

**METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE ELECTRICIDAD BASADA EN
CRITERIOS DE EFICIENCIA MULTICRITERIO**

Diego Andrés García Álvarez

**Trabajo de Grado para optar al título en
Maestría en Diseño y Gestión de Procesos**

Director:

M.Sc Wilson Alexander Pinzón

Asesor:

M.Sc César Amílcar López

Universidad de La Sabana

Facultad de Ingeniería

Maestría en Diseño y Gestión de Procesos

Chía – Cundinamarca – Colombia

2012

Nota de aceptación

Firma del jurado 1

Firma del jurado 2

Firma del jurado 3

CONTENIDO

	Pág
1. INTRODUCCIÓN	10
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
3. JUSTIFICACIÓN	16
4. ESTADO DEL ARTE	18
4.1 Panorama mundial de la generación de electricidad	18
4.2 Generación de electricidad en Colombia	18
4.2.1 Asignación de centrales de electricidad	19
4.3 DEA (Data Envelopment Analysis)	21
4.3.1 Aplicación de DEA en energía y electricidad	21
5. OBJETIVOS	24
5.1 Objetivo general	24
5.2 Objetivos específicos	25
5.2.1 Objetivo específico 1	25
5.2.2 Objetivo específico 2	25
5.2.3 Objetivo específico 3	25
5.2.4 Objetivo específico 4	25
6. PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS	26
7. METODOLOGIA	28
7.1 Lista de actividades	28
7.2 Metodología	29
7.2.1 Establecer DMU's (decision-making units)	29
7.2.2 Establecer las variables de entrada y salida del sistema	29
7.2.3 Obtener información de variables de entrada y salida del sistema	29
7.2.4 Depurar información	30
7.2.5 Transformar información	30
7.2.6 Obtener valores de coeficientes DEA	31
7.2.7 Elaboración de método alternativo para la asignación de carga	31
7.2.8 Contraste de hipótesis	31

7.2.9	Elaboración de propuesta de combinación de tecnologías de generación.....	32
7.2.10	Elaboración de escenarios de generación usando biogás	32
8.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	33
8.1	Centrales de generación.....	34
8.2	Depuración de la información	35
8.3	Correlación canónica	37
8.4	Modelo DEA.....	39
8.4.1	Construcción del modelo DEA	39
8.4.2	Eficiencia de las plantas de generación	49
8.4.3	Benchmarks del modelo DEA	50
8.5	Método alternativo de asignación de carga	51
8.6	Prueba de hipótesis comparación de las asignaciones de generación de electricidad	53
8.6.1	Procedimiento para el cálculo y contraste de la hipótesis auxiliar:.....	55
8.6.2	Contraste de la hipótesis principal.....	56
8.6.3	Procedimiento para los cálculos.....	56
8.7	Propuesta de generación de electricidad.....	57
9.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	58
9.1	Separación de la información de acuerdo a las condiciones de hidrología	58
9.2	Correlación canónica	58
9.2.1	Vertimientos	58
9.2.2	Consumo de gas natural	59
9.2.3	Consumo de combustibles líquidos.....	59
9.3	Método de asignación basado en la eficiencia multicriterio	61
9.4	Propuesta de combinación de tecnologías	63
10.	CONCLUSIONES	65
11.	RECOMENDACIONES	66
12.	GLOSARIO	67
13.	BIBLIOGRAFIA	68
14.	ANEXOS.....	70
14.1	Utilización del biogás.....	70

14.1.1	Correlación canónica de las plantas que pueden cambiar su operación a biogás.....	70
14.1.2	Coeficientes del modelo DEA con el reemplazo a biogás.....	71
14.1.3	Benchmarks del modelo DEA – reemplazo a biogás	71
14.1.4	Número de benchmarks en DMU eficientes y con plantas operando con biogás.....	72
14.2	Marco teórico.....	75
14.2.1	Cronología del mercado de electricidad en Colombia.....	75
14.2.2	Sector eléctrico colombiano	76
14.2.3	MEM (mercado de energía mayorista)	79
14.2.4	Determinación del precio de bolsa	81
14.2.5	Generación de electricidad y energías renovables.....	82
14.3	Agentes generadores del Sistema Interconectado Nacional SIN	85

INDICE DE TABLAS

	Pág
Tabla 1: Ventajas y desventajas de las tecnologías de generación disponibles....	14
Tabla 2: Capacidad efectiva de generación por tipo de generación	19
Tabla 3: Generación real de electricidad mensual.....	19
Tabla 4: Centrales de generación hidráulica.....	34
Tabla 5: Centrales de generación térmica	35
Tabla 6: División de la información según hidrología.....	36
Tabla 7: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología por debajo del promedio	37
Tabla 8: Correlación canónica de centrales térmicas seleccionadas – hidrología por debajo del promedio	38
Tabla 9: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología promedio.....	38
Tabla 10: Correlación canónica de centrales térmicas seleccionadas – hidrología promedio.....	38
Tabla 11: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología por encima del promedio	39
Tabla 12: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología por encima del promedio	39
Tabla 13: Valores de holgura de eficiencia de centrales de generación en las tres condiciones de hidrología descritas.....	50
Tabla 14: Número de veces que una planta es referente de eficiencia para otra (benchmarks) en las condiciones de hidrología descritas.....	51
Tabla 15: Comparación de asignación de carga en las tres condiciones de hidrología descritas.....	53
Tabla 16: Contraste de hipótesis	55
Tabla 17: Propuesta de generación de electricidad, de acuerdo a las condiciones de hidrología	57
Tabla 18: Número de centrales hidráulicas que generaron vertimientos de agua.	59
Tabla 19: Número de centrales que usan gas natural durante su operación.....	59
Tabla 20: Número de centrales térmicas que usan ACPM en su operación.....	60
Tabla 21: Número de centrales térmicas que usan Fuel oil en su operación.....	61
Tabla 22: Valores de emisión de CO ₂ y poder calorífico para el biogás en Colombia.....	70

Tabla 23: Correlación canónica de plantas operadas a biogás.	71
Tabla 24: Coeficientes del modelo DEA en hidrología media y plantas operadas a biogás	71
Tabla 25: Benchmarks de hidrología media y plantas operadas con biogás	71
Tabla 26: Número de benchmarks en DMU eficientes – hidrología media y biogás	72
Tabla 27: Comparación del número de benchmarks del modelo DEA con condiciones de hidrología media y con algunas de las plantas usando biogás como combustible.....	73
Tabla 28: Comparación entre la propuesta de generación con gas natural y con biogás	74

ÍNDICE DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1: Diagrama general del proceso de investigación.....	12
Gráfica 2: Relación entre propósito, justificación y objetivo general	17
Gráfica 3: Descripción general de los modelos de DEA	21
Gráfica 4: Diagrama de objetivo general y objetivos específicos.....	24
Gráfica 5: Diagrama del planteamiento de la hipótesis.....	27
Gráfica 6: Diagrama de flujo de la lista de actividades	28
Gráfica 7: Separación de la información de acuerdo a hidrologías.....	30
Gráfica 8: Diagrama de Resultados obtenidos.....	33
Gráfica 9: Composición de los diferentes grupos de hidrología.....	36
Gráfica 10: Diagrama de asignación actual	52
Gráfica 11: Diagrama de asignación propuesta.....	52
Gráfica 12: Comparación entre método actual y método alternativo en condiciones de hidrología por debajo del promedio.....	62
Gráfica 13: Comparación entre método actual y método alternativo en condiciones de hidrología promedio	62
Gráfica 14: Comparación entre método actual y método alternativo en condiciones de hidrología por encima del promedio.....	63
Gráfica 15: Evolución de los porcentajes de la propuesta de generación de electricidad.....	64

ÍNDICE DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1: correlación canónica para la transformación de la información de las centrales de generación de electricidad.....	30
Ecuación 2: Descripción del ingreso de plantas generadoras de energía	40
Ecuación 3: Estructura de causalidad de variables.....	42
Ecuación 4: Transformación de las variables por medio de la correlación canónica	43
Ecuación 5: Cálculo de parámetros por medio de la función de Producción Cobb-Douglas.....	43
Ecuación 6: Dimensionalidad de la función de producción Cobb-Douglas	44
Ecuación 7: Definición de forma funcional preestablecida.....	45
Ecuación 8: Programa fraccional base para el modelo CCR	45
Ecuación 9: Combinaciones lineales de variables en la función objetivo.....	45
Ecuación 10: Programa con perspectiva del regulador.....	46
Ecuación 11: Programa con perspectiva del regulador. Incluye variables de precio y recursos	46
Ecuación 12: Forma translogarítmica del programa con perspectiva del regulador	47
Ecuación 13: Asignación de recursos en la perspectiva del regulador	47
Ecuación 14: Modelo de programación DEA para la perspectiva del regulador	48
Ecuación 15: Transformación del programa lineal DEA.....	48
Ecuación 16: Transformación del programa lineal DEA usando logaritmo	48
Ecuación 17: Transformación final del programa lineal DEA con la perspectiva del regulador.....	48

1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este estudio es proponer una nueva metodología para la asignación de generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, basado en los criterios de eficiencia que comprendan aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales. Esta propuesta se fundamenta en los resultados del proceso de investigación respecto a la eficacia del actual mecanismo de Despacho Económico Horario para la generación de energía eléctrica en Colombia.

La comparación de la eficacia será realizada contrastando siguientes grupos de datos: a) la asignación del Despacho Económico Horario por el mecanismo utilizado en la actualidad, y b) la asignación virtual de carga a partir de los resultados obtenidos por la comparación de la eficiencia en la generación energética, por medio de un programa de optimización en programación lineal basado en las técnicas DEA.

La hipótesis de trabajo consiste en afirmar que el método de asignación actual (Despacho Económico Horario) para la generación de electricidad en Colombia es menos eficaz que el método alternativo propuesto en este estudio. En caso que el proceso de investigación muestre que la hipótesis del trabajo pueda ser considerada como válida, se usará la información obtenida con el objeto de proponer un método para combinar las tecnologías para la generación de energía eléctrica en Colombia.

Por lo anterior, el objetivo general del estudio consiste en identificar si el mecanismo de asignación alternativo basado en la eficiencia multicriterio es más eficaz que el método actual de asignación. Si se mantiene la hipótesis de trabajo, entonces puede hacerse la propuesta del método para la combinación de tecnologías, en otro caso se asumirá el mecanismo actual es más efectivo.

Para cumplir el objetivo general se plantean cuatro objetivos a saber:

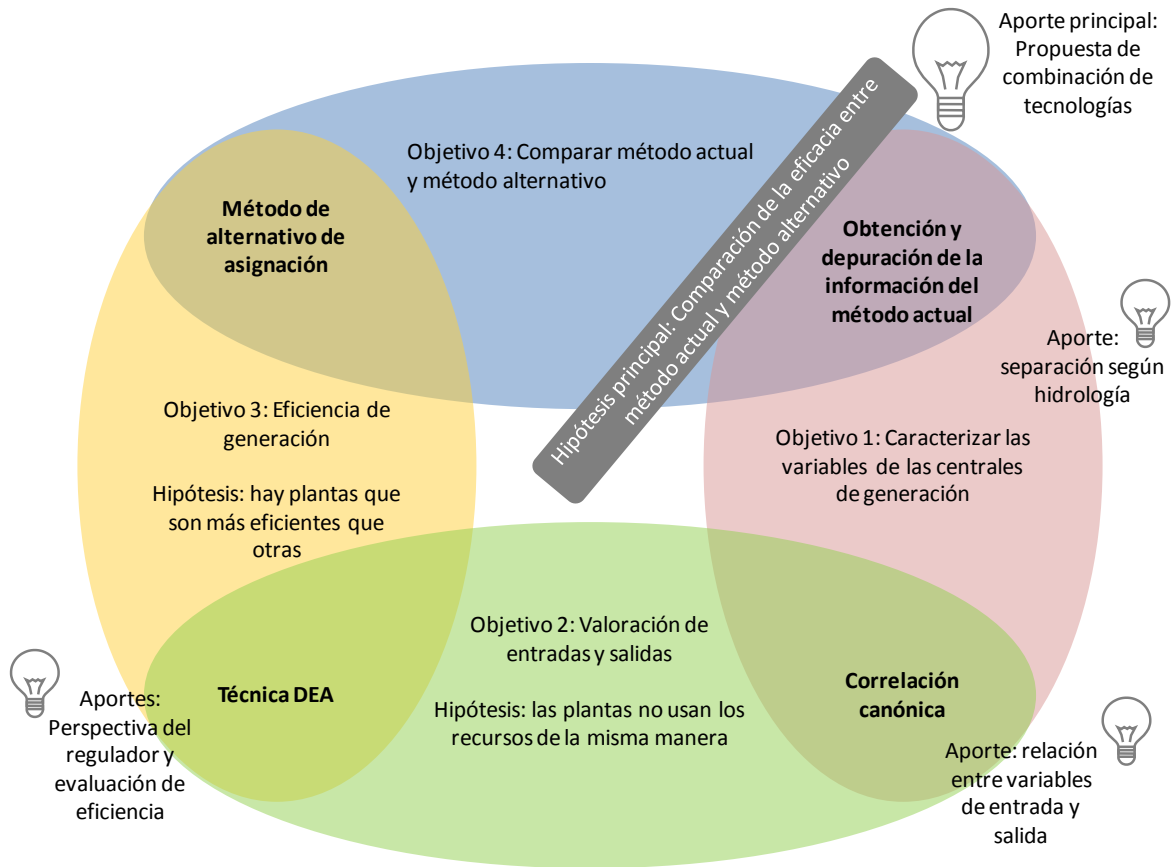
- a) primero se escribe el proceso de obtención y valoración del flujo para la generación de carga eléctrica en Colombia con las técnicas del flujo de materiales, a partir de la información disponible en los portales de información del administrador del mercado; luego

- b) se distingue la valoración específica de cada uno de los recursos y productos obtenidos usando la técnica de correlación canónica; posteriormente,
- c) se compara la eficiencia virtual en la generación de energía eléctrica dentro del mismo día usando la información del paso anterior en combinación con la técnica DEA; finalmente
- d) el cuarto objetivo específico distingue entre la eficacia en la generación de energía eléctrica asignada por el método actual y las asignaciones obtenidas en el objetivo específico tres.

El aporte principal de este estudio consiste en la propuesta de asignación de electricidad de manera eficiente en el Sistema Interconectado Nacional. Otros aportes relevantes resultado de la investigación son a) la obtención de correcciones canónicas que relacionan las variables de entrada y salida seleccionadas, b) el desarrollo de un modelo DEA que busca la maximización del bienestar al tener en cuenta el punto de vista del regulador, y c) la determinación de la eficiencia de cada una de las centrales de generación de electricidad bajo un entorno multicriterio que tiene en cuenta el uso de los recursos para la generación, los precios de oferta y las consecuencias ambientales de la generación de electricidad. El aporte principal y los aportes relevantes de este estudio se muestran en la Gráfica 1.

Vale la pena anotar que debido a que en el país se presentan condiciones de hidrología variable (por debajo del promedio, promedio y por encima del promedio) y a su vez, un componente importante de la generación se realiza a través de centrales hidroeléctricas, se realizó una separación de la información de acuerdo a estas condiciones de hidrología, con el ánimo de reflejar estas condiciones en los métodos alternativos de asignación.

Gráfica 1: Diagrama general del proceso de investigación



Para la obtención de los resultados, se obtendrá la información del flujo para la generación de carga eléctrica en Colombia correspondiente a las centrales de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional SIN a partir de fuentes de información pública, dentro de las que se encuentran los portales de información del administrador del mercado (XM) y el organismo de planeación del sector eléctrico colombiano (UPME).

Las siguientes variables de entrada y salida de las centrales de generación serán tenidas en cuenta para la determinación de eficiencia:

Entradas:

- Aportes diarios (en m^3)
- Volumen embalse (en millones de m^3)
- Vertimientos (en millones de m^3)
- Consumo de gas natural (en MBTU)
- Consumo de ACPM (en MBTU)

- Consumo de fuel oil (en MBTU)
- Consumo de carbón (en MBTU)
- Generación real (en kW/h)
- Emisión de CO₂ (en Kg de CO₂)

Salidas

- Disponibilidad diaria (en MW)
- Precio de oferta (en \$/MWh)

Posteriormente se realizará la separación de la información en tres grupos: a) periodos con condiciones de hidrología por debajo del promedio (menores a 15%), b) periodos con condiciones de hidrología cercanas al promedio y c) periodos con condiciones de hidrología superiores al promedio (mayores a 15%).

De manera paralela se desarrolló un modelo DEA basado en la función de producción Cobb-Douglas que busca maximizar el bienestar, así como la posibilidad de ofrecer relaciones de causalidad gracias a la aplicación de correlación canónica entre las variables de entrada y salida. Una vez obtenidos los coeficientes de correlación canónica, se procede a la obtención de las holguras y la determinación de los benchmarks de las plantas de generación de electricidad conectadas al Sistema Interconectado Nacional, para las tres condiciones de hidrología.

De acuerdo a la información de los benchmarks se obtuvo un método alternativo de asignación de carga eléctrica para las plantas de generación. Se compararon los resultados de ese método alternativo con la información real de la generación por medio de un análisis de varianza con el ánimo de determinar cuál de los dos métodos es más eficaz.

Finalmente, con base en los resultados de las mejores plantas, se procedió a proponer una combinación de tecnologías para la generación de electricidad en Colombia de manera eficiente, desde un punto de vista multicriterio. De manera adicional, se realiza una evaluación de la utilización del biogás como sustituto del gas natural en la generación de electricidad.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, la asignación horaria de cargas a cada una de las centrales de generación que conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza únicamente de acuerdo a sus precios de oferta, de acuerdo al procedimiento descrito en la resolución CREG 051 de 2009. El procedimiento básico de asignación consiste en que cada central entrega su precio de oferta al Centro Nacional de Despacho (CND) y las mayores asignaciones de generación se otorgan a las plantas que ofrecieron precios menores.

Como se muestra en la Tabla 1, cada una de las tecnologías disponibles para la generación de electricidad tiene fortalezas y debilidades.

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las tecnologías de generación disponibles

Item	Hidráulica	Térmica gas	Térmica carbón	Térmica Fuel oil	Térmica ACPM	Eólica
Costos de operación	Bajos	Altos	Altos	Altos	Altos	Bajos
Confiabilidad de la operación	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Baja
Dependencia de clima	Alta	Baja	Baja	Baja	Baja	Alta
Emisiones	Baja	Alta	Alta	Alta	Alta	Muy baja
Necesidad de espacio	Alta	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja
Reservas del combustible a largo plazo	Media	Baja	Alta	Media	Media	Alta

Debido a que un alto porcentaje (alrededor del 70%) de la capacidad de generación del SIN está representada en centrales hidroeléctricas y sumado a los precios bajos comparados con otro tipo de tecnologías, estas plantas son incluidas en el despacho en la mayoría de horas del día. Sin embargo, dentro de la asignación no se tiene en cuenta la eficiencia en el recurso hidráulico, lo cual de es especial atención con las variaciones registradas en los regímenes de lluvias con respecto a los promedios históricos.

Por otro lado, un porcentaje más pequeño de la energía requerida se genera por medio de plantas térmicas a gas, carbón y otros combustibles, como modo de respaldo a la generación hidráulica. Sin embargo, en este momento existen algunas dudas la combustión de gas y otros combustibles producen emisiones de CO₂, causantes del efecto invernadero.

De manera adicional, es necesario que la generación de electricidad beneficie no sólo a los agentes generadores adscritos al Mercado de Energía Mayorista (MEM),

sino que también el beneficio se extienda a toda la sociedad en conjunto y no solo a los generadores.

Por lo tanto, el problema principal planteado en este estudio es que el método de asignación aplicado en la actualidad (Res. CREG 051 de 2009) omite variables como son la eficiencia en el uso de los recursos, la emisión de CO₂ y el bienestar social, las cuales pueden tener una gran incidencia en el sector.

Finalmente, uno de los combustibles más usados en la generación térmica en la actualidad es el gas natural, debido a su disponibilidad, a la red de gasoductos disponibles que permiten transportarlo a los principales sitios de consumo en el país y a ser más limpio que otros combustibles, como es el caso del carbón. Sin embargo, según las proyecciones de la UPME, el autoabastecimiento de gas natural se terminaría en el año 2017 (UPME, 2011; Superintendencia de Servicios públicos, 2011). Eso tendrá consecuencias a nivel de precios en el gas natural, lo cual repercutirá finalmente en los precios de oferta que entrega cada una de las centrales térmicas y por consiguiente en el precio final de generación. Por lo tanto, se realiza una evaluación del uso de biogás como sustituto del gas natural para la generación de electricidad.

3. JUSTIFICACIÓN

Como se mencionó en el Planteamiento del Problema en el numeral 3, la asignación de cargas para la generación de electricidad se basa únicamente en los precios de oferta que cada una de las centrales de generación entregan al CND.

Sin embargo, otras variables igualmente substanciales dentro de la operación del sistema interconectado no son tenidas en cuenta dentro del esquema de asignación.

Por lo tanto, se considera importante que la asignación de carga abarque la eficiencia en el uso de los recursos para la generación, los efectos ambientales (emisión de CO₂) y una perspectiva enfocada hacia el bienestar. Debido a la omisión de variables relacionadas con la eficiencia de los recursos y el impacto ambiental, en este momento no se puede determinar con exactitud si la asignación de carga eléctrica basada en el Despacho Económico Horario es realizada de manera eficaz.

