



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Diversificación de la Canasta Eléctrica Colombiana Considerando Costos de Emisiones de CO2**

**Marco Alejandro Berrío Monsalve**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
Facultad de Minas, Escuela de Ingeniería de la Organización  
Medellín, Colombia  
2014

# **Diversificación de la Canasta Eléctrica Colombiana Considerando Costos de Emisiones de CO2**

**Marco Alejandro Berrío Monsalve**

Trabajo final presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magíster en Ingeniería Administrativa**

Director:

Sergio Botero Botero, D.Sc.

Codirectora:

Mónica Arango Arango

Línea de Investigación:

Ingeniería Financiera

Grupo de Investigación:

Modelamiento y Análisis Energía Ambiente Economía (MAEAE)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
Facultad de Minas, Escuela de Ingeniería de la Organización  
Medellín, Colombia  
2014

*A mis padres que siempre me han apoyado en momentos difíciles.*

# **AGRADECIMIENTOS**

A Sergio Botero por su acertada y sabia dirección además de su paciencia y comprensión.

A Mónica Arango por sus valiosos aportes y atención al detalle como codirectora durante el desarrollo del trabajo.

A Carlos Gonzalez por su desinteresado apoyo en la comprensión y actualización de la información existente.

A Giovany Casas por su valiosa colaboración en el manejo en el correcto de datos.

A Oscar Trujillo por colaborarnos en el suministro de la información por parte de Cerrejon, sobre las velocidades del viento en su estación de monitoreo ambiental en Puerto Bolívar Guajira.

## RESUMEN

El presente trabajo hace una valoración de las emisiones de CO<sub>2</sub> que producen diariamente durante su operación, las centrales térmicas a gas y térmicas a carbón en el sistema eléctrico Colombiano. La valoración se hace por dos métodos, primero mediante el instrumento financiero existentes en la Unión Europea llamado “futuro EUA” y posteriormente por el “concepto SCC” publicado por el gobierno de los Estados Unidos. Con base en estos instrumentos se carga un nuevo costo variable en la estructura de costos de los generadores térmicos. Dicho costo variable está directamente ligado al consumo de combustible que requieren las centrales para su operación.

Con base en la información entregada por XM sobre la generación diaria y los precios de Bolsa se construyen series de costos históricas actualizadas a 31/12/2013. Se estiman los costos y determinan las participaciones de las diferentes tecnologías preponderantes en Colombia, es decir Hidráulica, térmica a gas, térmica a carbón y eólica como tecnología renovable. Se evidencia la evolución tecnológica en los nuevos aerogeneradores N117/3000 los cuales incrementan su factor de planta y disminuyen sus costos de generación. Se aplican los conceptos de Awerbuch para dos portafolios diferentes, uno conformado por los recursos hidráulico, térmico a gas, térmico a carbón y el eólico compuesto por 20 aerogeneradores N80/2500. El segundo portafolio se conforma por los recursos hidráulico, térmico a gas, térmico a carbón y el eólico compuesto por 20 aerogeneradores N117/3000 que son más eficientes. Ambos portafolios se corrieron bajo tres escenarios diferentes, en el primer escenario no se consideraron los costos variables por emisiones de CO<sub>2</sub> para las centrales térmicas a carbón y a gas. En el segundo escenario se incorporaron los costos variables por emisiones de CO<sub>2</sub> valorados por el instrumento “futuro EUA” en centrales térmicas. En el tercer escenario se incorporaron los costos variables por emisiones de CO<sub>2</sub> valorados por el “concepto SCC” en centrales térmicas. Finalmente se muestran las bondades de incluir en los futuros planes de expansión, tecnologías renovables como la eólica, las cuales permiten diversificar la canasta eléctrica colombiana y disminuir la alta concentración en la generación hidráulica, incrementando la rentabilidad.

**Palabras clave:** Emisiones de CO<sub>2</sub>, teoría de portafolio, costos de generación, mercados energéticos, energía renovable, combustibles fósiles y generación eólica.

## ABSTRACT

This paper makes an assessment of the CO2 emissions, daily produced during operation, of thermal gas power and coal power utilities in the Colombian electricity system. The assessment is done by two methods, first by the existing financial instrument in the European Union called "future EUA" and then by "SCC concept" published by the government of the United States. Based on these instruments is loaded a new variable cost in the cost structure of thermal power generators. This variable cost is directly linked to the consumption of fuel required to operate the plants.

Based on information provided by XM on daily generation rates, bag series of historical costs updated to 31/12/2013 are built. Costs are estimated and the shares of different technologies prevailing in Colombia are determined, those technologies are hydraulic, gas thermal, coal thermal and wind as a renewable technology. Technological change is evident in the new N117 / 3000 wind turbine, which increases its capacity factor and lower generation costs. Awerbuch concepts are applied for two different portfolios, one consisting of the hydraulic resources, gas power, coal power and wind power compound by 20 turbines N80/2500. The second portfolio is made up of the hydraulic resources, gas power, coal power and wind compound by 20 turbines N117/3000 which are more efficient. Both portfolios were run under three different scenarios, the first scenario no variable costs for CO2 emissions from coal and gas-fired power plants, were considered. Variable costs are incorporated by CO2 emissions assessed by the "future EUA" instrument at thermal power plants, in the second scenario. Variable costs are incorporated by CO2 emissions assessed by the "SCC concept" at thermal power plants, in the third scenario. Finally the benefits of including in future expansion plans, renewable technologies such as wind, which allow electric Colombian basket to diversify and reduce the high concentration of hydro generation, plus an increase in profitability.

**Key words:** CO2 emissions, portfolio theory, generation cost, power markets, renewable energy, fossil fuels and wind power.

# 1 Tabla de contenido

<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>IV</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>V</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>VI</b>
<b>1 Tabla de contenido</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>XI</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>XII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1 MARCO TEÓRICO</b>	<b>5</b>
<b>1.1 Teoría de portafolios.</b>	<b>5</b>
<b>1.2 Aplicación de la teoría de portafolio de inversiones a los activos de generación eléctrica.</b>	<b>7</b>
<b>2 ESTADO DEL ARTE</b>	<b>11</b>
<b>2.1 Ideas sobre diversificación y sostenibilidad energética.</b>	<b>11</b>
<b>2.2 Costo de las emisiones de CO<sub>2</sub>.</b>	<b>12</b>
<b>2.3 Antecedentes en Colombia.</b>	<b>13</b>
2.3.1 Aplicación de la teoría de portafolio a los activos de generación eléctrica en Colombia.	13
2.3.2 Complementariedad hidráulica eólica en Colombia.	14
2.3.3 Modelamiento de los mercados de carbono.	14
<b>3 MERCADOS DE CO<sub>2</sub> O CARBONO</b>	<b>17</b>
<b>3.1 Fases de implementación y anexos del protocolo de Kyoto</b>	<b>17</b>
<b>3.2 Desarrollo de mecanismos flexibles</b>	<b>18</b>
3.2.1 Clean Development Mechanism (CDM), o Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)	18
3.2.2 International Emission Trading (IET)	19
3.2.3 Joined Implementation (JI)	19
3.2.4 European Union Emission Trading Scheme (EU ETS)	19
<b>3.3 Desacuerdos y problemas de implementación del protocolo de Kyoto</b>	<b>19</b>
<b>3.4 Sistema “Cap and Trade”</b>	<b>21</b>
3.4.1 Precios históricos del instrumento “futuro EUA”.	24
<b>3.5 Costo Social Del CO<sub>2</sub> (Social Cost of Carbon –SCC-)</b>	<b>24</b>
3.5.1 Precio histórico del “concepto SCC”	26

<b>4</b>	<b><i>MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO BAJO EL MARCO DE LA LEY 1715 DE 2014.</i></b>	<b>27</b>
4.1	<b>Estructura del mercado eléctrico colombiano</b>	<b>27</b>
4.2	<b>Generación en Colombia a Diciembre de 2013</b>	<b>28</b>
4.3	<b>Plan de expansión en generación 2009-2023, previo a la ley 1715 de 2014</b>	<b>31</b>
4.4	<b>Consideraciones sobre la ley 1715 de 2014</b>	<b>32</b>
4.5	<b>Planes de expansión en generación 2013 – 2027, bajo el marco de la ley 1715 de 2014</b>	<b>33</b>
4.5.1	Alternativa 1 – Escenario base	33
4.5.2	Alternativa 4B – Escenario alternativo de largo plazo.	35
<b>5</b>	<b><i>MODELAMIENTO DE SERIES DE COSTOS Y DE PORTAFOLIOS DE GENERACIÓN ELECTRICA EN COLOMBIA.</i></b>	<b>39</b>
5.1	<b>Descripción general de las series de costos.</b>	<b>40</b>
5.2	<b>Descripción general de los tres modelos desarrollados.</b>	<b>41</b>
5.2.1	Modelo de cálculo de generación eólica diaria.	41
5.2.2	Descripción del modelo estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación.	41
5.2.3	Descripción del modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia.	42
5.3	<b>Metodologías para la valoración de los costos y participaciones de los diferentes recursos de generación.</b>	<b>42</b>
5.3.1	Metodología para calcular la generación eólica diaria.	42
5.3.2	Metodología para la valoración de recursos de generación eólica	45
5.3.3	Metodología para la valoración de recursos de generación térmica a gas (TG)	47
5.3.4	Metodología para la valoración de los recursos de generación térmica a carbón (TC)	51
5.3.5	Cálculo del costo variable por emisiones de CO2 para plantas térmicas a gas TG y térmicas a carbón TC.	54
5.3.6	Metodología para la valoración de recursos de generación hidráulica	55
5.4	<b>Modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia</b>	<b>57</b>
<b>6</b>	<b><i>ANÁLISIS DE RESULTADOS.</i></b>	<b>59</b>
6.1	<b>Características de la planta eólica genérica compuesta por 20 aerogeneradores N117/3000.</b>	<b>59</b>
6.2	<b>Resultados estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación, con aerogeneradores N80/2500.</b>	<b>60</b>
6.2.1	Simulación uno, sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.	60
6.2.2	Simulación dos, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”	61
6.2.3	Simulación tres, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”	62

<b>6.3</b>	<b>Resultados estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación, con aerogeneradores N117/3000.</b>	<b>63</b>
<b>6.4</b>	<b>Análisis comparativo de las dos tecnologías de generación eólica (N80/2500) y (N117/3000), bajo los tres escenarios de costos variables presentados.</b>	<b>66</b>
<b>6.5</b>	<b>Resultados del modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia.</b>	<b>70</b>
6.5.1	Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N80/2500), sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.	70
6.5.2	Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N117/3000), sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.	71
6.5.3	Portafolio uno, para N80/2500 y N117/3000, sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.	72
6.5.4	Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N80/2500), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”.	74
6.5.5	Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N117/3000), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”.	76
6.5.6	Portafolio dos, para N80/2500 y N117/3000, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”.	77
6.5.7	Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N80/2500), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”.	79
6.5.8	Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N117/3000), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”.	80
6.5.9	Portafolio tres, para N80/2500 y N117/3000, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”.	81
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>85</b>
<b>7.1</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>85</b>
<b>7.2</b>	<b>Recomendaciones</b>	<b>86</b>
<b>8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.</b>	<b>89</b>

# LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

## Símbolos con letras Latinas

<b>Símbolo</b>	<b>Término</b>	<b>Unidad SI</b>	<b>Definición</b>
$R$	Rendimiento del portafolio	kWh/\$	Sección 1.1
$R_i$	Rendimiento del $i$ -ésimo bien	kWh/\$	Sección 1.1
$X$	Participación de un bien en un portafolio	1	Sección 1.1

## Símbolos con letras Griegas

<b>Símbolo</b>	<b>Término</b>	<b>Unidad SI</b>	<b>Definición</b>
$\sigma^2$	Varianza del portafolio	(\$/kWh) <sup>2</sup>	Sección 1.1
$\sigma_{ij}$	Covarianza entre los bienes $i$ e $j$	(\$/kWh) <sup>2</sup>	Sección 1.1
$\mu_i$	Valor esperado de $R_i$	kWh/\$	Sección 1.1

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1-1. Riesgo y retorno para tres tecnologías en portafolio de generación en los Estados Unidos (Tomada de Awerbuch, 2003).</i> .....	9
<i>Figura 1-2. Portafolio Riesgo y Retorno, combustibles y Operación y Mantenimiento en la Unión Europea, (Tomada de Awerbuch 2003).</i> .....	10
<i>Figura 3-1 Precios diarios del instrumento "futuro EUA". Fuente elaboración propia con datos tomados del (ICE, 2014)</i> .....	24
<i>Figura 3-2 Concentración CO2 en (ppm), tomado de <a href="http://www.whitehouse.gov/climate-change">http://www.whitehouse.gov/climate-change</a></i> .....	25
<i>Figura 4-1. Esquema institucional del mercado eléctrico colombiano. Fuente [25]</i> .....	28
<i>Figura 4-2 Composición de la generación en los años 2012 – 2013. Fuente: [1]</i> .....	30
<i>Figura 4-3 Costo marginal escenario 1</i> .....	34
<i>Figura 4-4 Costos marginales Alternativa 4B</i> .....	36
<i>Figura 5-1 Curva de Potencia de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500, Fuente elaboración propia con datos extraídos de [30]</i> .....	44
<i>Figura 5-2 Potencia total de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500, Fuente elaboración propia con datos extraídos de [30]</i> .....	45
<i>Figura 5-3 Esquema de costos para la generación eólica. Fuente [13]</i> .....	46
<i>Figura 5-4 Precio máximo estimado gas Guajira, fuente [5] y actualizado a 2013</i> .....	49
<i>Figura 5-5 Esquema de estructura de costos para plantas térmicas a Gas (TG), adaptado de [5]</i> .....	50
<i>Figura 5-6 Costo estimado del carbón. Fuente adaptado de UPME [27]</i> .....	51
<i>Figura 5-7 Esquema de costos para la generación con carbón. Fuente adaptado de Lemos [5]</i> .....	53
<i>Figura 6-1 Serie de Costos (N80/2500) sin considerar costo variable por emisiones de CO2. Fuente elaboración propia</i> .....	60
<i>Figura 6-2 Serie de Costos (N80/2500) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento "futuro EUA". Fuente elaboración propia</i> .....	61
<i>Figura 6-3 Serie de Costos (N80/2500) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el "concepto SCC". Fuente elaboración propia</i> .....	62
<i>Figura 6-4 Serie de Costos (N117/3000) sin considerar costo variable por emisiones de CO2. Fuente elaboración propia</i> .....	64
<i>Figura 6-5 Serie de Costos (N117/3000) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento "futuro EUA". Fuente elaboración propia</i> .....	65
<i>Figura 6-6 Serie de Costos (N117/3000) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el "concepto SCC". Fuente elaboración propia</i> .....	66
<i>Figura 6-7 Fronteras eficientes, sin emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia</i> .....	74
<i>Figura 6-8 Fronteras eficientes con EUA. Fuente elaboración propia</i> .....	78
<i>Figura 6-9 Fronteras eficientes con SCC. Fuente elaboración propia</i> .....	83

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 3-1 Precios históricos del "concepto SCC". Fuente elaboración propia.</i>	26
<i>Tabla 4-1 Capacidad efectiva neta del SIN a Diciembre de 2013. Fuente: [1]</i>	29
<i>Tabla 4-2 Proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en etapa constructiva</i>	34
<i>Tabla 4-3 Cronograma de expansión Alternativa 4B</i>	35
<i>Tabla 5-1 Costos modelados para planta eólica N80-2500. Fuente adaptado [13]</i>	47
<i>Tabla 5-2 Costos modelados para planta térmica a gas natural, fuente propia.</i>	50
<i>Tabla 5-3 Costos modelados para plantas térmicas a carbón, Fuente: Adaptado (Lemos, 2011)</i>	53
<i>Tabla 5-4 Notación utilizada para cada uno de los recursos de generación. Fuente adaptado de [13]</i>	56
<i>Tabla 6-1 Costos modelados para la planta eólica N117/3000. Fuente elaboración propia</i>	59
<i>Tabla 6-2 Cuadro comparativo para las dos tecnologías de generación eólica (N80/2500) y (N117/3000), bajo los tres escenarios de costos variables presentados</i>	67
<i>Tabla 6-3 Rentabilidades y desviaciones, estándar sin emisiones de CO2 (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	70
<i>Tabla 6-4 Correlaciones, sin emisiones de CO2 (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	71
<i>Tabla 6-5 Varianza - covarianza, sin emisiones de CO2 (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	71
<i>Tabla 6-6 Rentabilidades y desviaciones, sin emisiones de CO2 (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	71
<i>Tabla 6-7 Correlaciones, sin emisiones de CO2 (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	72
<i>Tabla 6-8 Varianza - covarianza, sin emisiones de CO2 (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	72
<i>Tabla 6-9 Simulación Portafolio uno (N80/2500). Fuente: Elaboración propia.</i>	73
<i>Tabla 6-10 Simulación Portafolio uno (N117/3000). Fuente: Elaboración propia.</i>	73
<i>Tabla 6-11 Rentabilidades y desviaciones estándar, con EUA (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	75
<i>Tabla 6-12 Correlaciones con EUA (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	75
<i>Tabla 6-13 Varianza - Covarianza con EUA (N80/2500)</i>	75
<i>Tabla 6-14 Rentabilidades y desviaciones estándar con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	76
<i>Tabla 6-15 Correlaciones con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	76
<i>Tabla 6-16 Varianza - Covarianza con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	77
<i>Tabla 6-17 Simulación portafolio dos con EUA (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	77
<i>Tabla 6-18 Simulación dos con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	78
<i>Tabla 6-19 Rentabilidades y desviaciones con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	79
<i>Tabla 6-20 Correlaciones con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	80
<i>Tabla 6-21 Varianzas - Covarianzas con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	80
<i>Tabla 6-22 Rentabilidades y desviaciones estándar con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	80
<i>Tabla 6-23 Correlaciones con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	81
<i>Tabla 6-24 Varianzas - Covarianzas con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	81
<i>Tabla 6-25 Simulación portafolio tres con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.</i>	82
<i>Tabla 6-26 Simulación portafolio tres con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.</i>	82

# INTRODUCCIÓN

Se define la matriz eléctrica como la combinación de fuentes de generación de acuerdo a la tecnología utilizada. La composición actual de la matriz eléctrica en colombiana está compuesta así: Generación hidráulica (67,3%), generación térmica (27,1%), fuentes menores (5,7%), dentro de las fuentes menores está incluida la participación de la generación eólica (0,1%), en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), [1]

La generación térmica en Colombia está soportada principalmente en la disponibilidad de carbón y gas como combustibles o energéticos. Aunque es baja en comparación con Estados Unidos y Europa, con tan solo 27,1% de participación en el total de activos de generación. Sin embargo la generación térmica con combustibles fósiles hoy día es imprescindible en la matriz eléctrica colombiana. La generación termoeléctrica presenta la desventaja ambiental de tener emisiones de gases que ocasionan el efecto invernadero (principalmente CO<sub>2</sub>), lo cual acentúa en el largo plazo el fenómeno del calentamiento global. Adicionalmente, la generación térmica tiene una segunda desventaja frente a la hidráulica, la cual está representada en el alto costo de compra del insumo combustible que alimenta las centrales.

Colombia tiene una alta vulnerabilidad frente al cambio climático, puesto que los ciclos hidrológicos se acentúan -los veranos son más secos, y los inviernos más húmedos-. La alta vulnerabilidad frente al cambio climático incrementa los riesgos operativos en la generación eléctrica. El incremento del riesgo operativo se evidencia en la drástica disminución del nivel de los embalses en las épocas secas, y en el sobreabastecimiento de éstos -vertimientos- en las épocas lluviosas. Estas situaciones acentúan una alta volatilidad en los precios de oferta de los generadores en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Esta volatilidad se refleja en fuertes caídas del precio durante temporada de lluvias y drásticos incrementos del precio durante períodos de disminución en las precipitaciones. Adicionalmente el cambio climático también se asocia a una mayor frecuencia en la aparición del fenómeno climatológico “El Niño”, durante el cual se presenta una preocupante disminución de lluvias. Cabe mencionar que cuando se presenta el fenómeno de “El Niño” se pone en riesgo la capacidad de los generadores hidráulicos para cumplir con el suministro eléctrico del país.

A pesar de la preponderancia de las fuentes convencionales -hidro y termoeléctricas- en la generación de energía en Colombia, se tienen costos ambientales que no están siendo valorados adecuadamente, ni se están teniendo señales de éstos en los mercados. Específicamente no se está valorando el costo que representa las emisiones de CO<sub>2</sub>, inherentes a las diferentes tecnologías de generación térmica.

Sintetizando lo descrito en los párrafos anteriores, tenemos: Primero, una pobre diversificación del sistema eléctrico Colombiano. Segundo, las desventajas que presenta la generación térmica, en comparación con la generación hidráulica. Tercero, la vulnerabilidad de

Colombia y particularmente del SIN frente al fenómeno del cambio climático. Cuarto, se tiene la necesidad de valorar adecuadamente el costo que representa las emisiones de CO2, inherentes a las tecnologías de generación térmica en Colombia.

La importancia de este trabajo radica en que por primera vez en Colombia se tendrá una valoración del costo variable por contaminar que podrían pagar los generadores térmicos al estado. El tener una correcta valoración de dicho costo, le permite al gobierno crear políticas que incentiven el uso de energías renovables diferentes a la hidráulica y a su vez desincentivar el uso de tecnologías de generación, altamente contaminantes e ineficientes.

En los planes de expansión tanto de la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía (UPME), los agentes generadores (EPM, ISAGEN, CELSIA, EMGESA, etc.), se tiene considerada una cantidad ínfima de aportes en proyectos con fuentes diferentes a las convencionales. Este estudio busca entonces crear conciencia y dar elementos de juicio para que se consideren fuentes renovables de generación eléctrica a gran escala diferentes a la hidráulica; en futuros proyectos de expansión de la capacidad eléctrica instalada del SIN.

La primera parte del trabajo propuesto consiste en elaborar un estudio que considere los costos ambientales, representados en las emisiones de CO2, [2]. Una vez estimados los costos ambientales se incorporarán como nuevos costos variables a la estructura de costos totales de generación de potencia eléctrica en Colombia y con estos, se reelaborarán las series de costos.

En la segunda parte del trabajo, se busca aplicar la teoría de Portafolio de Inversiones, para valorar (en términos de rentabilidad y riesgo) la actual oferta eléctrica colombiana, incorporando los costos financieros variables correspondientes a las emisiones de CO2 en centrales térmicas.

La simulación de la mezcla de activos de generación del portafolio energético colombiano permitirá graficar la “frontera eficiente”. Con base en esta información se proyectará un incremento óptimo en la diversificación del portafolio, mediante el uso de fuentes renovables diferentes a la hidráulica. Las nuevas fuentes renovables de generación son consideradas como activos de generación eléctrica libres de riesgo según Awerbuch [3]. Este tipo de activos, son los equivalentes a los activos libres de riesgo financiero (Rf), como son los bonos del tesoro americano “T bill”.

El documento elaborado debe servir como fuente de consulta para que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del Ministerio, así como los grandes generadores vean las bondades de la generación eléctrica, con fuentes renovables diferentes a la generación hidráulica que permitan diversificar la matriz eléctrica colombiana. Otras fuentes renovables pueden ser la eólica, la solar fotovoltaica y la geotérmica.

En la actualidad, el primer generador eléctrico por capacidad instalada (EPM) [4], cuenta con un único parque eólico llamado Jepírachi -en la Guajira- con una capacidad instalada de 19,5 MW el cual inició operación comercial en 2004 y en su momento se consideró un desarrollo piloto. El tercer generador por capacidad instalada (ISAGEN), está considerando la generación geotérmica como alternativa de fuente renovable en sus futuros proyectos de incremento de la capacidad eléctrica en firme.

## Introducción

Probablemente la falta de iniciativa de los grandes generadores (EPM, ISAGEN, CELSIA, EMGESA, etc.) para incrementar la diversificación de la oferta energética colombiana se deba a dos motivos principales. El primero, “Desde tiempo atrás, la planeación del menor costo ha sido la base para la toma de las decisiones de expansión de la capacidad de generación en muchos países, fundamentados en el hecho de que adicionando las plantas con el menor costo se consigue la expansión futura más baja económicamente” [5]. El segundo motivo podría ser la falta de incentivos legales, fiscales y/o tributarios por parte del estado Colombiano, de tal forma que motiven a los generadores a considerar diferentes alternativas a las ya existentes en materia de generación eléctrica.

### **Objetivo general.**

Aplicar la teoría de portafolio de inversiones para establecer la composición de la canasta a la fecha, del portafolio de activos de generación eléctrica en el mercado eléctrico colombiano, incorporando costos ambientales derivados de las emisiones de CO<sub>2</sub>, durante el proceso de generación eléctrica.

### **Objetivos específicos.**

- Describir la teoría de portafolio de inversiones y los métodos de valoración de los costos ambientales en que se incurre durante la generación de potencia eléctrica para las diferentes fuentes generación eléctrica en Colombia.
- Seleccionar la metodología apropiada para el cálculo de los costos ambientales asociados a la generación eléctrica.
- Determinar la actual mezcla del portafolio eléctrico colombiano, incorporando los costos ambientales asociados a cada uno de los activos, mediante los cuales se da la generación eléctrica en el mercado colombiano.
- Construir un nuevo portafolio que permita proponer un incremento óptimo en la diversificación, mediante el uso de fuentes renovables diferentes a la hidráulica, que sean consideradas como activos de generación eléctrica libres de riesgo operativo (en el proceso de generación), incluyendo la valoración de los costos que representan las emisiones de CO<sub>2</sub>.



# 1 MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se hace una síntesis de la teoría de portafolios de Harry Markowitz y posteriormente se presenta la novedosa aplicación desarrollada por Shimon Awerbuch de esta teoría para los activos de generación eléctrica.

## 1.1 Teoría de portafolios.

Harry Markowitz en 1952 publicó su estudio [6], el cual sigue vigente hasta la fecha, empleándose ampliamente en la composición de activos para la construcción de portafolios de inversión. Esta teoría ha dado origen al desarrollo de una línea de investigación de los mercados financieros.

El aporte de esta teoría consiste en que su modelo matemático interpreta la conducta racional del inversionista profesional [7]. Lo cual significa que un inversionista busca de manera simultánea maximizar el rendimiento esperado y minimizar su incertidumbre o riesgo. Lo extraordinario de la teoría es que cuando se estudian por separado los conceptos de retorno esperado versus riesgo esperado, parecen ser incompatibles. Es decir, un inversionista racional busca construir un portafolio que optimice la combinación rendimiento-riesgo. A este modelo también se conoce como “varianza-media”.

La teoría de portafolios de [6], se presenta de manera general en las siguientes ecuaciones.

Sea  $R_i$  la rentabilidad del  $i$ -ésimo bien en un instante dado de tiempo y  $\mu_i$  el valor esperado de  $R_i$ ,  $\sigma_{ij}$  la covarianza entre  $R_i$  y  $R_j$ , y  $X_i$  el porcentaje invertido por el inversionista en dicho bien.

El rendimiento del portafolio como un todo para un momento determinado se calcula como:

$$\begin{aligned} R_p &= \sum R_i X_i && \text{Ecuación 1-1} \\ \sum X_i &= 1, \text{ Para todo } X_i \geq 0 \end{aligned}$$

Las participaciones de cada bien o subyacente se consideran positivas pues no se consideran ventas en corto, o sea las ventas de un bien que no se posee todavía. Las ventas en corto se pueden efectuar con subyacentes financieros en mercados muy desarrollados, como el americano. Si se considera que el subyacente es la energía generada, se deben tener en cuenta sus características físicas. La energía solo se puede almacenar en pequeñas cantidades, lo cual implica que se vende y se despacha lo que se genera. Por esta razón no se pueden hacer ventas en corto de la energía, ya que no se puede vender y despachar la energía que todavía no se ha generado.

El rendimiento para un portafolio de  $n$  bienes en un instante de tiempo cualquiera, puede calcularse.

$$R_p = \sum_{i=1}^n \mu_i X_i \quad \text{Ecuación 1-2}$$

Y su varianza se calcula.

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} X_i X_j \quad \text{Ecuación 1-3}$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{i=1}^n X_i X_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \quad \text{Ecuación 1-4}$$

Donde,  $\rho_{ij}$  es el coeficiente de correlación entre los bienes  $i$  y  $j$ .

El coeficiente de correlación define el grado de afinidad o relación entre dos bienes. Específicamente si la correlación es +1 (Correlación perfecta positiva), significa que estos dos bienes de manera conjunta suben o bajan de precio. Si la correlación es -1 (Correlación perfecta negativa) significa que ambos bienes se comportan de manera opuesta, es decir mientras uno sube de precio, el otro baja de precio. Cuando la correlación es cercana a cero o neutra, significa que el precio de un título  $X_i$  no es afectado por lo que le ocurra al precio de un título  $X_j$ .

Por lo tanto, para los valores  $(\mu_i, \sigma_{ij})$  establecidos, el inversionista deberá tener una serie de alternativas dependientes del portafolio seleccionado  $(X_1, \dots, X_n)$  y su frontera eficiente deberá ser aquella con el menor valor de volatilidad para un nivel de rentabilidad dado o viceversa.

La teoría de portafolios fue la primera formulación matemática sobre la diversificación de inversiones, ya que el riesgo se puede reducir sin cambiar un rendimiento esperado del portafolio [7]. Lo anterior exige que los siguientes supuestos se deben cumplir:

- El rendimiento del portafolio es descrito por una variable aleatoria subjetiva, con distribución de probabilidad conocida por el inversionista para el período de referencia. El rendimiento se mide a partir de la esperanza estadística de la ganancia.
- El riesgo del portafolio es medido por la varianza (o desviación estándar) de la variable aleatoria representativa de su rendimiento.

La regla de decisión o conducta racional del inversionista, define que este preferirá aquellos activos financieros que tengan un mayor rendimiento para un riesgo dado, o un menor riesgo para un rendimiento conocido.

La teoría de portafolios incluye el riesgo dentro del problema de optimización, dejando en el pasado la tendencia a considerar únicamente el retorno como objetivo, ya que ésta no evidencia la ganancia que trae consigo el proceso de diversificación. La diversificación está relacionada con la vieja frase “No pongas todos tus huevos en la misma canasta”.

En términos conceptuales simples la diversificación según [8], está relacionada con la construcción de un portafolio que tiene tres tipos de títulos diferentes. Los títulos con mayor rendimiento y más riesgosos, en general son los subyacentes de renta variable o acciones.

## Marco Teórico

Los títulos con rendimiento medio y riesgo medio pueden ser los bonos corporativos. Finalmente se tienen los subyacentes de menor rendimiento y libres de riesgo, que son los bonos del tesoro Americano a 10 años, o T Bill. El riesgo está asociado con la probabilidad de no pago o pérdida.

Los T Bill son considerados libres de riesgo porque el gobierno Americano siempre paga y su calificación crediticia es de las más altas a nivel mundial e histórico. Un portafolio diversificado será entonces el que contenga estos tres tipos de subyacentes, en diferentes porcentajes de acuerdo al perfil de riesgo del inversionista, que se puede clasificar como conservador, moderado o agresivo. De esta manera, se tienen subyacentes como las acciones que brindan mayores rendimientos y riesgos, mientras que los bonos del tesoro y los T Bill tienen un menor rendimiento y riesgo, lo cual diversifica y balancea el portafolio, de acuerdo al perfil de riesgo específico del inversionista. La idea de la minimización del riesgo en portafolios diversificados, consiste en que mientras las inversiones en una sola especie de subyacente es impredecible y riesgosa, la covarianza o correlación entre dos subyacentes individuales puede ser usado para “aislar” portafolios. Esos portafolios “aislados” ayudan a incrementar retornos con la minimización del riesgo.

A continuación se presenta el desarrollo hecho por Awerbuch, en el cual aplica la teoría de portafolio a los activos de generación eléctrica en Europa y Estados Unidos.

