

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA

Revisión
Octubre de 2015

**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia
Revisión Octubre de 2015**

*“Prediction is very difficult,
especially if it's about the future”.*

Niels Bohr

*“Occurrences in this domain are beyond the reach of exact prediction
because of the variety of factors in operation,
not because of any lack of order in nature”.*

Albert Einstein

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

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Romel Alexander Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Octubre de 2015

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. CRECIMIENTO ECONÓMICO EN COLOMBIA: DESACELERACIÓN SIN TRAUMATISMOS EN 2015 PERO CON INCERTIDUMBRES EN 2016	9
2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y GRANDES CONSUMIDORES: AUMENTA EL CONSUMO IMPULSADO POR HOGARES PERO NO POR ACTIVIDAD ECONÓMICA	14
3. ANÁLISIS DE CONSUMO POR SECTOR Y EN HOGARES. FORMACION DE PRECIOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	18
4. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA. UN MERCADO INELÁSTICO PERO CADA VEZ MÁS SENSIBLE A LOS PRECIOS.....	21
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	28
5.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	30
5.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	33
5.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	34
5.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	34
5.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	35
5.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	38
5.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	39
5.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	40
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	41

INTRODUCCIÓN

En el presente informe se realiza la revisión cuatrimestral de las proyecciones de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima, continuando con la combinación de los modelos de demanda que genera una proyección más precisa.

Se incorpora en esta revisión por primera vez aspectos derivados de estudios recientes ejecutados por la Unidad, y que contribuyen a determinar la demanda total de electricidad en el país, en la cual se suman la demanda atendida por el SIN y la demanda atendida por autogeneración y cogeneración en sectores productivos y extractivos, muchos de ellos desconectados de la red nacional.

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. La demanda de electricidad del SIN durante 2015 (hasta el tercer trimestre) presenta un crecimiento mayor al previsto, no atribuible a la actividad económica, como sí al consumo residencial; por ende, la dinámica de la demanda de electricidad, se aparta de las previsiones UPME de menor crecimiento del PIB y menor expansión de la demanda interna en 2015
2. La revisión de la proyección 2015-2029 recoge el cambio observado en las tasas de crecimiento entre abril y septiembre de 2015. Crecimiento que se origina en los consumidores residenciales. Los sectores productivos han mostrado una desaceleración pronunciada, acorde con el menor crecimiento económico que Colombia presenta en 2015 (2,9%

durante el primer semestre) respecto a 2014 (4,6%).

3. Los escenarios climáticos se han desplazado hacia el techo máximo de las temperaturas en todas las regiones del país, impulsando los consumos de refrigeración, acondicionamiento de espacios, bombes agrícolas y bombes de acueductos.
4. La economía colombiana se ha venido desacelerando desde el tercer trimestre de 2014, como consecuencia del impacto negativo que ha producido la caída de los precios mundiales de hidrocarburos, la depreciación del peso (reduciendo el consumo de hogares y la inversión privada) y el repunte de la inflación de precios a productores y consumidores, aunque a un ritmo menor al previsto por analistas institucionales (FMI, Banco de la República, Calificadoras de Riesgo).
5. La UPME prevé un crecimiento de 2,9% para 2015 y 3,4% para 2016. No obstante, la UPME ve factible una revisión a la baja del crecimiento en 2016 en un rango de 2,4% – 3,2%, de persistir: i) la depreciación del peso frente al dólar; ii) la inflación por encima del 4%; iii) la disminución de flujos de inversión tanto de portafolio como de flujos de inversión extranjera directa.

6. La percepción de riesgo de la economía colombiana está asociada al desempeño del dólar, el comportamiento del precio del petróleo y el entorno de la región latinoamericana. En ninguno de los tres casos, tiene margen el Gobierno para intentar alteraciones. Son fenómenos externos cuya corrección está dada por el propio mercado.
7. Las tres principales preocupaciones hoy en la economía colombiana, que condicionan el desempeño de la economía y el crecimiento del PIB a corto y mediano plazo son: inflación, devaluación, e incremento del déficit en cuenta corriente.
8. La inflación a septiembre de 2015 es 5.4% (por encima de la meta de inflación del Banco de la República fijada en un rango 2% – 4%), impulsada por: i) el incremento en el precio de alimentos y gas natural en respuesta al Fenómeno del Niño; ii) depreciación del peso frente al dólar que ha incrementado el precio de los bienes transables
9. El incremento en el déficit en cuenta corriente, estimado en 5% del PIB para 2015, se explica por: i) la reducción del valor de las exportaciones por la caída en los precios del petróleo de niveles de USD 110 en Junio de 2014 a niveles en un rango USD 40 – USD 50 a lo largo del presente año; ii) incremento del servicio de la deuda externa pública y privada, debido al incremento en el tipo de cambio, que pasó de COP 2356/ USD al finalizar 2014, a COP 3122 / USD al término de septiembre de 2015
10. El aumento de la inflación por encima del 4% junto a una devaluación anual promedio de 38% del peso colombiano frente al dólar durante 2015, ha reducido la capacidad adquisitiva de los salarios del consumidor, y ha incrementado los costos de producción e inversión para las empresas en todos los sectores.
11. Las expectativas de inflación a corto plazo de los agentes se han desanclado con relación a la meta de inflación fijada por el Banco de la República (2% – 4%). Mientras en enero, la expectativa de inflación en 2015 era 3.3%, a septiembre subió a 4.7%. Para 2016, la expectativa de inflación que en enero de este año se situaba en 2.9%, en septiembre se ubica en 3.6, lo cual evidencia un mayor pesimismo sobre el comportamiento de los precios
12. El repunte en las expectativas de inflación, y la incertidumbre por la duración de Fenómeno del Niño y el nivel que pudiera alcanzar el tipo de cambio de seguirse depreciando el peso, llevaron a la Junta Directiva del Banco de la República en su reunión del pasado mes de septiembre a incrementar sus tasas de intervención para suministro de liquidez, de 4.50% a 4.75% anual. Esta decisión y la probabilidad de nuevos incrementos en tasas de interés, de persistir el aumento de las expectativas de inflación, pueden tener un impacto negativo en el consumo y la inversión, del que no se excluye la inversión en el sector minero energético.

13. El entorno económico no favorable de Latinoamérica, con bajas tasas de crecimiento en Perú, Chile y Ecuador, y recesión en Venezuela y Brasil, socios comerciales de Colombia (y donde las empresas del sector minero energético tienen importantes inversiones) limita las posibilidades de un mejor desempeño de la economía y la demanda de energía eléctrica (aislando el efecto positivo de consumo debido al Fenómeno del Niño).
14. La demanda de energía eléctrica en el país con corte al mes de agosto, disminuyó a una tasa de 13% anual en grandes consumidores. El impulso a la demanda de energía eléctrica lo están explicando los hogares de estratos bajos, teniendo éstos una mayor elasticidad precio – demanda que explica su mayor volatilidad en el consumo de energía eléctrica¹.
15. Los grandes consumidores redujeron a 4% su participación en la demanda de energía respondiendo a una desaceleración de la actividad en el sector minero – energético con excepción del campo Rubiales.
16. Ante una intensificación de los impactos del Fenómeno del Niño, los esfuerzos por un consumo responsable de agua y un uso eficiente de la energía eléctrica se deben concentrar en estratos de ingresos bajos (1 – 3) que representan el 80% del consumo nacional. Además, la población perteneciente a los estratos bajos, por tener una mayor elasticidad precio – demanda, son más proclives a realizar un ajuste de consumo.
17. La demanda de energía eléctrica para el periodo de enero a septiembre del 2015, ha tenido un crecimiento del 3,65%, estando 0,28% por encima del crecimiento en el mismo período de 2014.
18. Se estima que para el período comprendido entre Julio de 2015 a Julio de 2016, la demanda de energía eléctrica alcance un crecimiento del 3,78%, siendo este período en donde el fenómeno climático se desarrolle con más intensidad. Esto se traduce en un aumento del 0,7% con respecto al mismo período de 2014.
19. La demanda de potencia máxima para el periodo de enero a septiembre del 2015, ha tenido un crecimiento del 2,87%, estando 1,75% por encima del crecimiento en el mismo período para 2014. Para el período comprendido entre Julio de 2015 a Julio de 2016, la demanda de energía eléctrica se espera alcance un crecimiento del 5,56%, traduciéndose en un aumento del 4,2% con respecto al mismo período de 2014.
20. Para energía eléctrica, tomando como base 100 enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a agosto de 2015 ha alcanzado hasta 283 y la demanda del SIN hasta 167.

¹ Históricamente, la demanda de energía eléctrica ha sido inelástica respecto al precio (insensible a cambios en los precios). Sin embargo, en el caso de los estratos bajos, la menor

elasticidad está condicionada al subsidio que recibe por consumo de subsistencia.

21. Para el caso de la potencia máxima, tomando como base 100 enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a agosto de 2015 ha alcanzado hasta 447 y la demanda del SIN, 136.

22. **El crecimiento esperado en el escenario medio para el SIN en la demanda de energía eléctrica para 2015 será de 3,69%, y para potencia máxima 5,85%, debido a las condiciones climáticas que afronta el país.** Este es un comportamiento atípico respecto del observado en los últimos diez semestres. De manera similar, para la demanda total (SIN + GCE + Panamá) se espera un crecimiento del 4,0% y del 6,4% para energía eléctrica y potencia máxima respectivamente.

23. Los valores recalculados para la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de Rubiales, en el periodo 2015 – 2029, afectan las expectativas de un mayor incremento de las demandas totales.

- 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)

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	66.284	66.017	65.751
2016	72.333	71.260	70.194
2017	74.907	73.803	72.707
2018	77.998	76.865	75.740
2019	80.125	78.962	77.807
2020	82.125	80.930	79.742
2021	84.269	83.043	81.826
2022	86.531	85.273	84.024
2023	88.656	87.361	86.074
2024	90.692	89.365	88.046
2025	93.083	91.720	90.365
2026	95.652	94.247	92.852
2027	98.600	97.149	95.707
2028	101.229	99.736	98.253
2029	104.019	102.483	100.957

- 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)

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.417	10.161	10.085
2016	11.129	10.867	10.612
2017	11.381	11.113	10.852
2018	11.837	11.564	11.298
2019	12.031	11.753	11.481
2020	12.236	11.952	11.675
2021	12.433	12.143	11.861
2022	12.657	12.362	12.074
2023	12.911	12.609	12.315
2024	13.121	12.814	12.514
2025	13.374	13.060	12.754
2026	13.660	13.339	13.026
2027	13.964	13.635	13.315
2028	14.247	13.910	13.583
2029	14.547	14.203	13.868

- 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 (%)

Año	PROYECCIÓN DEE TOTAL SIN NACIONAL %		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	4,4%	4,0%	3,5%
2016	9,1%	7,9%	6,8%
2017	3,6%	3,6%	3,6%
2018	4,1%	4,1%	4,2%
2019	2,7%	2,7%	2,7%
2020	2,5%	2,5%	2,5%
2021	2,6%	2,6%	2,6%
2022	2,7%	2,7%	2,7%
2023	2,5%	2,4%	2,4%
2024	2,3%	2,3%	2,3%
2025	2,6%	2,6%	2,6%
2026	2,8%	2,8%	2,8%
2027	3,1%	3,1%	3,1%
2028	2,7%	2,7%	2,7%
2029	2,8%	2,8%	2,8%

- 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 (%)

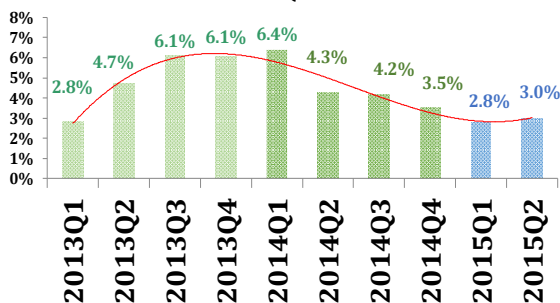
Año	PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL SIN NACIONAL %		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	9,1%	6,4%	5,6%
2016	6,8%	6,9%	5,2%
2017	2,3%	2,3%	2,3%
2018	4,0%	4,1%	4,1%
2019	1,6%	1,6%	1,6%
2020	1,7%	1,7%	1,7%
2021	1,6%	1,6%	1,6%
2022	1,8%	1,8%	1,8%
2023	2,0%	2,0%	2,0%
2024	1,6%	1,6%	1,6%
2025	1,9%	1,9%	1,9%
2026	2,1%	2,1%	2,1%
2027	2,2%	2,2%	2,2%
2028	2,0%	2,0%	2,0%
2029	2,1%	2,1%	2,1%

1. CRECIMIENTO ECONÓMICO EN COLOMBIA: DESACELERACIÓN SIN TRAUMATISMOS EN 2015 PERO CON INCERTIDUMBRES EN 2016

La economía colombiana ha enfrentado en 2015 su desaceleración más significativa desde 2009 (último año en que la economía colombiana creció por debajo del 2%). No obstante, el panorama regional es muy desalentador: Según el Fondo Monetario Internacional, la región de Latinoamérica crecerá en promedio -0.3% en 2015, es decir, una contracción del PIB regional, con casos concretos de profunda recesión en Brasil y Venezuela.