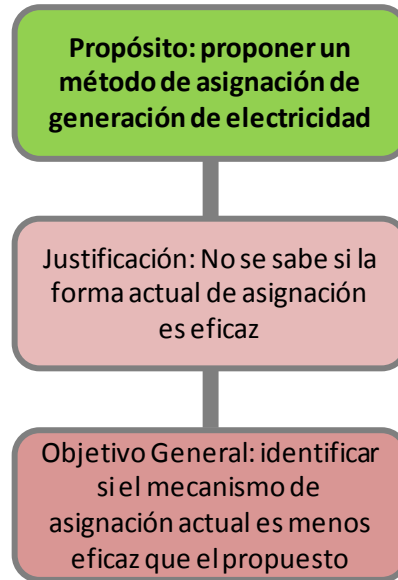
Por otro lado, al revisar la ley colombiana, se puede encontrar que dentro de sus principios favorece la inclusión de las nuevas variables para la asignación: La constitución política de Colombia afirma en el artículo 365 que *“los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado”*. Por lo que este artículo soporta la decisión de incluir la perspectiva enfocada al bienestar.

De manera adicional, la Ley 143 de 1994 indica que *“... el servicio de electricidad se debe guiar por los principios de principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad y neutralidad, solidaridad y equidad”*. Por lo tanto, proponer una asignación de electricidad y una combinación de tecnologías basada en criterios de eficiencia en el uso de los recursos de generación, se ajusta a los lineamientos de la ley.

Finalmente, según el artículo 79 de la Constitución Nacional *“todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo”*. Por consiguiente, la inclusión de las emisiones de CO₂ es validada por la constitución.

El diagrama general de la justificación se muestra en la Gráfica 2:

Gráfica 2: Relación entre propósito, justificación y objetivo general



Se puede apreciar que en este momento no es posible afirmar si la forma actual de asignación – basada únicamente en los precios de oferta – es eficaz. Por lo tanto, en este estudio se llevará a cabo un procedimiento para identificar si el mecanismo de asignación actual es menos eficaz que el método alternativo basado en la eficiencia multicriterio, el cual está basado en un programa de optimización general basado en las técnicas DEA.

4. ESTADO DEL ARTE

4.1 Panorama mundial de la generación de electricidad

En la actualidad se presenta un aumento generalizado en el consumo de energéticos a nivel mundial. De acuerdo con el International Energy Agency, el consumo de energía eléctrica a nivel mundial prácticamente se ha crecido vertiginosamente (195%) desde el año 1980 hasta el año 2008, motivado especialmente por el crecimiento de los países en desarrollo, en los que la demanda se multiplicó más de seis veces (680%) en ese mismo periodo (International Energy Agency, 2011).

A nivel mundial, la generación de electricidad está dominada por el uso de combustibles fósiles, donde se encuentra el carbón (41%), gas (21%), y petróleo (5%) (International Energy Agency, 2011). La utilización de estos combustibles contribuye con un porcentaje importante de las emisiones de dióxido de carbono y otros gases causantes del calentamiento global. Asimismo aumentan la destinación de nuevas zonas para la minería y para la explotación de hidrocarburos.

Uno de los países donde es más palpable esta coyuntura es China, en donde actualmente casi el 80% de la electricidad proviene de centrales a base de carbón, con las consecuencias a nivel ambiental y social que ello implica. En China se espera que la demanda de energía se triplique entre 2008 y 2035, así como que la capacidad generada durante ese periodo equivalente a la capacidad instalada el día de hoy en los Estados Unidos. (International Energy Agency, 2011).

4.2 Generación de electricidad en Colombia

La energía eléctrica se obtiene de diferentes fuentes. En Colombia, alrededor del 70% de la electricidad en promedio se obtiene a partir de hidroeléctricas, el 30% restante es generado por termoeléctricas generadas a partir de Gas Natural, Fuel Oil, Carbón y ACPM. De manera adicional la generación se complementa con la energía aportada por proyectos de cogeneración y generación de plantas menores, con una capacidad menor de 20 MW (XM, 2011).

La participación de otras fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, geotérmica) se reduce al parque eólico de Jeparachi, localizado en el departamento de la Guajira, con una capacidad instalada de 18 MW. En cuanto a la energía solar, hasta el día de hoy no hay instalaciones registradas como generadoras en XM, el organismo administrador del mercado de electricidad en Colombia (XM, 2010).

La Oferta total de electricidad en Colombia, incluyendo, las plantas hidráulicas y térmicas alcanza una magnitud de 13,495 MW, mientras que la demanda de Colombia alcanza un valor de 9,100 MW (XM, 2010). Eso indica que Colombia tiene la suficiente capacidad instalada para atender de manera satisfactoria la demanda.

Tabla 2: Capacidad efectiva de generación por tipo de generación

Capacidad efectiva de generación por tipo de combustible						
Año	Hidraulica	Carbón	Gas	Eolica	Otros	Total
2002	8,997	690	3,679	0	13	13,379
2003	8,839	692	3,656	0	13	13,200
2004	8,923	692	3,766	20	16	13,417
2005	8,948	694	3,682	10	14	13,348
2006	8,956	700	3,585	18	20	13,279
2007	8,997	700	3,675	18	20	13,410
2008	9,002	700	3,739	18	20	13,479
2009	9,036	700	3,759	18	30	13,543
2010	9,026	700	3,759	18	65	13,569

Fuente: xm.com.co

Tabla 3: Generación real de electricidad mensual

Generación real, en GWh									
Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ene	3,672.6	3,806.4	3,975.2	4,111.5	4,252.7	4,419.2	4,486.8	4,590.9	4,617.8
Feb	3,486.8	3,534.4	3,895.3	3,835.9	4,021.6	4,166.9	4,331.1	4,271.6	4,411.7
Mar	3,688.4	4,020.1	4,174.3	4,190.3	4,405.3	4,591.5	4,367.1	4,735.3	4,888.7
Abr	3,651.0	3,798.1	3,940.4	4,147.2	4,164.3	4,268.0	4,479.5	4,522.9	4,607.8
May	3,788.1	3,905.8	4,065.4	4,242.1	4,372.0	4,520.1	4,512.9	4,730.1	4,784.9
Jun	3,591.1	3,716.1	3,893.4	4,118.6	4,262.9	4,347.8	4,398.4	4,513.9	4,637.6
Jul	3,762.9	3,963.3	4,044.0	4,243.9	4,456.9	4,551.6	4,596.4	4,720.5	4,762.7
Ago	3,830.1	3,982.1	4,148.2	4,360.1	4,500.6	4,574.8	4,611.6	4,783.0	4,821.3
Sep	3,758.4	3,954.4	4,020.1	4,270.8	4,434.8	4,481.8	4,633.2	4,880.2	4,733.3
Oct	3,872.6	4,074.0	4,148.5	4,327.7	4,572.8	4,585.2	4,775.7	4,811.5	4,923.7
Nov	3,742.3	3,957.1	4,074.4	4,243.2	4,410.6	4,522.7	4,514.3	4,662.6	4,812.8
Dic	3,898.5	4,091.4	4,238.8	4,375.4	4,513.7	4,635.9	4,725.6	4,764.0	4,895.2
Total	44,742.8	46,803.2	48,618.0	50,466.7	52,368.2	53,665.5	54,432.6	55,986.5	56,897.3

Fuente: xm.com.co

4.2.1 Asignación de centrales de electricidad

El regulador CREG (Comisión de Regulación en Energía y Gas) ha establecido por medio de diferentes resoluciones (Resolución CREG 004 de 2003, Resolución 096 de 2008 y Resolución 051 de 2009), un complejo proceso para determinar la asignación de la generación de electricidad. Básicamente, la asignación se realiza

de acuerdo al precio que cada una de ellas coloca a su energía. Entre menor sea el precio de oferta, mayor será el número de horas que la central estará dentro del despacho para entregar energía, y por consiguiente, mayor la cantidad de electricidad que la central generará.

Cada una de las centrales con capacidad mayor a 20 MW está obligada a entregar al Centro Nacional de Despacho (CND) diariamente, antes de las 8:00 am, su oferta de precios para el día siguiente, así como su disponibilidad. Una vez las ofertas son recibidas por el CND; éste las ordena teniendo en cuenta los precios ofertados. Así mismo se determina la disponibilidad acumulada, según los precios ofertados por las centrales.

En el momento en que la disponibilidad acumulada supera a la demanda para la hora x, las centrales con la capacidad acumulada menor o igual a la capacidad que supera la demanda estarán incluidas en el despacho económico. Vale la pena anotar que el despacho económico no tiene en cuenta las variables de transporte.

De acuerdo a la resolución de la CREG 051 de 2009, “Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, exceptuando las cadenas hidráulicas: Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá; que harán ofertas de precio en forma integral por cadena. También se exceptúan los enlaces Internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista, los cuales podrán hacer ofertas horarias de precio”.

Por otro lado, el despacho ideal se realiza a posteriori, con la información real de demanda y de disponibilidad. A diferencia del despacho económico, y tiene en cuenta, además de las ofertas de las centrales, los precios de arranque y parada, las ofertas de las transacciones internacionales y las características de cada planta. Nuevamente, no tiene en cuenta las variables de transporte.

El despacho ideal... “Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la Bolsa de Energía, las ofertas de Precios de Arranque-Parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener la combinación de generación que resulte en mínimo costo para atender de demanda total del día, sin considerar la red de transporte”.

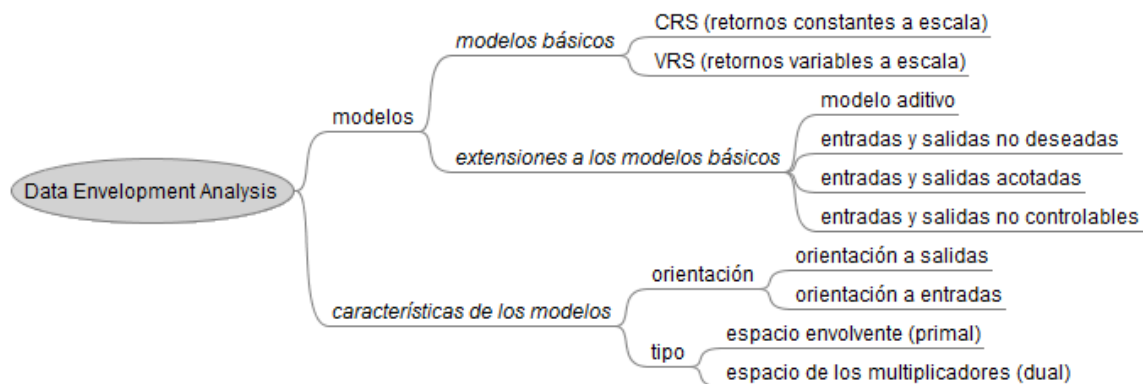
De acuerdo a la resolución de la CREG 051 de 2009, “El Despacho Ideal será uno para el día, comprenderá los 24 períodos horarios y se determinará por medio del

programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Ideal del día $t-1$; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.”

4.3 DEA (Data Envelopment Analysis)

El análisis envolvente de datos (DEA) por sus siglas en inglés, es una herramienta o método no paramétrico que por medio de algoritmos matemáticos busca evaluar la eficiencia comparativa de unidades homogéneas denominadas DMU's (Decision Making Unit) en términos de entradas y salidas por parte de cada unidad de decisión (Cooper et al, 2007).

Gráfica 3: Descripción general de los modelos de DEA



4.3.1 Aplicación de DEA en energía y electricidad

Ha ganado gran aceptación como técnica de punta para el análisis del sector de energía en muchos países, especialmente en la industria de la electricidad. Aunque DEA puede ser tratado como un método de análisis de decisión multicriterio, empieza con el propósito de evaluar la eficiencia comparativa, en vez

de escoger un curso de acción específico, como es el caso de la mayoría de análisis de decisión tradicional.

Se han realizado varios estudios del uso de diferentes fuentes para la generación de electricidad. Se ha podido determinar que el desarrollo de fuentes alternativas de energía es actualmente un tema importante desde el punto de vista económico, científico y político, con consecuencias ambientales, de crecimiento y de sostenibilidad (Devezas, 2008).

Desde los años 80, los economistas han usado la metodología DEA para medir la eficiencia del performance de las centrales eléctricas, permitiendo encontrar fuentes de ineficiencia en la operación. Esto permite formular nuevas políticas para mejorar los niveles de eficiencia (Lam & Shiu, 2001)

De manera adicional, se han realizado varios estudios que han aplicado el análisis envolvente de datos (DEA) para la evaluación de la generación de la electricidad en diferentes países:

China:

Lam & Shiu realizaron un estudio de la eficiencia de la generación térmica en China. Encontraron que existen ineficiencias en la distribución del trabajo, aunque en las regiones desarrolladas de la costa en general se encuentra que las plantas son eficientes. (Lam & Shiu, 2001).

Estados Unidos

Vaninsky realizó un estudio de la eficiencia de la generación en los Estados Unidos. Pudo encontrar que los niveles de eficiencia en la generación han permanecido estables desde 1994 (Vaninsky, 2006).

India

Jain et al evaluaron el performance de la generación en la India. Con ese estudio se pudo determinar que las compañías de generación de electricidad generalmente operaban de forma ineficiente. Vale la pena aclarar que India es el quinto consumidor de electricidad en el mundo y aunque el mercado está liberalizado desde inicios de los años 90, la generación de electricidad todavía está controlado por el sector público Indio (Jain et al, 2010).

Colombia

Caspari hace una comparación entre los costos de la generación actual con los costos de diferentes tecnologías renovables, entre las que se incluyen solar, eólica, y geotérmica. La conclusión más importante es que la energía solar no es competitiva en términos de costos, la energía proveniente de centrales

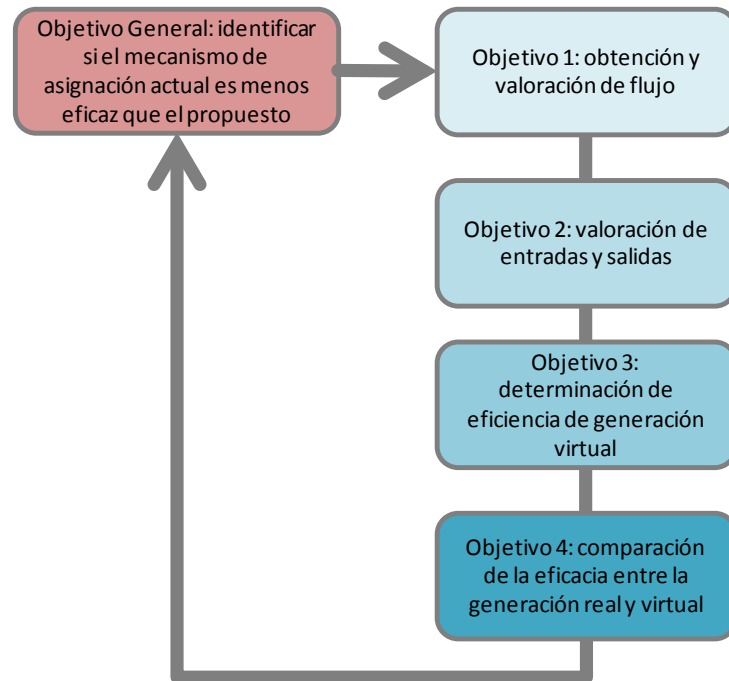
hidroeléctricas pequeñas y filo de agua, biomasa y geotérmica pueden ser competitivas. De igual manera, afirma que es necesario el apoyo del gobierno y de otras instituciones para impulsar la aplicación de este tipo de tecnologías en el país (Caspari, 2009)

La modelación del performance medioambiental y la estimación del efecto de las regulaciones de las políticas aplicadas a las energías han sido uno de los temas en donde más se ha aplicado la metodología DEA, debido al aumento de la conciencia de tipo ambiental y las ventajas que la metodología DEA ofrece para obtener un índice estándar de eficiencia. De manera adicional, el estudio de la eficiencia de diferentes energías ha sido otros de los temas que se han desarrollado por medio de DEA (Zhou et al, 2008).

5. OBJETIVOS

El objetivo general y los objetivos específicos, se describen en la Gráfica 4 y se detallan a continuación:

Gráfica 4: Diagrama de objetivo general y objetivos específicos



5.1 Objetivo general

Identificar si el mecanismo de asignación actual de generación de electricidad es más eficaz que un método alternativo de asignación basado en un punto de vista multicriterio para la elaboración de una propuesta de combinación de tecnologías para la generación de electricidad.

5.2 Objetivos específicos

5.2.1 Objetivo específico 1

Caracterizar las variables de flujo de las centrales de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) por medio de las técnicas del flujo de materiales para la obtención de la información correspondiente a las variables de entrada y salida, así como su posterior separación de acuerdo a las condiciones de hidrología.

5.2.2 Objetivo específico 2

Valorar los recursos utilizados y productos obtenidos en la operación de las centrales de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) por medio de la técnica de correlación canónica para la obtención de correlaciones entre las variables de entrada y salida.

5.2.3 Objetivo específico 3

Determinar la eficiencia comparativa multicriterio de las centrales de generación de electricidad conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) por medio de la técnica DEA (Data Envelopment Analysis) para la determinación de un método alternativo de asignación de carga eléctrica

5.2.4 Objetivo específico 4

Comparar la eficacia del método de asignación actual y las asignaciones multicriterio por medio de un análisis de varianza para decidir una posible elaboración de una propuesta de combinación de tecnologías para la generación de electricidad.

6. PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

La hipótesis central de este estudio se refiere a la utilidad de disponer de una técnica para asignar la carga de la generación eléctrica que sea diferente al método actual de asignación.

El modelo de asignación utilizado en la actualidad (Res. CREG 051 de 2009) está basado únicamente en los precios de oferta de cada central y desconoce otros aspectos igualmente importantes, como son la eficiencia en el uso de los recursos y el impacto ambiental de la operación. Así mismo, se centra en la maximización de recursos para el generador.

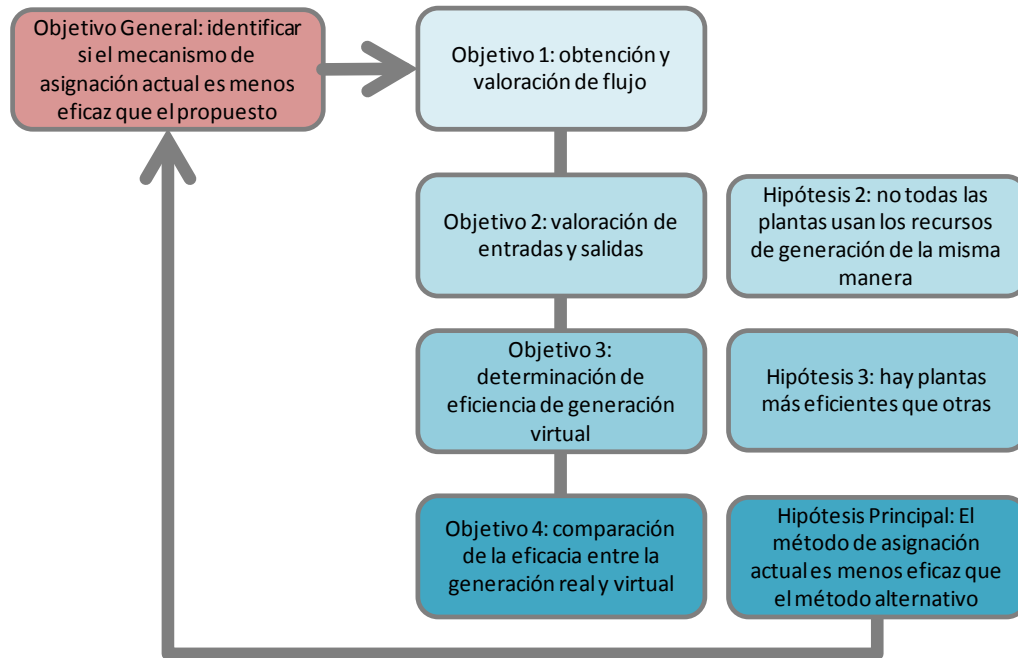
Por tal motivo se elaboró un método alternativo para la asignación de generación de electricidad basado en la eficiencia multicriterio de las plantas de generación, dentro de los que se incluye la eficiencia en el uso de los recursos necesarios para la generación de electricidad, el precio de oferta, la emisión de CO₂ producto de la operación de la planta y una orientación social enfocada a la maximización del bienestar. Este método implica un rediseño del proceso de asignación de generación.

Para determinar cuál de los métodos para la asignación de electricidad es más eficaz se llevará a cabo una comparación por medio de un análisis de varianza. En caso que las pruebas estadísticas muestren que el método alternativo desarrollado es más eficaz que el método utilizado en la actualidad, se propondrá una combinación de tecnologías para la generación de electricidad.

De manera adicional, existen otras hipótesis a partir de los objetivos específicos, las cuales se detallan en el numeral 9.6 (Prueba de hipótesis comparación de las asignaciones de generación de electricidad). La hipótesis relacionada con el objetivo específico dos es que no todas las plantas usan sus recursos disponibles para la generación de la misma manera, esta hipótesis se comprobaba con la obtención de los coeficientes canónicos para las tres condiciones de hidrología (alta, media y baja). Así mismo, la hipótesis relacionada con el objetivo específico tres dice que hay plantas de generación que son más eficientes que otras, esta hipótesis se comprobaba con la obtención de los valores de holgura y los benchmarks obtenidos por medio del modelo DEA.

La relación entre el objetivo general, los objetivos específicos y las hipótesis principal y hipótesis secundarias son mostradas en la Gráfica 5.

