

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

Revisión
Marzo de 2015



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

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

Revisión
Marzo 2015

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
1. Coyuntura Económica y demanda eléctrica en Colombia	8
2. Panorama Económico Mundial en el contexto de la fuerte caída del precio del petróleo: oportunidad para países desarrollados, desafío para Colombia	10
2.1 La Depreciación del Peso Colombiano: Oportunidad y Amenaza para el Crecimiento Económico.....	13
2.2 Inflación: después del crecimiento, la mayor preocupación en 2015.....	15
2.3 Crecimiento Económico Colombia 2015: ajuste en demanda interna y perspectivas optimistas para la Industria nacional.....	17
2.4 Colombia y el Mundo en 2015: Dólar fuerte, Petróleo Débil. El fin del boom de los Emergentes, Fortalecimiento de EE. UU y Recuperación Europa.....	18
3. Energía eléctrica y Actividad Económica en Colombia: baja correlación con el PIB y la Industria Nacional	22
4. Elasticidad Demanda – Precio en Energía Eléctrica en Colombia: baja sensibilidad de la demanda a los precios de mercado, sin una clara incidencia de la regulación	26
5. Grandes Consumidores (GC) y Demanda de Energía: Riesgos de contracción ante la reducción de inversión (CAPEX) por la caída en los precios de hidrocarburos	33
6. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia	38
6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual).....	39
6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual).....	41
6.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual).....	42
6.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual).....	43
6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	44
6.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual).....	46
6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual).....	48
6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	49
7. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario	50
7.1 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (sin induir GCE).....	50
7.2 Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada (induyendo GCE).....	51
8. Autogeneración y Cogeneración en Colombia	54
8.1 Marco Conceptual.....	54
8.2 Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración - Cogeneración.....	54
8.3 La “ <i>Demanda Oculta</i> ” en el SIN.....	56
9. Proyección Técnico - Económica del Consumo de Energía Eléctrica en Colombia	59
9.1 Contraste entre el Consumo Final Total y el Consumo de Energía Eléctrica.....	60
9.2 Consumo de Energía Eléctrica Sectorial.....	61

10. Escenarios de Consumo Final Total de Energía Eléctrica - WEO vs PEN.....	66
10.1 Consumo de Energía Eléctrica Mundial y Regional.....	66
10.2 Relación Escenarios WEO vs Escenarios PEN	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	70

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, casi todos desconectados de la red nacional

Se incluyen entre otros:

- I. El análisis detallado de la coyuntura económica colombiana y su relación con los cambios recientes en los mercados energéticos.
- II. El análisis de la correlación entre crecimiento económico y demanda de energía eléctrica.
- III. La actualización del análisis de la elasticidad demanda – Precio en Energía Eléctrica en Colombia y la baja sensibilidad de la demanda a los precios de mercado, sin una clara incidencia de la regulación.
- IV. Un análisis con base en el estudio: *“Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de Industria, Petróleo, Comercio y Público del País”* (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN), el cual hace un inventario de estas capacidades y que permiten reconstruir esa demanda que ha sido autoatendida por industrias

manufactureras, procesos extractivos y otros.

- V. las dimensiones de los escenarios en discusión del *“Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050”*, empleando el Modelo de Análisis de la Demanda de Energía (MAED). En el transcurso del informe se muestra un análisis del consumo total respecto a la energía eléctrica en cuanto a los sectores de: Industria (Manufactura), Agricultura, Construcción y Minería (ACM), Transporte, Servicios y Residencial. Los resultados se muestran en el enfoque propuesto de un estimativo de resultados para los diversos escenarios expuestos en el PEN. Esta dimensión es técnico-económica, que había sido anunciada en anteriores informes y que la industria eléctrica había solicitado.
- VI. los escenarios que contempla la IEA en el *“World Energy Outlook, 2014”*, los cuales son contrastados con los escenarios expuestos en el *“Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050”* (UPME, 2015), mostrando una perspectiva de como Colombia se ubicaría dentro del entorno del consumo energético Mundial y de América Latina en cada uno de los sectores: Industria, Transporte, Edificaciones y Otros.

Cada revisión de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima contemplan las sugerencias realizadas por los distintos agentes del mercado y del sector.

Agradecemos a las asociaciones, empresas y agentes del sector sus comentarios, críticas y sugerencias, que han sido un aporte

permanente en el mejoramiento de este análisis permanente.

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. Los valores recalculados para la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima de Rubiales, en el periodo 2015 – 2029. Esto se debe a la incertidumbre sobre el desarrollo cercano de los campos de Rubiales.
2. Determinación de los factores estructurales que determinan los cambios de tendencia de largo plazo en los componentes de la demanda energética.
3. Para la formulación del modelo técnico – económico, se ha avanzado en la revisión de consistencia interna de los supuestos, especialmente para la evolución tecnológica, económica y social.

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

- a. 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 actualizan y se recalculan los datos de GCE Rubiales desde 2015 a 2029.
- b. La actualización de los datos para cada una de las variables empleadas y la implementación de las estimaciones poblacionales por parte de la Naciones Unidas, ya que esta organización realiza proyecciones hasta 2100 de cada uno de los países.

- c. El seguimiento y la revisión en cuanto al escenario de crecimiento económico, teniendo en cuenta las proyecciones estimadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), además de algunas entidades como el Fondo Monetario Internacional y el Banco de la República.
 - d. Para el modelo técnico económico se emplearon: las características fundamentales de la evolución económica y social del país; y los factores tecnológicos que afectan el cálculo de la demanda, por ejemplo, la eficiencia y el potencial de penetración en el mercado del energético analizado.
- 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 DEE TOTAL SN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	66.404	65.356	64.310
2016	69.340	68.253	67.169
2017	72.188	71.072	69.959
2018	75.048	73.904	72.764
2019	76.917	75.747	74.580
2020	79.548	78.348	77.151
2021	81.732	80.505	79.281
2022	83.767	82.510	81.256
2023	85.565	84.275	82.989
2024	87.348	86.030	84.715
2025	89.480	88.130	86.783
2026	91.665	90.279	88.897
2027	94.106	92.681	91.260
2028	96.286	94.825	93.370
2029	98.757	97.260	95.766

- 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 DPMÁX TOTAL SIN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.279	10.025	9.777
2016	10.748	10.488	10.235
2017	10.974	10.709	10.450
2018	11.412	11.142	10.879
2019	11.587	11.312	11.044
2020	11.766	11.486	11.212
2021	12.058	11.773	11.495
2022	12.261	11.971	11.687
2023	12.480	12.184	11.895
2024	12.666	12.365	12.071
2025	12.892	12.584	12.285
2026	13.140	12.826	12.521
2027	13.392	13.072	12.760
2028	13.632	13.306	12.989
2029	13.902	13.570	13.245

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	7,6%	5,0%	2,4%
2016	4,6%	4,6%	4,7%
2017	2,1%	2,1%	2,1%
2018	4,0%	4,0%	4,1%
2019	1,5%	1,5%	1,5%
2020	1,5%	1,5%	1,5%
2021	2,5%	2,5%	2,5%
2022	1,7%	1,7%	1,7%
2023	1,8%	1,8%	1,8%
2024	1,5%	1,5%	1,5%
2025	1,8%	1,8%	1,8%
2026	1,9%	1,9%	1,9%
2027	1,9%	1,9%	1,9%
2028	1,8%	1,8%	1,8%
2029	2,0%	2,0%	2,0%

- 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	4,5%	2,8%	1,2%
2016	4,4%	4,4%	4,4%
2017	4,1%	4,1%	4,2%
2018	4,0%	4,0%	4,0%
2019	2,5%	2,5%	2,5%
2020	3,4%	3,4%	3,4%
2021	2,7%	2,8%	2,8%
2022	2,5%	2,5%	2,5%
2023	2,1%	2,1%	2,1%
2024	2,1%	2,1%	2,1%
2025	2,4%	2,4%	2,4%
2026	2,4%	2,4%	2,4%
2027	2,7%	2,7%	2,7%
2028	2,3%	2,3%	2,3%
2029	2,6%	2,6%	2,6%

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada

1. Coyuntura Económica y demanda eléctrica en Colombia.

La economía colombiana ha sido la de mayor crecimiento en Latinoamérica desde 2010 con un crecimiento promedio de 4.6%; al finalizar el tercer trimestre de 2014, las cifras oficiales muestran un crecimiento en la economía nacional de 5.1%.

Sin embargo, el último semestre, las perspectivas de crecimiento en la economía mundial se ha visto afectadas por tres hechos: el fortalecimiento del dólar americano, la expectativa por un crecimiento económico sólido en la economía de Estados Unidos, y la caída en los precios mundiales de los hidrocarburos, en particular del petróleo, cuya referencial Brent (al que se indexa el precio del crudo colombiano) cayó entre junio de 2014 y febrero de 2015, en los mercados de futuros, de USD 111 a USD 61.9

Para Colombia, es evidente que la perspectiva de precios bajos del petróleo, afecta negativamente su crecimiento; mientras el Banco de la República redujo su proyección de crecimiento de 4.5% a 3.6% para 2015, el Gobierno fue más cauteloso (considerando la estabilidad macroeconómica que caracteriza históricamente al país) bajando la meta de crecimiento 2015 de 4.5% a 4.0%.

El fortalecimiento del dólar, que pasó de USD 1,872 en Julio de 2014, a USD 2,497 al finalizar febrero, significa el quiebre estructural a una tendencia apreciadora que tuvo el peso colombiano como en general las monedas de las economías emergentes no dolarizadas, en los últimos 10 años, luego de la crisis de balanza de pagos exhibida por Brasil, Rusia y Argentina entre 2001 y 2002.

El fortalecimiento del dólar no implica por sí mismo, una amenaza para la economía colombiana. Para los inversionistas, entidades multilaterales (Banco Mundial, Fondo Monetario Internacional, BID) la economía colombiana es la economía de menores riesgos en Latinoamérica sin desconocer la afectación que principalmente en las finanzas públicas tendrá la caída acelerada que han tenido los precios del petróleo. Además, el nivel de reservas internacionales esta en su mayor nivel histórico, USD 47,000 MM que permiten al Bando de la República intervenir en el mercado cambiario en caso de ser necesario, así como respaldar el actual nivel de las obligaciones comerciales y financieras de Colombia con el resto del mundo.

Con la depreciación del peso colombiano, las exportaciones colombianas, en particular, las provenientes del sector manufacturero, se verán beneficiadas por mayor competitividad, dados los menores precios internacionales que ahora exhiben con relación a 6 meses atrás. Así mismo, la depreciación del peso forzaría una corrección de la cuenta corriente, a través de la balanza comercial (mayor crecimiento esperado en las exportaciones y desestimulando el crecimiento anual de las importaciones) y la balanza de servicios (desestimulando el endeudamiento externo, tanto del sector público como el sector privado).

Por su parte, la perspectiva optimista sobre el crecimiento de EE. UU con tasas por encima del 3% anual para 2015 y 2016, es una excelente noticia para las exportaciones colombianas dado que éstas tienen al país norteamericano como su principal destino.

El Gobierno Colombiano consciente de la necesidad de ahorrar recursos para enfrentar los menores ingresos por renta petrolera, consiguió prefinanciarse con anticipación en los mercados internacionales, y ha anunciado un recorte de los gastos de funcionamiento del 10% en 2015, además de congelar la nómina estatal.

No obstante, los esfuerzos no se pueden centrar solamente en la acción del Gobierno. La crisis de precios del petróleo, y la apreciación del dólar fuerza a la inversión privada a ser cautelosa y selectiva

La energía eléctrica, en este panorama, tiene enormes retos. El país ha venido avanzando de manera exitosa en la mayor cobertura de energía eléctrica, así como en el estímulo a programas para promover el uso eficiente de la energía, y asegurar el abastecimiento a los sectores industrial, comercial y residencial.

Aunque la actividad económica, que ha impulsado el crecimiento económico en los últimos 10 años no es intensiva en el consumo de energía, es el caso de la construcción y servicios financieros, la perspectiva de un dólar fuerte y de precios bajos en la emergencia derivados de la menor cotización en los mercados internacionales de gas, petróleo y carbón, estimularán la actividad industrial y el transporte, lo cual puede compensar la caída en el crecimiento de la minería y posibilitar que la economía colombiana siga el sendero de su crecimiento potencial (4% – 4.5 %)

Así mismo, el país tendrá que incrementar su producción petrolera y de gas, con miras a prolongar su autosuficiencia, aspecto que también implica el aumento de la capacidad del Sistema Integrado Nacional.

La gran fortaleza de la economía colombiana sigue siendo su demanda doméstica. En el caso de la demanda de energía eléctrica, esta se ha fortalecido con un crecimiento anual de 2.8% a Febrero de 2015; así mismo, los consumos a nivel residencial, industrial y comercial, crecen al comenzar 2015 al 4%, 6% y 5% anual respectivamente, en línea con el crecimiento económico, que se espera cierre en 2014 entre 4.5% y 4.8%.

La demanda de energía eléctrica en Colombia independientemente del estrato a nivel de hogares, o del sector, se ha fortalecido como una demanda inelástica, es decir, insensible a variaciones en el precio, lo que hace estable su nivel de consumo tendencial a largo plazo.

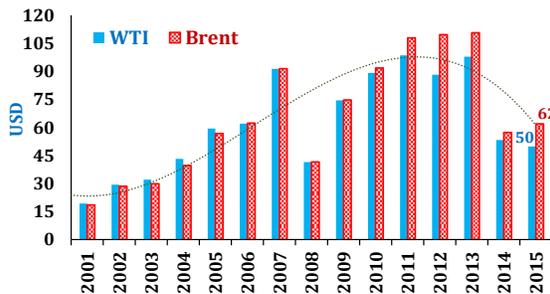
La principal preocupación la revisten los grandes consumidores, concentrados en la exploración de hidrocarburos, dado que ante un escenario pesimista de bajos precios, se están recortando las inversiones en capital y operación, lo cual pudiera reducir la demanda de energía eléctrica y aumentar la capacidad ociosa del sistema interconectado nacional.

Por tanto, las decisiones de inversión que se tomen por parte de las grandes petroleras a nivel mundial, junto a la revisión en la calificación de deuda que vienen realizando agencias de riesgo, serán determinantes en las expectativas acerca de la demanda de energía eléctrica, así como sobre los planes de expansión en la cobertura y capacidad, en procura de asegurar la optimalidad y la relación beneficio – costos de las futuras inversiones para mejorar la infraestructura del sector eléctrico nacional.

