

**PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

Revisión Noviembre de 2014



SUBDIRECCION DE DEMANDA



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia**

Revisión Noviembre de 2014

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Subdirección de Demanda

Revisión
Noviembre 2014

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. Un nuevo entorno macroeconómico en las economías emergente.....	7
2. Demanda de energía eléctrica y actividad económica agregada	10
3. Grandes Consumidores y Mercado Regional.....	13
4. Una Aproximación Regional a la Demanda de Energía	15
5. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia	17
5.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	20
5.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	24
5.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	24
5.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	26
5.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	26
5.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	28
5.7 Escenario de Energía Eléctrica Total (Mensual)	30
5.8 Escenario de Potencia Máxima Total (Mensual).....	30
6. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario.....	32
6.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (sin incluir GCE)	32
6.2 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (incluyendo GCE)	33
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	35

INTRODUCCIÓN

Sobre la demanda de energía eléctrica influyen factores económicos, sociales y meteorológicos (Al – Alawi, 1996), que hacen necesario un riguroso ejercicio de modelación de la demanda, por cuanto es el insumo fundamental para la construcción de nuevas centrales de generación de energía eléctrica, la expansión del sistema de transmisión de energía y el diseño de las políticas para la regulación de los precios.

Este documento presenta la tercera revisión del año 2014 de la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima nacional, asociada al SIN. La UPME adelanta una investigación detallada sobre las características de la demanda eléctrica que es atendida por autogeneración en facilidades industriales, comerciales y en campos de producción petrolera y minera.

Se resaltan los siguientes elementos en esta revisión:

1. Un análisis del entorno macro nacional e internacional enfocado hacia la demanda y precios de la energía.
2. Una aproximación regional al comportamiento de la demanda de energía eléctrica.
3. La demanda de energía eléctrica y potencia atendida por el SIN,
4. Los cambios en la demanda de un consumidor especial, conectado a la Central Chivor, y que atiende la demanda de los campos de producción en el Meta, operados por Pacific Rubiales.
5. Los valores actualizados tanto para la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima de Rubiales, en el

periodo 2014 – 2028. Esto se debe principalmente a la disminución de la capacidad de producción del Campo.

6. Determinación de los factores estructurales que determinan los cambios de tendencia de largo plazo en los componentes de la demanda energética.

Para la estimación de los modelos se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Se revisaron y ajustaron los criterios estadísticos de análisis de corto y largo plazo, para establecer escenarios de demanda de energía eléctrica.
- b. Se revisaron las series históricas a partir de la información actualizada en las bases de datos disponibles en XM y en la UPME.
- c. Se dió continuidad a la metodología del modelo combinado, empleada en la anterior revisión, lo que permite una minimización en el error de pronóstico de la demanda.
- d. Las demandas asociadas a Grandes Consumidores Especiales que se integran en la proyección de largo plazo, son aquellas que representan un cambio estructural para la demanda nacional al SIN; esta revisión actualiza los datos de GCE Rubiales desde 2014 a 2028.
- e. Las demás demandas históricas están incorporadas en los registros de ventas reportados por los comercializadores y publicadas en las bases de datos de XM.

La revisión preliminar de la demanda permitió encontrar los siguientes hechos estilizados:

- La entrada de Rubiales compensó en parte la fuerte caída en el consumo de este grupo de demanda, la cual se produjo principalmente por factores coyunturales que afectaron las conexiones de OXY y Cerromatoso.
- Sea de resaltar que los resultados económicos del segundo trimestre de 2014 indican un crecimiento económico del 4,3%. Éste crecimiento inferior en 2,2% al presentado en el primer trimestre, se explica (porcentualmente) principalmente por el sector financiero (28%), la construcción (17%) y el comercio (14%).
- Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Proyección de la Demanda EE Total Nacional (GWh)

PROYECCIÓN DEE TOTAL NACIONAL GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64.235	63.964	63.693
2015	67.863	66.776	65.693
2016	70.571	69.459	68.351
2017	72.313	71.174	70.039
2018	75.033	73.867	72.705
2019	77.603	76.411	75.223
2020	79.462	78.242	77.026
2021	81.204	79.958	78.716
2022	83.016	81.743	80.474
2023	84.567	83.263	81.963
2024	86.093	84.764	83.439
2025	87.905	86.547	85.194
2026	89.655	88.267	86.883
2027	91.605	90.184	88.768
2028	93.285	91.835	90.390

- Los resultados de la proyección de potencia máxima total se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Proyección de la Demanda PMÁX Total Nacional (MW)

PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL NACIONAL MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	10.131	9.878	9.758
2015	10.615	10.355	10.102
2016	10.819	10.554	10.297
2017	11.034	10.765	10.501
2018	11.450	11.175	10.908
2019	11.617	11.338	11.066
2020	11.784	11.500	11.223
2021	12.066	11.778	11.496
2022	12.253	11.959	11.673
2023	12.453	12.154	11.862
2024	12.618	12.314	12.018
2025	12.816	12.507	12.206
2026	13.025	12.710	12.404
2027	13.232	12.913	12.601
2028	13.427	13.102	12.785

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Crecimiento de la Demanda Proyectada EE Total Nacional (%)

PROYECCIÓN DEE TOTAL NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	5,5%	5,0%	4,6%
2015	5,6%	4,4%	3,1%
2016	4,0%	4,0%	4,0%
2017	2,5%	2,5%	2,5%
2018	3,8%	3,8%	3,8%
2019	3,4%	3,4%	3,5%
2020	2,4%	2,4%	2,4%
2021	2,2%	2,2%	2,2%
2022	2,2%	2,2%	2,2%
2023	1,9%	1,9%	1,9%
2024	1,8%	1,8%	1,8%
2025	2,1%	2,1%	2,1%
2026	2,0%	2,0%	2,0%
2027	2,2%	2,2%	2,2%
2028	1,8%	1,8%	1,8%

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada potencia máxima total se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Crecimiento de la Demanda Proyectada PMÁX Total Nacional (%)

PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	8,0%	5,3%	4,0%
2015	4,8%	4,8%	3,5%
2016	1,9%	1,9%	1,9%
2017	2,0%	2,0%	2,0%
2018	3,8%	3,8%	3,9%
2019	1,5%	1,5%	1,4%
2020	1,4%	1,4%	1,4%
2021	2,4%	2,4%	2,4%
2022	1,5%	1,5%	1,5%
2023	1,6%	1,6%	1,6%
2024	1,3%	1,3%	1,3%
2025	1,6%	1,6%	1,6%
2026	1,6%	1,6%	1,6%
2027	1,6%	1,6%	1,6%
2028	1,5%	1,5%	1,5%

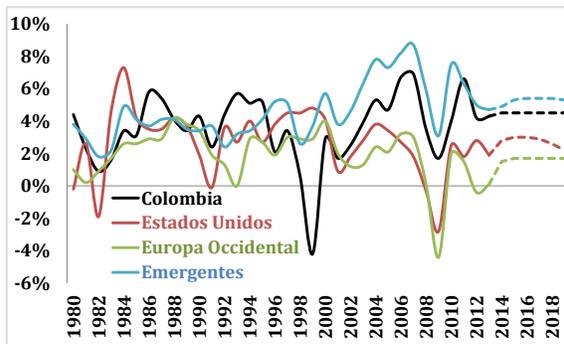
PROYECCIONES PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA

Revisión Noviembre 2014

1. Un nuevo entorno macroeconómico en las economías emergente

Las economías emergentes han presentado, en general, una fase expansiva de su ciclo económico en los últimos 10 años, en gran medida gracias al buen comportamiento de los precios de materias primas, el bajo nivel de las tasas de interés y la tendencia a la baja de la inflación, lo que en suma ha expandido su demanda interna a través de un mayor consumo, el estímulo a la inversión y mejoramiento en términos de intercambio.

Gráfica 1. Crecimiento Económico 1980 – 2014



Fuente: FMI – DANE – Cálculos UPME

La menor percepción de riesgo en las economías emergentes como el caso de Colombia, se reflejó en la reducción de sus niveles de riesgo país y la apreciación de su tipo de cambio, hechos que favorecieron la dinámica de la inversión extranjera directa, en particular en lo relacionado al sector minero – energético.

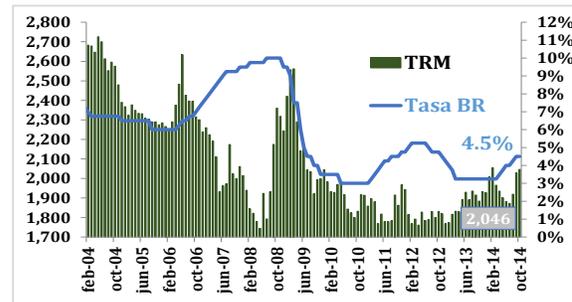
Gráfica 2. IED y Participación Petróleo 2004 - 2014



Fuente: FMI – DANE – Cálculos UPME

Sin embargo, la recuperación de la economía de Estados Unidos, sumada a la incertidumbre por el ciclo electoral en América Latina y la caída en los precios de materias primas, en particular del petróleo y el carbón, han deteriorado la percepción de riesgo en economías emergentes, lo que se ha reflejado en una depreciación de sus monedas, aspecto al que no ha sido ajeno Colombia.

Gráfica 3. Tasa Banco de la República Versus TRM 2004 - 2014

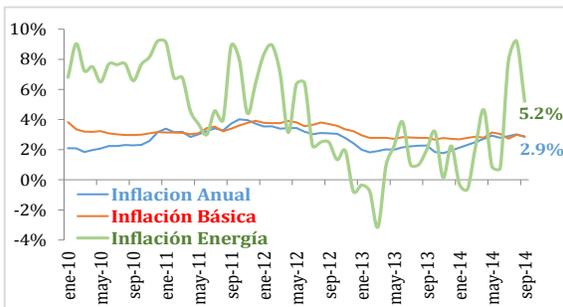


Fuente: FMI – DANE – Cálculos UPME

En el caso particular de Colombia, el país viene experimentando un repunte de su inflación, que se explica por la mayor variación en el ajuste de precios en bienes regulados, y presiones por el lado de la demanda interna.

La energía eléctrica es uno de los factores que más está jalonando el aumento de la inflación; los precios de la energía son superiores 2.3% al promedio de precios de la canasta de bienes y servicios.

Gráfica 4. Inflación Colombia 2004 - 2014



Fuente: BR – DANE – Cálculos UPME

Este aumento de la inflación, impulsado por la expansión de la demanda interna, llevó a la Junta Directiva del Banco de la República (BR) al aumento de su tasa de interés de referencia, en lo corrido de 2014, del 3.25% al 4.5%, hasta el pasado mes de septiembre. Aunque la inflación se mantiene en el rango meta BR (2% - 4%), la previsible alza en los bienes transables por cuenta de la depreciación del peso acentuada en el último trimestre del año, y un crecimiento de la demanda interna por encima del 5%, hacen que el Emisor estime una inflación cercana al 4% al finalizar 2014, el mayor repunte de inflación anual en lo corrido de la década.