Gráfica 5: Diagrama del planteamiento de la hipótesis

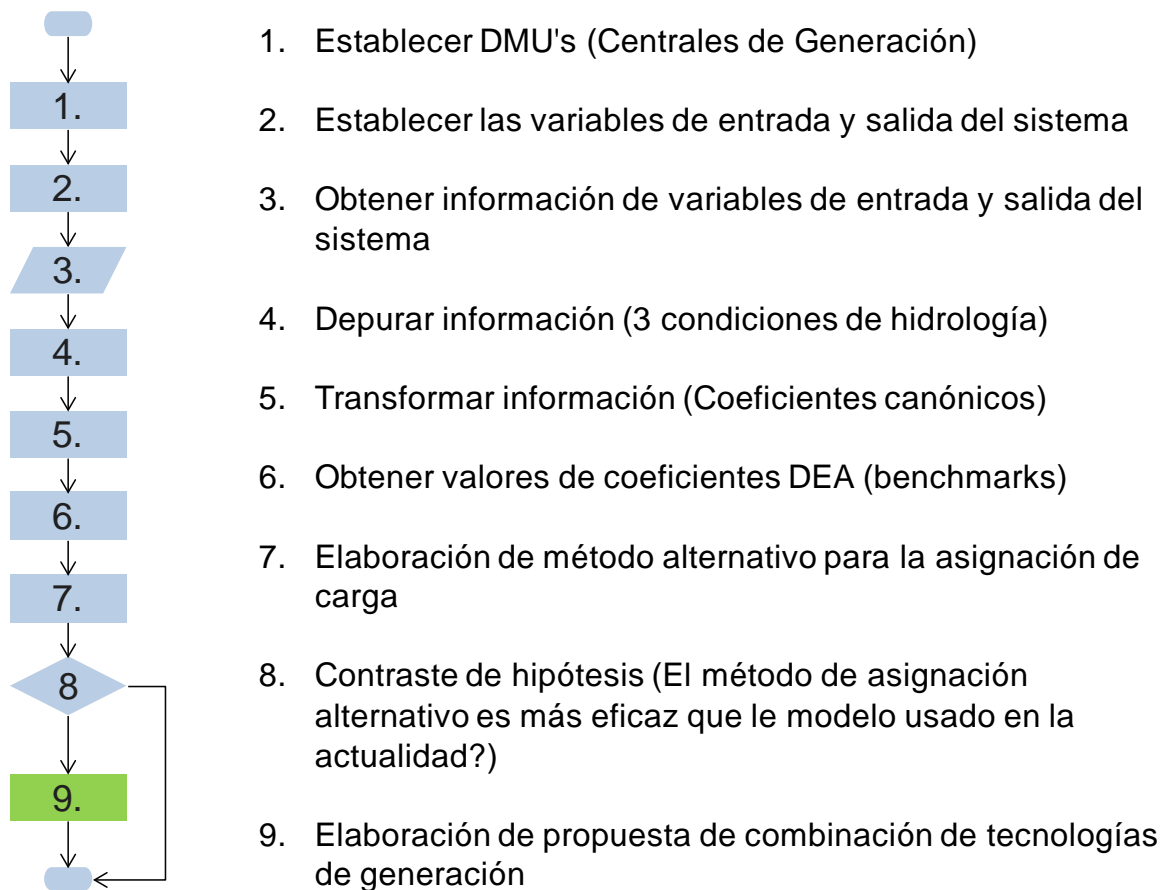


7. METODOLOGIA

7.1 Lista de actividades

Las actividades llevadas a cabo para el cumplimiento del objetivo general y los objetivos específicos se describen en el diagrama de flujo de la Gráfica 6 y se detalla a continuación:

Gráfica 6: Diagrama de flujo de la lista de actividades



7.2 Metodología

A continuación se detalla la metodología desarrollada para alcanzar el objetivo general y los objetivos específicos:

7.2.1 Establecer DMU's (decision-making units)

Se definieron las DMUs como las plantas mayores (aquellas con una mayor capacidad de 20 MW), conectadas al Sistema Interconectado Nacional SIN. Incluye centrales de generación hidráulica, térmica a gas, carbón y plantas duales que usan combustibles líquidos. Las centrales seleccionadas son mostradas en detalle en el numeral 9.1.

7.2.2 Establecer las variables de entrada y salida del sistema

De acuerdo a las características del sistema, se escogieron las siguientes variables como entradas y salidas para cada una de las centrales:

- Aportes diarios de agua a embalses (en m^3)
- Volumen de embalse (en millones de m^3)
- Vertimientos de agua (en millones de m^3)
- Consumo de gas natural para generación de electricidad (en MBTU)
- Consumo de ACPM para generación de electricidad (en MBTU)
- Consumo de fuel oil para generación de electricidad (en MBTU)
- Consumo de carbón para generación de electricidad (en MBTU)
- Consumo de agua para generación de electricidad (en millones de m^3)
- Emisión de CO_2 (en Kg de CO_2)
- Logaritmo natural de la disponibilidad diaria (en Log. Natural de MW)
- Logaritmo natural del precio de oferta (en Log natural de \$/MWh)

7.2.3 Obtener información de variables de entrada y salida del sistema

Se obtuvo la información técnica y económica de las centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional en Colombia de carácter diario para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 por medio del aplicativo de carácter público NEON que se encuentra en la página web del administrador del mercado XM. La consulta de información se realizó durante los meses de agosto y septiembre del año 2011 (XM, 2011).

La información relacionada con la emisión de dióxido de carbono de cada una de las centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional se obtuvo por medio del documento CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 DEL

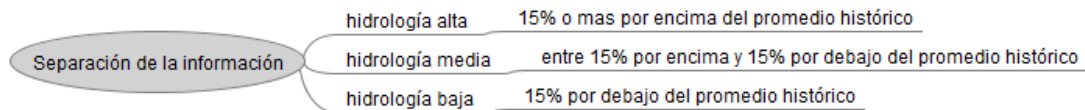
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO COLOMBIANO, publicado por la unidad de planeación minero energética UPME (UPME, 2009).

7.2.4 Depurar información

La depuración de la información se realizó usando el programa MS Office 2007. En la depuración de la información se separaron los datos obtenidos en tres grupos a saber, como se detalla en la Gráfica 7:

- i) hidrología alta, correspondiente a la información en los meses en los que el promedio de hidrologías estuvo 15% por encima o más del valor histórico para ese mes,
- ii) hidrología baja, con valores de hidrología promedio 15 por debajo o más del valor histórico para ese mes, y finalmente
- iii) hidrología media, con valores promedio de hidrología entre 15% por encima y 15% por debajo del promedio histórico.

Gráfica 7: Separación de la información de acuerdo a hidrologías



7.2.5 Transformar información

Con el objeto de realizar el análisis de eficiencia, se procedió a encontrar los coeficientes canónicos para cada central en las tres condiciones de hidrología descritas previamente. Para ello se calcula el Logaritmo natural de la disponibilidad y del precio de bolsa, para cada una de las centrales. Posteriormente se obtienen los coeficientes canónicos para cada una de las plantas se hizo por medio del complemento de MS Excel XLSTAT, desarrollado por la compañía Addisoft.

A continuación se hace una descripción de la correlación canónica:

Ecuación 1: correlación canónica para la transformación de la información de las centrales de generación de electricidad

$$\tilde{Y}_j = \gamma_{1j}Ln(Y_{1j}) + \gamma_{2j}Ln(Y_{2j}) = \tilde{Y}_{1j} - \tilde{Y}_{2j}$$

$$\tilde{X}_j = \delta_{1j}X_{1j} + \delta_{2j}X_{2j} + \delta_{3j}X_{3j} = \tilde{X}_{1j} + \tilde{X}_{2j} + \tilde{X}_{3j}$$

- \tilde{Y}_{1j} Ponderación canónica de la transformación logarítmica de la primera medida desempeño
- \tilde{X}_{1j} Ponderación canónica de la primer tipo de recurso usado.

7.2.6 Obtener valores de coeficientes DEA

Una vez obtenidos los coeficientes canónicos y los valores de las variables, se procede a encontrar los valores de coeficientes del modelo DEA para cada planta y para cada tipo de hidrología, por medio del software Efficiency Measurement System EMS versión 1.3.0, desarrollado en la Universidad de Dortmund (Alemania). El software está disponible en la página web <http://www.holger-scheel.de/ems/>.

7.2.7 Elaboración de método alternativo para la asignación de carga

A partir de los resultados del programa de optimización lineal basado en técnicas DEA, se elabora un método alternativo para la asignación de carga de electricidad para cada una de las condiciones de hidrología presentada con anterioridad.

- i) las plantas de generación (incluye hidráulicas, térmicas a gas, carbón y con combustibles líquidos) son organizadas de acuerdo a sus valores de eficiencia, de mayor eficiencia a menor eficiencia,
- ii) se determina la capacidad (en MW) de cada planta y se calcula la capacidad acumulada,
- iii) se determina el valor de la demanda para cada una de las horas; en el momento en el que la capacidad acumulada iguala a la demanda se asigna la generación en esa hora a las plantas que tuvieron una eficiencia menor o igual a la última planta.

7.2.8 Contraste de hipótesis

Con el ánimo de comparar la eficacia del método actual de asignación de carga para las centrales de generación y el método alternativo basado en la eficiencia multicriterio, se procede a realizar un análisis de varianza el cual se detalla en el numeral 9.6.1.

7.2.9 Elaboración de propuesta de combinación de tecnologías de generación

En caso que la prueba de hipótesis muestre que el mecanismo de asignación usado en la actualidad es menos eficaz que el método alternativo propuesto, se procede a presentar una propuesta de generación de electricidad teniendo en cuenta el método de asignación alternativo desarrollado con anterioridad.

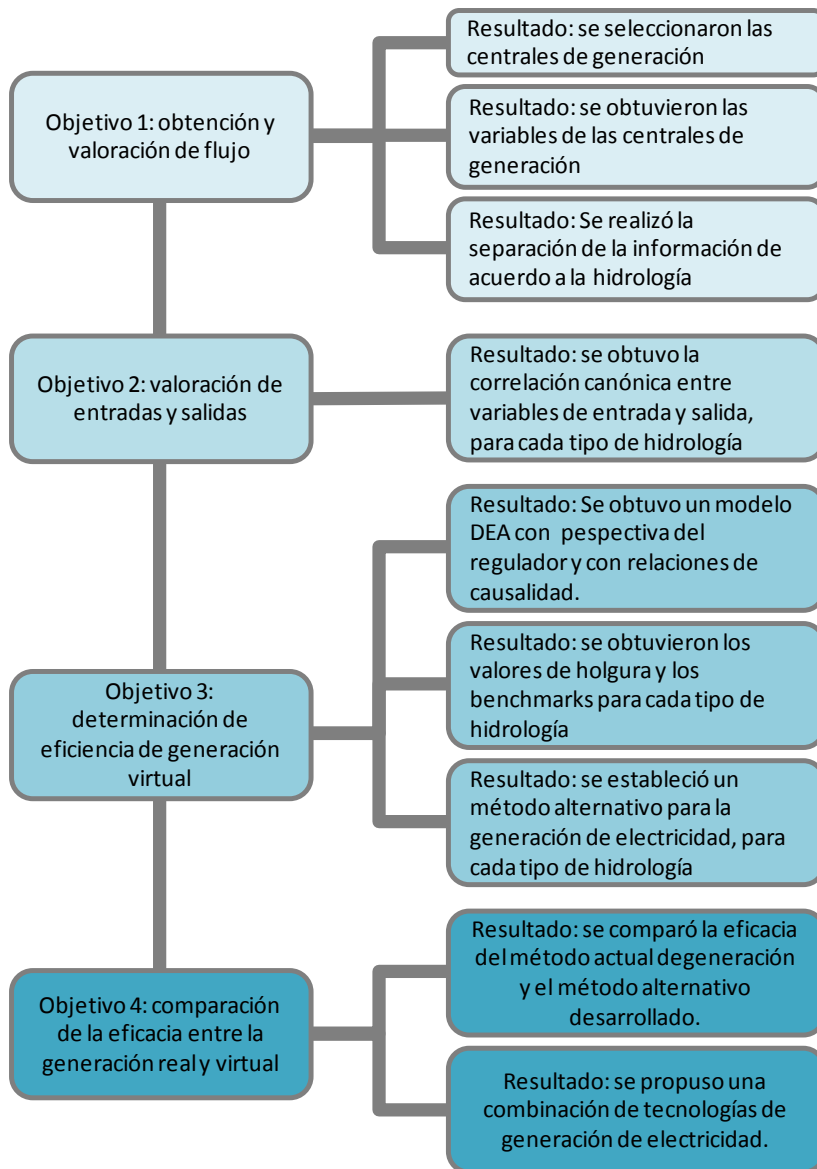
7.2.10 Elaboración de escenarios de generación usando biogás

A partir de la información obtenida de las características del biogás, dentro de las que se incluye el poder calorífico y la emisión de CO₂, se procedió a realizar la estimación con las plantas que consumen únicamente gas natural. Los datos obtenidos se procesaron de la misma manera que en la determinación de las correlaciones canónicas, coeficientes DEA y benchmarks. Posteriormente se realizó una comparación con los valores obtenidos previamente en el escenario de hidrología media. Los resultados de los escenarios de generación usando biogás se pueden consultar en el Numeral 14.1.

8. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

La Gráfica 8 muestra un resumen de los principales resultados obtenidos en cada uno de los objetivos propuestos.

Gráfica 8: Diagrama de Resultados obtenidos



8.1 Centrales de generación

A continuación se muestran en las Tabla 4 y Tabla 5 las plantas de generación hidráulica y térmica conectadas al sistema interconectado nacional objeto del estudio

Tabla 4: Centrales de generación hidráulica

CENTRAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	OPERADOR
ALBAN	BUENAVENTURA	VALLE DEL CAUCA	429	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
BETANIA	YAGUARA	HUILA	540	EMGESA S.A E.S.P
CALIMA	CALIMA (DARIEN)	VALLE DEL CAUCA	132	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
CHIVOR	SANTA MARIA	BOYACÁ	1000	A.E.S. CHIVOR 6 CIA S.A. E.S.P.
GUATAPE	GUATAPE	ANTIOQUIA	560	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
GUATRON	GOMEZ PLATA	ANTIOQUIA	526	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
GUAVIO	UBALA	CUNDINAMARCA	1200	EMGESA S.A E.S.P
JAGUAS	SAN RAFAEL	ANTIOQUIA	170	ISAGEN S.A. E.S.P.
LA TASAJERA	GIRARDOTA	ANTIOQUIA	306	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
MIEL I	LA DORADA	CALDAS	396	ISAGEN S.A. E.S.P.
PAGUA	LA MESA	CUNDINAMARCA	600	EMGESA S.A E.S.P
PLAYAS	SAN CARLOS	ANTIOQUIA	201	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
PORCE II	AMALFI	ANTIOQUIA	405	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
PRADO	PRADO	TOLIMA	46	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
SALVAJINA	SUAREZ	CAUCA	285	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
SAN CARLOS	SAN CARLOS	ANTIOQUIA	1240	ISAGEN S.A. E.S.P.
URRA	TIERRALTA	CÓRDOBA	338	URRA S.A. E.S.P.

Tabla 5: Centrales de generación térmica

CENTRAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	OPERADOR
GUAJIRA 1	RIOHACHA	GUAJIRA	151	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
GUAJIRA 2	RIOHACHA	GUAJIRA	145	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
MERILECTRICA 1	BARRANCABERMEJA	SANTANDER	169	COMPAÑIA COLOMBIANA DE INVERSIONES S.A. E.S.P.
PAIPA 2	PAIPA	BOYACÁ	70	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
PAIPA 3	PAIPA	BOYACÁ	70	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
PAIPA 4	PAIPA	BOYACÁ	150	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
PALENQUE 3	GIRON	SANTANDER	13	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
PROELECTRICA 1	CARTAGENA	BOLÍVAR	45	PROELECTRICA & CIA S.A. E.S.P.
TASAJERO 1	SAN CAYETANO	NORTE SANTANDER	155	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.
TEBSAB	SOLEDAD	ATLÁNTICO	791	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
TERMOBARRANQUILLA 3	SOLEDAD	ATLÁNTICO	64	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
TERMOBARRANQUILLA 4	SOLEDAD	ATLÁNTICO	63	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
TERMOCANDELARIA 1	CARTAGENA	BOLÍVAR	157	TERMOCANDELARIA S.A. E.S.P.
TERMOCANDELARIA 2	CARTAGENA	BOLÍVAR	157	TERMOCANDELARIA S.A. E.S.P.
TERMOCARTAGENA 1	CARTAGENA	BOLÍVAR	61	EMGESA S.A. E.S.P.
TERMOCARTAGENA 2	CARTAGENA	BOLÍVAR	60	EMGESA S.A. E.S.P.
TERMOCARTAGENA 3	CARTAGENA	BOLÍVAR	66	EMGESA S.A. E.S.P.
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	CIMITARRA	SANTANDER	278	ISAGEN S.A. E.S.P.
TERMODORADA 1	LA DORADA	CALDAS	51	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
TERMOEMCALI 1	YUMBO	VALLE DEL CAUCA	229	TERMOEMCALI S.A. E.S.P.
TERMOFLORES 1	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO	160	TERMOFLORES S.A. E.S.P.
TERMOFLORES 2	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO	0	TERMOFLORES S.A. E.S.P.
TERMOFLORES 3	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO	0	TERMOFLORES S.A. E.S.P.
TERMOSIERRAB	PTO NARE	ANTIOQUIA	460	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
TERMOYOPAL 2	YOPAL	CASANARE	30	TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A. E.S.P.
ZIPAEMG 2	TOCANCIPA	CUNDINAMARCA	34	EMGESA S.A. E.S.P.
ZIPAEMG 3	TOCANCIPA	CUNDINAMARCA	63	EMGESA S.A. E.S.P.
ZIPAEMG 4	TOCANCIPA	CUNDINAMARCA	64	EMGESA S.A. E.S.P.
ZIPAEMG 5	TOCANCIPA	CUNDINAMARCA	64	EMGESA S.A. E.S.P.

8.2 Depuración de la información

Se revisó la información de los últimos cuatro años (2007, 2008, 2009 y 2010) para la determinación de los niveles de eficiencia. Debido a que la mayoría de plantas de generación son hidroeléctricas, se estableció un criterio de depuración de información basado en la variación mensual de la hidrología total con respecto a los valores históricos. Se obtuvieron tres grupos a saber: a) meses en los que

condiciones de hidrología por debajo del promedio con variaciones iguales o inferiores al 15% con respecto al valor histórico, b) meses en los que condiciones de hidrología promedio, con variaciones entre un 15% por debajo y un 15% por encima y, c) meses en los que las condiciones de hidrología encima del histórico, con variaciones iguales o superiores al 15% con respecto al histórico.

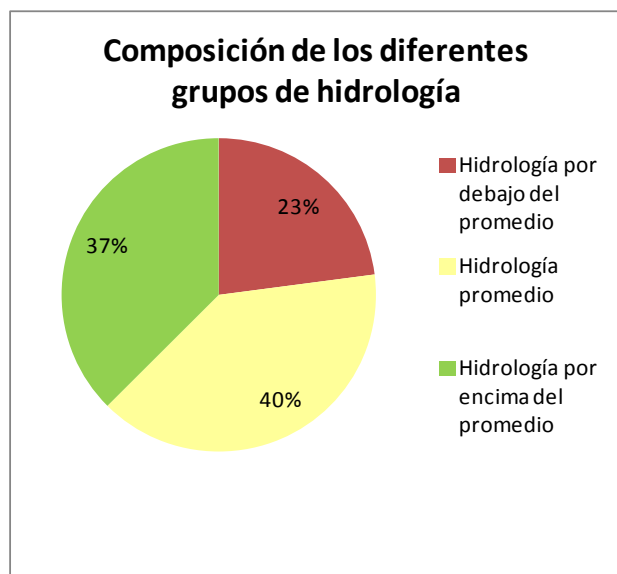
A continuación se muestra en la Tabla 6 la información correspondiente a la clasificación de cada uno de los meses, al igual que en la proporción de los tres grupos de hidrología (Gráfica 9).

Tabla 6: División de la información según hidrología

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2007	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2008	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2009	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2010	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■	Hidrología por debajo del histórico
■	Hidrología cercana al histórico
■	Hidrología por encima del histórico

Gráfica 9: Composición de los diferentes grupos de hidrología



Se puede apreciar que durante el periodo de estudio se presentaron varios fenómenos climáticos que afectaron el comportamiento de hidrología.

Durante gran parte del año 2008 y en el primer cuatrimestre del año 2009 se presentó el fenómeno de la niña, caracterizado por un aumento en las precipitaciones.

En el periodo comprendido entre septiembre de 2009 a marzo de 2010 se presentó el fenómeno del niño, lo cual llevó a una reducción en la generación hidráulica debido a la disminución de los niveles de embalse característicos para esa época del año, así como un aumento en la generación térmica (XM,2011) Para suplir los faltantes de electricidad durante ese periodo de tiempo del regulador CREG declaró la intervención en el mercado eléctrico para garantizar el suministro confiable de electricidad (XM, 2011).

8.3 Correlación canónica

Con el ánimo de relacionar entre las diferentes variables de entrada y salida para posteriormente establecer relaciones de causalidad, se obtuvieron los coeficientes canónicos seleccionadas de acuerdo al tipo de hidrología (por debajo del promedio, promedio y por encima del promedio). Posteriormente, estos coeficientes canónicos serán usados para determinar la eficiencia por medio de la metodología DEA. A continuación se muestran los coeficientes en cuestión para cada tipo de hidrología y para cada tecnología.