2. Panorama Económico Mundial en el contexto de la fuerte caída del precio del petróleo: oportunidad para países desarrollados, desafío para Colombia

Durante 5 años (Mar. 2009 – Jun. 2014) los mercados mundiales observaron un ciclo alcista en los precios del petróleo, durante el cual, éstos llegaron a un nivel máximo de USD 120/ barril. Sin embargo, en los últimos 9 meses, entre Junio de 2014 y Febrero de 2015, el precio del petróleo en promedio, disminuyó 52% para la referencia WTI y en 48% para la referencia Brent (Gráfica 1), cerrando en Febrero de 2015 a USD 50 (WTI) y USD 61 (Brent).

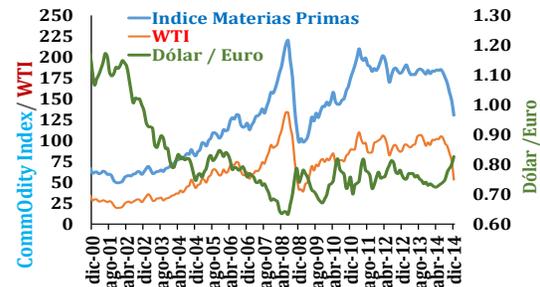
Gráfica 1. Precio Petróleo por Barril (WTI – Brent)



Fuente: Wood Mackenzie

En general, los mercados de materias primas presencian, además del petróleo, una brusca caída en los precios (Gráfica 2), no prevista por los analistas en sus previsiones hechas hasta antes de Junio de 2014.

Gráfica 2. Precios Materias Primas

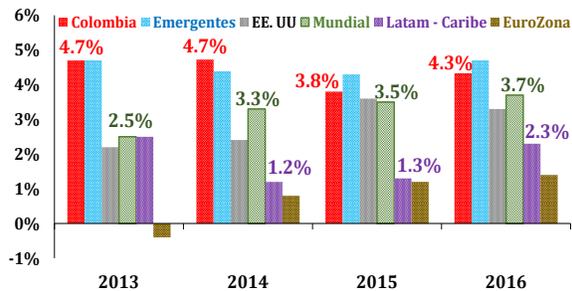


Fuente: Banco Mundial

Este nuevo entorno ha generado incertidumbre respecto a la duración de este ciclo de precios bajos de materias primas, y en particular, para el mercado de hidrocarburos, dada su alta incidencia en la dinámica del crecimiento económico mundial, y su alta participación en el nivel de ingresos fiscales de los países productores, situados en un nivel de ingreso per cápita medio-alto, como son los casos, de Oriente Medio, y en particular para Latinoamérica, de México, Brasil, Venezuela y Colombia.

El brusco descenso de los precios del petróleo tiene efectos asimétricos en la economía mundial, escenario que incluye a Latinoamérica; en suma, ponderando los ganadores (países importadores de materias primas) y perdedores (países exportadores de materias primas), el impacto es positivo y consecuencia de ello, es la revisión al alza en las previsiones del crecimiento económico mundial que sería en 2015 del 3.5%, y en 2016 del 3.7%, superiores al nivel promedio del 3% que exhibió en la presente década hasta 2014 (Gráfica 3).

Gráfica 3. Previsiones Crecimiento Económico 2015 – 2016



Fuente: Banco Mundial

No obstante, el principal ganador en este nuevo escenario de bajos precios de petróleo es Estados Unidos. El dólar estadounidense se ha fortalecido notablemente desde el segundo semestre de 2013, lo cual ha aumentado el poder adquisitivo en los hogares norteamericanos, y el nivel de inversión de sus empresas, lo que ha acelerado la recuperación económica de Estados Unidos luego de la crisis financiera de 2008 – 2009, hecho que se refleja en la caída sostenida de su tasa de desempleo (por debajo del 6% por primera vez desde 2007), y una expectativa de crecimiento para 2015 – 2016 de 3.5%, una cifra que está 1.5% por encima del crecimiento post – crisis financiera promedio exhibido hasta 2013 (Gráfica 4, Gráfica 5).

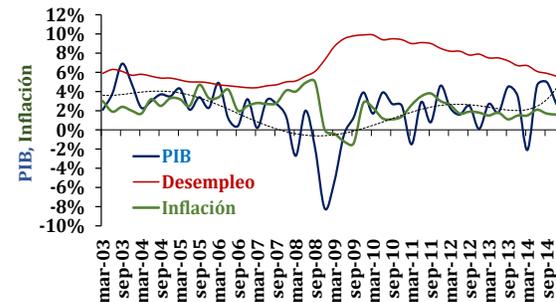
Así mismo, para Europa, un petróleo “barato” significa un estímulo notable para la reducción de los costos de producción en sus empresas, la reducción de presiones inflacionaria; en suma, un estímulo para su reactivación económica que aún no se consolida a pesar de los ajustes hechos en reducción de gasto, aumento de impuestos y mejoramiento en términos de intercambio.

Gráfica 4. Euro /Dólar y Apreciación del Dólar 2005 – 2015



Fuente: Bloomberg – Cálculos UPME

Gráfica 5. Fundamentales Macroeconómicos EE. UU 2003 – 2014



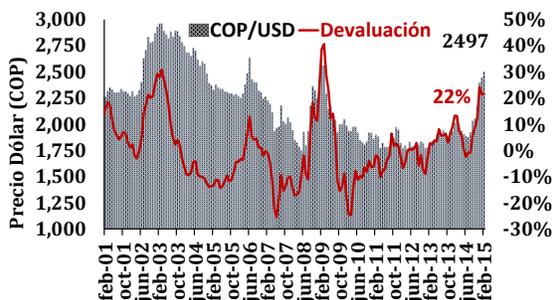
Fuente: Federal Reserve – U.S. Bureau of Economic Analysis

En el caso de Latinoamérica, los escenarios macroeconómicos luego del descenso en los precios de las materias primas, en particular del petróleo y el cobre, son pesimistas. Las economías de mayor tamaño en la región (México, Brasil y Colombia) además de Chile y Perú (junto a Colombia las tres economías con mayor estabilidad macro en las dos últimas décadas), han revisado a la baja y en forma significativa sus proyecciones de crecimiento económico. En consistencia con lo anterior, mediante el legislativo, los gobiernos de Chile y Colombia han liderado reformas tributarias y han diseñado una política de ajuste fiscal, a fin de compensar la caída en la renta por exportaciones de materias primas. Para Colombia, la coyuntura adversa de bajos precios del petróleo, es un desafío enorme

que tiene como respaldo, el ser la economía latinoamericana de mejor desempeño desde 2010 en materia de crecimiento, e históricamente, la economía de mayor estabilidad macroeconómica en la región, activos que soportan la confianza de los inversionistas en la economía nacional.

La principal preocupación en las economías emergentes como Colombia se relaciona con la depreciación de sus monedas con relación al dólar (Gráfica 6), consecuencia de un aumento en la percepción de riesgo, y un reacondicionamiento de los flujos de inversión extranjera, tanto directa como de portafolio, que vuelven a mirar con mayor interés hacia Norteamérica y Europa, y se han tornado más moderados en su crecimiento hacia Asia y Latinoamérica (flight to quality).

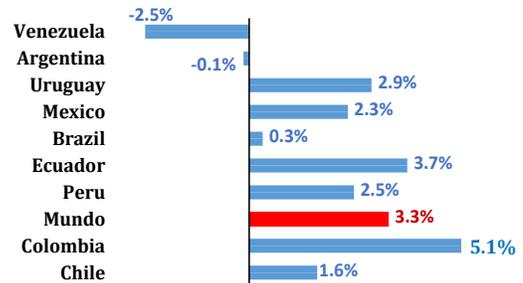
Gráfica 6. USD / COP – Variación Anual



Fuente: Bloomberg – Cálculos UPME

Al corte del tercer trimestre de 2014 Colombia exhibía un crecimiento de 5.1%, muy por encima del 1.9% de la región, y 1.8% superior al crecimiento de la economía mundial (Gráfica 7).

Gráfica 7. Crecimiento Económico Latinoamérica 2014



Fuente: CEPAL

Aun con la revisión a la baja hecha en las previsiones por parte del Gobierno y multilaterales en los dos primeros meses de 2015, Colombia sigue liderando el crecimiento económico regional y de las economías emergentes. Si bien Colombia tiene la meta oficial de crecimiento del 4% en 2015, y los analistas predicen un crecimiento menor (3.6%). En ambos casos, Colombia crece el doble de Latinoamérica, y es junto a Perú y México, las tres economías de mejores perspectivas este año.

Colombia deberá hacer frente en 2015 y en un horizonte de mediano plazo, riesgos macroeconómicos relacionados con el fortalecimiento del dólar, el deterioro de los términos de intercambio por la reducción del volumen en divisas de los ingresos por exportación de hidrocarburos, la necesidad de fortalecer la competitividad de los sectores agrícola e industrial para sacar provecho de los tratados de libre comercio vigentes, y adicionalmente, por las necesidades de mayor gasto público e inversión privada, motivadas por la corrección del rezago en infraestructura, y la viabilidad del escenario de post – conflicto, de darse una evolución favorable del proceso de paz que el Gobierno adelanta actualmente con la guerrilla.

Además, las expectativas de crecimiento de la región son pesimistas, lo que restringe la dinámica del comercio con Venezuela, Ecuador y Brasil, afectando también las posibilidades de mayor crecimiento.

2.1 La Depreciación del Peso Colombiano: Oportunidad y Amenaza para el Crecimiento Económico

El peso colombiano experimentó durante el período Abril 2009 – Enero 2013 una continua apreciación del peso colombiano frente al dólar (Gráfica 8, Gráfica 9), que posibilitó por la vía del abaratamiento de las importaciones, una bajísima inflación de bienes transables (llegó a ser sólo 0.7% anual en Febrero de 2013) y coadyuvó al cumplimiento de la meta de inflación establecida por la Junta Directiva del Banco de la República (JDBR), la cual desde 2010, está en el rango del 2% – 4%.

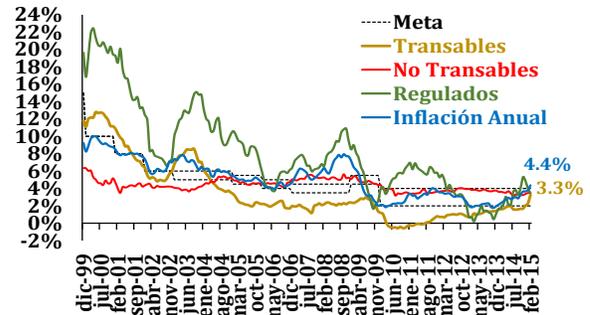
Gráfica 8. Inflación Colombia Vs Variación COP / USD 1999 - 2015



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

Sin embargo, con el anuncio de la Reserva Federal en Mayo de 2013, del fin de los estímulos monetarios en la economía estadounidense, el dólar comenzó en forma gradual un proceso de apreciación frente al euro que se hizo extensivo a las monedas de las economías emergentes.

Gráfica 9. Inflación Bienes Transables Colombia



Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

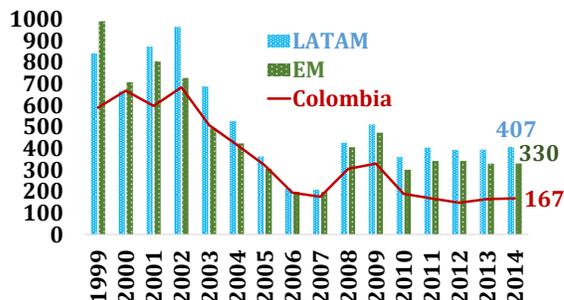
En el caso de Colombia, este proceso de reversión en la tendencia apreciadora del peso, tuvo una interrupción en marzo de 2014 cuando la banca de inversión estadounidense JP Morgan recomendó el aumento de la inversión en bonos de deuda soberana de Colombia, dado el buen comportamiento de la economía nacional, la solidez de las cuentas fiscales y su alta reputación en los mercados internacionales.

En consecuencia, hubo un auge de flujos de inversión extranjera directa (IED, Gráfica 10) que condujeron entre marzo y agosto de 2014, a una apreciación transitoria del peso, y una reducción a niveles históricamente bajos de riesgo país, según el índice EMBI calculado por JP Morgan (

Gráfica 11).

No obstante, la caída en los precios del petróleo impulsada por el incremento en la producción de crudo no convencional en Estados Unidos (Shale Oil), y la solidez de la recuperación económica norteamericana, dieron impulso definitivo al fortalecimiento del dólar americano.

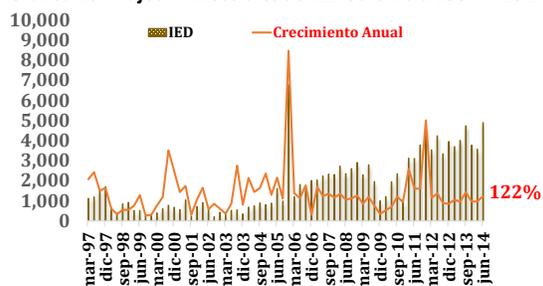
Gráfica 11. Embi (Puntos Básicos) 1999 – 2014
Colombia Vs LATAM y Emergentes (ME)



Fuente: Reuters

En un contexto de bajos precios de estas materias primas, estos países reducen sus ingresos fiscales, lo cual afecta la capacidad de compensar con mayor gasto público, la desaceleración que la inversión privada pueda tener debido al encarecimiento del dólar y el aumento en las tasas externas.

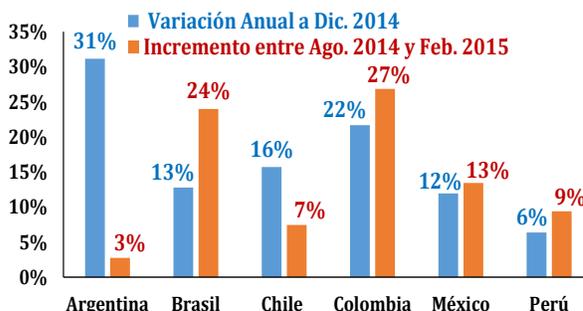
Gráfica 10. Flujos Trimestrales de IED Colombia 1997 – 2014



Fuente: Banco de la República – UPME

En Latinoamérica, al finalizar 2014, la mayor depreciación anual la presentaron Argentina (31%), Colombia (22%), Chile (16%), Brasil (13%) y México (12%). Sin embargo, entre septiembre de 2014 y febrero de 2015, el peso colombiano ha experimentado la mayor depreciación de su moneda en la región (27%), seguido de Brasil (24%), México (13%) y Perú (9%); éstos 4 países tienen en común, un régimen cambiario de libre flotación, que refleja la dinámica de la oferta y demanda de divisas, según las expectativas de los agentes y la percepción de riesgo (Gráfica 12). Además, son países con una alta dependencia de sus exportaciones en petróleo (Brasil, Colombia, México) y cobre (Perú, Chile)

Gráfica 12. Devaluación Comparativa Vs Dólar
Países Latinoamericanos

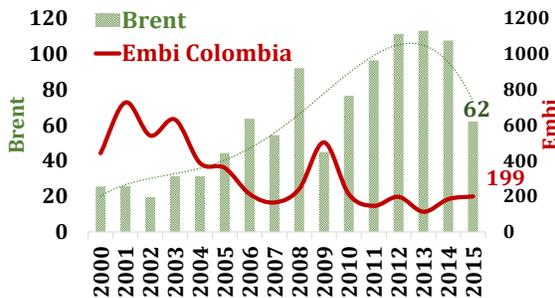


Fuente: Reuters – Cálculos UPME

La mayor devaluación del peso colombiano, puede explicarse como una corrección drástica a una apreciación que fue más prolongada para Colombia, respecto a las demás economías emergentes, dado el buen comportamiento de los fundamentales del país como crecimiento, inflación, inversión extranjera directa (IED), mejores frente al promedio de la región.