La mayor preocupación sobre el desempeño del crecimiento económico a corto plazo proviene de la tendencia a la baja que experimenta el precio de las materias primas relacionadas con la energía. La caída de los precios del petróleo WTI a niveles cercanos a 80 dólares y del Brent por debajo de ésta cifra son motivo de preocupación por cuantos las

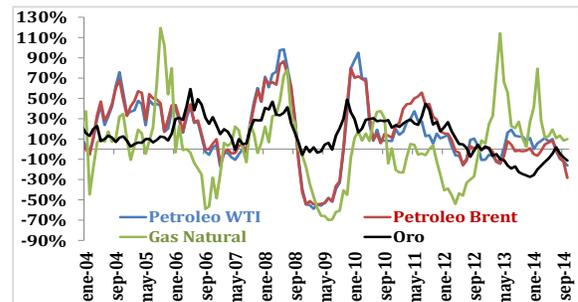
previsiones oficiales de los países productores en la estimación de sus ingresos fiscales para 201 suponía un precio en un rango de 90 – 100 dólares.

Gráfica 5. Petróleo WTI 2004 - 2014



Fuente: Bloomberg - UPME

Gráfica 6. Variación Anual Precio Commodities 2004 - 2014



Fuente: Bloomberg - UPME

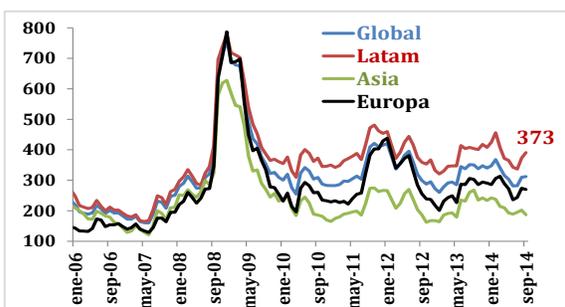
La principal causa de la caída en los precios del petróleo es el aumento de la producción del petróleo en Estados Unidos, principal consumidor, estimulada por la tecnología de explotación de gas esquisto, aunque con mayores costos de producción, siendo éste aspecto el que consideran los analistas es limitante para que los precios del petróleo y el gas pudieran seguir bajando.

Así mismo, la desaceleración del crecimiento de China e India, con tasas proyectadas por debajo del 6% en los próximos 5 años, hace

prever una disminución en el crecimiento de las importaciones de petróleo de éstos países, lo cual dificultaría un repunte sostenido de los precios a mediano plazo. El principal amortiguador de la caída en los precios del petróleo sería la depreciación del tipo de cambio; sin embargo, las importaciones de combustibles debido a las restricciones de refinación, podrían limitar la compensación en ingresos vía TRM.

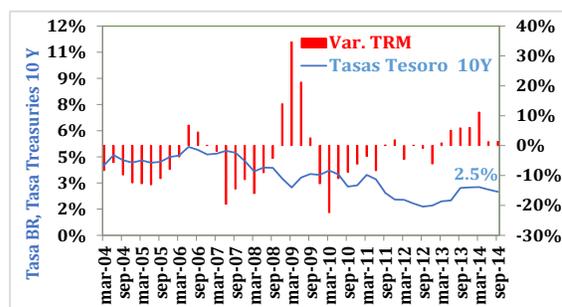
economía EE. UU y la normalización de su política monetaria, así como el repunte de la inflación y la caída en el precio de las materias primas, marcan un nuevo entorno económico de las economías emergentes, que ya ha sido capturado por el incremento en la prima de riesgo país en el último semestre, acentuada por el repunte en las tasas de largo plazo en EE. UU., (que descuentan un aumento en las tasas de la FED en próximos meses)

Gráfica 7. Riesgo País 2004 - 2014



Fuente: Bloomberg

Gráfica 8. Variación TRM – Tasas Tesoro 2004 - 2014



Fuente: Bloomberg – Cálculos UPME

Por su parte, los indicadores económicos de EE. UU revelan un mejoramiento de su actividad económica, con una previsión de crecimiento para el 3% en los próximos tres años según la Reserva Federal (FED).

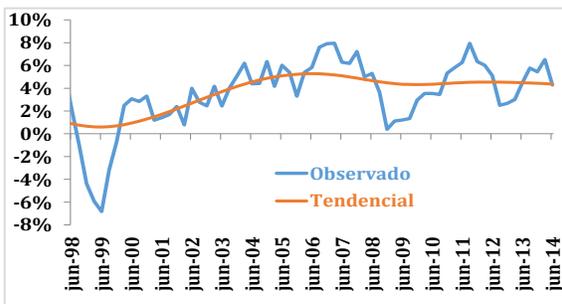
La terminación de los estímulos monetarios “Quantitative Easy” (QE) por parte de la FED y una previsible alza en las tasas de interés que se mantienen en 0% desde el comienzo de 2009, son aspectos que también por el aumento en las tasas externas y el aumento del valor de la deuda externa pública y privada en economías emergentes, pueden coadyuvar en la depreciación de las monedas emergentes.

A pesar de las menores previsiones de crecimiento de Europa, la solidez de la

2. Demanda de energía eléctrica y actividad económica agregada

El crecimiento económico del primer segundo trimestre de 2014 (2T14) se situó en el 4.3%, inferior 2.25% al exhibido durante el primer trimestre. El crecimiento estuvo impulsado por la construcción (10.2%), el sector financiero (6.1%), servicio social (5.8%). Por su parte, los sectores que menos contribuyeron al crecimiento fueron Minería (- 2.2%) e Industrial (- 1.4%). En general, son los sectores intensivos en consumo de energía los que presentan el desempeño más discreto en materia de crecimiento en 2014.

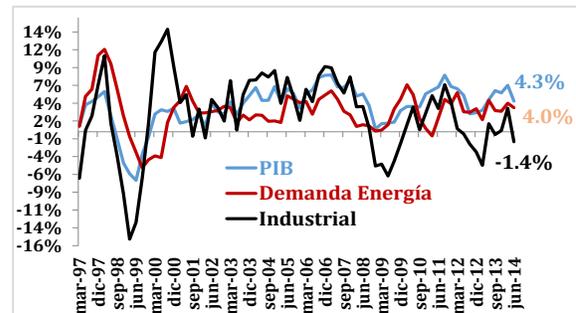
Gráfica 9. Crecimiento Económico 2004 - 2014



Fuente: DANE – Cálculos UPME

Si se examina la dinámica del crecimiento observado, la brecha de producto se viene reduciendo, lo que indica la terminación de una fase de auge en el ciclo, y el comienzo probable de una desaceleración por lo que un crecimiento superior al 5% no parece factible en el corto plazo.

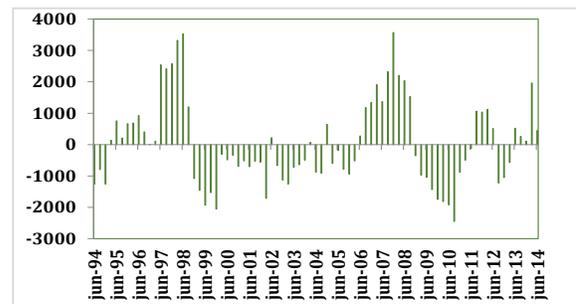
Gráfica 10. Crecimiento Económico, Demanda de Energía y Crecimiento Industrial 2004 - 2014



Fuente: DANE – DNP – Cálculos UPME.

El contraste entre crecimiento económico, la demanda de energía y la actividad industrial, evidencia una pérdida de correlación entre las tres variables, de hecho la correlación entre demanda de energía y PIB ha bajado de 0.7 a 0.3 en las dos últimas décadas, dada la desaceleración de la industria.

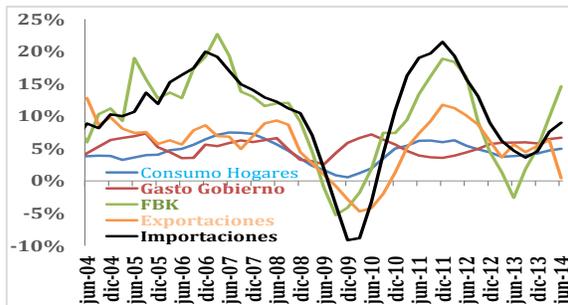
Gráfica 11. Ciclo Económico PIB 2004 - 2014



Fuente: DANE – Cálculos UPME.

Aunque el actual crecimiento económico está en línea con el crecimiento potencial situado en un rango del 4.5% - 5%, se presenta dispersión en el crecimiento por sectores, por el lado de la oferta

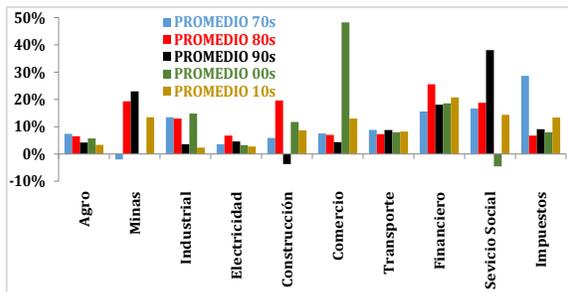
Gráfica 12. Crecimiento PIB por el lado de la Demanda 2004 - 2014



Fuente: DANE – Cálculos UPME.

Por el lado de la demanda, el principal factor de crecimiento ha sido la inversión (14.6%), seguido por el gasto público (6.7%) y el consumo de los hogares (5.3%). La menor contribución, ha sido por parte de las exportaciones (0.4%) aspecto que contrasta con el mayor dinamismo de las importaciones (10.5%).

Gráfica 13. Contribución por el lado de la Oferta Crecimiento Económico Colombiano 2004 - 2014

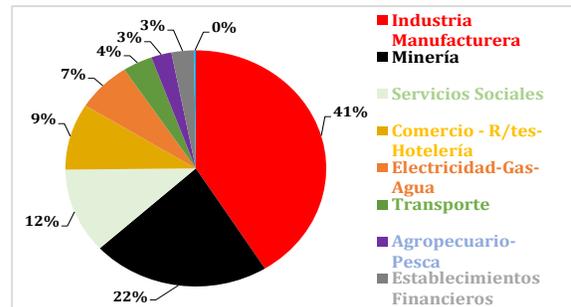


Fuente: DANE – Cálculos UPME.

La dinámica de la inversión está asociada a la expansión de la actividad minera y del sector comercial. Si se mira en un contexto de largo plazo, es evidente que el sector industrial ha venido reduciendo drásticamente su contribución al crecimiento, siendo el sector más intensivo en la demanda de energía., lo

cual explica la pérdida de correlación entre ésta y el crecimiento económico

Gráfica 14. Distribución Consumo de Energía Eléctrica 2004 - 2014

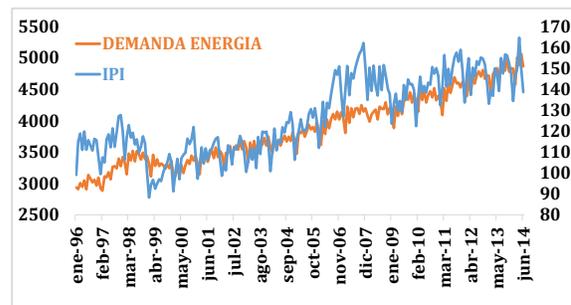


Fuente: XM – Cálculos UPME.

Es evidente que son los sectores menos intensivos en el consumo de energía, los que más contribuyen al crecimiento, lo que conduce a un encarecimiento del costo de oportunidad por la capacidad no utilizada y el menor aporte de la demanda de energía sobre la generación del PIB.

Al margen de los problemas que la industria pueda estar presentando en cuanto a su competitividad, conviene examinar si los costos de la energía eléctrica pueden estar contribuyendo a la desaceleración de la industria colombiana.