Por tanto, dentro del contexto latinoamericano, sobresale positivamente el caso colombiano: la economía creció a 2.9% durante el primer semestre de 2015, que si bien es 1.7% inferior al crecimiento de 2014, es un cifra alejada de un escenario de recesión, sin destrucción significativa de empleos, y con un consumo de hogares creciendo por encima del 3%, mostrando la fortaleza de la demanda interna y que el nivel de gasto es aún sólido en las familias colombianas (Gráfica 1).

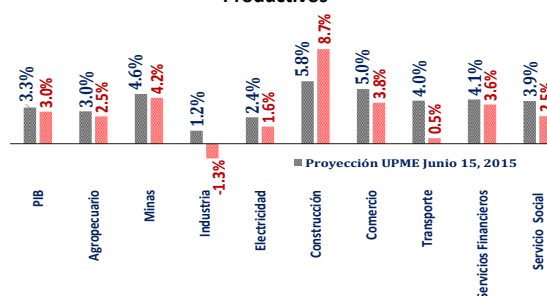
Gráfica 1. Crecimiento Económico Colombia 2013Q1 – 2015Q2



Fuente: DANE

Al término del segundo trimestre de 2015, por sectores económicos, sólo la construcción en el sector secundario y el comercio y servicios financieros en el sector terciario consiguieron crecer por encima del 3% (Gráfica 2). Se constituyen en los sectores donde Colombia más crece en la actualidad, no intensivos en uso de la energía eléctrica, pero sustentan la generación de empleos.

Gráfica 2. Crecimiento Económico Colombia por Sectores Productivos



Fuente: DANE – CÁLCULOS UPME

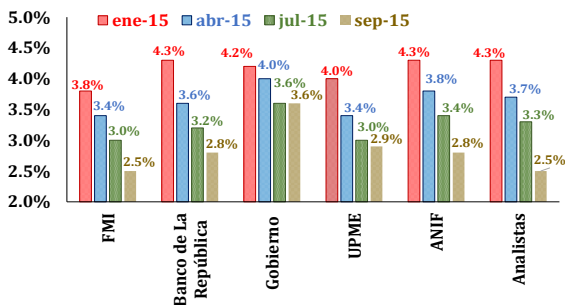
Es de resaltar que la proyección de crecimiento hecha por la UPME para 2015Q1 (2.9%) y 2015Q2 (3.3%) estuvo muy cercana a los datos publicados por DANE (2.8% y 3% respectivamente). La mayor desaceleración se presentó en: la industria, la cual creció negativamente en 1%; el transporte, bajó ostensiblemente su desempeño, al pasar de un crecimiento mayor al 4%, a uno de 0.5% en el 2015Q2.

La sorpresa positiva de los datos de PIB del segundo trimestre de 2015 la proporcionó la actividad minera, que luego de haberse contraído en el segundo semestre de 2014 y el primer trimestre de 2015, volvió a experimentar un crecimiento superior al 4%.

No obstante, las previsiones de crecimiento económico para Colombia siguen con revisión a la baja. En efecto, todos los analistas han revisado consecutivamente a la baja en al menos 4 ocasiones a lo largo de 2015, su previsión de crecimiento en Colombia para 2016.

Las razones radican en la desconfianza que generan: a) la vulnerabilidad de la economía colombiana frente a la caída en los precios del petróleo; b) el fortalecimiento del dólar; c) el deterioro del entorno externo, en particular por la crisis económica que afrontan Venezuela, Ecuador y Brasil.

Gráfica 3. Previsión Crecimiento Económico Colombia 2015



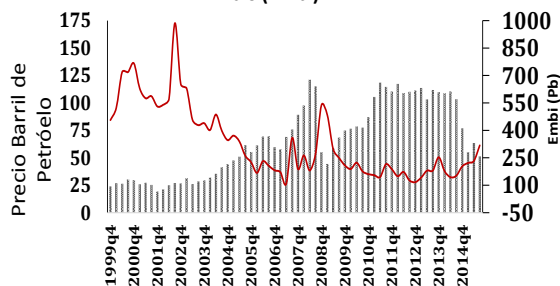
Fuente: DANE – CÁLCULOS UPME

Para el Fondo Monetario Internacional (FMI), según su última revisión hecha entre Septiembre y Octubre de 2015, la economía colombiana crecerá este año 2.5%, aunque prevé una recuperación en 2016, estimando en 3% a 3.5% el crecimiento del próximo año. La Junta Directiva del Banco de la República ha coincidido con esta apreciación, y ha previsto que el crecimiento de Colombia en 2015 sería del 2.8%. El Gobierno se ha mantenido firme en crecer 3.6%, aunque ha reconocido que es un escenario optimista, y que probablemente se crezca entre 3% y 3.5% este año.

En el caso de la UPME, la revisión hecha a las previsiones de crecimiento luego de la publicación del dato de PIB 2015Q2, deja la proyección en 2.9% para 2015 y en 3.4% para 2016. (Gráfica 3). Sin embargo, es evidente que en los mercados financieros externos hay una mayor percepción de riesgo por la economía colombiana.

Aunque los niveles de riesgo país son históricamente bajos, el Embi actual de 318 puntos básicos, es aproximadamente el doble del nivel que presentaba en 2014Q3. Es evidente que el riesgo país se incrementó a medida que descendió el precio del petróleo, confirmando la vulnerabilidad que por éste presenta la economía nacional (Gráfica 4).

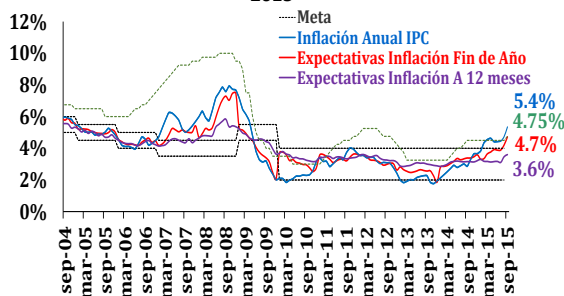
Gráfica 4. Precio del Barril de Petróleo Brent Versus Riesgo País (Embi)



Fuente: Bloomberg – CÁLCULOS UPME

Al margen del impacto negativo que el mantenimiento del precio del petróleo en bajos niveles representa para la economía colombiana, dos preocupaciones centran la atención de los analistas: la fuerte devaluación que ha experimentado el peso colombiano, y el repunte en la inflación, que se ubica al finalizar septiembre en 5.4%, cifra 1.4% por encima del límite superior del rango meta de inflación (2% – 4%) del Banco de la República (Gráfica 5).

Gráfica 5. Inflación y Expectativas de Inflación Colombia 2015



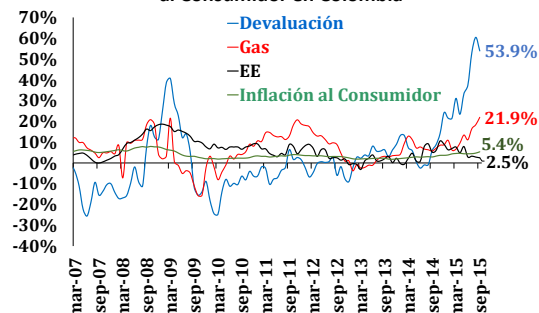
Fuente: DANE – Banco de la República – CÁLCULOS UPME

La inflación colombiana repunta por dos factores: a) la transmisión del choque de precios que genera la devaluación; y la extensión del Fenómeno del Niño, que ha reducido el nivel de precipitaciones afectando el costo de los alimentos, quienes explican casi el 30% del índice de precios al consumidor.

El aumento en las expectativas de inflación, es la consecuencia que en los agentes tiene la presencia de una inflación con tendencia al alza, con patrones de rigidez y persistencia. Cuando la inflación observada se ubica por encima de la meta del emisor (2% – 4%), las expectativas dejan de ser racionales para tornarse adaptativas (la expectativa de inflación de los agentes se condiciona al dato reciente de inflación y se desancla de la meta de inflación, haciendo que el esquema de inflación objetivo no funcione).

Los agentes ven a septiembre de 2015, una inflación al final del año de 4.7%, y para 2016, la ubican en 3.6% que, si bien es un valor dentro del rango meta, es muy superior al rango de 2.5% – 3%, en que los mismos agentes veían la inflación de Colombia para 2016 durante el primer semestre de este año.

Gráfica 6. Inflación de Energía Eléctrica y Gas versus Inflación al Consumidor en Colombia

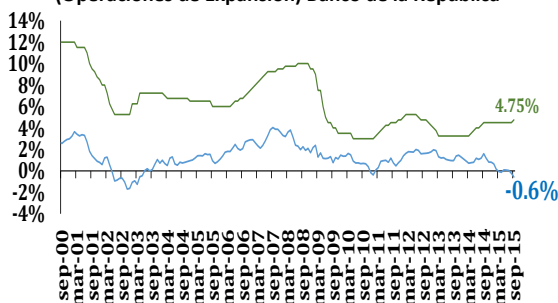


Fuente: DANE – Banco de la República – CÁLCULOS UPME

Los precios de la energía no han estado ajenos al choque inflacionario (Gráfica 6). La devaluación anual del peso colombiano frente al dólar, en 54% a septiembre de 2015, dados los costos de refinación y destilación, que se pagan en dólares, y la regulación dispuesta para la fijación del precio que incluye al tipo de cambio como variable exógena que fija el precio interno, han llevado a que el gas presente al finalizar septiembre, una inflación anual de sus precios de 21.9%, siendo uno de los factores que más está contribuyendo al aumento de la inflación de Colombia.

La preocupación porque la inflación siga aumentando, y se afecte el anclaje de expectativas de inflación a 2016, llevó a la Junta Directiva del Banco de la República a aumentar de nuevo sus tasas de intervención en septiembre. No obstante, la tasa actual de expansión del Emisor con el aumento reciente de 25 Pp, y ubicada en 4.75%, es aún negativa en términos reales (descontando el efecto de inflación), por lo cual se harán necesarios nuevos aumentos de tasas de interés, que pueden afectar a la demanda doméstica (Gráfica 7).

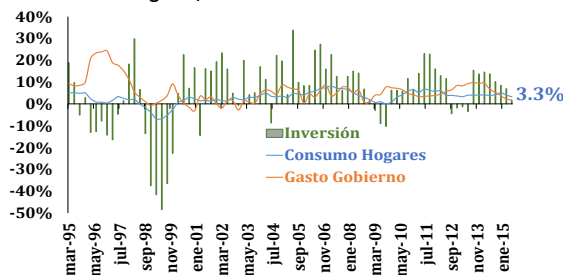
Gráfica 7. Tasa Nominal Vs Tasa real de Intervención (Operaciones de Expansión) Banco de la República



Fuente: Banco de la República – CÁLCULOS UPME

El principal argumento de la Junta Directiva para subir las tasas de interés, radica en el fortalecimiento que muestra la demanda interna, en particular el consumo de los hogares, y el bajo nivel que históricamente tienen las tasas de interés, lo que estimula el endeudamiento (Gráfica 8).

Gráfica 8. Crecimiento Demanda Interna en Colombia. Hogares, Gasto Público e Inversión



Fuente: DANE – CÁLCULOS UPME

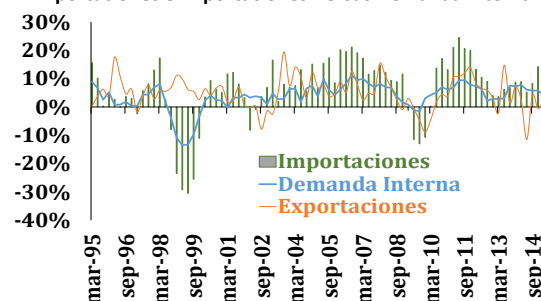
El consumo de los hogares al finalizar el segundo trimestre en 2015, crece 3.3% anual, por encima del promedio de la economía. Esto implica, que los consumidores están asimilando satisfactoriamente el aumento de precios y la fuerte devaluación.