Tabla 7: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología por debajo del promedio

CENTRAL	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIMIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
CHIVOR	0,99	-0,22	-0,60	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,71
GUATAPE	0,99	-0,09	0,48	-0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,47
GUATRON	0,69	0,68	-0,60	0,02	-0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,18
GUAVIO	0,10	1,01	0,60	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18
PARAISO GUACA	0,95	-0,22	-0,48	-0,75	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,23
SAN CARLOS	0,27	-0,90	-0,17	-0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,74

Tabla 8: Correlación canónica de centrales térmicas seleccionadas – hidrología por debajo del promedio

CENTRAL	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIMIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
PAIPA 2	-0,86	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00
PAIPA 3	-0,89	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00
PAIPA 4	0,01	-1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,50	0,00	0,00	-0,50	0,00
TEBSA TOTAL	-1,00	0,02	0,00	0,00	0,00	-8,76	0,00	0,00	0,00	9,39	0,00
TERMOTORADA 1	-0,96	0,69	0,00	0,00	0,00	-1,80	0,00	0,00	0,00	2,79	0,00
TERMOEMCALI 1	0,54	-0,85	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,74	0,00	0,25	0,00
TERMOFLORES 1	-1,00	-0,08	0,00	0,00	0,00	5,85	0,00	-0,03	0,00	-4,89	0,00
TERMOFLORES 2	-0,77	0,60	0,00	0,00	0,00	4,04	0,00	0,14	0,00	-3,11	0,00
TERMOFLORES 3	-0,84	-0,42	0,00	0,00	0,00	1,22	0,00	0,00	0,00	-0,22	0,00
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	-1,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00
ZIPAEMG 2	-1,08	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	2,62	0,00	0,00	-1,64	0,00
ZIPAEMG 3	0,61	-0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	-15,00	0,00	0,00	14,01	0,00
ZIPAEMG 4	-0,91	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	12,00	0,00	0,00	-11,01	0,00
ZIPAEMG 5	-0,93	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	13,35	0,00	0,00	-12,37	0,00

Tabla 9: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología promedio

CENTRAL	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIMIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
CHIVOR	0,98	0,17	-0,47	-0,79	-0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,28
GUATAPE	0,96	0,27	-0,08	-0,93	-0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07
GUATRON	-0,93	-0,34	-0,09	0,99	-0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07
GUAVIO	-0,98	0,14	-0,68	0,85	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11
PAGUA	-0,97	0,22	0,61	0,95	-0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,02
SAN CARLOS	0,61	-0,85	0,02	-0,94	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,68

Tabla 10: Correlación canónica de centrales térmicas seleccionadas – hidrología promedio

CENTRAL	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIMIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
PAIPA 2	-1,01	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03	0,00	0,00	1,03	0,00
PAIPA 3	-0,99	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,12	0,00	0,00	1,11	0,00
PAIPA 4	-1,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	2,86	0,00	0,00	-2,01	0,00
TEBSA TOTAL	-0,39	0,86	0,00	0,00	0,00	-3,13	0,00	0,00	0,00	3,94	0,00
TERMOTORADA 1	-0,93	-0,29	0,00	0,00	0,00	-3,07	0,00	0,00	0,00	2,85	0,00
TERMOFLORES 1	-1,01	-0,11	0,00	0,00	0,00	-1,52	0,00	-0,29	0,00	2,44	0,00
TERMOFLORES 2	-0,70	0,58	0,00	0,00	0,00	1,80	0,00	0,80	0,00	-1,20	0,00
TERMOFLORES 3	-0,79	-0,39	0,00	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	-0,17	0,00
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	-1,02	0,15	0,00	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	0,00	-0,44	0,00
ZIPAEMG 2	-0,97	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	0,00	0,00	-0,70	0,00
ZIPAEMG 3	-1,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	2,07	0,00	0,00	-1,59	0,00
ZIPAEMG 4	-0,93	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	0,00	0,00	-0,24	0,00
ZIPAEMG 5	-0,90	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,23	0,00	0,00	2,23	0,00

Tabla 11: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología por encima del promedio

CENTRAL	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
CHIVOR	0,98	-0,11	-0,23	0,05	-0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,88
GUATAPE	-0,96	0,24	-0,74	0,72	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,14
GUATRON	1,00	-0,04	-0,04	-0,56	-0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,35
GUAVIO	-0,93	-0,26	0,77	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,52
PARAISO GUACA	-0,45	-0,89	-1,06	-0,83	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03
SAN CARLOS	0,80	-0,55	0,44	-0,76	-0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,80

Tabla 12: Correlación canónica de centrales hidráulicas seleccionadas – hidrología por encima del promedio

CENTRAL	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
PAIPA 2	-1,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,95	0,00
PAIPA 3	-0,99	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,97	0,00
PAIPA 4	-0,99	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,02	0,00	0,00	1,02	0,00
TEBSA TOTAL	-0,99	0,08	0,00	0,00	0,00	-0,52	0,00	0,00	0,00	1,32	0,00
TERMODORADA 1	0,01	-1,00	0,00	0,00	0,00	-1,65	0,00	0,00	0,00	2,60	0,00
TERMOFLORES 1	-1,00	0,11	0,00	0,00	0,00	-0,02	0,00	-0,11	0,00	1,01	0,00
TERMOFLORES 2	-1,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00	0,84	0,00	-0,40	0,00
TERMOFLORES 3	-1,13	0,46	0,00	0,00	0,00	1,61	0,00	0,00	0,00	-0,61	0,00
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	-1,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00
ZIPAEMG 2	-0,96	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,99	0,00
ZIPAEMG 3	-0,90	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,45	0,00
ZIPAEMG 4	-0,92	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00	0,39	0,00
ZIPAEMG 5	-0,97	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,19	0,00	0,00	11,12	0,00

8.4 Modelo DEA

8.4.1 Construcción del modelo DEA

Múltiples diferencias existen entre los modelos BCC y la propuesta de este texto. Así: Primero, los supuestos para el modelo CCR no se cumplen puesto que se usan valores negativos en los coeficientes de las matrices de datos; segundo, los modelos DEA omiten la causalidad y ponderación de las variables, es por ellos que en el modelo desarrollado se usan las técnicas de correlación canónica como una primera aproximación a la identificación de relaciones causales independientes dentro de cada DMU; tercero, se prefiere obtener la mejor calificación del desempeño por el aumento de las salidas combinado con la disminución de las entradas, esta situación no se presenta ya que se asume que se trabaja desde la perspectiva de un regulador global que busca maximizar el beneficio de cada una de las DMU participantes.

Dimensión en los programas DEA

Ninguno de los autores consultados en la bibliografía DEA hace referencia al efecto de la potencia que poseen las dimensiones de las unidades con las que se trabaja. Solamente Cooper cita la indiferencia respecto a las dimensiones y su inter comparabilidad. De otro lado este aspecto es básico y fundamental al encontrar ecuaciones físicas su uso e interpretabilidad en la ingeniería. Por lo tanto puede presumirse que los modelos encontrados en la bibliografía de DEA no enfatizan en la relación entre los objetos económicos y su medición en las ciencias físicas.

Con lo anterior queda claro que al definir una forma funcional se afectan las dimensiones físicas y conceptuales con las que se busca medir el objeto descrito y por lo tanto afectan la misma decisión y ponderación de la eficiencia, tanto técnica como económica. Vale la pena observar que si se incluye solamente el ingreso de las plantas generadoras de energía eléctrica éstas se describen por medio de la siguiente forma:

Ecuación 2: Descripción del ingreso de plantas generadoras de energía

$$\begin{aligned} \text{Dimensión}[Y_{1j}Y_{2j}] &= \text{Dim}[Y_{1j}] \text{Dim}[Y_{2j}] \\ &= \left[\frac{\text{Unidad Ofrecida Pot}}{\text{periodo}} \right] \left[\frac{\$ \text{ Ingreso}}{\text{Unidad Ofrecida Pot}} \right] = \left[\frac{\$ \text{ Ingreso}}{\text{Periodo}} \right] \end{aligned}$$

- Y_{1j} Es la segunda variable desempeño para la DMU J

Forma funcional y dimensionalidad

En cuanto al desempeño económico, La principal variable desempeño económico, en DEA una salida, para el propietario de la planta de generación es el ingreso.

El ingreso, conocido como *revenue*, es múltiplo del precio unitario de lo ofrecido y la cantidad ofrecida en el periodo. El precio unitario y la cantidad ofrecida son dos variables de vital importancia para la eficiencia económica del productor; ambas variables toman valores no negativas y siempre mayores que cero, ya que no se asume que se comercialice una carga nula ni tampoco que se ofrezca sin un ingreso para el productor o sin precio de venta. Este ingreso se obtiene de dos variables multiplicadas; por lo tanto el modelo de programación lineal para ser usado requerirá de la transformación adecuada.

De otro lado, DEA presupone, pero omite asignarle un indicador de asociación a las relaciones funcionales: ya que separa dos conjuntos de variables en uno de entrada, y otro de salida. Esta separación supone que las variables de entrada son causales de las variables de salida. Sin embargo, la definición e inclusión de

variables no se hace teniendo en cuenta la causalidad, se hace basado en la percepción y del juicio del evaluador.

Otras variables de desempeño son omitidas en el mecanismo actual de asignación en la generación de carga. El modelo actual se basa en la presentación de ofertas de menor precio para la asignación de generación. Sin embargo, este modelo nada dice de la efectividad en la transformación energética, sino más bien, busca sostener grandes proyectos de infraestructura basados en la asignación de precios más bajos. Este esquema es un disfraz del esquema de competencia perfecta puesto que los propietarios de las principales generadoras de energía eléctrica puede acogerse al juego de " arruinar a los demás jugadores" al hacer ofertas tan bajas en la generación de energía eléctrica que los demás agentes no sean capaces de competir con base en estos precios. Este tipo de estrategia requiere la suficiente disponibilidad financiera por parte de los jugadores para que se acojan a esta táctica. Un ejemplo del uso estas prácticas puede verse en la industria aeronáutica en Colombia en 1999 y en la industria del cemento en 2007.

Otro ejemplo claro de la omisión de variables de desempeño en la asignación de electricidad son los efectos de la contaminación ambiental y la polución producto del consumo de combustibles. Este texto incluye las emisiones de CO₂ y el consumo de combustibles fósiles, no en el lado de las variables de salida, por el contrario, se incluyen estas variables en el lado de los recursos de entrada.

Las razones para esta escogencia en las variables de entrada son múltiples: a) la polución típicamente no es un aspecto significativo en la medición y el entendimiento de la gestión económica de las empresas, por lo que pasar de un modelo influido únicamente por los componentes del ingreso en el cual se usan variables distinguibles por el cálculo en términos logarítmico de la contaminación ambiental no es fácilmente acogido por la comunidad económica, y académica; b) incluir los desperdicios y las emisiones como una variable de salida en una función tras logarítmico tendría implicaciones en la intencionalidad de la fórmula que dificultarían su interpretación, uso y en especial gestión; c) se identifica como factor de discrecionalidad a las emisiones, con ello se busca premiar la gestión de las plantas generadoras que usen en menor cantidad todo tipo de recursos, con la siguiente disminución del impacto de la huella ambiental propia de cada centro de generación eléctrica; y d) este modelo pretende dar relevancia a la gestión tecnológica de diferentes centrales eléctricas más que al poder de mercado, uso de subsidios, información preferencial y comportamiento político que se le asocia a los grandes centros de generación eléctrica.

En resumen, el modelo de asignación actual puede premiar la ineficiencia en el consumo y disponibilidad de los recursos con el pretexto de que estos no tienen precio, esto puede suceder con el agua. Sin embargo estos recursos son valiosos, escasos, afectan a las comunidades, y por lo regular es el estado y sus ciudadanos los que financian parte de la operación de los productores de las

centrales hidroeléctricas. En resumen, este es un modelo centrado en el valor de los recursos y no en su precio de intercambio. Por otro lado, los aspectos no deseados de la actividad productiva se les considera en el lado de los insumos (entradas)

En esta ocasión el regulador (dentro de los que se incluye tanto a la CREG como a la UPME), no busca maximizar el ingreso de la oferta del productor, por lo tanto el modelo DEA elegido debe responder a la búsqueda de la eficiencia económica entendida como el mejor uso posible de recursos, por lo tanto el modelo está orientado a la gestión de las entradas. Sin embargo la adhesión de las entradas, la transformación logarítmica asociada a las variables de salida no es suficiente para asegurar la causalidad de unas variables sobre otras por ello se prefiere utilizar las variables transformadas por el método de correlación canónica, así:

Relaciones de causalidad

DEA no usa ni busca ni asegura la existencia de relaciones causales. Algunas advertencias se hacen en la literatura respecto a la observancia de la dimensión había las ecuaciones, la ponderación de las variables, y el uso de variables en unidades no con mensurables. También se halla como una virtud el hecho que los programas entreguen un valor de eficiencia con variables en unidades no conmensurables; poca atención se pone entonces en la causalidad, y en la dimensión estos aspectos son poco tratados en los textos de la materia.

La causalidad de unas variables sobre otras se puede estimar usando la transformación de variables por el método de correlación canónica. Con esto se construyen tantas correlaciones canónicas como tipos de DMU se elijan, así:

Ecuación 3: Estructura de causalidad de variables

$$\check{C}_j = \text{Max} \left(\text{Corr}(\check{Y}_j; \check{X}_j) \right); \text{ en } \gamma_{1j}, \gamma_{2j}, \delta_{1j}, \delta_{2j}, \delta_{3j}$$

$$\check{C}_j = \text{Max} \left(\text{Corr}(\gamma_{1j} \text{Ln}(Y_{1j}) + \gamma_{2j} \text{Ln}(Y_{2j}); \delta_{1j} X_{1j} + \delta_{2j} X_{2j} + \delta_{3j} X_{3j}) \right)$$

- \check{C}_j Es el máximo coeficiente de correlación entre el par de variables \check{Y}_j, \check{X}_j . Estas variables se obtienen por la combinación lineal de las variables originales de desempeño y de los recursos usados
- \check{Y}_j Variable canónica que sintetiza todas las salidas o productos en una sola variable. para una sola DMU J
- X_j Variable canónica que sintetiza todas las entradas o insumos en una sola variable para una sola DMU J
- γ_{1j} Es el ponderador obtenido por correlación canónica para la primera variable desempeño para la DMU J

- δ_{1j} Es el ponderador para el primer tipo de recurso usado en la DMU J
- $\text{LN}()$ en la función del logaritmo natural, se usa para separar los dos factores que multiplicados constituyen el ingreso de una DMU: el precio ofertado y la cantidad acertada.
- Y_{1j} Es la primera variable desempeño para la DMU J
- X_{1j} Es el primer tipo de recurso usado en la DMU J

Sin embargo es de notar que el coeficiente de correlación es adimensional. Este valor se busca para entregar de la forma más cercana posible a las relaciones causales entre las variables de entrada originales con las de salida. Ello ya que aunque las variables elegidas sean de interés para los administradores, no implica la existencia de causalidad entre ellas en términos de eficiencia tecnológica y se obtiene una función distinta puesto que en cada una de las plantas generadoras la configuración puede ser diferente. Para ello \check{C}_j se obtiene con la técnica de correlación canónica la cual transforma las variables originales.

Ecuación 4: Transformación de las variables por medio de la correlación canónica

$$\check{Y}_j = \gamma_{1j} \text{Ln}(Y_{1j}) + \gamma_{2j} \text{Ln}(Y_{2j}) = \check{Y}_{1j} - \check{Y}_{2j}$$

$$\check{X}_j = \delta_{1j} X_{1j} + \delta_{2j} X_{2j} + \delta_{3j} X_{3j} = \check{X}_{1j} + \check{X}_{2j} + \check{X}_{3j}$$

- \check{Y}_{1j} Ponderación canónica de la transformación logarítmica de la primera medida desempeño
- \check{X}_{1j} Ponderación canónica de la primer tipo de recurso usado.

Elección de la forma funcional y dimensionalidad en las salidas

Ello ya que la teoría económica clásica provee de modelos para la maximización de la utilidad del productor, algunos modelos tienen formas funcionales particulares; un modelo muy popular es la función de producción Cobb-Douglas. Esta función describe el comportamiento de la combinación de insumos y productos desde la perspectiva del productor. Otros modelos basados en la función de producción Cobb-Douglas son los modelos trans logarítmicos. Las técnicas más frecuentemente usadas para calcular los parámetros de estas funciones están basadas en la estadística. Un ejemplo de ese puede darse en la siguiente ecuación:

Ecuación 5: Cálculo de parámetros por medio de la función de Producción Cobb-Douglas

$$\check{Y}_1^{\alpha_1} \check{Y}_2^{\alpha_2} \leq e^{\beta_1 \check{X}_1} e^{\beta_2 \check{X}_2} e^{\beta_3 \check{X}_3}$$

$$\prod_{i=1}^I \widetilde{Y}_{ij}^{\alpha_{ij}} \leq \prod_{m=1}^M e^{\beta_{mj} \widetilde{X}_{mj}} \quad \forall j = 1, 2 \dots DMU$$

Este modelo provee retornos variables a escala, dada la versatilidad que puede tomar la forma funcional $e^{\beta_{mj} \widetilde{X}_{mj}}$. Esta forma funcional está afectada directamente por los coeficientes $-\infty < \beta_{mj} \widetilde{X}_{mj} < \infty$ con lo que $0 < e^{\beta_{mj} \widetilde{X}_{mj}} < \infty$. De aquí se asegura que cada uno de los elementos múltiples de los factores productivos siempre serán mayores que cero, en ningún caso para un programa DEA los elementos del numerador podrán ser negativos o cero por la forma de la función exponencial elegida. Esta propiedad será muy útil al tratar de incluir las relaciones de causalidad con el método de correlación canónica.

Dimensionalmente, desde la función de producción Cobb Douglas el único coeficiente que toman las potencias a las cuales están elevadas variables consideradas es uno:

Ecuación 6: Dimensionalidad de la función de producción Cobb-Douglas

$$\begin{aligned} Dim [Y_{1j}^{Y_{1j}} Y_{2j}^{Y_{2j}}] &= Dim [Y_{2j}^1 Y_{2j}^1] \\ &= \left[\frac{\text{Unidad Ofrecida Pot}_j}{\text{periodo}} \right]^1 \left[\frac{\$ \text{ Ingreso }_j}{\text{Unidad Ofrecida Pot}_j} \right]^1 \end{aligned}$$

De ahí que de no ser así, dimensionamiento se tendría:

$$\begin{aligned} &\left[\frac{\text{Unidad Ofrecida Pot}_j}{\text{periodo}} \right]^{K_1} \left[\frac{\$ \text{ Ingreso }_j}{\text{Unidad Ofrecida Pot}_j} \right]^{K_2} \\ &= \left[\frac{\text{Unidad Ofrecida Pot}_j}{1} \right]^{K_1 - K_2} \left[\frac{\$ \text{ Ingreso }_j^{K_2}}{\text{periodo}^{K_1}} \right] \end{aligned}$$

Es claro que la elección de una forma funcional como la función de producción, Cobb-Douglas otras lograr indica afectar la intencionalidad del objeto representado y por lo tanto lo que este mismo representa. Ello puede deberse en que la potencia numérica a la que se eleva la variable período no necesariamente será 1; ello implica que el período de medición de la gestión económica cambia para cada unidad según lo entregue la solución óptima del programa DEA elegido.

También se presume que las potencias de los coeficientes y las variables son 1, así como que puedan existir entre ellas una combinación lineal de varias; de otro lado se asume que no existe variación en la medición, situación que típicamente no es cierta. Con lo anterior, se ha definido una forma relacional entre variables,

dado la causalidad de unas sobre otras, la elección de una forma aditiva justificativa que vincula ambos conjuntos de variables y la omisión del error en la medición de los variados de los valores a ponderar. Todo ello implica la definición de una forma funcional preestablecida en el programa completo. Si se incluyen las salidas a las emisiones tóxicas, la ecuación quedaría de la siguiente forma:

Ecuación 7: Definición de forma funcional preestablecida

$$Y_{1j}^{\gamma_{1j}} Y_{2j}^{\gamma_{2j}} + \gamma_{3j} Y_{3j}$$

$$Y_{1j}^{\gamma_{1j}} Y_{2j}^{\gamma_{2j}} + Y_{2j}^{\gamma_{2j}} Y_{4j}^{\gamma_{4j}}$$

$$Y_{2j}^{\gamma_{2j}} * (Y_{1j}^{\gamma_{1j}} + Y_{4j}^{\gamma_{4j}})$$

Este programa no es elegible para el proceso de utilización con DEA, por ello es preferible no utilizar $\gamma_{3j} Y_{3j}$ Como viables de impacto ambiental en forma de adición puesto que no es linealizable. Lo mismo puede decirse de la dimensionalidad del programa

Modelo DEA para el regulador

El vínculo de los modelos y las ideas se explican a continuación. Cooper sintetiza el programa fraccional base para el modelo CCR.