## **1.2 Aplicación de la teoría de portafolio de inversiones a los activos de generación eléctrica.**

El pionero en aplicar la teoría de Portafolio de Inversiones a los activos de generación eléctrica fue Shimon Awerbuch [9], el junto con Berger publicaron un interesante artículo en 2003 donde presentaron su desarrollo. Se parte de la premisa de que la planeación energética debe enfocarse menos en buscar la alternativa del menor costo, vista esta de una manera aislada. Por el contrario debe enfocarse más en conformar portafolios de generación eficiente desde el punto de vista de los costos y del retorno a los inversionistas, ambos en (kWh/USD). Estos portafolios se conforman al agregar a las opciones existentes térmicas y nucleares en Europa y Estados Unidos, -térmicas e hidráulicas, en Colombia-, alternativas de fuentes de generación renovables y definiendo en términos de porcentaje, la participación de cada activo o fuente de generación.

Se define el riesgo del portafolio como la volatilidad asociada a los costos de generación que a su vez están asociados a la compra de los energéticos -combustibles fósiles en Colombia, ya que el agua es gratuita- requeridos para alimentar las plantas generadoras. Es de aclarar que el costo de los combustibles se ve alterado por diferentes factores como la estacionalidad (picos en la demanda), la disponibilidad del mismo. La disponibilidad es sumamente crítica en Europa y Estados Unidos si se tiene en cuenta situaciones geopolíticas, es decir la oferta de combustibles fósiles se puede ver caprichosa y abruptamente interrumpida, simplemente porque los gobiernos de Rusia, Irán o Venezuela quieran demostrar que lo pueden hacer. No

en vano se han dado algunas invasiones protagonizadas por Estados Unidos y la OTAN, las cuales buscaban asegurar mediante acción militar la satisfacción de la demanda, como ejemplo de esto se tiene las últimas dos guerras en Irak 1990 y 2003.

Awerbuch hace su extraordinario aporte a partir de similitudes entre los conceptos de renta variable y renta fija con los conceptos de costos variables y costos fijos. Establece una primera similitud entre la renta variable y los costos variables, luego establece una segunda similitud entre la renta fija y los costos fijos. En finanzas los subyacentes de renta variable son similares a los activos de generación eléctrica con altos costos operativos variables, o sea las centrales de generación térmica. Las centrales térmicas tienen que comprar a precios de mercado su energético, bien sea carbón, gas o diésel; por lo cual su operación siempre es más costosa que la de fuentes renovables y adicionalmente gran parte de sus costos varían con las fluctuaciones en el mercado de los combustibles fósiles. Por otra parte, los subyacentes de renta fija son similares a los activos de generación eléctrica con costos operativos fijos, o sea las tecnologías de fuentes renovables hidroeléctricas, eólica y solar. Los energéticos de estas fuentes renovables agua, viento y sol son gratuitos; por lo cual su operación siempre es más barata que la que depende de combustibles fósiles y adicionalmente gran parte de sus costos operativos son fijos.

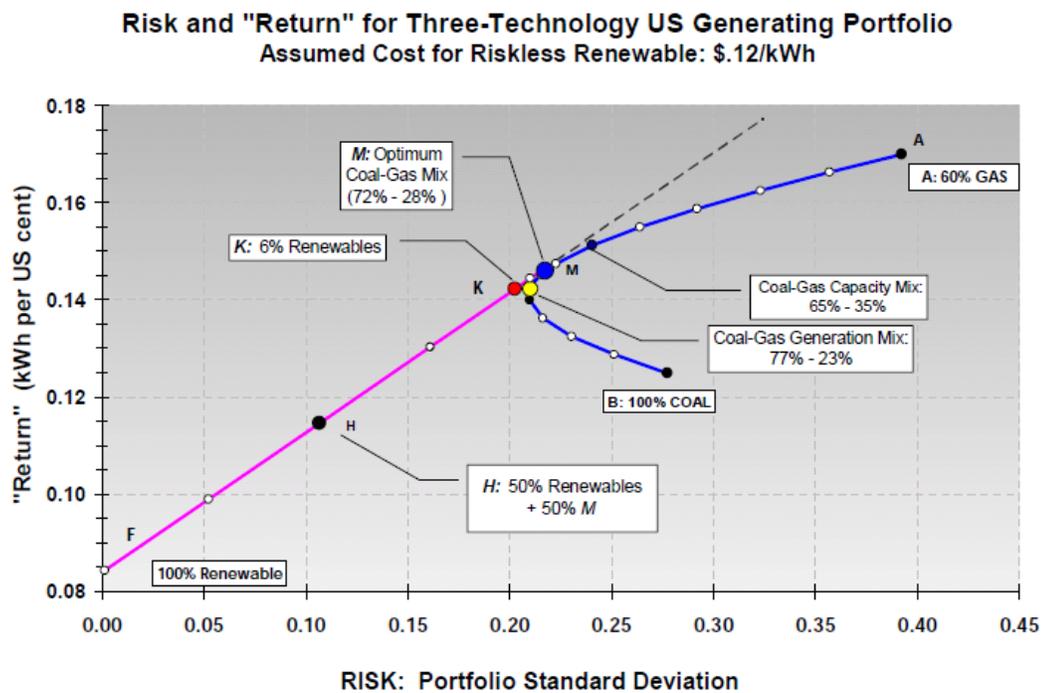
En Europa y Estados Unidos, el precio de los combustibles fósiles depende tanto de la demanda como disponibilidad real y el suministro de los mismos, luego sus precios de mercado tienen una alta volatilidad. Awerbuch, asocia la volatilidad en el precio de los energéticos provenientes de fuentes fósiles con el riesgo, que se puede considerar equivalente al riesgo de la renta variable. Por consiguiente todas las centrales térmicas de generación son similares a los subyacentes financieros de renta variable y mayor riesgo. Por otro lado Awerbuch asocia los energéticos gratuitos como el agua, el viento y el sol con los subyacentes financieros de renta fija, específicamente con los T Bill libres de riesgo. Awerbuch menciona a la generación eólica como la equivalente a los T Bill, porque en Europa la generación hidráulica es prácticamente inexistente, mientras que la generación eólica tiene amplias proyecciones de crecimiento.

“Tecnologías renovables, intensivas en capital como la eólica, solar foto voltaica, hidráulica, geotérmica, solar térmica son consideradas libres de riesgo solo cuando se considera el riesgo del combustible. Cuando se consideran riegos operativos, estas tecnologías de hecho presentan cierto grado de riesgo como el riesgo de mercado” [3]. La velocidad del viento no es constante de hecho presenta grandes fluctuaciones horarias y estacionales, luego la generación eólica tiene grandes fluctuaciones. Dentro de sus supuestos, este modelo descarta el costo de oportunidad que representa la falta de “disponibilidad del viento” que implica caídas drásticas en la capacidad eólica de generación durante ciertos períodos.

Se presenta entonces la propuesta de conformación de portafolios de activos de generación eléctrica que incluyen activos volátiles como las centrales térmicas de generación activos sin riesgo -visto desde el punto de vista de la volatilidad en los costos-. Los activos cero riesgo al ser agregados al portafolio cumplen la función en el largo plazo de disminuir el riesgo -volatilidad en los costos del combustible- del portafolio, al ser evaluado éste como un conjunto

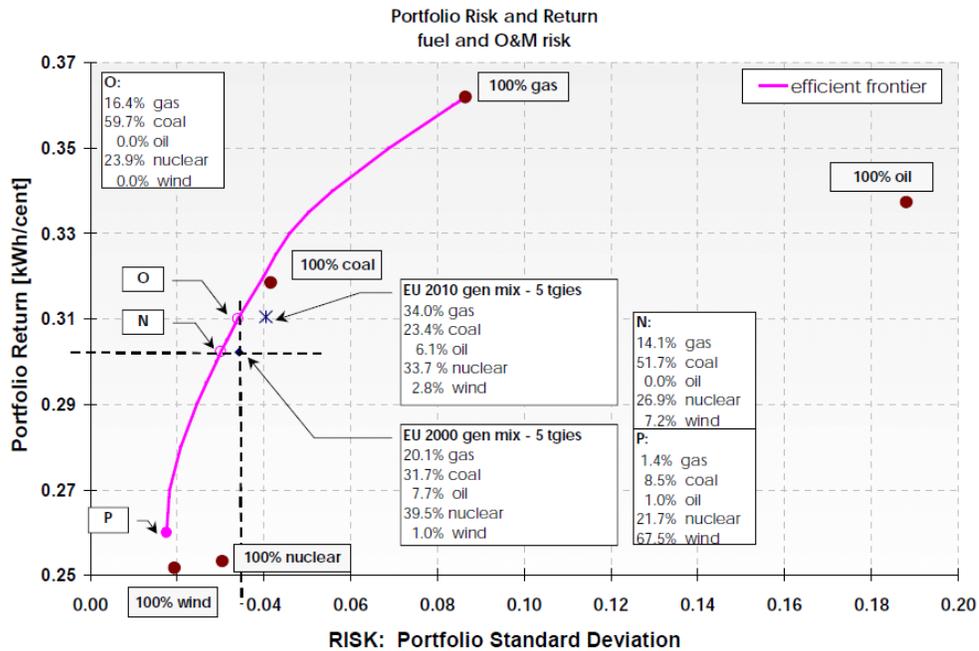
que incluye todos sus activos -diferentes fuentes y tecnologías-. Esto se da mientras la correlación de cada par de activos o fuentes de generación sea cercana a -1.

Cuando se mezclan en un portafolio, activos de alta volatilidad y alto retorno como los de renta variable, con bonos del tesoro Americano T-Bill cero riesgo y menor retorno, se puede obtener una combinación óptima en términos de retorno y riesgo. Esta combinación óptima - desde un punto de vista financiero- se halla en un único punto de la frontera eficiente y corresponde al punto de tangencia entre la línea recta que representa los activos libres de riesgo o renovables  $R_f$  y la mezcla óptima  $M$  -Desde el punto de vista de menor desviación estándar de activos con riesgo -Centrales térmicas-. En la Figura 1-1, se observa un portafolio de generación eléctrica de los Estados Unidos del año 2000, cuando a la mezcla  $M$  de activos con riesgo se agrega un 6% de activos libres de riesgo  $R_f$  -provenientes de fuentes renovables- se obtiene un nuevo portafolio en  $K$ , el cual disminuye el riesgo respecto a  $M$  y también disminuye levemente el retorno de la mezcla en  $K$ .



**Figura 1-1. Riesgo y retorno para tres tecnologías en portafolio de generación en los Estados Unidos (Tomada de Awerbuch, 2003).**

Awerbuch y Berger incorporan en el modelo los costos de construcción para cada tecnología de generación, los costos posteriores de operación, administración y mantenimiento, además de los costos de combustible para las plantas térmicas. Finalmente obtienen un modelo muy completo que incorpora todos estos costos y a partir del cual construyen el portafolio correspondiente a los activos de generación eléctrica en Europa. En este portafolio se incluyen proyecciones con diferentes alternativas de fuentes de generación para el año 2010, como se muestra en la Figura 1-2.



**Figura 1-2. Portafolio Riesgo y Retorno, combustibles y Operación y Mantenimiento en la Unión Europea, (Tomada de Awerbuch 2003).**

En el presente marco teórico se presentó, primero la teoría de portafolio desarrollada por Markowitz y luego se presentó la ingeniosa aplicación de la teoría de portafolio a los activos de generación eléctrica desarrollada por Awerbuch y Berger. En capítulo siguiente sobre el estado del arte, se presentan conceptos sobre diversificación y sostenibilidad energética además conceptos preliminares sobre la valoración de la emisión de gases de efecto invernadero.

## 2 ESTADO DEL ARTE

En el presente capítulo se presentan conceptos sobre diversificación y sostenibilidad energética, posteriormente se presenta una primera aproximación a lo que implica valorar el costo de las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO<sub>2</sub>. Finalmente se describen los estudios hechos en Colombia sobre la aplicación de la teoría de portafolios aplicada a activos del sector eléctrico doméstico y la valoración de emisiones de CO<sub>2</sub> para Colombia.

### 2.1 Ideas sobre diversificación y sostenibilidad energética.

Los debates sobre energía sostenible se han enfocado en imperativos ambientales y específicamente en las emisiones de carbono, siendo los pilares principales de todas estas discusiones, [10]. Por otro lado, los debates sobre la diversificación energética se han centrado en la seguridad de la oferta y a su vez han sido afectados por la geopolítica asociada a la distribución, tránsito y abastecimiento de los combustible fósiles a Estados Unidos, Europa y Japón [10].

Se han hecho grandes esfuerzos por aumentar la eficiencia en el lado de la demanda, de tal forma que esto disminuya el consumo mediante campañas de sensibilización, diseño y fabricación de productos más eficientes en términos de consumo energético, ejemplo las luces led. La diversificación energética le apunta a asegurar la cadena de suministro de los energéticos -combustibles fósiles por ejemplo- y además está acorde con la sostenibilidad ambiental. Sin embargo la reducción de emisiones de carbono y la diversificación son un poco distintas [10].

La diversificación busca tener una cobertura contra problemas de oferta energética, como los ocasionados por intensos veranos. Opciones marginales como fuentes energéticas renovables pueden tener el problema transaccional de altos costos de generación e intermitencia en la oferta. Por ejemplo la energía solar fotovoltaica sigue siendo un poco costosa en comparación con otras fuentes como la hidráulica y además es intermitente y limitada en capacidad.

El reto crucial consiste en alcanzar un balance entre los beneficios de la diversificación versus el desempeño del portafolio energético. El análisis de la diversificación energética puede ganar mucho si se construye a través de las aproximaciones desarrolladas en otras disciplinas. La diversificación eléctrica está caracterizada por tres diferentes aspectos, que se explican a continuación.

- Variedad: Responde a la pregunta: ¿Cuántas opciones para la generación eléctrica se tienen? En Colombia básicamente se tiene la generación hidráulica seguida por la generación térmica. Lo ideal consiste en ampliar el portafolio de opciones de generación mediante la generación geotérmica, solar fotovoltaica, y la eólica.
- Balance: Responde a la pregunta: ¿Que tanto depende el país de cada opción? En Colombia la capacidad instalada de generación hidráulica corresponde al 67,3%, la generación térmica al 27,1% y 5,7% a fuentes menores [1]. Lo ideal es que los

porcentajes entre las diferentes opciones de generación sean similares, es decir mientras más balanceadas se encuentran las opciones, mayor diversificación presenta el sistema en general.

- Disparidad, esta responde a la pregunta: ¿Qué tan diferente son las opciones de generación entre ellas? Es decir existe una gran diferencia entre la tecnología utilizada para la generación hidráulica versus la tecnología utilizada para la generación térmica. Sin embargo, no existe una gran diferencia entre la generación térmica a carbón y la generación térmica a gas, dado que ambos son procesos térmicos que dependen de combustibles fósiles, [10].

Las desventajas de los renovables son: Oferta intermitente, baja capacidad de generación en una sola planta. Alto costo de implementación o de generación, comparado con el hidráulico que tiene costo altos de construcción pero luego los costos de operación y mantenimiento se reducen sustancialmente.

La complementariedad hidráulica- eólica puede entenderse como la oportunidad de generar energía con una de las tecnologías, cuando se presenta escasez del recurso energético de la otra. Las energías renovables una vez implementadas reducen el costo del gas natural y del carbón independiente de su abundancia, pues reducen su demanda en el mediano plazo, [11].

Se requieren mayores incentivos para que los inversionistas consideren apostarle a fuentes de generación eléctrica renovables y diferentes a las tradicionales. En Europa se penaliza vía impuestos la huella de carbón emitida por generadores que utilizan combustibles fósiles.

Mediante la teoría de Portafolio se busca optimizar la rentabilidad con el riesgo para diferentes composiciones de portafolio. Específicamente se busca optimizar la rentabilidad expresada como el inverso del costo en (kWh/COP) Vs. La variabilidad del riesgo año tras año, donde el riesgo se correlaciona con la volatilidad en los costos de generación.

## 2.2 Costo de las emisiones de CO2.

Una primera aproximación a la valoración del costo de las emisiones de CO2 fue descrita por [2], quien presentó un documento en el cual habla de diferentes escenarios de análisis para el sistema interconectado de toda Irlanda el cual para el año 2005 contaba con una capacidad instalada total de 8000MW. Este análisis se basa en la proyección que para el año 2020 Irlanda podrá tener 3800MW de capacidad instalada eólica que sería el máximo aprovechable con base en los regímenes de vientos anuales en la zona. Las 3800MW también corresponden a una proyección de 22% de demanda total en la isla para el 2020, generada con una fuente renovable como la eólica.

En este estudio se proyectan diferentes escenarios para bajos y altos costos de los combustibles fósiles en el año 2020. Adicionalmente se presentan diferentes tasas impositivas a las emisiones de carbón (Penalidades). Las tasas impositivas varían iniciando en (10€ ton de CO2) hasta (50€ ton de CO2) emitida. De todas las combinaciones de escenarios posibles, se observa que el más favorable para el desarrollo de plantas eólicas, se presenta cuando se

proyectan altos precios del combustible fósil (Bien sea carbón o gas) y se tienen tasas impositivas medias y altas a las emisiones de CO<sub>2</sub>. En pocas palabras, el costo o valoración de las emisiones de CO<sub>2</sub> depende directamente del monto de la penalidad impuesta a las emisiones de CO<sub>2</sub>, el cual es determinado por el gobierno de Irlanda.

El objetivo de las penalidades a las emisiones de CO<sub>2</sub> en Europa consiste en desestimular el consumo de combustibles fósiles y cumplir las ambiciosas metas de reducción de emisiones para el año 2020. Las penalidades a las emisiones de CO<sub>2</sub> dependen de los costos (altos o bajos) de los combustibles fósiles en primera instancia. En segunda instancia de que tan agresivo sea el gobierno, para por la vía impositiva desincentivar el uso de combustibles fósiles y simultáneamente incentivar el uso de energías limpias. Los inversionistas al hacer el análisis de estos escenarios posibles, deciden con base en los retornos esperados y la volatilidad asociada al precio de los combustibles, si invierten en proyectos de generación térmica o en proyectos de generación eólica. Bajo escenarios de altas volatilidades en los precios de los combustibles y penalidades altas a las emisiones de CO<sub>2</sub>, probablemente los inversionistas decidan apostarle más al desarrollo de energías limpias.

## **2.3 Antecedentes en Colombia.**

A continuación se hace un recuento de diferentes trabajos que se han presentado recientemente en Colombia y que guardan relación con los temas abordados en esta tesis.

### **2.3.1 Aplicación de la teoría de portafolio a los activos de generación eléctrica en Colombia.**

Los trabajos que se han publicado para aplicar las ideas de Awerbuch y otros, al sistema interconectado Nacional colombiano fueron realizados en tesis de Maestría por Lemos [5], [12] y González [13]. A continuación se hace una breve descripción de sus respectivos estudios.

Lemos construye un portafolio de generación eléctrica conformado por recursos hidráulicos, recursos térmicos a gas natural y recursos térmicos a carbón con el cual simula el sistema interconectado colombiano. Determina las series de costos para cada uno de los recursos de generación, que se explicará en el capítulo 5 con todo el detalle requerido. Posteriormente mediante la teoría de Portafolios optimiza su modelo preliminar y halla la frontera eficiente del portafolio a la fecha. En su modelo final incluye la desviación estándar, el valor en riesgo (VaR) y el valor en riesgo condicional para cuantificar la volatilidad en los precios.

González con datos más recientes a los de Lemos vuelve a obtener series de costos y conforma el portafolio de generación eléctrica la fecha. Lo novedoso del trabajo de González frente al trabajo de Lemos consiste en que incorpora una nueva fuente de generación, la eólica y demuestra la complementariedad de la fuente hidráulica con la eólica, desde el punto de vista de los costos, con base en una matriz de correlaciones. Esto significa, que durante los meses de pocas precipitaciones en los cuales desciende el nivel de los embalses en Colombia y se tiene una menor disponibilidad del recurso hídrico, sucede que se tiene la mayor disponibilidad del recurso eólico. El régimen de vientos en la zona donde se encuentra ubicado el parque

eólico Jepírachi, tiene los mayores promedios de velocidad del viento en los meses de enero a agosto y los menores promedios de septiembre a diciembre. Luego se puede afirmar que el régimen de vientos en dicha zona es complementario a los ciclos hidrológicos históricos en Colombia. Después de explicado esto, al autor construye un portafolio de generación eléctrica con cuatro tipos de fuentes a saber, siendo estas las hidráulicas, las térmicas a gas natural, las térmicas a carbón y la fuente eólica.

Finalmente Gonzales calcula las series de costos para las fuentes de generación de energía en estudio con las que se obtienen los niveles de rentabilidad y riesgo que se aplican al modelo de optimización para determinar las fronteras eficientes de las diferentes combinaciones de fuentes de energía.

### **2.3.2 Complementariedad hidráulica eólica en Colombia.**

En 2011 se presentó un gran trabajo de investigación donde se desarrolló el tema de la complementariedad entre la energía hidráulica y la energía eólica en Colombia, por Ealo, [11]. El autor logra demostrar una correlación negativa entre la generación eléctrica a partir de plantas eólicas proyectadas que se ubicarían a futuro en la Guajira -para aprovechar los regímenes de viento de dicha zona- y la generación a partir de fuentes hidráulicas. Los rigurosos modelos se corren para diferentes fuentes hídricas en Colombia y se observa que la mejor correlación negativa se da con el proyecto de Hidro Sogamoso de ISAGEN. La correlación negativa implica complementariedad de las fuentes de generación, o sea, que para los meses más secos del año en la cuenca del río Sogamoso -cuando el nivel del embalse disminuye ostensiblemente- se presentan los mejores promedios de velocidad en los vientos en la zona de Puerto Bolívar en la Guajira, donde se encuentra ubicado el parque Jepírachi de EPM. Adicionalmente cuando se incrementan las precipitaciones en el área del río Sogamoso y por ende aumenta la capacidad de generación hidráulica, disminuye la capacidad de generación eólica en la Guajira ya que disminuyen los promedios de velocidad de los vientos en dicha zona.

### **2.3.3 Modelamiento de los mercados de carbono.**

En 2010 se presentó un trabajo donde se hace un modelado del mercado de carbono, desarrollado por Cárdenas, [14]. En dicha investigación se recopila un actualizado estado del arte a la fecha, desde el protocolo de Kyoto, los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) contemplados por el protocolo, que incluyen los instrumentos futuros EUA o permisos por contaminar. Cárdenas se aproxima al problema desde la dinámica de sistemas, desarrollando un modelo bastante robusto y complejo debido a la gran cantidad de variables que incorpora. El modelo a pesar de lo complejo en su totalidad, es un poco simplista al abordar las estructuras de costos para las diferentes tecnologías de generación eléctrica en el Reino Unido. Proyecta costos de generación a partir de 2010 y hasta 2020, incluyendo las consecuencias que sobre el mercado eléctrico en el Reino Unido tenga la compra mediante subastas de los permisos por contaminar EUA, por parte de las empresas generadoras. Finalmente en el escenario mundo limpio, estima los beneficios ambientales debidos a reducción de emisiones de CO2. En el escenario mundo limpio los generadores térmicos se

introducen en la dinámica de transar los EUA y adoptan cambios tecnológicos que permiten reducir la cantidad de emisiones a partir de la misma cantidad de energía generada.

En el presente capítulo se presentaron conceptos sobre diversificación y sostenibilidad energética, también una aproximación a valorar el costo de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Finalmente se describen los estudios hechos en Colombia sobre la aplicación de la teoría de portafolios aplicada a activos del sector eléctrico doméstico, la complementariedad hidráulica eólica y un modelamiento a las emisiones de carbono desarrollado desde la dinámica de sistemas y aplicado al Reino Unido. En el siguiente capítulo se presenta de manera detallada todo lo referente a los mercados de carbono, su evolución y el impacto que tienen para valorar el costo por contaminar al emitir CO<sub>2</sub>.



## 3 MERCADOS DE CO2 O CARBONO

Hablar de los mercados de carbono, emisiones de gases con efecto invernadero como CO<sub>2</sub> y sus equivalentes, implica hacer un recuento desde el protocolo de Kyoto, sobre las medidas tomadas a nivel global y los mecanismos desarrollados para mitigar los efectos del cambio climático. El protocolo fue inicialmente adoptado por 186 países el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto Japón y entró vigencia a partir del 16 de febrero de 2005. Es importante mencionar que la implementación del protocolo se planeó en tres fases así:

### 3.1 Fases de implementación y anexos del protocolo de Kyoto

Los expertos que participaron en la elaboración del protocolo de Kyoto [15], visualizaron la dificultad de su implementación a futuro, motivo por el cual la dividieron en varias fases. La ventaja de dividir la implementación en diferentes fases consiste en que se detectan y corrigen los problemas o dificultades que surgieron en las primeras fases. A continuación se describe cada una de las fases propuestas.

- **Fase I:** Esta inició el 16/02/2005 y terminó el 31/12/2007. Esta se puede considerar una fase de aprendizaje en la cual fueron creados cuerpos administrativos y regulatorios. Durante esta fase, 11000 de las mayores industrias contaminantes, incluidas centrales de generación térmica en la Unión Europea (UE) estaban obligadas a suministrar datos sobre sus niveles de emisiones anuales. Con base en los datos suministrados por las industrias los gobiernos hicieron una emisión de “allowances” o permisos para emitir toneladas de CO<sub>2</sub>. En el año 2006 se observó que la emisión de “allowances” o permisos fue excesiva, lo cual colapsó los precios de dichos títulos en el mercado por sobreoferta. Dhamija [16] afirma que la sobreoferta de permisos para emitir CO<sub>2</sub> se dio, debido a que las grandes industrias y centrales de generación térmica, no fueron totalmente transparentes acerca de los datos suministrados a los organismos gubernamentales, sobre los niveles de emisiones “reales”. Adicional al colapso en los precios de los títulos, la consecuencia práctica, fue que los grandes emisores de CO<sub>2</sub>, no se vieron obligados a iniciar la reducción de las emisiones durante esta primera fase.
- **Fase II:** Esta inició el 01/01/2008 y terminó el 31/12/2012. En este período se corrigió el problema de la sobreoferta de títulos correspondientes a las emisiones de CO<sub>2</sub> y sus equivalentes. La corrección consistió en hacer que todos los títulos emitidos en la primera fase, expiraran con el fin de la misma. Para la segunda fase se emitieron nuevos títulos basados en el nivel de emisiones real verificado correspondiente a las industrias en la Unión Europea (UE), de esa manera no se generó sobreoferta. En la segunda fase las industrias si se vieron obligadas a reducir sus emisiones anuales o a pagar por contaminar.

- **Fase III:** Esta inició el 01/01/2013 y termina el 31/12/2020, fase actual en la cual los mercados de emisiones de carbono están afrontando serias dificultades por razones que serán explicadas posteriormente. Es importante mencionar que los títulos emitidos por los diferentes países europeos y Rusia durante la Fase II y que no hayan sido acreditados o “consumidos” por las industrias contaminantes, no expiran al final de la fase II. Esto quiere decir que dichos títulos emitidos durante la Fase II, se pueden transar durante la Fase III hasta que sean acreditados o “consumidos”.

Los 191 países –actualmente- firmantes del protocolo [15], están divididos en tres categorías así:

- **Anexo I:** Este grupo de países está integrado por 41 países industrializados los cuales están obligados a cortar sus emisiones de gases con efecto invernadero en 5,2% de manera conjunta, por debajo de los niveles de emisión de 1990. Esta reducción se debe llevar a cabo durante el desarrollo de la Fase II. Adicionalmente, este grupo de países está obligado a ayudar a “bloquear” los niveles de emisiones en las naciones en desarrollo, de tal forma que no se incrementen descontroladamente en la medida en que se incremente la demanda energética, como consecuencia del desarrollo económico y social.
- **Anexo II:** Este grupo está conformado por 24 de los 41 países industrializados más ricos, los cuales están obligados a proveer financiamiento y soporte técnico adicional a las naciones No anexas. Las naciones No anexas corresponden a los 145 países en desarrollo, que necesitan ayuda y transferencia tecnológica para poder “bloquear” sus emisiones de CO2.
- **Países No anexas a I:** Estas naciones no tienen metas específicas a cumplir respecto de sus niveles de emisiones de CO2. Esto se debe a que los países en desarrollo tienen una contribución de emisiones per cápita de CO2 mínima al compararse con las naciones industrializadas o desarrolladas.

La “United Nations Framework Convention on Climate Change” (UNFCCC) adoptó el principio de responsabilidades comunes para disminuir los niveles de emisiones de gases con efecto invernadero, pero diferenciadas según la capacidad que tiene cada país; de acuerdo a su nivel de desarrollo económico y tecnológico [16]. A partir de este principio se basan los mecanismos flexibles para el desarrollo de tecnologías e instrumentos financieros que permiten concretar las metas inicialmente propuestas por el protocolo de Kyoto.

## 3.2 Desarrollo de mecanismos flexibles

El protocolo definió cuatro mecanismos flexibles, los cuales se explican a continuación con base en el glosario de términos [17] definidos por la (UNFCCC).

### 3.2.1 Clean Development Mechanism (CDM), o Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)

Mecanismos de desarrollo limpio por sus siglas en Ingles. Los CDM impulsan y financian los desarrollos tecnológicos con energías renovables y la conservación de bosques naturales

o cultivos forestales. Un objetivo de los CDM consiste en compensar las emisiones causadas en países industrializados mediante la captura de CO2 que realizan los bosques financiados y certificados en Latinoamérica o África. El segundo objetivo consiste también en compensar las emisiones causadas en países industrializados mediante el financiamiento de desarrollos energéticos con fuentes renovables -es decir que no utilicen combustibles fósiles-. Los Certified Emission Reduction (CER), por sus siglas en inglés, son instrumentos financieros emitidos por Europa, Estados Unidos y Japón, los cuales se utilizan para financiar los proyectos anteriormente mencionados. Las corporaciones que adquieren CER, básicamente están pagando una compensación mediante la financiación de proyectos en el hemisferio Sur, por la contaminación que dichas corporaciones causan en el Norte.

### **3.2.2 International Emission Trading (IET)**

Mercado global para los instrumentos financieros, derivados de las emisiones de carbono. Este mercado depende de cantidades de unidades asignadas a cada país y básicamente ha fracasado debido a la posición de los Estados Unidos (Empresarios y gobierno).

### **3.2.3 Joined Implementation (JI)**

El cual produce los instrumentos financieros Emission Reduction Unit (ERUs), estos instrumentos cumplen la misma función que los CER. La diferencia consiste en que son exclusivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables, cuidado o cultivo de bosques en Rusia, Ucrania y los antiguos países de la cortina de hierro.

### **3.2.4 European Union Emission Trading Scheme (EU ETS)**

Este es el mayor mercado de carbono en el mundo y en el cual principalmente se transan los European Union Allowances (EUA), los CER y los ERU. Los EUA son los instrumentos financieros que le dan a su tenedor el derecho de emitir una tonelada de CO2 o sus gases equivalentes. Cada gran contaminador en Europa, bien sea industria o central térmica de generación, tiene que acreditar (a finales de marzo de cada año) un EUA por cada tonelada de CO2 que emitió durante su operación el año inmediatamente anterior [18]. En caso tal de que el contaminante este “largo” entre el número de EUA que posee, versus el número de toneladas emitidas debe pagar fuertes multas que oscilan entre 100 y 130 Euros por cada tonelada de CO2 emitida y no acreditada con su respectivo EUA.

## **3.3 Desacuerdos y problemas de implementación del protocolo de Kyoto**

Desafortunadamente China e India -que actualmente se han convertido en grandes contaminantes globales, debido a su incremento en la demanda energética, como consecuencia de su acelerado desarrollo económico-, no tienen limitaciones específicas en sus emisiones de carbono. Este error se debió a que estos dos países tenían un precario desarrollo industrial (por lo cual, no eran grandes contaminadores) durante el período previo a la adopción del protocolo.

Mientras que EU reconoce que los países industrializados son responsables por 70% de la emisión de gases con efecto invernadero, le preocupa simultáneamente el surgimiento de futuras fuentes de dichos gases. De acuerdo a Eizenstat, “Alrededor de 2015 China será el mayor emisor de gases con efecto invernadero y para 2025 los países en desarrollo en su conjunto emitirán más gases con efecto invernadero, en comparación con el total de los países desarrollados” [19].

El hecho de no haberle exigido a China e India compromisos y metas puntuales en la reducción de emisiones de CO2, le han servido como excusa a Estados Unidos para ser reacio a involucrarse de manera decidida en el mercado de emisiones de carbono. Adicionalmente el gobierno y el empresariado Americano han priorizado el desarrollo económico sobre el problema del cambio climático. La posición del gobierno Americano, se ve reflejada en el hecho de que no ha sido lo suficientemente exigente al autoimponerse metas ambiciosas en disminución de emisiones de CO2 a sus industrias más contaminantes e intensivas en consumo energético y a las centrales de generación térmica.