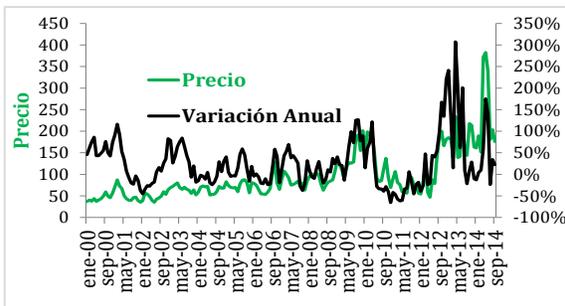
Gráfica 15. Demanda de Energía Vs IPI 2004 - 2014



Fuente: XM – DANE

Durante la última década, ha sido evidente la mayor volatilidad de la actividad industrial, y su menor correlación con la demanda de energía. Un aspecto aún por explorar es la incidencia que en éste hecho estilizado pueda tener la estructura actual de precios de la energía.

Gráfica 16. Precio de Energía (KW/h) Vs Variación 2004 - 2014



Fuente: XM – Cálculos UPME

El comportamiento del precio exhibe una mayor volatilidad en los últimos tres años. Sin embargo, cuando se contrasta con la variación de la demanda de energía con relación a la variación de su precio, se evidencia una demanda inelástica, es decir, insensible frente los cambios en el precio, lo cual es aún más relevante, teniendo en cuenta la adjudicación de la energía por bolsa y el crecimiento de la demanda, aspectos que estimulan más la volatilidad en los precios.

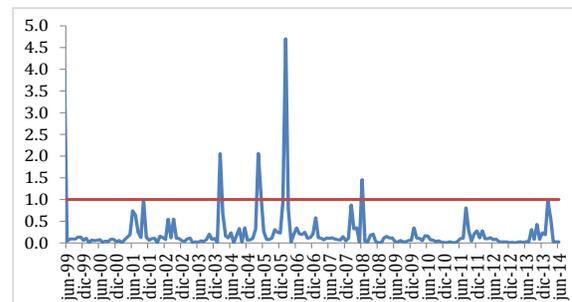
Gráfica 17. Variación Demanda Vs Variación Precio Mercado de Energía 2004 - 2014



Fuente: XM – Cálculos UPME

Así mismo, el crecimiento de la demanda de energía no parece estar siendo impulsado por la industria, que sumado al mejor desempeño de crecimiento en los sectores no intensivos en energía como construcción o sector financiero, infieren un uso más eficiente del consumo por parte de éstos sectores. De hecho, al graficar la elasticidad Demanda – Precio de la energía en los últimos 15 años, se encuentran periodos prolongados (entre 12 y 14 meses) con elasticidad cercana a 0. Este hecho beneficia a la distribución y comercialización, pero puede estar contribuyendo a la restricción de la capacidad instalada en el sector industrial.

Gráfica 18. Elasticidad Demanda – Precio Energía 2004 - 2014

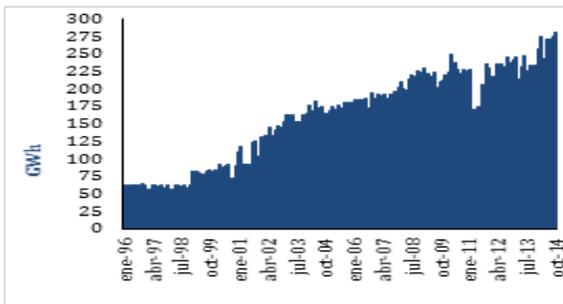


Fuente: XM – Cálculos UPME

3. Grandes consumidores y mercado regional

Los GCE tuvieron un comportamiento atípico durante la primera parte del año. Primero se destacó la entrada (antes de lo previsto) de Rubiales con un consumo promedio de 62.45 GWh desde enero a septiembre del presente año.

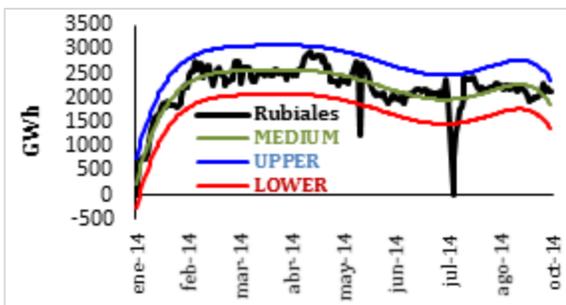
Gráfica 19. GCE Existentes + Rubiales (GWh) 1999 – 2014



Fuente: XM – UPME

La entrada de este nuevo agente compensó en parte la fuerte caída en el consumo de este grupo de demanda, la cual se produjo principalmente por factores coyunturales que afectaron las conexiones de OXY y Cerromatoso.

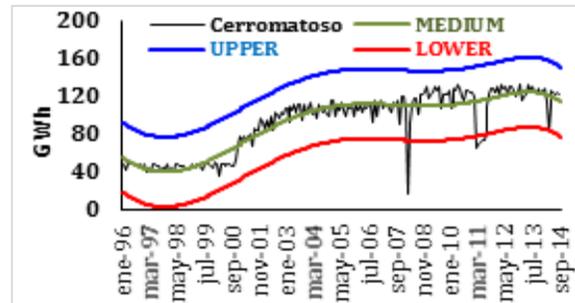
Gráfica 20. Comportamiento Demanda Rubiales (GWh – día) 1999 – 2014



Fuente: XM – UPME

Por su parte, Cerromatoso redujo de forma anormal su consumo debido a operaciones de mantenimiento.

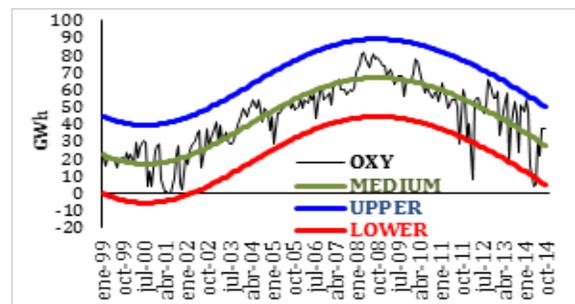
Gráfica 21. Comportamiento Demanda Cerromatoso (GWh) 1999 – 2014



Fuente: XM – UPME

La conexión de OXY, cuya actividad se encuentra en una fase decreciente, se vió afectada por factores de orden público que comprometieron la continuidad de su actividad, afectando su demanda por energía eléctrica.

Gráfica 22. Comportamiento Demanda OXY (GWh) 1999 – 2014

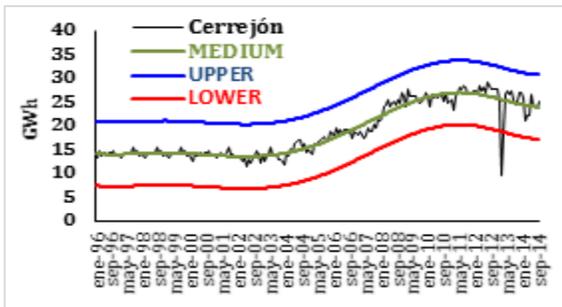


Fuente: XM – UPME

En el caso de Cerrejón, su actividad se ha visto incrementada por el comienzo de actividades de carga de carbón desde el nuevo muelle carbonífero de Puerto Bolívar, manteniendo

un consumo en línea con su promedio histórico.

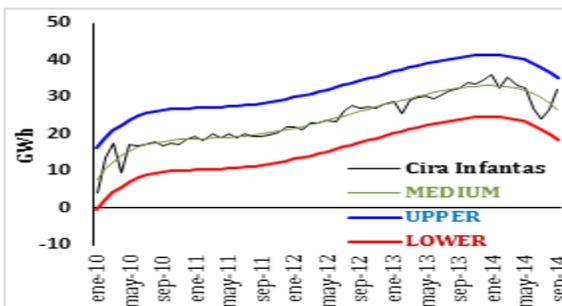
Gráfica 23. Comportamiento Demanda Cerrejón (GWh) 1999 – 2014



Fuente: XM – UPME.

Por su parte, la Cita Infantas viene teniendo un repunte en su actividad durante los dos últimos trimestres, gracias al incremento en el nivel de la producción petrolera en este campo. Cabe señalar que la alianza de Ecopetrol con Occidental Andina, ha permitido aumentar 7 veces el volumen de producción diaria en los últimos 9 años, aproximándose a un nivel de producción de 40 mil barriles diarios.

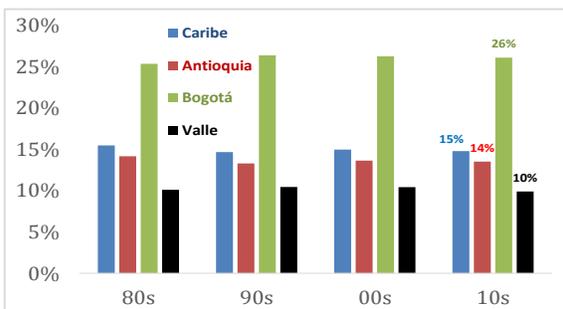
Gráfica 24. Comportamiento Demanda Cira Infantas (GWh) 1999 – 2014



4. Una aproximación regional a la demanda de energía

Las estadísticas recientes sobre la demanda de energía, señalan un incremento del consumo en la costa, a su vez que se mantiene el liderazgo de la zona centro. Al considerar la evolución de la participación regional en el PIB de Colombia se encuentra una relativa estabilidad en las cuatro regiones de mayor actividad económica. Este factor por si no explicaría un mayor crecimiento de la demanda de energía en zonas diferentes al centro.

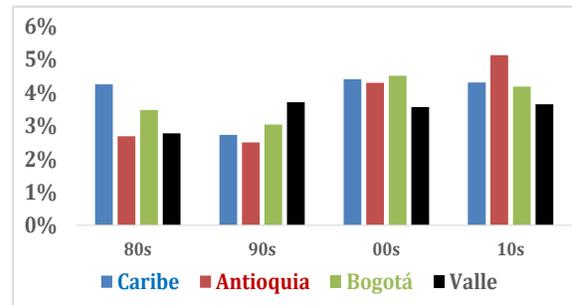
Gráfica 25. Participación Regional por Décadas PIB de Colombia



Fuente: DNP – Cálculos UPME

Sin embargo, al revisar por regiones, el crecimiento económico promedio, se observa un mayor dinamismo de la región Caribe en las dos últimas décadas y un relativo estancamiento en el crecimiento económico en el Valle, aspectos que si pueden explicar porque la demanda de energía viene creciendo de forma acelerada en la costa atlántica (sustentando una mayor actividad económica)

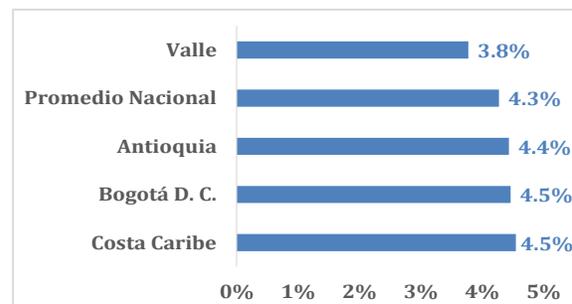
Gráfica 26. Crecimiento Económico por Décadas PIB de Colombia



Fuente: DNP – Cálculos UPME

Incluso, revisando un promedio para los últimos 33 años, la costa caribe ha crecido en promedio 3.8%, superando en 0.1% a Bogotá, y 0.4% a las regiones de Valle y Antioquia, concentrando esta dinámica principalmente en Atlántico, Bolívar y Magdalena.