La percepción de riesgo país parece valorar mejor que el tipo de cambio, la mejor situación macroeconómica de Colombia con relación a Latinoamérica y el promedio de las economías emergentes (Gráfica 13). Al cierre de Febrero de 2015, el riesgo país de Colombia medido por el EMBI, es de 199 puntos básicos (Pb), uno de los más bajos en economías emergentes de ingreso medio alto, además, un nivel históricamente bajo e inferior al promedio 1999 – 2015 (349 Pb).

Gráfica 13. Embi Colombia (Pb) Vs Precio Brent (USD) 2000 – 2015



Fuente: Reuters

En contraste el riesgo país de Latinoamérica a Febrero de 2015, es 500 Pb, cercano al promedio histórico (520Pb) y 2.5 veces mayor al de Colombia. A nivel de economías emergentes, el riesgo país a Febrero 2015 es 402 Pb, aproximadamente dos veces el riesgo de Colombia.

En síntesis, el menor nivel de riesgo de la economía colombiana medido por el Embi, respalda la hipótesis que asocia más la depreciación del peso colombiano a una drástica corrección de una apreciación que se prolongó por la reacomodación de portafolios de inversión en marzo de 2014 luego del efecto JP Morgan, pero en ningún caso obedece a un deterioro de la confianza en la economía colombiana.

2.2 Inflación: después del crecimiento, la mayor preocupación en 2015

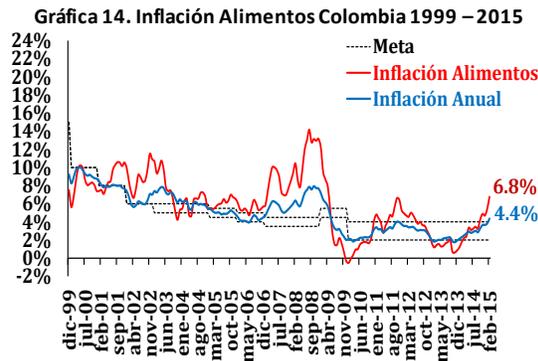
En cuanto al fortalecimiento del dólar, el principal riesgo macroeconómico subyacente en la economía colombiana, se relaciona con el repunte de la inflación.

El efecto pass – trough, asociado al canal de transmisión vía precios, derivado de la depreciación del peso colombiano con relación al dólar americano como principal divisa de las operaciones de comercio exterior sobre los bienes transables, se ha fortalecido (Véase Gráfica 9). Durante el período Nov. 2014 – Feb. 2015, la inflación de bienes transables pasó de 1.7% a 3.3%.

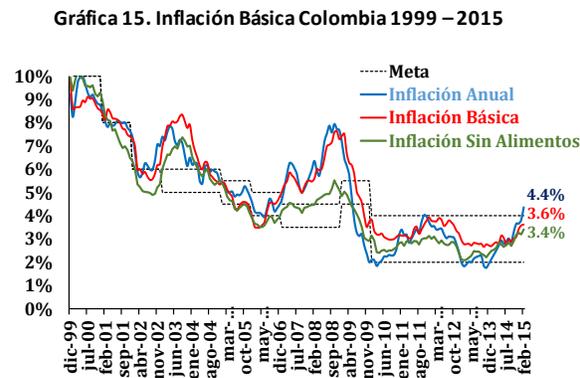
Teniendo en cuenta que para Colombia, el efecto pass – trough se estima que tiene una duración de dos a 4 meses, que la inflación de febrero recoge la depreciación del peso en el último trimestre de 2014, y que durante los primeros dos meses de 2015, la devaluación del peso fue del 22% anual, el impacto del fortalecimiento del dólar sobre la inflación en Colombia, condicionará el nivel de precios de la economía colombiana a lo largo de 2015.

Además, la depreciación del peso frente al dólar tendrá un impacto negativo en la oferta de los alimentos, principal componente del índice de precios al consumidor (IPC), al cual explica en un 28%; la depreciación del peso encarece las importaciones de alimentos, lo que hace más dependiente su oferta de la producción nacional; así mismo, la depreciación del peso, incrementa los costos de producción asociados a fertilizantes, forzando a los productores a subir sus precios para mantener sus márgenes de rentabilidad.

Los alimentos que durante el período de Jun. 2012 – Sep. 2014 mantuvieron una tendencia a la baja ubicándose en el rango meta de inflación (2% – 4%), han tenido un drástico repunte, alcanzando un incremento anual a febrero de 2015, del 6.8%, el mayor observado desde abril de 2009 (Gráfica 14).



Fuente: Banco de la República



Fuente: Banco de la República

Si bien Colombia registra una experiencia exitosa en cuanto a la credibilidad de la política monetaria así como la fortaleza institucional del Banco de la República, en particular de su Junta Directiva (JDBR), el repunte de la inflación, que se observa desde diciembre de 2013 (Gráfica 15), que luego de bajar en dicho momento a 1.9%, ha subido hasta llegar a 4.4% a Febrero de 2015, por

encima del límite superior del rango meta de inflación fijado por la JDBR), preocupa por varias razones:

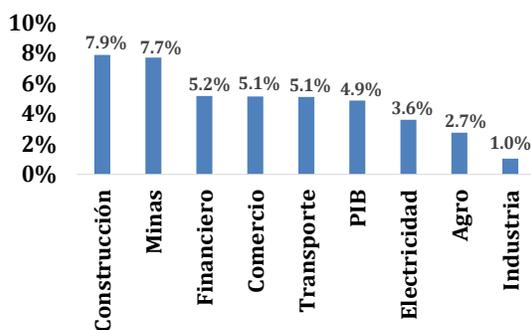
- La duración y persistencia de las presiones inflacionaria, que está asociada con la magnitud del efecto pass – trough, que a su vez depende de la dinámica del dólar en el curso de 2015. Aun considerando que la inflación de Colombia históricamente en un 70% se concentra en los primeros 4 meses del año, el efecto pass – trough puede incidir en la persistencia del choque cambiario sobre el nivel de precios, lo que condicionará a corto plazo el retorno de la inflación al rango meta de la JDBR.
- El efecto sobre la estructura de costos de producción de las empresas, afectando su competitividad.
- El impacto negativo que una inflación creciente tiene sobre el poder adquisitivo de los salarios.
- La posibilidad que se renegocien costos laborales si se afectan las expectativas de inflación.
- Un aumento en las expectativas de inflación a mediano plazo por parte de los agentes, que desde hace 2008, han estado ancladas a la meta de inflación de largo plazo fijada por la JDBR (2% - 4%).
- La inflación básica (sin alimentos), y la inflación de bienes regulados también exhiben incrementos. En el caso de los regulados, incluyen los combustibles cuya fórmula de precios está atada al tipo de cambio, por lo cual presionará hacia arriba la inflación total, en la medida que persista la tendencia al alza en el tipo de cambio.
- Las restricciones que una inflación superior a la meta de la JDBR, genera sobre la política monetaria.

En un contexto de inflación superior al 4% y con un repunte de las expectativas de inflación de los agentes, no es factible una reducción en las tasas de interés, y en general, se reduce el margen para hacer política monetaria contracíclica bajo un entorno de desaceleración de la actividad económica.

2.3 Crecimiento Económico Colombia 2015: ajuste en demanda interna y perspectivas optimistas para la Industria nacional.

Colombia ha exhibido desde 2010 un crecimiento promedio de 4.9% (el mayor de Latinoamérica en 2010 – 2014) que ha tenido dos motores: por el lado de la oferta, la construcción y la minería que en lo corrido de la década han crecido en promedio 7.9% y 7.7%. Así mismo, el sector financiero (5.2%), comercio (5.1%) y transporte (5.1%) han crecido por encima del resto de la economía, evidenciando su tendencia a terciarizarse en detrimento de la industria y el sector agrícola (Gráfica 16).

Gráfica 16. Crecimiento Económico Colombiano Promedio 2010 – 2014 por el lado de la Oferta



Fuente: DANE – Cálculos UPME

Sin embargo, las proyecciones para 2015, a partir de los datos publicados al tercer trimestre (3Q) de 2014 y en el contexto de la caída en los precios del petróleo, confirmarían

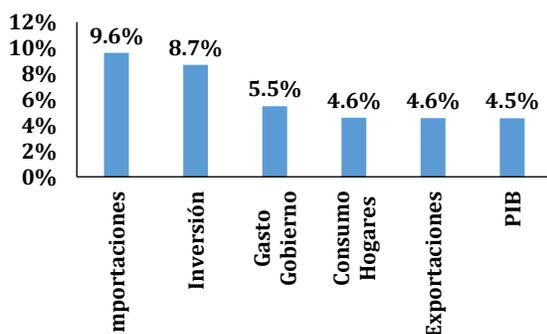
la desaceleración que viene exhibiendo la minería cuyo crecimiento pasó de 7.8% en el 4Q 2013 a -1% en el 3Q2014.

Así mismo, la construcción que en promedio ha crecido 13% anual en los dos últimos años, enfrenta el riesgo de desacelerarse por la reducción de obras civiles asociadas a un menor volumen de regalías y la menor inversión a darse en infraestructura por la reducción del CAPEX (Inversión de capital) de las empresas del sector de minería.

Por su parte, el sector eléctrico, cuyo crecimiento ha sido el más estable con el sector financiero y el sector transporte, ha tenido en los dos últimos años a “pegarse” a la dinámica del crecimiento económico. Considerando las previsiones de un menor crecimiento económico, y la menor demanda de energía eléctrica por parte de grandes consumidores por el recorte en la inversión en el sector minero –energético, es previsible un menor crecimiento del sector eléctrico, estimado por la UPME en un nivel promedio de 3.2%.

Por el lado de la demanda, el crecimiento económico durante 2010 – 2014 ha sido impulsado por la inversión privada y el consumo (Gráfica 17) En la presente década, la inversión privada ha tenido un crecimiento anual de 8.7%; le sigue, el gasto del Gobierno con 5.4%, y el consumo en hogares con 4.6%.

Gráfica 17. Crecimiento Económico Colombiano Promedio 2010 – 2014 por el lado de la Demanda



Fuente: DANE – Cálculos UPME

La balanza comercial exhibe un creciente aumento de su déficit, relacionado con un insuficiente esfuerzo exportador y la prolongada apreciación del peso, la que a su vez fue el motor que impulsó una fuerte dinámica de las importaciones.

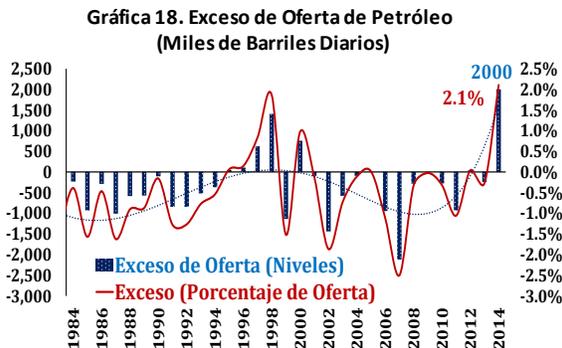
Para 2015, se espera una moderación en el crecimiento de la demanda interna. El consumo de los hogares, se estima por parte de la UPME crecerá promedio en 4.6% (a Q3 2014 lo hizo en 4.6%); mientras, la inversión lo haría en 7.9% (a Q3 2014 en 12.8% anual) y el gasto público en 5.4% (a Q3 2014 en 6.5% anual). Sin embargo, se espera que por el lado de la demanda, las mayores oportunidades de crecimiento, además de la inversión, provengan del ajuste en la balanza comercial. Con una depreciación anual del peso del 22% en 2014, y del 30% a febrero de 2015, sumado al menor costo de combustibles, y mayores expectativas de crecimiento económico en Europa Occidental y Estados Unidos, se espera un fuerte repunte de exportaciones industriales, y la reducción importaciones, lo que en suma, mejoraría para Colombia los términos de intercambio

2.4 Colombia y el Mundo en 2015: Dólar fuerte, Petróleo Débil. El fin del boom de los Emergentes, Fortalecimiento de EE. UU y Recuperación Europa.

La caída en los precios del petróleo, y en general en el mercado de hidrocarburos y las materias primas, no guarda similitud en sus fundamentales con las crisis predecesoras del llamado “oro negro”. Anteriormente, la producción convencional condicionaba la capacidad de exploración por los mayores tiempos de exploración y posterior producción. Así mismo, la dependencia de los combustibles fósiles alimentada por Europa y en particular por EE. UU, país de gran producción pero mayor demanda, condicionaba (y lo seguirá haciendo) el nivel de precios del crudo, dada su escasez.

Sin embargo, la historia económica ha enseñado con muchos casos, desde la creación del fuego para generar calor, el uso del titanio o el silicio para computadoras, que el hombre en la medida que avanza su conocimiento, consigue con saber y tecnología, reemplazar la escasez por la abundancia. Este es el caso del petróleo hoy.

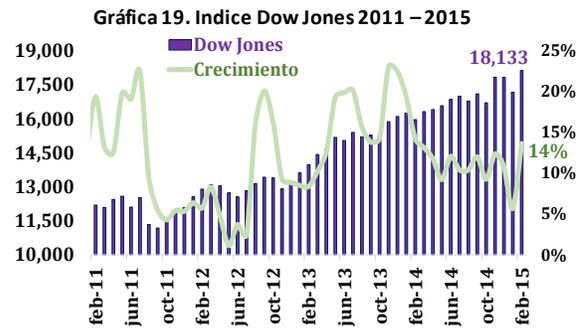
La producción no convencional de petróleo (Shale Oil) y de gas (Shale Gas) consiguió incrementar la oferta de hidrocarburos proveniente de EE. UU, reducir el poder de mercado de la OPEP como cartel, así como poner en evidencia a la mayoría de los demás países productores, los costos de no contar con la suficiente tecnología en el proceso de exploración, y de anteponer barreras relacionadas con la normatividad ambiental, necesarias, pero que no pueden aislarse de la posibilidad de generación de riqueza, en la minería (Gráfica 18).