Algunas de las metas definidas por el protocolo son: 8% en reducción de emisiones para la Unión europea como conjunto, 7% para los estados Unidos, 6% para Japón, 0% para Rusia (otro gran error desde el punto de vista ambiental), adicionalmente permite incrementos de las emisiones de 8% para Australia y 10% para Islandia [15]. En este trabajo no se hará referencia a los límites en emisiones para sistemas de transporte aéreo, terrestre y marítimo pues ese tema da para desarrollar otra tesis.

La nueva sobreoferta de instrumentos financieros CER, ERU y EUA es causada principalmente por la Federación Rusa. El precio de estos instrumentos que actualmente - durante la Fase III- se transan en el mercado de emisiones europeo ha colapsado, al punto de que se están transando a precios demasiados bajos, inclusive por debajo de sus costos de emisión. La explicación de la sobreoferta es la siguiente, el colapso económico y político de la Unión Soviética en 1991, ocasionó una gran desindustrialización en Rusia y los países de la antigua cortina de hierro. Esta gran desindustrialización a su vez causó una gran caída en la demanda eléctrica y por ende una disminución en las emisiones de CO2 hasta del 40% respecto de los niveles de 1990, posteriormente el desarrollo económico Ruso ha causado un modesto incremento del 15% de sus emisiones de CO2 a partir de 1998 [16]. Se puede afirmar entonces que el enorme decremento en las emisiones de CO2 por parte de Rusia, se debe a un efecto colateral causado por su colapso económico de 1991, más que a un esfuerzo por reducir sus emisiones mediante la implementación de tecnologías de generación limpia o renovable. Como ya se había mencionado, la meta adquirida por los rusos en reducción de emisiones de acuerdo al protocolo de Kyoto es del 0% y han tenido una reducción real superior al 20% sin esforzarse “realmente” para alcanzar dicha meta.

La reducción real de emisiones por parte de la Federación Rusa le permitió acumular un estimado de hasta 5 billones de títulos CER, ERU y EUA, -créditos para contaminar- no utilizados durante la Fase II, los cuales son trasladables y transables durante la Fase III. Esta cantidad es el equivalente al esfuerzo hecho por toda la Unión Europea para reducir las emisiones de CO2 durante la Fase III. Debido a que el protocolo de Kyoto es vinculante, los rusos han inundado el mercado de emisiones europeo con su “superávit de EUA”. Se ha

planteado como solución a la sobreoferta de EUA, que se le aplique un factor de descuento del 30%, 50% u 80% a los créditos que generan el “superávit de EUA rusos”.

Cabe recordar que el grueso de la generación eléctrica en Europa, EUA, Rusia, China, India y Japón, está soportada en centrales de generación térmica que necesariamente queman combustibles fósiles como carbón o gas natural.

### 3.4 Sistema “Cap and Trade”

En el protocolo de Kyoto artículo 17 fue introducido el “Emission Trading System” ETS [18], o sistema transaccional para crear un mercado de emisiones, que funcione de manera similar a cómo funcionan los mercados de commodities o productos básicos no procesados en Estados Unidos, Europa y Japón. El ETS se basó en la exitosa experiencia de los americanos, quienes ya habían creado un mercado de emisiones para combatir la lluvia ácida –causada por la emisión de gases contaminantes- al comienzo de los 90. El mercado de emisiones americano consistió en crear “permisos de polución”, los cuales eran transables. Dichos permisos de polución buscaban reducir a bajo costo, la emisión de Plomo y Dióxido de Sulfuro al medio ambiente, este mercado fue creado por el congreso mediante el “US Clean Air Act Amendments of 1990”. El mercado de emisiones contra la lluvia ácida se estima que ayudó a reducir los costos de emisión por encima del 50% [19].

La siguiente es una descripción detallada de como los ETS trabajan:

Dado que los permisos están limitados a una cantidad menor que la cantidad de gas que normalmente se emite, el derecho a emitir se convierte en una mercancía valiosa. Si se permite el comercio de permisos, entonces, un precio de mercado será establecido. Aquellos que deseen emitir los gases especificados más allá de los niveles permitidos deben o bien reducir sus emisiones (mediante la implementación de cambios tecnológicos) o comprar permisos para emitir. Los contaminadores capaces de reducir sus emisiones a un relativo bajo costo, lo harán en lugar de comprar permisos para contaminar. Los contaminadores que se enfrenten a mayores costos de reducción tenderán a comprar permisos para satisfacer los requerimientos gubernamentales. De esta manera, las reducciones en las emisiones son hechas los contaminadores que puedan hacerlo al menor costo posible, siendo compensados por los contaminadores que enfrentan mayores costos de reducción [19].

El sistema “CAP AND TRADE” para CO2 de los europeos es una versión mejorada del sistema creado por los americanos para combatir la lluvia ácida. Este sistema está basado en estimular la reducción gradual de emisiones de gases con efecto invernadero. Las metas concretas para el año 2020 son 21% más bajas que el año 2005 y para el año 2030 más ambiciosas aún, 43% más bajas que en 2005. Desde el año 2013 11000 empresas y centrales de generación térmica están obligadas a reducir sus emisiones 1.47% cada año hasta lograr un 21% de reducción total para la Fase III en el año 2020.

El sistema lo conforman los 28 miembros de la Unión Europea más Noruega, Lichestein e Islandia. Los gobiernos emiten cada año un número determinado de EUA, los EUA son permisos para contaminar. Durante la Fase II el 100% de los EUA emitidos por los gobiernos era gratuito -las emisiones hechas por los gobiernos se consideran emisiones primarias- en la Fase III se introdujeron cambios significativos para hacer el sistema más exigente. A partir del año 2013 el 80% de los EUA para la industria manufacturera fueron emitidos de manera gratuita, sin embargo este porcentaje irá decreciendo gradualmente hasta alcanzar un 30% en el año 2020. El 20% restante de los EUA correspondientes al 2013 fueron emitidos por el mecanismo de subasta pública, en el cual cada año se incrementará gradualmente el porcentaje de EUA subastados hasta alcanzar 70% en 2020, es decir las industrias comenzaron a “pagar por contaminar”. Adicionalmente, las centrales térmicas de generación están en otra categoría y durante toda la Fase III están obligadas a comprar mediante mecanismo de subasta el 100% de los EUA que requieran, de acuerdo a su respectivo nivel de contaminación anual [18].

La compra de los EUA por parte de las centrales térmicas de generación, sumado al hecho de que cada año reciben un menor número de EUA, puede obligar a dichas plantas a implementar cambios tecnológicos o migrar hacia sistemas de generación menos contaminantes –en términos de emisiones-. Por ejemplo si el “switching cost” por cambiar de carbón a gas natural como combustible para la central, es superior a lo que cueste comprar los EUA, la decisión es simple se “paga por contaminar”. El “switchig cost” está directamente relacionado con el precio de los EUA en el mercado de emisiones europeo, es decir, a cuanto se están transando los EUA. Si el precio de los EUA es alto, supóngase por encima de 20 Euros, comienza a verse interesante hacer los cambios tecnológicos necesarios para cambiar de carbón a gas natural. Otra alternativa para los grandes generadores, sería migrar hacia tecnologías limpias de generación donde no tendrían que comprar EUA, como son la eólica, la solar fotovoltaica o la geotérmica [18].

El sistema “CAP AND TRADE” ha tenido problemas causados principalmente por la sobreoferta de EUA en las Fases II y III. La sobreoferta ha colapsado artificialmente la formación de precios de transacción. Los bajos precios de los EUA a su vez han desestimulado a las industrias manufactureras y de generación eléctrica, a adoptar los cambios tecnológicos requeridos para disminuir drásticamente y en períodos de tiempo cortos, la enorme cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Surge entonces la pregunta ¿Porque simplemente no se cambia el sistema “CAP AND TRADE”, por un sistema impositivo que penalice las emisiones de gases con efecto invernadero, que sea más eficaz en lograr reducciones ambiciosas y que estimule la migración hacia tecnologías de generación eléctrica renovables?

La respuesta a esta pregunta, -formulada en el párrafo anterior- nos indicará cual es el sistema ideal a adoptar en Colombia, en caso tal de que el gobierno decida estimular la reducción de emisiones de CO2 por parte de la industria manufacturera y principalmente para las centrales térmicas. En este punto es fundamental resaltar que el sistema ideal para estimular la reducción de emisiones de CO2, será el que se utilice en este trabajo, para poder valorar el costo de dichas emisiones. Luego, el costo por tonelada de CO2 emitida, será

incorporado como un costo variable adicional del proceso de generación eléctrica, por parte de las centrales térmicas en Colombia. A su vez, el incorporar el costo por tonelada de CO2 emitida dentro los costos de generación eléctrica de las centrales térmicas en Colombia, permite aproximar aún más sus respectivas estructuras de costos a estándares internacionales.

Para dar respuesta a la pregunta ¿Porque simplemente no se cambia el sistema “CAP AND TRADE”, por un sistema impositivo que penalice las emisiones de gases con efecto invernadero, que sea más eficaz en lograr reducciones ambiciosas y que estimule la migración hacia tecnologías de generación eléctrica renovables? Primero se analizan las características del sistema “CAP AND TRADE”. Se puede afirmar que este sistema premia financieramente, los esfuerzos que las industrias altamente contaminantes y el sector de generación eléctrica hagan para reducir sus emisiones anuales de CO2 por debajo de las metas inicialmente impuestas. Esto quiere decir, la sobre reducción de emisiones crea un estímulo financiero ya que la industria que realice los cambios a tecnologías limpias de producción o generación, puede acumular los EUA previamente asignados y vender o transar los EUA que le sobren año tras año, lo cual crea a su vez, nuevos ingresos para esas industrias. También se presenta el caso de las industrias que no adopten tecnologías más limpias de producción o generación eléctrica, estas industrias siempre estarán “cortos” respecto de la cantidad de EUA asignados anualmente. Por lo tanto, las industrias más contaminantes se verán obligadas a comprar en el mercado de emisiones, su faltante de EUA, dicho faltante de EUA será a su vez el “sobrante” de las industrias más limpias que estarán “largas en EUA”.

Ahora, se analizan las consecuencias de adoptar un sistema impositivo que penalice fiscalmente las emisiones de CO2. Se observa que esta política al no poseer un incentivo financiero, genera un efecto contrario al buscado, o sea, desestimula las industrias para lograr el cumplimiento de las metas impuestas en términos de reducción de emisiones de CO2. Una política de penalización fiscal a las emisiones de gases con efecto invernadero, crea un efecto psicológico consistente en que accionistas y gerentes del sector de generación eléctrica vean la norma, como una persecución a su actividad económica por el hecho de ser contaminante. En lugar de ver esta política, como una medida que busca la incorporación de tecnologías más limpias y eficientes que reduzcan los niveles de emisiones. Por el contrario, el sistema “CAP AND TRADE” dado que posee un estímulo financiero por superar las metas en reducción de emisiones, se convierte en un estímulo permanente para alcanzar año tras año, metas más ambiciosas en términos de reducción de emisiones.

Con base en el análisis presentado, se observa que el sistema “CAP AND TRADE” utilizado por los europeos tiene ventajas sobre un sistema de penalización fiscal a las emisiones de gases con efecto invernadero. La respuesta a la pregunta formulada, es que el sistema “CAP AND TRADE” es más eficaz en lograr reducciones significativas de las emisiones de CO2 a pesar de que el precio de los EUA tranzados se encuentre actualmente demasiado bajo. En conclusión, en este trabajo se adoptará el precio de los EUA para valorar el costo de cada tonelada de CO2 emitida por centrales térmicas de generación eléctrica. Dicho costo será incorporado como un costo variable adicional e inherente a las centrales térmicas de generación eléctrica en Colombia.

### 3.4.1 Precios históricos del instrumento “futuro EUA”.

En la Figura 3-1 se encuentra la gráfica correspondiente a la serie de precios diarios de transacción del instrumento “futuro EUA”, los cuales se encuentran disponibles en el “EMISSIONS INDEX” del Intercontinental Exchange [20].



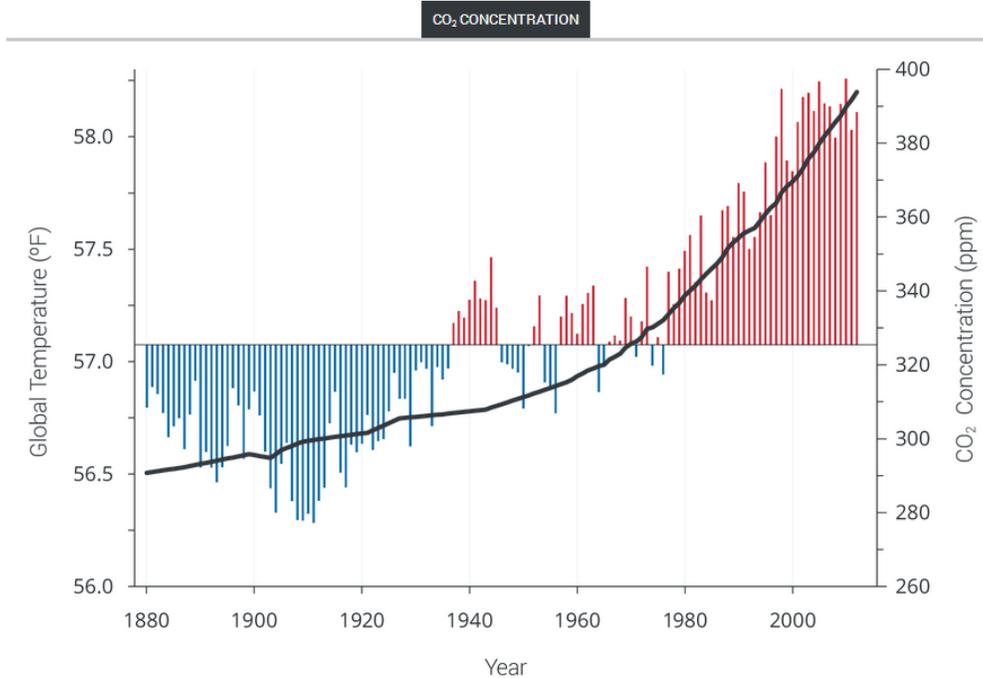
**Figura 3-1 Precios diarios del instrumento "futuro EUA". Fuente elaboración propia con datos tomados del (ICE, 2014)**

### 3.5 Costo Social Del CO2 (Social Cost of Carbon –SCC-)

El costo social del carbono (o SCC por sus siglas en Ingles) es un concepto más avanzado para valorar las emisiones de CO2 que los EUA de los europeos. Este concepto es teórico y NO involucra instrumentos financieros o futuros de emisiones que se puedan tranzar en el Intercontinental Exchange (ICE). Los SCC aunque son elementos de valoración teóricos no transables, pueden de hecho valorar de una manera más aproximada y real, el costo de las emisiones de CO2.

En la Figura 3-2, se correlaciona el incremento del promedio global del temperatura, con el incremento en la concentración de CO2 medida en partículas por millón (ppm) en la atmósfera. En el eje vertical izquierdo se observa la temperatura global en Fahrenheit (F), el eje vertical derecho representa la concentración de CO2 en partículas por millón (ppm) y el eje horizontal representa la escala de tiempo en años. Las líneas azules representan los años en los cuales la temperatura superficial de la tierra ha estado por debajo del promedio histórico. Las líneas rojas representan los años en los cuales la temperatura superficial de la tierra ha estado por encima del promedio histórico. La línea negra representa la medición

anual de concentración de CO2 en ppm. Se puede observar la correlación entre el incremento de la concentración de ppm y el incremento de la temperatura medida en la superficie de la tierra sobre el promedio global histórico, según Interagency Working Group on Social Cost of Carbon [21].



**Figura 3-2 Concentración CO2 en (ppm), tomado de <http://www.whitehouse.gov/climate-change>**

Primero, los SCC no están afectados por las leyes de oferta y demanda que rigen el mercado. Segundo, los SCC buscan valorar el daño económico asociado al incremento de la temperatura promedio en la superficie terrestre, debido al incremento en la concentración de partículas por millón o ppm de CO2 en la atmósfera, que a su vez es causada por la emisión de CO2 al quemar combustibles fósiles. Esta valoración del daño económico se hace al convertir las emisiones proyectadas de CO2 en incrementos de temperatura, que ocasiona impactos negativos socioeconómicos en los países y en el crecimiento del PIB de cada país.

El SCC aparece en un documento de soporte técnico para análisis del impacto regulatorio elaborado para la casa blanca, por un amplio grupo interinstitucional que involucra diferentes agencias, departamentos y secretarías del gobierno federal de los Estados Unidos. El propósito de los SCC es “permitirle a las agencia incorporar los beneficios sociales de la reducción de dióxido de carbono (CO2) en el análisis de costo-beneficio de las medidas normativas que tengan impactos pequeños, o "marginales" [21], en las emisiones globales acumuladas de CO2”. Otra manera de entender los SCC es “un estimado de los daños monetizados, asociados con un aumento incremental de las emisiones de CO2 en un año dado” [21], dicho estimado está dado en USD por tonelada métrica de CO2 emitida.

El SCC puede ser visto entonces como un costo asociado a los daños causados por el cambio climático debido a las emisiones de CO2. También puede ser visto como un beneficio por la reducción de emisiones de CO2. De hecho al valorar el costo de dichos daños, lo que se busca es concientizar a los tomadores de decisiones para que adopten diferentes actitudes y cambios tecnológicos que permitan reducir a nivel global las emisiones de CO2. Los valores de los SCC dados desde el 2010 hasta el año 2050, resultan de tres diferentes modelos de valoración integrada; donde los datos desde 2010 hasta 2013 son los estimados más recientes y reales, mientras los datos de 2014 a 2050 son datos proyectados. La más reciente actualización del documento corresponde a Noviembre de 2013, para profundizar sobre el SCC favor leer [22]. Los modelos se corren para diferentes escenarios y tasas de descuento, donde la tasa de descuento más realista es del 3% y se hace con dólares constantes de 2007. La valoración inicia en 2010 con un costo de 32USD por ton de CO2 emitida, mientras que para 2014 dicho costo se ha incrementado a 36 USD por tonelada de CO2 emitida.

### 3.5.1 Precio histórico del “concepto SCC”

Los precios históricos de los SCC son presentados anuales en el documento de [22] y aparecen valorados a partir del año 2010. Con el ánimo de hacer el ejercicio académico en este trabajo se extrapolaron valores para obtener los precios en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 -que no aparecen en dicho documento-; en general se puede afirmar que los valores de SCC estimados por los modelos aumentan a una rata de 1USD/año. En la Tabla 3-1 se presentan los valores utilizados en este trabajo.

**Tabla 3-1 Precios históricos del "concepto SCC". Fuente elaboración propia.**

Año	SCC (USD / ton de CO2)
2006	28
2007	29
2008	30
2009	31
2010	32
2011	33
2012	34
2013	35

**DATOS EXTRAPOLADOS**

**DATOS REALES**

En este capítulo se presentó una visión detallada de los mercados de carbono a nivel mundial, el instrumento financiero EUA que valora a precios del mercado europeo el costo de las emisiones de CO2. Posteriormente se presentó el concepto del costo social del carbono SCC desarrollado para el gobierno Federal de los Estados Unidos. Los SCC básicamente valoran el daño potencial que cada tonelada de CO2 emitida a la atmósfera causa al ocasionar calentamiento global. En el capítulo siguiente se presenta un panorama del mercado eléctrico colombiano bajo el marco de la ley 1715 de 2014 que busca incentivar el uso de tecnologías con fuentes no convencionales de generación, también conocidas como renovables.

## 4 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO BAJO EL MARCO DE LA LEY 1715 DE 2014.

En este capítulo se hace un breve recuento de las principales características del sector eléctrico colombiano, haciendo énfasis en la generación. Posteriormente se hacen consideraciones sobre el impacto de la ley 1715 de 2014 [23], en los futuros planes de expansión en generación incluyendo las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER) y el incremento en la diversificación de la matriz eléctrica colombiana.

### 4.1 Estructura del mercado eléctrico colombiano

En la punta de la pirámide se encuentra la presidencia de la república, le siguen -todos al mismo nivel- el ministerio de Minas y Energía, el Departamento de Planeación Nacional, el ministerio de hacienda y el ministerio de medio ambiente. Al ministerio de minas está adscrita la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Todos estos miembros del ejecutivo, de manera conjunta diseñan e implementan las políticas del sector.

La comisión de regulación de energía y gas (CREG) está encargada de reglamentar a través de normas jurídicas, el comportamiento de usuarios y empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos, con adecuada calidad, cobertura y eficiencia económica.

El mercado está compuesto por usuarios regulados, usuarios no regulados y los agentes. Los usuarios regulados son personas naturales o jurídicas con compras o consumos inferiores a 2MW mensuales y con tarifas reguladas. En este segmento están incluidos la gran mayoría del comercio, industria, sector oficial y residencial. Los usuarios no regulados, son personas naturales o jurídicas con consumos mensuales superiores a 55MWh/mes. Estos usuarios -no regulados- pueden comprar libremente en el mercado de energía mayorista (MEM) sus consumos con el ánimo de que se establezca competencia que les permita comprar energía al menor costo posible, estos usuarios son grandes industrias y comercio [24].

Los agentes están clasificados como generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores. Los generadores tienen una estructura de mercado competitiva y lo conforman empresas de naturaleza pública, privada y mixta como EPM, ISAGEN, Celsia, Emgesa. El transporte de la energía también conocido como transmisión, es un monopolio operado por interconexión eléctrica S.A. (ISA). La transmisión lleva la energía desde las plantas generadora en líneas mínimo de 220 KV.

Se debe hacer una mención especial a XM que es una filial de ISA la cual está especializada en la gestión de sistemas en tiempo real. Actualmente, el sector eléctrico es el negocio principal de XM y “se basa en la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.” [1]. En la Figura 4-1 se resume el esquema institucional del mercado eléctrico colombiano.

- **Cargo por confiabilidad:** Este es un valor incluido en la estructura de costos de generación, creado a partir del año 2006. Mediante este cargo se busca garantizar

la confiabilidad del sistema eléctrico mediante la adecuada expansión en generación y así disminuir la probabilidad de racionamiento.

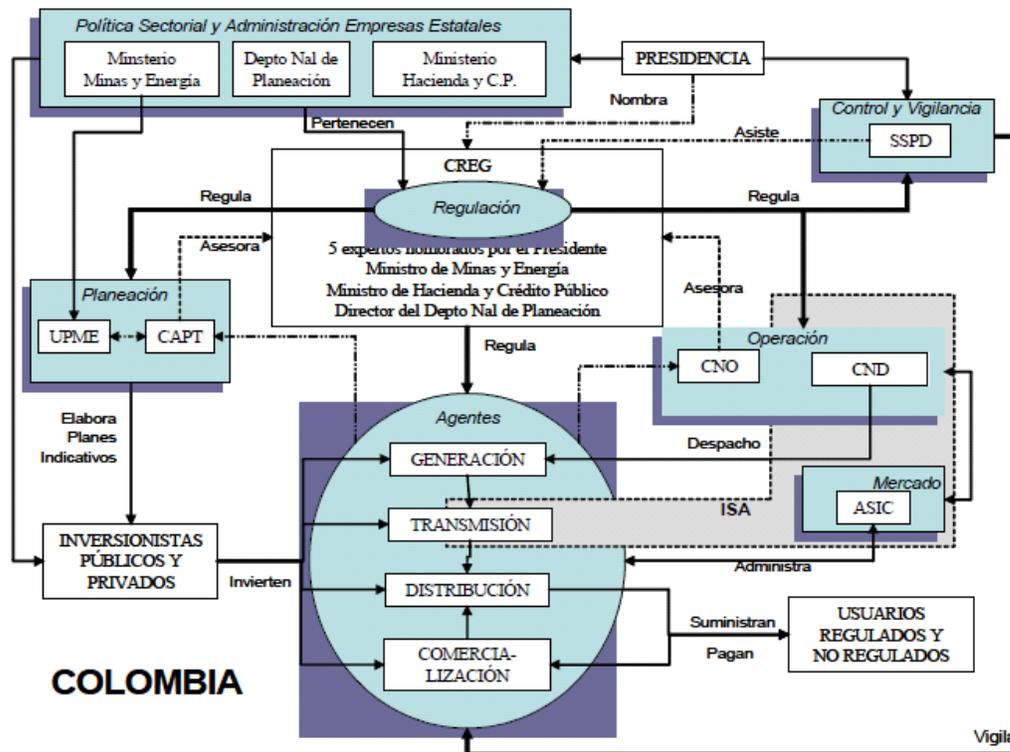


Figura 4-1. Esquema institucional del mercado eléctrico colombiano. Fuente [25]

## 4.2 Generación en Colombia a Diciembre de 2013

Debido a los cambios tecnológicos y de tendencias a nivel mundial gran parte de los estudios que se desarrollan sobre el sector eléctrico se centran en la generación. La principal fuente de información y datos actualizados sobre generación y precios en Colombia es la compañía XM.

XM en su nuevo portal BI (anteriormente conocido como Neon) tiene información detallada y disponible de cada uno de los generadores y su participación diaria en el mercado. La participación de los generadores está determinada con base en los requerimientos diarios que a su vez se basan en las proyecciones de demanda diaria y el nivel diario de las embalses. En el portal BI se publica diariamente el promedio aritmético de bolsa que diariamente se le paga a los generadores independiente de su porcentaje de participación. Allí también se encuentra información histórica diaria de lo corrido de 2014 y la totalidad de 2013. XM tiene información digitalizada disponible a partir de marzo de 2003 la cual se puede conseguir haciendo un requerimiento a XM, lo cual se hizo para este trabajo. Específicamente se solicitó el archivo de generación diaria y el precio diario promedio aritmético de Bolsa pagado a los generadores desde 2011 hasta 2013 pues los trabajos de Lemos [5] y Gonzales [13] ya tenían información histórica hasta 2010 inclusive.

Como se muestra en la Tabla 4-1 y en la Figura 4-2, en Colombia la generación hidráulica es preponderante. Lo cual es determinante para la formación de precios, es decir, la formación de precios está directamente ligado a la abundancia o escasez del recurso energético agua (que es

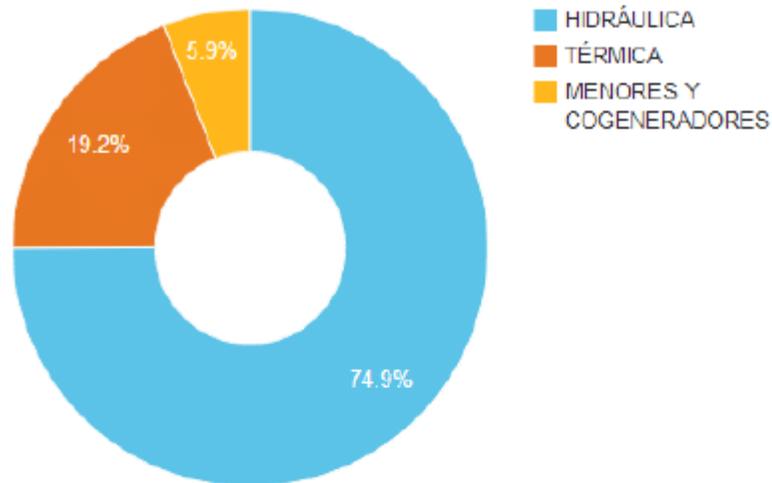
gratuito para el agente generador, por lo cual la generación hidráulica siempre es la de menor costo). En general los ciclos hídricos en Colombia están determinados así: Enero a marzo son meses generalmente secos, Abril a mayo son meses de altas precipitaciones, Junio a mediados de septiembre son meses secos y desde Septiembre hasta mediados de Diciembre existe una alta pluviosidad en gran parte del territorio nacional.

Los ciclos hídricos definen entonces la necesidad de una mayor participación de las centrales térmicas en el SIN durante los meses secos, ya que se presenta una escasez de agua que se manifiesta en la disminución del nivel de las represas. La generación térmica es necesaria en Colombia como respaldo o Back UP, puesto que siempre sus costos de generación son más altos comparados con la generación hidráulica o la eólica. La generación térmica siempre es más costosa ya que los energéticos requeridos para su operación no son gratuitos, es decir se compran a precios del mercado doméstico -carbón y gas principalmente-. La generación térmica tiene adicionalmente la desventaja del costo ambiental que implica su operación, si se tiene las emisiones de CO2 asociadas a su operación. En la Tabla 4-1 y en la Figura 4-2 se muestra La composición del portafolio de generación para los años 2012 y 2013.

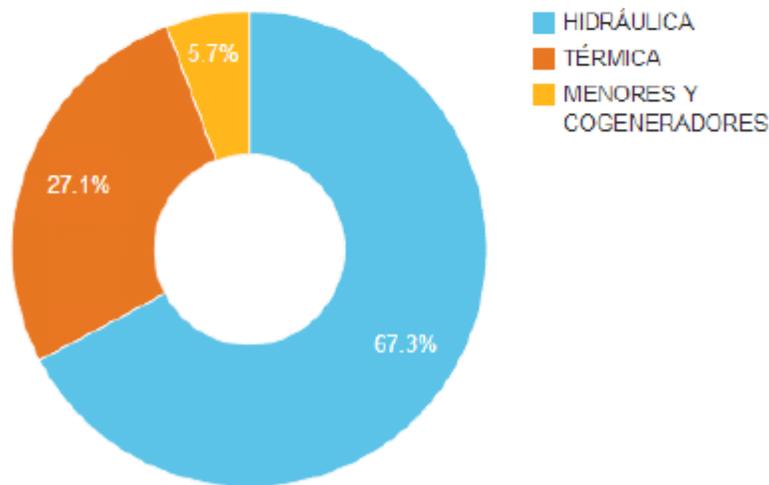
**Tabla 4-1 Capacidad efectiva neta del SIN a Diciembre de 2013. Fuente: [1]**

Tabla 3. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2012 y 2013				
Recursos	2012 MW	2013 MW	Participación %	Variación (%) 2013 - 2012
Hidráulicos	9,185	9,315	64.0%	1.4%
Térmicos	4,426	4,515	31.0%	2.0%
Gas	2,122	1,972		
Carbón	997	997		
Fuel - Oil	0	0		
Combustóleo	307	307		
ACPM	678	917		
Jet1	46	46		
Gas-Jet A1	276	276		
Menores	693	662	4.5%	-4.4%
Hidráulicos	591	560		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	57	66	0.5%	15.7%
<b>Total SIN</b>	<b>14,361</b>	<b>14,559</b>	<b>100.0%</b>	<b>1.4%</b>

Composición de la generación del SIN en 2012



Composición de la generación del SIN en 2013



**Figura 4-2 Composición de la generación en los años 2012 – 2013. Fuente: [1]**

Al analizar la Figura 4-2 se observa que la participación térmica aumentó un 7,9% mientras que la participación hidráulica disminuyó en un porcentaje similar al comparar el año 2013 con el año 2012, lo cual en principio se puede atribuir a que en 2012 se haya tenido una mayor cantidad de precipitación que en 2013.

Se puede hacer un análisis más de fondo de la Figura 4-2, si se tienen en cuenta los conceptos de diversificación, variedad, balance y disparidad de la oferta de generación que define la matriz eléctrica colombiana. Se aprecia entonces, el alto grado de dependencia que existe en la generación hidráulica, o sea la pobre diversificación. Esta pobre diversificación tiene como consecuencia la vulnerabilidad del sistema frente a la ocurrencia de fenómenos climáticos como

“el niño”, que disminuye ostensiblemente la cantidad de precipitaciones durante su ocurrencia. Ante una disminución muy severa en las precipitaciones se podría inclusive tener una alta probabilidad de racionamiento eléctrico, como ya ocurrió en Colombia entre 1992 y 1993.

La mejor manera de minimizar el riesgo de racionamiento eléctrico consiste en aumentar la diversificación del portafolio de generación eléctrica, mediante la inclusión de tecnologías de que incluyan fuentes renovables diferentes a la hidráulica. Estas tecnologías básicamente son la eólica, solar fotovoltaica y la geotérmica.