Ecuación 8: Programa fraccional base para el modelo CCR

$$\max U = \frac{A}{B} = \frac{\text{Salida virtual}}{\text{Entrada virtual}} \leq 1 \rightarrow \text{Salidas virtual} \leq \text{Entradas virtual}$$

De lo anterior se aprecia la diferencia entre una medida física y una medida virtual. La medida física implica la contabilización o distinción directa de los objetos físicos; la medida virtual implica algún tipo de combinación o ponderación de los objetos físicos así como de los objetos no físicos. Con lo anterior queda claro que la función objetivo se obtiene por la división de dos combinaciones lineales de variables, ampliando esta descripción se obtiene:

Ecuación 9: Combinaciones lineales de variables en la función objetivo

$$\begin{aligned} \max U = \frac{A}{B = k} &= \frac{\frac{\text{Salidas virtual}}{1}}{\frac{\text{Entradas virtual}}{1}} = \frac{k}{1} \leq 1 \rightarrow \frac{\text{Salida virtual}}{1} \leq \frac{\text{Entrada virtual}}{1} \\ &= \frac{k}{1} \end{aligned}$$

De ahí se obtiene que lo que se hace es una comparación entre la magnitud de la salida virtual respecto a la entrada virtual, con lo anterior queda claro que la entrada virtual puede tomar cualquier valor. En este caso se presume que el programa DEA busca la máxima cantidad de salidas virtuales sujeto a la cantidad de recursos de entrada virtuales. Se presume la maximización de la eficiencia económica y la eficiencia técnica. La perspectiva es la del productor

Un nuevo programa se usa para considerar la perspectiva de regulador. El regulador, es diferente al productor y al consumidor. Sin embargo está teóricamente interesado en generar un comercio más eficiente, libre de cuasi rentas o de rentas perpetuas para los productores por las ineficiencias de mercado, y también en la menor asignación de recursos

Ecuación 10: Programa con perspectiva del regulador

$$\text{Max } W \frac{\frac{1}{A}}{B = k} = \frac{\frac{1}{\text{Salidas virtual}}}{\frac{\text{Entradas virtual}}{1}} = \frac{\frac{1}{A}}{\frac{k}{1}} \leq 1 \rightarrow \frac{1}{A} \leq \frac{k}{1} = \frac{1}{A} - \frac{k}{1} \leq 0$$

El anterior programa se lleva a una representación adecuada para regular y asignar recursos en el mercado de generación de energía eléctrica en Colombia.

Ecuación 11: Programa con perspectiva del regulador. Incluye variables de precio y recursos

$$\text{Max } W = \frac{\frac{1}{A}}{B = k} = \frac{\frac{1}{\text{Ingreso ponderados}}}{\frac{\text{Recursos ponderados}}{1}} = \frac{\frac{1}{\text{Precio} * \text{Disponibilidad}}}{\frac{\text{Recursos ponderados}}{1}} \leq 1$$

En este modelo, el regulador sigue interesado por el eficiente uso de los recursos ponderados, incluidos en entrada virtual; sin embargo para el regulador no es interesante el ingreso de cada una de las plantas generadores de energía eléctrica.

Este programa puede ser máximo al obtener el mínimo valor de los ingresos ponderados sujetos a la cantidad de recursos ponderados utilizado. Así por

ejemplo, al obtener un valor muy alto para el ingreso ponderado el valor de W será bajo, el numerador del numerador tenderá a cero ya que éste se obtiene por 1/A, o valores más altos para W pueden obtenerse por un menor consumo de recursos ponderados.

En este caso regulador sigue tengo interesado en la eficiencia del consumo los recursos y el impacto económico de la oferta del servicio. Sin embargo si el regulador puede asignar los ingresos a los entes regulados, no ha sentido buscar la asignación más alta a las empresas con mayor ingreso potencial.

Sin embargo los modelos DEA no proveen modelos para el regulador del mercado. En este caso, se propone un esquema de interés para regulador desde la perspectiva de los modelos DEA. Para incluir la perspectiva de regulador no se toma la maximización del ingreso ponderado; más bien se toma la maximización del bienestar, por el consiguiente uso de la mejor combinación de recursos y el menor pago en los ingresos, asumiendo una forma funcional translogarítmica.

Ecuación 12: Forma translogarítmica del programa con perspectiva del regulador

$$Max W = \frac{1}{B = k} = \frac{1}{\frac{Precio * Disponibilidad}{Recursos ponderados}} = \frac{1}{\frac{Y_1^{\alpha_1 \gamma_1} * Y_2^{\alpha_2 \gamma_2}}{e^{\beta_1 \delta_1 X_1} e^{\beta_2 \delta_2 X_2} e^{\beta_3 \delta_3 X_3}}} \leq 1 * \frac{e^1}{e^0}$$

$$Max W = \frac{1}{B = k} = \frac{Y_1^{-\alpha_1 \gamma_1} * Y_2^{-\alpha_2 \gamma_2}}{e^{\beta_1 \tilde{X}_1} e^{\beta_2 \tilde{X}_2} e^{\beta_3 \tilde{X}_3}} \leq 1 * \frac{e^1}{e^0}$$

La anterior forma funcional como base para la construcción del programa de permite incorporar la perspectiva de regulador, ya que éste no esté interesado en maximizar el ingreso económico de cada planta; sin embargo regulador se preocupa por obtener la mejor asignación de recursos posibles

Ecuación 13: Asignación de recursos en la perspectiva del regulador

$$Max LN(W) = Max \tilde{W} = LN \left[\frac{Y_1^{-\alpha_1 \gamma_1} * Y_2^{-\alpha_2 \gamma_2}}{e^{\beta_1 \tilde{X}_1} e^{\beta_2 \tilde{X}_2} e^{\beta_3 \tilde{X}_3}} \right] \leq LN \left[1 * \frac{e^1}{e^0} \right] = 1$$

$$Max \tilde{W} = LN[Y_1^{-\alpha_1 \gamma_1} * Y_2^{-\alpha_2 \gamma_2}] \leq LN[e^{\beta_1 \tilde{X}_1} e^{\beta_2 \tilde{X}_2} e^{\beta_3 \tilde{X}_3}]$$

con lo que:

$$Max \tilde{W} = \alpha_1(-\gamma_1 j Ln(Y_{1j})) + \alpha_2(-\gamma_2 j Ln(Y_{2j})) \leq \beta_1 \tilde{X}_1 + \beta_2 \tilde{X}_2 + \beta_3 \tilde{X}_3 \leq 1$$

O en forma para el modelo de programación lineal en DEA

Ecuación 14: Modelo de programación DEA para la perspectiva del regulador

$$\text{Max } \tilde{W} = \alpha_1 \tilde{Y}_{1j} + \alpha_2 \tilde{Y}_{2j} \leq \beta_1 \tilde{X}_1 + \beta_2 \tilde{X}_2 + \beta_3 \tilde{X}_3 \leq 1$$

Así, el programa lineal requerido puede obtenerse usando las técnicas DEA ya que los coeficientes requeridos son no negativos. Sin embargo, los coeficientes obtenidos por correlación canónica pueden ser negativos, así como también los coeficientes están multiplicados por signos negativos.

Estos factores influyen para elegir el programa DEA asociado a esta situación. Otra forma para describir el procedimiento para transformar el programa lineal esta continuación:

Ecuación 15: Transformación del programa lineal DEA

$$1 = e^0 \leq e^{\sum \alpha_i \ln(\tilde{Y}_i)} \leq e^{\sum \beta_j \tilde{X}_j} \leq e^1$$

$$1 = e^0 \leq \prod \tilde{Y}_i^{\alpha_i} \leq e^{\sum \beta_j \tilde{X}_j} \leq e^1$$

$$1 = e^0 \leq \tilde{Y}_1^{\alpha_1} \tilde{Y}_2^{\alpha_2} \leq e^{\beta_1 \tilde{X}_1} e^{\beta_2 \tilde{X}_2} e^{\beta_3 \tilde{X}_3} \leq e^1$$

$$1 = e^0 \leq \tilde{Y}_1^{\alpha_1} \tilde{Y}_2^{\alpha_2} \leq e^{\beta_1 \tilde{X}_1} e^{\beta_2 \tilde{X}_2} e^{\beta_3 \tilde{X}_3} \leq e^1$$

Al tomar logaritmo se obtiene

Ecuación 16: Transformación del programa lineal DEA usando logaritmo

$$\alpha_1(-\gamma_{1j} \ln(Y_{1j})) + \alpha_2(-\gamma_{2j} \ln(Y_{2j})) \leq \beta_1 \tilde{X}_1 + \beta_2 \tilde{X}_2 + \beta_3 \tilde{X}_3 \leq 1$$

por otra forma:

$$\alpha_1 \tilde{Y}_{1j} + \alpha_2 \tilde{Y}_{2j} \leq \beta_1 \tilde{X}_1 + \beta_2 \tilde{X}_2 + \beta_3 \tilde{X}_3 \leq 1$$

con lo que el programa original:

$$\prod_{i=1}^I \tilde{Y}_{ij}^{\alpha_{ij}} \leq \prod_{m=1}^M e^{\beta_{mj} \tilde{X}_{mj}} \quad \forall j = 1, 2 \dots DMU$$

que ha transformado en:

Ecuación 17: Transformación final del programa lineal DEA con la perspectiva del regulador

$$\sum \alpha_{ij}(-\gamma_{ij} \ln(Y_{ij})) \leq \sum \beta_{mj} \tilde{X}_{mj}$$

Y de una forma más común en

$$\sum \alpha_{ij} \tilde{Y}_{ij} \leq \sum \beta_{ij} \tilde{X}_{ij}$$

Luego, en la transformación $(-\gamma_{ij} \ln(Y_{ij}))$ Es donde se reflejan las características del **programa de la agencia reguladora** En cualquier caso este modelo es de eficiencia degenerada si solo importase el precio unitario de venta o la capacidad generada. Cuando $\alpha_1 = 0$ ó $\alpha_2 = 0$

Así el programa seleccionado está orientado a las entradas, tiene retornos variables escala, por ello se refiere el Modelo ADITIVO ; ya que al usar la correlación canónica con las nuevas variables esos coeficientes pueden tomar cualquier valor Cooper p.102;

Por algunas razones sería preferible disponer de un programa de retornos variables a escala. También se prefiere un programa que esté orientado al menor consumo de insumos y que de manera simultánea pueda trabajar con variables negativas. Usando el Modelo aditivo la matriz de datos tanto en X, Y puede tomar valores negativos, aunque este modelo no entregue respuestas a variables envolventes. En este caso se asume este como el costo del uso de la correlación canónica como forma de aproximar a la causalidad entre las variables. Por lo tanto se descartan los modelos tipo CCR y BCC.

8.4.2 Eficiencia de las plantas de generación

A partir de los coeficientes canónicos obtenidos con anterioridad, se procedió a obtener los valores de eficiencia multicriterio, por medio del modelo DEA. Los resultados de los valores de holgura para las tres condiciones de hidrología propuestas (hidrología por debajo del promedio, hidrología promedio e hidrología por encima del promedio) se muestran en la Tabla 13:

Tabla 13: Valores de holgura de eficiencia de centrales de generación en las tres condiciones de hidrología descritas.

HIDROLOGÍA BAJA		HIDROLOGÍA MEDIA		HIDROLOGÍA ALTA	
CENTRAL	HOLGURA	CENTRAL	HOLGURA	CENTRAL	HOLGURA
ALBAN	0.0	GUAJIRA 1	0.0	TERMOFLORES 3	0
BETANIA	0.0	MERILECTRICA 1	0.0	TERMOYOPAL 2	0
GUAJIRA 2	0.0	CALIMA	0.0	BETANIA	0
PAIPA 4	0.0	URRA	0.0	CALIMA	0
PORCE II	0.0	BETANIA	0.0	LA TASAJERA	0
SALVAJINA	0.0	PORCE II	0.0	URRA	0
SAN CARLOS	0.0	SALVAJINA	0.0	TASAJERO 1	0
TEBSA TOTAL	0.0	JAGUAS	0.0	SALVAJINA	0
TERMODORADA 1	0.0	TASAJERO 1	0.0	TERMOCARTAGENA 1	0
TERMOFLORES 1	0.0	PAIPA 4	0.0	ZIPAEMG 5	0
TERMOSIERRAB	0.0	ZIPAEMG 5	0.0	GUATAPE	0
URRA	0.0	CHIVOR	0.0	PARAISO GUACA	0
ZIPAEMG 5	0.0	GUATAPE	0.0	TERMOFLORES 1	0
ZIPAEMG 4	132592.4	GUAVIO	0.0	PORCE II	20562.65
ZIPAEMG 2	397932.7	TEBSA TOTAL	0.0	PLAYAS	27486.21
GUATAPE	446540.2	TERMOFLORES 2	0.0	GUATRON	30281.8
GUATRON	509107.6	ALBAN	138133.6	CHIVOR	30281.98
TASAJERO 1	749584.7	LA TASAJERA	294260.3	JAGUAS	32197.19
PRADO	1247864.1	MIEL	311760.3	ALBAN	33343.96
CHIVOR	1318461.4	PRADO	381291.5	GUAVIO	40106.42
PARAISO GUACA	1569835.7	SAN CARLOS	426316.4	SAN CARLOS	43024.91
PAIPA 2	2042978.8	PARAISO GUACA	819777.8	PRADO	46200.26
LA TASAJERA	2133676.4	ZIPAEMG 4	917995.1	TERMOFLORES 2	50621.5
MIEL	2169550.5	PLAYAS	940968.5	MIEL	60141.99
TERMOCANELARIA 1	2209103.1	ZIPAEMG 2	1062045.5	TERMODORADA 1	317511.65
PLAYAS	2253174.7	GUATRON	1079649.8	TEBSA TOTAL	709529.39
JAGUAS	2256769.4	TERMODORADA 1	1140588.5	TERMOCENTRO 1	738507.91
PAIPA 3	2307304.6	PROELECTRICA 1	1355500.1	PAIPA 2	1185308.5
TERMOYOPAL 2	2416600.4	TERMOFLORES 3	1512877.0	PAIPA 3	1539952.42
CALIMA	2893142.2	TERMOFLORES 1	3004609.3	PAIPA 4	2506652.51
GUAVIO	2911401.1				

8.4.3 Benchmarks del modelo DEA

Con el uso de los coeficientes canónicos obtenidos con anterioridad y la información real de las condiciones de generación, se procedió a calcular los benchmarks para las condiciones de hidrología baja, media y alta. A continuación se muestra en la Tabla 14 los valores obtenidos para cada una de las hidrologías anteriormente nombradas, así como muestran el número de benchmarks para las DMU eficientes.

Tabla 14: Número de veces que una planta es referente de eficiencia para otra (benchmarks) en las condiciones de hidrología descritas.

HIDROLOGÍA BAJA		HIDROLOGÍA MEDIA		HIDROLOGÍA ALTA	
CENTRAL	BENCHMARKS	CENTRAL	BENCHMARKS	CENTRAL	BENCHMARKS
PAIPA 4	18	GUAJIRA 1	14	TERMOFLORES 3	16
ZIPAEMG 5	18	MERILECTRICA 1	14	TERMOYOPAL 2	16
URRA	7	CALIMA	11	BETANIA	12
TERMOFLORES 1	6	URRA	9	CALIMA	11
PORCE II	5	BETANIA	5	LA TASAJERA	9
SALVAJINA	5	PORCE II	4	URRA	7
TERMODORADA 1	5	SALVAJINA	4	TASAJERO 1	2
TEBSA TOTAL	4	JAGUAS	3	SALVAJINA	1
BETANIA	3	TASAJERO 1	3	TERMOCARTAGENA 1	1
TERMOSIERRAB	1	PAIPA 4	2	ZIPAEMG 5	1
ALBAN	0	ZIPAEMG 5	1	GUATAPE	0
GUAJIRA 2	0	CHIVOR	0	PARAISO GUACA	0
SAN CARLOS	0	GUATAPE	0	TERMOFLORES 1	0
		GUAVIO	0		
		TEBSA TOTAL	0		
		TERMOFLORES 2	0		

8.5 Método alternativo de asignación de carga

Los valores de holgura obtenidos para cada una de las condiciones hidrológicas evaluadas (baja, media y alta) permitieron establecer un método alternativo de asignación de carga para cada una de las condiciones de hidrología descritas.

Esta asignación se realizó ordenando las diferentes disponibilidades de las plantas de generación de acuerdo a nivel de eficiencia (de mayor eficiencia a menor eficiencia), calculado con anterioridad. Posteriormente, las plantas asignadas son aquellas que satisfacen la demanda para un período específico.

En la Gráfica 10 y Gráfica 11 se muestran la asignación actual y la asignación propuesta para un día dado.

Gráfica 10: Diagrama de asignación actual

Demanda (MW)			5058	4869	4793	4792	5099	5932	6154	6336	6745	7039	7311	7497	7289	7219	7318	7354	7293	7353	8679	8886	8602	7632	6722	5790
CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	CAPACIDAD ACUMULADA (MW)	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
ALBAN	429	429																								
LA TASAJERA	204	633																								
PRADO	46	679																								
URRA	253	932																								
TERMOYOPAL 2	29.38	961.38																								
PLAYAS	201	1162.38																								
PAIPA 2	60	1222.38																								
SAN CARLOS	949.81	2172.19																								
PORCE II	405	2577.19																								
PAIPA 4	0	2577.19																								
PAIPA 3	70	2647.19																								
MIEL	396	3043.19																								
PARAISO GUACA	600	3643.19																								
BETANIA	519	4162.19																								
GUATRON	512.02	4674.21																								
GUATAPE	560	5234.21																								
GUAVIO	1200	6434.21																								
JAGUAS	116.4	6550.61																								
CHIVOR	875	7425.61																								
ZIPAEMG 5	63	7488.61																								
ZIPAEMG 2	34	7522.61																								
ZIPAEMG 4	0	7522.61																								
TERMOFLORES 1	213	7735.61																								
ZIPAEMG 3	63	7798.61																								
TEBSA TOTAL	784.79	8583.4																								
TASAJERO 1	155	8738.4																								
GUAJIRA 2	0	8738.4																								
GUAJIRA 1	0	8738.4																								
TERMOSIERRAB	228	8966.4																								

Gráfica 11: Diagrama de asignación propuesta

Demanda (MW)			5058	4869	4793	4792	5099	5932	6154	6336	6745	7039	7311	7497	7289	7219	7318	7354	7293	7353	8679	8886	8602	7632	6722	5790
CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	CAPACIDAD ACUMULADA (MW)	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
TERMOFLORES 3	29.38	29.38																								
TERMOYOPAL 2	0	29.38																								
BETANIA	519	548.38																								
CALIMA	99	647.38																								
LA TASAJERA	204	851.38																								
URRA	63	914.38																								
TASAJERO 1	60	974.38																								
SALVAJINA	285	1259.38																								
TERMOCARTAGENA 1	61	1320.38																								
ZIPAEMG 5	63	1383.38																								
GUATAPE	560	1943.38																								
PARAISO GUACA	600	2543.38																								
TERMOFLORES 1	213	2756.38																								
PORCE II	405	3161.38																								
PLAYAS	201	3362.38																								
GUATRON	512.02	3874.4																								
CHIVOR	875	4749.4																								
JAGUAS	116.4	4865.8																								
ALBAN	429	5294.8																								
GUAVIO	1200	6494.8																								
SAN CARLOS	949.81	7444.61																								
PRADO	46	7490.61																								
TERMOFLORES 2	160	7650.61																								
MIEL	396	8046.61																								
TERMODORADA 1	276	8322.61																								
TEBSA TOTAL	784.79	9107.4																								

En la Tabla 15 se muestra un paralelo entre las diferentes tecnologías de generación bajo el método actual (Despacho Económico Horario) y el método alternativo basado en la eficiencia multicriterio.

Tabla 15: Comparación de asignación de carga en las tres condiciones de hidrología descritas.

Hidrología por debajo del promedio		
Tecnología	Actual	Propuesto
Hidráulicas	66%	71%
Térmicas gas	15%	13%
Termicas carbón	7%	6%
Térmicas duales	11%	9%

Hidrología promedio		
Tecnología	Actual	Propuesto
Hidráulicas	79%	87%
Térmicas gas	12%	4%
Termicas carbón	5%	7%
Térmicas duales	3%	2%

Hidrología por encima del promedio		
Tecnología	Actual	Propuesto
Hidráulicas	89%	93%
Térmicas gas	5%	2%
Termicas carbón	4%	2%
Térmicas duales	3%	3%

8.6 Prueba de hipótesis comparación de las asignaciones de generación de electricidad

A continuación se describe el proceso de contraste de las hipótesis auxiliares y de la hipótesis principal de esta investigación. La hipótesis principal se divide en tres hipótesis auxiliares. Se propone una hipótesis auxiliar para cada una de las condiciones de hidrología: baja, media y alta. Para ello, primero se describe la hipótesis principal; luego se describen las hipótesis auxiliares; como tercer paso se describe el proceso de contraste de las hipótesis auxiliares; después se describe el contraste de la hipótesis principal y por último se ejecutan los procedimientos respectivos.

Así, la hipótesis principal referente a la utilidad de disponer de una técnica para asignar la carga de generación eléctrica en la siguiente, y se escribe como abreviatura, título, descripción y fórmula:

- HPO: hipótesis principal nula: las carga asignada usando el método actual SI es igual usada con método propuesto, $\mu_a^p = \mu_p^p$

- HPA: hipótesis principal alternativa: : las carga asignada usando el método actual **NO** es igual usada con método propuesto $\mu_a^p \neq \mu_p^p$

Las hipótesis auxiliares se enlistan comenzando con las hidrologías altas:

- HAAO: hipótesis auxiliar con hidrologías altas nula: las carga asignada usando el método actual SI es igual usada con método propuesto en condiciones de hidrologías altas $\mu_a^a = \mu_p^a$
- HAAA: hipótesis auxiliar con hidrologías altas alternativa: las carga asignada usando el método actual **NO** es igual usada con método propuesto en condiciones de hidrologías altas $\mu_a^a \neq \mu_p^a$

para hidrologías bajas:

- HABO: hipótesis auxiliar con hidrologías bajas nula: las carga asignada usando el método actual SI es igual usada con método propuesto en condiciones de hidrologías bajas $\mu_a^b = \mu_p^b$
- HABA: hipótesis auxiliar con hidrologías bajas alternativa: las carga asignada usando el método actual **NO** es igual usada con método propuesto en condiciones de hidrologías bajas $\mu_a^b \neq \mu_p^b$

y finalmente para hidrologías medias:

- HAMO: hipótesis auxiliar con hidrologías medias nula: las carga asignada usando el método actual SI es igual usada con método propuesto en condiciones de hidrologías medias $\mu_a^m = \mu_p^m$
- HAMA: hipótesis auxiliar con hidrologías medias alternativa: las carga asignada usando el método actual **NO** es igual usada con método propuesto en condiciones de hidrologías medias $\mu_a^m \neq \mu_p^m$

Cada una de las hipótesis auxiliares se contrasta de forma independiente a las otras hipótesis auxiliares. Aquí se contrasta la igualdad de medias en la asignación de cargas obtenidas por el método propuesto contra la asignación de cargas efectuadas por la regla en uso. La media en la asignación se obtiene usando los datos del día 15 de cada mes con el mismo listado de generadores; con estos datos se elabora la matriz de varianzas covarianzas.