Gráfica 27. Crecimiento PIB Per Cápita 2000 – 2013 Regiones de Colombia



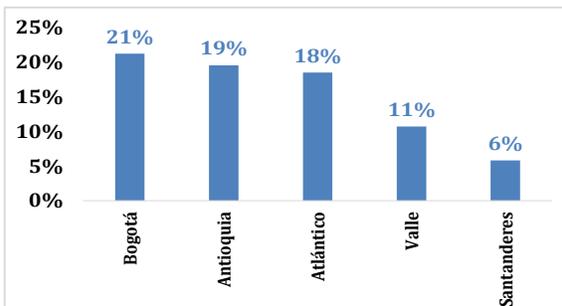
Fuente: DNP – Cálculos UPME

Las dinámicas de crecimiento del PIB Per Cápita confirman que la Costa Caribe en lo corrido del siglo XXI ha recuperado dinámica en su capacidad de generación de ingreso con relación a las demás zonas, al exhibir el mayor crecimiento del ingreso por habitante.

Cuando se contrastan las dinámicas recientes del ingreso per cápita por regiones con la

participación de las mismas regiones en el PIB del sector eléctrico, se encuentra una correlación positiva que recoge el crecimiento en la demanda de energía de la costa caribe.

Gráfica 28. Participación PIB Electricidad 2000 – 2013
Regiones de Colombia



Fuente: DNP – Cálculos UPME

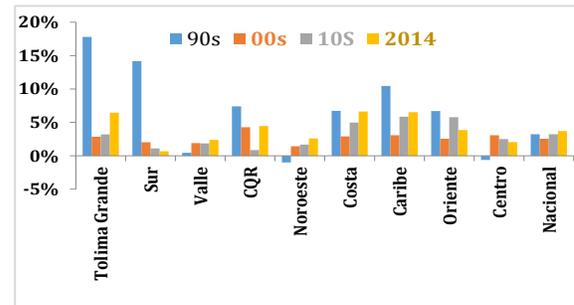
Gráfica 29. PIB Electricidad y Minas como Porcentaje del PIB Total 2000 – 2013



Fuente: DNP – Cálculos UPME

El crecimiento promedio de la demanda de energía en el presente siglo es 4.8%, casi el doble que el presentado en el centro (2.5%) lo que también puede inferir un mayor desplazamiento de industrias hacia la costa procurando reducción de costos y beneficios de zonas francas

Gráfica 30. Crecimiento Demanda de Energía Regiones de Colombia



Fuente: DNP – Cálculos UPME

No obstante, el desplazamiento de industrias hacia la costa tiene un menor impacto económico al que tendrían en el centro, dada la mayor población en ésta zona y la brecha del ingreso per cápita en niveles que aún se presenta.

Teniendo en cuenta, que la participación de la Electricidad y la Minería, se ha mantenido relativamente constante en los últimos 5 años, es evidente que el incremento de la demanda de energía en la costa atlántica de mantenerse, implicará relocalizaciones de generación, transmisión, distribución y comercialización, en detrimento de las zonas geográficas colombianas que se rezaguen de la locomotora del crecimiento económico.

5. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia

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

La construcción de los modelos de está apoyada en una búsqueda bibliográfica Internacional; en la Tabla 5 y en la Tabla 6 se muestran cuáles han sido las posibles variables empleadas en los principales modelos consultados de proyección de la demanda de energía eléctrica.

Tabla 5. Estudios Internacionales de pronóstico de demanda (I)

	AUSTRALIA	INDIA	NUEVA ZELANDA
VARIABLES	Demanda de electricidad industrial	Consumo de energía per cápita.	Consumo de electricidad doméstica
	Demanda de electricidad	PIB per cápita.	Consumo de electricidad no doméstica
	Demografía	Importaciones.	Consumo total de electricidad
	Economía	Exportaciones.	PIB
	Efecto calendario	Población.	Población
	Efectos de la temperatura (temperaturas Melbourne y temperaturas Frankston)		Precio de la electricidad
	Principales cargas industriales		
AUTOR	FAN, SHU., AND HYNDMAN, ROB J. (2013).	S. SARAVANAN, S. KANNAN, and C. THANGARAJ. (2012)	ZAID MOHAMED, PAT BODGER. (2005)

Fuente: UPME, 2014.

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

Tabla 6. Estudios Internacionales de pronóstico de demanda (II)

	ESTADOS UNIDOS		REINO UNIDO
	OHIO	WASHINGTON	
VARIABLES	Demanda de electricidad	Demanda de electricidad por hogar	Demanda de electricidad
	Actividad económica	Demanda de electricidad	Efecto calendario
	Efecto calendario	Ingreso personal real por hogar	Iluminación efectiva
	PIB	Ingreso real personal	Nubosidad
	Población en un área	Precio real de la electricidad	Poder de enfriamiento de viento
	Precio de gas natural anual	Precio real del gas natural	Temperatura
	Precio de venta promedio anual de electricidad		Velocidad del viento
AUTOR	PIELOWA, AMY., SIOSHANSIA, RAMTEEN., and ROBERTSB, MATTHEW C. (2012)	JORGENSEN, JASON B., and JOUTZ, FRED. (2012)	TAYLOR, JAMES W. and BUIZZA, ROBERTO. (2003)

Fuente: UPME, 2014.

Por otro parte, se realizó una búsqueda bibliografía a nivel Nacional y se analizó la literatura de está, la cual muestra que en Colombia se han empleado diferentes metodologías para el pronóstico de la demanda de energía, entre las cuales están: Modelos ARIMA, los Modelos de Inteligencia Artificial (Redes Neuronales - Lógica Difusa). Como se muestra a continuación en la Tabla 7:

Tabla 7. Estudios Nacionales de pronóstico de demanda

ESTUDIOS COLOMBIA			
VARIABLES	Demanda mensual de electricidad	Demanda mensual de electricidad	Demanda horaria de electricidad
AUTOR	VELÁSQUEZ, J.D.; FRANCO, C.J.; GARCÍA, H.A. (2009).	FRANCO, C.J.; VELÁSQUEZ, J.D.; OLAYA, Y. (2008).	SARMIENTO, H.; VILLA, W. (2008).

ESTUDIOS COLOMBIA		
VARIABLES	Consumo horario de energía en el Municipio de Pereira	Demanda horaria de electricidad
AUTOR	MURILLO, J.; TREJOS, A.; CARVAJAL, P. (2003).	CASTAÑO V., ELKIN. (2007).

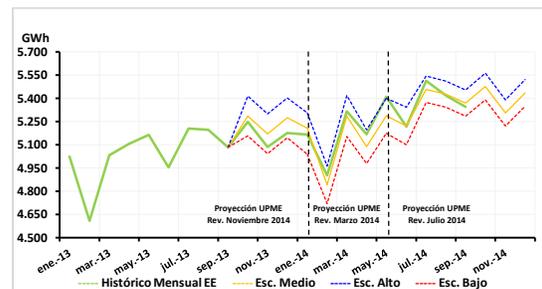
ESTUDIOS COLOMBIA				
VARIABLES	Factor de cambio Demanda acumulada	Demanda horaria de electricidad - Regional	Comportamiento de la demanda de la UCP (Unidad de Control de Pronóstico) de EPSA	
	Mes de aumento en la demanda	Efecto calendario	Efecto calendario - filtros por tipo de día	
	Mes de disminución de la demanda			
	Tarifa promedio de la energía			
	Instalaciones domiciliarias de gas			
	Consumo de ACPM			
	Consumo de gas natural			
	Temperatura superficial del mar "Niño"			
	Importaciones			
	Exportaciones			
	PIB			
	Demanda mensual de energía			
	AUTOR	MEDINA, S.; GARCÍA, J. (2005).	BARRIENTO S, A.F.; OLAYA, J.; GONZÁLEZ, V.M. (2007).	VALENCIA, A.L.; LOZANO, C.A.; MORENO, C.A. (2007)

Fuente: RUEDA M., VIVIANA, 2011., UPME, 2014.

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

En esta revisión, se realizó el seguimiento de las proyecciones publicadas desde noviembre de 2013 a julio de 2014 empleando el metaanálisis, el cual se detalla en el informe de la Revisión de marzo de 2014. Según estas mediciones se ha mejorado sustancialmente la calidad de las proyecciones, pues se reporta un alto grado de correspondencia entre los valores observados y los proyectados. (Gráfica 31).

Gráfica 31. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, 2014.

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado fielmente el comportamiento de la demanda real del SIN.

Teniendo en cuenta, que el siguiente análisis no se incluye la demanda del GCE Rubiales, debido a que inicialmente se tenía prevista su entrada en el año 2016 como se había explicado en el informe de julio del presente año.

Para la validación se ha optado por utilizar el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), el Error Cuadrático Medio (MSE), el Sesgo (B), el Modelo (M) y los Aleatorios (R). Para lo cual se empleó el Error Cuadrático Medio para medir las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados. (Considine & Clemente, 2007).

Se ha empleado la metodología de verificación celda a celda, la cual consiste en comparar el resultado del pronóstico con el análisis para el mismo año. La ventaja que conlleva éste método es la sencillez en la computación, ya que, todos los puntos de los valores observados y pronosticados coinciden espacialmente.

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a julio de 2014, con respecto a los valores realmente demandados. (Tabla 8).

Tabla 8. Errores de las proyecciones

	Noviembre 2013	Marzo 2014	Julio 2014
APE	1,34%	-1,02%	-1,29%
AAE	69	66	69
MSE	0,023%	0,026%	<u>0,021%</u>

Nota: No incluye GCE ni Panamá

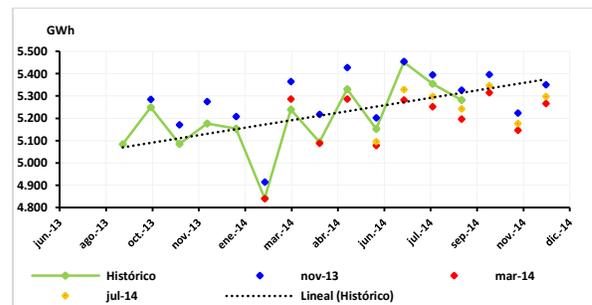
- b. Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentaban un sesgo sistemático o aleatorio (Tabla 9). Al determinar el tipo de errores de cada proyección, se descompuso el MSE en las tres componentes: Errores por sesgo (B),

Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), en la Tabla 9 se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 9. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones

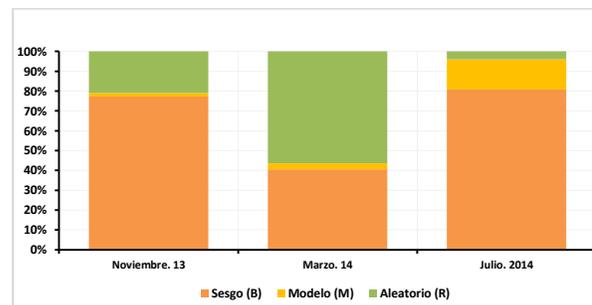
MSE	Noviembre 2013	Marzo 2014	Julio 2014
Sesgo (B)	77.35%	40.57%	80.75%
Modelo (M)	1.61%	3.07%	15.27%
Aleatorio (R)	21.04%	56.35%	3.98%

Gráfica 32. Proyecciones Históricas de EE (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, 2014.

