

Behavior of Fuels Supply Variable Costs in Electrical Energy Generation using Gas and Coal

A. M. Hernández and H. L. Reyes

Abstract— This paper presents a research of the behavior of the variable costs of fuel supply (CSC) in the generation of electricity by the use of gas and coal. This research was made in Colombia for the period 2012-2017. The information gathered allows coal plants to estimate their future performance under different price scenarios. It is also helps power planning organizations to evaluate the thermal generation plants in the country. Initially in the study was only considered fuels current situation and the efficiency of thermal plants in the country. We determined the procedure to calculate the CSC and last we established a financial analysis in order to compare them under the same time scenario.

Keywords— costs, fuel economy, power generation economics, supply and demand, economic forecasting.

I. INTRODUCCIÓN

INICIANDO la década de los 90s, fenómenos como el calentamiento del Pacífico Sur, trajeron consigo una anomalía en los ciclos hidrológicos que ocasionaron en Colombia una sequía de intensidad muy fuerte. Esto llevó al país, en los años 1991-1992, a un racionamiento eléctrico de vastas consecuencias sociales, políticas y económicas. Sucesos que evidenciaron la alta dependencia de la generación de energía a partir de plantas hidroeléctricas. Ésta alcanzaba casi el 84% de la producción total, mientras que la generación térmica solo el 13%. [1]

Con la promulgación de la Constitución Política de 1991, la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), se establecieron nuevas condiciones normativas en el sector eléctrico. Como resultado se constituyeron la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía. La preparación para afrontar eventos futuros exige la proyección de escenarios, basada en el conocimiento de los eventos pasados y situaciones actuales. Con la conformación de la UPME, la planeación se estableció como un componente esencial en el desarrollo del sector.

El proyecto señalado tiene como punto de partida el Plan de Expansión en el área de Generación y Transmisión Eléctrica para un periodo de 15 años, consignado en el documento elaborado por la UPME en su última versión para el periodo 2011-2025, en el que se encuentran consignadas de manera detallada la situación actual y la proyección del sector eléctrico

en el país, así como las resoluciones CREG 034 de 2001 y 084 de 2005, mediante las cuales se implantó la fórmula para el cálculo de costo variable total de las plantas de generación térmica en el país de la siguiente manera:

$$C.V = CSC + CTC + COM + OCV \quad (1)$$

Donde:

- **Costo de Suministro de Combustible (CSC):** Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MBTU.
- **Costo de Transporte de Combustible (CTC):** Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en \$/MBTU.
- **Costo de Operación y Mantenimiento (COM):** Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en \$/MWh.
- **Otros Costos Variables (OCV):** Corresponden a los siguientes Costos Variables calculados por el ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales), expresados en \$/MWh:
 - Costo Equivalente de Energía del Cargo por Confiabilidad (CEE).
 - Fondo de Apoyo Financiero a Zonas No Interconectadas (FAZNI).
 - Aportes Ley 99 de 1993.
 - Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación Programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).

La actividad de planeación del sector eléctrico en el país debe proporcionar información necesaria que permita evaluar el desempeño del parque de generación ante eventos futuros. Una opción para evaluarlo, con respecto a la conveniencia de una alternativa de generación térmica, es a través del comportamiento de los CSC. De esta manera, tanto la UPME como las empresas de generación térmica, pueden estimar la competitividad de las plantas bajo distintos escenarios de precios de combustibles.

II. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS COMBUSTIBLES

En esta sección se presenta el comportamiento de la demanda, producción, reservas nacionales y precios del gas y carbón.

A. Gas:

La proyección de demanda de gas natural se hace en tres escenarios de crecimiento, bajo, medio y alto, los cuales implican escenarios distintos de expansión de la capacidad de generación eléctrica del país determinada por la UPME en su plan de expansión 2011-2025. Específicamente esta proyección se realiza simulando la operación futura del Sistema Interconectado Nacional (SIN) eléctrico. La operación del SIN la realiza la UPME teniendo en cuenta criterios de operación de mínimo costo en el largo plazo y la satisfacción de unos mínimos criterios de calidad en el abastecimiento a los usuarios de la energía eléctrica [2].

Este proceso se hace con el Programa de Planeación de Sistemas de Potencia de Viena (WASP), el cual es un simulador desarrollado para encontrar las necesidades de los estudios de mercado de potencia de los países en desarrollo. Una vez que se tiene la energía producida por cada uno de los generadores eléctricos se procede a determinar el consumo correspondiente de gas natural, en el tiempo, de acuerdo con la energía generada por cada planta [2].