Para contrastar la igualdad del vector de medias efectuado contra el factor de medias propuesto se usa la prueba de igualdad de medias T^2 de Hotelling; esta técnica es la ampliación del contraste hipótesis de medias univariadas a un espacio multivariado o con múltiples variables de respuesta.

Ahora, dado que la asignación de carga considerando los nuevos criterios se supone más completa y pertinente que en la asignación basada únicamente en el precio entonces una simple desigualdad de los vectores de asignación de medias implican una mejor asignación por el nuevo método; ello dentro de cada una de las hidrologías.

De otro lado, en caso de que la asignación sea igual entre los dos métodos ello implicará que las condiciones económicas reflejan de forma suficiente los demás aspectos de la generación considerados en este texto. Ello no implica que otros factores no puedan ser incluidos para la evaluación, sino más bien, esta aclaración identifica un límite para el contraste de la hipótesis.

Tabla 16: Contraste de hipótesis

Hipótesis: la asignación por el método actual es ... respecto al método propuesto	Nula: asignación si es igual	Alternativa: asignación no es igual
Principal	$\mu_a^p = \mu_p^p$	$\mu_a^p \neq \mu_p^p$
Auxiliar con hidrologías altas	$\mu_a^a = \mu_p^a$	$\mu_a^a \neq \mu_p^a$
Auxiliar con hidrologías bajas	$\mu_a^b = \mu_p^b$	$\mu_a^b \neq \mu_p^b$
Auxiliar con hidrologías medias	$\mu_a^m = \mu_p^m$	$\mu_a^m \neq \mu_p^m$

8.6.1 Procedimiento para el cálculo y contraste de la hipótesis auxiliar:

Para cada una de las hipótesis auxiliares se hace la prueba de igualdad de medias T^2 de Hotelling. En esta prueba estadística se comparan dos valores: el T^2 crítico y el T^2 observado; también calcularse de forma equivalente el F crítico y el F observado.

Así, si el T^2 crítico es mayor que el T^2 observado, entonces se retiene la hipótesis nula o la igualdad de los vectores de medias, al igual que si el F crítico es mayor que el F observado. De otro lado, si el T^2 crítico es menor que el T^2 observado entonces se retiene la hipótesis alternativa o la desigualdad de los vectores de medias, al igual que si el F crítico es menor que el F observado.

8.6.2 *Contraste de la hipótesis principal*

Los resultados de los contrastes de hipótesis auxiliares son útiles para contrastar la hipótesis principal; esto ya que para identificar claramente como útil el método actual en la hipótesis principal se requiere retener la hipótesis nula principal, esto será cuando en cada una de las tres hipótesis auxiliares se retenga la hipótesis nula. En contraste, para identificar claramente útil en el método propuesto se requiere retener la hipótesis alternativa principal, esto será cuando en cada una de las tres hipótesis auxiliares se retenga la hipótesis alternativa. Los anteriores son situaciones de total dominancia. En otros casos, no se podrá retener ninguna de las dos hipótesis, nula o alterna, de la hipótesis principal; ello será cuando se retenga cualquier combinación de hipótesis auxiliares nulas e hipótesis auxiliares alternas.

8.6.3 *Procedimiento para los cálculos*

Se continúa con el supuesto de la división de los datos para cada una de las tres ideologías, desde allí, se toma el registro de la asignación por el método actual y por el método propuesto de generación de energía eléctrica para cada una de las plantas generadoras; para el mes seleccionado se toma el día 15 del mes.

Con los anteriores datos se igualan los dos vectores de medias para cada hidrología: la medias de la asignación por el método actual y la medias de la asignación por el método propuesto $\mu_a^h = \mu_p^h$

Con estos mismos datos se obtienen la matriz de varianzas.

Oz Shy (Shy, 1995) identifica un marco genérico para de los tipos de mercado. Esta tipología de mercados identifica los diferentes modelos que a su vez caracterizan las desviaciones del mercado perfecto. Varios autores proponen modelos DEA para representar el comportamiento de agentes económicos, y frecuentemente desde la perspectiva del productor y algunas pocas veces en la perspectiva del consumidor: Sengupta (Sengupta, 2007), Cooper (Cooper, 2007), Sherman (Sherman, 2006), Algunos autores sintetizan o fundamentan mecanismos de regulación específicos para industrias específicas como Laffont (Laffont, 2000), bien sea para telecomunicaciones (Laffont, 2000) o redes de distribución eléctrica (Alzate, 2011)

Así, varios autores tratan múltiples modelos DEA y otros la teoría del a regulación económica. Los autores de DEA se fundamentan en los conceptos de las funciones y conjuntos de producción asociados al programa económico primal dual de la programación lineal, basado en los trabajos de Fare (Färe, 1994), (Färe, Rolf, 2004), quienes a su vez se remiten a los trabajos de Pareto, Shepard, Malquimst, Farrell en productividad y eficiencia técnica. En este marco no se registran modelos DEA asociados a la función de regulación, aunque si a las

funciones de producción (Nicholson, 2008), (Mas-Colell, 1995), ni siquiera en las revisiones especializadas en lo referente a economía de las empresas.

También pueden resumirse dos enfoques en la valoración de las actividades humanas y su impacto en el entorno bioambiental: la economía de lo ambiental y lo económico de lo ambiental. El primer enfoque presume que todas las actividades naturales pueden y deben estar atadas al dinero como fuente máxima e la regulación de las actividades humanas y bioambientales. La segunda indica al hombre como parte de ambiente y a la economía como una parte de las actividades humanas.

Desde estas posturas, entonces este trabajo es valioso ya que incluye al regulador como una perspectiva posible del modelaje de la eficiencia, con un papel diferente que al de maximizar recursos.

8.7 Propuesta de generación de electricidad

A partir de la información obtenida de los modelos DEA y de los benchmarks, se procedió a estimar un portafolio de generación energética, tomando como base las capacidades de cada una de las plantas que fueron seleccionadas como eficientes. A continuación se muestra en la Tabla 17 los porcentajes de generación, según el tipo de hidrología.

Tabla 17: Propuesta de generación de electricidad, de acuerdo a las condiciones de hidrología

Alternativa Generación	H. baja	H. media	H. alta
Hidráulica	64%	76%	85%
Térmica a gas	29%	16%	7%
Térmica a carbón	4%	6%	7%
Térmica dual (incluye Fuel oil y ACPM)	3%	2%	1%

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

9.1 Separación de la información de acuerdo a las condiciones de hidrología

Debido a que la mayor parte de la capacidad de generación del país se basa en centrales hidroeléctricas, se decidió realizar una separación de la información en condiciones de hidrología por debajo del promedio, hidrología promedio y finalmente, hidrología por encima del promedio.

Esta separación fue acertada debido a que los análisis posteriores muestran diferencias en el comportamiento de la generación dependiendo de los aportes a las centrales hidráulicas. Asimismo, esta separación es importante tanto en la elaboración de un método alternativo de asignación de carga, como en la propuesta de combinación de alternativas de generación.

9.2 Correlación canónica

La correlación canónica permite relacionar múltiples entradas con múltiples salidas, al obtener relaciones de causalidad. Vale la pena aclarar que una comparación de los valores de los coeficientes entre DMU no sería válida debido a que relaciona un grupo de variables con otras. Sin embargo, se pudieron apreciar algunas características obtenidas de la correlación canónica para las tres condiciones de hidrología establecidas.

9.2.1 Vertimientos

Al comparar los resultados de las correlaciones canónicas con respecto a la variable de entrada de entrada vertimientos, se puede apreciar en la Tabla 18 que los vertimientos están relacionados con el nivel de hidrología, ya que mientras para mientras que para la hidrología baja únicamente 6 centrales mostraron correlación en la variable de vertimientos, 12 y 14 centrales hidráulicas presentaban correlación para condiciones de hidrología media y alta, respectivamente.

Tabla 18: Número de centrales hidráulicas que generaron vertimientos de agua.

CONDICIONES DE HIDROLOGÍA	NUMERO DE CENTRALES HIDRÁULICAS QUE GENERARON VERTIMIENTOS DE AGUA
HIDROLOGÍA BAJA	6
HIDROLOGÍA MEDIA	12
HIDROLOGÍA ALTA	14

Esto se debe a que con el aumento de las lluvias también aumenta la posibilidad que no toda el agua pueda ser aprovechada para la generación de electricidad, debido a que es la capacidad de los embalses es finita.

9.2.2 Consumo de gas natural

Se puede apreciar en la Tabla 19 que el número de plantas que usaron gas natural para la generación de electricidad en las tres condiciones que hidrología permanece constante. Éste comportamiento indica que, a pesar de que las condiciones de hidrología alta favorezcan la generación de energía por parte de los operadores hidráulicos, las plantas de generación térmica siguen operando aunque en una cantidad menor. Esto se debe a que la gran mayoría y plantas sin térmica que operan al gas natural, cuentan con contratos de suministro con modalidad pague lo contratado (Take or Pay), lo cual de cierta manera obliga a los operadores térmicos que usan gas natural a generar electricidad.

Tabla 19: Número de centrales que usan gas natural durante su operación

CONDICIONES DE HIDROLOGÍA	NUMERO DE CENTRALES QUE USAN GAS NATURAL EN SU OPERACIÓN
HIDROLOGÍA BAJA	22
HIDROLOGÍA MEDIA	21
HIDROLOGÍA ALTA	21

9.2.3 Consumo de combustibles líquidos

En la actualidad, todas las plantas conectadas al SIN que consumen combustibles líquidos (fuel oil y ACPM) son duales, es decir, tienen la posibilidad de consumir

otro energético aparte del combustible líquido; en la mayoría de casos el combustible principal es el gas natural. Sin embargo, existe una circunstancia especial con los precios de mercado de los combustibles líquidos: mientras los costos de suministro de gas natural se acercan a los seis dólares por MBTU (Gas Guajira, precio máximo regulado para el periodo Agosto 2011 – febrero 2012), el costo de los combustibles líquidos puede llegar a hacer tres o cuatro veces el costo del gas natural, por lo que hay mayores incentivos para usar el gas natural a expensas de los otros combustibles.

Al analizar los resultados obtenidos con la correlación canónica en las variables de combustibles líquidos, se puede apreciar que existe una tendencia entre el uso de ACPM y la hidrología: en condiciones de hidrología baja, el número de plantas que usan ACPM como combustible aumenta, y cuanto los niveles de hidrología aumenta, este uso disminuye. Ese fenómeno puede deberse a que en épocas de hidrología alta, los generadores hidráulicos entregan una mayor cantidad de energía de lo que normalmente lo realizan, cubriendo una mayor proporción de los requerimientos de la demanda.

Tabla 20: Número de centrales térmicas que usan ACPM en su operación

CONDICIONES DE HIDROLOGÍA	NUMERO DE CENTRALES QUE USAN ACPM EN SU OPERACIÓN
HIDROLOGÍA BAJA	6
HIDROLOGÍA MEDIA	3
HIDROLOGÍA ALTA	2

Sin embargo, al realizar el mismo ejercicio con los consumos de fuel oil, se aprecia que el número de plantas que usa este combustible permanece relativamente constante, sin depender de las condiciones de hidrología. Una posible explicación a este fenómeno es la existencia de contratos de suministro de combustibles líquidos con modalidad pague lo contratado (Take or Pay). Sin embargo, esa información tiene el carácter de confidencial, por lo que no se puede comprobar su veracidad.

Tabla 21: Número de centrales térmicas que usan Fuel oil en su operación

CONDICIONES DE HIDROLOGÍA	NUMERO DE CENTRALES QUE USAN FUEL OIL EN SU OPERACIÓN
HIDROLOGÍA BAJA	8
HIDROLOGÍA MEDIA	9
HIDROLOGÍA ALTA	7

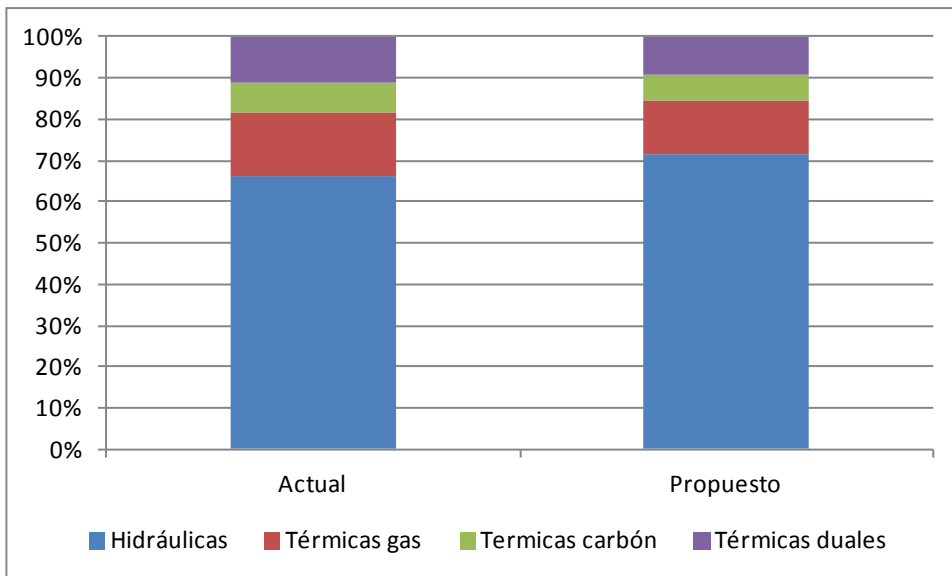
9.3 Método de asignación basado en la eficiencia multicriterio

Con la información obtenida de los valores de holgura y los de benchmarks, se propuso un método de asignación basado en la eficiencia multicriterio. Se puede apreciar que en los tres casos de hidrología se favorece la generación hidráulica, debido a una mayor capacidad disponible. También se puede apreciar que a medida que aumentan los aportes, también aumenta la generación hidráulica, debido a que las centrales de generación cuentan con una mayor cantidad de agua disponible para generar electricidad. Con respecto a las centrales de generación térmica, la mayor proporción de uso se encuentra en las condiciones de hidrología por debajo del promedio debido al descenso de la generación hidráulica anteriormente descrita.

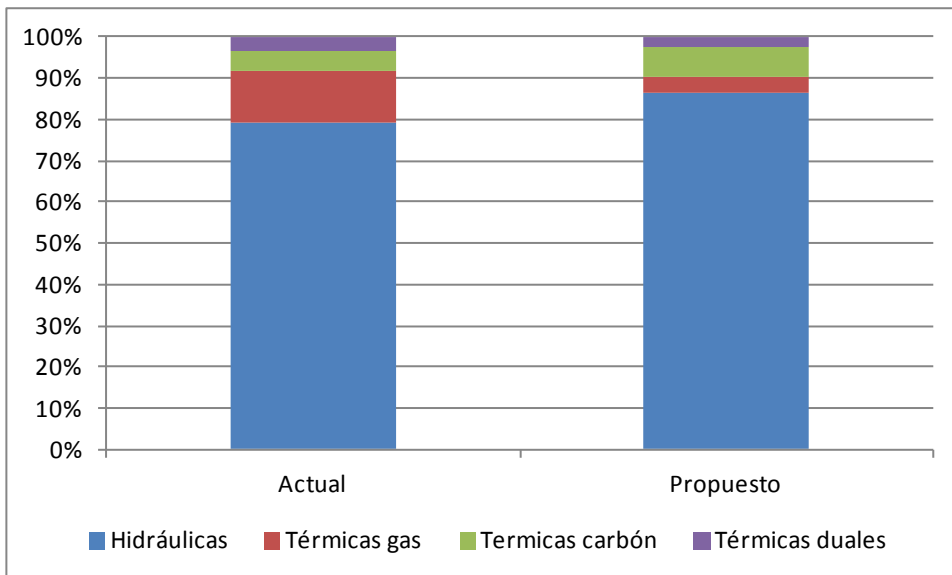
Cuando se compara el método global de asignación contra el método alternativo se aprecia que en los tres casos la generación hidráulica es mayor en el método propuesto que en la asignación actual, debido a que cuando se evalúa la eficiencia multicriterio tiene en cuenta sólo el precio de oferta, también la eficiencia en la utilización del recurso y la emisión de CO₂. Por lo tanto, la generación hidráulica es más competitiva en términos de eficiencia en el uso del agua, no produce CO₂ y muestra unos precios de oferta igualmente competitivos en el mercado.

En cuanto a la generación térmica a gas, se observa una disminución en todas las condiciones de hidrología, especialmente en la hidrología promedio, debido a la menor eficiencia de estas plantas. La generación a carbón presenta resultados similares, con un ligero incremento en la hidrología promedio. Finalmente, en aquellas plantas en las que era posible de consumir más de un combustible, los resultados muestran resultados similares a los presentados en la actualidad.

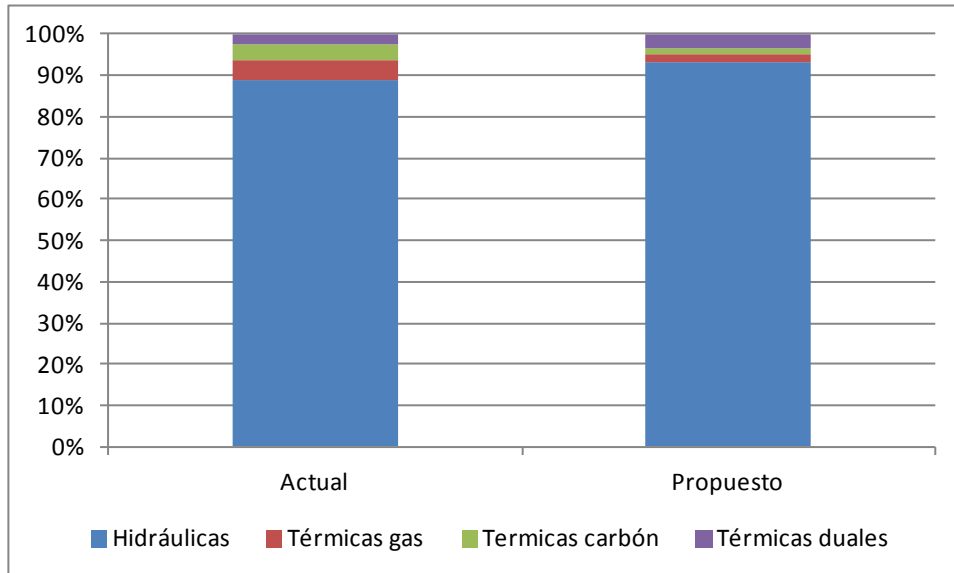
Gráfica 12: Comparación entre método actual y método alternativo en condiciones de hidrología por debajo del promedio



Gráfica 13: Comparación entre método actual y método alternativo en condiciones de hidrología promedio



Gráfica 14: Comparación entre método actual y método alternativo en condiciones de hidrología por encima del promedio



9.4 Propuesta de combinación de tecnologías

Los benchmarks obtenidos para cada una de las condiciones hidrológicas evaluadas (baja, media y alta) permitieron establecer una generación objetivo, con parámetros de eficiencia. Para ello se propone una combinación de alternativas de generación para cada una de las condiciones anteriormente nombradas.

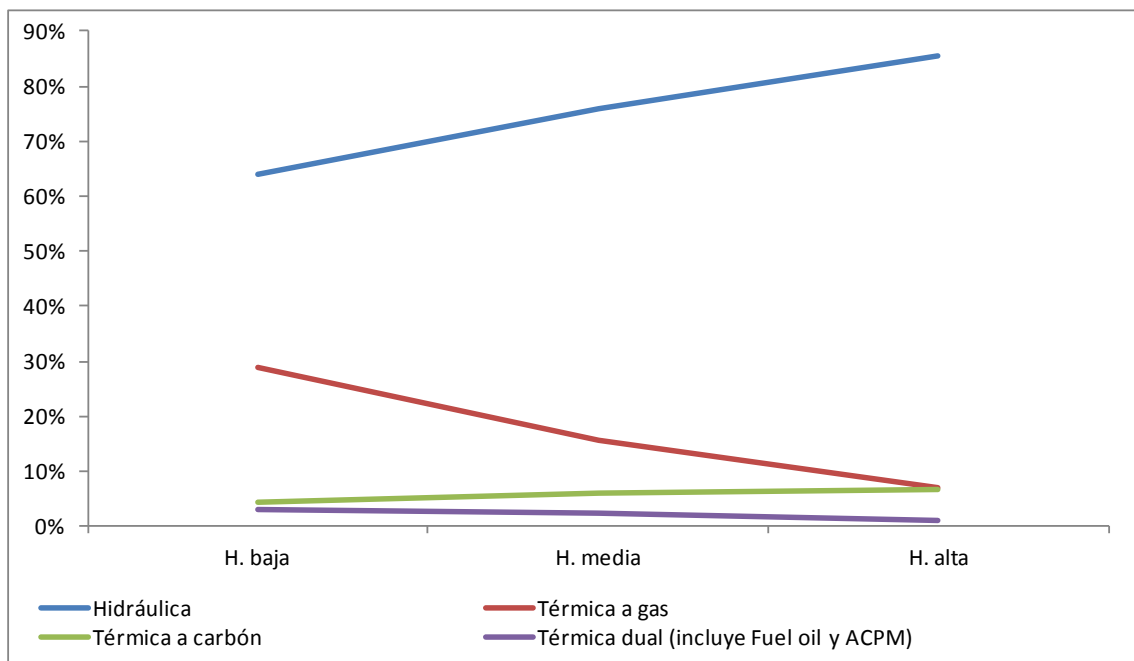
A nivel general, es importante destacar que la proposición de tres combinaciones de alternativas según los niveles de hidrología son importantes en un país como Colombia, el cual se ve afectado de manera importante por las variaciones de la temperatura del Océano Pacífico, en condiciones climáticas denominadas Fenómeno del Niño -que conlleva a una disminución de las precipitaciones- y fenómeno de la niña -con un aumento en los niveles de lluvias registradas-.