Gráfica 33. Porcentaje de Participación de las Componente del Error Medio Cuadrático



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, 2014.

En consecuencia, se han venido minimizando el error medio cuadrático de las proyecciones. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 a julio de 2014 que son modelos VAR endógeno, exógeno y combinado VAR - VEC respectivamente, han mostrado un alto grado

de precisión, llegando a una reducción del 0.021% en el MSE de la proyección. (Gráfica 33).

De lo anterior el sesgo sistemático se ha reducido, empleando el Método de combinación de pronósticos de diferentes modelos como lo fue para la revisión de julio del presente año.

5.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

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

Así, cada variable es explicada por los retardos de sí misma y por los retardos de las demás variables; logrando una mayor coherencia estadística con los datos históricos.

Los datos introducidos en el modelo son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos demográficos (Población) y económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la

periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 10:

Tabla 10. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2014)
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Junio 2014)
Población :	POB	Anual (1985 – 2020)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Los modelos empleados para la construcción del modelo de largo plazo fueron un modelo VAR endógeno, un VAR exógeno, y un modelo VEC con variables exógenas como la temperatura y una dummy entre los periodos de septiembre de 2010 a marzo de 2011 (donde el crecimiento del PIB es inverso al de la demanda de energía y la temperatura, en éste periodo se presentó el fenómeno de la niña).

La estimación eficiente de las ponderaciones para cada modelo se calcula los valores aproximados de los parámetros de cada uno, y se otorga la mayor ponderación a aquel modelo que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto. De lo anterior, el Modelo VAR endógeno se le asignó una participación de 20%, para el Modelo VAR exógeno el 60% y para el Modelo VEC el 20% restante.

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

Para los modelos VAR se estimó con las diferencias logarítmicas de las series, las cuales requerían que fueran estacionarias, por lo tanto se realizó la Prueba de Raíz Unitaria - Phillips - Perron (PP); la cual cumplió satisfactoriamente.

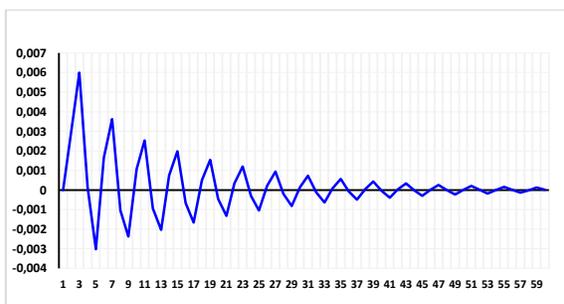
Por otra parte, para el Modelo VEC se estimó con los logaritmos de las series, en donde debía existir entre las variables una combinación lineal de las mismas, por lo tanto se realizó la Prueba de Cointegración de Johansen, cumpliendo también satisfactoriamente dicha prueba.

Y en general para todos los modelos se realizó la prueba de selección de orden de rezagos, obteniendo en cada uno de ellos el número de rezagos idóneo.

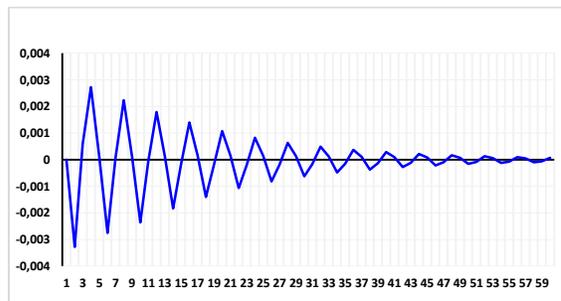
En la Gráfica 34, Gráfica 35 y Gráfica 36, se muestra las Funciones de Impulso-Respuesta (FIR) de un choque de la demanda de una desviación estándar sobre el PIB Total, Población y la Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN, respecto a al modelo VAR endógeno.

**Respuestas a una D.E de las innovaciones de Cholesky
 (Modelo VAR)**

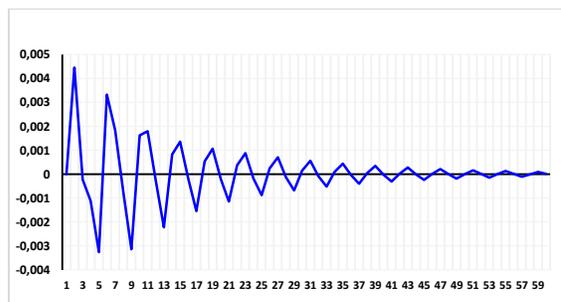
Gráfica 34. Respuesta de la DIFLNDEE sobre DIFLNPIB



Gráfica 35. Respuesta de la DIFLNDEE sobre DIFLNPOB



Gráfica 36. Respuesta de la DIFLNDEE sobre DIFLNTEMP



Fuente: UPME, 2014.

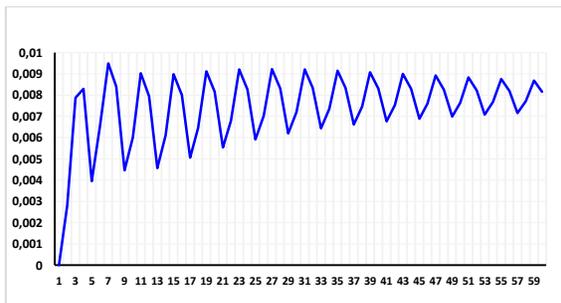
Como se pueden observar los choques de las perturbaciones básicas sobre la demanda en principio son oscilantes en el corto plazo, pero después de aproximadamente 12 trimestres el impacto del choque inicial es prácticamente nulo.

La dinámica de las FIR es indicativo de reversión a la media en el modelo, ya que muestran efectos transitorios sin generar cambios estructurales en la dinámica de las variables en el largo plazo ante un cambio en las innovaciones de una de las variables (también se puede comprobar que ante un impulso en el resto de variables las correspondientes de la FIR son convergentes y estables en el tiempo).

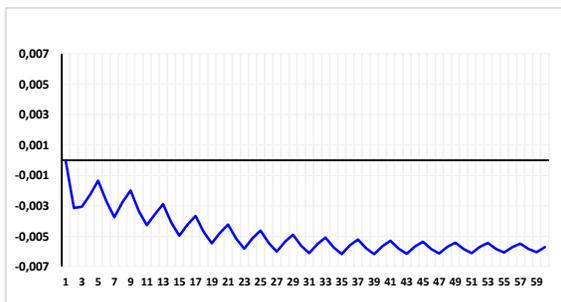
La función impulso-respuesta en el modelo VEC de un choque de la demanda de una desviación estándar sobre el PIB Total, se muestran a continuación en la Gráfica 37 y Gráfica 38:

**Respuestas a una D.E de las innovaciones de Cholesky
(Modelo VEC)**

Gráfica 37. Respuesta de la LNDEE sobre LNPIB



Gráfica 38. Respuesta de la LNDEE sobre POB



Fuente: UPME, 2014.

Dados los valores positivos se confirma que cuando se induce un choque positivo en el PIB Total se observa que la demanda de energía tiene una tendencia a tener incrementos positivos en el corto y largo plazo. El efecto inducido de tal choque es recogido en la estimación de la FIR para 60 trimestres respectivamente.

Es importante destacar que de acuerdo con la estimación el efecto de un choque sobre la demanda es positivo, como cabe esperar,

pero en los primeros trimestres (corto plazo) es más apreciable. En conclusión, hay un choque estructural porque se afecta la dinámica de largo plazo de la demanda de energía. Caso contrario, cuando inducimos un choque positivo en la Población se observa que la demanda de energía tiene una tendencia a decrecer en el futuro.

El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI), el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), y el Banco de la República (BANREP). Según el FMI, MHCP, y BANREP, se espera que el crecimiento alcance su potencial en los próximos años y tienda a una tasa cercana a 4,5% en el largo plazo. (Gráfica 39).

Gráfica 39. Principales Supuestos Proyecciones Fiscales

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inflación Anual (%)	1.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Devaluación													
Tasa de Cambio	1,927	1,954	1,979	2,000	2,020	2,039	2,059	2,079	2,100	2,120	2,141	2,162	2,183
Variación Anual (%)	9.0	1.4	1.3	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
PIB - Crecimiento Económico													
Crecimiento Observado (%)	4.3	4.7	4.8	5.0	5.1	5.1	5.0	5.0	4.9	4.7	4.6	4.6	4.6
Crecimiento Potencial (%)	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	5.0	4.9	4.9	4.8	5.7	4.6	4.6	4.6
Precios Materias Primas													
Petróleo (US\$/barril)	99	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
Carbón (US\$/Tonelada)	87	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Tasa de Interés													
Prime Rate (%)	3.0	3.3	3.4	3.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Libor 6 meses (%)	0.4	0.4	0.8	1.3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5

Fuente: MHCP, 2014.

Los resultados se obtienen para periodos trimestrales y se mensualizan para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

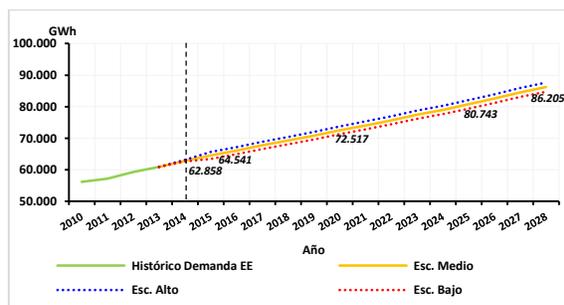
En la Tabla 11, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales- con el modelo que mejores ajustes mostró.

Tabla 11. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63.130	62.858	62.587
2015	65.628	64.541	63.458
2016	67.191	66.079	64.971
2017	68.879	67.740	66.604
2018	70.438	69.272	68.110
2019	72.022	70.830	69.642
2020	73.738	72.517	71.301
2021	75.294	74.048	72.806
2022	76.958	75.685	74.416
2023	78.796	77.492	76.193
2024	80.325	78.996	77.671
2025	82.101	80.743	79.390
2026	83.941	82.553	81.169
2027	85.937	84.516	83.100
2028	87.656	86.205	84.760

En la Gráfica 40 ilustra estos resultados:

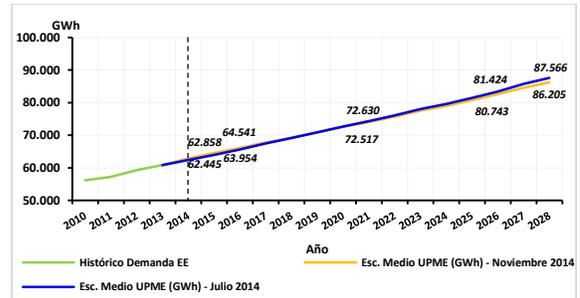
Gráfica 40. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

En la Gráfica 41 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad en julio de 2014 y esta revisión.

Gráfica 41. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Como se mencionó en el segundo capítulo, con relación a la relación entre el crecimiento económico colombiano actual y la demanda de energía, el comportamiento reciente de la correlación entre éstas dos, sugieren un desacople de dichas variables como consecuencia de un crecimiento económico soportado en sectores con un bajo consumo de energía eléctrica. Se espera que en 2014 los sectores económicos que impulsen el crecimiento del producto continúen siendo sectores de baja intensidad eléctrica, económica general al comportamiento de la demanda eléctrica.