Se infiere que, dado el bajo nivel de las tasas de interés nominales y el descenso de las tasas reales (por la mayor inflación), los hogares y las empresas están financiando su

gasto en bienes transables con mayor endeudamiento, lo cual acentúa el efecto *pass – trough* del dólar sobre el peso colombiano.

La demanda externa muestra señales claras de ajustarse como consecuencia de la fuerte devaluación (Gráfica 9). Las importaciones pasaron de crecer anualmente 14.2% al finalizar 2014, a descender en 1.8% anual, al término del primer semestre de 2015.

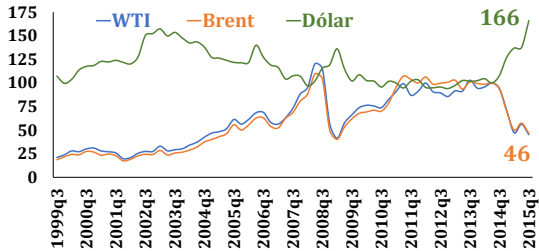
Gráfica 9. Crecimiento Demanda Externa en Colombia: Exportaciones e Importaciones Versus Demanda Interna



Fuente: DANE – CÁLCULOS UPME

Por su parte, las exportaciones no han podido absorber el impacto positivo que debería generar en competitividad un dólar a niveles altos, como consecuencia de la reducción en la actividad productiva, y la concentración en exportaciones de materias primas, que ha tenido desde 2014Q3 un descenso sostenido en sus precios de mercado.

Gráfica 10. Índices del Precio del Petróleo y Del Dólar. Base 100 Junio 2014



Fuente: Bloomberg – CÁLCULOS UPME

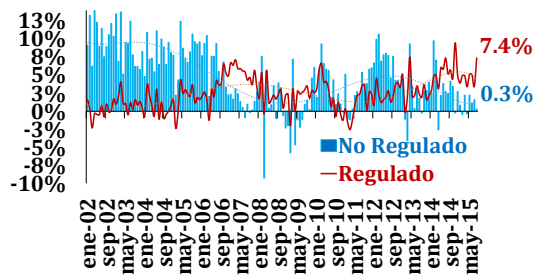
Los desequilibrios que en lo macroeconómico generan el aumento del dólar y la caída del precio del petróleo, se evidencian al construir un índice tomando como base junio de 2014, fecha cuando comenzaron a caer los precios de las materias primas (Gráfica 10).

Desde junio de 2014 hasta septiembre de 2015, el dólar se fortaleció en 66%, y el petróleo se devaluó 54%, hecho que deteriora los términos de intercambio, por cuanto reduce el flujo de ingresos; además, genera un incremento de las obligaciones financieras, en particular para empresas y hogares, lo que se traduce en un aumento del deterioro en el déficit en cuenta corriente, estimado por el Banco de la República en 5.5% del PIB al finalizar 2015Q2.

2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y GRANDES CONSUMIDORES: AUMENTA EL CONSUMO IMPULSADO POR HOGARES PERO NO POR ACTIVIDAD ECONÓMICA

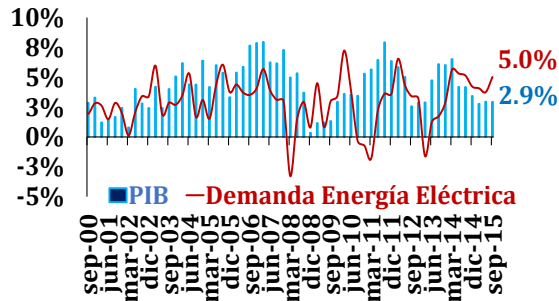
La demanda regulada de energía eléctrica se incrementó en 7.4% impulsada por el aumento en el consumo de los hogares, mientras que la demanda no regulada que se asocia a la actividad industrial creció sólo en 0.3%, evidenciando que no es la actividad económica quien impulsa el aumento de la demanda (Gráfica 11).

Gráfica 11. Demanda de Energía Regulada Vs Demanda No Regulada



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Gráfica 12. Crecimiento Anual en Colombia Demanda Energía Eléctrica Versus Crecimiento Económico. Periodicidad Anual



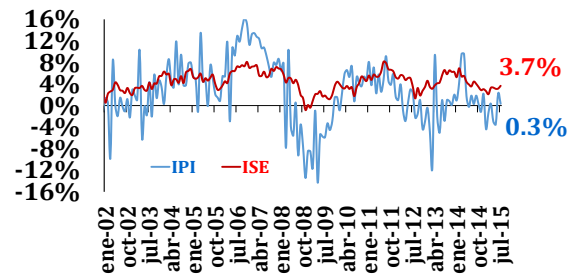
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Al comparar la actividad económica con la demanda de energía eléctrica, evidencia que en el último trimestre (2015Q3) se rompió la correlación positiva que tenían.

Así, mientras la economía se estima creció alrededor de 2.9%, según las proyecciones de la UPME, la demanda de energía eléctrica, lo hizo en 5%, en ambos casos, con una periodicidad anual (Gráfica 12).

El contraste entre la actividad industrial y la actividad económica, evidencia que ésta última no puede estar sustentando el aumento de la demanda de energía eléctrica que se esperaba con el recrudescimiento del Fenómeno del Niño en Colombia (Gráfica 13).

Gráfica 13. Crecimiento Anual Índice de Producción Industrial (IPI) Versus Índice Actividad Económica (ISE)

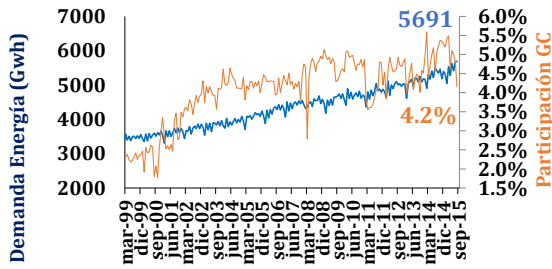


Fuente: DANE – CÁLCULOS UPME

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los grandes consumidores, también coadyuva en la sustentación de ésta hipótesis.

A medida que las actividades de explotación y exploración de crudo, carbón, ferroníquel y gas pierden interés por los bajos precios, su demanda de energía eléctrica, tanto la de corto plazo como la expectativa a mediano y largo plazo se reducen, siendo mayor el riesgo de sobreestimar la demanda.

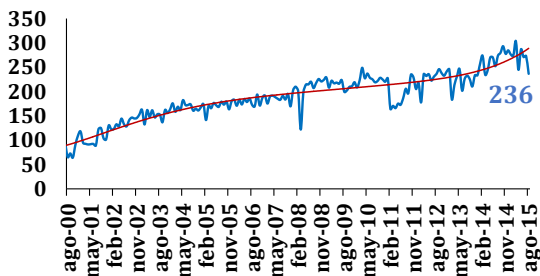
Gráfica 14. Demanda de Energía Eléctrica (GWh) Versus Participación en la Demanda de Grandes Consumidores



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

La demanda de energía eléctrica llegó en agosto de 2015 a 5691 GWh, pero la participación que en la demanda tienen los grandes consumidores (Campo Rubiales, Cerrejón, Cira Infantas y Cerro Matoso), se redujo a 4.2%, su nivel más bajo en los dos últimos años (Gráfica 14). En 2015, la participación de los grandes consumidores se había ubicado alrededor del 5% de la demanda interna de energía eléctrica, y su reducción es consecuencia de los ajustes que experimenta el sector minero energético, luego de la caída en los precios del petróleo y el gas natural.

Gráfica 15. Demanda de Energía Eléctrica Grandes Consumidores (GWh)

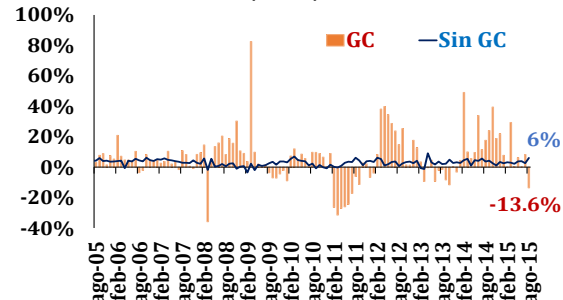


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

La demanda de energía eléctrica de los grandes consumidores alcanzó en Agosto de 2015 los 236 GWh, mostrando una tendencia descendente frente a su comportamiento histórico en los últimos 4 años (Gráfica 15).

Esto implica que los grandes consumidores dejaron de ser el factor que explicara las aceleraciones en la dinámica de consumo de energía eléctrica.

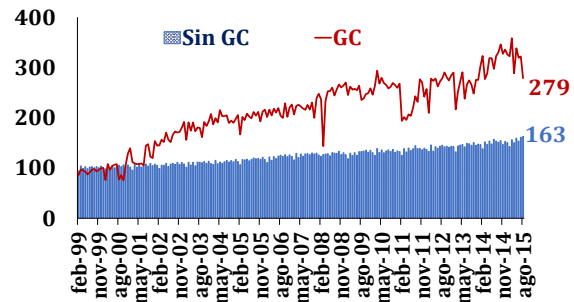
Gráfica 16. Crecimiento Anual Demanda de Energía Eléctrica Grandes Consumidores (GC) Versus Resto de la Demanda (Sin GC)



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

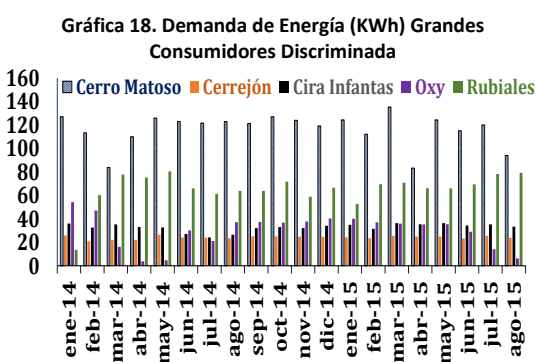
Al contrastar la variación en el consumo que han tenido grandes consumidores con el resto de la demanda, es evidente el contraste entre los dos: grandes consumidores con corte al mes de agosto de 2015, decreció durante el último año en 13.6%, mientras el resto de la demanda aumento en 6% (Gráfica 16).

Gráfica 17. Índice de Demanda de Energía Eléctrica: Grandes Consumidores Vs Resto Demanda. Base 100 Enero de 2000



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Finalmente, el contraste en la evolución de la demanda de energía eléctrica entre grandes consumidores y el resto de la demanda, indexando los consumos (tomando como base enero de 2000) muestra que, en términos reales, los grandes consumidores están en el nivel de hace dos años, a pesar que la dinámica de crecimiento que han tenido es muy superior con respecto a los demás agentes del mercado (Gráfica 17).



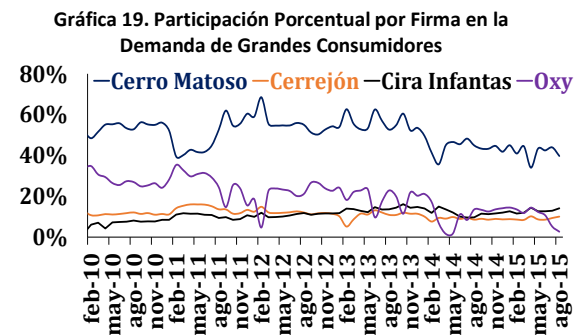
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

El contraste entre las demandas de energía eléctrica de los grandes consumidores muestra la tendencia a la baja de las demandas de Cerro Matoso y Oxy, y el repunte en la demanda en 2015 de Rubiales (Gráfica 18). Las razones de este comportamiento se encuentran en decisiones de gerencia tomadas en Cerro Matoso, relacionadas con la reducción de costos, así como de turnos de operación y el estudio de una posible venta del campo, dada la caída en el precio del ferróniquel que ha reducido la rentabilidad de su producción.

En lo que respecta a Cerrejón, éste muestra una estabilidad en su demanda de energía eléctrica acorde a expectativas de ajustar la producción a la capacidad de absorción de la demanda de carbón.

Por su parte, el repunte de Rubiales se puede asociar a la aceleración en la extracción, dado que el campo no le fue renovado a Pacific por parte de Ecopetrol, y por ende, ante la incertidumbre que Pacific participe en la adjudicación del campo (aunque Ecopetrol no descarta asumir el control de Campo Rubiales), es lógico un aumento de la productividad del campo.