La producción de gas natural en Colombia ha tenido un crecimiento en los últimos años a pesar de la decadencia de la reservas en los campos productores. El aumento de dicha producción se debe a los trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas [2].

En el año 2011, el país contaba con una capacidad de producción de 1,139 MPCD, dicha capacidad se ha incrementado en un 4.2% respecto al promedio diario anual de 2010. No obstante, se estima una disminución de esta capacidad de producción, llegando hasta 884 MPCD en el año 2020, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando solamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2010 [3].

Esta situación poco favorable se ve recompensada por el aumento de producción de los campos del Casanare, en concordancia con las intenciones manifestadas por los productores de sostener la máxima producción. De esta forma se tendrá la posibilidad de atender el aumento de la demanda, al menos en el interior del país.

La demanda de gas natural para el sector eléctrico fue de 302.4 MPCD en el 2010, y se proyecta un consumo máximo de aproximadamente de 289.1 MPCD en el 2031. En los escenarios bajo y alto se implementó un crecimiento promedio entre los años 2010-2020 de -1.6% y 2.5% respectivamente, con respecto al escenario medio. Para la siguiente década (2020-2030) se implementaron factores de crecimiento para los escenarios bajo, medio y alto de 0.6%, 3.3% y 4.5% respectivamente [3] (Fig. 1).

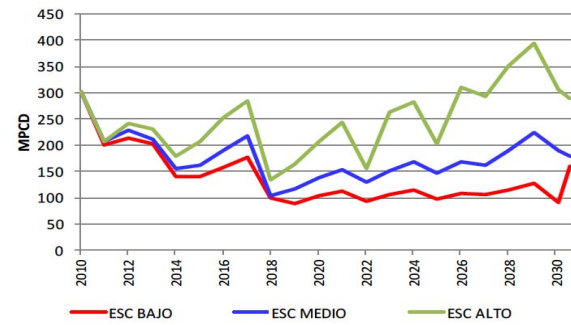


Figura 1. Proyección de demanda nacional de gas natural para el sector eléctrico.

La tabla I muestra los precios proyectados en el período de estudio para tres escenarios, bajo, medio y alto. Los precios han sido determinados por la resolución CREG 119 de 2005.

El escenario de precios medio o de referencia parte del precio medio de las negociaciones bilaterales establecidas por la CREG con los productores, cuyo valor alcanzó los 4,158 USD/MBTU y crece en la misma magnitud como lo hace el escenario de referencia del gas Henry Hub del DOE-IEA, adicionado por el producto entre precio de importación del índice NBP y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, sumados los costos de transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago [4].

La proyección del escenario bajo de precios del gas se construyó a partir del valor de la negociaciones bilaterales siguiendo comportamiento de precios del escenario bajo de fuel oil elaborado por DOE-IEA, sumándole el producto entre precio de importación del índice NBP y porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de transporte y regasificación puesto en puerto colombiano para el periodo 2012 a 2017 [4].

El escenario de precios alto se construyó aplicando al precio medio de la tasa de crecimiento del escenario alto de Henry Hub del DOE-IEA adicionado por el producto entre precio de importación del índice Japón y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago, como se realizó en los escenarios medio y bajo [4].

TABLA I. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL DE LA GUAJIRA EN BOCA DE POZO (USD/MBTU). [4].

AÑO	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO
2012	2,933	4,158	4,772
2013	2,791	4,529	5,406
2014	2,71	4,785	5,956
2015	2,658	5,012	6,335
2016	2,636	5,14	6,703
2017	2,639	5,197	7,098

B. Carbón:

A nivel internacional se ha presentado una disminución en las reservas de petróleo ocasionando una alta volatilidad en sus precios. Esto ha conllevado a considerar al carbón como una alternativa energética importante en muchos países a nivel mundial. Además, este mineral tiene como ventaja su abundancia y su bajo costo.

En Colombia, el 90% de las reservas se encuentran ubicadas en el norte y el 10% restante en la zona interior del país. En los departamentos de La Guajira y Cesar, se encuentran reservas de alrededor de 67 millones de toneladas, con un potencial de crecimiento de aproximadamente 115 millones de toneladas [3].

