects of Model Validity and Validation in System Dynamics. *System Dynamics Review*, 12 (3), 183-210. 1996.
- Bessec, M., Fouquau, J. “*The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe-a threshold panel approach*”. *Energy Economics* 30, Pags. 2705–2721. 2008.
- British Broadcasting Corporation (BBC). “*Describing Climatic Trends*”. Subject Geography. 2010.
- Cárdenas, L. “*Modelado del mercado de carbono en la Unión Europea y sus implicaciones en el sector eléctrico*”. Tesis de Maestría en Ingeniería. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. 2011.
- Castañeda, M. “*Implicaciones en la seguridad de suministro de los incentivos a las energías renovables en Gran Bretaña*”. Tesis de Maestría en Ingeniería. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. 2013.

- 
- Centro de Investigación Económica y Social (FEDESARROLLO). *“Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia”*. 2013.
  - Centro Nacional de Despacho (CND). Metodologías de detalle desarrolladas para la correcta operación del sistema y administración del mercado Mayorista. 2010.
  - Chandramowli, S.N., Felder, F. *“Impact of climate change on electricity systems and markets: A review of models and forecasts”*. Sustainable Energy Technologies and Assessments 5, Pags.62–74. 2014.
  - Ciscar, J.C., Dowling, P. *“Integrated assessment of climate impacts and adaptation in the energy sector”*. Energy Economics 46, Pags. 531–538. 2014.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *“Resolución N°24 de 1995”*. 1995.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *“Resolución N°085 de 1996”*. 1996.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *“Resolución N°034 de 2001”*. 2001.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *“Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo”*. 2006a.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *“Resolución CREG 071 de 2006, por la cual se adopta la metodología para remuneración del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía”*. 2006b.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *“Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas con plantas térmicas”*. 2013.
  - Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). *“Valoración de daños y pérdidas – Ola Invernal en Colombia 2010-2011”*. 2012.

- Congreso de la República. “*Diario Oficial: Leyes 142 y 143*”. 1994.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). “*Estrategia Institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia*”. 2011.
- Cramton, Peter, & Stoff, S. “*A Capacity Market that Makes Sense*”. *The Electricity Journal*, 18(7), 43–54. 2005.
- Cramton, Peter, & Stoff, S. “*Colombia Firm Energy Market*”. Retrieved from <http://works.bepress.com/cramton/30>. 2007.
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). “*Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático*”. 2012.
- Dowling, P. “*The impact of climate change on the European energy system*”. *Energy Policy* 60, Pags. 406–417. 2013.
- Dyner, I. “*Dinámica de Sistemas y Simulación Continua en el Proceso de Planificación*”. Primera edición. Pag. 160. 1993.
- Dyner, I. “*Energy modelling platforms for policy and strategy support*”. *Journal of the operational research society*, No. 51, Pags. 136-144. 2000.
- Dyner, Isaac. Franco, Juan Felipe. “*Evaluación de un Portafolio de Generación de Electricidad, utilizando Dinámica de Sistemas*”. *Energética* 32. Diciembre 2004.
- Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA). “*Rentabilidad de los proyectos de expansión*”. 2007.
- Empresas Públicas de Medellín (EPM). “*Experiencia en el desarrollo de proyectos de energía eólica*”. 2008.
- Feng, K., Hubacek, K., Siu, Y.L., Li, X. “*The energy and water nexus in Chinese electricity production: A hybrid life cycle analysis*”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, Pags. 342–355. 2014.
- Forrester, J. W. “*Industrial dynamics*”. *Massachusetts: Productivity Press - MIT*. 1961.

- 
- Forrester, J. W., & Senge, P. M. “*Tests for building confidence in system dynamics models.*” *System Dynamics: TIMS Studies in the Management Science*, 209 –228. 1980.
  - Franco, G., Sanstad, A.H. “*Climate change and electricity demand in California.*” *Climatic Change* 87, Pags. 139–151. 2008.
  - Gómez, D., Zuluaga, M., Hoyos, S. “*Definición Sistémica y Simulación Dinámica de Escenarios. Aplicación a la Economía Colombiana 2002-2027.*” ECSIM. 2009.
  - Gutiérrez, A. “*El Sector Eléctrico Colombiano.*” 2010.
  - Hekkenberg, M., Benders, R.M.J., Moll, H.C., Uiterkamp, A.J.M. “*Indications for a changing electricity demand pattern-the temperature dependence of electricity demand in the Netherlands.*” *Energy Policy* 37, Pags.1542–1551. 2009.
  - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). “*Información técnica sobre el Cambio Climático y los Gases de Efecto Invernadero.*” 2007.
  - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). “*Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.*” 2010.
  - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). “*Introducción a los modelos climáticos simples utilizados en el Segundo informe de evaluación del IPCC.*” 1997a.
  - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). “*The Regional Impacts of Climate Change: An Assessment of Vulnerability.*” 1997b.
  - Intergovernmental Panel on Climate Change. “*Climate Change and Biodiversity.*” 2002.
  - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). “*Climate Change 2007-Working Group II: Impacts, Adaptation and Vulnerability.*” 2007a.
  - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). “*Climate Change 2007-Working Group I: The Physical Science Basis.*” 2007b.
  - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). “*Climate Change 2007-Working Group III: Mitigation of Climate Change.*” 2007c.

- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *"Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability"*. 2014.
- Isaac, M., Van Vuuren, D.P. *"Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change"*. Energy Policy 37, Pags. 507–521. 2009.
- Jiménez, M. Franco, Carlos Jaime. *"Difusión de micro generación fotovoltaica y sus efectos en el mercado eléctrico colombiano"*. Memorias XII Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas. 2014.
- Jiménez, M. Cadavid, L. Franco, Carlos Jaime. *"Escenarios de paridad de red fotovoltaica en Colombia"*. DYNA Revista de la Facultad de Minas, UNAL. Vol. 81 No.188. 2014.
- Klein, D., Olonscheck, M., Walther, C., Kropp, J. *"Susceptibility of the European electricity sector to climate change"*. Energy 59, Pags. 183-193. 2013.
- Liu, L., Hejazi, M., Patel, P., Kyle, P., Davies, E., Zhou, Y. Clarke, L. Edmonds, J. *"Water demands for electricity generation in the US-modeling different scenarios for the water-energy"*. Technological Forecasting & Social Change. 2014.
- Macías, A.M. bajo coordinación Andrade, J. *"Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático"*. Consultoría solicitada por la UPME. 2012.
- Madani, K., Guégan, M., Uvo, C. *"Climate change impacts on high-elevation hydroelectricity in California"*. Journal of Hydrology 510, Pags. 153–163. 2014.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). *"Veinte Años siguiendo la Agenda 21"*. 2012a.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). *"Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono"*. 2012b.
- Ministerio de Minas y Energía (MME). *"Resolución 40029 de 2015"*. Diario Oficial No. 49.389 de 9 de enero de 2015.

- 
- Mirasgedis, S. Sarafidis, Y. Georgopoulou, E. Kotroni, V. Lagouvardos, K. Lalas, D.P. *“Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at regional level: Case of Greece”*. Energy Conversion and Management 48, Pags. 1737-1750. 2007.
  - Moral-Carcedo, J., Pérez-García, J. *“Temperature effects on firms’ electricity demand: An analysis of sectorial differences in Spain”*. Applied Energy 142, Pags. 407-425. 2015.
  - National Centre of Scientific Research of France (NCSR). *“The weather of the earth”*. 2007.
  - Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC). *“Evolución de los costos de generación - ERNC”*. Curso mercados eléctricos. 2012.
  - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). *“Renewables 2013 Global Status Report”*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2013.
  - Ruth, M., Lin, A.C. *“Regional energy demand and adaptations to climate change: Methodology and application to the state of Maryland, USA”*. Energy Policy 34, Pags. 2820-2833. 2006.
  - Salazar, J. E. *“Simulación del Cargo por Confiabilidad y de la expansión del mercado de generación de Colombia”*. Universidad Pontificia Comillas. Madrid. 2008.
  - Sailor, D.J. Pavlova, A.A. *“Air conditioning market saturation and long-term response of residential cooling energy demand to climate change”*. Energy Policy 28. Pags. 941-951. 2003.
  - Sterman, J. D. *“Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World”*. McGraw-Hill/Irwin. 2000.
  - Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). *“Análisis descriptivo y estructural del sector de Energía en Colombia”*. 2011.
  - Tung, C.P., Tseng, T.C., Huang, A.L., Liu T.M., Hu, M.C. *“Impact of climate change on Taiwanese power market determined using linear complementary model”*. Applied Energy 102, Pags. 432–439. 2013.

- Unidad de Planeación Minero-energética (UPME). “Determinación del potencial técnico y económico de URE en el subsector industrial”. Bogotá D.C. 2002.
- Unidad de Planeación Minero-energética (UPME). “Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia”. 2005.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Informe de revisión y actualización de la proyección de precios de carbón*”. Realizado por: Haider Sanjuán y Jorge Forero. Bogotá D.C. 2010.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica ( ASOCODIS). “*Informe sectorial sobre la evolución de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia*”. Balance de sucesos y estadísticas 1998-2010. Bogotá D.C. 2011.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica*”. Bogotá D.C. Febrero 2012.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013-2027*”. 2013(a).
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia*”. 2013(b).
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028*”. 2014(a).
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) – Subdirección de hidrocarburos. “*Proyecciones de precios de los energéticos para la generación eléctrica Enero 2014 – Diciembre 2037*”. 2014(b).
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Estudio de factibilidad para el diseño de una pequeña central de hidroeléctrica*”. Plan de Energización Rural Sostenible (PERS). 2014(c).



- 
- Unidad de Planeación Minero-energética (UPME) – Subdirección de demanda. “*Nota técnica #001: Sobre la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura en Colombia 1991-2013*”. 2014(d).
  - Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023*”. 2015(a).
  - Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). “*Análisis para la definición del límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en el sistema interconectado nacional*”. 2015(b).
  - United Nations Framework Convention on Climate Change. “*Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*”. 1998.
  - Veldkamp, T.I.E., Wada, Y., Moel, H., Kummu, M. “*Changing mechanism of global water scarcity events: Impacts of socioeconomic changes and inter-annual hydro-climatic variability*”. *Global Environmental Change* 32, Pags. 18-29. 2015.
  - Villareal, J. E., & Córdoba, M. J. “*New reliability charge incentives and structure in the Colombian electrical sector*”. *Ingeniería e Investigación*, 28(3), 105–115. 2008.
  - World Bank. “*The World Bank Annual Report 2010*”. 2010.
  - XM S.A. E.S.P. “*Administrador del Mercado y Operador del Sistema*”. Estadísticas y datos históricos obtenidos del sitio web oficial: <http://www.xm.com.co>. Marzo 2015.
  - Zachariadis, T., Hadjinicolaou, P. “*The effect of climate change on electricity needs-a case study from Mediterranean Europe*”. *Energy* 76, Pags. 899-910. 2014.
  - Zhou, Y., Clarke, L., Eom, J., Kyle, P., Patel, P., Kim, S.H., Dirks, J., Jensen, E., Liu, Y., Rice, J., Schmidt, L., Seiple, T. “*Modeling the effect of CC on US state-level buildings energy demands in an integrated assessment framework*”. *Applied Energy* 113, Pags. 1077–1088. 2014.