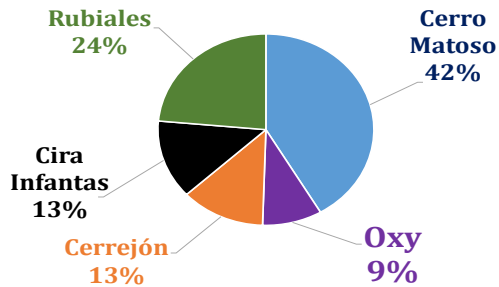
Así mismo, se evidencia estabilidad en la demanda de energía de Cira Infantas, lo que advierte simetría en la mayoría de las empresas relacionadas con la exploración y extracción en el sector minero – energético (Gráfica 19).



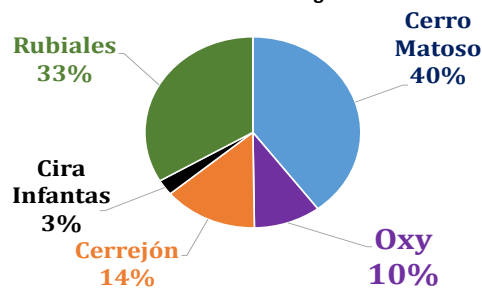
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Cuando se revisa el comportamiento de las cuatro firmas que han estado en los últimos 5 años como grandes consumidores de energía eléctrica en Colombia, se evidencia que su participación dejó de crecer en los dos últimos años, no obstante que Cerro Matoso sigue siendo el mayor gran consumidor, representando a la fecha alrededor del 40% de la demanda de energía eléctrica, entre la demanda que hacen los grandes consumidores (Gráfica 20).

Gráfica 20. Composición Demanda de Energía Eléctrica de Grandes Consumidores Abril 2015



Gráfica 21. Composición Demanda de Energía Eléctrica Grandes Consumidores Agosto 2015



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

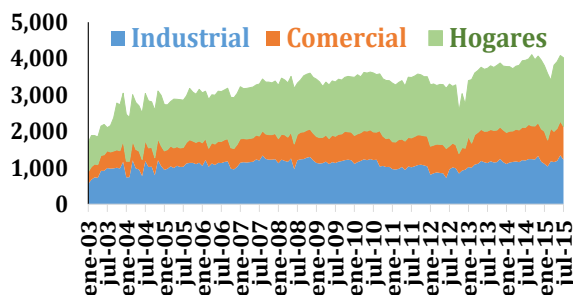
Por último, el contraste de la composición porcentual de la demanda de energía eléctrica de grandes consumidores, entre abril y agosto de 2015, muestra que Rubiales ganó 9% de participación, mientras Cira Infantas fue quien más la redujo (10%).

Las demás firmas, Cerro Matoso, Cerrejón y Oxy, mantuvieron relativamente sus participaciones dentro del total de la demanda en grandes consumidores.

3. ANÁLISIS DE CONSUMO POR SECTOR Y EN HOGARES. FORMACION DE PRECIOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

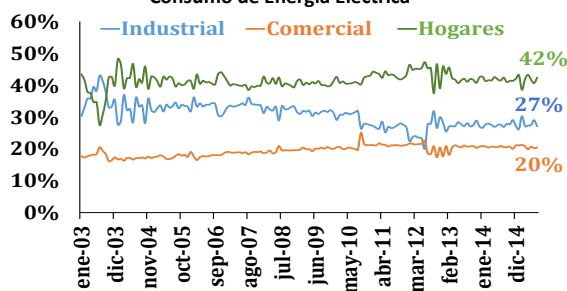
El consumo de los hogares representa el 42% del total del consumo total de energía, por lo cual son los agentes que más influyen en los movimientos de la demanda. Este porcentaje equivale en julio a 1219 GWh (Gráfica 21).

Gráfica 22. Distribución del Consumo de Energía Eléctrica por tipo de Consumidor



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Gráfica 23. Participación Porcentual por agente en el Consumo de Energía Eléctrica



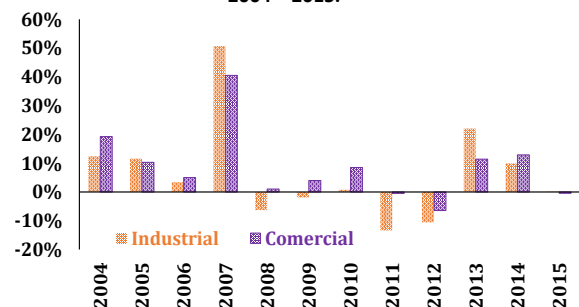
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Durante el último año, la participación de los hogares se ha mantenido en el 42%. Por su parte, el sector industrial presenta una participación del 27%, equivalente durante el último mes de julio, a un consumo de 1219 GWh, participación que, aunque se ha mantenido, es lejana al 32% que alcanzara en

2009 (Gráficas 22 - 23). En el caso del sector comercial, éste representa el 20% del consumo total, equivalente a 920 GWh.

A largo plazo, la tendencia es la repartición más equilibrada en el consumo entre los sectores industrial y comercial (Gráfica 24). Esto se aprecia en la mayor tasa de crecimiento que durante los últimos 11 años ha tenido el consumo de energía eléctrica en el sector comercial con relación a la industria.

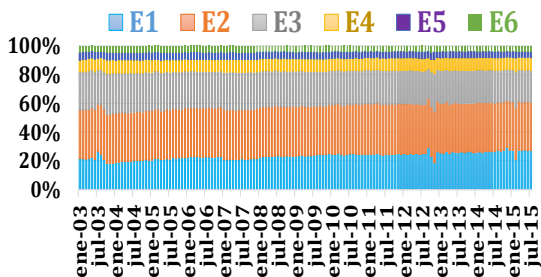
Gráfica 24. Crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica 2004 – 2015.



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Al examinar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de hogares, en los últimos 12 años, sólo el estrato 1 ha incrementado su participación (Gráfica 25). En ese lapso, su participación en el consumo de energía de los hogares pasó de 21% a 27%. Por su parte, el estrato 2 se mantiene como el de mayor participación, siendo el 33% del consumo total de energía eléctrica en hogares.

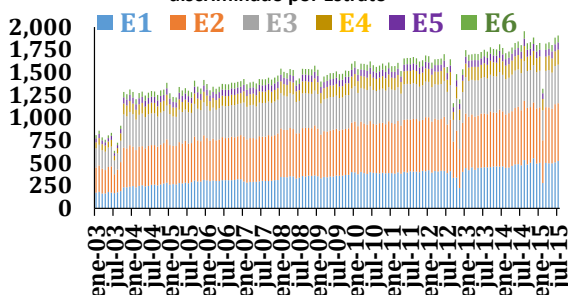
Gráfica 25. Participación de Cada Estrato en la Demanda de Energía Eléctrica en Hogares



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

En los demás estratos, la participación se mantuvo constante, resaltando el hecho que los estratos 1 y 2 sumados constituyen actualmente el 60% de la demanda de hogares, que sube al 83% si se agrega el estrato 3 (Gráfica 26).

Gráfica 26. Consumo de Energía Eléctrica en Hogares discriminado por Estrato

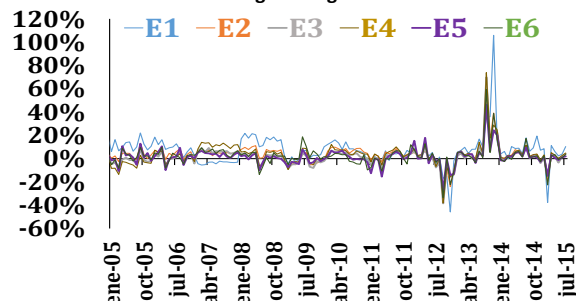


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

A julio de 2015, de los 1907 GWh que consumen los hogares: 523 se consumen en el estrato 1, 636 en el estrato 2, 426 en el estrato 3, 166 en el estrato 4 y sólo 80 y 75 en los estratos 5 y 6 respectivamente

La mayor participación de los estratos de personas de menor ingreso, 1 y 2, incide gracias a la presencia de subsidios, en su mayor dinámica de consumo.

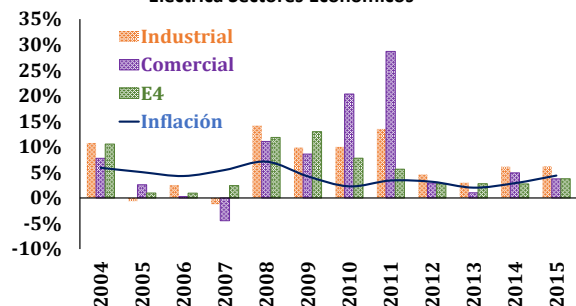
Gráfica 27. Incremento anual del consumo de energía eléctrica en hogares según estratos



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Por tanto, son los hogares de ingresos bajos, los que sustentan el mayor crecimiento de la demanda regulada durante el tercer trimestre de 2015, siendo además la cuota del mercado donde se sustenta el consumo de energía eléctrica. Claramente la tendencia, en los últimos 10 años, año tras año, es el aumento del consumo de estratos bajos y la estabilidad con tendencia a la baja en el consumo en los estratos altos (Gráfica 27 – 28).

Gráfica 28. Crecimiento Anual en Precio KWh Energía Eléctrica Sectores Económicos



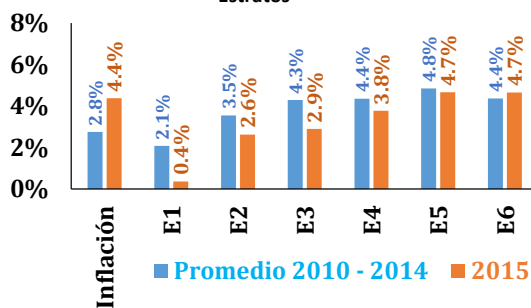
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Caracterizado el consumo de energía eléctrica por sectores económicos y estratos, sigue la revisión al esquema de precios. La regulación en el sector eléctrico establece reglas para la determinación de precios.

Además, al brindar subsidios en estratos bajos, y cobrar contribuciones en estratos altos, distorsiona los precios, por lo cual éstos pueden no necesariamente revelar las condiciones de mercado.

Al contrastar la variación del precio kWh en la industria, el comercio y el estrato 4 (que no recibe subsidios ni hace contribuciones), ha seguido una tendencia descendente, al igual que el comportamiento que en general los precios de la economía colombiana han tenido, y que revela la baja inflación que Colombia presenta, actualmente en 5.4% (Gráfica 29).

Gráfica 29. Variaciones de Precios en Tarifas de Energía por Estratos



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

El ejercicio muestra una progresividad en el ajuste de los precios, esto es, tarifas con mayores incrementos anuales en estratos correspondientes a los niveles mayores de ingresos. De hecho, con excepción de las tarifas para estrato uno, en los demás estratos los incrementos en precios superan el nivel de inflación.

4. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA. UN MERCADO INELÁSTICO PERO CADA VEZ MÁS SENSIBLE A LOS PRECIOS

La estimación que se presenta de la elasticidad precio – demanda permite determinar la sensibilidad del consumidor en las cantidades efectivamente demandadas de energía eléctrica frente a variaciones en los precios.

El análisis realizado para el presente informe ha hecho una estimación diferencial con y sin subsidio para determinar el impacto de éste en la sensibilidad de la demanda de energía eléctrica, a partir de dos metodologías:

- a. Estimación Continua - No Paramétrica. A partir de la formulación de la elasticidad determinada por η :

$$\eta = \left| \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}}} \right| = \beta_1 \quad (1)$$

El valor de la elasticidad η viene dado por el valor absoluto de β_1 , que se obtiene de las regresiones de las demandas estimadas de energía eléctrica. Si el valor absoluto del parámetro β_1 se ubica entre 0 y 1, la demanda se considera inelástica con respecto al precio, es decir, la demanda del bien analizado (bien i) es insensible a las variaciones en el precio del mismo bien, por cuanto un aumento del 1% del precio, produciría una variación (en teoría negativa) menos que proporcional en la demanda.

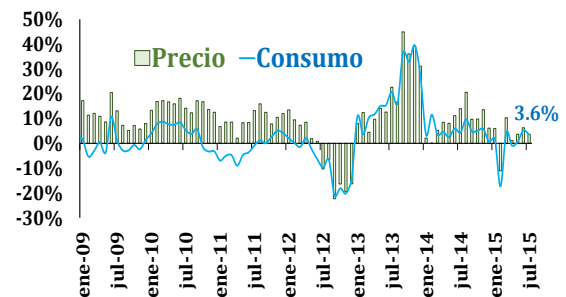
El resultado obtenido, permite establecer para cada unidad de tiempo, el valor de la elasticidad precio – demanda.