La demanda de carbón para el sector eléctrico fue de aproximadamente 1.8 millones de toneladas en el 2010, y se proyecta un consumo de aproximadamente 2.2 millones de toneladas en el 2030 [5] (Fig. 2).

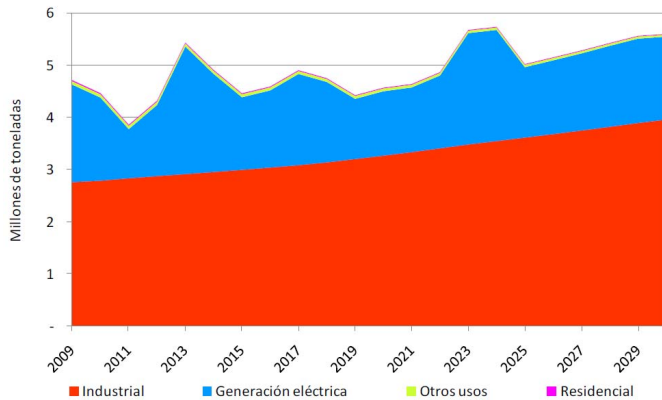


Figura 2. Proyección de demanda de carbón en Colombia según sus usos.

Se estima que en la década 2020-2030 los precios a nivel internacional del carbón se estabilicen para finalmente reducirse, debido a la diversificación de fuentes de energía a nivel mundial y una desaceleración del precio del petróleo.

La proyección de precios FOB de carbón en Colombia aquí presentados corresponden a la estimación de la proyección de precios FOB de carbón promedio para transacciones internacionales que se registran en el DANE. La metodología usada fue la de costo de oportunidad paridad de exportación [6].

El modelo usado será un modelo econométrico en el que interviene la historia del precio de venta de carbón colombiano en mercados internacionales y los precios de referencia internacional. Se tendrán en cuenta variables de intervención necesarias para modelar los cambios drásticos en el comportamiento de la serie y así obtener resultados más confiables y ajustados a la tendencia del mercado [6].

Las proyecciones de precios de carbón de exportación fueron seleccionadas con base en las proyecciones realizadas por el Banco Mundial del carbón de Australia, seleccionado como referente internacional en tres diferentes escenarios, medio, alto y bajo [6].

En la tabla II se muestran los precios internacionales proyectados por la UPME para el carbón en el periodo de estudio.

TABLA II. PROYECCIÓN DE PRECIOS INTERNACIONALES DEL CARBÓN (USD/TON). [6].

AÑO	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO
2012	63,55	71,86	80,17
2013	63,31	71,6	79,88
2014	63,31	71,6	79,88
2015	62,68	70,93	79,18
2016	62,15	70,37	78,58
2017	62,15	70,37	78,58

III. CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

Contrastando la información del documento “*Estudio de Factibilidad para la inclusión del Cofiring en Central Guacolda II en Chile*” [7] con entrevistas realizadas a diferentes empresarios del sector eléctrico en Colombia, se encontró la formulación para el cálculo del costo variable de suministro de combustible de la siguiente manera:

Para el carbón:

$$\text{kWh/kgsde carbón} \left(\frac{\text{CkWh}}{\text{kgs}} \right) = \text{PC} \left(\frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right) * \frac{0.000293056 \text{ kWh}}{1 \text{ BTU}} * \frac{1 \text{ lb}}{0.4536 \text{ kgs}} \quad (1)$$

$$\text{kgsde carbón/kWh} \left(\frac{\text{Ckgs}}{\text{kWh}} \right) = \frac{1}{\left(\frac{\text{CkWh}}{\text{kgs}} \right) * \eta} \quad (2)$$

$$\text{USD/MWh} \left(\frac{\text{CUSD}}{\text{MWh}} \right) = \left(\frac{\text{Ckgs}}{\text{kWh}} \right) * \text{Precio} \left(\frac{\text{USD}}{\text{ton}} \right) * \frac{1 \text{ ton}}{907.1847 \text{ kgs}} * \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \quad (3)$$

Para el gas:

$$\text{USD/MWh} \left(\frac{\text{GUSD}}{\text{MWh}} \right) = \text{Precio} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MBTU}} \right) * \frac{1}{\eta} * \frac{1 \text{ MBTU}}{293.0556 \text{ kWh}} * \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \quad (4)$$

Donde:

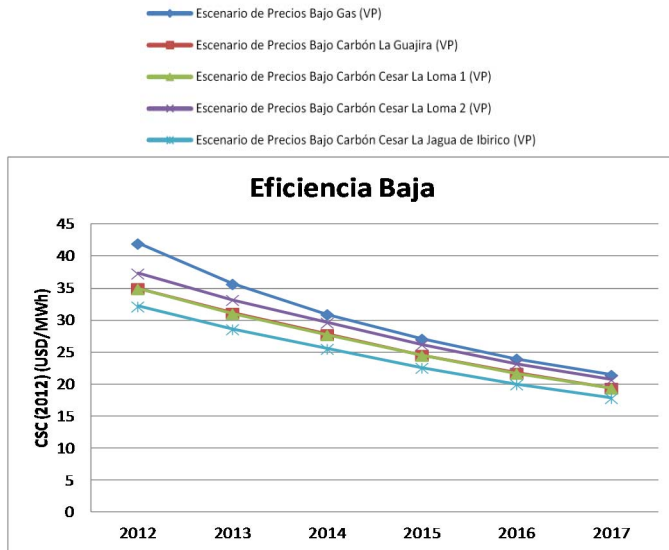
- PC: Poder calorífico, representa la energía de combustión del carbono e hidrógeno y del azufre. Es el parámetro más importante en la definición de los contratos de compraventa de carbones térmicos.
- η : Eficiencia de la planta térmica.

Los costos variables de suministro de combustible se calcularon teniendo en cuenta tres escenarios de precios; bajo, medio y alto, y tres valores de eficiencia tanto para las plantas a gas y a carbón. Las eficiencias corresponden al valor mínimo, promedio y máximo de las plantas térmicas existentes en Colombia para cada combustible.

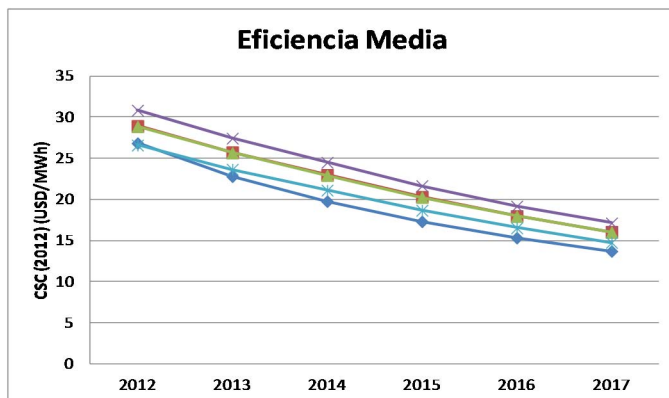
Los costos variables de suministro de combustible fueron referidos al primer año de estudio utilizando la fórmula del valor presente, empleando una tasa de descuento del 12% anual, establecida por el Departamento Nacional de Planeación (DNP). [8]

A continuación se muestran la proyección a valor presente de los costos variables de suministro de combustible en el periodo de estudio.

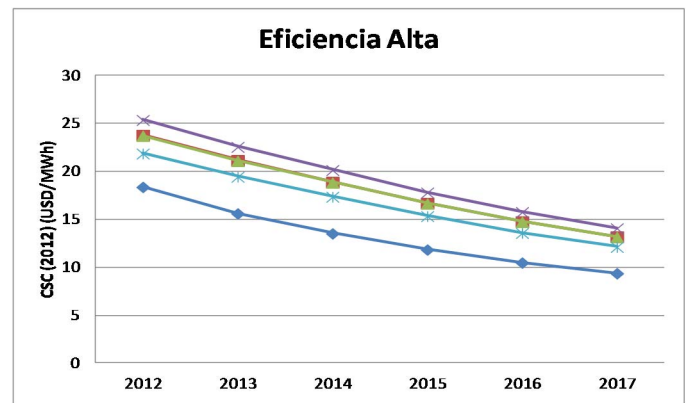
A. Proyección Valor Presente CSC Escenario de Precios Bajo:



Gráfica 1. Proyección CSC, escenario de precios bajo, eficiencia baja.