Fuente: EIA – Wood Mackenzie

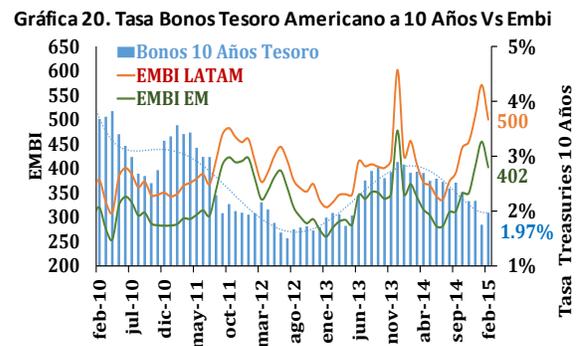
Hoy los mercados de petróleo, gas, cobre, carbón, azúcar, entre varios, son más competitivos por la tecnología ha permitido incrementar su oferta, y con ello, posibilitar con menores precios, un mayor acceso a ellos. El conductor de este proceso de reducción de precios de las materias primas, es el dólar. Las materias primas están actuando como aceleradores (con menores precios) de un giro en dirección del ciclo económico mundial, que ahora vuelve a mirar. Como consecuencia, la confianza de los inversionistas se ha incrementado en EE. UU, en activos en dólares y se ha reducido en activos de monedas emergentes.

Reflejo de la mayor confianza y el optimismo por el desempeño futuro de la economía estadounidense, es el hecho que luego de Mayo de 2013 cuando la FED anunció el recorte gradual del paquete de estímulos monetarios diseñado para reactivar a través del canal de crédito, la economía norteamericana (QE – Quantitative Easy), el Dow Jones se ha valorizado 19.5%, en los siguientes 21 meses, llegando a 18,133 puntos al finalizar Feb. 2015 (Gráfica 19).



Fuente: Reuters – Cálculos UPME

La mayor aversión al riesgo en activos de economías emergentes, ha estimulado la compra de bonos del tesoro americano de largo plazo, lo que contrasta con el aumento en el EMBI de países emergentes, incluyendo las economías latinoamericanas (Gráfica 20).



Fuente: Reuters

Entre Ago. 2014 y Feb. 2015 la tasa de los tesoros a 10 años descendió 44 Pb (una reducción de tasas de negociación revela menor riesgo y mayor confianza en el emisor, valorizando el precio de mercado de los bonos). En el mismo período, el EMBI de emergentes subió 127 Pb y el EMBI de Latinoamérica lo hizo en 92 Pb, lo que refleja el efecto “flight to quality”, mayor preferencia por activos seguros, con menor expectativa de retorno, pero con menor riesgo asociado a las fluctuaciones del mercado.

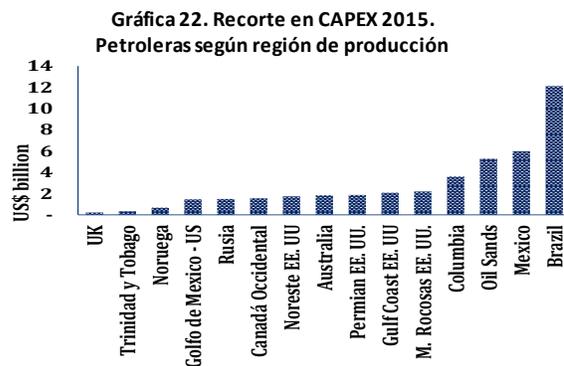
El punto que sigue, en las previsiones de la economía mundial, es establecer hasta donde el petróleo pueda recuperarse, junto al gas, el cobre y demás materias primas exportadas por Latinoamérica, y si la desaceleración de las economías emergentes, va más allá del tema de precios de materias primas. Y dentro de eso contexto, la preocupación se centra en las posibilidades que la economía colombiana pueda sostenerse como líder de la región, y seguir creciendo su nivel de ingreso per cápita, el cual ha aumentado 3.2 veces entre 2000 y 2014 (Gráfica 21), haciendo que el país pasara de ser una economía de ingreso medio bajo a ser una economía de ingreso medio alto.



Fuente: Banco Mundial – Cálculos UPME

Mientras en el 2000, el ingreso per cápita mundial era 2.2 veces el ingreso per cápita colombiano, hoy esa relación ha bajado a 1.3. Sin embargo, las previsiones del Banco Mundial no son optimistas en cuanto a la posibilidad que Colombia pueda reducir aún más su brecha de ingresos con países desarrollados de no crecer por encima del 4% a largo plazo. De allí, la necesidad que la economía colombiana consiga salir adelante de la caída de precios de materias primas y siga en la senda del crecimiento del 4.0–4.5%, en línea con su crecimiento potencial. Las previsiones del petróleo no son optimistas a mediano plazo. El consenso de firmas y

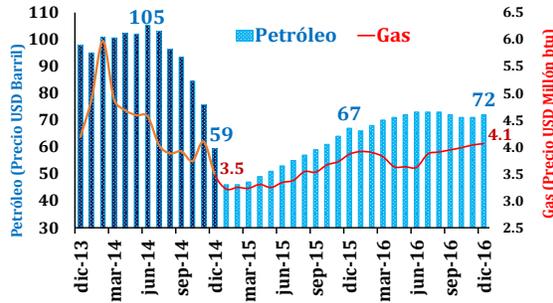
entidades de Research en el sector de hidrocarburos, indican que el precio del barril de petróleo se recuperará, luego de un proceso de ajuste que implicaría la salida de firmas, la reducción de costo y gastos en inversión (CAPEX) y operación (OPEX) que permita la moderación en el crecimiento de la oferta de crudo para alinearse con la dinámica de la demanda mundial (Gráfica 22).



Fuente: EIA – Wood Mackenzie

La proyección a mediano plazo del barril de petróleo Brent, lo sitúa en USD 67 para 2015 y USD 72 para 2016 (Gráfica 23). Incluso, no se descarta que de no corregirse el exceso de crudo, y los problemas de refinación, dado el agotamiento de la capacidad instalada de las refinerías norteamericanas, que el precio del petróleo pudiera tener una recaída en el transcurso de 2015 y bajar de su mínimo alcanzado luego del comienzo de la caída de precios (Jul. 2014) que fue de USD 47.8 y USD 47.2 para Brent y WTI respectivamente, alcanzados al finalizar Ene. 2015

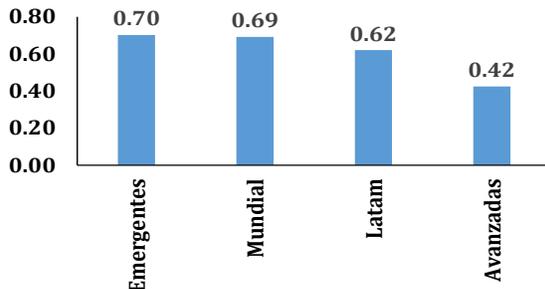
Gráfica 23. Previsiones Precio Barril de Petróleo 2015 – 2016



Fuente: Wood Mackenzie – EIA

La correlación del precio de las materias primas con el crecimiento económico es más alta en economías emergentes (0.7) y significativa en países latinoamericanos (0.6), y menor en países desarrollados (Gráfica 24). Por tanto, reducir la dependencia de materias primas, supone avanzar en el avance de la competitividad de la industria, la agricultura y la solidez del comercio y el sistema financiero.

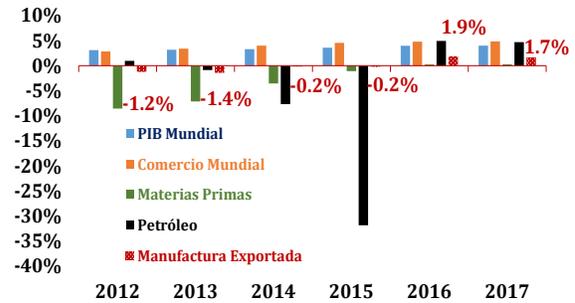
Gráfica 24. Correlación Precio Materias Primas con Crecimiento Económico



Fuente: FMI – Cálculos UPME

A mediano plazo, las materias primas, según las previsiones del Banco Mundial, exhiben una tenue recuperación. En cambio, es optimista respecto a la industria (Gráfica 25).

Gráfica 25. Previsiones Índices de Materias Primas y Manufacturas



Fuente: FMI – Cálculos UPME

Además, las previsiones de crecimiento para Colombia a largo plazo la ubican en 3.5%, el más alto con Perú a nivel de economías emergentes, pero insuficiente para reducir el rezago en cuanto a ingreso per cápita.

A futuro, la solidez de la economía colombiana no podrá sustraerse de un proceso de histéresis que parece aproximar los escenarios de energía a largo plazo.

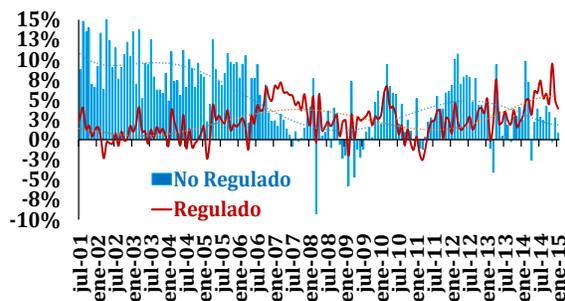
La tecnología ha conseguido aumentar la oferta de materias primas, y aunque los costos de exploración siguen siendo altos, y con precios bajos, se reduce el margen de rentabilidad, también es cierto que con el reacondicionamiento a nivel mundial del sector minero – energético, las economías de escala y una mayor selectividad de las inversiones, debe conseguir ajustar el costo de la producción, con precios más razonables en cuanto al nivel histórico en materia de hidrocarburos.

3. Energía eléctrica y Actividad Económica en Colombia: baja correlación con el PIB y la Industria Nacional.

Durante los últimos 15 años (2010 – 2014), se ha presentado cuatro hechos estilizados que resumen la dinámica exhibida por la demanda de energía en Colombia:

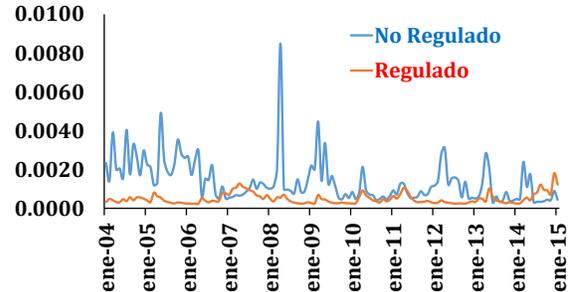
- Un crecimiento mayor (en promedio) de la de la demanda no regulada de energía (Industria y Comercio, Gráfica 26), la cual entre 2010 y 2014, lo hizo, a una tasa promedio del 5.3% anual. La demanda regulada creció al 2.3% anual
- Mayor volatilidad (menos estabilidad en su dinámica de consumo, que implica mayor variabilidad de su pronóstico) en el crecimiento de la demanda no regulada de energía (Gráfica 27). No obstante, durante 2014 se observó un repunte de la volatilidad en la demanda regulada, que fue superior a la volatilidad observada en el crecimiento de la demanda no regulada.

Gráfica 26. Crecimiento Demanda de Energía Eléctrica: Demanda Regulada Vs Demanda No Regulada



Fuente: XM – Cálculos UPME

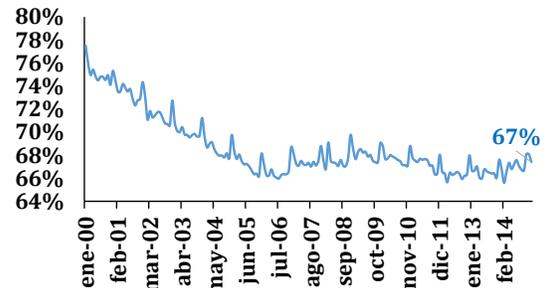
Gráfica 27. Volatilidad del Crecimiento en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: XM – Cálculos UPME

- Se ha acentuado la tendencia decreciente en la participación de la demanda regulada en la demanda total de energía. En Enero de 2000, la demanda regulada era el 78% de la demanda total (Gráfica 28); 15 años después, a Enero de 2015, la demanda regulada redujo su participación a 67%. Este 11% ganado por la demanda no regulada, se sustenta en la mayor dinámica de la economía colombiana, que ha crecido, en promedio, entre 2000 y 2014, a una tasa anual promedio de 4.3%.

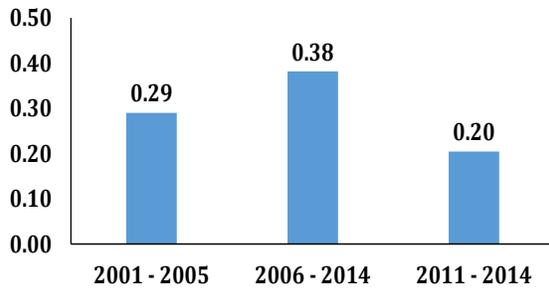
Gráfica 28. Participación en la Demanda Demanda de Energía Eléctrica Regulada



Fuente: XM – Cálculos UPME

- La correlación entre la demanda regulada y no regulada de energía se ha mantenido baja durante el período 2000 – 2015, por debajo de 0.4 incluso con una tendencia decreciente desde 2011 (Gráfica 29)

Gráfica 29. Correlación entre Demanda de Energía Eléctrica Regulada y No Regulada



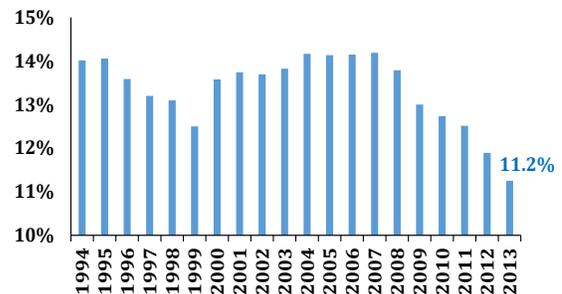
Fuente: XM – Cálculos UPME

La demanda de energía eléctrica es considerando uno de los principales indicadores líderes de la economía. Su dinámica debe capturar, si los sectores que crecen son intensivos en el consumo de energía, la dinámica de corto plazo del PIB. Así mismo, dado que la industria es intensiva en el consumo de energía, se considera que la demanda de energía es la variable que mejor puede aproximarse a la dinámica de la actividad manufacturera.

La exploración de estas dos relaciones, demanda de energía eléctrica Vs PIB, demanda de energía eléctrica Vs Industria, muestran una baja correlación, lo que se explica básicamente, por el bajo consumo de energía eléctrica de los sectores de la oferta que más están creciendo (Construcción, Servicios) y la caída en la participación de la industria en el PIB en Colombia en la última década (Gráfica 30).

La demanda de energía eléctrica y el PIB han mostrado entre sí un rezago en la tendencia de sus variaciones anuales; el crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica entre 2000 y 2014 fue de 3.1%, inferior al presentado por la economía colombiana durante el mismo período: 4.4%.