- b. Estimación Paramétrica Se estima la demanda de energía eléctrica Q_{it} a partir de un modelo logarítmico en función del logaritmo del precio P_{it} del KWh (alternativamente la facturación) y el rezago de la demanda de energía eléctrica (con el propósito de evitar sesgos en el pronóstico por autocorrelación):

$$\log Q_{it} = \beta_0 + \beta_1 \log P_{it} + \beta_2 \log Q_{i,t-1} + \epsilon_t \quad (2)$$

El resultado permite obtener una elasticidad para todo el período analizado, o elasticidad resumen, que determina una elasticidad por cada período de análisis.

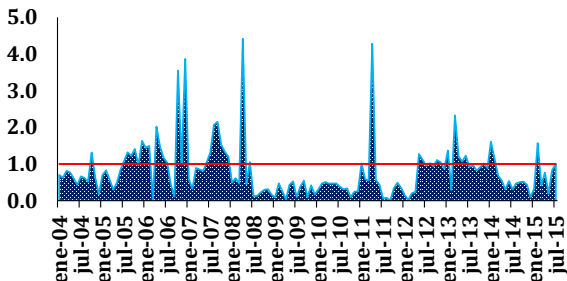
Gráfica 30. Variación Anual del Precio Vs Variación Anual del Consumo de la Demanda Global de Energía Eléctrica en Colombia



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Cuando se revisa comparativamente la evolución del precio con la del consumo (variaciones anuales) se encuentra que, *a priori*, las variaciones del consumo han sido menos que proporcionales a los cambios de precio (línea azul por debajo del rectángulo verde en). Esto evidencia una demanda inelástica.

Gráfica 31. Elasticidad Precio – Demanda de la Demanda Global de Energía Eléctrica

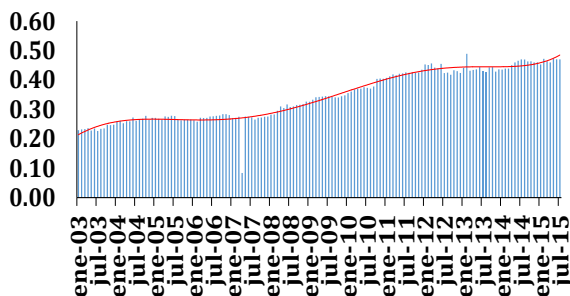


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Una gráfica basada en la estimación puntual de la elasticidad (elasticidad no paramétrica) evidencia una tendencia a largo plazo de ser la demanda de energía inelástica, característica propia de mercados con presencia de monopolios, como sucede con la energía eléctrica en la distribución y algunos mercados de comercialización en Colombia (Gráfica 31).

La estimación econométrica de la elasticidad aplicada a cada observación para la demanda de energía eléctrica y su precio promedio en Colombia entre 2003 y 2015, muestra una demanda inelástica, con el valor agregado de indicar una tendencia de largo plazo a incrementarse, pero distante de ser una demanda elástica.

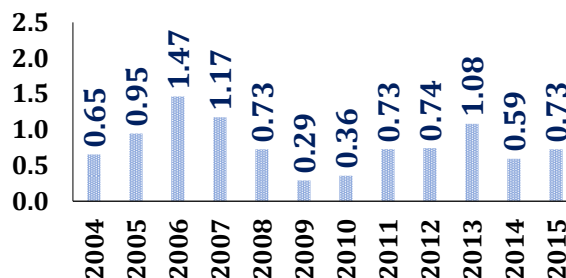
Gráfica 31. Estimación Econométrica Dinámica de Elasticidad Precio – Demanda de la Energía Eléctrica en Colombia



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Una última estimación se ha realizado, tomando la demanda global de energía eléctrica, pero haciendo el análisis desagregado por años. La ventaja frente a los otros ejercicios es la sensibilidad que la demanda de energía eléctrica presenta frente a variaciones del precio.

Gráfica 32. Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica en Colombia



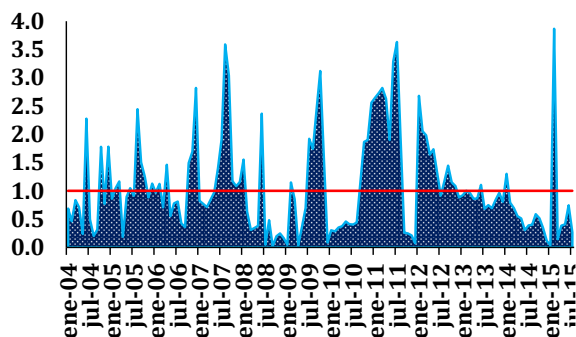
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

El ejercicio para Colombia muestra que la demanda de energía eléctrica en 2015 sigue siendo inelástica, pero su sensibilidad pasó de 0.59 a 0.73, reflejando mayores precios de la energía, e indicaría el riesgo que la demanda se torne cada vez más sensible a cambios bruscos en los niveles de precio, como acontece cuando se presentan fenómenos del niño prolongados (Gráfica 32). Solamente en tres años, la demanda de energía eléctrica fue elástica (2006, 2007 y 2013).

El análisis posterior a desarrollar es la discriminación del ejercicio de la elasticidad precio – demanda para cada uno de los componentes de la demanda de energía eléctrica: industria, comercio y hogares.

La estimación para la industria muestra una mayor sensibilidad con relación al resto de la demanda, con períodos de alta elasticidad en la segunda mitad de la década anterior, cuando por cuenta del Fenómeno del Niño hubo un fuerte incremento en el precio de la energía (Gráfica 33).

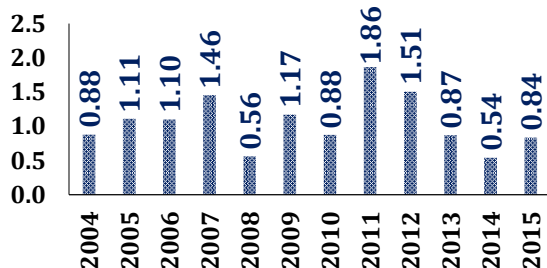
Gráfica 33. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Sector Industrial



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

En el caso de la industria, se exhibe una tendencia a ser menos inelástica con relación al resto de la demanda de energía eléctrica.

Gráfica 34. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Industria en Colombia



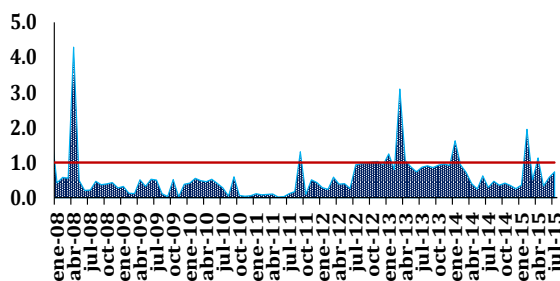
Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

De acuerdo a esta medición, el coeficiente de elasticidad se ha ubicado seis veces en los últimos 12 años, por encima de uno, lo que indica un bien con demanda elástica.

Aunque la elasticidad de la industria a 2015 se ubica en 0.84, lo que indica que un incremento del 1% del precio genera una variación de la demanda de 0.84%, es un valor que indica un mayor riesgo de la demanda a ser menos inelástica con ajustes más drásticos en precios (Gráfica 34).

Entre 2014 y 2015, la elasticidad precio – demanda se incrementó 30 puntos básicos, mostrando una mayor sensibilidad de la demanda frente a incrementos en los precios en 2015.

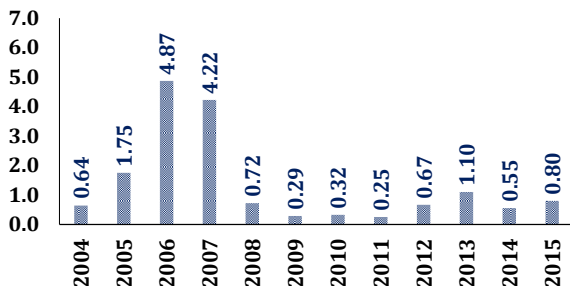
Gráfica 35. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Sector Comercial



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Para el caso del sector comercial, la elasticidad precio – demanda ha mostrado una tendencia clara a ser inelástica, aunque también exhibe en 2015 un repunte que revela una mayor sensibilidad frente a los precios (Gráfica 35).

Gráfica 36. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Sector Comercial

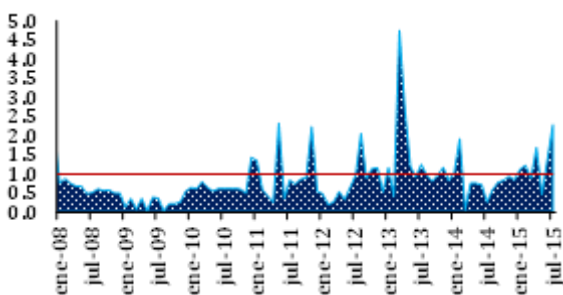


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

La evolución de la elasticidad precio – demanda en el sector comercial, indica una tendencia al alza, lo que implica una creciente sensibilidad de la demanda frente a variaciones en los precios de la energía eléctrica (Gráfica 36).

La parte final del análisis se centra en la elasticidad precio – demanda para los hogares, considerando los seis estratos bajo los cuáles se analizan.

Gráfica 37. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica. Estrato 1

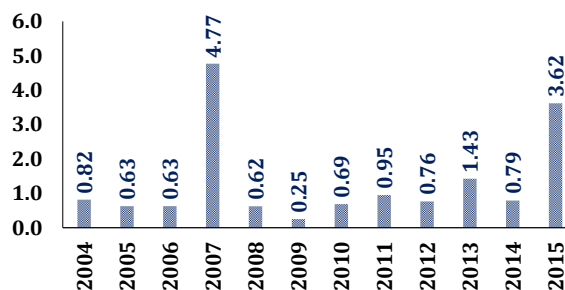


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

En el caso del Estrato 1, la elasticidad ha permanecido por debajo de uno, durante la mayoría de los meses considerados en el análisis; sin embargo, revela una tendencia al alza a partir de enero de 2013 (Gráfica 37).

El seguimiento hecho a la elasticidad precio – demanda desde 2004, muestra que en sólo tres años ha estado por encima de uno: 2007, 2013 y 2014. No obstante, desde 2010 es evidente una tendencia a un mayor valor de la elasticidad precio – demanda, advirtiendo una mayor sensibilidad en la demanda de energía eléctrica frente al precio (Gráfica 38).

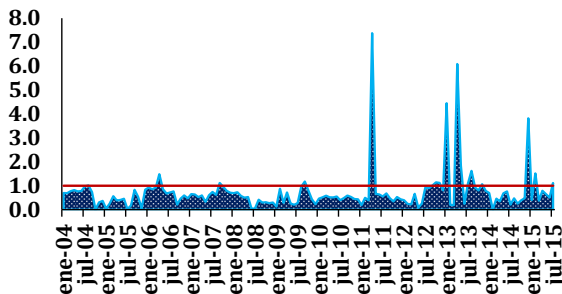
Gráfica 38. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Estrato 1



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

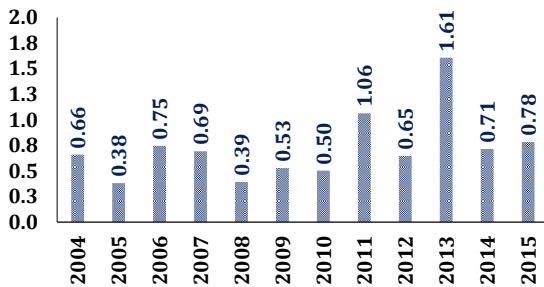
En el caso particular de 2015, la elasticidad precio – demanda ha tenido un repunte que indica, dado el bajo incremento de los precios de la energía eléctrica durante el primer semestre (con relación al gas), un incremento de la demanda más que proporcional a variaciones en los precios, o que responde a factores no asociados al precio, como acontece en ciudades y regiones que se han afectado en Colombia por la presencia del Fenómeno del Niño, hecho que incrementa la demanda de energía eléctrica de forma independiente al comportamiento de los precios.