En esta revisión, los intervalos se elaboraron con un nivel de confianza del 80%, en donde los escenarios alto y bajo se estrechan hacia el escenario medio (de mayor probabilidad). El escenario medio se trabajó con un nivel de confianza del 95%, lo cual se refleja en unas tasas de crecimiento moderadas aún en el escenario alto, el cual se emplea para los análisis de expansión de infraestructura.

5.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

El modelo de largo plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de corto plazo de potencia máxima. La periodicidad de los datos es mensual, para lo cual se deben anualizar tomando el máximo valor presentado durante los doce meses de cada año.

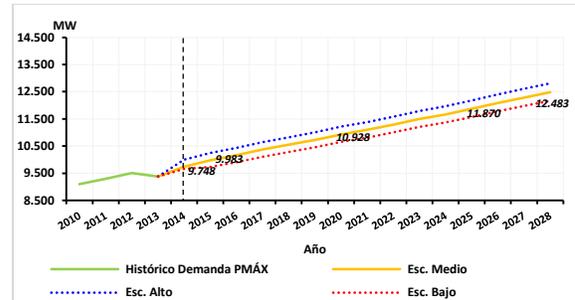
La Tabla 12 muestra estas proyecciones de demanda potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 12. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	10.002	9.748	9.656
2015	10.242	9.983	9.729
2016	10.430	10.166	9.908
2017	10.643	10.373	10.110
2018	10.823	10.548	10.281
2019	11.010	10.731	10.459
2020	11.212	10.928	10.651
2021	11.384	11.095	10.814
2022	11.583	11.289	11.003
2023	11.796	11.497	11.205
2024	11.972	11.668	11.372
2025	12.179	11.870	11.569
2026	12.395	12.080	11.774
2027	12.608	12.288	11.977
2028	12.807	12.483	12.166

La Gráfica 42 muestra los resultados de esta proyección para el período 2014-2028.

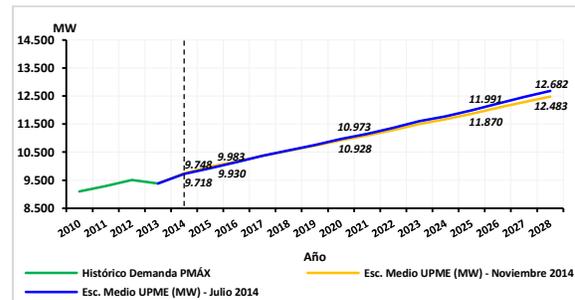
Gráfica 42. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

En la Gráfica 43 se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en marzo de 2014 y esta revisión.

Gráfica 43. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

5.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Para mensualización de los datos se emplea el método proporcional de Denton, que interpola series de baja frecuencia (en este caso la serie trimestral que produce el modelo de combinación de pronósticos), usando como base para hacer dicha interpolación una serie de mayor frecuencia (mensual), en este caso una serie estimada con un modelo

ARIMAX que mantiene las características estacionales de la demanda de energía eléctrica, teniendo en cuenta además el efecto calendario (tipo de día comercial de la demanda).

La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo proporcional de Denton, se muestran en la Tabla 13:

Tabla 13. Variables de la Demanda de PMÁX a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda de Energía Eléctrica	DEE_TRIM	Trimestral (Octubre 2014 – Diciembre 2028)
	DEE_MENS	Mensual (Octubre 2014 – Diciembre 2028)
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Octubre 2014 – Diciembre 2028)

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

El método mantiene la proyección trimestral distribuyéndola de forma mensual usando como base para hacer esto la serie mensual. Dicho método utiliza la técnica de mínimos cuadrados restringidos como base para hacer la interpolación².

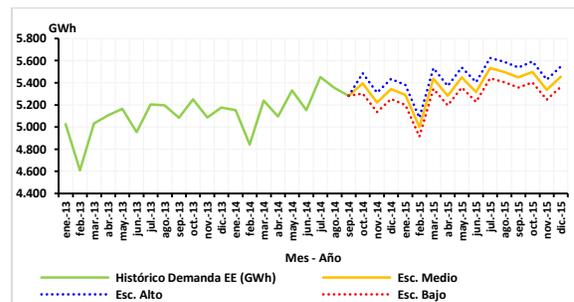
La Tabla 14 muestra sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales los resultados de esta proyección.

Tabla 14. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-14	5.485	5.393	5.302
nov-14	5.312	5.223	5.134
dic-14	5.433	5.342	5.252
ene-15	5.380	5.290	5.200
feb-15	5.085	4.999	4.914
mar-15	5.531	5.438	5.346
abr-15	5.370	5.282	5.195
may-15	5.539	5.448	5.358
jun-15	5.405	5.316	5.228
jul-15	5.624	5.533	5.441
ago-15	5.588	5.497	5.407
sep-15	5.538	5.447	5.358
oct-15	5.591	5.497	5.404
nov-15	5.429	5.338	5.247
dic-15	5.548	5.455	5.362

La Gráfica 44 muestra los valores proyectados entre octubre de 2014 y diciembre 2015:

Gráfica 44. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Las proyecciones mensuales entre 2014 y 2028 se presentan en los archivos Excel disponibles en el website de la Unidad.

2./ ² El método puede ser consultado en detalle en Fonzo T. y Marini M. "On extrapolation with the Denton

Proportional Benchmarking Method". IMF, junio de 2012

5.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica del escenario combinado, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas.

Los datos que alimentan el modelo son: las series históricas de la Demanda Potencia Máxima obtenidas del Operador del Sistema (XM), la serie histórica y proyectada de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia (XM, UPME). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 15:

Tabla 15. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2014)
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2028)
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

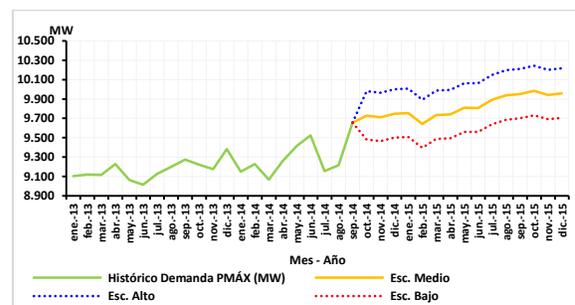
A continuación, en la Tabla 16 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el periodo Octubre 2014 - Diciembre 2015.

Tabla 16. Proyección de la Demanda EE PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-14	9.980	9.727	9.480
nov-14	9.965	9.712	9.466
dic-14	10.002	9.748	9.501
ene-15	10.007	9.754	9.506
feb-15	9.892	9.641	9.397
mar-15	9.986	9.733	9.486
abr-15	9.993	9.740	9.493
may-15	10.064	9.809	9.560
jun-15	10.063	9.808	9.559
jul-15	10.148	9.891	9.640
ago-15	10.196	9.938	9.686
sep-15	10.212	9.953	9.700
oct-15	10.242	9.983	9.729
nov-15	10.201	9.942	9.690
dic-15	10.218	9.959	9.706

Estos valores se ilustran en la Gráfica 45.

Gráfica 45. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

5.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

Las proyecciones de energía a largo plazo, se estimaron de acuerdo con la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada.

Los valores de la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima para Rubiales se recalcularon como consecuencia de: a) la capacidad de producción durante el periodo enero – mayo de 2014 con respecto al mismo periodo del año anterior, se disminuyó en un 8,71% (Datos calculados de los reportes de la ANH, 2014). A lo cual en el portal DATAiFX S.A.S (2014), Pacific Rubiales declara que la reducción de producción se debió a restricciones para la disposición de agua en el Campo; b) *“se está empleando una técnica patentada por Pacific Rubiales para aumentar el recobro en el campo mediante combustión ‘in situ’. Actualmente, el margen de recuperación del campo oscila entre el 12 y el 13 por ciento, utilizando solo métodos de recuperación primaria, es decir inyección de agua al pozo. Aunque en los nueve pozos que conformaron el piloto sí se pudo aumentar el factor de recobro, los resultados no fueron de la magnitud esperada: la meta era que la recuperación llegara hasta el 50 por ciento y Ecopetrol sostiene que los resultados solo alcanzaron al 18 por ciento, mientras Pacific hablan del 27 por ciento”*. (Revista Portafolio, 2014). Esto refleja la reducción en la extracción de crudo en el Campo, traduciéndose en una menor demanda de energía eléctrica y de potencia al SIN.

La Tabla 17 presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 17. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	PROYECCIÓN GCE (GWh)			
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	1.106			
2015	1.244	482	509	
2016	1.407	964	1.009	
2017	1.458	964	1.012	
2018	1.309	964	1.009	1.313
2019	1.062	1.814	1.009	1.696
2020	790	2.081	1.009	1.844
2021	690	2.081	1.012	2.127
2022	572	2.081	1.012	2.393
2023	465	2.081	1.012	2.212
2024	378	2.081	1.012	2.296
2025	315	2.081	1.012	2.396
2026	259	2.081	1.012	2.363
2027	212	2.081	1.012	2.363
2028	174	2.081	1.012	2.363

Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond.

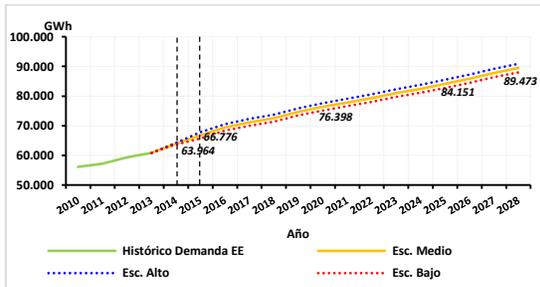
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 18:

Tabla 18. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64.235	63.964	63.693
2015	67.863	66.776	65.693
2016	70.571	69.459	68.351
2017	72.313	71.174	70.039
2018	75.033	73.867	72.705
2019	77.603	76.411	75.223
2020	79.462	78.242	77.026
2021	81.204	79.958	78.716
2022	83.016	81.743	80.474
2023	84.567	83.263	81.963
2024	86.093	84.764	83.439
2025	87.905	86.547	85.194
2026	89.655	88.267	86.883
2027	91.605	90.184	88.768
2028	93.285	91.835	90.390

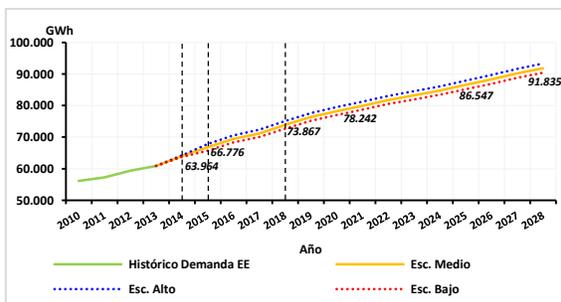
La Gráfica 47 ilustra esta proyección.

Gráfica 46. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

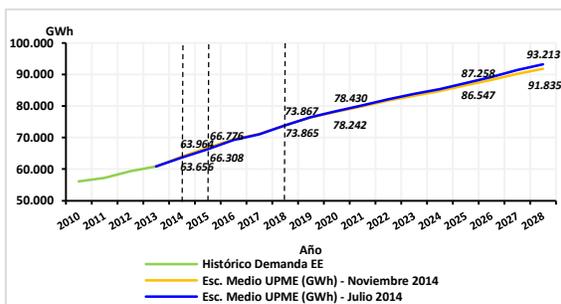
Gráfica 47. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

La Gráfica 48 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.