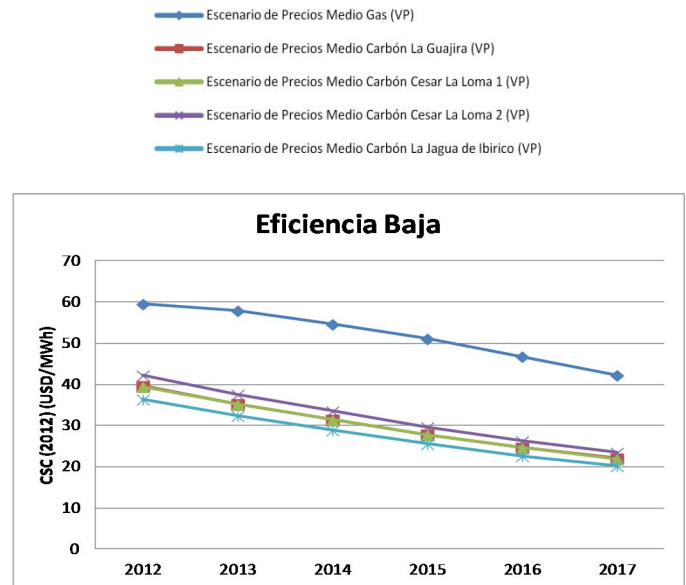


Gráfica 2. Proyección CSC, escenario de precios bajo, eficiencia media.

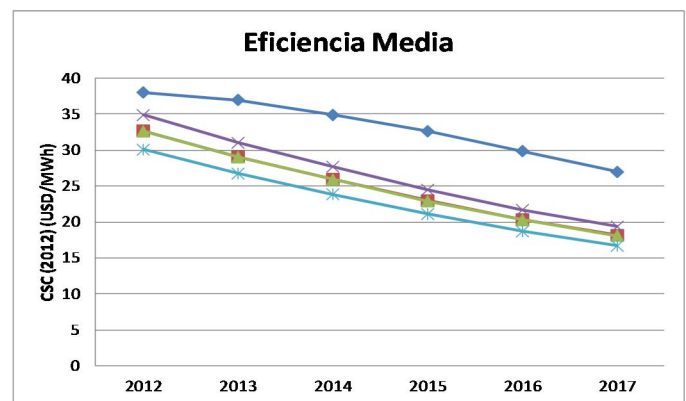


Gráfica 3. Proyección CSC, escenario de precios bajo, eficiencia alta.

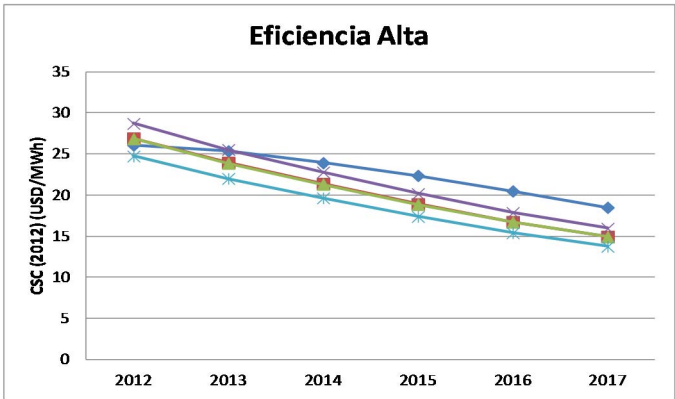
B. Proyección Valor Presente CSC Escenario de Precios Medio:



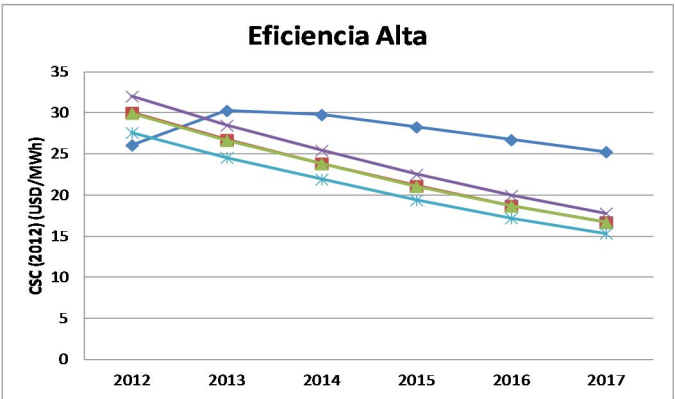
Gráfica 4. Proyección CSC, escenario de precios medio, eficiencia baja.



Gráfica 5. Proyección CSC, escenario de precios medio, eficiencia media.