Gráfica 39. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica. Estrato 2



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Gráfica 40. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Estrato 2



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

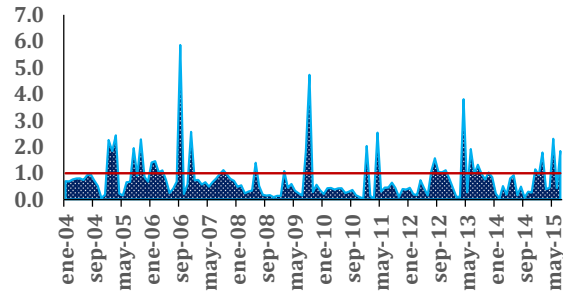
En el caso del estrato 2, aunque la demanda de energía eléctrica es inelástica, presenta desde 2011 una tendencia al alza, que ha llevado a que la elasticidad sea mayor en 2015 con relación a los niveles que presentó hasta 2012 (Gráficas 39 – 40). El dato para 2015 indica que un incremento del 1% en el precio de la energía eléctrica, genera una variación de la demanda de energía eléctrica de 0.78%.

No obstante, la volatilidad que revelan las variaciones en el comportamiento de la elasticidad precio – demanda, muestran mayor sensibilidad en los precios en el estrato 2 con relación al estrato 1.

La importancia de los cambios en la elasticidad radica en el hecho que el consumo

de estratos 1 y 2 concentra el 60% de la demanda total de energía, y que por tanto, una demanda elástica en estos estratos afecta directamente la demanda regulada.

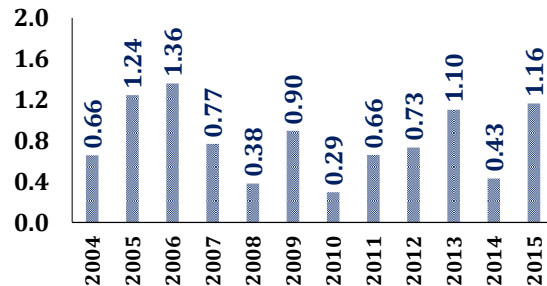
Gráfica 41. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica. Estrato 3



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

La demanda de energía eléctrica del estrato 3 se presenta con períodos más frecuentes de elasticidad mayor a uno (Gráficas 41 – 42). El seguimiento anual de la elasticidad muestra en los últimos 4 años una tendencia al alza, que en 2015 se ha hecho evidente, con un valor de 1.16, e indica que, frente a variaciones del 1% en el precio, se dan variaciones en la demanda de 1.6%.

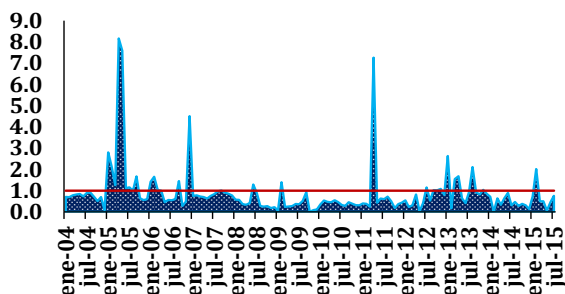
Gráfica 42. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Estrato 3



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Un aspecto que evidencia el comportamiento de la elasticidad de la demanda de energía eléctrica, es el que evidencia que la presencia de subsidios no afecta *a priori* la sensibilidad de la demanda ante cambios en los precios.

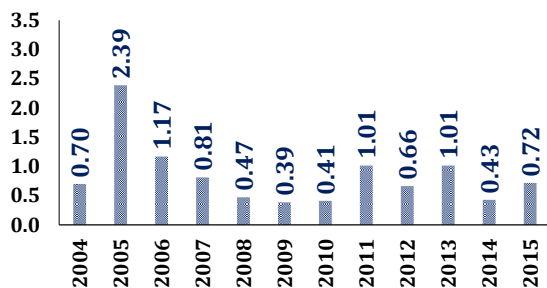
Gráfica 43. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica. Estrato 4



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

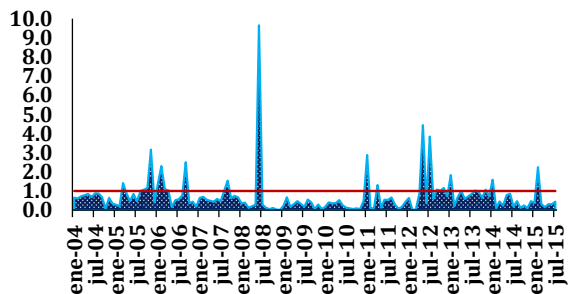
La demanda de energía eléctrica del estrato 4 muestra una demanda más inelástica con relación a las demandas de los estratos bajos. A 2015, la elasticidad de 0.72 indica que por cada 1% que se incrementa el precio de la energía eléctrica, la demanda varía 0.72%, menos que proporcional (Gráficas 43 – 44). La tendencia desde 2007, ha sido una progresiva disminución de la elasticidad, lo que muestra una demanda potencialmente más estable con relación a la demanda de los estratos bajos.

Gráfica 44. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Estrato 4



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

Gráfica 45. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica. Estrato 5

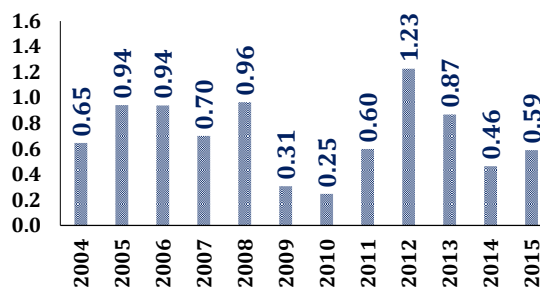


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

La demanda de energía eléctrica en el estrato 5, al igual que en el estrato 4, no ha tenido periodos significativamente prolongados donde fuese elástica (Gráficas 45 – 46).

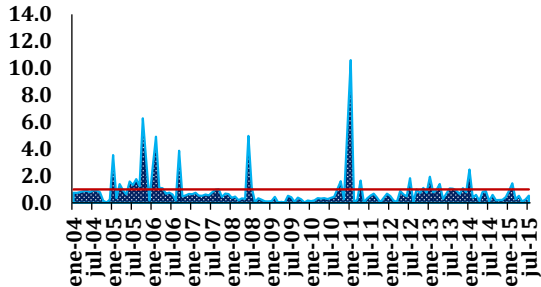
Para 2015 la elasticidad se ha ubicado en 0.59 reflejando una variación de 0.59% en la demanda frente a cambios del 1% en el precio. Si se comparan las cifras de elasticidad del estrato 5 en los últimos 5 años con las de los estratos 1 al 4, es el estrato 5 quien presenta la menor sensibilidad frente a los precios, en un contexto de repunte de precios por el mayor costo de adquisición de la energía en bolsa por el Fenómeno del Niño.

Gráfica 46. Evolución de la Elasticidad Precio – Demanda de Energía Eléctrica: Estrato 5



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

**Gráfica 47. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica.
Estrato 6**

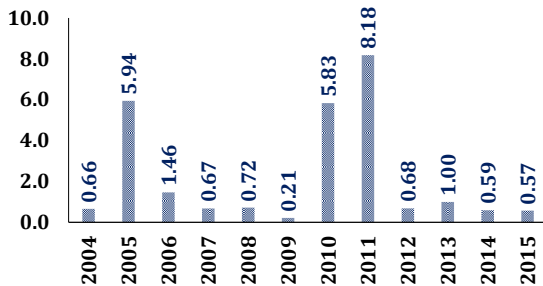


Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

En el caso de la demanda de energía eléctrica en el estrato 6, se mantiene una tendencia a la baja en la elasticidad precio – demanda. El seguimiento anual de la elasticidad muestra claramente su menor sensibilidad a los precios desde 2012 (Gráficas 47 – 48).

Si se contrastan los resultados del análisis de elasticidad precio – demanda para Colombia, con el incremento que ha presentado la demanda regulada, del orden del 7% anual a septiembre, se evidencia que el consumo adicional de energía eléctrica proveniente de estratos bajos (1 – 2) es el que explica el repunte de la demanda nacional de energía eléctrica, pero no la actividad económica, como tampoco el consumo de estratos altos.

**Gráfica 48 Evolución de la Elasticidad
Precio – Demanda de Energía Eléctrica:
Estrato 6**



Fuente: XM – CÁLCULOS UPME

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

En la presente revisión, la demanda de energía eléctrica para el periodo de enero a septiembre del 2015, ha tenido un crecimiento del 3,65%, estando 0,28% por encima del crecimiento en el mismo período para 2014. Esto se debe primordialmente, al fenómeno climático de “El Niño” que viene afrontando nuestro país.

Se estima que para el período comprendido entre Julio de 2015 a Julio de 2016, la demanda de energía eléctrica alcance un crecimiento del 3,78%, siendo este período en donde el fenómeno climático se desarrolle. Esto se traduce en un aumento del 0,7% con respecto al mismo período en 2014.

De manera similar, para la demanda de potencia máxima para el periodo de enero a septiembre del 2015, ha tenido un crecimiento del 2,87%, estando 1,75% por encima del crecimiento en el mismo período para 2014. Para el período comprendido entre Julio de 2015 a Julio de 2016, la demanda de energía eléctrica alcance un crecimiento del 5,56%, traduciéndose en un aumento del 4,2% con respecto al mismo período en 2014.

La metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación, que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos que permitan identificar los cambios, tanto en bases de datos, como en las metodologías.

La incorporación de la demanda constituida como Grandes Consumidores Especiales (GCE), se realiza de acuerdo a una constante verificación del avance de dichas conexiones y se ajusta en función de los retrasos en la ejecución real verificada.

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-Infantas) y OXY, los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores Existentes”, se puede apreciar un aumento importante en su participación en la demanda total del SIN:

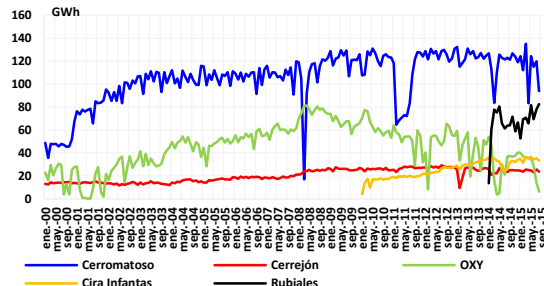
- Energía eléctrica: pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,21% en agosto de 2015.
- Potencia máxima: pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,13% en agosto de 2015.

Lo anterior muestra un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda capturada por el SIN.

Dentro de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME se toma la información del SIN, la cual incluye la información de estos agentes, por lo que está incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total.

A continuación se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

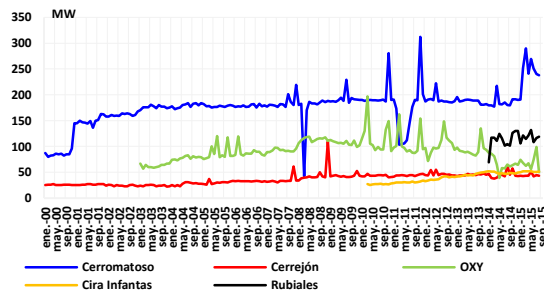
Gráfica 49. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

Se puede apreciar que OXY ha disminuido su demanda, debido a que su actividad ya se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

Gráfica 50. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)



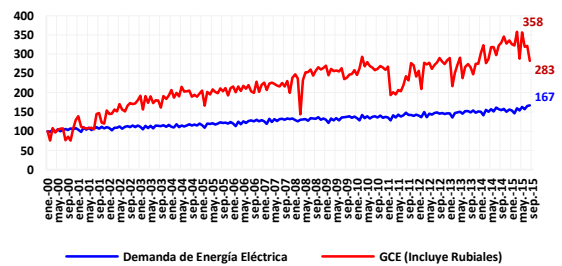
Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN, tomando como base a enero del 2000, de lo cual se puede observar que:

- Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a agosto de 2015 ha crecido 2,83 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,67 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del

SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad. (Gráfica 51).

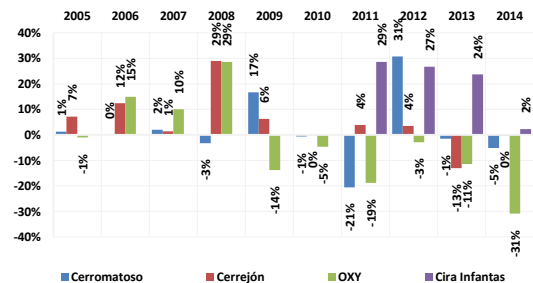
Gráfica 51. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 52), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Carrejón (5.02%), Cerromatoso (1.96%), Cira Infantas (20.31%) y OXY (-2.98%).