Como se puede apreciar en la Gráfica 15, la propuesta indica que la generación hidráulica tendería a aumentar a medida que aumentan los niveles de hidrología. Esto se debe a que con hidrologías altas hay más agua disponible para la generación, a una mayor probabilidad de ocurrencia de vertimientos en los embalses, lo cual presiona a los generadores hidráulicos a generar mayor electricidad y finalmente al reducir las emisiones por parte de los operadores que utilizan algún tipo de combustible. Por el contrario, cuando los niveles de hidrología son bajos, se favorece la generación por medio de otro tipo de tecnologías diferentes a las hidráulicas, dentro de las que se incluye la generación

a base de gas natural. Vale la pena resaltar que la generación de electricidad a base de carbón permanece relativamente estable, al igual que la generación de electricidad que usa combustibles líquidos.

Un punto importante de esta propuesta de generación consiste en que con la capacidad instalada actual, se puede generar electricidad sin necesidad de nuevas inversiones en centrales de generación o cambios fuertes en la capacidad instalada. Esto permite una rápida adaptación a las nuevas condiciones basadas en la eficiencia, desde el punto de vista del regulador, que a su vez busca maximizar el bienestar. Vale la pena aclarar que los diferentes agentes tienen definido un plan de expansión que tiene como meta satisfacer la demanda de electricidad, especialmente a mediano y largo plazo.

Gráfica 15: Evolución de los porcentajes de la propuesta de generación de electricidad



10. CONCLUSIONES

Se observa que la capacidad de generación actual supe la demanda de manera adecuada, sin que se generen restricciones en el suministro. Sin embargo, los diferentes actores participan en diferentes proyectos de generación con el ánimo de prever el crecimiento de la demanda, especialmente a mediano y largo plazo.

La separación de la información en tres grupos a saber: hidrología baja media y alta, demostró ser una buena alternativa para la valoración del performance de los agentes, que las decisiones que éstos toman pueden variar dependiendo de las condiciones de hidrología.

El modelo propuesto para la determinación de eficiencia identifica causalidad debido a los resultados de la correlación canónica, así como permite determinar la eficiencia de las plantas de generación y los benchmarks. De igual manera, la separación de variables de acuerdo a la función de producción Cobb-Douglas y la transformación del modelo DEA permitieron cumplir con el criterio social al tener en cuenta la perspectiva del regulador, que busca la maximización del beneficio.

El método actual de asignación sólo considera los precios de oferta como variable para la asignación de carga de las centrales. Esto lleva a omitir otras variables que, como se demostró, restan eficacia a la operación de la generación de electricidad. Cuando se propuso el método alternativo de generación de electricidad, se pudo apreciar que la generación podía ser más eficaz si se utilizaban parámetros diferentes para la asignación.

Finalmente, la propuesta de combinación de tecnologías para la generación de electricidad se realizó con criterios de eficiencia y muestra ser más eficaz que la asignación actual.

11. RECOMENDACIONES

Para futuras investigaciones, se sugieren las siguientes recomendaciones así como posibles nuevos campos de investigación:

- Incluir información sobre precios del combustible para cada central y el número de empleados. En la actualidad, este tipo de información es de carácter confidencial y no fue posible su utilización en este estudio.
- Asimismo se recomienda la medición en forma detallada de otros gases causantes del efecto invernadero, así como la inclusión de la información de emisiones de material particulado en las plantas térmicas.
- Finalmente se recomienda incluir los aspectos concernientes a las redes de transporte de energía dentro del estudio de eficiencia, debido a que no se tuvo en cuenta la generación por restricciones en las redes de transporte como un parámetro de eficiencia.

12. GLOSARIO

Benchmark: DMU eficientes que sirven como comparador a las otras DMUS ineficientes

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

CND: Centro Nacional de Despacho

CNO: Consejo Nacional de Operación

CAC: Comité asesor de comercialización

CAPT: Comité asesor de Planeamiento de la Transmisión

DEA: Análisis envolvente de datos (Data Envelopment Analysis sus siglas en inglés)

DMU: Unidad tomadora de decisión (Decision-making Unit por sus siglas en inglés), es la unidad que utiliza los inputs disponibles para producir los outputs disponibles.

Input: Se refiere a todos los insumos, materias primas y en general, entradas que utiliza una unidad dentro de su proceso para producir algún tipo de bien y/o servicio

MBTU: Millón de British Thermal Unit

MEM: Mercado de energía Mayorista

Output: Corresponde a todos los bienes y/o servicios producidos por una unidad, luego de procesar las entradas necesarias.

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

UPME: Unidad de planeación Minero-Energético

USD: Dólar Estadounidense

13. BIBLIOGRAFIA

- Alzate, J. (2011). On the economics of power supply systems. Bogotá, Uniandes.
- Botero et al (2010). Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2049–2058
- Caspari, G. (2009). Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. Energy Economics 31, 443–449
- Cooper et al (2007). Data Envelopment Analysis: A Comprehensive Text with Models, Applications, References and DEA-Solver Software. Second Edition.
- Constitución política de Colombia, artículo 79.
- Constitución política de Colombia, artículo 365.
- Ley 143 de 1994, artículo 6.
- CREG. Resolución 051 de 2009.
- Devezas. et al (2008). Energy scenarios: Toward a new energy paradigm. Futures 40, 1–16
- Färe, R (1994). Cost and revenue constrained production. New York, Springer-Verlag.
- Färe, R (2004). Cost New directions: efficiency and productivity. Boston, MA : Kluwer Academic Publishers.
- International Energy Agency. World Energy Outlook 2010.
- Jain, S. et al (2010). Cost Benchmarking of Generation Utilities Using DEA: A case study of India. Technology and Investment, 1, 229-234.
- Laffont, J (1993). A theory of incentives in procurement and regulation. MIT Press, Cambridge MA.
- Laffont, J (2000). Competition in telecommunications. MIT Press, Cambridge MA.
- Lam P. & Shiu, A (2001). Data envelopment analysis of the efficiency of China's thermal power generation. Utilities Policy 10, 75–83
- XM (2011), APLICATIVO NEON, consultado en los meses de Agosto, septiembre y Cotubre de 2011. <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>

- Randolph J., Masters G. (2008). *Energy for sustainability*. Island Press, Washington D.C.
- Ruiz, B., Rodriguez-Pinilla, V. (2006). Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives. *Energy Policy* 34, 3684–3690.
- Ruiz-Mendoza B. & Sheinbaum-Pardo, C. (2010). Electricity sector reforms in four Latin-American countries and their impact on carbon dioxide emissions and renewable energy. *Energy Policy* 38, 6755–6766.
- Segupta, J. (2007). *Dynamics of entry and market evolution*. Basingstoke, Palgrave Macmillan.
- Sherman, D. (2006). *Service productivity management: improving service performance using data envelopment analysis (DEA)*. New York: Springer.
- Shy, Oz (1995). *Industrial organization: theory and applications*. MIT Press, Cambridge MA.
- Superintendencia de Servicios públicos (2011). *Comité de seguimiento del mercado mayorista de Energía Eléctrica, Informe No. 60 – 2011*.
- Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, Academia Colombiana de Ciencias. *Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos (FECOC)*. Disponible en la página web siame.gov.co
- Unidad de Planeación Minero-Energética UPME (2011). *Boletín estadístico de Minas y Energía 1990 – 2010*.
- Unidad de Planeación Minero-Energética UPME (2008). *Cálculo Del Factor De Emisión De CO₂ Del Sistema Eléctrico Interconectado Colombiano*.
- Unidad de Planeación Minero-Energética UPME (2004). *Una visión del mercado eléctrico Colombiano*.
- Vaninski, A. (2006). Efficiency of electric power generation in the United States: Analysis and forecast based on data envelopment analysis. *Energy Economics* 28, 326–338
- Zhuo, et al (2008). A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies. *European Journal of Operational Research* 189, 1–18.

14. ANEXOS

14.1 Utilización del biogás

Se obtuvieron los valores correspondientes a la emisión de CO₂ y el poder calorífico del biogás, provenientes del estudio Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos (FECOC), desarrollado por la Academia Colombiana de Ciencias y la UMPE en el año de 2003.

A continuación se muestra los valores de emisión de CO₂ y poder calorífico:

Tabla 22: Valores de emisión de CO₂ y poder calorífico para el biogás en Colombia

Item	Unidad	Gas Natural	Biogas	Diferencia
Factores de Emisión de CO ₂	g/m ³	231.71	333.86	44%
Poder calorífico	MJ/Nm ³	39.40	25.85	-34%

Con la información obtenida, se procedió a realizar la conversión virtual de las plantas que consumen únicamente gas natural como combustible. La conversión virtual se realizó de la siguiente forma:

- La disponibilidad se permaneció constante
- El consumo de gas natural permaneció constante, debido a que éste se expresa en unidades de energía (MBTU)
- La emisión de CO₂ aumentó un 44% con respecto a las emisiones actuales, de acuerdo a la información obtenida de los factores de emisión
- El precio de oferta se modificó en dos fases: a) obteniendo una correlación entre el precio de oferta y el precio máximo regulado Guajira. Posteriormente, b) se determina un nuevo precio de oferta a partir del precio de referencia del biogás disponible para el consumo de automóviles en Suecia, el cual presenta un valor de 1.03 euros/m³.

14.1.1 Correlación canónica de las plantas que pueden cambiar su operación a biogás

Con los nuevos valores, se obtuvieron las correlaciones canónicas de las plantas que cambiarían su combustible a biogás.

Tabla 23: Correlación canónica de plantas operadas a biogás.

	Ln PRECIO	Ln DISPONIBILIDAD	APORTES	VOLUMEN EMBALSE	VERTIENTOS	GAS	CARBON	ACPM	FUEL OIL	CO2	AGUA
MERILECTRICA 1	1.001	-0.017	0.000	0.000	0.000	-30.073	0.000	0.000	0.000	30.068	0.000
PROELECTRICA 1	0.947	-0.370	0.000	0.000	0.000	1.035	0.000	0.000	0.000	-1.772	0.000
TEBSA TOTAL	0.050	1.011	0.000	0.000	0.000	-3.388	0.000	0.000	0.000	4.170	0.000
TERMOTORADA 1	-1.018	-0.639	0.000	0.000	0.000	-2.378	0.000	0.000	0.000	1.613	0.000
TERMOFLORES 1	1.023	0.076	0.000	0.000	0.000	5.900	0.000	0.000	0.000	-6.529	0.000
TERMOFLORES 2	-0.485	-1.000	0.000	0.000	0.000	1.233	0.000	0.000	0.000	-2.215	0.000
TERMOFLORES 3	0.438	-1.080	0.000	0.000	0.000	1.841	0.000	0.000	0.000	-0.844	0.000

14.1.2 Coeficientes del modelo DEA con el reemplazo a biogás

Con los valores obtenidos a partir de la correlación canónica, se obtuvieron los coeficientes del modelo DEA.

Tabla 24: Coeficientes del modelo DEA en hidrología media y plantas operadas a biogás

DMU	APORTES	VOL. EMBALSE	GAS	CARBON	CO2	AGUA	Ln PRECIO	Ln DISPONIB
ALBAN	15,98	-2,39	0,00	0,00	0,00	-982967,33	688473,96	0,00
BETANIA	36667,60	-6407903,30	0,00	0,00	0,00	-174204,35	3639766,08	-193513,03
CALIMA	-46801,54	46366,98	0,00	0,00	0,00	-1101,80	7187154,68	-180149,69
CHIVOR	-2885030,10	-1251528,76	0,00	0,00	0,00	-15089,75	650291,43	1575169,23
GUAJIRA 1	0,00	0,00	2086209,14	0,00	-2759278,03	0,00	0,00	680218,60
GUATAPE	-46517,97	-5304838,72	0,00	0,00	0,00	-24640,34	542196,08	1377409,14
GUATRON	-72351,65	114,25	0,00	0,00	0,00	-0,59	0,00	-179730,93
GUAVIO	-7171688,17	34327,83	0,00	0,00	0,00	15732,19	-89446,78	2021006,80
JAGUAS	51592,87	-45443,78	0,00	0,00	0,00	-192721,43	1120768,64	4284283,04
LA TASAJERA	1,66	-314788,28	0,00	0,00	0,00	-0,48	27664,01	-42612,75
MERILECTRICA 1	0,00	0,00	-41352083,08	0,00	34412614,06	0,00	825498,94	-50298,99
MIEL	-8,43	-57,50	0,00	0,00	0,00	-194385,45	242690,54	0,00
PARAISO GUACA	18,50	721,70	0,00	0,00	0,00	-8758,41	0,00	881368,76
PAIPA 4	0,00	0,00	0,00	7182611,23	-13209262,76	0,00	-396732,95	251588,72
PLAYAS	-25372,19	49,31	0,00	0,00	0,00	0,69	0,00	-309531,21
PORCE II	105645,59	-118641,31	0,00	0,00	0,00	-5526248,16	620318,96	-692433,85
PRADO	-1,17	-356372,19	0,00	0,00	0,00	0,00	153816,11	0,00
PROELECTRICA 1	0,00	0,00	184355,39	0,00	-310238,64	0,00	3565985,95	0,00
SALVAJINA	-2757105,89	-39475,36	0,00	0,00	0,00	-12648,32	2160016,77	955678,59
SAN CARLOS	0,57	-48,22	0,00	0,00	0,00	-355947,16	142599,41	0,00
TASAJERO 1	0,00	0,00	0,00	9199,98	30447,73	0,00	-182107,83	5469182,87
TEBSA TOTAL	0,00	0,00	-39746654,37	0,00	41828560,19	0,00	32471,49	11427753,60
TERMOTORADA 1	0,00	0,00	-268714,18	0,00	196123,75	0,00	0,00	-285572,69
TERMOFLORES 1	0,00	0,00	13698918,58	0,00	-20601600,45	0,00	595683,86	251763,35
TERMOFLORES 2	0,00	0,00	2140069,27	0,00	-4323425,82	0,00	-20139,87	-333163,15
TERMOFLORES 3	0,00	0,00	1070044,82	0,00	-446422,23	0,00	155890,40	0,00
URRA	-4068705,21	-2216410,78	0,00	0,00	0,00	-1366214,20	166084,17	-2438341,68
ZIPAEMG 2	0,00	0,00	0,00	891256,71	-694172,94	0,00	0,00	916516,32
ZIPAEMG 4	0,00	0,00	0,00	450360,31	-164752,51	0,00	0,00	1146097,95
ZIPAEMG 5	0,00	0,00	0,00	-8415185,57	4197233,03	0,00	-390366,41	1537707,18

14.1.3 Benchmarks del modelo DEA – reemplazo a biogás

Finalmente, se obtuvieron los benchmarks del modelo DEA en la simulación de plantas operadas con biogás.

Tabla 25: Benchmarks de hidrología media y plantas operadas con biogás

DMU	BENCHMARKS COMPARACIÓN BIOGAS									
ALBAN	MERILECTRICA 1	0.14	PORCE II	0.40	TERMOFLORES 1	0.32	URRA	0.13		
BETANIA	ALBAN	1.00								
CALIMA	ALBAN	1.00								
CHIVOR										
GUAJIRA 1	MERILECTRICA 1	0.14	TASAJERO 1	0.29	TERMOFLORES 1	0.57	ZIPAEMG 5	0.00		
GUATAPE	ALBAN									
GUATRON	MERILECTRICA 1	0.22	TERMOFLORES 1	0.38	TERMOFLORES 2	0.37	URRA	0.03		
GUAVIO										
JAGUAS										
LA TASAJERA	GUATAPE	0.16	MERILECTRICA 1	0.22	TERMOFLORES 1	0.44	TERMOFLORES 2	0.15	URRA	0.03
MERILECTRICA 1	PAIPA 4	1.00								
MIEL	MERILECTRICA 1	0.25	TERMOFLORES 1	0.53	TERMOFLORES 2	0.12	URRA	0.10		
PARAISO GUACA	MERILECTRICA 1	0.18	PORCE II	0.00	TASAJERO 1	0.43	TERMOFLORES 1	0.39	ZIPAEMG 5	0.00
PAIPA 4	BETANIA	1.00								
PLAYAS	MERILECTRICA 1	0.16	TERMOFLORES 1	0.19	TERMOFLORES 2	0.64	URRA	0.01		
PORCE II	BETANIA	1.00								
PRADO	MERILECTRICA 1	0.19	TERMOFLORES 1	0.36	TERMOFLORES 2	0.26	URRA	0.19		
PROELECTRICA 1	BETANIA	0.01	CALIMA	0.09	MERILECTRICA 1	0.27	TERMOFLORES 1	0.63	URRA	0.00
SALVAJINA										
SAN CARLOS	MERILECTRICA 1	0.19	TERMOFLORES 1	0.34	TERMOFLORES 2	0.28	URRA	0.19		
TASAJERO 1	CHIVOR	1.00								
TEBSA TOTAL										
TERMODORADA 1	MERILECTRICA 1	0.18	TERMOFLORES 1	0.21	TERMOFLORES 2	0.61				
TERMOFLORES 1	PAIPA 4	1.00								
TERMOFLORES 2	GUAVIO	1.00								
TERMOFLORES 3	MERILECTRICA 1	0.19	TERMOFLORES 1	0.48	TERMOFLORES 2	0.33				
URRA	GUAVIO	1.00								
ZIPAEMG 2	MERILECTRICA 1	0.12	PAIPA 4	0.18	TASAJERO 1	0.44	TERMOFLORES 1	0.27		
ZIPAEMG 4	MERILECTRICA 1	0.10	PAIPA 4	0.09	TASAJERO 1	0.58	TERMOFLORES 1	0.23		
ZIPAEMG 5	BETANIA	1.00								

14.1.4 Número de benchmarks en DMU eficientes y con plantas operando con biogás

Tabla 26: Número de benchmarks en DMU eficientes – hidrología media y biogás

MERILECTRICA 1	14
TERMOFLORES 1	14
TERMOFLORES 2	8
URRA	8
TASAJERO 1	4
PAIPA 4	2
PORCE II	2
ZIPAEMG 5	2
BETANIA	1
CALIMA	1
GUATAPE	1
CHIVOR	0
GUAVIO	0
JAGUAS	0
SALVAJINA	0
TEBSA TOTAL	0

De manera inicial, se pudo apreciar que el biogás disponible posee una calidad inferior al gas entregado por los principales campos productores de gas del país. Esto es especialmente observable en la disminución del poder calorífico del gas en 1/3 aproximadamente, así como el aumento en las emisiones de CO₂ en cerca del 50%. Para que el biogás tenga una mayor aplicación, no sólo a nivel térmico sino industrial, debe aumentar sus valores de eficiencia térmica y de reducción de

emisiones de gases de invernadero. Sin embargo, y si son superados estos inconvenientes de tipo técnico, la utilización del biogás puede ser una alternativa frente a la pérdida de la autosuficiencia de gas natural en el país, producto de los aumentos en la demanda y la disminución en las reservas, principalmente del campo Ballena localizado en el departamento de La Guajira.

Cuando se comparan los benchmarks de la condiciones de hidrología media con las centrales operadas a gas natural y la misma condición de hidrología, pero con algunas de las centrales utilizando biogás como combustible, se hace apreciar varias de las plantas que sufrieron una transformación, llegaron a ser benchmarks para una mayor cantidad de plantas. Esta situación es especialmente palpable en las centrales de Termoflores 1 y 2, las cuales aumentaron de una manera importante su eficiencia en el sistema. De igual manera se aprecia una reducción en el número de benchmarks de las centrales hidráulicas, especialmente en los casos de Calima, Betania, Jaguas y Salvajina. Esto indica que, aunque siguen siendo eficientes, varias de las plantas de realizar una transformación a biogás tienen mayor preponderancia y mayores niveles de eficiencia dentro del sistema.

Tabla 27: Comparación del número de benchmarks del modelo DEA con condiciones de hidrología media y con algunas de las plantas usando biogás como combustible

DMU	GAS NATURAL	BIOGAS
MERILECTRICA 1	14	14
TERMOFLORES 1	no eficiente	14
TERMOFLORES 2	0	8
URRA	9	8
TASAJERO 1	3	4
PAIPA 4	2	2
PORCE II	4	2
ZIPAEMG 5	1	2
BETANIA	5	1
CALIMA	11	1
GUATAPE	0	1
CHIVOR	0	0
GUAVIO	0	0
JAGUAS	3	0
SALVAJINA	4	0
TEBSA TOTAL	0	0
GUAJIRA 1	14	no eficiente

Finalmente, cuando se compara la propuesta de generación de electricidad con hidrología media usando gas natural y la misma condición de hidrología pero con

algunas de las plantas consumiendo biogás como combustible, la combinación de alternativas cambia ligeramente.