### **4.3 Plan de expansión en generación 2009-2023, previo a la ley 1715 de 2014**

Como consecuencia del racionamiento sufrido hasta principios de 1993, se diseñó la ley 143 de 1994. Gracias a esa ley, los siguientes proyectos de expansión en generación se dieron haciendo énfasis en el desarrollo de centrales térmicas. En ese momento y sin tener conocimiento sobre los conceptos de diversificación, lo que se hizo mediante la ley 143 fue disminuir la dependencia en la generación hidráulica, al aumentar la capacidad de generación térmica. Cabe resaltar que la ley claramente cumplió su propósito. Para ese entonces los problemas de cambio climático ya eran evidentes, sin embargo para un país tercer mundista, primaba el desarrollo económico sobre las consideraciones ambientales, lo cual era lógico para la época.

La ley 143 promueve el desarrollo y diversificación de la generación eléctrica con diferentes tipos de fuentes renovables y no renovables. El plan de expansión en generación 2009-2023 [26], se elaboró bajo el marco de esa ley. Siendo consecuente con el marco de referencia que estaba vigente al momento de su elaboración, en este plan se hace únicamente mención al desarrollo de energías con fuentes renovables, más no las incentiva de manera clara, decidida y directa. “Así mismo, sugiere algunas alternativas que están orientadas al logro del comportamiento de la expansión futura de acuerdo a lo resultados del proceso de subasta como de sobre cerrado del cargo por confiabilidad, de igual manera ampliación de las capacidades de interconexión internacionales, así como la implementación de alternativas con recursos renovables.” [26].

El plan de expansión en generación 2009-2023 previo a la ley 1715 de 2014 presenta diferentes escenarios con base en las proyecciones de crecimiento de la demanda, de manera general se dice “El resultado del cargo por confiabilidad, mostró que en el mediano y largo plazo el sector eléctrico se desarrollará en aquellos recursos de los cuales dispone mayormente el país, como los hídricos y carbón mineral, a pesar de la pequeña participación en la asignación de energía firme de éste último recurso” [26]. Lo cual indica que hasta el año 2009 en términos reales todavía no se consideraba la inclusión en los planes de expansión de proyectos desarrollados con tecnologías diferentes a las tradicionales en Colombia, es decir, hidráulica y térmica. La falta de inclusión de tecnologías de generación con fuentes renovables probablemente se debió a la carencia de leyes que definieran incentivos tributarios que hicieran viable estos nuevos proyectos.

Los autores del plan de expansión dejan la puerta abierta a futuros cambios “Frente..., adicionalmente se plantean importantes retos en los supuestos como en los modelos que actualmente son usados en el planeamiento al igual que en la normatividad vigente donde se busca la atención de la demanda bajo el criterio de mínimo costo” [26]. Como se observa los autores consideran que a futuro se pueden considerar modelos y supuestos diferentes a la

atención de la demanda bajo el criterio de mínimo costo, lo cual claramente le da cabida a estudios como el que se presenta en este trabajo.

#### **4.4 Consideraciones sobre la ley 1715 de 2014**

La ley 1715 de 2014 promueve el desarrollo y utilización de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), en el sistema energético nacional [23]. Establece el marco legal y define los instrumentos tributarios, arancelarios, contables que garanticen el fomento a la inversión, investigación y desarrollo en fuentes limpias de producción de energía. Al declarar el interés público se asegura la diversificación de la matriz eléctrica.

Dentro de las FNCR se encuentran clasificados la energía de los mares, eólica, geotérmica, biomasa y solar. Se la autogeneración a pequeña y gran escala y además se autoriza la venta de los excedentes, al SIN o redel locales de distribución. Se autorizan señales de precios para inducir bajos consumos. El ministerio de minas y energía debe propender por el desarrollo bajo en emisiones de carbono del sector energético. La ley busca el cambio tecnológico especialmente en zonas no interconectadas, mediante la sustitución de plantas diésel, por tecnologías FNCR.

En el capítulo de los incentivos a la inversión, se contempla la reducción del impuesto a la renta “por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada” [23]. El incentivo tributario consiste en la exclusión del IVA para los equipos, maquinaria y servicios destinados a la inversión en proyectos FNCR y FNCR. Estímulos arancelarios consistentes en exención del pago de derechos arancelarios para la importación de insumos, maquinaria y equipos no producidos por la industria colombiana. Adicionalmente se tiene un incentivo contable de depreciación acelerada hasta del 20% anual. La CREG debe expedir la reglamentación técnica para todas las tecnologías clasificadas como FNCR.

La ley tiene artículos específicos para fomentar la formación del capital humano, la cooperación internacional para impulsar la transferencia tecnológica. Tiene un capítulo sobre ciencia y tecnología que promueve la investigación en el ámbito FNCR y la gestión eficiente energética. Específicamente menciona el programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE) el cual busca promover cambios tecnológicos en los usuarios como por ejemplo, el cambio de bombillas de luz amarilla a las de luz blanca o el cambio de refrigeradores muy viejos y poco eficientes por nuevos equipos más eficientes. Con este cambio, se promueve el uso racional a nivel nacional de la energía y además se disminuye de manera indirecta la cantidad de emisiones de CO2, pues se requiere menor cantidad de energía generada a partir de fuentes térmicas.

## **4.5 Planes de expansión en generación 2013 – 2027, bajo el marco de la ley 1715 de 2014**

El más reciente plan de expansión en generación fue elaborado previo a la expedición de la ley 1715. Sin embargo, por primera vez -a diferencia de los anteriores- este plan contempla en diferentes escenarios la probable entrada en operación de proyectos con tecnologías FNCER a partir del año 2021. Cabe resaltar que el registro de la UPME se comienza a observar el interés por invertir en proyectos con fuentes renovables de energía “Se conoce la disposición para construir parques eólicos de 100, 400 y 500 MW, sin embargo, solamente, hay un proyecto inscrito en el registro de proyectos de 100 MW. Igualmente hay un proyecto de energía solar de 19,5 MW inscrito. En cuanto a geotermia, se conoce que un Agente en particular está trabajando para montar una planta de 50 MW, que aún no está inscrita en el registro de proyectos” [27].

En los escenarios donde se tiene en cuenta la entrada en operación de proyectos con tecnologías FNCER, se observa un aumento en la diversificación de la matriz eléctrica. Las bondades de estos escenarios consisten en que la complementariedad eólico hidráulica, disminuye el costo marginal durante los períodos de bajas precipitaciones, además de la disminución en emisiones de CO<sub>2</sub>.

A continuación se presentan algunos de los escenarios del plan de expansión en generación 2013 – 2027. Estos escenarios cumplen con las proyecciones de demanda de acuerdo a los crecimientos económicos y poblacionales proyectados. Los escenarios además deben de cumplir con los indicadores de disponibilidad energética.

### **4.5.1 Alternativa 1 – Escenario base**

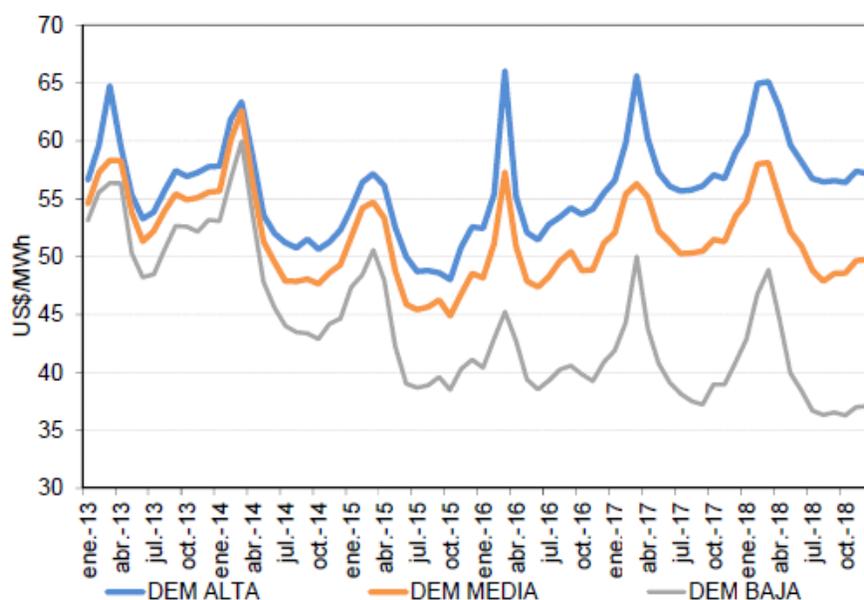
Bajo este escenario se evalúa el comportamiento del sistema considerando la demanda nacional hasta el año 2018, para diferentes proyecciones, alta, media y baja. Cabe aclarar que para el escenario base no se contempla las ventas de energía a Ecuador y la futura interconexión con Panamá. A continuación se presentan los proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en etapa constructiva, ver Tabla 4-2.

En la Figura 4-3, se aprecia el comportamiento de los costos marginales. El promedio mensual de dichos costos es de 55, 51 y 44 USD/MWh en demanda alta, media y baja respectivamente.

Tabla 4-2 Proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en etapa constructiva

Nombre	Capacidad [MW]	Tipo	Fecha de entrada en operación
Amoyá	78.0	Hidroeléctrico	Abril 2013
Cucuana	60.0	Hidroeléctrico	Octubre 2013
Gecelca 3	164.0	Térmico	Diciembre 2013
Termocol	201.6	Térmico	Diciembre 2013
Sogamoso, unidad 3	266.7	Hidroeléctrico	Febrero 2014
Sogamoso, unidad 3 y 2	533.3	Hidroeléctrico	Abril 2014
Sogamoso, unidad 3, 2 y 1	800.0	Hidroeléctrico	Mayo 2014
El Popal	19.9	Hidroeléctrico	Junio 2014
El Quimbo	420.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2014
San Miguel	42.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2015
Ambeima	45.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2015
Carlos Lleras	78.1	Hidroeléctrico	Diciembre 2015
Tasajero II	160.0	Térmico	Diciembre 2015
Gecelca 3.2	250.0	Térmico	Diciembre 2015
Termonorte	88.3	Térmico	Diciembre 2017
Ituango, unidad 1	300.0	Hidroeléctrico	Septiembre 2018
Porvenir II	351.8	Hidroeléctrico	Diciembre 2018
Ituango, unidades 1 y 2	600.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2018
Ituango, unidades 1, 2 y 3	900.0	Hidroeléctrico	Marzo 2019
Ituango, unidades 1, 2, 3 y 4	1,200.0	Hidroeléctrico	Junio 2019
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4 y 5	1,500.0	Hidroeléctrico	Septiembre 2021
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6	1,800.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2021
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7	2,100.0	Hidroeléctrico	Marzo 2022
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	2,400.0	Hidroeléctrico	Junio 2022

Fuente de tabla: UPME



Fuente de gráfica: UPME

Figura 4-3 Costo marginal escenario 1

#### 4.5.2 Alternativa 4B – Escenario alternativo de largo plazo.

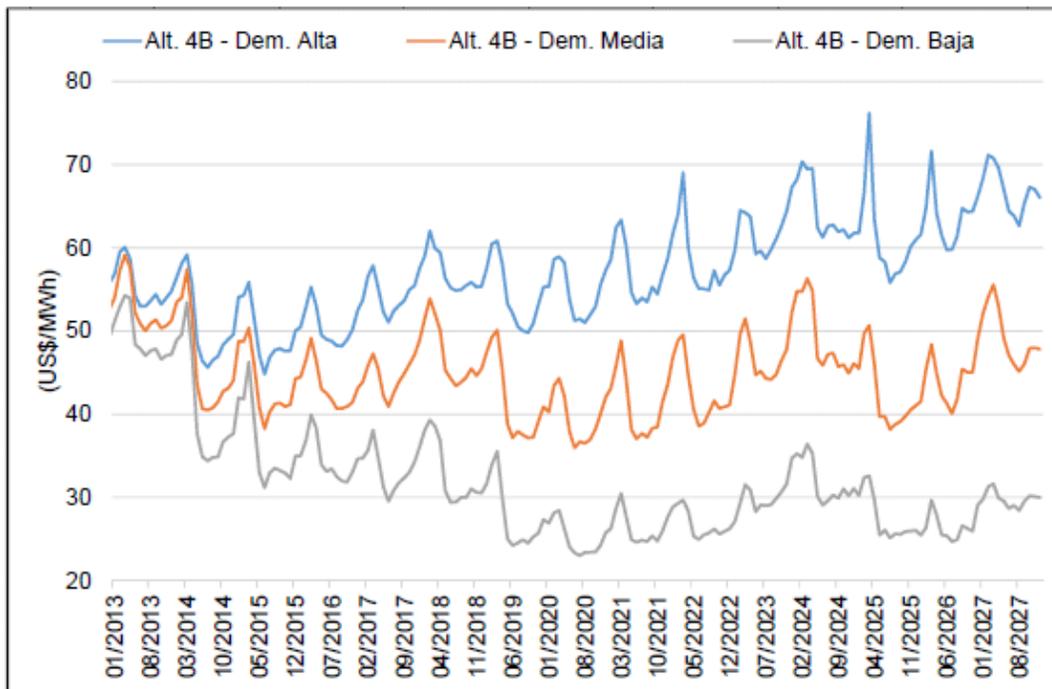
Bajo este escenario se considera que se requieren 3100 MW de generación adicionales a partir del año 2020, de las cuales 540 MW son desarrolladas a partir de proyectos con fuentes no convencionales de energía. El interés mostrado por los agentes para ejecutar proyectos clasificados como FNCER, se distribuye así.

- En el norte del país se incluyen tres proyectos eólicos de 100 MW cada uno y que entrarían en operación en 2020, 2021 y 2023. Generación eólica adicional total 300MW.
- En el interior del país se conoce del interés de montar dos plantas de generación geotérmica de 50 MW cada una las cuales entrarían en operación en 2021 y 2022. Generación geotérmica adicional total 100 MW.
- La UPME ha identificado que las plantas cogeneradoras principalmente los ingenios azucareros, podrían vender sus excedentes, 140 MW aproximadamente a partir de 2015. Generación a partir de biomasa adicional total 140 MW.

**Tabla 4-3 Cronograma de expansión Alternativa 4B**

Año	Capacidad por Tecnología (MW)						
	Hidroeléctrica	Gas	Carbón	Cogeneración	Eólica	Geotérmica	Combustibles Líquidos (sustituto)
2013	157.9		164				201.6
2014	1,239.9			14			
2015	165.1		410	140			
2016							
2017							88.3
2018	951.8						
2019	600						
2020					100		
2021	600				100	50	
2022	600	250				50	
2023					100		
2024							
2025	1,100	250					
2026							
2027							
Subtotal [MW]	5,414.7	500	574	154	300	100	289.9
Total [MW]	7,332.6						

Fuente de tabla: UPME



Fuente de gráfica: UPME

**Figura 4-4 Costos marginales Alternativa 4B**

- El promedio mensual del costo marginal en todo el período de análisis es de 57.4, 45 y 31.9 USD/MWh, en demanda alta, media y baja respectivamente. Al comparar el promedio del costo marginal con la alternativa 1, se tiene que de 55 sube 2.4 hasta 57.4, de 51 baja 6 hasta 45 y de 44 baja 12.1 hasta 31.9 USD/MWh en cada uno de los niveles de demanda. Lo cual claramente refleja el beneficio financiero de diversificar la matriz eléctrica mediante tecnologías FNCER.
- Es especialmente significativo el impacto de la generación eólica dada la complementariedad que se presenta con la generación hidráulica. Es decir, durante los meses de bajas precipitaciones que disminuye la disponibilidad de generación hidráulica, aumenta significativamente la disponibilidad de generación eólica.
- El beneficio ambiental de diversificar la matriz eléctrica con tecnologías FNCER, consiste en que se rebaja la necesidad de generación térmica en promedio en 191.1 GWh-mes [27], que son sustituidas por generación con fuentes renovables. Esto a su vez implica en una reducción significativa de las emisiones de CO2.

Es importante resaltar que el escenario Alternativa 6 – Implementación eficiencia energética presenta las metas actualizadas del programa de uso racional de la energía PROURE. Dicho programa define unos cambios tecnológicos a implementar a nivel residencial, industrial y gubernamental con el ánimo de incrementar la eficiencia y disminuir

consumos. Ejemplos de sustitución tecnológica son equipos obsoletos de refrigeración y el cambio de bombillas incandescentes por bombillas de alta eficacia luminosa. Ambos cambios implicarían reducciones significativas en demanda y a su vez disminuciones significativas en emisiones de CO<sub>2</sub>. Se hace mención sobre la alternativa 6 ya que este trabajo presenta una propuesta de valoración de las emisiones de carbono. Cualquier alternativa que permita disminuir dichas emisiones debe ser tomada en cuenta, dados los beneficios ambientales que implica.

Los demás escenarios presentados en el plan de expansión en generación 2013-2027 no son relevantes para este trabajo por lo cual no se presentan.

En el capítulo cuatro se presentó una visión sobre el sistema eléctrico colombiano haciendo énfasis en la generación actual y los planes de expansión futuros. Todo esto enmarcado bajo la ley 1715 que establece incentivos para el uso de tecnologías FNCER. En el capítulo siguiente se presenta el modelo para valorar las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de centrales térmicas a gas y térmicas a carbón. Esta valoración será un elemento de juicio para el gobierno y agentes generadores de lo que costaría pagar por contaminar.



## **5 MODELAMIENTO DE SERIES DE COSTOS Y DE PORTAFOLIOS DE GENERACIÓN ELECTRICA EN COLOMBIA.**

Los modelamientos de series de costos y de portafolios de generación eléctrica en Colombia presentados en este capítulo, se hicieron considerando los costos variables por contaminar. Es decir, se valoró el costo variable correspondiente a las emisiones de CO<sub>2</sub>, en las centrales termoeléctricas a carbón y a gas. Es importante mencionar que los modelos acá presentados complementan los trabajos desarrollados previamente por Lemos [5], [12] y González [13], dentro del grupo de investigación Modelamiento y Análisis Energía Ambiente Economía (MAEAE) dirigido por el profesor Sergio Botero.

La definición de las estructuras de costos presentada en los trabajos de Lemos y González, recogen los lineamientos definidos por la UPME [28]. Lemos establece las estructuras de costos para la generación térmica a carbón (TC), térmica a gas (TG) e hidráulica (H), que son las predominantes en términos porcentuales de participación diaria en el SIN. En estos modelos la valoración de los costos de generación de las plantas térmicas sigue una metodología claramente establecida, puesto que valora los costos fijos (CF) y los costos variables (CV) incluyendo el precio de compra de los combustibles. Sin embargo la valoración del costo de la generación hidráulica (H) es más complejo porque en este caso el “combustible o energético agua” tiene un costo cero puesto que no se está “comprando el agua”, simplemente se toma del respectivo río donde se haya construido la represa; pero es bien entendido que existe un costo de oportunidad por su uso. En este sentido en el trabajo de Lemos se propone una forma de valorar el agua a partir del precio de mercado del kWh pagado diariamente a los generadores, los costos de generación de las otras tecnologías incluyendo los precios de los energéticos o combustibles y las ponderaciones de las participaciones de los diferentes tecnologías en la canasta de generación eléctrica colombiana; ver Ecuación 5-10 y Ecuación 5-11. Como ya se mencionó, la abundancia o escasez del agua, resulta ser determinante en la formación de precios del kWh y en la práctica impone la volatilidad en los precios pagados a diario para todos los generadores.

Gonzales retomó el trabajo de Lemos agregándole a la series de costos, los costos inherentes a la generación eólica. Dicha estructura de costos se basa en parámetros internacionales y también retoma los lineamientos de la UPME [28], en el capítulo referente a la tecnología eólica y las bondades que esta fuente de generación renovable presenta. La UPME a su vez se basó en la experiencia de EPM con su proyecto piloto de generación eólica llamado Jepírachi en Puerto Bolívar, Guajira.

El presente trabajo es pertinente, oportuno y alineado con las tendencias mundiales. Para resaltar su actual pertinencia, basta mencionar que en junio 2 de 2014 el presidente de Estados Unidos Barack Obama presentó el “Air Clean Act” en el cual presenta una meta concreta para la reducción de emisiones de carbono en 17% de los niveles actuales, que debe cumplirse para el año 2030. El 21 de junio de 2014 el exsecretario del tesoro Henry Paulson (Republicano) presentó en el New York Times una columna de opinión, donde introduce la idea de un “Carbon Tax” o impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, también llamado carbono. En esta columna, Paulson muestra las bondades de dicho impuesto. Los beneficios consisten en que el sector privado aceleraría la implementación e innovación en tecnologías que permitan la generación con fuentes

renovables de energía. Esta reducción de emisiones está en línea con lo que Paulson describe como “actuar antes de que los problemas se vuelvan demasiado grandes para solucionar”. Paulson hace referencia a los costos que implicaría no actuar ya y dejar que el calentamiento global cause grandes desastres climáticos y sea irreversible.

El aporte de este trabajo consiste en que los modelos previamente desarrollados por Lemos y González, se actualizan y complementan al incorporar los costos variables ligados a las emisiones de CO2 en las plantas térmicas a carbón, térmicas a gas y adicionalmente se presentan nuevos cálculos de generación eólica a partir del último aerogenerador recientemente lanzado al mercado por el fabricante Alemán Nordex. La valoración de las emisiones, medidas en (ton de CO2/ MWh) provenientes de centrales térmicas, se hace por dos métodos. Primero se valora de acuerdo al instrumento “futuro EUA” (tranzado en la Unión Europea). Posteriormente las emisiones se valoran por el concepto teórico del Costo Social del Carbono (SCC) desarrollado para la Casa Blanca (Gobierno de los Estados Unidos); conforme a lo presentado en el capítulo referente a los “Mercados de CO2 o Carbono”.

## 5.1 Descripción general de las series de costos.

La valoración de proyectos de inversión cuenta con diferentes metodologías que permiten abordar el problema en un contexto de alta incertidumbre y volatilidad. Tradicionalmente, los inversionistas emplean como herramienta para optimizar sus rentabilidades, los flujos de caja descontados (FCD), “... como por ejemplo el valor presente neto (VPN), donde se proyectan los flujos que se espera obtener y se traen a valor presente con una tasa de descuento ajustada por el riesgo del proyecto” [29]. Ver Ecuación 5-1.

$$FCD = \frac{\sum_{i=1}^n FC_i}{(1+i)^n} = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{ingreso} - \text{egreso})_i}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 5-1}$$

En este caso, las variables que determinan la toma de decisión son: en primer lugar, los ingresos, los cuales están determinados por el precio de mercado del kWh generado en pesos colombianos (\$ o COP), que para el presente estudio es tomado como el precio de la energía en bolsa que obedece a la formación de precios en el MEM, asignado diariamente por XM. Este valor multiplicado por las cantidades diarias generadas, permite estimar el ingreso total diario para cada tecnología de generación. Ambas variables son consideradas estocásticas, ya que la incertidumbre al determinar la cantidad del insumo depende del comportamiento climático del país (Niveles de pluviosidad).

En segundo lugar, se destacan los egresos como una variable fundamental al momento de valorar un proyecto de inversión, en especial en el mercado energético. Esto se debe a que la estructura de costos financieros que enfrenta el generador es compleja, ya que depende de: el precio de los combustibles, los cuales son altamente volátiles por las condiciones de oferta, demanda y suministro de cada energético y además por la dependencia del clima.

En este contexto, es necesario construir una estructura de costos para cada una de las tecnologías, debido a sus particularidades individuales. Para ello, se tomó como referencia el documento Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia definido por la UPME [28] donde se presentan los costos de inversión, operación, mantenimiento, fijos, financieros, el costo de oportunidad (que equivale a la tasa esperada de retorno del inversionista) y los costos variables para plantas de generación estándar a partir de los diferentes recursos energéticos disponibles en el país. Los recursos energéticos considerados en el estudio son: hídrico, gas natural, carbón, eólico. La estructura de costos se construye en dólares y se

actualiza durante el periodo de estudio (2003-2013) con base en la inflación publicada por el DANE; mediante la TRM tomada del Banco de la Republica de Colombia se calcula su valor diario en pesos –COP-. La tasa de retorno considerada es de 12%, valor que mínimamente se le exige a los proyectos de generación eléctrica en Colombia [5].

## **5.2 Descripción general de los tres modelos desarrollados.**

El presente trabajo consiste en la aplicación de tres modelos, los cuales son:

- Modelo de cálculo de generación eólica diaria.
- Modelo de estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación mercado colombiano
- Modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia.

A continuación se describen estos modelos y el manejo de la información en cada uno de éstos.

### **5.2.1 Modelo de cálculo de generación eólica diaria.**

En este primer modelo se calcula la generación eólica horaria y el total diario generado, medido en kWh, para Puerto Bolívar en el departamento de la Guajira. Los datos con que se alimenta este modelo son la velocidad del viento cada hora, lo cual significa que se tienen 24 mediciones de velocidades para cada día. Las velocidades fueron medidas por un sensor a 10 metros sobre el nivel del mar y suministradas por la empresa Cerrejón, propietaria del puerto por donde exportan el carbón. Dicho puerto llamado Puerto Bolívar, está contiguo a la ubicación del parque eólico, llamado Jepírachi propiedad de EPM. La virtud de este modelo consiste en que permite calcular la capacidad total de generación para diferentes versiones de aerogeneradores, que se podrían instalar en dicha zona. La generación eólica (E) diaria calculada por este modelo se utiliza como dato o insumo en el siguiente modelo que calcula las series de costos para cada una de las tecnologías de generación térmica carbón, térmica gas, hidráulica y eólica -TC, TG, H y E-.

### **5.2.2 Descripción del modelo estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación.**

Los datos o insumos de este modelo son tres series diferentes. La primera serie de datos son los correspondientes a la generación eólica diaria, obtenidos del primer modelo. La segunda serie de datos corresponde a el Precio de Bolsa Promedio Aritmético TX1, que es el precio que se paga diariamente (por cada kWh generado -en \$ o COP-) a todos los agentes generadores en Colombia, ver Ecuación 5-10, independiente de su participación diaria o capacidad instalada en el SIN. La tercera serie de datos con que se alimenta el modelo, corresponde a las cantidades diarias generadas para cada tecnología, es decir las cantidades diarias totalizadas para TC, TG, H, los generadores menores (M), los cogeneradores (CO) y los generadores térmicos con combustibles líquidos (TL). A partir de la tercera serie de datos el modelo calcula las participaciones diarias en porcentaje (%) para cada tecnología, es decir la participación diaria para TC, TG, TL, M, CO, H y E. La segunda y tercera serie de datos

fueron suministrados por XM e incluyen la operación diaria desde el 31 de marzo de 2003 hasta el 31 de diciembre de 2013, el periodo de estudio está determinado por la disponibilidad de los datos. Con estas tres series de insumos o datos, el modelo calcula las series de costos para cada una de las tecnologías de generación en Colombia.

### **5.2.3 Descripción del modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia.**

Aplicando las teorías de Markowitz y Awerbuch previamente descritas, se hace el cálculo de los diferentes portafolios de generación en Colombia. Las series de datos que alimentan este modelo provienen de los resultados obtenidos del modelo de series de costos para cada una de las fuentes de generación relevantes, es decir TC, TG, H y E, se desprecian TL, CO y M. Se debe mencionar que los series de costos se cargan a partir del 01/01/2006 para el análisis del portafolio, ya que solo a partir de esta fecha se empezó a transar en el Intercontinental Exchange los instrumentos “futuros EUA”.

## **5.3 Metodologías para la valoración de los costos y participaciones de los diferentes recursos de generación.**

Las consideraciones expuestas por Lemos para valorar la generación de energía eléctrica en Colombia se conservan, al igual que las particularidades del mercado mayorista y los supuestos de la metodología implementada. La valoración de la generación de energía, es una estimación de los costos de generación eléctrica de acuerdo a cada tecnología de generación, bien sea térmica a gas TG, térmica a carbón TC, hidráulica H o eólica E. Las “Series de costos” incorporan el costo de oportunidad o tasa esperada de retorno del 12%, que se exige como rentabilidad mínima en proyectos de generación eléctrica. A continuación se presenta las ecuaciones que rigen el flujo de efectivo y la estructura de costos para cada una de las tecnologías relevantes evaluadas.

### **5.3.1 Metodología para calcular la generación eólica diaria.**

En el año 2013 la empresa Nordex lanzó comercialmente una nueva generación de aerogeneradores llamada Delta. Esos nuevos aerogeneradores son más eficientes que los de la generación previa llamada Gama -los aerogeneradores instalados a la fecha en Colombia son una tecnología anterior a esta-. Al estudiar la curva de potencia del nuevo aerogenerador, se observó que el incremento en eficiencia era muy significativo. A pesar de que no estaba contemplado dentro de los alcances iniciales, ni en los objetivos específicos del trabajo planteado, se decidió volver a correr todos los modelos para los nuevos aerogeneradores Delta. La idea de la nueva corrida era evidenciar la evolución tecnológica para la generación eólica, observar la incidencia en la serie de costos y en los portafolios. A continuación se presentan las ecuaciones del modelo de generación eólica diaria. A partir del perfil de Lysen, se calcula la velocidad del viento a la altura del rotor partiendo de la velocidad medida por el sensor a una altura de referencia de 10 metros sobre el nivel del mar. Ver Ecuación 5-2.

$$V(Z) = V(Z_r) * \frac{\ln\left(\frac{z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \quad \text{Ecuación} \quad 5-2$$

La curva de potencia para el aerogenerador N80-2500 está descrita por la ecuación

$$\text{Pot Gen (N80/2500)} = -3.2765V^3 + 97.361V^2 - 638.14V + 1248.7$$

**Ecuación 5-3**  
con una correlación  $R^2 = 0.9978$

La curva de potencia para el aerogenerador N117-3000 está descrita por la ecuación

$$\text{Pot Gen (N117/3000)} = -8.8699V^3 + 213.22V^2 - 1197.3V + 2015.2$$

**Ecuación 5-4**  
con una correlación  $R^2 = 0.9978$

Donde:

$V(Z_r)$ : Velocidad del viento medida a una altura de 10 m sobre el nivel del mar.

$Z_0$ : Constante de rugosidad del terreno, 0,3 m para el área de Puerto Bolivar.

$Z$ : Altura a la cual se quiere calcular la velocidad del viento. 60m para el aerogenerador N80/2500 y 120m para el aerogenerador N117/3000

$V(Z)$ : Velocidad del viento a la altura que se desea evaluar,  $V(60m)$  y  $V(120m)$ .

En la Figura 5-1 se aprecia claramente el incremento en eficiencia del aerogenerador N117/3000 en comparación con el anterior aerogenerador N80/2500, [30]. El N117/3000 empieza a generar con una velocidad del viento de 3m/s, mientras que el N80/2500 empieza a generar con una velocidad del viento de 4 m/s. El N117/3000 alcanza su potencia de salida máxima de 3000 KW, con una velocidad del viento de 12.5m/s; mientras que el N80/2500 alcanza su potencia máxima de salida de 2500 KW, con una velocidad del viento de 17m/s. En la Figura 5-2 se observa la Potencia que pueden entregar los aerogeneradores N80/2500 y N117/3000 a diferentes velocidades del viento y en todo su rango de operación.