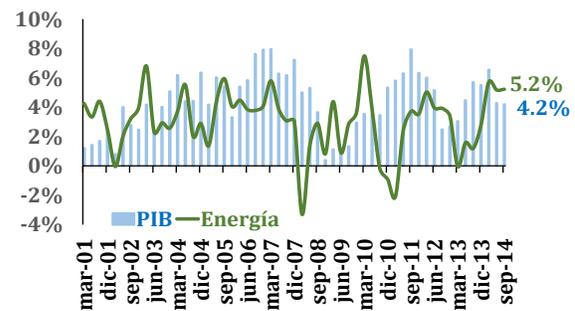
Gráfica 30. Participación Industria en PIB Colombia



Fuente: XM – Cálculos UPME

Si se toman los últimos 4 años (desde 2010 hasta 2013), el crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha sido de 2.5%, mientras el crecimiento de la economía colombiana fue 4.8%; en síntesis, el rezago entre la dinámica de la demanda de energía eléctrica y el crecimiento económico se acentuó en la presente década (Gráfica 31).

Gráfica 31. Crecimiento Demanda de Energía Eléctrica Vs Crecimiento Económico

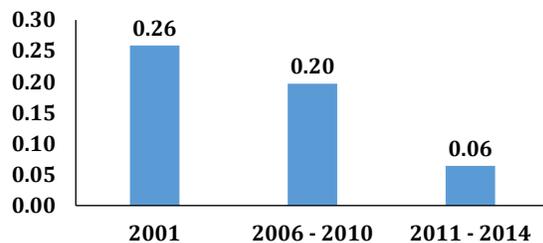


Fuente: XM – Cálculos UPME

Sin embargo, en 2014 el crecimiento en la demanda de energía eléctrica hasta el tercer trimestre (5.4%) fue superior a la tasa de crecimiento (5%); en la medida que mejore la dinámica que exhiba el crecimiento de la industria, se espera un repunte sostenido de la correlación entre ambas variables.

La relación de la demanda de energía eléctrica no regulada y la industria se ha debilitado más en relación con el crecimiento económico. En los últimos 15 años, la correlación entre demanda de energía eléctrica y PIB alcanzó su punto máximo entre 2006 y 2010 cuando alcanzó un nivel de 0.5 (aun así, un nivel de correlación bajo (Gráfica 32). Luego de 2010, y en la medida que se intensificó el crecimiento colombiano en construcción, la correlación se ha tornado baja y negativa (-0.16).

Gráfica 32. Correlación entre Crecimiento Demanda de Energía Eléctrica y Crecimiento Económico



Fuente: XM – Cálculos UPME

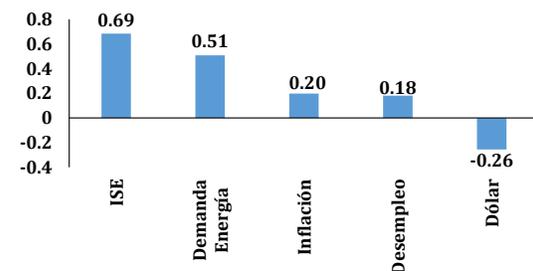
Lo anterior, confirma que entre la demanda de energía eléctrica y la actividad industrial, se ha roto la correlación y que la demanda de energía no es hoy un predictor líder de la actividad industrial. Además, otras mediciones donde se emplean indicadores líderes alternativos, sugieren también una reducción de la correlación de la actividad económica con la demanda de energía eléctrica, y que ésta pierde relevancia en el análisis con otras variables macro fundamentales.

Considerando el índice de seguimiento a la economía (ISE), el desempleo, la inflación, el dólar y la demanda de energía, durante el periodo 2001 – 2014, la industria no se

correlaciona con ninguna de las demás variables en un nivel mayor a 0.7 (**Gráfica 33**).

En el caso de la producción real de la industria (IPI), a partir de la muestra mensual manufacturera, realizada por el DANE, la correlación de la actividad industrial con relación a la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2001 – 2014 es la segunda más baja, con una correlación de 0.58, equivalente a una bondad de ajuste de 28%, esto significa, que la demanda de energía eléctrica explica sólo en 28% las variaciones de la producción real manufacturera, siendo el 72% explicado por otras variables.

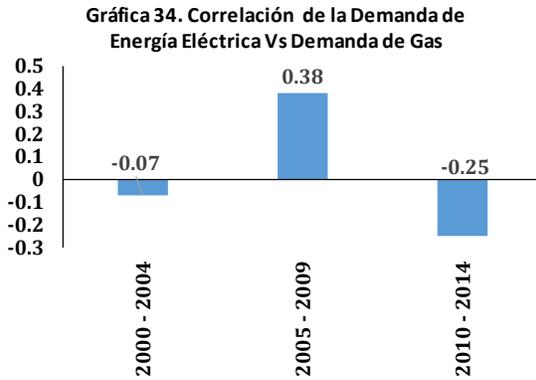
Gráfica 33. Correlación Actividad Industrial en Colombia con Indicadores Líderes



Fuente: XM – Cálculos UPME

Una explicación a la pérdida de correlación entre la demanda de energía eléctrica y la actividad industrial debería estar relacionada con la sustitución que las empresas han hecho con gas y en menor medida con el uso eficiente de energía eléctrica y agua.

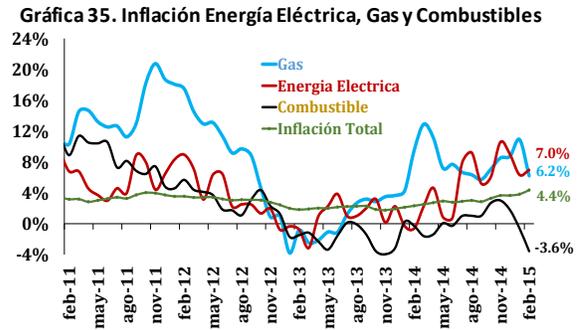
Sin embargo, cuando se examina la correlación entre la demanda de energía eléctrica y la de gas, así como el contraste de sus demandas históricas, se encuentra una relación débil entre ambas, lo cual determina al gas como una alternativa de energía, pero aun sin la capacidad real de ser un sustituto del gas (Gráfica 34).



Fuente: XM – Cálculos UPME

El uso eficiente de energía eléctrica y combustibles fósiles, está asociado al encarecimiento de éstas fuentes de energía, que se ha acentuado en los cuatro últimos años. No obstante que la inflación total se ha ubicado en el rango meta establecido por la JDBR (2% - 4%), los precios del gas y la energía eléctrica han estado por encima y de manera significativa con relación al nivel general de precios (Gráfica 35), excepción del período Oct. 2012 – Jun. 2013.

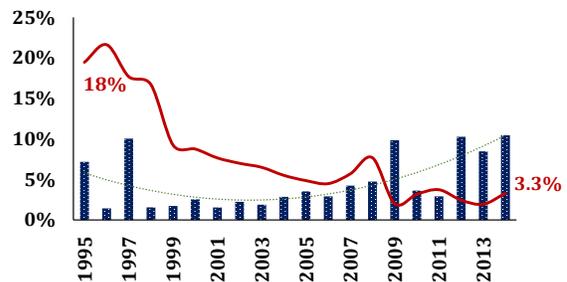
Al corte de Febrero de 2015, la inflación anual de energía eléctrica es 7.0%, y las de gas es 6.2%. Sin embargo, en Mar. 2014 el gas llegó a presentar una inflación de 12.9%, mientras la energía eléctrica consiguió su máxima variación en Nov. 2014 con un incremento anual de 10.6%.



Fuente: XM – Cálculos UPME

Un aspecto adicional a considerar es el alto costo de la energía eléctrica en Colombia en el contexto internacional. Históricamente, la variación del precio en dólares del KWh en Colombia, se ha significativamente por encima del nivel de inflación en Colombia durante los últimos 5 años (desde 2009). Esto evidencia que los precios de la energía no coadyuvan en la competitividad de las empresas, por su costo relativo mayor con relación a los demás servicios (Gráfica 36).

Gráfica 36. Precio KWh Colombia Vs Inflación



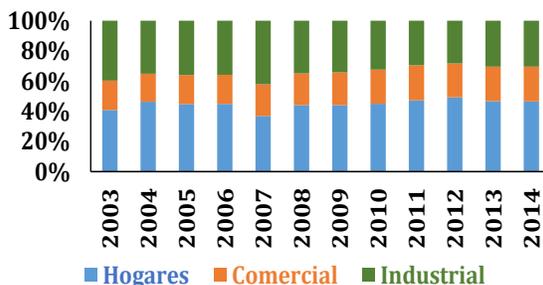
Fuente: XM – Cálculos UPME

4. Elasticidad Demanda – Precio en Energía Eléctrica en Colombia: baja sensibilidad de la demanda a los precios de mercado, sin una clara incidencia de la regulación.

Uno de los aspectos más importantes en el mercado de un bien o servicio como en el caso de la energía, es la sensibilidad del consumidor frente al comportamiento del precio, considerando las variaciones que experimenta su nivel de consumo ante cambios que el precio experimente, independientemente de las razones que lo generan, y suponiendo constante su nivel de ingresos.

La mayor parte del consumo de energía eléctrica durante la última década provino de los hogares. El consumo residencial pasó de representar el 41% del consumo total del consumo de energía eléctrica en 2003, a ser el 46% del consumo total en 2014 (Gráfica 37).

Gráfica 37. Composición del Consumo en la Demanda de Energía Eléctrica por Sector 2003 – 2014



Fuente: XM – Cálculos UPME

Por su parte, el consumo industrial redujo entre 2003 y 2014, de 40% a 30% su participación en el consumo total de energía eléctrica.

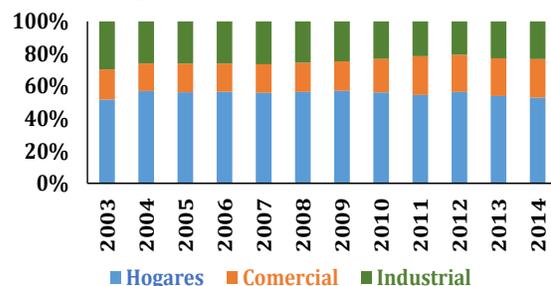
Esta reducción en la participación en el consumo de energía eléctrica por parte de la industria, sustenta la menor correlación que

la demanda de energía exhibe con relación a la actividad industrial.

Con relación al sector comercial, entre 2003 y 2014, su participación en el consumo total de energía eléctrica pasó de 20% a 23%, en consistencia con la mayor dinámica de la actividad terciaria en Colombia.

Al analizar la facturación, el consumo residencial se ha mantenido relativamente estable (Gráfica 38); entre 2003 y 2014 la facturación del consumo en hogares se mantuvo alrededor del 53%; en consistencia con su menor consumo, durante el mismo período, se presentó un descenso en la participación de la facturación del sector industrial, que descendió del 30 al 23%; en contraposición, la facturación del sector comercial pasó del 19% al 24%.

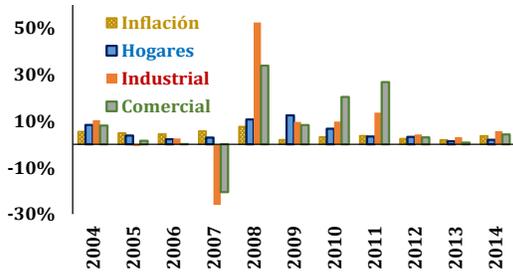
Gráfica 38. Composición Facturación en la Demanda de Energía Eléctrica por Sector 2003 – 2014



Fuente: XM – Cálculos UPME

El incremento de precios de energía eléctrica, promedio anual 2004 – 2014 para los 3 sectores residencial (5.2%), comercial (7.9%) e industrial (7.7%), estuvo por encima del nivel de inflación de precios al consumidor (3.7% a 2014, Gráfica 39).

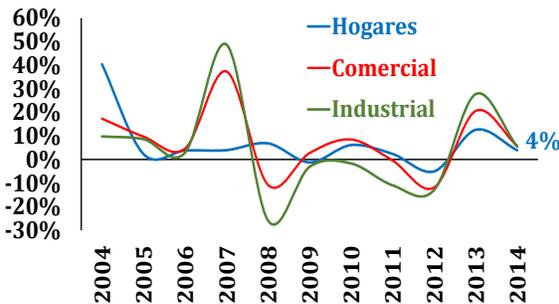
Gráfica 39. Variación Precios Energía Eléctrica por Sector



Fuente: XM – Cálculos UPME

No obstante, el crecimiento promedio anual en el consumo de los tres sectores (residencial 7%, comercial 8% e industrial 4%) evidencia la inelasticidad de la demanda de energía eléctrica (Gráfica 40). Además, se resalta la alta volatilidad en el crecimiento del consumo, alternando años de alto crecimiento (2008 – 2010) con años de crecimiento moderado (2011, 2014).

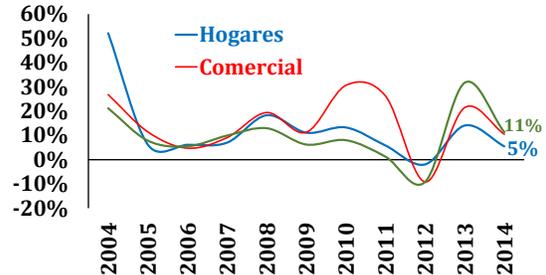
Gráfica 40. Crecimiento Anual Consumo Demanda de Energía Eléctrica por Sector



Fuente: XM – Cálculos UPME

Por su parte, el crecimiento de la facturación, en promedio por año, ha sido mayor en el sector comercial (15%), con relación al sector residencial (13%) y el sector industrial (10%) lo que refleja en adición al consumo, el beneficio de los subsidios en la capacidad de demanda de energía eléctrica de los hogares (Gráfica 41).

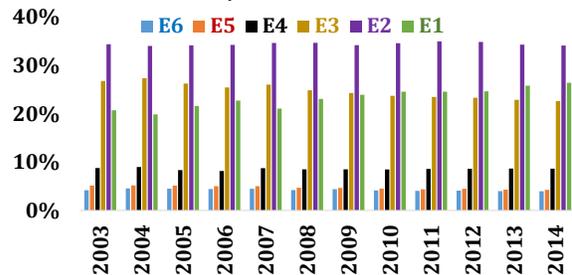
Gráfica 41. Crecimiento Anual Facturación Demanda de Energía Eléctrica por Sector



Fuente: XM – Cálculos UPME

Así mismo, la regulación ha contribuido con una mayor distribución del consumo de energía eléctrica en sectores de la población con bajos ingresos. En promedio, entre 2003 y 2014, el 58% del consumo de energía eléctrica provino de los estratos 1 y 2, 33% de los estratos 3 y 4, y 9% de los estratos 5 y 6 (Gráfica 42).