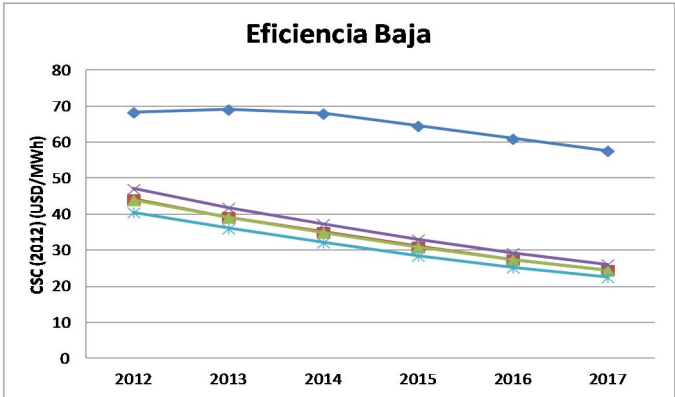
Gráfica 6. Proyección CSC, escenario de precios medio, eficiencia alta.



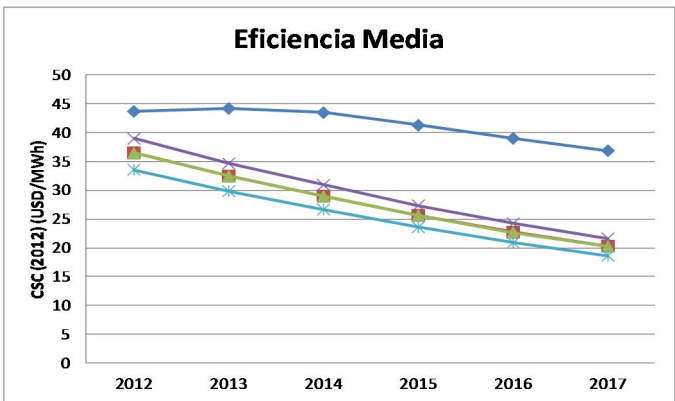
Gráfica 9. Proyección CSC, escenario de precios alto, eficiencia alta.

C. Proyección Valor Presente CSC Escenario de Precios Alto:

- Escenario de Precios Alto Gas (VP)
- Escenario de Precios Alto Carbón La Guajira (VP)
- Escenario de Precios Alto Carbón Cesar La Loma 1 (VP)
- Escenario de Precios Alto Carbón Cesar La Loma 2 (VP)
- Escenario de Precios Alto Carbón Cesar La Jagua de Ibirico (VP)



Gráfica 7. Proyección CSC, escenario de precios alto, eficiencia baja.



Gráfica 8. Proyección CSC, escenario de precios alto, eficiencia media.

IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con base en los resultados obtenidos, se elaboraron tablas de la sumatoria de los Valores Presentes de los CSC para cada escenario de precios en el periodo de estudio.

A. Escenario de Precios Bajo:

TABLA III. SUMATORIA DE LOS VPS DE CSC, ESCENARIO DE PRECIOS BAJO.

Σ VP (2012) CSC (USD/MWh)	Eficiencia Baja	Eficiencia Media	Eficiencia Alta
Gas	181,101969	115,72561	79,33113
Carbón La Guajira	159,637739	131,98687	108,59752
Carbón Cesar La Loma 1	159,225451	131,646	108,31705
Carbón Cesar La Loma 2	170,199948	140,7196	115,78272
Carbón Cesar La Jagua de Ibirico	146,720835	121,30731	99,810472

- Las plantas a gas de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 128% con respecto a las plantas a gas de eficiencia alta.
- Las plantas a gas de eficiencia media, generan un aumento en el CSC del 46% con respecto a las plantas a gas de eficiencia alta.
- Las plantas a gas de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 56% con respecto a las plantas a gas de eficiencia media.
- Las plantas a carbón de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 47% con respecto a las plantas a carbón de eficiencia alta.
- Las plantas a gas con una eficiencia alta, generan los menores CSC en el periodo de estudio, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles.

- Las plantas a gas con una eficiencia baja generan los mayores CSC en el periodo de estudio, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles.

B. Escenario de Precios Medio:

TABLA IV. SUMATORIA DE LOS VPS DE CSC, ESCENARIO DE PRECIOS MEDIO.