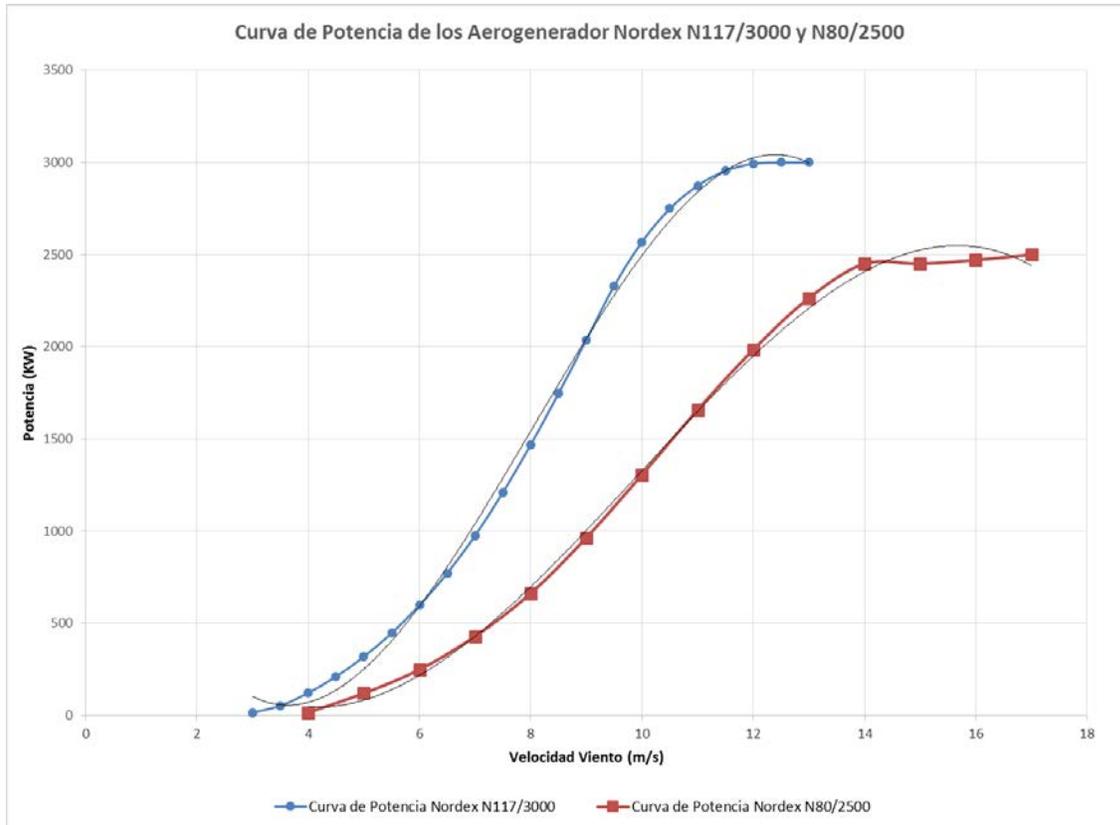


Figura 5-1 Curva de Potencia de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500, Fuente elaboración propia con datos extraídos de [30]

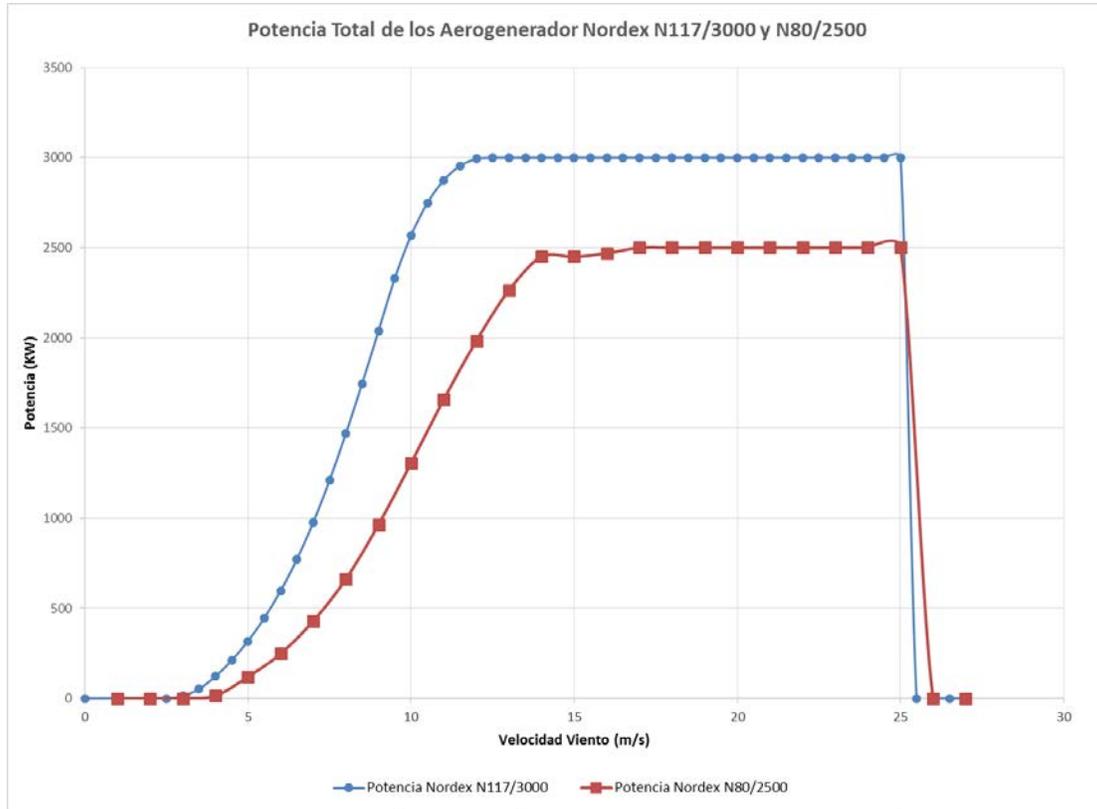


Figura 5-2 Potencia total de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500, Fuente elaboración propia con datos extraídos de [30]

### 5.3.2 Metodología para la valoración de recursos de generación eólica

La metodología utilizada para valorar los recursos de generación eólica (también se puede expresar como estimación de costos) es exactamente igual a la planteada por González en su trabajo de investigación. Es importante resaltar que en la generación de energía eólica en sus costos operativos no incluye costo de combustible ni implica emisiones de CO<sub>2</sub>. A continuación se presenta la Ecuación 5-5 mediante la cual se estiman los precios de generación eólica diarios.

$$C_i = VI_i + OMF_i + OMV_i \quad \text{Ecuación 5-5}$$

Donde:

$C_i$ : Costo del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$VI_i$ : Valor de la inversión del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$OMF_i$ : Costos fijos de operación y mantenimiento del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$OMV_i$ : Costos variables de operación y mantenimiento (sin incluir el energético, “AIRE”) del recurso de generación en el  $i$ -ésimo periodo; depende de la cantidad de energía generada (\$/kWh).

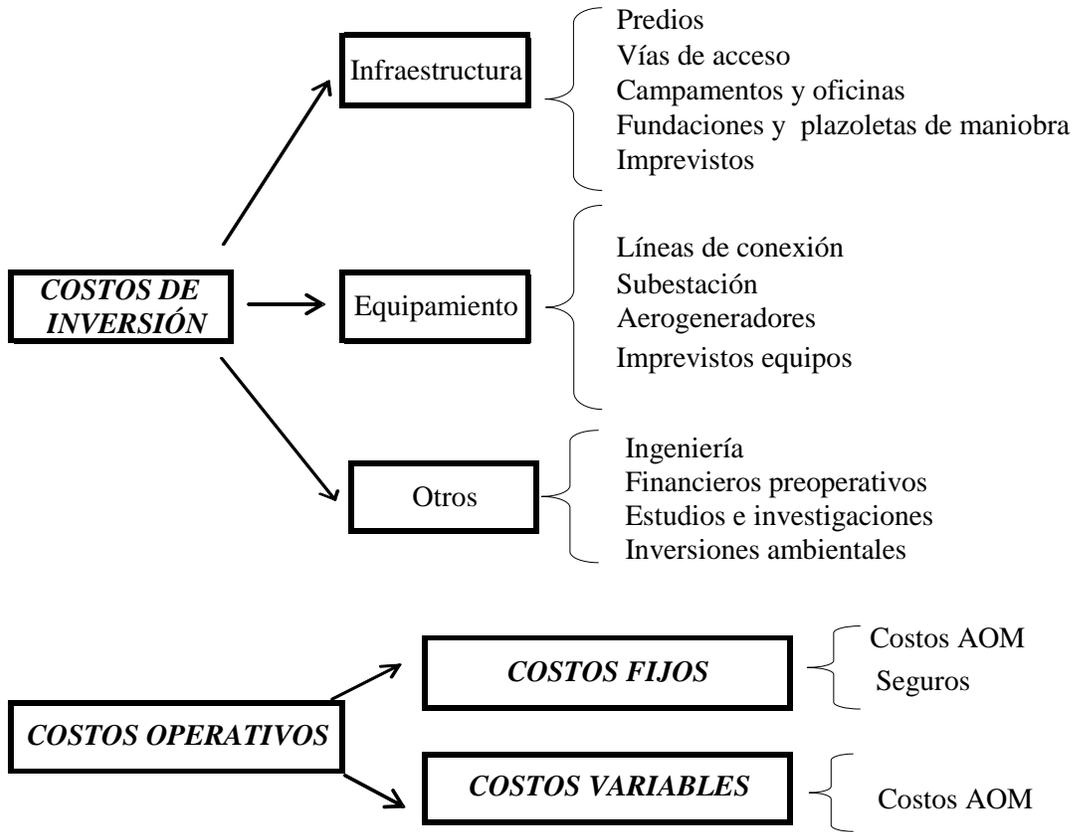


Figura 5-3 Esquema de costos para la generación eólica. Fuente [13]

Los valores representados en los costos de inversión se calcularon a partir de la metodología planteada en el estudio contratado por el MEM de Colombia a través de la [28]. Por otra parte, los costos operativos (fijos y variables) para este recurso fueron calculados mediante la interpolación de los datos del estudio [31] del ESMAP del Banco Mundial. En la Tabla 5-1 se presentan los costos modelados correspondientes a una planta teórica genérica que cuenta con 20 aerogeneradores Nordex N80/2500, dichos costos a su vez, corresponden al esquema presentado en la Figura 5-3. Se debe resaltar que el factor de planta es la razón (división) entre la energía real generada al año y la energía teórica que podría generar la planta si estuviera operando de forma continua y a la capacidad nominal durante todo el año. En otras palabras, el factor de planta es (Energía real generada al año / Energía máxima teórica generada con operación ininterrumpida al año). El factor de planta está asociado a cada tecnología de generación y a la disponibilidad del recurso energético, mientras mayor sea el porcentaje correspondiente al factor de planta en una tecnología específica, menores serán sus costos de generación. La generación eólica tiene factores de planta más bajos si se compara con los correspondientes de generación térmica o de generación hidráulica. En general a mayor porcentaje

de factor de planta, menor costo de operación, lo cual se verá reflejado posteriormente en la serie de costos correspondiente la generación eólica diaria.

**Tabla 5-1 Costos modelados para planta eólica N80-2500. Fuente adaptado [13]**

Parámetros	Unidades	Eólica
Potencia nominal	MW	50
Factor de Planta	%	33,9%
Horas al Año de operación	Hr	2.970
Energía Generada	MWh/año	148.482
Costo de Instalación	US\$	72.208.979
Costo de Financiación	US\$	9.667.250
Costos Fijos O&M	US\$	920.588
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$	359.656
Costo Total de Generación (sin combustible)	US\$	10.947.495
Overnight Costo de Inversión	US\$/kW	1.444,2
Costos Fijos O&M	US\$/kW	18,4
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$/kW	7,2
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	1.469,8
Costo de Financiación	cent U\$/kWh	6,51
Costos Fijos O&M	cent U\$/kWh	0,62
Costo Variable O&M (sin combustible)	cent U\$/kWh	0,24
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	0,074

### 5.3.3 Metodología para la valoración de recursos de generación térmica a gas (TG)

La serie de costos de los recursos térmicos de generación a gas TG se construyó partiendo de la fórmula planteada por Lemos [5], [12]. Esta fórmula se complementó agregando el término correspondiente al costo variable por emisiones de CO2. Ver Ecuación 5-6.

$$C_i = VI_i + OMF_i + OMV_i + Comb_i + CVeCO2_i \quad \text{Ecuación 5-6}$$

Donde:

$C_i$ : Costo del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$VI_i$ : Valor de la inversión del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$OMF_i$ : Costos fijos de operación y mantenimiento del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$OMV_i$ : Costos variables de operación y mantenimiento (sin incluir el combustible) del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$Comb_i$ : Costo del combustible del recurso de generación en el i-ésimo periodo (\$/kWh).

$CVeCO2_i$  : Costo variable por emisiones de CO2 en el i-ésimo periodo (\$/kWh), que depende de la cantidad de energía generada en (kWh)

Descripción de los supuestos y parámetros planteados.

- Los costos operativos y de inversión de los recursos térmicos se obtuvieron a partir de un estudio contratado por el MEM de Colombia. De acuerdo con [28] estos se reportan a pesos constantes para el año 2004. Por otra parte, se utilizaron las tasas anuales de inflación en Colombia (transformadas a diario) para encontrar los pesos corrientes de los costos durante el intervalo de estudio 2003 a 2013.
- Los costos de inversión de los recursos termoeléctricos se tradujeron en un valor anual utilizando una tasa de retorno del 12% y un periodo de retorno de 20 años. Este costo está considerado en la estructura de costos del modelo.
- El costo del gas natural como combustible se calculó utilizando el precio máximo de referencia definido por la CREG para los campos de la Guajira. Al precio de suministro se le adicionó el costo del transporte con el fin de obtener el valor total del combustible para los recursos termoeléctricos con gas natural.
- Utilizando la tasa representativa del mercado diaria se convirtieron cada de uno de los valores reportados en dólares a pesos colombianos.
- La disponibilidad de los recursos de generación térmicos, utilizada para calcular las horas reales de operación de cada planta al año, se estimó a partir del valor real de disponibilidad registrado para las plantas térmicas del SIN, reportado en el informe operativo del año 2013 [1]. Se incluyó en la Central térmicas, la entrada en operación de Flores IV de Celsia que entró en operación en 2012.

La Figura 5-4 presenta el comportamiento del costo con resolución semestral para el gas natural proveniente desde los campos de las Guajira comprado por el sector termoeléctrico, por semestres incluyendo los dos semestres del año 2013.

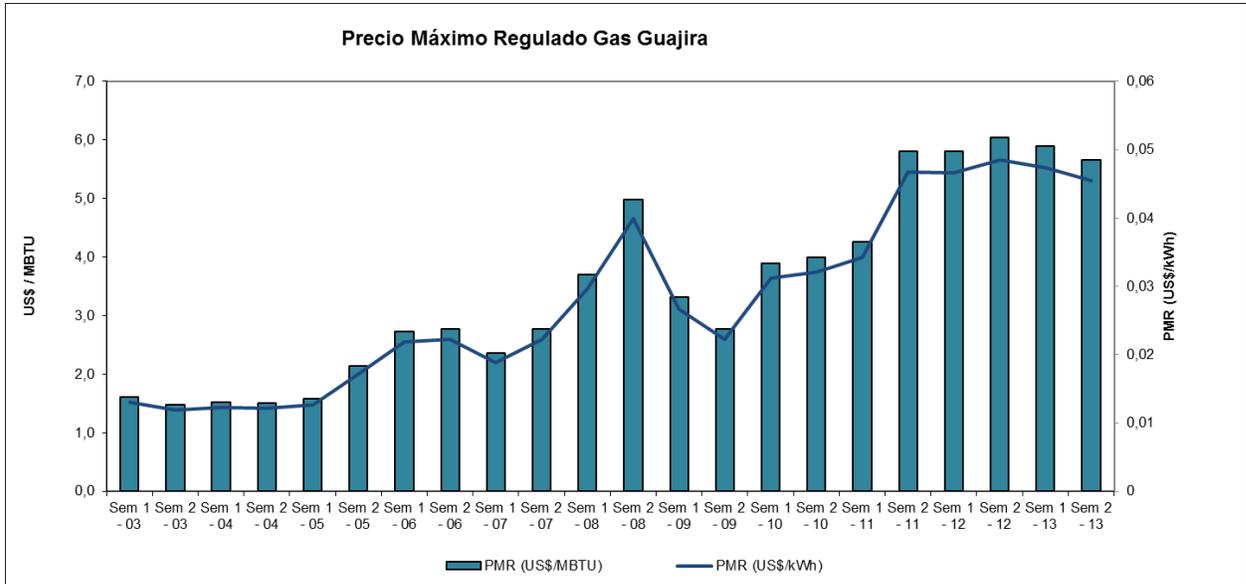
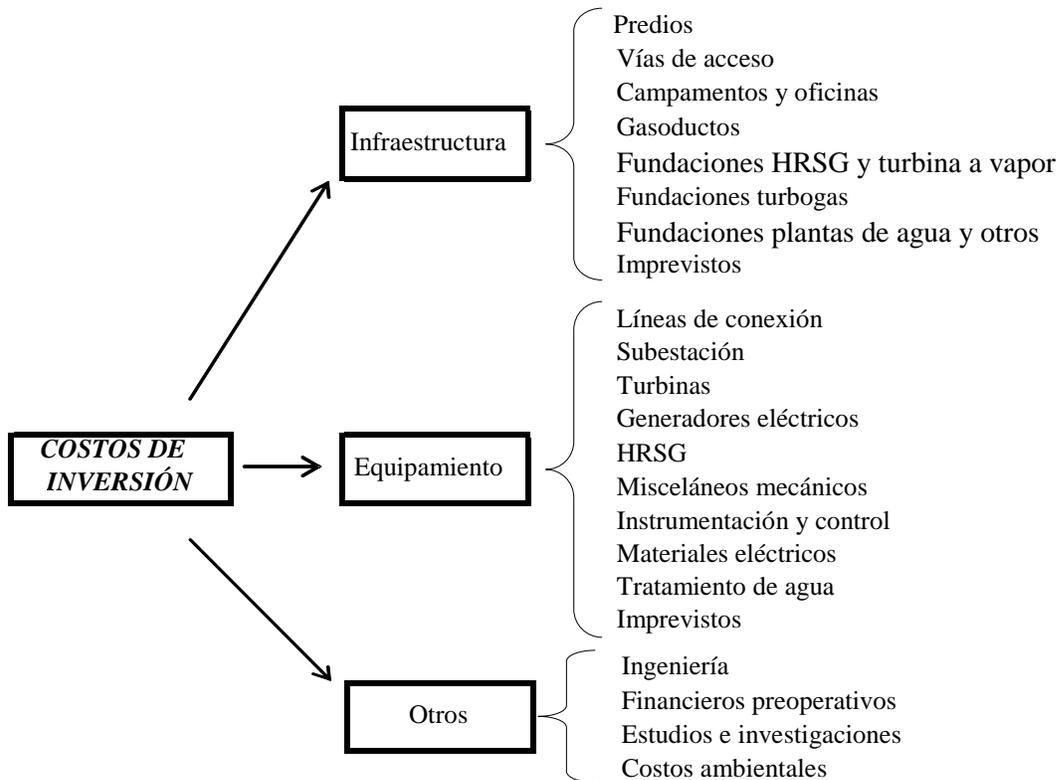


Figura 5-4 Precio máximo estimado gas Guajira, fuente [5] y actualizado a 2013

La Figura 5-5 permite entender y visualizar la estructura de costos definido por la (UPME, 2005) para plantas térmicas a gas, en este esquema se agrega -resaltado con verde- el costo variable por emisiones de CO2, el cual no fue considerado en dicho documento.



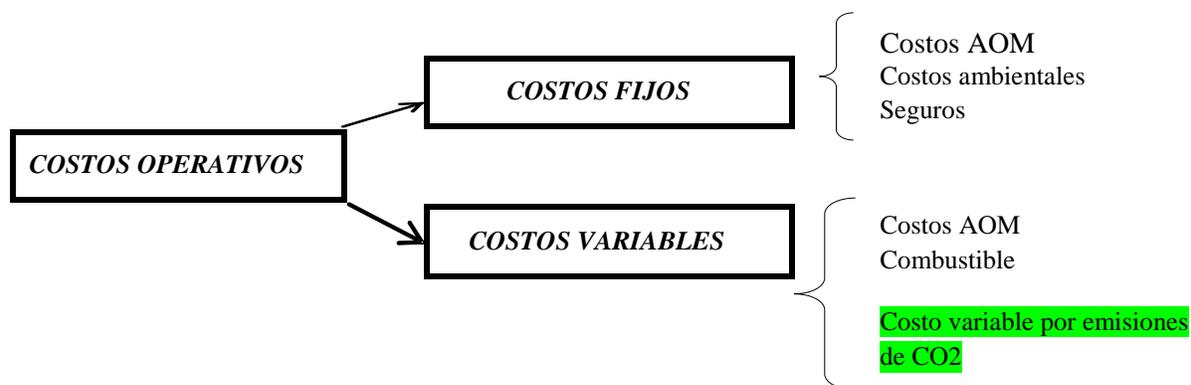


Figura 5-5 Esquema de estructura de costos para plantas térmicas a Gas (TG), adaptado de [5]

Los valores asociados a los costos presentados en el esquema de la Figura 5-5 se encuentran en la Tabla 5-2

Tabla 5-2 Costos modelados para planta térmica a gas natural, fuente propia.

Parámetros	Unidades	Gas Natural
Potencia nominal	MW	200
Factor de Planta	%	90,2%
Horas al Año de operación	Hr	7.902
Energía Generada	MWh/año	1.580.304
Costo de Instalación	US\$	188.538.846
Costo de Financiación	US\$	25.241.351
Costos Fijos O&M	US\$	3.583.885
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$	3.318.638
Costo Total de Generación (sin combustible)	US\$	32.143.874
Overnight Costo de Inversión	US\$/kW	942,7
Costos Fijos O&M	US\$/kW	17,9
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$/kW	16,6
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	977,2
Costo de Financiación	cent US\$/kWh	1,60
Costos Fijos O&M	cent US\$/kWh	0,23
Costo Variable O&M (sin combustible)	cent US\$/kWh	0,21
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	0,020

El valor del combustible fósil gas natural se estimó como la suma de:

- Costo de suministro: este valor se calculó como el Precio Máximo Regulado (PMR) establecido por la CREG para el gas natural proveniente de los campos de Ballena y de Chuchupa (en la actualidad, prácticamente todos los agentes termoeléctricos tienen contrato suscrito con esta fuente).
- Costo de transporte: la UPME proyecta el valor de transporte para cada uno de los agentes térmicos en función de la distancia entre la planta y el punto de entrada del gas natural al SNT.

El costo final, se obtuvo como el promedio ponderado por la capacidad nominal de generación de cada planta.

- En Colombia existen varias plantas térmicas a gas con diferentes tecnologías y capacidades. Este modelo es válido si se asimila la totalidad de la generación diaria TG a nivel nacional, como si se diera en varias plantas genéricas con características iguales a las presentadas en la Tabla 5-2.

Se debe recordar que en el periodo de análisis de este trabajo incluyó el año 2013 para todos los tipos de recursos, por lo tanto se actualizaron los datos de la tesis de González [13], quien los tenía hasta el año 2010 inclusive. Se incluyen años completos puesto que la estructura de costos es anualizada, por lo cual no se incluyeron los datos de los primeros cuatro meses de 2014.

### 5.3.4 Metodología para la valoración de los recursos de generación térmica a carbón (TC)

El esquema de costos de las centrales térmicas a carbón es muy similar al esquema de costos de las centrales térmicas a gas. La diferencia consiste en que se cambia el tipo de combustible fósil quemado, en lugar de gas se utiliza carbón. Por ende cargar en la estructura de costos el costo variable por emisiones de CO<sub>2</sub> es muy similar a como ya se hizo con las térmicas a gas. Se repite la Ecuación 5-6 pero en este caso estima la serie de costos para la generación en plantas térmicas a carbón TC.

Descripción de los supuestos y parámetros planteados, así:

- Se repiten los mismos supuestos comunes entre las térmicas a gas TG y las térmicas a carbón TC.
- El precio del carbón como combustible para el sector termoeléctrico se obtuvo a partir del Boletín estadístico de la UPME [27]. La Figura 5-6 muestra el comportamiento del costo promedio anual del carbón en Colombia durante los años 2003 a 2013. El costo del carbón tiene incorporado el costo del transporte y la entrega hasta la central térmica.

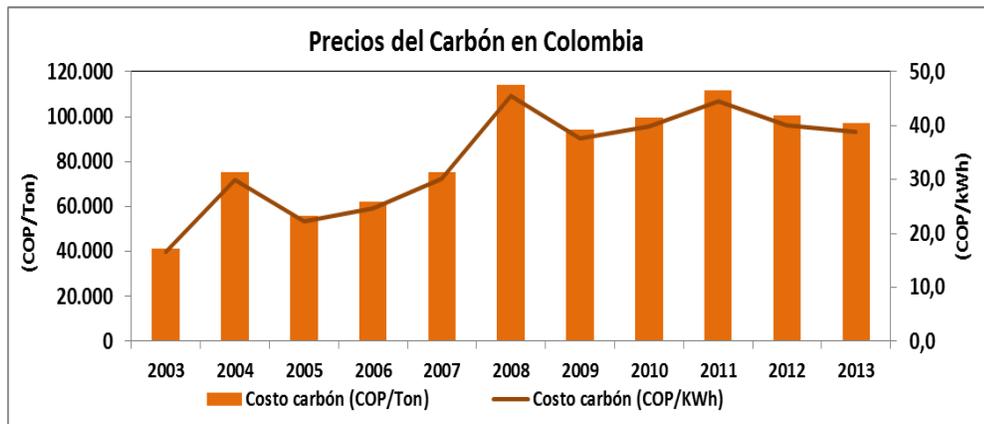
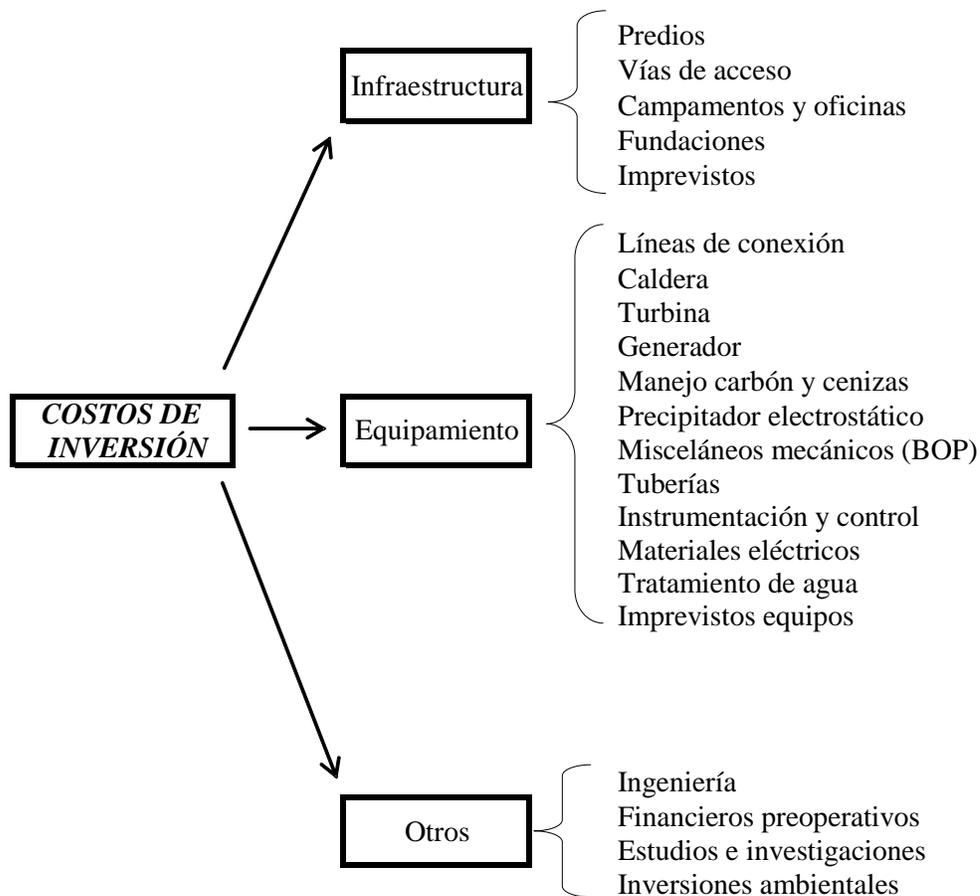


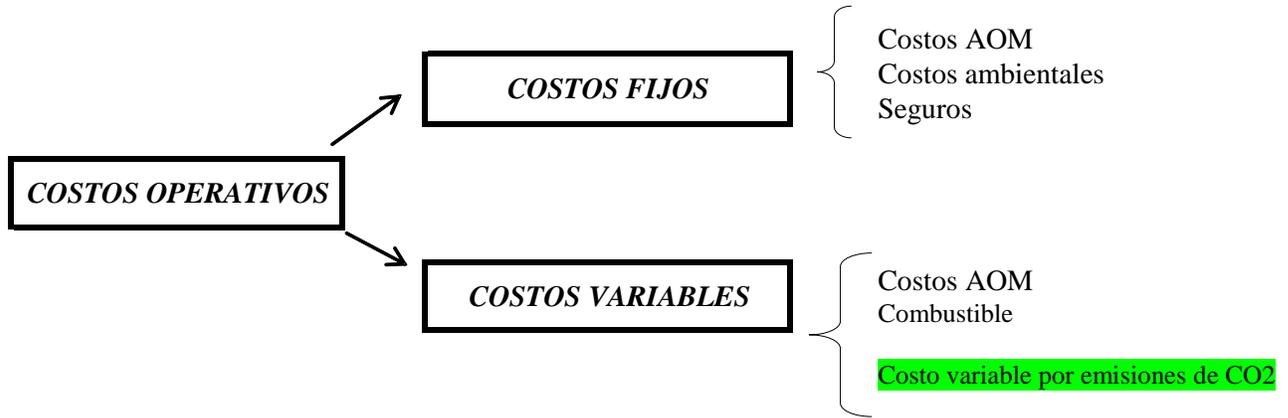
Figura 5-6 Costo estimado del carbón. Fuente adaptado de UPME [27]

*Nota.* El precio de 2013 fue ajustado con base en IPP sector minero.

En Colombia existen varias plantas térmicas a carbón con diferentes tecnologías y capacidades. Este modelo es válido si se asimila la totalidad de la generación diaria TC a nivel nacional, como si se diera en varias plantas genéricas con características iguales a las presentadas en la Tabla 5-3. Partiendo de los siguientes cálculos. Conocido el poder calórico de los carbones utilizados en las diferentes plantas, se realizan las conversiones correspondientes para hallar el costo promedio unitario del carbón para cada planta expresado en \$/kWh. Posteriormente, se calcula el promedio ponderado de la participación de las plantas térmicas a carbón y se multiplica por el costo promedio unitario del carbón mencionado anteriormente Figura 5-6, obteniendo como resultado los valores consignados en la Tabla 5-3.

La Figura 5-7 permite entender y visualizar la estructura de costos definido por la (UPME, 2005) para plantas térmicas a carbón TC, en este esquema se agrega el costo variable por emisiones de CO2, el cual no fue considerado en dicho documento.





**Figura 5-7 Esquema de costos para la generación con carbón. Fuente adaptado de Lemos [5]**

Los valores asociados a los costos presentados en el esquema de la Figura 5-7 se encuentran en la Tabla 5-3.

**Tabla 5-3 Costos modelados para plantas térmicas a carbón, Fuente: Adaptado (Lemos, 2011)**

Parámetros	Unidades	Carbón
Potencia nominal	MW	150
Factor de Planta	%	90,2%
Horas al Año de operación	Hr	7.902
Energía Generada	MWh/año	1.185.228
Costo de Instalación	US\$	202.182.222
Costo de Financiación	US\$	27.067.909
Costos Fijos O&M	US\$	7.270.241
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$	988.457
Costo Total de Generación (sin combustible)	US\$	35.326.607
Overnight Costo de Inversión	US\$/kW	1.347,9
Costos Fijos O&M	US\$/kW	48,5
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$/kW	6,6
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	1.402,9
Costo de Financiación	cent U\$/kWh	2,28
Costos Fijos O&M	cent U\$/kWh	0,61
Costo Variable O&M (sin combustible)	cent U\$/kWh	0,08
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	0,030

Los valores asociados a cada uno de estos costos, se obtuvieron a partir de un estudio contratado por el MEM de Colombia a través de la UPME [28], ajustados teniendo como parámetro de referencia los datos del Energy Sector Management Assistance Program, ESMAP [31].

### 5.3.5 Cálculo del costo variable por emisiones de CO2 para plantas térmicas a gas TG y térmicas a carbón TC.

El aporte de este trabajo consiste en la forma como se calcula el costo variable para las emisiones de CO2, el cual luego es agregado a las estructuras de costos desarrolladas por Lemos para plantas térmicas TG y TC. A continuación se explica este método paso a paso.