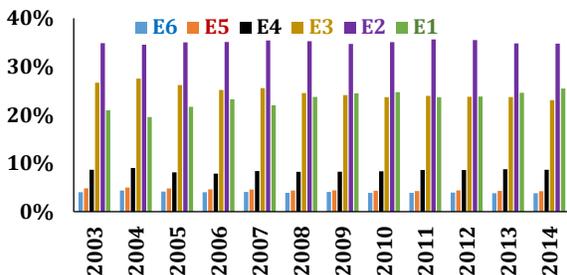
Gráfica 42. Distribución Consumo de Energía Eléctrica (KWh) por Estratos



Fuente: XM – Cálculos UPME

Por el lado de la facturación, se exhibe un comportamiento similar, con mayor aporte de estratos bajos (Gráfica 43).

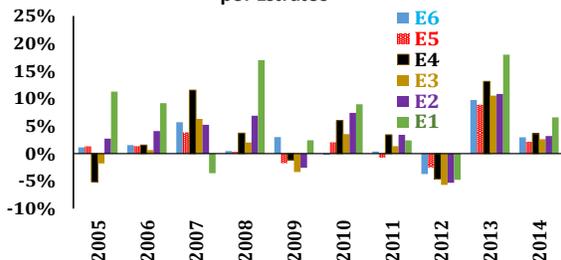
Gráfica 43 Distribución Facturación de Energía Eléctrica por Estratos



Fuente: XM – Cálculos UPME

El crecimiento del consumo por estratos (Gráfica 44) una mayor dinámica en los estratos 1 (9.3%) y 4 (6.9%), y una menor en los estratos 3 (5.4%) y 5 (5.1%).

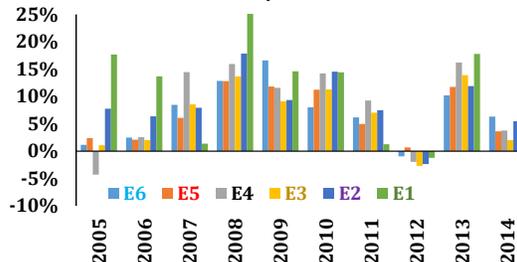
Gráfica 44. Crecimiento Anual Consumo de Energía Eléctrica por Estratos



Fuente: XM – Cálculos UPME

En cuanto a facturación (Gráfica 45), el mayor crecimiento se presenta en estrato 1 (14.4%) y estrato 4 (12.7%). Por su parte, el menor crecimiento se tuvo en estrato 5 (11.3%) y estrato 3 (11.2%).

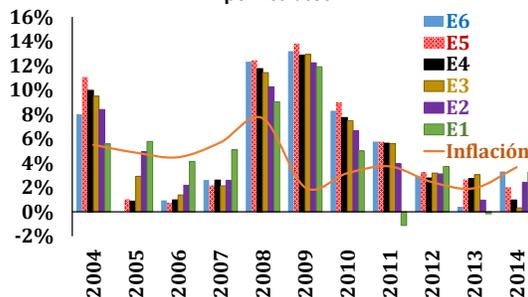
Gráfica 45. Crecimiento Anual Facturación de Energía Eléctrica por Estratos



Fuente: XM – Cálculos UPME

El incremento en los precios, ha sido de modo relativamente uniforme entre estratos (Gráfica 46). En promedio, entre 2004 y 2014, el estrato 5 fue quien presentó el mayor incremento en precios (5.8%), seguido de los estratos 3 y 4 (5.4%). La menor variación se presentó en el estrato 1 (4.4%); en términos reales, los incrementos en los precios de la energía no superan el 2% para los 6 estratos, mientras, el crecimiento en el consumo ha sido mayor y sostenido a lo largo de los últimos 10 años.

Gráfica 46. Crecimiento Anual Precios de Energía Eléctrica por Estratos



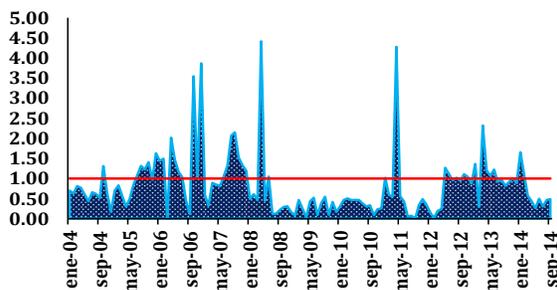
Fuente: XM – Cálculos UPME

El contraste a priori entre el crecimiento en precios y el crecimiento en consumo de los hogares por estrato, evidencia la baja sensibilidad de la demanda de energía eléctrica, en los seis estratos.

Este aspecto abre el debate sobre la conveniencia de revisar los esquemas de subsidios, considerando su costo fiscal, y el crecimiento en el nivel de ingresos y la capacidad de poder adquisitivo de los hogares de ingresos medios

El análisis de elasticidad a nivel general, para todo el mercado, tanto regulado como no regulado, muestra que la elasticidad precio demanda entre 2004 y 2014, se ubicado en promedio en 0.8, lo que significa, que un incremento del 1% en la facturación, genera una variación en la demanda de 0.8%, menos que proporcional. Por ende, la demanda de energía eléctrica nivel global es inelástica (insensible) con relación al precio (Gráfica 47).

Gráfica 47. Elasticidad Precio – Demanda Mercado Energía Eléctrica



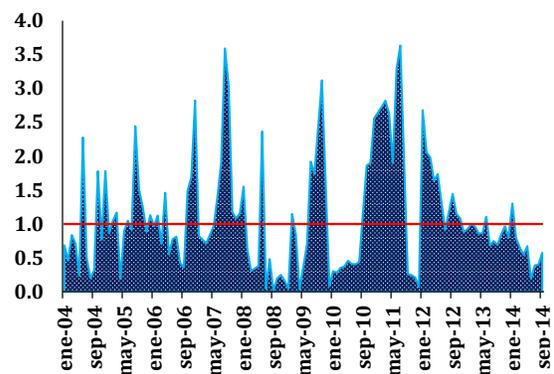
Fuente: XM – Cálculos UPME

La elasticidad precio – demanda a nivel global, se ha situado en un rango entre 0.29 y 1.47, por lo cual, se han presentado episodios donde la demanda ha sido elástica con relación al precio, particularmente en 2006, 2007 y 2013.

Sin embargo, la elasticidad demanda – precio de la energía eléctrica, tiende a ser inelástica, aunque con niveles de elasticidad inferiores a uno, si mayores a los que presentaba en la década anterior.

En el caso de la industria, la elasticidad demanda – precio, dados los mayores valores que ésta ha alcanzado, evidencia una mayor sensibilidad de la demanda con relación al precio (Gráfica 48). Aunque el precio se incrementó desde 2004 hasta 2014 en un 6.6%, la demanda creció en 4%, revelando una demanda inelástica respecto al precio, si bien entre 2005 y 2007, 2009, y luego en 2011 y 2012, la elasticidad precio – demanda fue mayor a uno revelando entonces una mayor sensibilidad del consumo de energía eléctrica en la industria frente a variaciones en el precio. La elasticidad ha oscilado en un rango entre 0.56 y 1.86, evidenciando una relativa volatilidad en la dinámica del consumo en la industria.

Gráfica 48. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Sector Industrial



Fuente: XM – Cálculos UPME

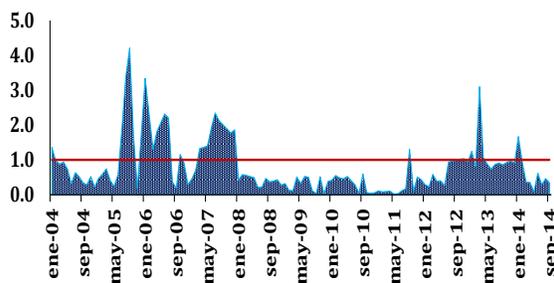
En los dos últimos años, la elasticidad retomó a niveles inferiores a uno, ubicándose en 2014 en un nivel promedio de 0.61, es decir, variaciones en el precio anual de la energía (KWh) generaron una variación menos que proporcional en la demanda, de apenas el 0.61%.

Por su parte, el sector comercial, ha tendido desde 2008, a presentar una demanda de

energía eléctrica cada vez menos sensible a los precios, y en consecuencia con mayor inelasticidad, lo que es consistente con la mayor dinámica que su actividad económica viene exhibiendo en los últimos 15 años y que se refleja en el crecimiento de su participación en el PIB.

Durante el período analizado, la elasticidad precio – demanda de energía eléctrica del sector comercial, se ubicó en su mayor nivel entre 1.3 y 1.6 durante el periodo 2004–2006 (demanda altamente elástica). Sin embargo, en 2008 la elasticidad comenzó a moderarse, bajando hasta 0.25 en 2011 (Gráfica 49).

Gráfica 49. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Sector Comercial



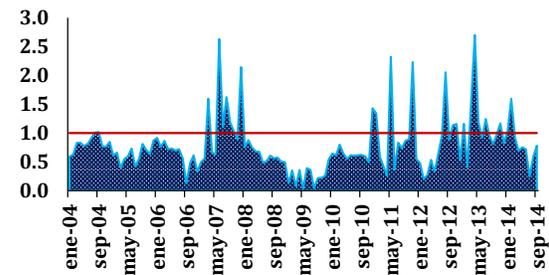
Fuente: XM – Cálculos UPME

Si bien en los tres últimos años, la elasticidad precio – demanda ha tenido a incrementarse, se mantiene inelástica, situándose en 2014 en 0.57, exhibiendo una tendencia a ser más inelástica la demanda de energía eléctrica en el sector comercial con relación a la industria. El análisis por hogares, considerando los seis estratos, reviste el análisis de la demanda de energía eléctrica no regulada. El promedio de la elasticidad precio – demanda se ubica en 0.65, lo que muestra que al igual que acontece con el sector industrial y el sector comercial (sectores no reguladas), la demanda de energía eléctrica es también

inelástica con respecto al precio en cuanto al consumo residencial.

En el estrato 1, la elasticidad en 2014, 0.8 se mantiene en un nivel similar al de 10 años atrás, habiendo alcanzado su nivel más bajo en 2009, 0.2 y su nivel mayor en 2007 cuando fue de 1.2 (Gráfica 50). El haber tenido el incremento de precios menor de los 6 estratos, no incidió en un crecimiento más que proporcional de la demanda. Además, en los últimos 4 años, se han presentado meses con elasticidad precio – demanda por encima de 1 revelando una tendencia de los hogares de bajos ingresos a ser más sensibles frente a las variaciones en el precio de mercado.

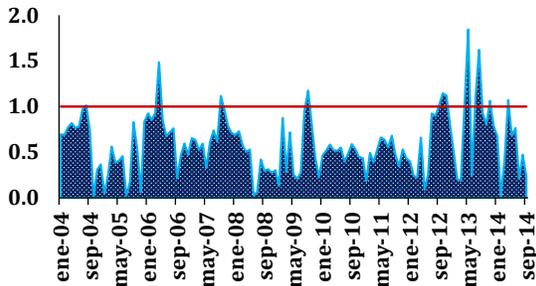
Gráfica 50. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Estrato 1



Fuente: XM – Cálculos UPME

En el estrato 2, el comportamiento de la elasticidad precio – demanda se ha mostrado en general, a lo largo de los 10 últimos años, por debajo de uno, siendo en promedio de 0.58, lo que evidencia una menor sensibilidad de la demanda de energía eléctrica en el estrato 2 con relación al 1 8 (Gráfica 51).

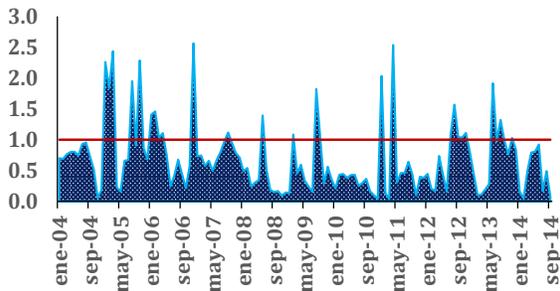
Gráfica 51. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Estrato 2



Fuente: XM – Cálculos UPME

Respecto al estrato 3, la elasticidad de manda de energía eléctrica- precio, se ha ubicado en promedio en 0.68, situándose en el último año, en niveles entre 0.1 y 0.8, que reflejan una demanda de energía eléctrica estable y menos sensible a variaciones en precios (Gráfica 52).

Gráfica 52. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Estrato 3

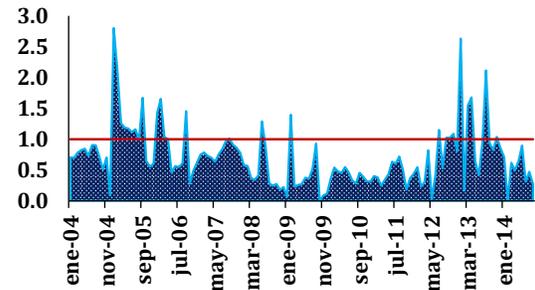


Fuente: XM – Cálculos UPME

Con relación al estrato 4, su elasticidad ha sido entre 2004 y 2014 en promedio de 0.7, revelando dentro de los hogares de ingreso medio, junto al estrato la menor sensibilidad de la demanda frente a variaciones en los precios (Gráfica 53). Sin embargo, entre 2012 y 2013, la elasticidad precio – demanda mostró valores por encima de uno, sin afectar la tendencia a largo plazo del estrato 4 en

cuanto a tener una demanda inelástica respecto al precio.

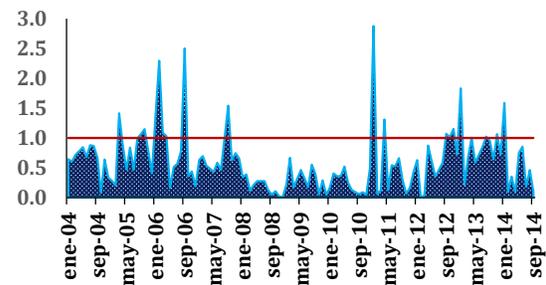
Gráfica 53 Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Estrato 4



Fuente: XM – Cálculos UPME

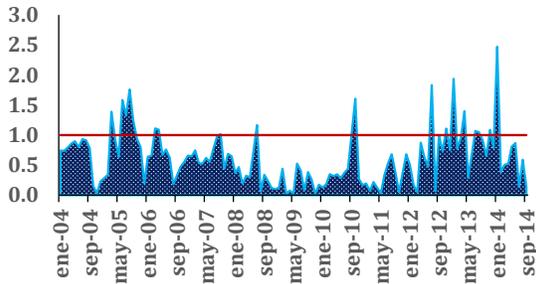
En los estratos de alto nivel de ingresos, 5 y 6, la elasticidad se ha mantenido entre 2004 y 2014 en niveles promedio similares, 0.58–0.6 respectivamente, similares en cuanto a lo observado en los estratos bajos y medios (Gráfica 54, Gráfica 55). De ésta manera, podría considerarse que ante la realidad de una demanda de energía eléctrica que es altamente inelástica (niveles entre 0.5 y 0.7 en la mayoría de estratos), la conveniencia de revisar los esquemas de subsidio, que se justifican en demandas que son sensibles a los precios (elasticidades de la demanda de energía eléctrica mayor a 1).