Tabla 28: Comparación entre la propuesta de generación con gas natural y con biogás

Alternativa Generación	H. media	H. media - biogas
Hidráulica	76%	74%
Térmica a gas	16%	20%
Térmica a carbón	6%	6%
Térmica dual (incluye Fuel oil y ACPM)	2%	0%

Esto se debe a únicamente siete plantas de generación fueron objeto de la conversión de combustibles. Sin embargo, se aprecia un aumento en la composición de la generación térmica a gas así como un descenso de la generación hidráulica, motivado principalmente por la disminución en los precios del como del combustible con respecto a la situación actual.

14.2 Marco teórico

14.2.1 Cronología del mercado de electricidad en Colombia

A continuación se presenta la cronología de los principales eventos registrados en el mercado de electricidad en Colombia, desde el año 1990 (UPME, 2011).

1991: Se promulga la Constitución política de Colombia. Se establece que Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Así mismo, es deber del estado asegurar su prestación eficiente. De manera adicional el sector presenta una complicada situación financiera caracterizada por altos valores de pasivos.

1992-1993: Se presenta una crisis energética en Colombia ocasionada por el fenómeno del Niño. Para mitigar el efecto, se realizaron racionamientos en las principales ciudades del país y se modificó la hora oficial para aprovechar por más tiempo la luz diurna.

1994: Se promulga la ley 142 y 143, con las cuales se inicia el proceso de reestructuración y liberalización del mercado de electricidad en Colombia. De manera adicional se crean varias entidades, las cuales incluyen la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética) y el CND (Centro Nacional de Despacho).

1995: Inicia el funcionamiento el MEM (Mercado de Energía Mayorista) y la bolsa de energía

1996: Se crea el Cargo por Capacidad con el objeto de asegurar el suministro de electricidad en condiciones de hidrologías bajas. Posteriormente será reemplazado por el cargo con confiabilidad.

1997-1998: Se presenta un nuevo fenómeno del Niño, aunque sin restricciones a la demanda (racionamientos)

2000: Se crea el Fondo de Apoyo financiero para la energización de la Zonas No Conectadas FAZNI.

2002: Se constituye el Fondo de Apoyo financiero para la energización de Zonas Rurales Interconectadas FAER.

2003: Entra en funcionamiento las Transacciones Internacionales de Electricidad.

2004: Entra en operación la empresa XM, filial de ISA. XM es el administrador del mercado de energía en el país.

2006: Se modifica el cargo por capacidad y se reemplaza por el cargo por confiabilidad.

2008: Se inicia la primera subasta de energía en firme, con una vigencia hasta el año 2013.

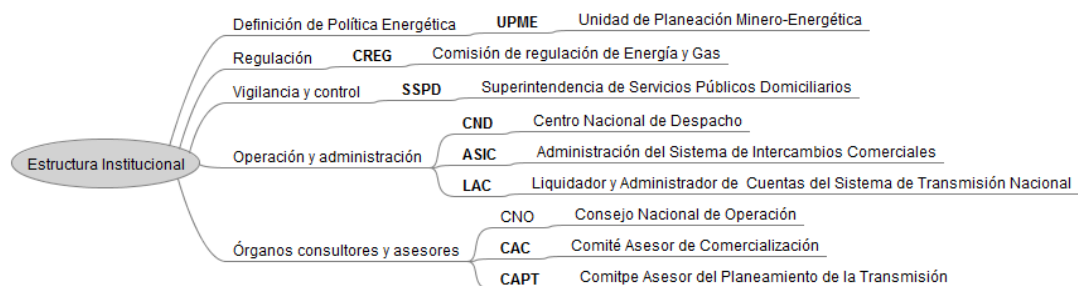
2009-2010: Se presenta nuevamente el Fenómeno del Niño. En esta ocasión las autoridades intervienen el mercado, forzando la entrada de plantas de generación térmica para suplir los faltantes de la generación hidráulica.

14.2.2 Sector eléctrico colombiano

Estructura Institucional

La estructura institucional del mercado de energía eléctrica se definió con las leyes 142 y 143 de 1994. Comprende tres instancias principales: a) la definición de la política energética, b) la regulación, y finalmente, c) la labor de vigilancia y control (UPME, 2004).

Estructura institucional del sector eléctrico colombiano



Definición de política energética

UPME (Unidad de planeación minero energética): La Unidad de planeación minero-energética se creó con la ley 143 de 1994 y está regida por el decreto 225 de 2004. La UPME es una unidad especial adscrita al ministerio de Minas y Energía. Dentro de las funciones de la UPME se encuentra la elaboración y actualización del plan de referencia del sector eléctrico, la elaboración de las proyecciones de la demanda, así como el Plan Energético Nacional, bajo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo.

Regulación

La labor de regulación del mercado de electricidad es realizada por medio de la Comisión de Regulación de Energía y gas, CREG. La Comisión de Regulación de Energía y Gas fue creada por medio de la ley 142 y 143 de 1994. La función principal de la CREG es asegurar la adecuada prestación de los servicios de Electricidad, Gas Natural y gas licuado de petróleo (GLP) en términos de calidad, oportunidad y costo de servicio. Tiene la facultad de expedir reglas relacionadas con el cumplimiento de su objetivo

La CREG está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Está integrada por los ministros de Minas y Energía y Hacienda, El director del Departamento Nacional de Planeación y cinco expertos en temas energéticos, nombrados por el presidente de la República, así como el Superintendente de servicios públicos, aunque este último tiene derecho a voz pero no a veto.

Vigilancia y control

SSPD (Superintendencia de servicios públicos domiciliarios): Creada en el artículo 370 de la constitución política de Colombia. Desempeña las labores de vigilancia y control. El superintendente de servicios públicos, así como sus delegados, son nombrados por el presidente de la república y son funcionarios de libre nombramiento y remoción.

Órganos de operación y administración

CND (Centro Nacional de Despacho): El Centro Nacional de Despacho está encargado de la planeación, supervisión y control de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión en el Sistema Interconectado Nacional SIN. De igual manera, prepara el despacho de generación de electricidad. El CND es una dependencia de ISA (Interconexión Eléctrica S.A.)

ASIC (administrador del sistema de intercambios comerciales): El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales está encargado del registro de fronteras comerciales y de contratos de energía a largo plazo. De igual manera, se encarga de la liquidación, facturación y cobro de los contratos en bolsa de energía por generadores y comercializadores. Así mismo, de la gestión de cartera y garantías.

LAC (liquidador y administrador de cuentas del sistema de transmisión nacional): El LAC se encarga de liquidar y facturar los cargos de uso de redes del Sistema Interconectados Nacional SIN. Determina el ingreso regulado a los transportadores y administra los cobros por uso de redes a los agentes del mercado mayorista.

Órganos consultor y asesores

EL mercado de energía mayorista también cuenta con los siguientes órganos de consulta y asesoría:

CNO (Consejo Nacional de Operación): El Consejo Nacional de Operación fue creado a partir de la Ley 143 de 1994. Tiene como función acordar los aspectos técnicos que garantizan la operación del Sistema Interconectado Nacional SIN. De igual manera, se encarga de ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. El CNO está conformado por a) un representante de las empresas de generación conectadas al SIN con una capacidad mayor o igual al 5% del total nacional, b) dos representantes de las empresas de generación de nivel nacional, departamental y municipal, conectadas al SIN que tengan una capacidad instalada entre el 1% al 5% del total nacional, c) por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión, con voto únicamente en los asuntos relacionados con la interconexión, d) por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al SIN, e) por el director del CND, y f) por dos representantes de las empresas distribuidoras.

CAC (Comité asesor de comercialización): El comité asesor de comercialización fue creado por la resolución CREG 068 de 2000. Tiene la labor de asistir a la CREG en los temas relacionados con la comercialización de energía en el MEM. Está conformado por a) cuatro representantes de empresas que desarrollen de manera conjunta generación y comercialización de energía, b) cuatro representantes que cumplen de manera conjunta las labores de distribución y comercialización, c) por cuatro representantes de las empresas que realizan únicamente actividades de comercialización en el MEM y d) por un representante del ASIC con voz pero sin voto.

CAPT (Comité asesor del planeamiento de la transmisión): El Comité asesor del planeamiento de la transmisión fue creado por medio de la resolución CREG 051 de 1998. El CAPT asesora a la UPME en la expansión del STN. Está conformado por a) tres grandes consumidores de energía, b) representantes de empresas de comercialización, c) tres representantes de empresas de transmisión, d) un representante de las empresas de generación y e) un representante de las empresas de distribución. De manera adicional, el CND asiste a las reuniones del CAPT.

14.2.3 MEM (mercado de energía mayorista)

El sector eléctrico colombiano ha sufrido una gran transformación desde los años 90's, motivado por la liberalización del mercado, la reestructuración de las empresas participantes y por la inclusión de nuevos agentes al sistema (UPME, 2004).

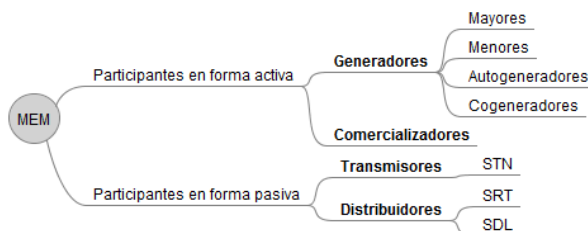
El mercado de energía mayorista fue creado con las leyes 142 y 143 de 1994. El objetivo de estas leyes consistió en la creación de un mercado mayorista competitivo, en los que se busca la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada y salida de los miembros.

El MEM comprende las actividades de a) generación de electricidad de plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), b) transmisión de electricidad a través de líneas con tensiones mayores o iguales a 220 KV, c) distribución de electricidad, y finalmente d) comercialización, con la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales.

Participantes del MEM

El MEM está constituido por cuatro clases de agentes: a) generadores, b) transmisores, c) distribuidores y d) comercializadores. Los generadores y comercializadores son considerados agentes activos, mientras que los transmisores y los distribuidores son considerados como agentes pasivos.

Participantes del MEM



Número de participantes del MEM

Actividad	Registrados
Generadores	53
Transmisores	11
Operadores de red	32
Comercializadores	92

Fuente: xm.com.co

Generadores: Los generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad. Se reconocen cuatro tipos de generadores, a saber:

Tipos de generadores en el MEM

Generadores mayores: Los denominados generadores mayores, tienen una capacidad instalada mayor o igual a 20 MW y están conectados al SIN. Los generadores mayores deben entregar sus ofertas al despacho central, para realizar el despacho económico. Dentro de los generadores mayores se encuentran plantas hidráulicas, centrales térmicas a gas natural, carbón, fuel oil y ACPM.

Generadores menores: Los generadores menores son aquellos que tienen una capacidad entre 10 MW y 20 MW y están conectados al SIN. A diferencia de los generadores mayores, los generadores menores tienen la posibilidad de optar por participar en la oferta de despacho central.

Autogeneradores: Los autogeneradores son aquellos que usan la energía para cubrir su propia demanda. Están conectados a la red pública únicamente con el propósito de obtener respaldo.

Cogeneradores: Los cogeneradores son aquellos que producen de manera conjunta energía eléctrica y térmica dentro de una actividad productiva para el consumo propio o de otros, con destino a actividades industriales o comerciales. Los cogeneradores tienen la facultad de vender sus excedentes en el MEM.

Transmisores: Son los agentes encargados de realizar en transporte de la energía eléctrica a través del SIN. Los transmisores tienen la obligación de permitir el

acceso a sus redes por cualquier otro agente, así como a los usuarios. De igual manera, los transmisores deben garantizar un servicio de transmisión confiable y de calidad.

Distribuidores: Los distribuidores son aquellos agentes que se encargan de transportar la energía a los sistemas de distribución. Existen dos tipos de distribución, a saber: a) el Sistema de transmisión regional STR, que corresponde a aquellas líneas que se encuentran a nivel 4 de tensión, y b) Sistema de distribución local SDL, los cuales distribuyen la energía a través de las líneas, subestaciones y equipos que se encuentran en niveles 1, 2 y 3 de tensión.

Como en el caso de los transmisores, los distribuidores deben garantizar el acceso de los demás agentes a sus redes en condiciones confiables y de calidad.

Comercializadores: Los comercializadores son aquellos agentes que sirven como intermediarios entre los usuarios finales de la energía y los demás agentes del MEM, entre los que se encuentran generadores, transmisores y distribuidores.

Los comercializadores pueden atender a dos tipos de usuarios a saber: a) usuarios regulados, con demanda de potencia menor de 100 MW o consumos de electricidad menor a 55 MWh/mes, y b) usuarios No regulados, con demandas de potencia mayores a 100 MW o consumos mayores a 55 MWh/mes.

14.2.4 Determinación del precio de bolsa

La determinación del precio en bolsa de electricidad, se realiza por medio del precio máximo determinado en el despacho económico, sumado a los recursos necesarios para cubrir la demanda real que se incluye en el despacho ideal.

De acuerdo a la Resolución CREG 051 de 2009, el precio de bolsa se determina de la siguiente manera: *“En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía; este precio horario en la Bolsa de Energía será igual al precio de oferta en Bolsa de la Planta con Máximo Precio de Oferta, en la hora respectiva, más el Valor Adicional (ΔI) previsto en el Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el artículo 8 de la presente resolución, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda total en el despacho ideal. Dentro de este proceso las importaciones provenientes de las TIE, serán consideradas como un recurso con precio de oferta igual al Precio de Oferta del país exportador, en su Nudo Frontera para exportación, al cual se le deben adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nudo frontera hasta el STN, si son del caso, el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad y los cargos*

propios de los generadores en el mercado Colombiano, asignándole además una disponibilidad comercial equivalente a la importación real”.

Promedio de precio en bolsa mensual

Precio promedio de electricidad en bolsa (\$/KWh)									
Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	38.76	69.22	58.97	82.9	79.32	87.71	95.32	133.97	154.13
Febrero	57.04	72.01	70.5	74.06	74.71	107.05	101.22	123.76	198.43
Marzo	53.92	76.59	73.16	69.61	65.59	100.47	91.13	109.71	191.22
Abril	48.69	79.98	70.97	68.6	54.51	92.09	103.75	89.42	198.16
Mayo	39.66	69.46	72.53	69.56	54.33	74.98	97.27	116.79	151.34
Junio	35.28	65.03	51.94	59.51	53.41	76.44	76.88	126.8	91.46
Julio	42.28	70.07	53.07	77.92	59.02	79.8	63.23	125.84	83.37
Agosto	45.50	65.33	54.23	86.22	66.84	84.07	74.34	128.54	85.13
Septiembre	49.08	63.03	60.34	87.67	102.46	74.00	81.88	184.6	112.5
Octubre	59.62	55.66	71.97	81.47	128.8	80.32	84.48	191.53	137.03
Noviembre	53.39	63.94	67.76	56.82	80.58	63.61	87.20	155.03	92.57
Diciembre	64.26	52.39	68.07	80.56	64.99	85.41	106.07	201.03	69.25
Promedio	48.96	66.89	64.46	74.58	73.71	83.83	88.56	140.59	130.38

Fuente: xm.com.co

14.2.5 Generación de electricidad y energías renovables

En Colombia, no ha legislación que promueva el uso de energías provenientes de fuentes renovables. Vale la pena aclarar que los esfuerzos en el tema ambiental se han dirigido al uso racional y eficiente de la energía. (Ruiz & Rodriguez-Pinilla, 2005)

El gobierno ha expedido la ley 697 de 2001 y el decreto 3683 de 2003, en los que se promueve el uso eficiente y racional de la electricidad, así como el uso de energías alternativas. Esta regulación ofrece estímulos a la investigación en energías renovables, sin embargo, no ofrece un sistema regulatorio que sea atractivo para los inversionistas, no define objetivos de generación, limita el desarrollo de energías renovables las Zonas No interconectadas (ZNI) y finalmente, le da un impulso importante a la utilización de gas natural para la generación de electricidad, a expensas de la generación por fuentes renovables.

En el año 2002 se establecieron algunos estímulos tributarios para la generación de electricidad por medio de fuentes renovables. En primer lugar, se hacen exenciones tributarias a los generadores que vendan energía eólica o de biomasa, con las siguientes condiciones: a) que vendan certificados de emisiones de CO₂ y b) al menos la mitad de los recursos obtenidos de la venta de los certificados de emisiones sean invertidos en proyectos sociales (Ruiz & Rodriguez-Pinilla, 2005)

La resolución 071 de 2006 no especifica una metodología para el cálculo de la energía para aquellas fuentes intermitentes, como es el caso de la energía eólica y otras fuentes alternativas. De esta forma, como el cálculo del ENFICC no tiene en cuenta los variables de las centrales eólicas, éstas no pueden entrar en subastas para la Oferta de Energía en Firme (OEF) (Botero et al, 2010).

Se han identificado varias razones que obstaculizan la implementación de energías provenientes de fuentes renovables:

- Alta inversión inicial

Los precios de la energía no tienen en cuenta los beneficios provenientes de las fuentes de energía renovable, dentro de los que se incluyen estabilidad de precios, beneficios ambientales y desarrollo para las comunidades.

Altos costos de producción, por encima de las fuentes tradicionales

Algunas de las energías renovables tienen costos de operación más altos que las llamadas energías tradicionales. Esta situación es especialmente palpable en el caso de la energía solar ya que sus elevados costos de producción comparados con los de las energías hidráulicas y térmicas dificultan su uso generalizado en el país.

- Imposibilidad de controlar la entrega de energía

en el caso de la energía eólica la generación de electricidad depende exclusivamente del régimen de vientos. Por lo tanto, sólo se puede entregar energía si las condiciones del viento lo permiten, caso contrario de la generación eléctrica y térmica, en las cuales se puede programar su entrega sin ningún contratiempo de tipo climático.

- Imposibilidad de maximizar su producción de acuerdo con el despacho económico.

En la actualidad la asignación de la generación de electricidad se realiza por medio de mérito económico. Sin embargo, debido a los altos costos de operación de las centrales de energía renovable (eólica solar biomasa, etc.) las ofertas de precios que entregarían estas centrales serían más altos que los de sus contrapartes hidráulicas y térmicas, por lo que en la práctica no saldrían despachadas para entregar electricidad al sistema interconectado nacional SIN

Con las reformas emprendidas en los años 90, se podido apreciar que en Colombia y en varios países de América Latina, que la generación de electricidad es más dependiente de los combustibles fósiles que antes de las reformas, y que las emisiones de CO₂ y otros gases de invernadero han aumentado a una tasa mayor. En algunos de los países de la región se han establecido leyes para

promover el uso de fuentes renovables de energía RES (Renewable energy sources), sin embargo, estos beneficios no han sido implementados o usados por el grueso de los operadores (Ruiz-Mendoza & Sheinbaum-Pardo, 2010).

14.3 Agentes generadores del Sistema Interconectado Nacional SIN

AGENTE	CENTRAL	Capacidad (MW)
AES CHIVOR & CIA. SCA. E.S.P.	Chivor Generador	1,000
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.	Betania Generador	540
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	Sanfrancisco Generador	135
	Termodorada1	51
	Esmeralda Generador	30
	Insula Generador	19
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 1 S.A. E.S.P.	Morro 1	20
	Morro 2	20
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Riomayo Generador	20
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P. - INTERVENIDA	Florida 2 Generador	20
DICELER S.A. E.S.P.	Cogenerador Ingenio Providencia	20
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Cogenerador Ingenio Mayaguez	20
	Palmas1 Generador	15
	Palenque3	13
EMGESA S.A. E.S.P.	Guavio Generador	1,200
	Paraiso Guaca generador	600
	Central Cartagena 3	66
	Zipa Isa 4 generador	64
	Zipa Bogotá 3 generador	63
	Zipa Isa 5 generador	63
	Central Cartagena 1	61
	Central Cartagena 2	60
	Zipa Bogotá 2 generador	34
	Planta Menor charquito	19
	Planta Menor La Junca	19
	Planta Menor La Tinta	19
	Planta Menor Tequendama	19
	Planta Menor El Limonar	18
EMPRESA DE ENERGÍA EL PACÍFICO S.A. E.S.P.	Alban (alto y bajo anchicayá) generador	429
	Salvajina Generador	285
	Termovalle1	205
	Calima generador	132
EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	Prado Generador	46
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	Urura	338
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.	Guatape Generador	560
	Guatron Generador	512
	T Sierra1 generador	460
	Porce 2 Generador	405
	Latasajera Generador	306
	Playas Generador	201
	Planta Menor La Herradura	20
	Niquia Generador	19
	Riogrand1 Generador	19
	Sonson generador 1	19
	Ayura generador	18
	Parque Eólico Jepirachi	18
Planta Menor la Vuelta	12	

AGENTE	CENTRAL	Capacidad (MW)
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Tebesa Total	791
	Termoflores Generación	160
	Termoguajira1	151
	Termoguajira2	139
	Termobqlla3 generación	64
	Termobqlla 4 generación	63
GENERAR S.A. E.S.P. - RESTRUCTURACIÓN	Río Piedras generador	20
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	Paipa4	150
	Paipa3	70
	Paipa2	70
	Paipa1	31
ISAGEN S.A. E.S.P.	Sancarlos Generador	1,240
	Central Hidroeléctrica Miel I	396
	Termocentro 1	280
	Jaguas generador	170
	Calderas generador	20
MERILECTRICA & CIA. S.A. E.S.P.	Merilectrica1	167
PROELECTRICA & CIA. S.A. - RESTRUCTURACIÓN	Proelectrica1 generación	45
	Proelectrica 2 generación	45
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	Termocandelaria1 generación	157
	Termocandelaria 2 generación	157
TERMOEMCALI S.A. E.S.P.	Termoemcali 1	229
TERMOFLORES S.A. E.S.P.	TermoFlores 3	169
	TermoFlores 2	112
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	Tasajero 1 generador	155
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A. E.S.P.	Termoyopal Unidad 2	30
	Termoyopal	Termoyopal Unidad 1
OTROS	otros	216