- Inicialmente se descarga del Intercontinental Exchange el precio de cierre de los contratos de futuros tranzados desde enero de 2006 para el instrumento futuro EUA. Se calcula el precio promedio para todos los contratos negociados cada día en Euros (EUR). Se convierte el precio de los EUA a dólares (USD).
- La Casa Blanca publica valores asociados al SCC desde el 2010 y los proyecta hasta el año 2050 inclusive. La valoración inicia en 2010 con un costo de 32 USD por ton de CO2 emitida, mientras que para 2014 dicho costo se ha incrementado a 36 USD por tonelada de CO2 emitida. En esta investigación se extrapolaron valores para obtener el precio de los SCC para los años 2006, 2007, 2008 y 2009, con el fin de obtener datos para el periodo en el que se estiman los portafolios. El cálculo de los SCC desde 2006 y hasta 2013 se hizo con el ánimo de hacer el ejercicio académico desde el mismo año que los EUA se comenzaron a tranzar y así poder establecer comparaciones entre ambos, ver Tabla 3-1. El valor del SCC es constante para cada año.
- Otro elemento importante a tener en cuenta es el factor de emisión (Ef) que depende del tipo de combustible quemado y es el cual permite determinar de manera muy aproximada el número de toneladas emitidas de acuerdo a la cantidad de MWh generados por cada central. A continuación se presentan el factor de emisión del carbón y el factor de emisión del gas. Como se puede apreciar el factor de emisión del gas es aproximadamente 0.5 veces el factor de emisión del carbón. Claramente se puede apreciar que en términos de emisiones, las plantas a gas son menos contaminantes que las plantas a carbón [32].

Factor de emisión del carbón:

**Efc: 1,0897 (ton CO2 emitidas/ MWh)**

Factor de emisión del gas:

**Efg: 0,5522 (ton CO2 emitidas/ MWh)**

- El factor de emisión del carbón sale del promedio de los factores de emisión para cada planta que en Colombia quema carbón. De igual manera el factor de emisión del gas sale del promedio de los factores de emisión de cada planta generadora que queme gas, [32].
- **El cargo por contaminar se calcula así:** Con la cantidad de energía generada a diario en MWh se multiplica por el respectivo factor de emisión (Ef) y se obtiene la cantidad de toneladas emitidas de CO2 diariamente para cada recurso de generación, bien sea térmico a gas TG o térmico a carbón TC. Por cada tonelada de CO2 emitida se debe comprar un EUA o un SCC. El costo variable por contaminar se determina

multiplicando el número de toneladas emitidas por el precio de los SCC en USD, o por el precio de los EUA en USD.

$$\text{ton CO}_2 \text{ emitidas} = MWh_{gen} * Ef \quad \text{Ecuación 5-7}$$

$$CVeCO2_i = (\text{ton CO}_2 \text{ emitidas}) * EUA \text{ (USD)} \quad \text{Ecuación 5-8}$$

$$CVeCO2_i = (\text{ton CO}_2 \text{ emitidas}) * SCC \text{ (USD)} \quad \text{Ecuación 5-9}$$

- En las centrales de generación térmica, los costos variables (CV) por emisiones de CO2 están directamente ligados al tipo de combustible y la cantidad de Megas (MWh) generadas en cada planta. Los costos variables incluidos en esta estructura, son considerados inicialmente sin consumo de combustible. Luego los costos por emisiones de CO2 solo se incluirán como una columna adicional, al momento de cargar los costos relacionados con el consumo de combustible.

### 5.3.6 Metodología para la valoración de recursos de generación hidráulica

La metodología para valorar los recursos de generación hidráulica es muy similar a la desarrollada por Lemos -en la cual hizo su aporte para valorar el precio del energético agua-, la cual consistió en definir el Precio de Bolsa ( $P_{Bi}$ ) como el resultado del promedio ponderado de los costos calculados para todas las tecnologías, siendo el factor de ponderación la participación de cada tecnología en la generación diaria. Bajo este supuesto, conociéndose el precio de bolsa  $P_{Bi}$  la única incógnita que quedaría, sería el costo de generación hidroeléctrica  $C_{Hi}$ , esta incógnita se despeja entonces de la ecuación de ponderaciones.

González redefinió esta ecuación al incluir el término correspondiente al producto (del costo eólico diario  $C_E$  multiplicado por la participación eólica diaria  $Part_E$ ) en la Ecuación 5-10, del trabajo de investigación, de igual forma se despejó la incógnita  $C_{Hi}$ .

$$P_{Bi} = C_H * Part_H + C_{TC} * Part_{TC} + C_{TG} * Part_{TG} + C_{TL} * Part_{TL} + C_M * Part_M + C_{CO} * Part_{CO} + C_E * Part_E$$

#### Ecuación 5-10

$$C_{Hi} = \frac{(P_{Bi} - C_{TC} * Part_{TC} - C_{TG} * Part_{TG} - C_{TL} * Part_{TL} - C_M * Part_M - C_{CO} * Part_{CO} - C_E * Part_E)}{Part_H}$$

#### Ecuación 5-11

Dónde:

$P_{Bi}$  : Promedio aritmético del precio de bolsa obtenido para cada día a partir de la liquidación tx1 realizada por XM como Administrador del Mercado de Energía Mayorista [33]. La Ecuación 5-10 es requerida para poder despejar el término  $C_{Hi}$  en la Ecuación 5-11 (que es el aporte de Lemos) mediante la cual se puede “valorar el costo del energético agua”.

$C_i$  : Costo de cada uno de los diferentes tipos de generación.

$Part_i$  : Participación diaria de cada uno de los recursos de generación en el despacho, calculada a partir de la generación real [33].

Al observar los resultados arrojados por el modelo del cálculo de la serie de costos correspondiente a la generación hidráulica, se notó una volatilidad superior a la que realmente mostraba el mercado. En los días de mayor volatilidad se observó que el costo de generación hidráulica  $C_{Hi}$  calculado por el modelo, era mayor que el precio de bolsa  $P_{Bi}$  pagado ese día a todos los generadores, lo cual era ilógico puesto que en este modelo se asume que las plantas hidráulicas serán las que cubran el resto de la demanda que las otras plantas no pudieron cubrir, o sea que las plantas hidráulicas representarían la volatilidad del mercado. Esta inconsistencia del modelo, se corrigió agregándole un condicional a la Ecuación 5-11 . A continuación se presenta el condicional agregado, conservando la notación que maneja Excel.

$$= Si((C_{Hi} \leq P_{Bi}); C_{Hi}; P_{Bi})$$

Este condicional hace que el modelo interprete mejor las señales de precios diarias, disminuyendo la volatilidad para la serie de costos hidráulica  $C_{Hi}$  , lo cual a su vez se verá reflejado en el modelo de los portafolios para los activos de generación eléctrica. En la Tabla 5-4 se presentan las convenciones utilizada para cada uno de los tipos de recursos de generación.

**Tabla 5-4 Notación utilizada para cada uno de los recursos de generación. Fuente adaptado de [13]**

Símbolo	Tipo de Recurso
H	Hidráulica
TC	Térmica con Carbón
TG	Térmica con Gas
T	Térmica con Líquidos
M	Plantas Menores
CO	Cogeneradores
E	Eólica

El cálculo de los diferentes parámetros que involucran la Ecuación 5-11, se realizó con base en lo siguiente:

- Se utilizaron las series de costos calculadas en los apartados anteriores para los recursos térmicos a gas natural, a carbón y el eólico.
- El costo de las plantas menores y de los cogeneradores se consideró igual al promedio del precio de bolsa ya que estos agentes como tal son tomadores de precio dentro del Mercado de Energía Mayorista colombiano.
- El costo de la generación térmica con líquidos se consideró igual al precio de escasez para este mes, partiendo del supuesto que este tipo de generación sólo participa en el despacho bajo condiciones de críticas de reserva de potencia.

Bajo esta metodología, la volatilidad del precio de bolsa se explica a partir de las variaciones que experimentan las series de costos de los diferentes recursos de generación. Para el caso de los recursos termoeléctricos, esta volatilidad proviene principalmente de los cambios en los precios de los combustibles. Una vez se carga el costo variable asociado a las emisiones de CO<sub>2</sub> para las centrales térmicas, se introduce un elemento adicional de volatilidad en sus respectivas series de precios, dicha volatilidad adicional se deriva de la volatilidad propia del instrumento “futuro EUA”, mientras que el “concepto SCC” no agrega volatilidad. De igual manera, para la generación hidráulica y la eólica, la variabilidad es debida fundamentalmente a los cambios en los factores climáticos -meses de altas y de bajas precipitaciones-.

Finalmente, todos los recursos estarán expuestos de una u otra forma a las variaciones que experimenten la tasa de inflación y la tasa cambiaria.

## 5.4 Modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia

El rendimiento esperado de los recursos de generación se calcula como el inverso del promedio de la serie de costos, o sea (1 / Costo de generación) para cada uno de los recursos involucrados, para Colombia (H, TC, TG y E) según Awerbuch [3].

Así mismo, el riesgo asociado a cada uno de los recursos se obtiene calculando la varianza de su respectiva serie de costos, mientras las interacciones conjuntas se obtuvieron haciendo uso de la covarianza entre las diferentes series.

De acuerdo con Lemos [5], [12], mediante el uso de algoritmos matemáticos se resuelve repetidamente el siguiente problema de optimización para obtener la frontera eficiente del portafolio.

Mediante el uso de la funcionalidad del Microsoft Solver Excel TM se resuelve repetidamente el siguiente problema de programación cuadrática, para obtener la frontera eficiente del portafolio. Se seleccionó la herramienta Microsoft Excel TM y el lenguaje Visual Basic que viene anexo a éste. Esta es la herramienta más comúnmente utilizada en sectores académicos e inclusive por profesionales financieros para graficar y obtener la frontera eficiente de portafolios de inversión, satisfaciendo plenamente las necesidades de cálculo. Cabe mencionar que la herramienta Microsoft Solver Excel TM fue la utilizada por Awerbuch para obtener la frontera eficiente de los diferentes portafolios de generación eléctrica presentados en su trabajo publicado en 2003. Un portafolio de inversión se puede expresar según Mascareñas [7] en la siguiente ecuación:

$$\min \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij} \quad \text{Ecuación 5-12}$$

$$R_p = \sum_{i=1}^n X_i R_i$$

$$\sum X = 1, \text{ Para todo } 0 \leq X \leq 1$$

Dónde:

- $X_i$ : Vector de participaciones de los recursos de generación dentro del portafolio.
- $R_i$ : Vector de rendimiento esperado de los recursos de generación, expresado como (1 / Costo de generación)
- $R_p$ : Rendimiento esperado del portafolio.
- $\sigma_{ij}$ : Matriz de covarianza.
- $\sigma_p^2$ : Varianza del portafolio.

Cada una de las soluciones encontradas al problema constituye uno de los puntos de la frontera eficiente que se desea calcular.

Obtenidas las series de costos para los diferentes recursos o activos de generación eléctrica, e incluyendo la serie de precios correspondiente precio de bolsa  $P_{Bi}$  pagado ese diariamente a todos los generadores, se determinan sus retornos expresados como el inverso de los costos diarios de generación de acuerdo a Awerbuch [3]. También se pueden calcular las correlaciones y covarianzas lo cual permite observar el grado de interacción entre las series.

Con la anterior información se calculan las fronteras eficientes de los conjuntos de activos de generación o recursos a partir de la aplicación de la teoría de portafolios.

Los conjuntos de portafolios propuestos a calcular para la planta eólica teórica compuesta por aerogeneradores N80/2500, son:

- Generación hidráulica, térmica a carbón, térmica a gas y eólica (H, TC, TG y E) sin considerar el costo variable por emisiones de CO2 para las plantas TC y TG.
- Generación hidráulica, térmica a carbón, térmica a gas y eólica (H, TC, TG y E) considerando el costo variable por emisiones de CO2 para las plantas TC y TG, el cual es valorado mediante el instrumento “futuro EUA”.
- Generación hidráulica, térmica a carbón, térmica a gas y eólica (H, TC, TG y E) considerando el costo variable por emisiones de CO2 para las plantas TC y TG, el cual es valorado mediante el “concepto SCC”.

Se repite el proceso de calcular los mismos portafolios anteriores pero esta vez para la planta eólica teórica compuesta por aerogeneradores N117/3000.

En este capítulo se hizo la presentación matemática de los modelos que soportan este trabajo. De igual manera, se hizo la descripción y explicación de los mismos. En el siguiente capítulo se presenta y analiza inicialmente los resultados para el modelo estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación. Posteriormente se presentan y analiza los resultados del modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia.

## 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En la primera parte de este capítulo se presentan y analizan los resultados correspondientes al modelo de estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación. Se presentan tres series de costos desarrolladas con una planta eólica genérica compuesta por 20 Aerogeneradores N80/2500. Se vuelve a presentar las mismas tres series de costos desarrolladas esta vez para una planta eólica genérica compuesta por 20 aerogeneradores de última tecnología N117/3000. En la segunda parte del capítulo se presentan los portafolios correspondientes a cada una de las series de costos presentadas inicialmente, es decir primero se presentan los portafolios correspondientes a la planta eólica genérica compuesta por aerogeneradores N80/2500 y posteriormente se presentan los portafolios correspondientes a una planta eólica genérica compuesta por aerogeneradores N117/3000, Nordex [30].

### 6.1 Características de la planta eólica genérica compuesta por 20 aerogeneradores N117/3000.

Al observar la Figura 5-1, de manera intuitiva se infiere que el aerogenerador N117/3000 tiene una mayor eficiencia que el de tecnología descontinuada N80/2500. Con el ánimo de comprobar este incremento en la eficiencia se corren de nuevo todos los modelos descritos previamente.

**Tabla 6-1 Costos modelados para la planta eólica N117/3000. Fuente elaboración propia**

Parámetros	Unidades	Eólica
Potencia nominal	MW	60
Factor de Planta	%	58,5%
Horas al Año de operación	Hr	5.125
Energía Generada	MWh/año	307.476
Costo de Instalación	US\$	85.412.892
Costo de Financiación	US\$	11.434.974
Costos Fijos O&M	US\$	1.875.604
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$	731.110
Costo Total de Generación (sin combustible)	US\$	14.041.687
Overnight Costo de Inversión	US\$/kW	1.423,5
Costos Fijos O&M	US\$/kW	31,3
Costo Variable O&M (sin combustible)	US\$/kW	12,2
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	1.467,0
Costo de Financiación	cent U\$/kWh	3,72
Costos Fijos O&M	cent U\$/kWh	0,61
Costo Variable O&M (sin combustible)	cent U\$/kWh	0,24
Costo Total de Generación (sin combustible)	US/kWh	0,046

De la Tabla 6-1 se observa que el factor de planta del N117/3000 se aumentó sustancialmente desde 33.9% (que tenía el viejo aerogenerador N80/2500) hasta 58.5%, lo cual implica una incremento en el número de horas anuales de operación es de 24.6%. Este incremento en el factor de planta, implica una disminución sustancial en los costos variables de generación, lo cual se debe evidenciar en las series de costos.

## 6.2 Resultados estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación, con aerogeneradores N80/2500.

Este modelo estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación se corre tres veces. La primera corrida o simulación corresponde a los costos para cada tecnología sin considerar el costo variable por contaminar, o por las emisiones de CO2 para las centrales TC y TG. La segunda corrida o simulación se hace incorporando el costo variable por contaminar, para las emisiones de CO2 en las centrales TC y TG, haciendo uso del instrumento “futuro EUA” para valorar el costo de las emisiones. La tercera corrida o simulación se hace incorporando el costo variable por contaminar, o para las emisiones de CO2 en las centrales TC y TG, haciendo uso del “concepto SCC” para valorar el costo de las emisiones. Dado que la participación de la generación TL y CO hasta el año 2012 son minoritarias, estas se desprecian y no se calculan sus correspondientes costos por emisiones de CO2. Las tecnologías de generación H, E y M no emiten CO2 durante su operación, luego para estas no se calcula el costo variable por contaminar por ser inexistente.

### 6.2.1 Simulación uno, sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.

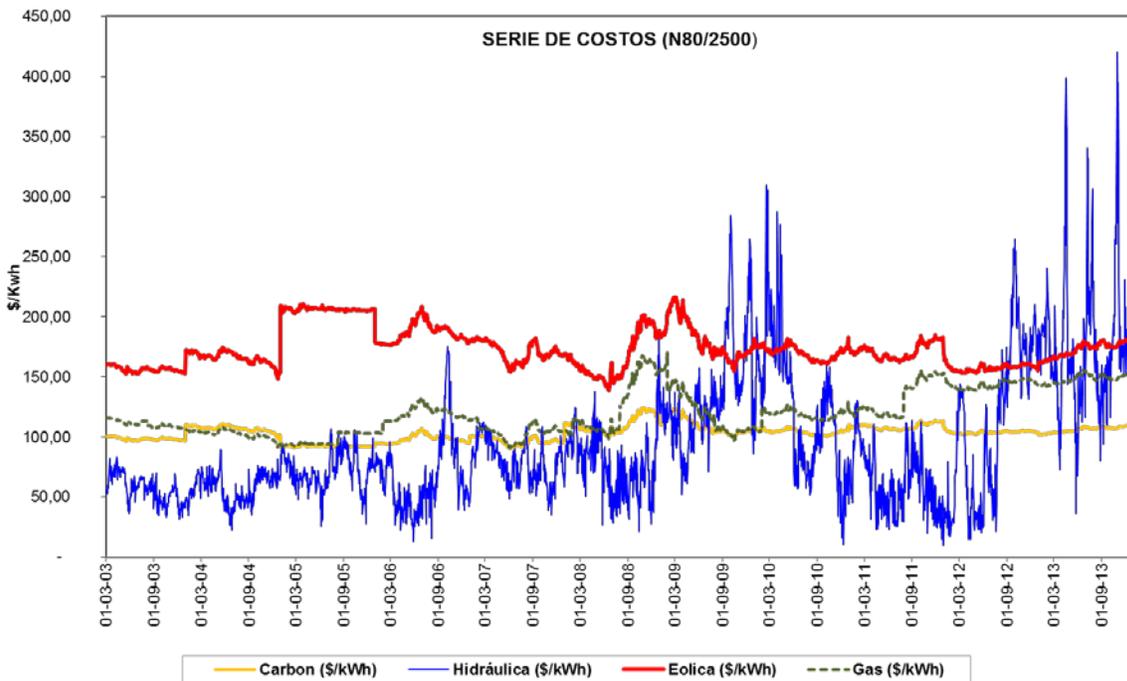


Figura 6-1 Serie de Costos (N80/2500) sin considerar costo variable por emisiones de CO2.  
Fuente elaboración propia

En la Figura 6-1 se aprecia una alta volatilidad para la serie de costos correspondiente a la generación hidráulica (H), dicha volatilidad se explica por fenómenos climatológicos, períodos de altas y bajas precipitaciones. En la serie de costos correspondiente a las centrales térmicas a carbón (TC) se observa una baja volatilidad debida principalmente a que el precio de compra de la tonelada del combustible carbón ha permanecido muy estable durante el período de estudio. En la serie de costos correspondiente a las centrales térmicas a gas (TG) se observa una volatilidad media asociada a la variación semestral en el precio de compra del combustible gas durante el período de estudio. En general se puede afirmar que el costo total de la generación a carbón TC es inferior al costo total de la generación a gas TG. En la serie de costos correspondiente a la generación eólica (E) se observan costos altos de generación y una volatilidad media asociada a la variación mensual de los promedios de velocidad de los vientos en la zona de Puerto Bolívar, departamento de la Guajira. Los altos costos de la generación eólica se explican por el bajo factor de planta de 33.9% de los aerogeneradores N80/2500, puesto que a menor factor de planta, mayor costo de generación.

### 6.2.2 Simulación dos, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”

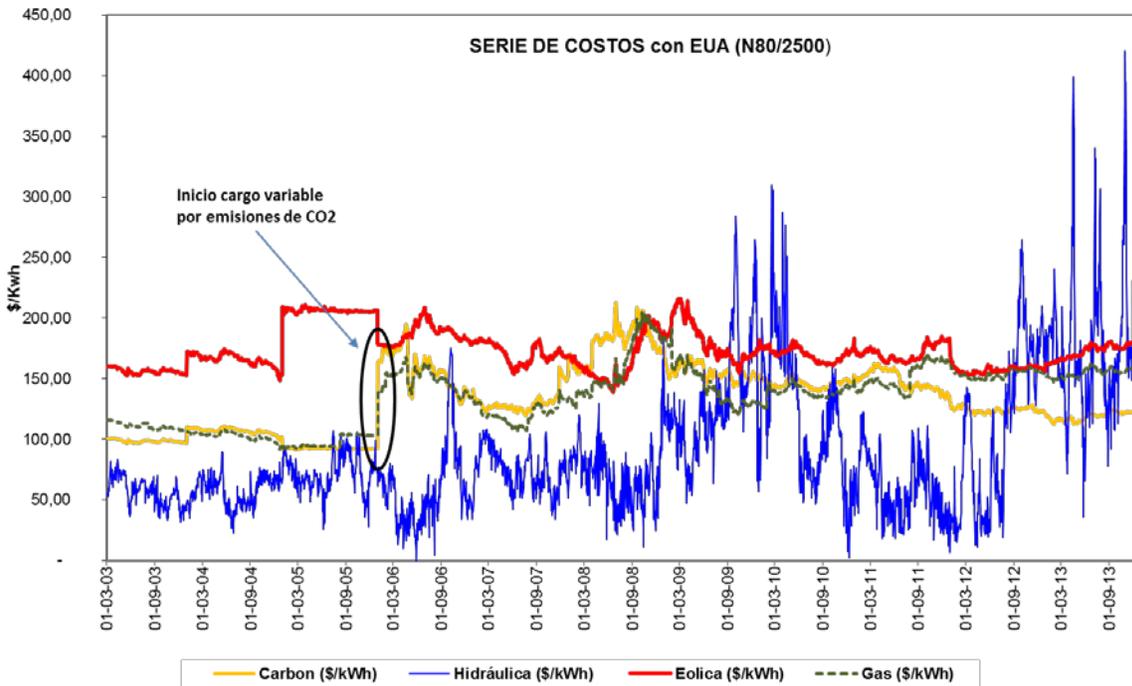


Figura 6-2 Serie de Costos (N80/2500) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento "futuro EUA". Fuente elaboración propia

El análisis de la Figura 6-2 es igual para las series hidráulica (H) y eólica (E) que el presentado en la Figura 6-1, mientras que si se presentan diferencias significativas en las series de costos de las centrales térmicas. Se observa un dramático incremento en los costos de generación de las centrales térmicas a gas (TG) y térmicas a carbón (TC) a partir del

01/01/2006 una vez se empieza a cargar el costo variable por emisiones de CO2, dado que se empiezan a transar en Europa los instrumentos “futuros EUA”. Los costos de la generación térmica a gas TG pasan a ser menores comparados con los costos de la generación térmica a carbón TC, lo cual se explica porque el factor de emisión (Ef) del gas es aproximadamente 0.5 veces el factor de emisión (Ef) del carbón. En otras palabras, mediante la generación térmica a gas se emite la mitad de toneladas de CO2 al compararse con la generación térmica a carbón, asumiendo que ambas tecnologías TG y TC generan la misma cantidad de energía por día. Lo anterior implica que en una central térmica a carbón el costo variable por emisiones de CO2 es aproximadamente el doble que el costo variable por emisiones de CO2 asumido por una central térmica a gas. Adicionalmente se debe resaltar el dramático incremento en la volatilidad que se observa en las series de precios TG y TC. Dicho incremento en la volatilidad se debe principalmente a la volatilidad propia (Asociada a su vez a las leyes de oferta y demanda) del instrumento “futuro EUA” que se transa a diario en el mercado de emisiones Europeo, ver Figura 3-1. La volatilidad es tan significativa que inclusive durante el período de 2011 a 2013 la generación TC vuelve a ser más barata comparada con la generación TG.

### 6.2.3 Simulación tres, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”

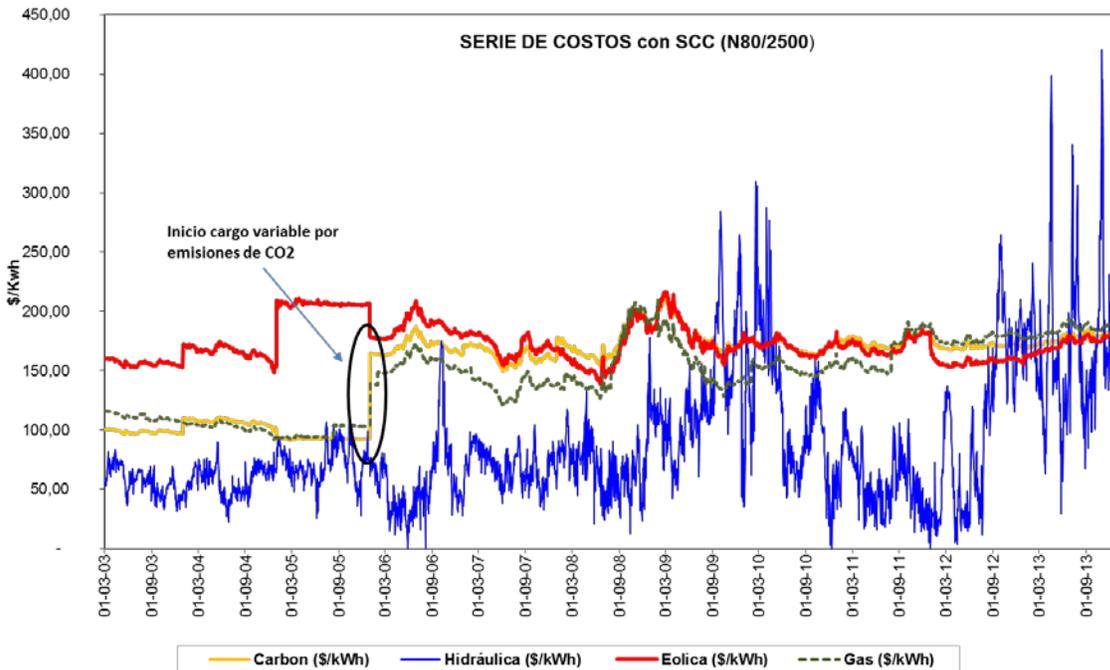


Figura 6-3 Serie de Costos (N80/2500) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el "concepto SCC". Fuente elaboración propia.

El análisis de la Figura 6-3 es igual para las series hidráulica (H) y eólica (E) que el presentado en la Figura 6-1, mientras que si se presentan diferencias significativas en las series de costos de las centrales térmicas. Se observa un dramático incremento en los costos de generación de las centrales térmicas a gas (TG) y térmicas a carbón (TC) a partir del 01/01/2006 una vez se empieza a cargar el costo variable por emisiones de CO<sub>2</sub>, valoradas en esta ocasión mediante el “concepto SCC”. Los costos de la generación térmica a gas TG pasan a ser menores comparados con los costos de la generación térmica a carbón TC, lo cual se explica porque el factor de emisión (Ef) del gas es aproximadamente 0.5 veces el factor de emisión (Ef) del carbón. En otras palabras, mediante la generación térmica a gas se emite la mitad de toneladas de CO<sub>2</sub> al compararse con la generación térmica a carbón, asumiendo que ambas tecnologías TG y TC generan la misma cantidad de energía por día. Lo anterior implica que en una central térmica a carbón el costo variable por emisiones de CO<sub>2</sub> es aproximadamente el doble que el costo variable por emisiones de CO<sub>2</sub> asumido por una central térmica a gas. Adicionalmente se debe resaltar que la volatilidad de ambas series TG y TC disminuye en comparación con los correspondientes resultados presentados en la Figura 6-2. Dicho disminución en la volatilidad se debe principalmente a que el concepto SCC -Que por ser un concepto teórico no se transa a diario, como si fuese un instrumento financiero- tiene precios constantes anuales y solo se incrementan en un dólar por año. La volatilidad media en la serie TG solo está asociada a la variabilidad en los precios de compra semestrales del combustible gas.

### **6.3 Resultados estimación de costos y participaciones de las tecnologías de generación, con aerogeneradores N117/3000.**

Se vuelven a presentar las mismas tres simulaciones de los numerales anteriores pero esta vez con la nueva planta eólica genérica compuesta por 20 aerogeneradores N117/3000. El análisis de los tres escenarios es exactamente igual para las series de costos de generación Hidráulica (H), de generación térmicas a gas (TG) y de generación térmica a carbón (TC); la diferencia radica en la generación eólica. Al comparar respectivamente la Figura 6-1, la Figura 6-2 y la Figura 6-3 con la Figura 6-4, la Figura 6-5 y la Figura 6-6 se observa claramente una significativa disminución en los costos de generación eólica (E) diaria. Esta disminución en los costos de generación eólica diaria hace que dicha tecnología se empiece a ver competitiva a los ojos de los inversionistas frente a la generación térmica a gas (TG) y generación térmica a carbón (TC); máxime si se consideran los costos variables asociados a las emisiones de CO<sub>2</sub> en las centrales térmicas. La disminución en los costos de generación eólica diaria (E) para una planta genérica compuesta por 20 aerogeneradores N117/3000 comparados con los costos de una planta genérica compuesta por 20 aerogeneradores N80/2500, se debe al incremento en el factor de planta. El factor de planta para los N80/2500 estaba en 33.9% mientras que el factor de planta para los nuevos N117/3000 pasa a 58.5%. Este incremento de 24.6% es el que explica la significativa caída en los costos de generación eólica (E) diaria, desde un promedio \$ 172 el kWh hasta un promedio de \$ 101.5 el kWh; lo cual la hace muy competitiva

- Simulación uno, sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.

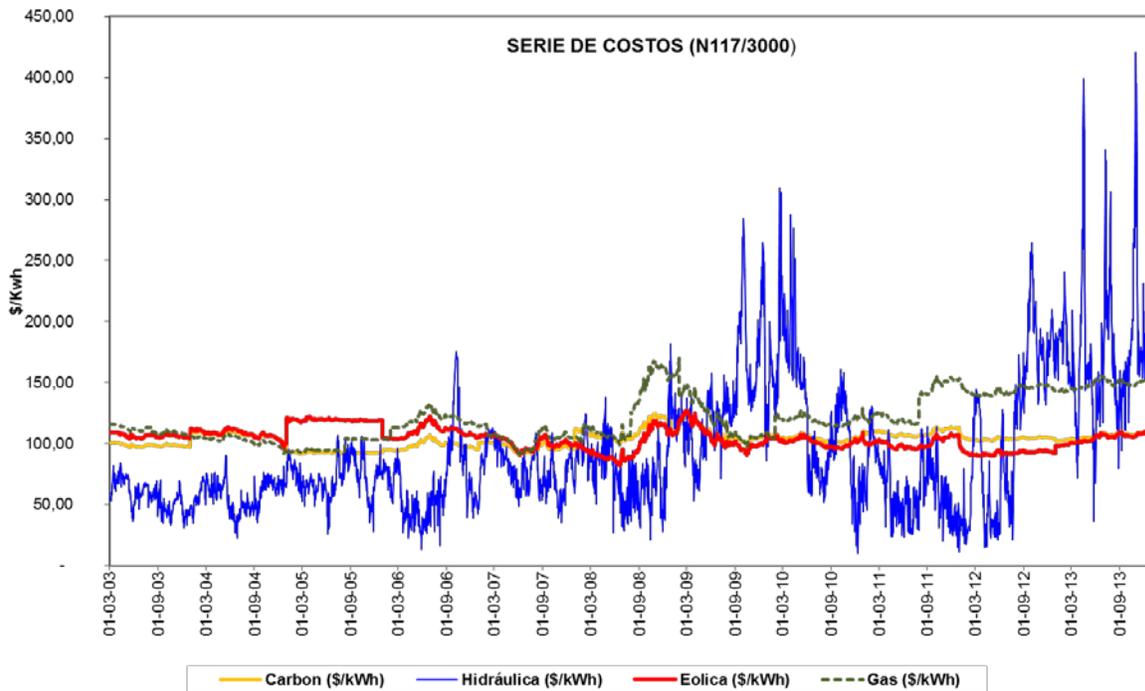


Figura 6-4 Serie de Costos (N117/3000) sin considerar costo variable por emisiones de CO2. Fuente elaboración propia.