Gráfica 54. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Estrato 5



Fuente: XM – Cálculos UPME

Gráfica 55. Elasticidad Precio – Demanda Energía Eléctrica – Estrato 6

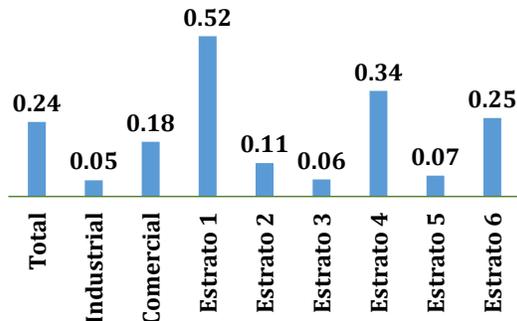


Fuente: XM – Cálculos UPME

La evidencia empírica señala, que el consumo de energía eléctrica en los últimos 10 años en Colombia no responde a los precios de forma significativa, y que por tanto, existe la necesidad de reconsiderar los apoyos a la demanda, dado el costo fiscal y la posibilidad que estimule ineficiencias de consumo, y una relación beneficio – costo inferior a uno, que revierta el impacto positivo hasta el momento obtenido en términos de bienestar.

Alternativamente, las estimaciones hechas a partir de modelos econométricos log – log, sustentan la demanda de energía eléctrica como una demanda inelástica con relación al precio (Gráfica 56).

Gráfica 56. Elasticidad Precio – Demanda Obtenida mediante Modelos Log – Log



Fuente: XM – Cálculos UPME

El modelo empleado estima la demanda de energía eléctrica Q_{it} 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):

$$\log Q_{it} = \beta_0 + \beta_1 * \log P_{it} + \log Q_{i,t-1} + \epsilon_t$$

El valor de la elasticidad viene dado por el valor absoluto de β_1 , que se obtiene de las regresiones de las demandas estimadas de energía eléctrica. Si se define la elasticidad precio – demanda como:

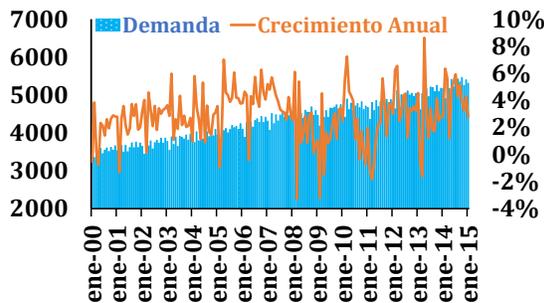
$$\eta = \left| \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}}} \right| = \beta_1$$

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.

5. Grandes Consumidores (GC) y Demanda de Energía: Riesgos de contracción ante la reducción de inversión (CAPEX) por la caída en los precios de hidrocarburos.

La demanda de energía alcanzó en enero de 2015, los 5,300 GWh, lo cual representa un incremento de 2.8% con relación a 2014. Sin embargo, luego de haber alcanzado una tasa máxima de crecimiento anual de 8.6%, la demanda de energía se ha desacelerado, lo que indicaría a corto plazo una reducción del crecimiento económico, tomando en consideración, la importancia de la demanda de energía como indicador líder (Gráfica 57).

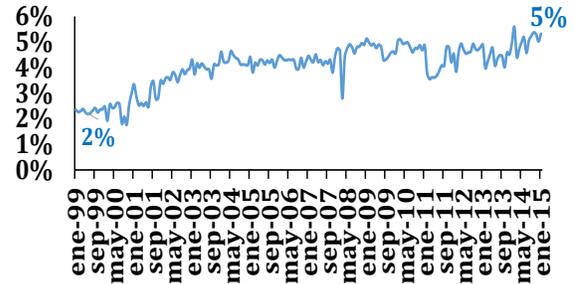
Gráfica 57. Demanda de Energía Eléctrica Incluyendo GC



Fuente: XM – Cálculos UPME

La participación que en la demanda de energía, han tenido los grandes consumidores (Oxy, Rubiales, Cerro Matoso, Cira Infantas y Cerrejón) se ha incrementado 2.5 veces durante los últimos 15 años, pasando de 2% en 1999 a 5% aproximadamente a Ene. 2015 (Gráfica 58). Esta creciente participación, se relaciona con el incremento de la actividad en el sector minero – energético.

Gráfica 58. Participación GC en Demanda de Energía Eléctrica

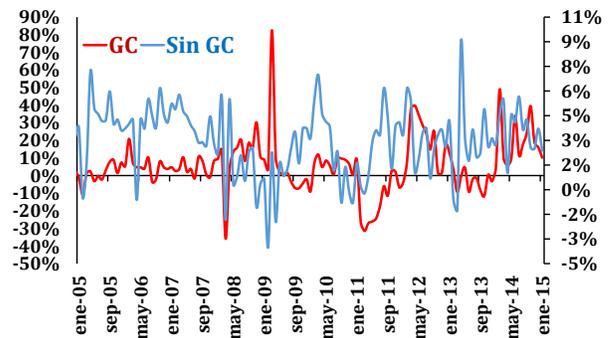


Fuente: XM – Cálculos UPME

Por tanto, las expectativas que se tengan con relación al precio de materias primas, que son el factor que condiciona la inversión, a su vez afecta la demanda de energía eléctrica de los grandes consumidores.

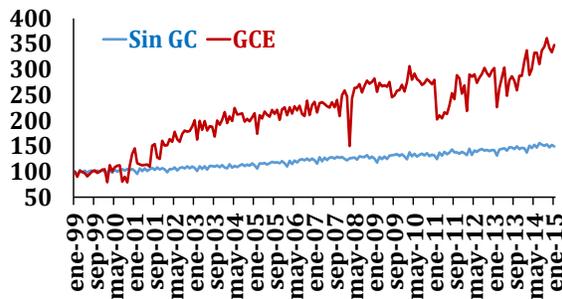
Aunque su crecimiento es altamente volátil (Gráfica 59, Gráfica 60), los grandes consumidores recogen de forma adecuada el ciclo de materias primas.

Gráfica 59. Crecimiento Anual Demanda de Energía Eléctrica GC Vs Resto de la Demanda



Fuente: XM – Cálculos UPME

Gráfica 60. Evolución Índice de Demanda de Energía Eléctrica de GC y Resto de la Demanda (Base Enero de 1999)

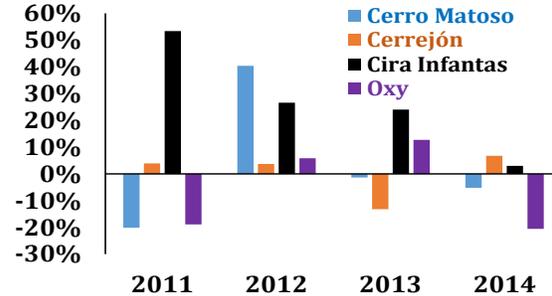


Fuente: XM – Cálculos UPME

En función de ello, y ante las previsiones de una recuperación de precios de barril de crudo a niveles de USD 70 a mediano plazo, muy alejado de los niveles de USD 110 de junio de 2014, dada la amplia oferta de crudo, las petroleras en la región han anunciado recortes en Capex que motivan una reducción amplia de la inversión, y que hacen prever una menor demanda de energía eléctrica.

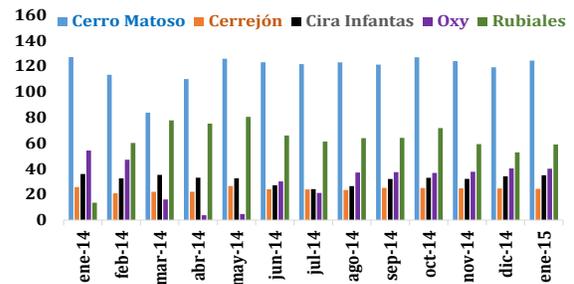
En los últimos 4 años, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de GC (9.8%) ha sido mucho mayor en comparación al resto de consumidores (2.7%). Bajo este escenario, una desaceleración de la actividad de los GC como la que viene exhibiendo desde Febrero de 2014 y que tiende a acentuarse desde el último trimestre (Gráfica 61, Gráfica 62) conducen a la afectación de las estimaciones de la demanda de energía eléctrica y llama a la prudencia en proyectos futuros de aumento en la capacidad del sistema interconectado nacional, dado que aumenta el riesgo de una capacidad ociosa del mismo sistema.

Gráfica 61. Crecimiento de la Demanda Anual de GC 2011 – 2014



Fuente: XM – Cálculos UPME

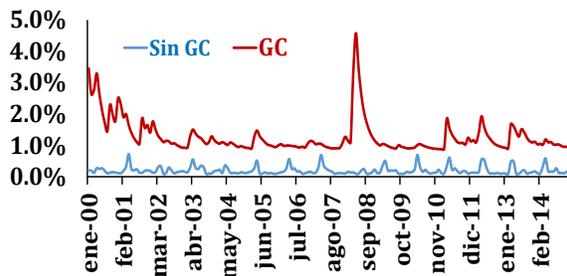
Gráfica 62. Evolución Reciente de la Demanda de Energía Eléctrica (KWh) de GC



Fuente: XM – Cálculos UPME

La volatilidad que caracteriza a la tasa de crecimiento del consumo de los GC, modelada a través de modelos Garch, es lo que hace compleja su estimación previendo por ejemplo, la entrega de Campo Rubiales a Ecopetrol y que la inactividad o cierre de operaciones genere en el corto plazo una disminución de la demanda mayor a la prevista (Gráfica 63).

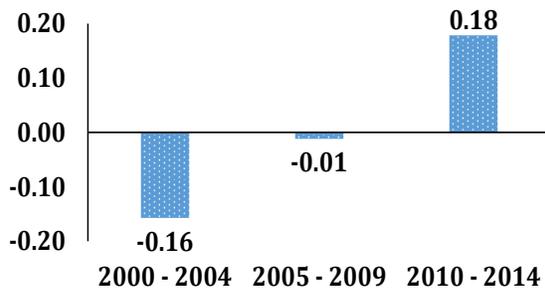
Gráfica 63. Volatilidad Condicional de la Demanda de Energía Eléctrica GC vs Resto de la Demanda



Fuente: XM – Cálculos UPME

Además, la preocupación surge por la baja correlación histórica entre la demanda de energía eléctrica de los GC frente al resto de consumidores (un coeficiente de correlación inferior a 0.3), lo que evidencia claramente la independencia en la dinámica de los GC con relación a los demás usuarios activos del SIN (Gráfica 64).

Gráfica 64. Correlación Demanda de Energía Eléctrica GC vs Resto de la Demanda

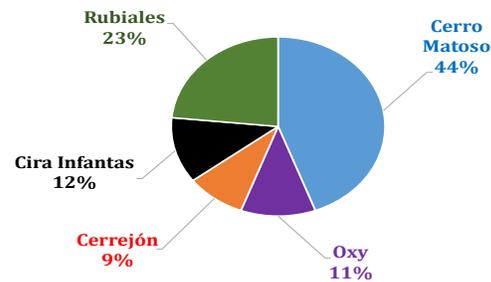


Fuente: XM – Cálculos UPME

A Enero de 2015, Cerro Matoso es el GC con mayor actividad, representando el 44% de la demanda de energía eléctrica de este grupo, seguido por Rubiales con el 23%, la Cira Infantas con el 12%.

Si bien Cerrejón solo constituye en la actualidad el 9% de la demanda de energía eléctrica de los grandes consumidores, es actualmente el campo de mayor crecimiento anual (7%) y con una relativa mayor estabilidad en su variación de consumo (Gráfica 65).

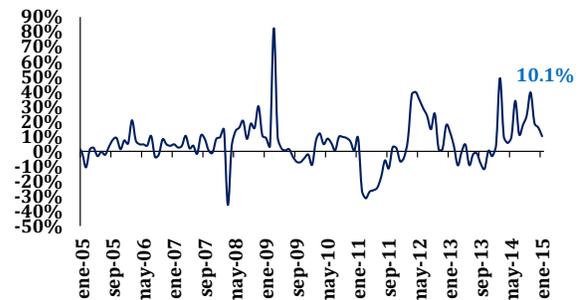
Gráfica 65. Distribución Actual de la Demanda de Energía Eléctrica de GC



Fuente: XM – Cálculos UPME

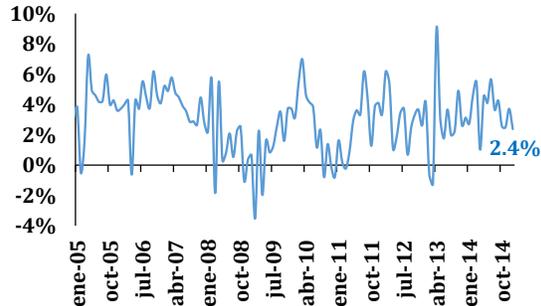
El contraste entre las dinámicas históricas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica de GC y el resto de consumidores, corroboran la baja correlación entre ambos, así como la importancia de los GS en la dinámica y previsiones de crecimiento a mediano plazo de la demanda de energía eléctrica (Gráfica 66, Gráfica 67).

Gráfica 66. Crecimiento Anual Demanda Energía Eléctrica GC 2005 – 2015



Fuente: XM – Cálculos UPME

Gráfica 67. Crecimiento Anual Demanda Energía Eléctrica sin Grandes Consumidores 2005 – 2015



Fuente: XM – Cálculos UPME

Bajo ésta circunstancia, la reducción de la demanda de energía eléctrica por parte de Campo Rubiales en el caso que Ecopetrol y Pacific Rubiales no lleguen a un acuerdo en cuanto a la renegociación del contrato de operación (que vence en Junio de 2016), bien sea porque se opte por parte de Ecopetrol en someter a subasta Campo Rubiales, o Ecopetrol decida quedarse con el campo, tendrá un impacto significativo en la proyección de demanda de energía eléctrica, dado que es el campo de mayor producción de petróleo en el país.

Ante la caída en precios del petróleo de niveles de USD 109 en junio de 2014 a los niveles actuales que ubican al WTI en USD 49 y al Brent en USD 57, las inversiones en capital (CAPEX) se han recortado. En el caso de Campo Rubiales, se requiere el aumento del número de pozos por hectárea, así como aumentar la capacidad de transporte de energía, y el tratamiento de aguas residuales.