Gráfica 48. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

La metodología empleada para estimar la demanda de energía eléctrica total fue muy similar con respecto a la presentada en la revisión de julio de 2014, solo que en esta revisión ya no se emplea la temperatura media nacional, sino que se emplea la temperatura media de las áreas geográficas del SIN; con el fin de recoger de forma más precisa la relación existente entre las variables: económica, demográfica y climática, empleando un modelo econométrico de combinación de pronósticos.

5.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

Las proyecciones de potencia máxima a largo plazo, se estimaron de acuerdo a la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada. Además se actualizaron los valores declarados para Rubiales.

La Tabla 19 presenta los resultados de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW).

Tabla 19. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	PROYECCIÓN GCE (MW)			
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	132			
2015	149	108	115	
2016	166	108	115	
2017	168	108	115	
2018	159	108	115	270
2019	139	108	115	270
2020	104	108	115	270
2021	83	240	115	270
2022	71	240	115	270
2023	58	240	115	270

AÑO	PROYECCIÓN GCE (MW)			EXPORTACIONES PANAMÁ
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	
2024	46	240	115	270
2025	37	240	115	270
2026	31	240	115	270
2027	25	240	115	270
2028	20	240	115	270

Nota: Los valores y el tiempo de entrada en operación se revisa en cada proyección.

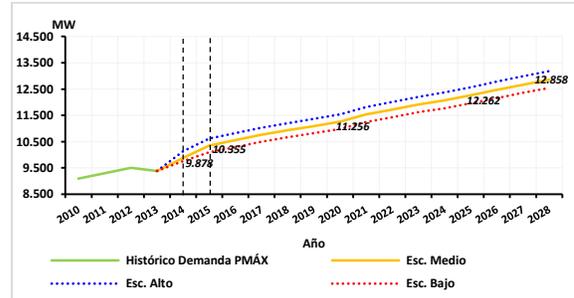
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond

Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla 20 y en la Gráfica 50.

Tabla 20. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

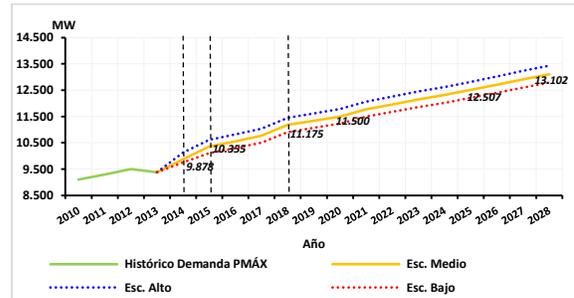
Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	10.131	9.878	9.758
2015	10.615	10.355	10.102
2016	10.819	10.554	10.297
2017	11.034	10.765	10.501
2018	11.450	11.175	10.908
2019	11.617	11.338	11.066
2020	11.784	11.500	11.223
2021	12.066	11.778	11.496
2022	12.253	11.959	11.673
2023	12.453	12.154	11.862
2024	12.618	12.314	12.018
2025	12.816	12.507	12.206
2026	13.025	12.710	12.404
2027	13.232	12.913	12.601
2028	13.427	13.102	12.785

Gráfica 49. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

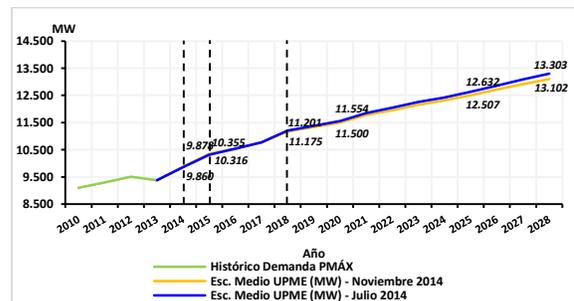
Gráfica 50. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

La Gráfica 51 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.

Gráfica 51. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Al igual, que la demanda de energía eléctrica total, la estimación de la potencia máxima total no varió su metodología con respecto a la presentada en la revisión de julio de 2014. La cual pretende recoger la relación estadística entre potencia y demanda usando una regresión de mínimos cuadrados ordinarios dinámica.

En consecuencia, la proyección de potencia guarda una mayor consistencia con el comportamiento esperado de la demanda de energía eléctrica. Cabe resaltar, que esta proyección muestra la demanda máxima de potencia que debe ser despachada en cada uno de los años de la proyección.

El análisis de los requerimientos de capacidad instalada para mantener los márgenes de seguridad que deberían estar disponibles y para los niveles de confiabilidad, forman parte de los análisis de expansión de la infraestructura de generación y transmisión, que se realizan en el marco de los Planes de expansión correspondientes.

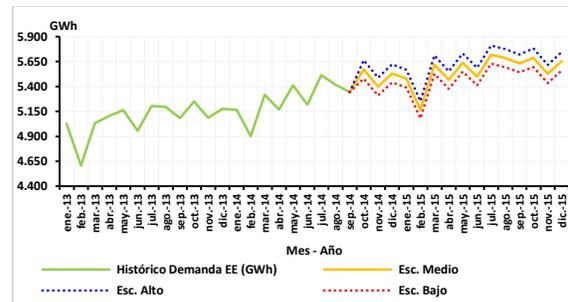
5.7 Escenario de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 21 y en la Gráfica 52 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Octubre 2014 - Diciembre 2015, que incluyen la entrada del GCE Rubiales.

Tabla 21. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-14	5.664	5.572	5.480
nov-14	5.488	5.399	5.311
dic-14	5.622	5.531	5.441
ene-15	5.570	5.480	5.390
feb-15	5.253	5.167	5.082
mar-15	5.713	5.620	5.527
abr-15	5.553	5.465	5.378
may-15	5.730	5.639	5.549
jun-15	5.588	5.499	5.411
jul-15	5.811	5.719	5.628
ago-15	5.777	5.686	5.595
sep-15	5.723	5.633	5.543
oct-15	5.781	5.687	5.593
nov-15	5.617	5.526	5.435
dic-15	5.748	5.655	5.562

Gráfica 52. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

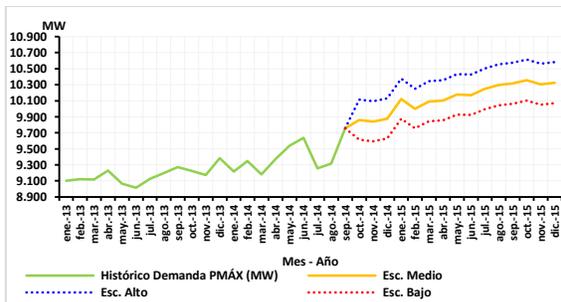
5.8 Escenario de Potencia Máxima Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 22 y en la Gráfica 53 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Octubre 2014 - Diciembre 2015, que incluyen la entrada del GCE Rubiales.

Tabla 22. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

PROYECCIÓN MW			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-14	10.112	9.859	9.613
nov-14	10.094	9.841	9.595
dic-14	10.131	9.878	9.630
ene-15	10.376	10.122	9.875
feb-15	10.251	10.000	9.755
mar-15	10.344	10.090	9.843
abr-15	10.356	10.103	9.856
may-15	10.432	10.176	9.928
jun-15	10.426	10.171	9.922
jul-15	10.505	10.248	9.997
ago-15	10.554	10.295	10.043
sep-15	10.576	10.317	10.064
oct-15	10.615	10.355	10.102
nov-15	10.563	10.304	10.052
dic-15	10.582	10.323	10.071

Gráfica 53. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

6. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario

Para la elaboración de la proyección de demanda de energía eléctrica por tipo de usuarios (regulados y no regulados) se desarrolla un modelo de series de tiempo ARIMAX que mantiene las características estacionales de la demanda por tipo de usuario, teniendo en cuenta además el efecto calendario (tipo de día comercial de la demanda). La resolución de los datos es mensual, con los que se calculan para el horizonte de pronóstico 2014 - 2015 la evolución de la demanda por tipo de usuario.

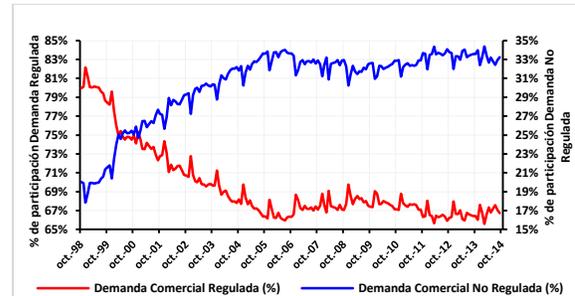
Los datos que alimentan el modelo son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica por tipo de usuario obtenidas del Centro Nacional de Despacho (CND), la serie histórica y proyectada de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia (XM, UPME). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 23:

Tabla 23. Variables de la Demanda de EE por Tipo de Usuario

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda por Tipo de Usuario :	DEE_REG, DEE_NOREG	Mensual (Octubre 1998 – Septiembre 2014)
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Octubre 1998 – Diciembre 2015)

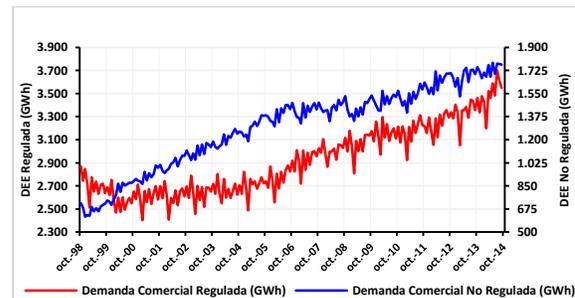
Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Gráfica 54. Relación de la Demanda de Energía por Tipo de Usuario (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Gráfica 55. Relación de la Demanda de Energía por Tipo de Usuario (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

6.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (sin incluir GCE)

La Tabla 24 muestra los valores mensuales proyectados de la demanda de energía eléctrica por tipo de usuario sin incluir la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

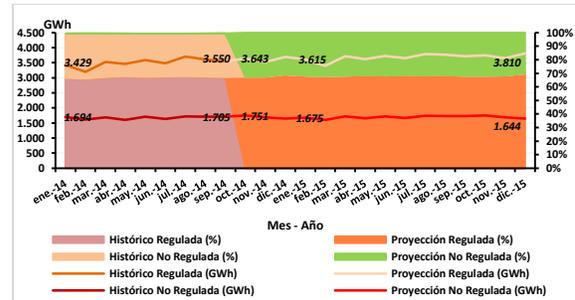
Tabla 24. Proyección de la Demanda EE Sin Nuevos GCE por Tipo de Usuario - Mensual (GWh)

	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	Regulada	No Regulada	Regulada	No Regulada
ene-14	3.429	1.694		
feb-14	3.199	1.617		
mar-14	3.521	1.688		
abr-14	3.460	1.603		
may-14	3.588	1.703		
jun-14	3.482	1.634		
jul-14	3.701	1.714		
ago-14	3.613	1.710		
sep-14	3.550	1.705		
oct-14			3.643	1.751
nov-14			3.531	1.692
dic-14			3.695	1.648
ene-15			3.615	1.675
feb-15			3.397	1.602
mar-15			3.714	1.724
abr-15			3.625	1.657
may-15			3.727	1.722
jun-15			3.649	1.667
jul-15			3.793	1.740
ago-15			3.772	1.725
sep-15			3.719	1.729
oct-15			3.752	1.746
nov-15			3.653	1.685
dic-15			3.810	1.644

Notas: Periodo de Septiembre de 2014 reportado por XM. La Demanda eléctrica proyectada por la UPME solo contempla la Demanda de Energía del SIN, la cual corresponde a la Demanda Comercial Nacional más la demanda no atendida por causas programadas y no programadas. Cabe anotar que esta proyección no contempla las transacciones eléctricas con los países vecinos de Ecuador y Venezuela; ni la entrada de GCE ni de Panamá.