## Análisis de Resultados

- Simulación dos, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”

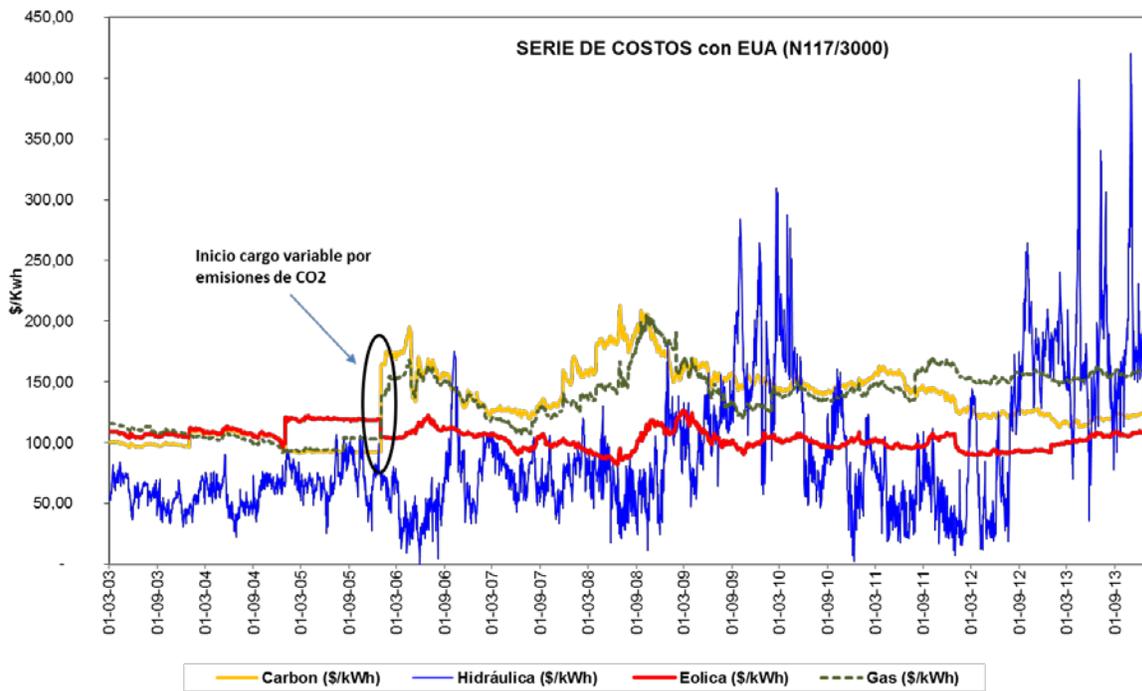


Figura 6-5 Serie de Costos (N117/3000) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento "futuro EUA". Fuente elaboración propia.

- Simulación tres, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”

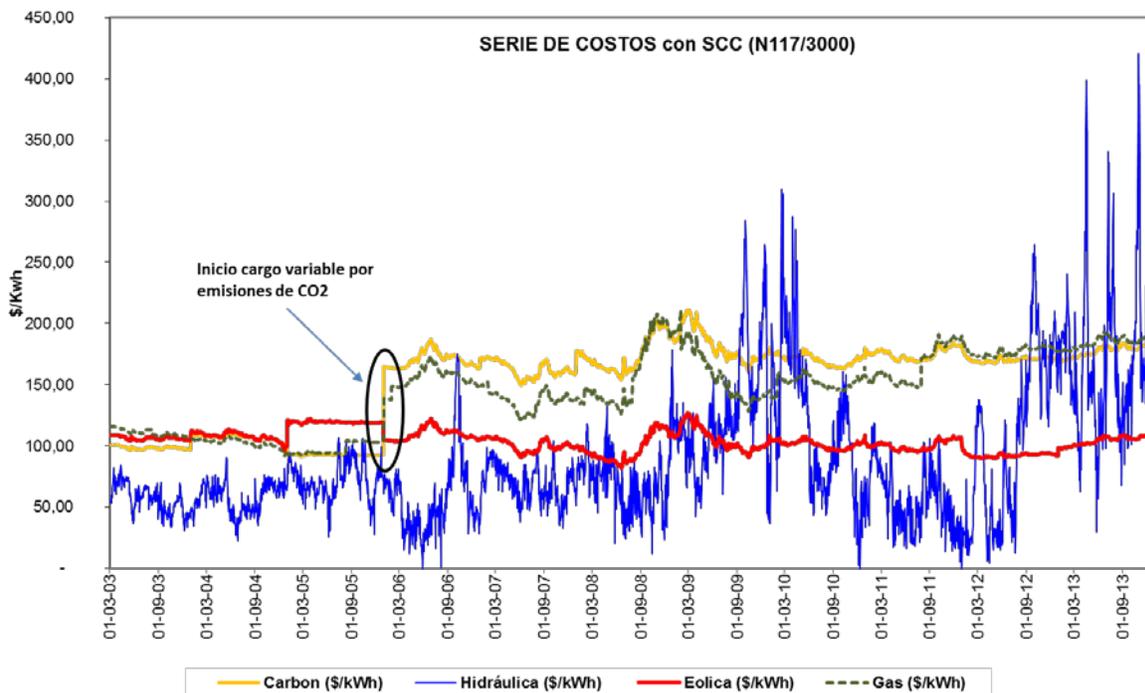


Figura 6-6 Serie de Costos (N117/3000) incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el "concepto SCC". Fuente elaboración propia.

#### 6.4 Análisis comparativo de las dos tecnologías de generación eólica (N80/2500) y (N117/3000), bajo los tres escenarios de costos variables presentados.

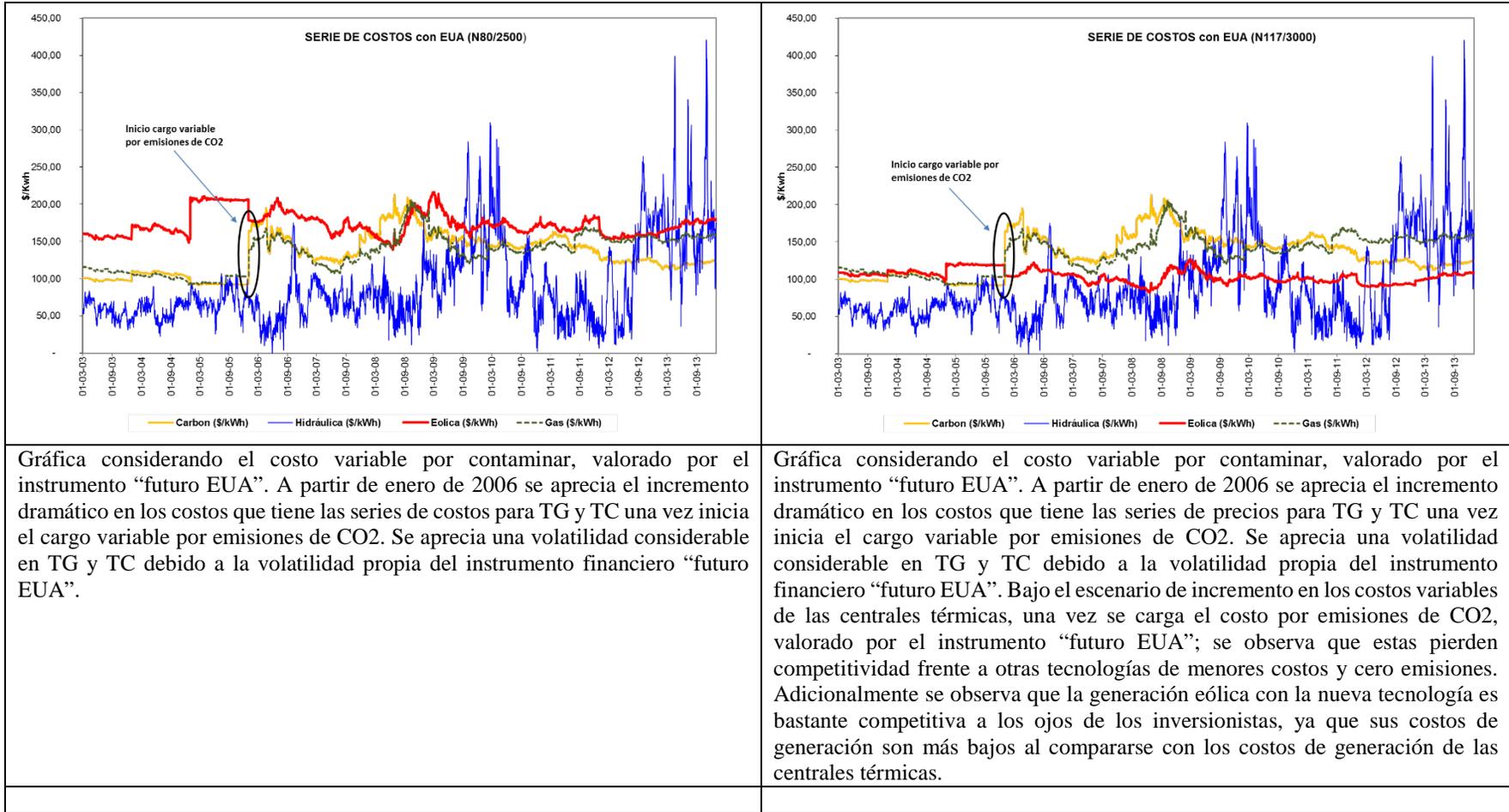
A continuación se presenta un cuadro comparativo de las dos tecnologías de generación eólica que resume, facilita el análisis y la comparación valga la redundancia, entre la anterior tecnología de generación (N80/2500) y la recientemente lanzada tecnología de generación (N117/3000). El cuadro presenta las gráficas de las series de costos de cada tecnología, discriminados para cada uno de los escenarios de costos variables presentados. Es decir se presentan series de costos sin considerar los costos variables por contaminar, luego se presentan las series de costos considerando el costo variable por contaminar valorado por el instrumento “futuro EUA” y finalmente se presentan las series de costos considerando el costo variable por contaminar valorado por el “concepto SCC”.

Análisis de Resultados

**Tabla 6-2 Cuadro comparativo para las dos tecnologías de generación eólica (N80/2500) y (N117/3000), bajo los tres escenarios de costos variables presentados**

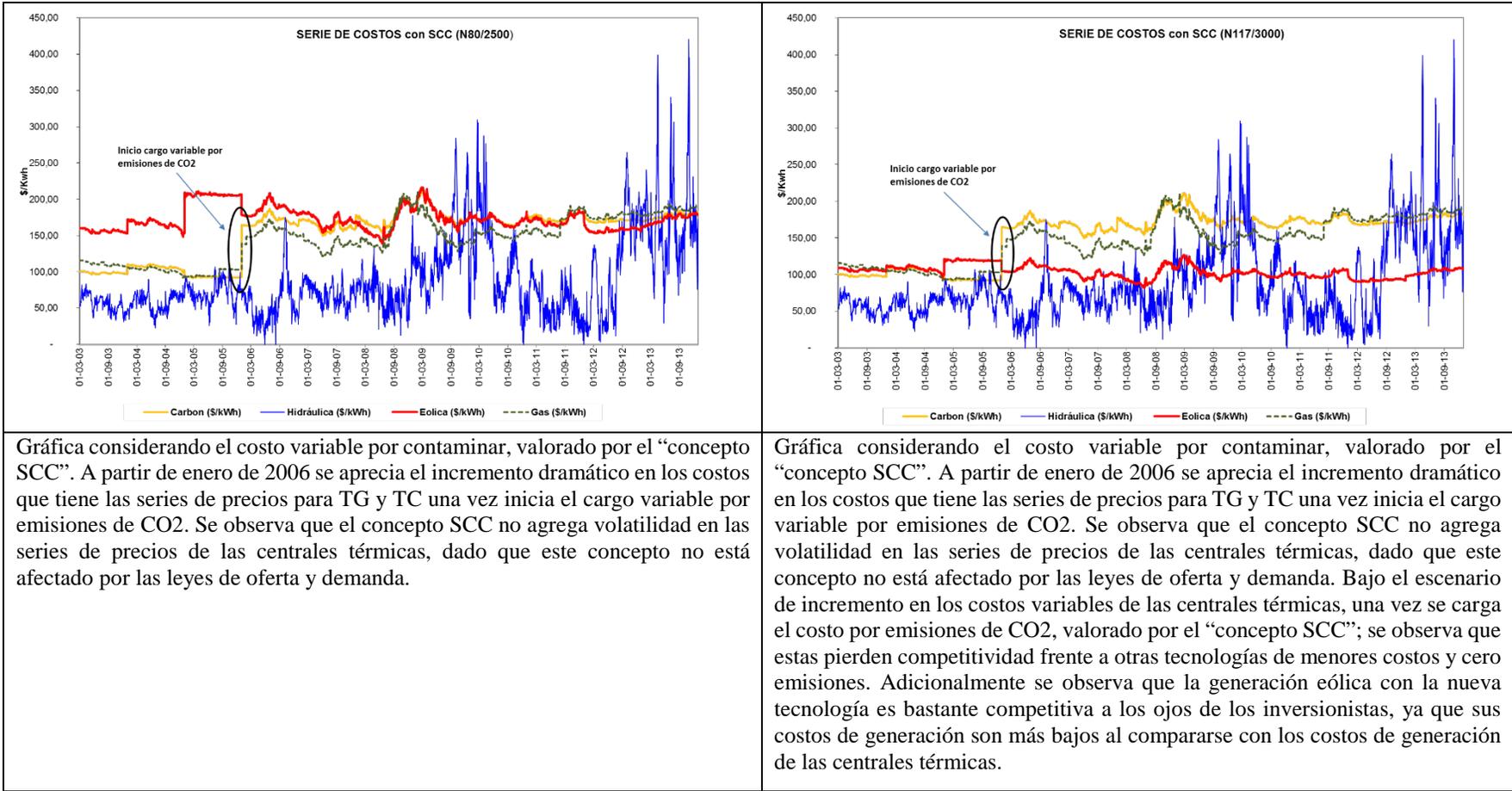
<p align="center"><b>SERIES DE COSTOS PARA AEROGENERADORES DE TECNOLOGÍA N80/2500</b></p>	<p align="center"><b>SERIES DE COSTOS PARA AEROGENERADORES DE TECNOLOGÍA N117/3000</b></p>
<p>Gráfica sin considerar el costo variable por contaminar. La línea roja que representa la serie de precios de la energía eólica tiene un promedio de \$172 el costo de generación del kWh.</p>	<p>Gráfica sin considerar el costo variable por contaminar. La línea roja que representa la serie de precios de la energía eólica tiene un promedio de \$101.5 el costo de generación del kWh. Con esta nueva tecnología se disminuye el costo de generación en \$71.5.</p>

Diversificación de la Canasta Eléctrica Colombiana Considerando Costos de Emisiones de CO2



Gráfica considerando el costo variable por contaminar, valorado por el instrumento “futuro EUA”. A partir de enero de 2006 se aprecia el incremento dramático en los costos que tiene las series de costos para TG y TC una vez inicia el cargo variable por emisiones de CO2. Se aprecia una volatilidad considerable en TG y TC debido a la volatilidad propia del instrumento financiero “futuro EUA”.

Gráfica considerando el costo variable por contaminar, valorado por el instrumento “futuro EUA”. A partir de enero de 2006 se aprecia el incremento dramático en los costos que tiene las series de precios para TG y TC una vez inicia el cargo variable por emisiones de CO2. Se aprecia una volatilidad considerable en TG y TC debido a la volatilidad propia del instrumento financiero “futuro EUA”. Bajo el escenario de incremento en los costos variables de las centrales térmicas, una vez se carga el costo por emisiones de CO2, valorado por el instrumento “futuro EUA”; se observa que estas pierden competitividad frente a otras tecnologías de menores costos y cero emisiones. Adicionalmente se observa que la generación eólica con la nueva tecnología es bastante competitiva a los ojos de los inversionistas, ya que sus costos de generación son más bajos al compararse con los costos de generación de las centrales térmicas.



Gráfica considerando el costo variable por contaminar, valorado por el “concepto SCC”. A partir de enero de 2006 se aprecia el incremento dramático en los costos que tiene las series de precios para TG y TC una vez inicia el cargo variable por emisiones de CO2. Se observa que el concepto SCC no agrega volatilidad en las series de precios de las centrales térmicas, dado que este concepto no está afectado por las leyes de oferta y demanda.

Gráfica considerando el costo variable por contaminar, valorado por el “concepto SCC”. A partir de enero de 2006 se aprecia el incremento dramático en los costos que tiene las series de precios para TG y TC una vez inicia el cargo variable por emisiones de CO2. Se observa que el concepto SCC no agrega volatilidad en las series de precios de las centrales térmicas, dado que este concepto no está afectado por las leyes de oferta y demanda. Bajo el escenario de incremento en los costos variables de las centrales térmicas, una vez se carga el costo por emisiones de CO2, valorado por el “concepto SCC”; se observa que estas pierden competitividad frente a otras tecnologías de menores costos y cero emisiones. Adicionalmente se observa que la generación eólica con la nueva tecnología es bastante competitiva a los ojos de los inversionistas, ya que sus costos de generación son más bajos al compararse con los costos de generación de las centrales térmicas.

## 6.5 Resultados del modelo de optimización de portafolios para los activos de generación eléctrica en Colombia.

Se calculan tres portafolios diferentes para el aerogenerador N80/2500 y se repite el proceso para el aerogenerador N117/3000. En el primer escenario no se considera el costo variable por emisiones de CO2 en las centrales TC y TG, en la misma figura se presentan las gráficas de los dos portafolios de tal forma que se puedan comparar los resultados. En el segundo escenario se carga el costo variable por emisiones de CO2 en las centrales TC y TG, dichas emisiones son valoradas mediante el instrumento “futuro EUA”; en la misma figura se presentan las gráficas de los dos portafolios de tal forma que se puedan comparar los resultados. En el tercer escenario se carga el costo variable por emisiones de CO2 en las centrales TC y TG, dichas emisiones son valoradas mediante “el concepto SCC”; en la misma figura se presentan las gráficas de los dos portafolios de tal forma que se puedan comparar los resultados.

### 6.5.1 Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N80/2500), sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.

Para cada recurso o activo de generación se presentan las rentabilidades, correlaciones y covarianzas correspondientes al portafolio que no considera los costos variables por emisiones de CO2 y con planta eólica genérica compuesta por aerogeneradores N80/2500.

**Tabla 6-3 Rentabilidades y desviaciones, estándar sin emisiones de CO2 (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Recurso	Retornos (kWh/\$)	Desviación estandar
H	0,013154	0,008715
TG	0,008071	0,001163
TC	0,009567	0,000549
E	0,005846	0,000432

En la Tabla 6-3 se observa que el recurso hidráulico (H) presenta la mayor rentabilidad y la mayor volatilidad. El recurso térmico a carbón tiene la segunda mayor rentabilidad y la segunda menor volatilidad. El recurso térmico a gas tiene la tercera rentabilidad y la segunda mayor volatilidad. El recurso eólico presenta la menor rentabilidad y la menor volatilidad, lo que lo hace poco atractivo a los ojos de los inversionistas. Los portafolios conformados por activos de generación tienen un enfoque financiero pero no pueden perder la realidad del medio colombiano. La realidad de la generación eléctrica en Colombia muestra que es un país bendecido debido a la abundancia hídrica que posee, lo cual se ve reflejado en el hecho de que la participación de la generación hidráulica siempre será preponderante en cualquier portafolio de activos de generación. El recurso térmico a carbón a pesar de lo contaminante en términos de emisiones de CO2, muestra ser competitivo debido a que la rentabilidad es alta y la desviación estándar es baja, lo cual se explica por los bajos y estables precios del carbón durante el período de estudio.

**Tabla 6-4 Correlaciones, sin emisiones de CO2 (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

	1/(Hidráulica (\$/kWh))	1/(Gas Natural (\$/kWh))	1/(Carbon (\$/kWh))	1/(Eolica (\$/kWh))
1/(Hidráulica (\$/kWh))	1	-0,00702763	0,064015555	-0,00909652
1/(Gas Natural (\$/kWh))	-0,00702763	1	0,646563693	0,250947498
1/(Carbon (\$/kWh))	0,064015555	0,646563693	1	0,323833725
1/(Eolica (\$/kWh))	-0,00909652	0,250947498	0,323833725	1

En la Tabla 6-4 se observa una baja correlación positiva entre el recurso hidráulico y las centrales térmicas a carbón. Las centrales térmicas a gas TG y el recurso eólico presentan una leve correlación negativa con el hidráulico. En general los recursos térmicos a gas y el eólico presentan una baja complementariedad frente al recurso hidráulico.

**Tabla 6-5 Varianza - covarianza, sin emisiones de CO2 (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Columna1	Hidráulica	Termica Gas natural	Termica Carbon	Eolica
Hidráulica	0,0001	(0,0000)	0,0000	(0,0000)
Termica Gas natural	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Carbon	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Eolica	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000

### 6.5.2 Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N117/3000), sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.

Para cada recurso o activo de generación se presentan las rentabilidades, correlaciones y covarianzas correspondientes al portafolio que no considera los costos variables por emisiones de CO2 y con planta eólica genérica compuesta por aerogeneradores N117/3000.

**Tabla 6-6 Rentabilidades y desviaciones, sin emisiones de CO2 (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Recurso	Retornos (kWh/\$)	Desviación estandar
H	0,013128	0,008657
TG	0,008071	0,001163
TC	0,009567	0,000549
E	0,009906	0,000739

La Tabla 6-6 muestra un dato muy interesante, por primera vez el recurso eólico es excelente ya que presenta la segunda mejor rentabilidad después del hidráulico y la segunda menor volatilidad. Este resultado termina de confirmar la suposición consistente en que la evolución tecnológica que presentan los aerogeneradores N117/3000 los hace

significativamente rentables y atractivos para cualquier inversionista que piense invertir en nueva capacidad de generación. La rentabilidad y desviación de los demás recursos permanecen iguales ya que los aerogeneradores de última generación no afectan las series de precios de los demás recursos de generación.

**Tabla 6-7 Correlaciones, sin emisiones de CO2 (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

	1/(Hidráulica (\$/kWh))	1/(Gas Natural (\$/kWh))	1/(Carbon (\$/kWh))	1/(Eólica (\$/kWh))
1/(Hidráulica (\$/kWh))	1	-0,006307756	0,063734077	0,031061022
1/(Gas Natural (\$/kWh))	-0,006307756	1	0,646563693	0,288759396
1/(Carbon (\$/kWh))	0,063734077	0,646563693	1	0,328220156
1/(Eólica (\$/kWh))	0,031061022	0,288759396	0,328220156	1

La Tabla 6-7 muestra que con los aerogeneradores N117/3000 se presenta leve una correlación positiva con el recurso hidráulico, aunque ya se acerca a cero. El recurso térmico a gas TG es el único que presenta una baja correlación negativa respecto del hidráulico. Se considera que los recursos térmicos a gas y carbón junto con el recurso eólico, en su conjunto presentan una baja complementariedad frente al recurso hidráulico.

**Tabla 6-8 Varianza - covarianza, sin emisiones de CO2 (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Columna1	Hidráulica	Termica Gas natural	Termica Carbon	Eólica
Hidráulica	0,0001	(0,0000)	0,0000	0,0000
Termica Gas natural	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Carbon	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Eólica	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

### 6.5.3 Portafolio uno, para N80/2500 y N117/3000, sin considerar el costo variable por emisiones de CO2.

Se presentan los resultados correspondientes a la simulación con N80/2500 y a la simulación con N117/3000, posteriormente en la Figura 6-7 se presentan ambas gráficas superpuestas de tal forma que se puede hacer la comparación de los dos portafolios.

**Tabla 6-9 Simulación Portafolio uno (N80/2500). Fuente: Elaboración propia.**

Simulación	Rentabilidad (kWh/pesos)	Desviación (pesos/kWh)	Participación H	Participación TG	Participación TC	Participación E
1	0,00585	0,00043	0,0%	0,0%	0,0%	100%
2	0,00658	0,00041	0,1%	6,3%	15,7%	77,9%
3	0,00731	0,00039	0,1%	0,0%	39,1%	60,8%
4	0,00804	0,00042	0,2%	0,0%	58,6%	41,2%
5	0,00877	0,00047	0,2%	0,0%	78,1%	21,6%
6	0,00950	0,00054	0,3%	0,0%	97,7%	2,1%
7	0,01023	0,00170	18,5%	0,0%	81,5%	0,0%
8	0,01096	0,00343	38,9%	0,0%	61,1%	0,0%
9	0,01169	0,00519	59,3%	0,0%	40,7%	0,0%
10	0,01242	0,00695	79,7%	0,0%	20,3%	0,0%
11	0,01315	0,00871	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

**Tabla 6-10 Simulación Portafolio uno (N117/3000). Fuente: Elaboración propia.**

Simulación	Rentabilidad (kWh/pesos)	Desviación (pesos/kWh)	Participación H	Participación TG	Participación TC	Participación E
1	0,00807	0,00116	0,0%	100,0%	0,0%	0%
2	0,00858	0,00090	0,0%	66,1%	33,9%	0,0%
3	0,00908	0,00067	0,0%	35,3%	51,7%	13,0%
4	0,00959	0,00051	0,0%	3,8%	72,9%	23,3%
5	0,01009	0,00087	5,8%	0,0%	0,0%	94,2%
6	0,01060	0,00197	21,6%	0,0%	0,0%	78,4%
7	0,01111	0,00327	37,2%	0,0%	0,0%	62,8%
8	0,01161	0,00461	53,0%	0,0%	0,0%	47,0%
9	0,01212	0,00595	68,6%	0,0%	0,0%	31,4%
10	0,01262	0,00730	84,3%	0,0%	0,0%	15,7%
11	0,01313	0,00866	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

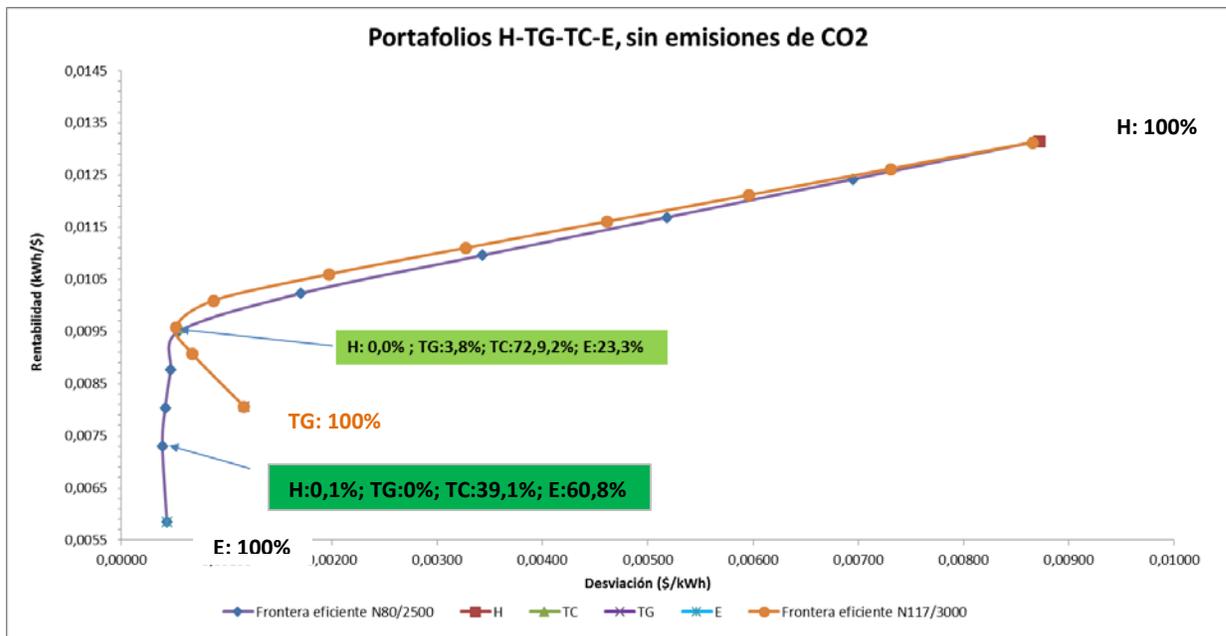


Figura 6-7 Fronteras eficientes, sin emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6-7 la frontera eficiente para el portafolio conformado con N80/2500 se observa que su punto óptimo en términos de mínima volatilidad tiene una composición H: 0,1%; TG: 0%, TC: 39,1% y E: 60,8%; mientras que la rentabilidad en este punto es de 0,00731. La frontera eficiente para el portafolio conformado con N117/3000 se observa su punto óptimo en términos de volatilidad tiene una composición H: 0%; TG: 3,8%; TC: 72,9% y E: 23,3%; mientras que la rentabilidad en este punto es de 0,00959. Estas fronteras eficientes evidencian que en el portafolio con los aerogeneradores N117/3000 el recurso eólico pierde participación y simultáneamente ganan participación los recursos térmico a carbón y térmico a gas; sin embargo este portafolio tiene una mayor rentabilidad y similar riesgo que el portafolio conformado con aerogeneradores N80/2500. La participación del recurso hidráulico es muy baja, cercana a 0% en ambos portafolios, debido a la alta volatilidad que este presenta a pesar de su buena rentabilidad. La Tabla 6-9 y la Tabla 6-10 muestran diferentes mezclas (Para la conformación de portafolios) posibles sobre la frontera eficiente de ambos portafolios. De la Tabla 6-10 se resalta la mezcla H: 68,6%; TG: 0%; TC: 0% y E: 31,4% con una rentabilidad de 0,01212 en la cual el recurso hidráulico tiene una participación cercana a la realidad colombiana, mientras que el recurso eólico gana participación dado que los recursos térmicos no participan de la mezcla.

#### 6.5.4 Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N80/2500), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”.

Para cada recurso o activo de generación se presentan las rentabilidades, correlaciones y covarianzas correspondientes al portafolio que incorpora el costo variable por

emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA” con planta eólica genérica, compuesta por aerogeneradores N80/2500.

**Tabla 6-11 Rentabilidades y desviaciones estándar, con EUA (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Recurso	Retornos (kWh/\$)	Desviación estandar
H	0,013154	0,008715
TG	0,006894	0,000793
TC	0,007021	0,000954
E	0,005846	0,000432

La Tabla 6-11 muestra que el recurso hidráulico es el más rentable y el más volátil. El recurso eólico presenta los menores retornos y menor volatilidad. Los recursos térmicos a gas y térmicos a carbón pierden competitividad al disminuir sus retornos y aumentar sus volatilidades. Esto ocurre una vez se empieza a cargar el costo variable por emisiones de CO2 las cuales son valoradas por el instrumento “futuro EUA” para ambos recursos en su estructura de costos.

**Tabla 6-12 Correlaciones con EUA (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

	1/(Hidráulica (\$/kWh))	1/(Gas Natural (\$/kWh))	1/(Carbon (\$/kWh))	1/(Eolica (\$/kWh))
1/(Hidráulica (\$/kWh))	1	-0,104504721	-0,169685716	-0,00909652
1/(Gas Natural (\$/kWh))	-0,104504721	1	0,254864392	0,274955787
1/(Carbon (\$/kWh))	-0,169685716	0,254864392	1	0,213461951
1/(Eolica (\$/kWh))	-0,00909652	0,274955787	0,213461951	1

En la Tabla 6-12 muestra una correlación negativa de todos los recursos frente al recurso hidráulico. Debido a la volatilidad propia del instrumento “futuro EUA” los recursos de las centrales térmicas a carbón principalmente, seguidos de las centrales térmicas a gas pasan a tener una buena complementariedad frente al recurso hidráulico, inclusive el recurso eólico presenta una leve correlación negativa aunque cercana a cero frente al recurso hidráulico. Se puede afirmar que todos los recursos TC, TG y E tienen en su conjunto una buena complementariedad frente al recurso hidráulico preponderante.

**Tabla 6-13 Varianza - Covarianza con EUA (N80/2500)**

Columna1	Hidráulica	Termica Gas natural	Termica Carbon	Eolica
Hidráulica	0,0001	(0,0000)	(0,0000)	(0,0000)
Termica Gas natural	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Carbon	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000
Eolica	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000

### 6.5.5 Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N117/3000), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”.

Para cada recurso o activo de generación se presentan las rentabilidades, correlaciones y covarianzas correspondientes al portafolio que incorpora el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA” con planta eólica genérica, compuesta por aerogeneradores N117/3000.

**Tabla 6-14 Rentabilidades y desviaciones estándar con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Recurso	Retornos (kWh/\$)	Desviación estándar
H	0,013128	0,008657
TG	0,006894	0,000793
TC	0,007021	0,000954
E	0,009906	0,000739

La Tabla 6-14 muestra que el portafolio compuesto con los aerogeneradores N117/3000, bajo este escenario el recurso eólico es más atractivo que en el escenario anterior ya que tiene el segundo mejor retorno y la menor volatilidad. El recurso hidráulico sigue teniendo el mayor retorno y la mayor volatilidad. Los recursos térmicos a gas y térmicos a carbón pierden competitividad al disminuir sus retornos y aumentar sus volatilidades. Esto ocurre una vez se empieza a cargar el costo variable por emisiones de CO2 las cuales son valoradas por el instrumento “futuro EUA” para ambos recursos en su estructura de costos.