Σ VP (2012) CSC (USD/MWh)	Eficiencia Baja	Eficiencia Media	Eficiencia Alta
Gas	312,087435	199,42638	136,70889
Carbón La Guajira	180,605786	149,32304	122,86155
Carbón Cesar La Loma 1	180,139345	148,93739	122,54424
Carbón Cesar La Loma 2	192,555318	159,20279	130,99051
Carbón Cesar La Jagua de Ibirico	165,992276	137,24074	112,92035

- Las plantas a gas de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 128% con respecto a las plantas a gas de eficiencia alta.
- Las plantas a gas de eficiencia media, generan un aumento en el CSC del 46% con respecto a las plantas a gas de eficiencia alta.
- Las plantas a gas de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 56% con respecto a las plantas a gas de eficiencia media.
- Las plantas a carbón de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 47% con respecto a las plantas a carbón de eficiencia alta.
- Las plantas que utilizan el carbón de La Jagua de Ibirico en el César y tienen una eficiencia alta, generan los menores CSC en el periodo de estudio, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles.
- Las plantas a gas con una eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 176% con respecto al menor CSC en el periodo de estudio, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles.

C. Escenario de Precios Alto:

TABLA V. SUMATORIA DE LOS VPS DE CSC, ESCENARIO DE PRECIOS ALTO.

Σ VP (2012) CSC (USD/MWh)	Eficiencia Baja	Eficiencia Media	Eficiencia Alta

Gas	388,597719	248,31707	166,37341
Carbón La Guajira	201,557904	166,64604	137,11474
Carbón Cesar La Loma 1	201,037351	166,21565	136,76062
Carbón Cesar La Loma 2	214,893703	177,67195	146,18675
Carbón Cesar La Jagua de Ibirico	185,249078	153,16207	126,02026

- Las plantas a gas de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 134% con respecto a las plantas a gas de eficiencia alta.
- Las plantas a gas de eficiencia media, generan un aumento en el CSC del 49% con respecto a las plantas a gas de eficiencia alta.
- Las plantas a gas de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 56% con respecto a las plantas a gas de eficiencia media.
- Las plantas a carbón de eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 47% con respecto a las plantas a carbón de eficiencia alta.
- Las plantas que utilizan el carbón de La Jagua de Ibirico en el César y tienen una eficiencia alta, generan los menores CSC en el periodo de estudio, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles.
- Las plantas a gas con una eficiencia baja, generan un aumento en el CSC del 208% con respecto al menor CSC en el periodo de estudio, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles.

V. CONCLUSIONES

En este artículo hemos presentado un estudio del comportamiento de los Costos Variables de Suministro de Combustible (CSC), en la generación de energía eléctrica por el uso de gas y carbón en Colombia, para el período 2012-2017. Se encontró que las plantas a gas de eficiencia baja siempre generan los mayores CSC en el período de estudio bajo cualquier escenario de precios, y que las plantas a gas de eficiencia alta y las plantas que emplean el carbón de La Jagua de Ibirico en el Cesar, son las más competitivas en cualquier escenario de precios, dentro del conjunto de plantas analizadas para ambos combustibles. Estos análisis le permiten a las plantas térmicas en el país, tener una proyección de su desempeño a futuro bajo diferentes escenarios de precios en un periodo de tiempo determinado.

REFERENCIAS

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Universidad Nacional, Fundación Bariloche Política Energética, "Diagnóstico del Sector Energético, Eléctrico-Gas-Carbón." 2009.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010-2024," 2009.

- [3] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025." 2010.
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Subdirección de Energía, Grupo de Hidrocarburos, "Proyección de Precios de Gas Natural para el sector Termoeléctrico." 2009.
- [5] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia." Julio de 2010, 2010.
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Revisión y actualización de la proyección de precios de carbón," 2010.
- [7] Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica, "Estudio de factibilidad del Cofiring para Central Guacolda II," 2010.
- [8] <http://www.dnp.gov.co>



Andrés Hernández Yabrudy received the Engineering degree in Electrical Engineering from Universidad Del Norte, Barranquilla, Colombia, in 2012, and is a M.Sc student in Electrical Engineering in the same institute. His current research interest is the economic behavior of the electricity market in Colombia.



Hernando Luis Reyes received the Engineering degree in Electrical Engineering from Universidad Del Norte, Barranquilla, Colombia, in 2012, and is a M.Sc student in Electrical Engineering in the same institute. His current research interests are the operation and stability of power system and fault locations in power system.