En la Gráfica 56, se muestra la disminución de la participación de los usuarios no regulados dentro del consumo energético de 32,08% (20.159 GWh) en el año 2014 a 31,48% (20.316 GWh) en el 2015.

Gráfica 56. Demanda de EE Sin Nuevos GCE por Tipo de Usuario (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

6.2 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (incluyendo GCE)

La Tabla 25 muestra los valores mensuales proyectados de la demanda de energía eléctrica por tipo de usuario incluyendo la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

Tabla 25. Proyección de la Demanda de EE Con Nuevos GCE por Tipo de Usuario - Mensual (GWh)

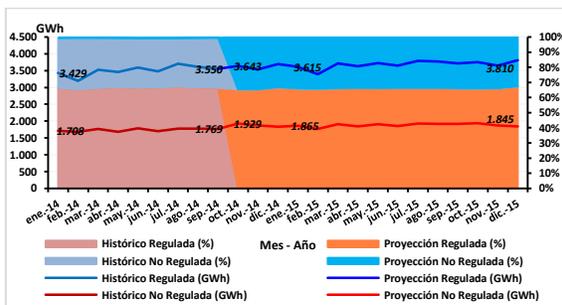
	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	Regulada	No Regulada	Regulada	No Regulada
ene-14	3.429	1.708		
feb-14	3.199	1.677		
mar-14	3.521	1.766		
abr-14	3.460	1.678		
may-14	3.588	1.784		
jun-14	3.482	1.700		
jul-14	3.701	1.775		
ago-14	3.613	1.774		
sep-14	3.550	1.769		
oct-14			3.643	1.929
nov-14			3.531	1.868
dic-14			3.695	1.837
ene-15			3.615	1.865
feb-15			3.397	1.770
mar-15			3.714	1.906
abr-15			3.625	1.840
may-15			3.727	1.912
jun-15			3.649	1.850
jul-15			3.793	1.926

	HISTÓRICO EE (GWh)		PROYECCIÓN EE (GWh)	
	Regulada	No Regulada	Regulada	No Regulada
ago-15			3.772	1.914
sep-15			3.719	1.914
oct-15			3.752	1.935
nov-15			3.653	1.873
dic-15			3.810	1.845

Notas: Periodo de Septiembre de 2014 reportado por XM.
La Demanda eléctrica proyectada por la UPME solo contempla la Demanda de Energía del SIN, la cual corresponde a la Demanda Comercial Nacional más la demanda no atendida por causas programadas y no programadas.
Cabe anotar que esta proyección no contempla las transacciones eléctricas con los países vecinos de Ecuador y Venezuela; ni la entrada de Panamá.

En la Gráfica 57, se muestra un crecimiento de la participación de los usuarios no regulados dentro del consumo energético, pasando de 33,25% (21.265 GWh) en el año 2014 a 33,78% (22.551 GWh) en el 2015.

Gráfica 57. Demanda de EE Con Nuevos GCE por Tipo de Usuario (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **AL-ALAWI, ISLAM. (1996).** *“Principles of electricity demand forecasting, part I Methodologies”*. Power Engineering Journal. Vol. 10. pp. 139 – 143. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **BANCO DE LA REPUBLICA. (2014).** *“Estadísticas”*. En línea: <http://www.banrep.gov.co/es/-estadisticas> (Consulta, Octubre 30 de 2014).
- **BANCO MUNDIAL. (2014).** *“Indicadores de Actividad Económica”*. En línea: <http://datos.bancomundial.org/> (Consulta, Octubre 30 de 2014).
- **BARRIENTOS, A.F.; OLAYA, J.; GONZÁLEZ, V.M. (2007).** *“Un modelo spline para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica”*. Revista Colombiana de Estadística. Volumen 30 No. 2. Diciembre 2007. Páginas: 187 - 202. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **BLOOMBERG. (2014).** Business, Financial & Economic News, Stock Quotes.
- **CASTAÑO V., ELKIN. (1994).** *“Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”*. Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSNe 2323-0622. Páginas 59 – 80.
- ----- (2007). *“Reconstrucción de datos de series de tiempo: una aplicación a la demanda horaria de electricidad”*. Revista Colombiana de Estadística. Volumen 30 No. 2. Diciembre 2007. Páginas: 247 - 263. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **CASTAÑO V., ELKIN Y MELO V. LUIS F. (1998).** *“Métodos de Combinación de Pronósticos: Una Aplicación a la Inflación Colombiana”*. Borradores de Economía, No 109. Banco de la República. Colombia. Páginas: 1 -58.
- **CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007).** *“Gas-Market Forecast: BETTING ON BAD NUMBERS”*. En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf (Consulta: Febrero de 2014).
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2014).** *“PIB. Cuentas Trimestrales”*. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Septiembre 20 de 2014).
- -----, Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2014). *“Demografía y Población. Proyecciones de Población”*. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/poblacion-y-demografia/proyecciones-de-poblacion> (Consulta, Septiembre 20 de 2014).
- **DATAiFX S.A.S (2014).** *“Pacific Rubiales estima que su producción neta en tercer trimestre 2014 crecerá 13%”*. Octubre 28 de 2014. Colombia. En línea: <http://www.dataifx.com/noticias/accion-s-colombia/articulo-20142-pacific-rubiales-estima-que-su-produccion-neta-en-tercer-trimestre-2014-crecera-13-> (Consulta: Octubre 30 de 2014).

- **DI FONZO, TOMMASO AND MARINI, MARCO. (2012).** *“On the Extrapolation with the Denton Proportional Benchmarking Method”*. IMF Working Paper. The International Monetary Fund (IMF). June 01, 2012. En línea: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2012/wp12169.pdf> (Consulta, Octubre de 2013).
- **FAN, SHU., AND HYNDMAN, ROB J. (2013).** *“Forecasting long-term peak half-hourly electricity demand for Victoria”*. Report for The Australian Energy Market Operator (AEMO). Monash University: Business & Economic Forecasting Unit. Páginas: 1 – 47. (Consulta: Septiembre 25 de 2014).
- **FRANCO, C.J.; VELÁSQUEZ, J.D.; OLAYA, Y. (2008).** *“Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables”*. Cuadernos de Administración, Bogotá. Especial de Finanzas. Volumen 21, No.36. Páginas: 221 - 235. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2013).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Abril – Mayo de 2013).
- **JORGENSEN, JASON B., and JOUTZ, FRED. (2012).** *“Modelling and Forecasting Residential Electricity Consumption in the U.S. Mountain Region”*. Research Program on Forecasting. Center of Economic Research. Department of Economics. The George Washington University. Washington, DC 20052. USA. January 31, 2012. (Consulta: Septiembre 25 de 2014).
- **MEDINA, S.; GARCÍA, J. (2005).** *“Predicción de demanda de energía en Colombia mediante un sistema de inferencia difuso neuronal”*. Revista Energética. Volumen 33. Medellín, Julio de 2005, ISSN 0120-9833. Páginas: 15 – 24. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **MHCP. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2014).** *“Marco Fiscal de Mediano Plazo”*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Colombia. Página: 151. En línea: <http://www.minhacienda.gov.co/irc/en/fiscalinformation/Marco-Fiscal-de-Mediano-Plazo-2014.pdf> (Consulta: Septiembre 30 de 2014).
- **MURILLO, J.; TREJOS, A.; CARVAJAL, P. (2003).** *“Estudio del pronóstico de la demanda de energía eléctrica utilizando modelos de series de tiempo”*. Universidad Tecnológica de Pereira. Scientia et Technica Año IX, No 23, Diciembre 2003. Páginas: 37 – 42. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **PIELOWA, AMY., SIOSHANSIA, RAMTEEN., and ROBERTSB, MATTHEW C. (2012).** *“Modeling Short-run Electricity Demand with Long-term Growth Rates and Consumer Price Elasticity in Commercial and Industrial Sectors”*. The Ohio State University Integrated Systems Engineering Department. Ohio, USA. Páginas: 1 – 14. (Consulta: Septiembre 25 de 2014).
- **REVISTA PORTAFOLIO. (2014).** *“Ecopetrol puede operar Rubiales sola”*. Portafolio.co. Negocios. Septiembre 4 de 2014.

- Colombia. En línea:
<http://www.portafolio.co/negocios/ecop-etrol-pacific-rubiales-contrato> (Consulta: Octubre 1 de 2014)
- **RUEDA M., VIVIANA M. (2011).** “Predicción del consumo de energía en Colombia con modelos no lineales”. Universidad Nacional de Colombia. Tesis de Maestría. Medellín, Colombia. Páginas: 1 – 75. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
 - **SARAVANAN S., KANNAN S., and THANGARAJ C. (2012).** “India’s Electricity Demand Forecast Using Regression Analysis and Artificial Neural Networks Based on Principal Components”. ICTACT Journal on Soft Computing, July 2012. Volume: 02. ISSUE: 04. ISSN: 2229-6956 (Online). Páginas: 365 – 370. (Consulta: Septiembre 25 de 2014).
 - **SARMIENTO, H.; VILLA, W. (2008).** “Inteligencia artificial en pronóstico de demanda de energía eléctrica: una aplicación en optimización de recursos energéticos”. Universidad de Pamplona. I. I. D. T. A. Revista Colombiana de Tecnologías Avanzadas. ISSN: 1692-7257 - Volumen 2 - Número 12 - Año 2008. Páginas: 94 – 100. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
 - **TAYLOR, JAMES W. and BUIZZA, ROBERTO. (2003).** “Using Weather Ensemble Predictions in Electricity Demand Forecasting”. International Journal of Forecasting, 2003, Vol. 19, pp. 57-70. United Kingdom. (Consulta: Septiembre 25 de 2014).
 - **VALENCIA, A.L.; LOZANO, C.A.; MORENO, C.A. (2007).** “Modelo de promedios móviles para el pronóstico horario de potencia y energía eléctrica”. Universidad Autónoma de Occidente. Revista El Hombre y la Máquina No. 29. Julio - Diciembre de 2007. Páginas: 96 – 105. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
 - **VELÁSQUEZ, J.D.; FRANCO, C.J.; GARCÍA, H.A. (2009).** “Un modelo no lineal para la predicción de la demanda mensual de la electricidad en Colombia”. Estudios Gerenciales. Vol.25 No.112 Cali Julio/Sept. 2009. Páginas: 37-54. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
 - **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2014).** “Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Energía SIN”. En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20\(kWh\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20(kWh).aspx) (Consulta: Octubre 07 de 2014).
 - **-----. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2014).** “Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Máxima Potencia”. En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20Potencia%20\(kW\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20Potencia%20(kW).aspx) (Consulta: Octubre 30 de 2014).
 - **ZAID MOHAMED, PAT BODGER. (2005).** “Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables”. Department of Electrical and Computer Engineering, University of Canterbury, P.O. Box 4800, Christchurch, New Zealand. ELSEVIER.

Energy 30 (2005). Páginas: 1833 – 1843.
(Consulta: Septiembre 25 de 2014).



Contacto:

Avenida Calle 26 # 69 D – 91

Torre 1 Oficina 901

Pbx: 222 06 01

Fax: 221 95 37

Línea Gratuita Nacional: 01800911729

www.upme.gov.co

Síguenos en: @UPMEOFICIAL

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