**Tabla 6-15 Correlaciones con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

	1/(Hidráulica (\$/kWh))	1/(Gas Natural (\$/kWh))	1/(Carbon (\$/kWh))	1/(Eolica (\$/kWh))
1/(Hidráulica (\$/kWh))	1	-0,104781013	-0,171955122	0,031061022
1/(Gas Natural (\$/kWh))	-0,104781013	1	0,254864392	0,287423362
1/(Carbon (\$/kWh))	-0,171955122	0,254864392	1	0,151658957
1/(Eolica (\$/kWh))	0,031061022	0,287423362	0,151658957	1

La Tabla 6-15 muestra una correlación negativa de los recursos térmico a gas y térmico a carbón frente al recurso hidráulico, el recurso eólico tiene una correlación levemente positiva frente al hidráulico. Debido a la volatilidad propia del instrumento “futuro EUA” los recursos de las centrales térmicas a carbón principalmente seguidos de las centrales térmicas a gas pasan a tener la buena complementariedad frente al recurso hidráulico.

**Tabla 6-16 Varianza - Covarianza con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Columna1	Hidráulica	Termica Gas natural	Termica Carbon	Eolica
Hidráulica	0,0001	(0,0000)	(0,0000)	0,0000
Termica Gas natural	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Carbon	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000
Eolica	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

### 6.5.6 Portafolio dos, para N80/2500 y N117/3000, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el instrumento “futuro EUA”.

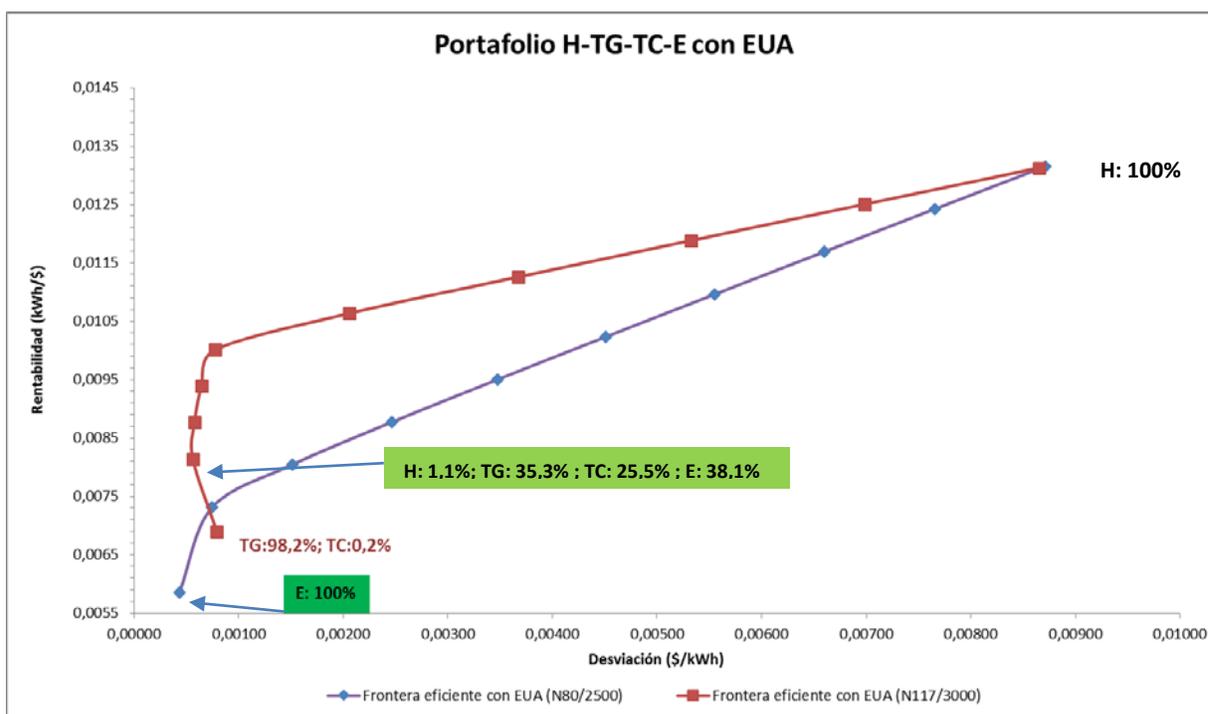
Se presentan los resultados correspondientes a la simulación con N80/2500 y a la simulación con N117/3000, posteriormente en la Figura 6-8 se presentan ambas gráficas superpuestas de tal forma que se puede hacer la comparación de los dos portafolios.

**Tabla 6-17 Simulación portafolio dos con EUA (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Simulación	Rentabilidad (kWh/pesos)	Desviación (pesos/kWh)	Participación H	Participación TG	Participación TC	Participación E
1	0,00585	0,00043	0,0%	0,0%	0,0%	100%
2	0,00658	0,00047	2,1%	29,9%	22,7%	45,3%
3	0,00731	0,00075	5,7%	50,0%	44,3%	0,0%
4	0,00804	0,00151	17,0%	20,8%	62,2%	0,0%
5	0,00877	0,00246	28,5%	0,0%	71,5%	0,0%
6	0,00950	0,00347	40,4%	0,0%	59,6%	0,0%
7	0,01023	0,00451	52,4%	0,0%	47,6%	0,0%
8	0,01096	0,00555	64,3%	0,0%	35,7%	0,0%
9	0,01169	0,00660	76,2%	0,0%	23,8%	0,0%
10	0,01242	0,00766	88,1%	0,0%	11,9%	0,0%
11	0,01315	0,00871	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

**Tabla 6-18 Simulación dos con EUA (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Simulación	Rentabilidad (kWh/pesos)	Desviación (pesos/kWh)	Participación H	Participación TG	Participación TC	Participación E
1	0,00689	0,00079	0,0%	99,8%	0,2%	0%
2	0,00752	0,00060	1,1%	50,0%	31,7%	17,2%
3	0,00814	0,00056	1,1%	35,3%	25,5%	38,1%
4	0,00876	0,00058	1,1%	20,6%	19,3%	59,0%
5	0,00939	0,00064	1,1%	5,9%	13,1%	80,0%
6	0,01001	0,00078	3,3%	0,0%	0,0%	96,7%
7	0,01063	0,00206	22,6%	0,0%	0,0%	77,4%
8	0,01126	0,00367	42,0%	0,0%	0,0%	58,0%
9	0,01188	0,00532	61,3%	0,0%	0,0%	38,7%
10	0,01250	0,00699	80,7%	0,0%	0,0%	19,3%
11	0,01313	0,00866	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%



**Figura 6-8 Fronteras eficientes con EUA. Fuente elaboración propia.**

En la Figura 6-8 la frontera eficiente para el portafolio conformado con N80/2500 se observa que su punto óptimo en términos de mínima volatilidad tiene una composición H: 0%; TG: 0%, TC: 0% y E: 100%, es decir el punto óptimo es a su vez el de menor rentabilidad con un valor de 0,00585. La frontera eficiente para el portafolio conformado con N117/3000 se observa que su punto óptimo en términos de menor volatilidad tiene una composición H: 1,1%; TG: 35,3%; TC: 25,5% y E: 38,1% y una rentabilidad de 0,00814. Estas fronteras eficientes evidencian que en el portafolio con los aerogeneradores N117/3000 el recurso

eólico pasa a tener una menor participación y simultáneamente ganan participación el recurso térmico a carbón, el recurso térmico a gas e inclusive el recurso hidráulico. Sin embargo este portafolio presenta una buena diversificación y balance al compararse con el portafolio conformado por aerogeneradores N80/2500 que tiene una participación eólica del 100%, por lo que su diversificación y balance son nulos. La participación del recurso hidráulico es muy baja 0 % y 1,1% en ambos portafolios debido a la alta volatilidad que este presenta a pesar de su buena rentabilidad. La Tabla 6-17 y la Tabla 6-18 muestran diferentes mezclas (Para la conformación de portafolios) posibles sobre la frontera eficiente de ambos portafolios. De la Tabla 6-18 se resalta la mezcla H: 61,3%; TG: 0%; TC: 0% y E: 38,7% con una rentabilidad de 0,01188 en la cual el recurso hidráulico tiene una participación cercana a la realidad colombiana, mientras que el recurso eólico gana participación dado que los recursos térmicos no participan de la mezcla.

### 6.5.7 Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N80/2500), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”.

Para cada recurso o activo de generación se presentan las rentabilidades, correlaciones y covarianzas correspondientes al portafolio que incorpora el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC” con planta eólica genérica compuesta por aerogeneradores N80/2500.

**Tabla 6-19 Rentabilidades y desviaciones con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Recurso	Retornos (kWh/\$)	Desviación estandar
H	0,013154	0,008715
TG	0,006303	0,000772
TC	0,005797	0,000312
E	0,005846	0,000432

En la Tabla 6-19 claramente se observa que el recurso hidráulico (H) presenta la mayor rentabilidad y la mayor volatilidad. Los recursos térmicos a gas y térmicos a carbón pierden competitividad al disminuir sus retornos sin aumentar sus volatilidades. Esto ocurre una vez se empieza a cargar el costo variable por emisiones de CO2 las cuales son valoradas por el “concepto SCC” para ambos recursos en su estructura de costos. El recurso eólico presenta la segunda menor rentabilidad y la tercera volatilidad, lo que lo hace poco atractivo a los ojos de los inversionistas.

**Tabla 6-20 Correlaciones con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

	1/(Hidráulica (\$/kWh))	1/(Gas Natural (\$/kWh))	1/(Carbon (\$/kWh))	1/(Eólica (\$/kWh))
1/(Hidráulica (\$/kWh))	1	0,002489719	0,068226217	-0,00909652
1/(Gas Natural (\$/kWh))	0,002489719	1	0,749551511	0,346182629
1/(Carbon (\$/kWh))	0,068226217	0,749551511	1	0,684972437
1/(Eólica (\$/kWh))	-0,00909652	0,346182629	0,684972437	1

En la Tabla 6-20 se observa una baja correlación positiva entre el recurso hidráulico y los recursos térmicos a gas y térmicos a carbón, mientras que el recurso eólico presenta una leve correlación negativa con el hidráulico. En general los recursos térmicos y el eólico en su conjunto, presentan una baja complementariedad frente al recurso hidráulico.

**Tabla 6-21 Varianzas - Covarianzas con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Columna1	Hidráulica	Termica Gas natural	Termica Carbon	Eolica
Hidráulica	0,0001	0,0000	0,0000	(0,0000)
Termica Gas natural	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Carbon	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Eolica	(0,0000)	0,0000	0,0000	0,0000

### 6.5.8 Rentabilidad, correlaciones, covarianza (N117/3000), incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”.

Para cada recurso o activo de generación se presentan las rentabilidades, correlaciones y covarianzas correspondientes al portafolio que incorpora el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC” con planta eólica genérica compuesta por aerogeneradores N117/3000.

**Tabla 6-22 Rentabilidades y desviaciones estándar con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Recurso	Retornos (kWh/\$)	Desviación estandar
H	0,013128	0,008657
TG	0,006303	0,000772
TC	0,005797	0,000312
E	0,009906	0,000739

La Tabla 6-22 muestra que el portafolio compuesto con los aerogeneradores N117/3000, bajo este escenario el recurso eólico es más atractivo que en el primer escenario (donde no se consideran los costos por emisiones de CO2) ya que tiene el segundo mejor retorno y la segunda menor volatilidad. El recurso hidráulico tiene el mejor retorno y sigue teniendo la mayor volatilidad. Los recursos térmicos a carbón pierden competitividad al disminuir sus retornos aunque sus volatilidades permanecen iguales. Esto ocurre una vez se empieza a cargar el costo variable por emisiones de CO2 las cuales son valoradas por el “concepto SCC” para ambos recursos en su estructura de costos.

**Tabla 6-23 Correlaciones con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

	<i>1/(Hidráulica (\$/kWh))</i>	<i>1/(Gas Natural (\$/kWh))</i>	<i>1/(Carbon (\$/kWh))</i>	<i>1/(Eolica (\$/kWh))</i>
1/(Hidráulica (\$/kWh))	1	0,003203207	0,068136961	0,031061022
1/(Gas Natural (\$/kWh))	0,003203207	1	0,749551511	0,381721829
1/(Carbon (\$/kWh))	0,068136961	0,749551511	1	0,690808142
1/(Eolica (\$/kWh))	0,031061022	0,381721829	0,690808142	1

La Tabla 6-23 muestra que con los aerogeneradores N117/3000 presentan una baja correlación positiva con el recurso hidráulico, al igual que los recursos térmicos. Bajo este escenario se considera entonces que los recursos térmicos a gas y carbón junto con el recurso eólico no presentan complementariedad frente al recurso hidráulico.

**Tabla 6-24 Varianzas - Covarianzas con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Columna1	<i>Hidráulica</i>	<i>Termica Gas natural</i>	<i>Termica Carbon</i>	<i>Eolica</i>
Hidráulica	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Gas natural	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Termica Carbon	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Eolica	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

### 6.5.9 Portafolio tres, para N80/2500 y N117/3000, incorporando el costo variable por emisiones de CO2 valoradas por el “concepto SCC”.

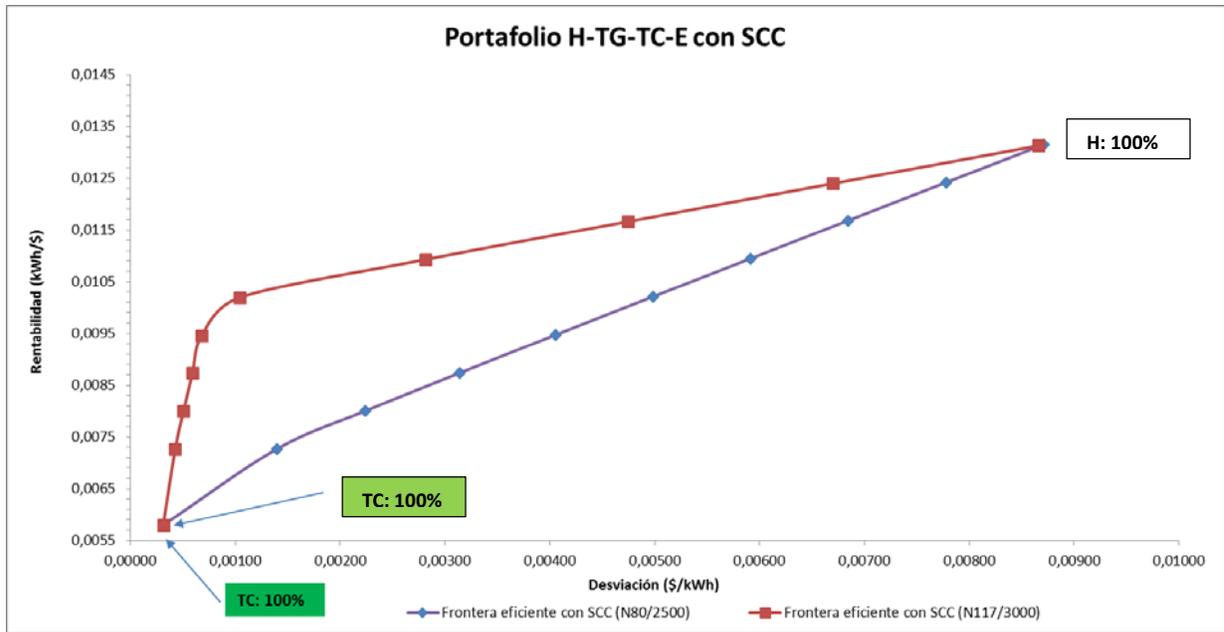
Se presentan los resultados correspondientes a la simulación con N80/2500 y a la simulación con N117/3000, posteriormente en la Figura 6-9 se presentan ambas gráficas superpuestas de tal forma que se puede hacer la comparación de los dos portafolios.

**Tabla 6-25 Simulación portafolio tres con SCC (N80/2500). Fuente elaboración propia.**

Simulación	Rentabilidad (kWh/pesos)	Desviación (pesos/kWh)	Participación H	Participación TG	Participación TC	Participación E
1	0,00580	0,00031	0,0%	0,0%	100,0%	0%
2	0,00653	0,00072	5,7%	59,2%	0,0%	35,1%
3	0,00727	0,00140	14,1%	85,9%	0,0%	0,0%
4	0,00800	0,00224	24,8%	75,2%	0,0%	0,0%
5	0,00874	0,00314	35,6%	64,4%	0,0%	0,0%
6	0,00948	0,00406	46,3%	53,7%	0,0%	0,0%
7	0,01021	0,00498	57,1%	42,9%	0,0%	0,0%
8	0,01095	0,00591	67,8%	32,2%	0,0%	0,0%
9	0,01168	0,00685	78,5%	21,5%	0,0%	0,0%
10	0,01242	0,00778	89,3%	10,7%	0,0%	0,0%
11	0,01315	0,00871	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

**Tabla 6-26 Simulación portafolio tres con SCC (N117/3000). Fuente elaboración propia.**

Simulación	Rentabilidad (kWh/pesos)	Desviación (pesos/kWh)	Participación H	Participación TG	Participación TC	Participación E
1	0,00580	0,00031	0,0%	0,0%	100,0%	0%
2	0,00653	0,00036	0,2%	0,0%	82,3%	17,5%
3	0,00726	0,00043	0,3%	0,0%	64,6%	35,1%
4	0,00800	0,00050	0,5%	0,0%	46,8%	52,7%
5	0,00873	0,00059	0,6%	0,0%	29,1%	70,3%
6	0,00946	0,00068	0,8%	0,0%	11,4%	87,8%
7	0,01020	0,00104	9,0%	0,0%	0,0%	91,0%
8	0,01093	0,00281	31,8%	0,0%	0,0%	68,2%
9	0,01166	0,00474	54,5%	0,0%	0,0%	45,5%
10	0,01240	0,00670	77,3%	0,0%	0,0%	22,7%
11	0,01313	0,00866	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%



**Figura 6-9 Fronteras eficientes con SCC. Fuente elaboración propia.**

En la Figura 6-9 la frontera eficiente para el portafolio conformado con N80/2500 se observa que su punto óptimo en términos de mínima volatilidad tiene una composición H: 0%; TG: 0%, TC: 100% y E: 0%. Dicho punto es muy particular ya que el portafolio está conformado en un 100% por recursos térmicos a carbón que presentan la menor volatilidad pero también el menor retorno. La frontera eficiente para el portafolio conformado con N117/3000 muestra que el punto óptimo es exactamente el mismo que tiene el portafolio conformado con aerogeneradores N80/2500 con participación TC: 100% mínima volatilidad y mínimo retorno. La Tabla 6-25 y la Tabla 6-26 se muestran diferentes mezclas (Para la conformación de portafolios) posibles sobre la frontera eficiente de ambos portafolios. En la Tabla 6-26 se resalta se resalta la mezcla H: 77,3%; TG: 0%; TC: 0% y E: 22,7% con una rentabilidad de 0,01240 en la cual el recurso hidráulico tiene una participación cercana a la realidad colombiana, mientras que el recurso eólico gana participación dado que los recursos térmicos no participan de la mezcla.

En el presente capítulo se presentó el análisis de resultados para las series de costos de los recursos de generación hidráulica, térmica a gas, térmica a carbón y eólica. Posteriormente se presenta el análisis de resultados para dos portafolios diferentes uno conformado por los recursos hidráulico, térmico a gas, térmico a carbón y el eólico compuesto por 20 aerogeneradores N80/2500; mientras que el segundo portafolio se conforma por los recursos hidráulico, térmico a gas, térmico a carbón y el eólico compuesto por 20 aerogeneradores N117/3000 que son más eficientes. Ambos portafolios se corrieron bajo tres escenarios diferentes, en el primer escenario no se consideraron los costos variables por emisiones de CO2 para las centrales térmicas a carbón y a gas. En el segundo escenario se incorporaron los costos variables por emisiones de CO2 valorados por el instrumento “futuro EUA”. En el tercer escenario se incorporaron los costos variables por emisiones de CO2 valorados por el “concepto SCC”. En el siguiente capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones de todo el trabajo.



# 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 7.1 Conclusiones

- Actualmente la generación eléctrica con centrales térmicas en Colombia es bastante competitiva dado que estas no tienen que pagar por contaminar. La generación térmica a carbón es menos costosa que la térmica a gas ya que el carbón es abundante en Colombia y su precio es bajo en comparación con el precio del gas que es menos contaminante, en términos de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Se observa que al incorporar el costo variable por emisiones de CO<sub>2</sub>, valoradas estas mediante el “concepto SCC” la generación eléctrica con centrales térmicas a gas y térmicas a carbón pierden competitividad frente a otros recursos de generación como el hidráulico y el eólico. Particularmente la generación térmica a carbón deja de ser atractiva, puesto que sus costos se suben drásticamente debido a que el factor de emisión del carbón es casi el doble que el factor de emisión del gas.
- La generación hidráulica en Colombia es y seguirá siendo preponderante pues el país tiene abundancia de recursos hídricos y sus costos de generación la hacen altamente rentable a pesar de que es la más volátil. La volatilidad en la generación hidráulica siempre está asociada a fenómenos climatológicos de períodos con altas y bajas precipitaciones.
- Mientras que los costos variables por emisiones de CO<sub>2</sub> sean altos, los agentes generadores se verán en la necesidad de contemplar diferentes alternativas de generación para futuros proyectos de expansión. Bajo este escenario la generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) toma fuerza.
- El instrumento “futuro EUA” presenta una gran volatilidad asociada a leyes de oferta y demanda propias de los mercados de futuros en los cuales se transa. Esta volatilidad se transfiere a los costos de generación en las centrales térmicas a gas y térmicas a carbón cuando sus emisiones se valoran mediante este instrumento. Casualmente dicha volatilidad genera un efecto positivo para el portafolio ya que se presenta una correlación negativa de los recursos térmico a gas, térmico a carbón y eólico frente al recurso hidráulico preponderante. El efecto es positivo para el portafolio ya que la correlación negativa implica la complementariedad de activos de generación.
- El factor de planta de 33.9% de los aerogeneradores N80/2500 (Ya descontinuados) hace que sus costos de generación sean altos, lo cual les resta rentabilidad y los hace poco atractivos a los ojos de los inversionistas.
- A pesar de que no estaba contemplado en los objetivos específicos ni en los alcances iniciales del trabajo se hicieron corridas adicionales de todos los modelos para evidenciar la evolución tecnológica en la generación eólica. Se observó que los nuevos aerogeneradores N117/3000 tienen un factor de planta de 58.5% lo cual disminuye drásticamente los costos de generación pasando en promedio de \$172 kWh (Con los aerogeneradores N80/2500) hasta un costo de \$ 101.5 kWh con los nuevos. Esta caída

en los costos de generación permite afirmar que por primera vez la generación eólica es altamente rentable, lo cual hace esta tecnología muy atractiva a los ojos de cualquier inversionista.

- Los portafolios contruidos con aerogeneradores N117/3000 permitieron que la tecnología eólica ganara participación frente a los recursos térmicos tradicionales altamente contaminantes.
- Los aerogeneradores N117/3000 hacen perfectamente viable y rentable la construcción de parques eólicos en Colombia. Lo cual a su vez es beneficioso para lograr incrementar la diversificación de la matriz eléctrica colombiana que se encuentra altamente concentrada en el recurso hidráulico.
- Independiente de cualquier consideración ambiental, se debe reconocer que la generación eléctrica con recursos térmicos, es absolutamente imprescindible ya que los recursos térmicos a carbón y gas son los que permiten diversificar la matriz eléctrica.
- No existe a nivel internacional un consenso sobre los instrumentos que los países deben aplicar para reducir las emisiones de efecto invernadero. Los países industrializados se encuentran frente a la disyuntiva de si adoptar un sistema tipo “CAP AND TRADE” o implementar un impuesto directo a las emisiones de gases con efecto invernadero. Esta disyuntiva se debe a que no se sabe que es más eficiente desde el punto de vista económico ya que siempre el objetivo será reducir las emisiones sin perjudicar la economía.
- En América Latina no se considera prioritario penalizar las emisiones de CO2, o incrementar los costos variables de los generadores térmicos, ya que prima el desarrollo económico sobre las consideraciones ambientales. Este trabajo presenta evidencia empírica de que la inclusión de aerogeneradores (De última tecnología, como los N117/3000) bajo un contexto en el cual se penalice la producción de energía eléctrica con fuentes contaminantes; resulta beneficioso para diversificar la matriz energética, disminuyendo la volatilidad y sin afectar negativamente el desarrollo económico.

## 7.2 Recomendaciones

- Se utilizó como base el modelo de Markowitz para la elaboración de los portafolios. Sin embargo debido a que el mercado tiene numerosas incertidumbres, se puede realizar estimaciones complementarias a las presentadas en este trabajo. En dichas estimaciones se puede incluir las expectativas de los agentes en el mercado o las estimaciones en las que se consideren los momentos justos para realizar nuevos proyectos de inversión en el mercado de generación. Dentro de las metodologías a emplear se encuentran el modelo Black Litterman, opciones reales entre otros. No obstante es importante aclarar que dentro de los alcances del trabajo no se incluyen estas variables; ya que estas son de un enfoque estratégico.
- Los agentes generadores deben informarse y aprovechar los incentivos tributarios y arancelarios estipulados en el marco de la ley 1715 de 2014 para impulsar nuevos proyectos de inversión en generación eólica ya que esto permite aumentar la

## Conclusiones y Recomendaciones

diversificación de la matriz eléctrica colombiana y disminuir la volatilidad en los precios durante épocas de sequía, debido a la complementariedad hidráulica eólica.

- Se recomienda presentar este trabajo ante la UPME y agentes generadores para que conozcan las tendencias mundiales referentes a los instrumentos para valorar las emisiones de CO<sub>2</sub>. Conozcan la teoría de portafolios aplicada a los activos de generación eléctrica, como un método diferente al del menor costo; para evaluar los futuros proyectos de inversión en generación eléctrica. Adicionalmente podrán ver las bondades de incrementar la generación eléctrica con nuevas fuentes renovables diferentes a la hidráulica, en futuros proyectos de expansión.



## 8 BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.

- [1] XM S.A. E.S.P., “Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2013,” 2013. [Online]. Available: <http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/Default.aspx>.
- [2] R. Doherty, H. Outhred, and M. O’Malley, “Generation portfolio analysis for a carbon constrained and uncertain future,” in *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*, 2008, pp. 151–165.
- [3] S. Awerbuch and M. Berger, “APPLYING PORTFOLIO THEORY TO EU ELECTRICITY PLANNING AND POLICY-MAKING,” *EET/2003/03*, 2003. [Online]. Available: <http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/iea-portfolio.pdf>.
- [4] Empresas Públicas de Medellín (EPM), “Parque Eólico Jepírachi,” 2014. [Online]. Available: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/ParqueE%C3%B3lico.aspx>.
- [5] S. Lemos, “Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el mercado eléctrico colombiano,” 2012. [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3782/1/71382020.2011.pdf>.
- [6] H. Markowitz, “Portfolio Selection,” *The Journal of Finance*, 1952. [Online]. Available: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1540-6261.1952.tb01525.x/pdf>.
- [7] J. Mascareñas, *Gestión de Carteras I: Selección de Carteras*. Universidad Complutense de Madrid, 2008.
- [8] Z. Bodie, A. Kane, and A. J. Marcus, “Optimal Risky Portfolios,” in *Investments*, 9th ed., M. Janicek, Ed. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2011, pp. 169 – 239.
- [9] S. Awerbuch and S. Yang, “Using Portfolio Theory to Value Power Generation Investments,” in *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*, no. 2007, 2008, pp. 61–68.
- [10] A. Stirling, “Diversity and Sustainable Energy Transitions,” in *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*, 2008, pp. 3 –26.
- [11] A. J. Ealo Otero, “Energía Hidráulica Y Eólica Caso : Generación Isagen – Proyectos Eólicos En La Energía Hidráulica Y Eólica Caso : Generación Isagen – Proyectos Eólicos en

- la Guajira Colombiana,” 2011. [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/5387/2/8355678.2011.pdf>.
- [12] S. Lemos and S. Botero, “Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el mercado eléctrico colombiano,” *Dyna*, 2012. [Online]. Available: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0012-73532012000500007&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0012-73532012000500007&script=sci_arttext).
- [13] C. González, “Definición de la composición en las fuentes hidráulica y eólica para la generación de energía eléctrica en el contexto colombiano aplicando la teoría de portafolio,” 2012. [Online]. Available: [http://www.bdigital.unal.edu.co/7033/1/91276818.\\_2012.pdf](http://www.bdigital.unal.edu.co/7033/1/91276818._2012.pdf).
- [14] L. M. Cárdenas A., “Modelado del mercado de Carbono de la Unión Europea y sus implicaciones sobre el sector eléctrico Laura,” 2011. [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/7878/1/63544302.2011.pdf>.
- [15] United Nations, “Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change,” 1998. [Online]. Available: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.
- [16] A. K. Dhamija, “Financial risk & opportunities of Carbon finance: Price determinants and volatility estimation of EUA & CER,” 2011. [Online]. Available: [http://akdhamija.webs.com/my\\_docs/rp.pdf](http://akdhamija.webs.com/my_docs/rp.pdf).
- [17] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Glossary of CDM terms,” 2001. [Online]. Available: [http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos\\_CDM.pdf](http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM.pdf).
- [18] European Commission, “The EU Emissions Trading System (EU ETS),” 2014. [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm).
- [19] C. Damro and P. L. Méndez, “Emissions trading at Kyoto: from EU resistance to Union innovation,” *Environmental Politics*, 2003. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1080/09644010412331308194>.
- [20] Intercontinental Exchange, “EUA Futures Europe,” 2014. [Online]. Available: <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data>.
- [21] U. S. G. Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, “Technical Support Document : Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866,” 2010. [Online]. Available: <http://www.epa.gov/oms/climate/regulations/scc-tsd.pdf>.
- [22] U.S. Environmental Protection Agency (EPA), “Technical Support Document: Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866,” 2013. [Online]. Available: <http://www.epa.gov/otaq/climate/regulations/scc-tsd.pdf>.
- [23] Congreso de Colombia, “Ley N° 1715 Del 13 De Mayo De 2014,” 2014. [Online]. Available: [http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY\\_1715\\_DEL\\_13\\_DE\\_MAYO\\_DE\\_2014.pdf](http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf).
- [24] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG),” 2014. [Online]. Available: <http://www.creg.gov.co/>.

## Bibliografía y Fuentes de Información

- [25] Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano,” *Mercado de Energía Eléctrica en Colombia -Análisis Comercial y de Estrategias*, 2004. [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/Docs/Vision\\_Mercado\\_Electrico\\_Colombiano.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf).
- [26] Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), “Plan de Expansión de referencia Generación Transmisión 2009-2023,” 2009. [Online]. Available: <http://www1.upme.gov.co/planes-electricos>.
- [27] Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), “Plan De Expansion De Referencia Generacion - Transmisión 2013 - 2027,” 2013. [Online]. Available: <http://www1.upme.gov.co/planes-electricos>.
- [28] Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), “Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia,” 2005. [Online]. Available: [http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos\\_indicativos\\_generacion\\_ee.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf).
- [29] C. Maya O, J. D. Hernández B, and O. M. Gallego M, “La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales,” 2012. [Online]. Available: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=20523152009>.
- [30] Nordex, “Wind Turbines,” 2014. [Online]. Available: <http://www.nordex-online.com/en>.
- [31] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), “Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies.,” 2007. [Online]. Available: [www.esmap.org/node/437](http://www.esmap.org/node/437).
- [32] Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), “Cálculo del factor de emisión de CO2 del sistema eléctrico interconectado colombiano,” *Unidad de Planeación Minero Energética, Grupo de Generación*, 2009. [Online]. Available: [http://www.siame.gov.co/Portals/0/Calculo\\_Factor\\_Emision-V0.1.pdf](http://www.siame.gov.co/Portals/0/Calculo_Factor_Emision-V0.1.pdf).
- [33] XM S.A. E.S.P., “XM Precio Energía en Bolsa, portal Bi,” 2014. [Online]. Available: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/Precio\\_Bolsa.aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/Precio_Bolsa.aspx).