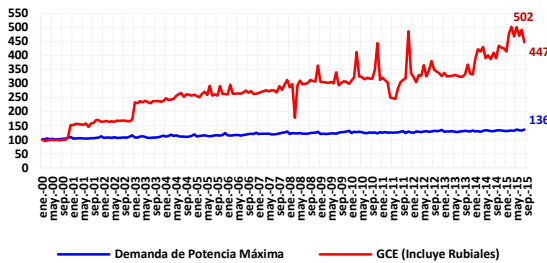
Gráfica 52. Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

- Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a agosto de 2015 ha crecido 4,47 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,36 veces. (Gráfica 53).

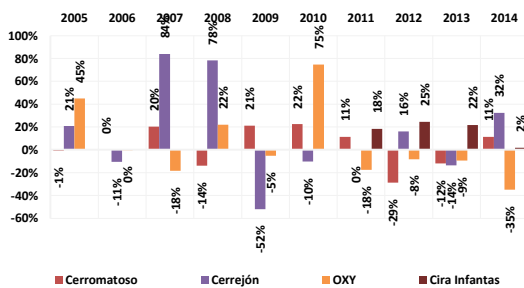
Gráfica 53. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 54), muestran distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Carrejón (14.48%), Cerromatoso (3.10%), Cira Infantas (16.60%) y OXY (4.76%).

Gráfica 54. Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

5.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos³ (explicado en los informes de julio y noviembre 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.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) 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 5:

³ CASTAÑO V., ELKIN. *Revista Lecturas de Economía* No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".

Tabla 5. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2015)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Junio 2014)	DANE
		Trimestral (Septiembre 2015 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	POB	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Los modelos empleados para la construcción del modelo de largo plazo en esta revisión fueron: un modelo VAR endógeno, un VAR exógeno, y un modelo VEC con variables exógenas (población, temperatura y variable simulada de tipo impulso o escalón “Dummy” – 09/2010 a 03/2011).

La estimación eficiente de las ponderaciones se realizó otorgándole mayor valor al modelo que cumpliera con los parámetros más idóneos. Los parámetros calificados fueron: los criterios de Akaike, Schwarz y el Logaritmo de Máxima Verosimilitud Conjunto. El resultado de dicho análisis dio como resultado las siguientes participaciones: Modelo VAR endógeno (22%), Modelo VAR exógeno (31%) y Modelo VEC (47%).

A continuación en la Tabla 6, se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media

Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Se espera que el crecimiento alcance su potencial en un 2,95% para 2015 y de un 3,45% en 2016. (Revisión Septiembre de 2015)

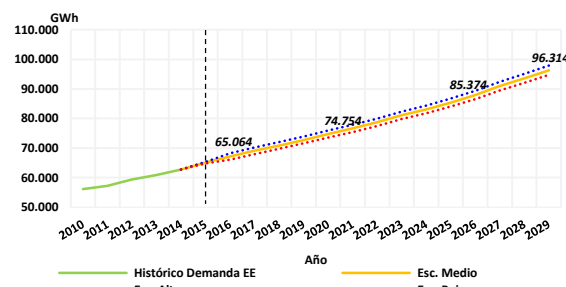
Tabla 6. Principales Supuestos Macroeconómicos, Sociales y Climáticos empleados en las proyecciones

	PIB (Precios Constantes – Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Millones de Habitantes)
2010	424,599	23.60	45,918
2011	452,578	23.83	46,406
2012	470,880	24.29	46,881
2013	494,124	24.36	47,342
2014	516,619	23.81	47,791
2015	531,853	23.86	48,229
2016	550,196	24.03	48,654
2017	574,278	24.45	49,068
2018	597,932	24.37	49,469
2019	622,419	24.44	49,856
2020	647,449	24.71	50,229
2021	673,509	24.39	50,587
2022	700,392	24.46	50,931
2023	728,521	24.97	51,261
2024	757,772	24.18	51,576
2025	788,166	24.32	51,878
2026	819,880	24.37	52,165
2027	852,825	24.86	52,439
2028	887,078	24.35	52,698
2029	922,809	24.29	52,944

Fuente: DANE - Cálculos UPME IDEAM Organización Naciones Unidas (ONU)
Revisión: Septiembre de 2015 2013 Junio de 2015

	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2010	3,97%	0,02%	1,10%
2011	6,59%	0,98%	1,06%
2012	4,04%	1,94%	1,02%
2013	4,94%	0,30%	0,98%
2014	4,55%	-2,28%	0,95%
2015	2,95%	0,23%	0,92%
2016	3,45%	0,69%	0,88%
2017	4,38%	1,75%	0,85%
2018	4,12%	-0,33%	0,82%
2019	4,10%	0,29%	0,78%
2020	4,02%	1,10%	0,75%
2021	4,02%	-1,29%	0,71%
2022	3,99%	0,32%	0,68%
2023	4,02%	2,09%	0,65%
2024	4,02%	-3,18%	0,62%
2025	4,01%	0,59%	0,58%
2026	4,02%	0,19%	0,55%
2027	4,02%	2,04%	0,52%
2028	4,02%	-2,07%	0,49%
2029	4,03%	-0,26%	0,47%

Gráfica 55. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

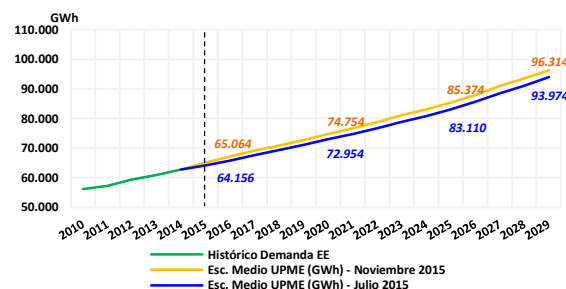
Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 de 2,90% en el escenario medio.

En la Tabla 7, 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 7. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	65.331	65.064	64.799
2016	68.234	67.161	66.095
2017	70.164	69.060	67.964
2018	71.984	70.851	69.726
2019	73.884	72.721	71.567
2020	75.949	74.754	73.567
2021	77.879	76.654	75.437
2022	79.973	78.715	77.466
2023	82.369	81.073	79.786
2024	84.393	83.066	81.747
2025	86.738	85.374	84.020
2026	89.387	87.982	86.587
2027	92.374	90.923	89.481
2028	95.035	93.542	92.059
2029	97.851	96.314	94.788

Gráfica 56. Comparación Julio vs Noviembre de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 2,38% en el periodo 2015 – 2029, debido en gran parte al fenómeno climático que está viviendo nuestro país, ya que la demanda de energía eléctrica ha aumentado a raíz de éste.

A continuación, en la Gráfica 55 se ilustran los resultados:

5.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

El modelo de largo plazo emplea los datos obtenidos de la proyección 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.

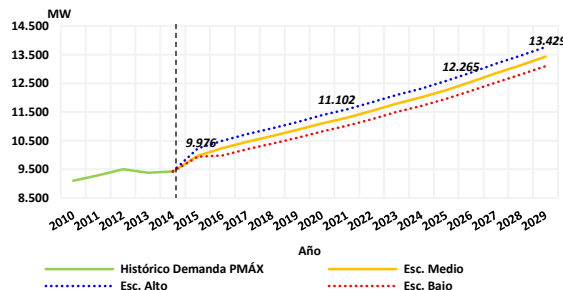
La Tabla 8 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 8. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.231	9.976	9.941
2016	10.500	10.238	9.982
2017	10.730	10.463	10.202
2018	10.934	10.662	10.396
2019	11.150	10.872	10.601
2020	11.386	11.102	10.825
2021	11.593	11.304	11.021
2022	11.831	11.536	11.248
2023	12.098	11.796	11.502
2024	12.319	12.011	11.712
2025	12.579	12.265	11.959
2026	12.872	12.551	12.238
2027	13.182	12.853	12.533
2028	13.469	13.133	12.805
2029	13.773	13.429	13.094

La Gráfica 57 muestra los resultados de esta proyección para el período 2015-2029.

Gráfica 57. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

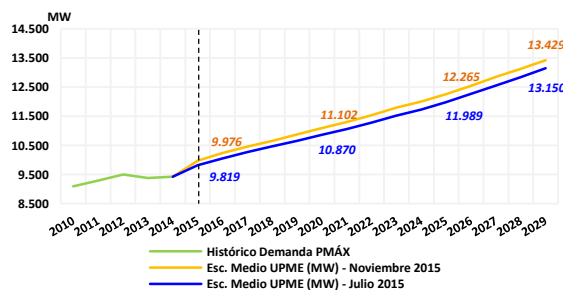


Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

Se estima que la demanda de potencia máxima en el escenario medio – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” – tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 de 2,39%.

En la Gráfica 58 se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en marzo de 2015 y esta revisión.

Gráfica 58. Comparación Julio vs Noviembre de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 2,07% en el periodo 2015 - 2029.

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. Cabe anotar que la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre de 2013 a marzo de 2015. La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 9:

Tabla 9. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2029)	XM
			UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2015)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2029)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

La Tabla 10 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

Tabla 10. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

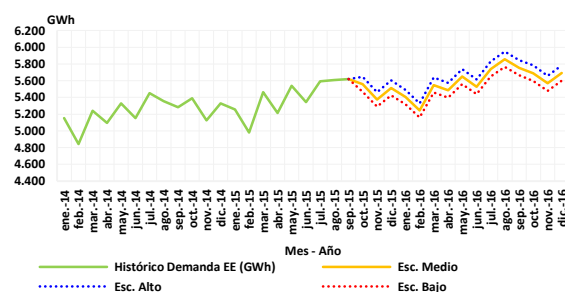
Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-15	5.648	5.558	5.468
nov-15	5.463	5.376	5.289
dic-15	5.604	5.514	5.425
ene-16	5.491	5.404	5.317
feb-16	5.328	5.243	5.159
mar-16	5.639	5.549	5.460
abr-16	5.572	5.486	5.400
may-16	5.738	5.649	5.560

⁴SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea:

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-16	5.615	5.527	5.441
jul-16	5.829	5.739	5.650
ago-16	5.949	5.857	5.765
sep-16	5.846	5.756	5.666
oct-16	5.783	5.690	5.598
nov-16	5.659	5.568	5.478
dic-16	5.786	5.694	5.602

La Gráfica 59 muestra los valores proyectados entre octubre de 2015 y diciembre 2016:

Gráfica 59. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

Las proyecciones mensuales entre 2015 y 2029 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad⁴.

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, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 11:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

Tabla 11. Variables de la Demanda de PMÁX a Corto Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2015)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2029)	XM
			UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

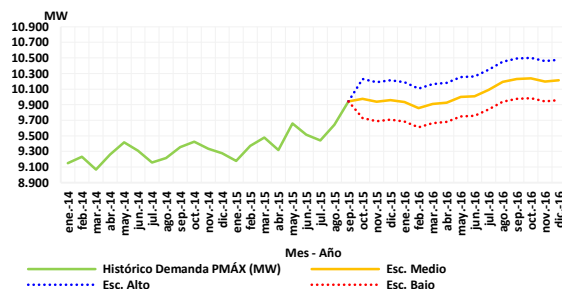
A continuación, en la Tabla 12 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período octubre 2015 - diciembre 2016.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-15	10.231	9.976	9.727
nov-15	10.190	9.936	9.688
dic-15	10.212	9.957	9.709
ene-16	10.187	9.932	9.685
feb-16	10.107	9.855	9.609
mar-16	10.163	9.909	9.662
abr-16	10.181	9.927	9.679
may-16	10.254	9.998	9.749
jun-16	10.264	10.007	9.758
jul-16	10.348	10.089	9.838
ago-16	10.452	10.191	9.937
sep-16	10.493	10.231	9.976
oct-16	10.500	10.238	9.982
nov-16	10.459	10.198	9.944
dic-16	10.476	10.214	9.959

Estos valores se ilustran en la Gráfica 60.

Gráfica 60. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

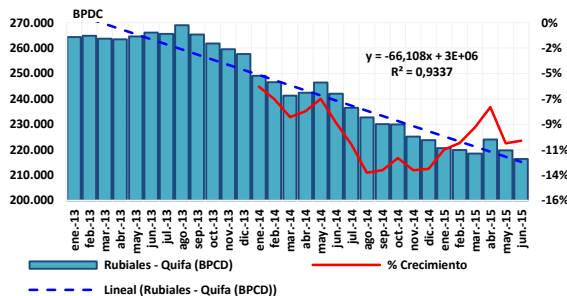
5.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

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

Los valores de la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima para Rubiales se recalcularon, ya que ha aumentado su demanda, tanto en energía eléctrica como en potencia máxima. Esto se debe en gran medida a que en el mes agosto el país produjo cerca de 966.000 barriles promedio diario, siendo éste un aumento frente al mes de julio del presente año. De otra parte el Ministro de Minas y Energía, Tomás González afirmó que *“Se seguirá buscando mantener una producción lo más cercana posible al millón de barriles (...) Acercarnos al millón de barriles promedio es acercarnos al billón de pesos para inversión social”*.

Así mismo, destacó el restablecimiento de las operaciones en los campos de producción del departamento de Arauca y la entrada en producción de 24 pozos nuevos en los campos Rubiales y Pirirí”. (PORTAFOLIO, 2015)

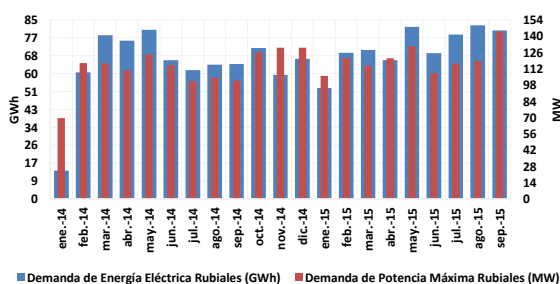
Gráfica 61. Producción Fiscalizada de Petróleo – Campo Rubiales (BPCD)



Fuente: UPME, Base de Datos ANH, 2015.

Por otra parte, la capacidad de producción durante el periodo enero – junio de 2015 con respecto al mismo periodo del año anterior, se disminuyó en 2,78 puntos porcentuales (pasando de un crecimiento del -7,35% a -10,13% en el periodo de estudio. Datos calculados de los reportes de la ANH, 2015 - Gráfica 61).

Gráfica 62. Histórico de la demanda en electricidad y potencia para el GCE Rubiales



Fuente: UPME, Base de Datos ANH, 2015.

La Tabla 13 presenta los valores de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá, los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Tabla 13. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	759				
2015	892			60	
2016	1.178	1.899	775	247	
2017	1.221	2.000	1.276	247	
2018	1.096	2.079	1.278	247	1.313
2019	889	2.133	1.276	247	1.696
2020	662	2.148	1.276	247	1.844
2021	578	2.162	1.276	247	2.127
2022	479	2.161	1.278	247	2.393
2023	389	2.161	1.278	247	2.212
2024	317	2.161	1.278	247	2.296
2025	263	2.161	1.278	247	2.396
2026	217	2.161	1.278	247	2.363
2027	178	2.161	1.278	247	2.363
2028	146	2.161	1.278	247	2.363
2029	120	2.161	1.278	247	2.363

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedad Portuaria.

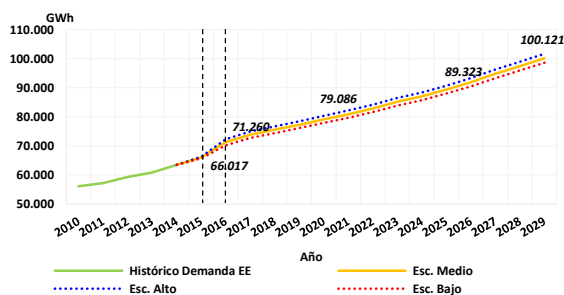
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 14:

Tabla 14. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	66,284	66,017	65,751
2016	72,333	71,260	70,194
2017	74,907	73,803	72,707
2018	77,998	76,865	75,740
2019	80,125	78,962	77,807
2020	82,125	80,930	79,742
2021	84,269	83,043	81,826
2022	86,531	85,273	84,024
2023	88,656	87,361	86,074
2024	90,692	89,365	88,046
2025	93,083	91,720	90,365
2026	95,652	94,247	92,852
2027	98,600	97,149	95,707
2028	101,229	99,736	98,253
2029	104,019	102,483	100,957

La Gráfica 63 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 3,09% entre 2015 a 2029 para el escenario medio de proyección.

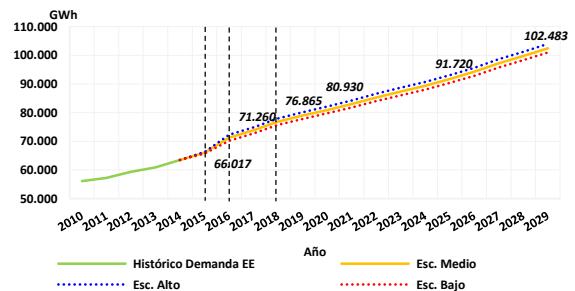
Gráfica 63. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

En la Gráfica 64 se muestra la proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,25% durante el periodo proyectado.

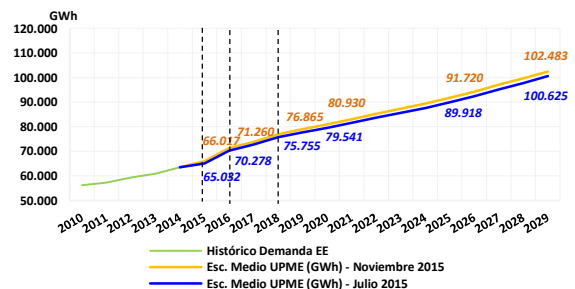
Gráfica 64. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

La Gráfica 65 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión. La diferencia radica en: la actualización de los valores (Drummond y Otras Ecopetrol), la entrada del GCE – Sociedades Portuarias -, y la nueva estimación de los valores para Rubiales. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 1,76% en el periodo 2015 - 2029.

Gráfica 65. Comparación Julio vs Noviembre de la Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

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 15 presenta los valores de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW), los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Tabla 15. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	130				
2015	155			37	
2016	177	285	155	37	
2017	183	300	155	37	
2018	164	312	155	37	270
2019	133	320	155	37	270
2020	99	322	155	37	270
2021	87	324	155	37	270
2022	72	324	155	37	270
2023	58	324	155	37	270
2024	48	324	155	37	270
2025	40	324	155	37	270
2026	32	324	155	37	270
2027	27	324	155	37	270
2028	22	324	155	37	270
2029	18	324	155	37	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 16 y en la Gráfica 67.

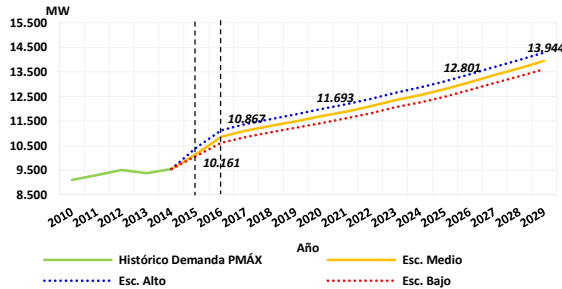
Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2025	13.374	13.060	12.754
2026	13.660	13.339	13.026
2027	13.964	13.635	13.315
2028	14.247	13.910	13.583
2029	14.547	14.203	13.868

Tabla 16. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.417	10.161	10.085
2016	11.129	10.867	10.612
2017	11.381	11.113	10.852
2018	11.837	11.564	11.298
2019	12.031	11.753	11.481
2020	12.236	11.952	11.675
2021	12.433	12.143	11.861
2022	12.657	12.362	12.074
2023	12.911	12.609	12.315
2024	13.121	12.814	12.514

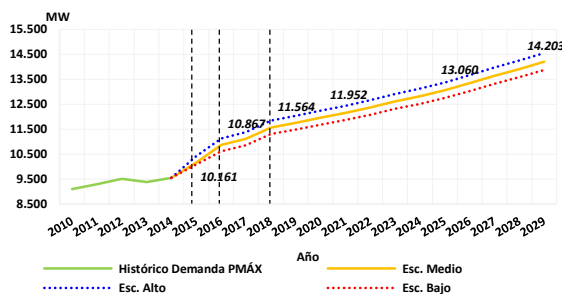
El crecimiento promedio anual de la proyección nacional más los GCE sería 2,57%, y si se adiciona a está la proyección de Panamá aumentaría en 0,13% entre 2015 a 2029.

Gráfica 66. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

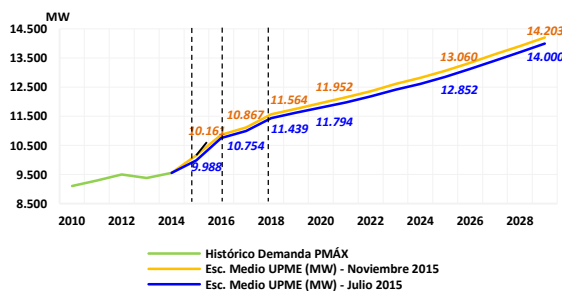
Gráfica 67. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

La Gráfica 68 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 1,42% en el periodo 2015 - 2029.

Gráfica 68. Comparación Julio vs Noviembre de la Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



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



Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

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 las revisiones de anteriores.

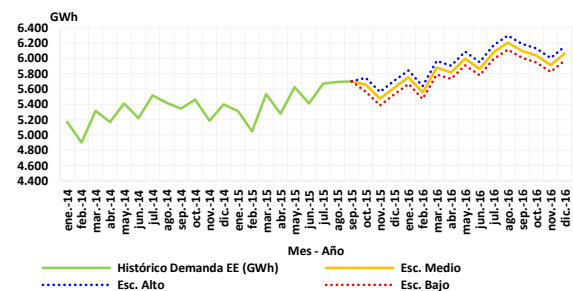
5.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 17 y en la Gráfica 69 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el periodo Octubre 2015 - Diciembre 2016, en donde se incluye la proyección de la demanda del GCE Rubiales.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-15	5.747	5.657	5.568
nov-15	5.562	5.475	5.388
dic-15	5.707	5.618	5.529
ene-16	5.842	5.755	5.668
feb-16	5.639	5.554	5.469
mar-16	5.968	5.878	5.789
abr-16	5.905	5.818	5.732
may-16	6.086	5.997	5.908
jun-16	5.951	5.864	5.777
jul-16	6.171	6.080	5.991
ago-16	6.295	6.203	6.112
sep-16	6.188	6.097	6.007
oct-16	6.132	6.039	5.947
nov-16	6.004	5.914	5.824
dic-16	6.154	6.061	5.969

Gráfica 69. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

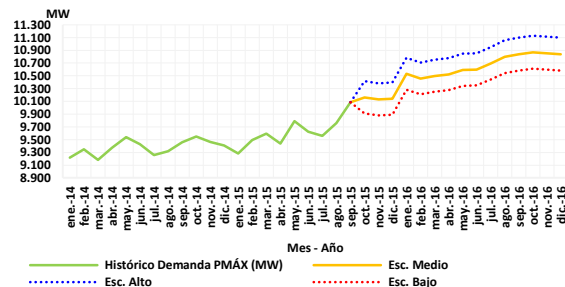
5.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 18 y en la Gráfica 70 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Mayo 2015 - Diciembre 2016, en donde se incluye la proyección de la demanda del GCE Rubiales.

Tabla 18. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-15	10.417	10.161	9.912
nov-15	10.383	10.128	9.881
dic-15	10.395	10.140	9.891
ene-16	10.783	10.529	10.281
feb-16	10.707	10.454	10.208
mar-16	10.751	10.498	10.251
abr-16	10.777	10.522	10.275
may-16	10.846	10.590	10.341
jun-16	10.855	10.599	10.349
jul-16	10.949	10.691	10.439
ago-16	11.059	10.798	10.544
sep-16	11.099	10.838	10.582
oct-16	11.129	10.867	10.612
nov-16	11.113	10.852	10.598
dic-16	11.097	10.836	10.581

Gráfica 70. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos (2015).** “Estadísticas de Producción. Producción fiscalizada de crudo”. En línea: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. (Consulta, Septiembre de 2015).
- **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. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2015).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Julio de 2015).
- **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).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2013).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Abril – Mayo de 2013).
- **PORTAFOLIO. (2015).** “Producción de crudo cae 3,3 por ciento frente al año pasado”. Portafolio.co. Negocios. Mayo 14 de 2015. Colombia. En línea: <http://www.portafolio.co/economia/petroleo-produccion-dia-no-supero-millon-barriles> (Consulta: Octubre 06 de 2015).
- **UN. UNITED NATIONS. (2015).** “Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2015 Revision. Excel Tables - Population Data. Total Population - Both Sexes”. United Nations, Department of Economic and Social Affairs. En línea: <http://esa.un.org/unpd/wpp/DVD/> (Consulta Octubre 06 de 2015).
- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2015).** “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 06 de 2015).
- **-----. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2015).** “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 06 de 2015).



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
Síganos 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