Estas inversiones requieren al menos USD1000 MM, con el objeto de aumentar el nivel de producción del campo, el cual alcanzó su máximo en 2013, al llegar aproximadamente a 250 mil barriles diarios,

prácticamente el 25% del total de producción nacional de crudo

Sin embargo, la caída que en el último trimestre tuvo la demanda de energía de Campo Rubiales (4%), y la reducción a 180 mil barriles diarios en 2014, evidencian una menor inversión que en el corto plazo puede acentuarse si los precios del petróleo vuelven a bajar o su recuperación es moderada (como acontece en el primer trimestre de 2015), además de las restricciones de flujo de caja que ha generado en inversiones de capital, la fuerte depreciación del peso colombiano, 22% interanual a Febrero de 2015.

Además, la revisión de calificación a la baja de la deuda emitida por empresas petroleras, como los casos recientes de Pacific Rubiales y Petrobrás, manifiestan la preocupación de los analistas por la capacidad de hacer fuertes inversiones en el sector minero – energético en el entorno actual, aspecto que puede limitar la potencial demanda de energía eléctrica de Campo Rubiales a mediano plazo.

Un estudio reciente de Wood Mackenzie mostró que la gran mayoría de petroleras no generan flujos de caja positivos en dólares con un barril por debajo de USD 70, máxime cuando las inversiones se hicieron bajo un entorno de precios altos y de dólar barato que ha cambiado ostensiblemente.

A este entorno, no son inmunes los demás GC. La caída de precios ha sido generalizada en las demás materias primas, como el caso del carbón y el níquel, por lo cual, una reducción en el nivel de inversiones en los campos relacionados, es el principal riesgo en cuanto a la reducción en la demanda de energía eléctrica de los GC, y por ende, el principal

factor que condicionará la demanda de energía que se requiera al SIN.

Finalmente, no se puede desconocer que la revisión a la baja en la meta de crecimiento económico de 4.5% a 4% para 2015, pueda implicar reducciones adicionales en la demanda de energía de los consumidores tradicionales, máxime cuando éstos han venido también moderando la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica, al punto de bajar de 9.1% a 2.8% su crecimiento, entre abril de 2013 y enero de 2015, y de acumular desde abril de 2014, tres trimestres consecutivos, los consumidores (excluyendo GC) con una sostenida reducción en su demanda de energía eléctrica.

6. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia

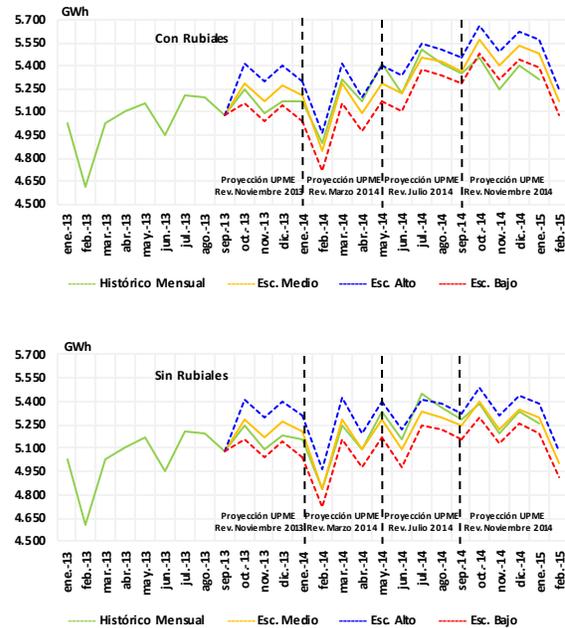
El modelo de proyección que se emplea es modelo econométrico que ha demostrado ser sólido internamente y permite establecer la correlación entre los incrementos anuales de la producción de energía eléctrica y de algún índice macroeconómico, en nuestro caso es el PIB, además de la integración de variables de carácter demográfico (Población) y climático (Temperatura de las áreas geográficas del SIN para Colombia.)

Además, el efecto de la incorporación de la demanda constituida como Grandes Consumidores Especiales (GCE), se basa de un método de proyección directa, utilizando el catálogo de las solicitudes de conexión. Sin embargo, se realiza una constante verificación del avance de dichas conexiones y se ajusta en función de los retrasos en la ejecución reales verificados.

La construcción de los modelos está apoyada en una búsqueda bibliográfica Internacional y nacional explicada en el informe de noviembre de 2014.

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 68).

Gráfica 68. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE (GWh)



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

En las revisiones publicadas desde noviembre de 2013, se ha definido una mayor calidad de las proyecciones, reflejado en la reducción de los errores, por lo menos en el corto plazo. Cabe anotar que en este análisis no se incluye la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

Además, el enfoque de la revisión se basa en la disminución el error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real.

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a noviembre de 2014, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error

Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Tabla 5).

Tabla 5. Errores de las proyecciones

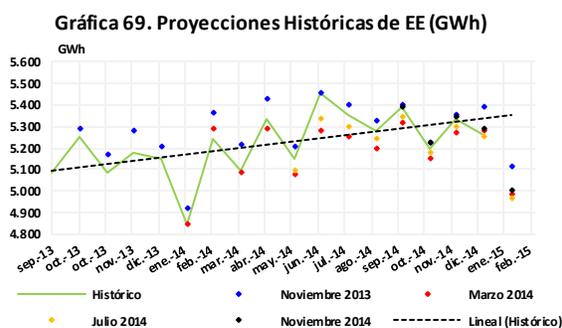
	Noviembre 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Noviembre 2014
APE	1.23%	-0.93%	-0.87%	0.38%
AAE	64	61	46	20
MSE	0.022%	0.021%	0.012%	<u>0.002%</u>

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 6). 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 6 se muestran los resultados obtenidos:

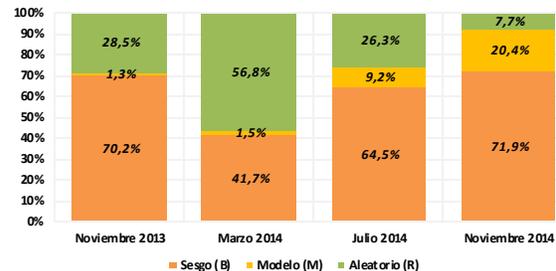
Tabla 6. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones

MSE	Noviembre 2013	Marzo 2014	Julio 2014	Noviembre 2014
Sesgo (B)	70.19%	41.73%	64.52%	71.94%
Modelo (M)	1.34%	1.50%	9.16%	20.38%
Aleatorio (R)	28.48%	56.77%	26.32%	7.68%



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

Gráfica 70. Porcentaje de Participación de las Componente del Error Medio Cuadrático



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

El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 a noviembre 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 0.002% en el MSE de la proyección. (Gráfica 70).

Sin embargo, la mayoría de las observaciones de un fenómeno (en este caso la demanda de energía eléctrica) varían según las circunstancias en las que se miden, en tanto que los errores pueden surgir de las siguientes fuentes: sujeto u objeto que será medido, instrumento de medición y observador o persona que efectúa la medición.

6.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

El modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos¹ (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),

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

Se empleó en esta revisión la base y las proyecciones de población de Colombia de las Naciones Unidas, debido a que esta entidad realiza sus proyecciones con un horizonte mayor al del DANE. Además, la actualización de las estimaciones poblacionales del DANE se realiza a corte 30 de junio, mientras para la UN su actualización es a 31 de diciembre de cada año. Sin embargo, la diferencia entre ambas bases (DANE y UN) no es significativa. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 7:

Tabla 7. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Enero 2015)
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Septiembre 2014)
Población :	POB	Anual (1950 – 2100)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)

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 (20%), Modelo VAR exógeno (60%) y Modelo VEC (20%).

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. (Tabla 8).

Tabla 8. Principales Supuestos Proyecciones Fiscales

	PIB Interno Real (\$ Miles de Millones de 2005)		Variación porcentual	
	MHCP	FMI	MHCP	FMI
2012	\$470.903	\$470.903	4,0%	4,0%
2013	\$492.932	\$492.932	4,7%	4,7%
2014	\$516.297	\$516.649	4,7%	4,8%
2015	\$537.981	\$540.051	4,2%	4,5%
2016	\$561.115	\$564.478	4,3%	4,5%
2017	\$586.365	\$590.021	4,5%	4,5%
2018	\$615.683	\$616.559	5,0%	4,5%
2019		\$644.304		4,5%

Fuente: MHCP, FMI, 2014 - 2015.

En la Tabla 9, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica –

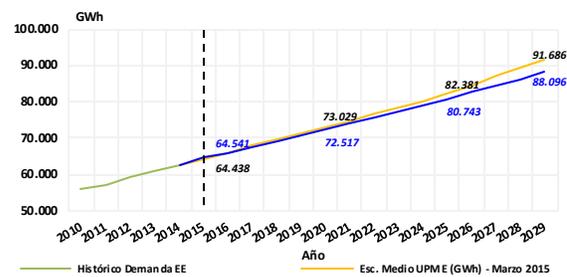
sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales - con el modelo que mejores ajustes mostró.

En la Gráfica 72 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad en julio de 2014 y esta revisión.

Tabla 9. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	65.486	64.438	63.392
2016	67.189	66.102	65.018
2017	69.012	67.896	66.783
2018	70.678	69.535	68.395
2019	72.372	71.201	70.034
2020	74.229	73.029	71.833
2021	75.946	74.718	73.494
2022	77.809	76.552	75.298
2023	79.876	78.586	77.300
2024	81.646	80.328	79.014
2025	83.732	82.381	81.034
2026	85.996	84.610	83.228
2027	88.475	87.050	85.630
2028	90.686	89.226	87.770
2029	93.183	91.686	90.192

Gráfica 72. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

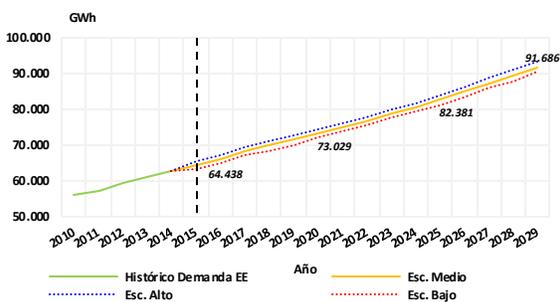


Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

A continuación, en la Gráfica 71 se ilustran los resultados:

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 1,43% en el periodo 2015 - 2029.

Gráfica 71. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



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

6.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

El modelo de largo plazo se 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.

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 2,55%.

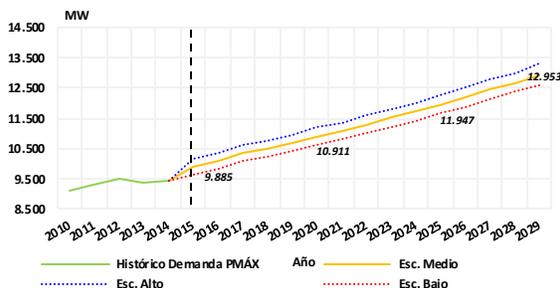
La Tabla 10 muestra estas proyecciones de demanda potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 10. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10.139	9.885	9.637
2016	10.373	10.113	9.860
2017	10.597	10.331	10.072
2018	10.784	10.514	10.250
2019	10.979	10.704	10.435
2020	11.191	10.911	10.638
2021	11.376	11.091	10.813
2022	11.592	11.301	11.018
2023	11.823	11.527	11.238
2024	12.020	11.719	11.425
2025	12.254	11.947	11.648
2026	12.509	12.196	11.890
2027	12.767	12.447	12.135
2028	13.012	12.686	12.368
2029	13.286	12.953	12.628

La Gráfica 73 muestra los resultados de esta proyección para el período 2014-2028.

Gráfica 73. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

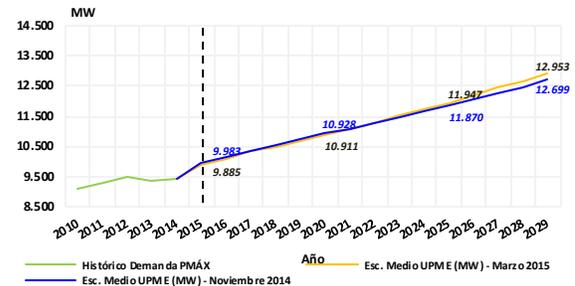


Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

Se estima que la demanda de potencia máxima – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” – tenga un crecimiento promedio para el periodo 2015 a 2029 de 2,16%.

En la Gráfica 74 se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en noviembre de 2014 y esta revisión.

Gráfica 74. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



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

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 0,3% en el periodo 2015 - 2029.

6.3 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. La metodología es la misma que se empleó para la elaboración de los informes de noviembre 2013 a noviembre de 2014.

La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 11:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Octubre 2014 – Diciembre 2029)
	DEM_MENS	Mensual (Octubre 2014 – Diciembre 2029)
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Octubre 2014 – Diciembre 2029)

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

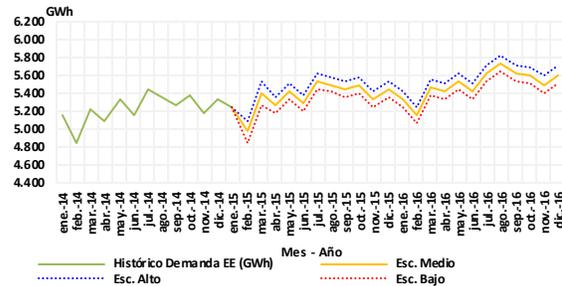
La Tabla 12 muestra sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales los resultados de esta proyección.

Tabla 12. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
feb-15	5.092	4.972	4.852
mar-15	5.541	5.411	5.282
abr-15	5.353	5.268	5.182
may-15	5.522	5.434	5.346
jun-15	5.387	5.301	5.215
jul-15	5.632	5.543	5.454
ago-15	5.596	5.507	5.418
sep-15	5.545	5.457	5.369
oct-15	5.592	5.500	5.409
nov-15	5.422	5.333	5.244
dic-15	5.546	5.455	5.364
ene-16	5.424	5.334	5.245
feb-16	5.256	5.169	5.082
mar-16	5.558	5.466	5.375
abr-16	5.511	5.423	5.336
may-16	5.632	5.542	5.453
jun-16	5.525	5.437	5.350
jul-16	5.728	5.637	5.547
ago-16	5.833	5.741	5.649
sep-16	5.711	5.621	5.531
oct-16	5.706	5.612	5.518
nov-16	5.597	5.504	5.412
dic-16	5.708	5.614	5.521

La Gráfica 75 muestra los valores proyectados entre octubre de 2014 y diciembre 2015:

Gráfica 75. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



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

Las proyecciones mensuales entre 2015 y 2029 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad².

6.4 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 13:

Tabla 13. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

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

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

A continuación, en la Tabla 14 se presentan los resultados de la proyección de potencia

² SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. En línea:

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

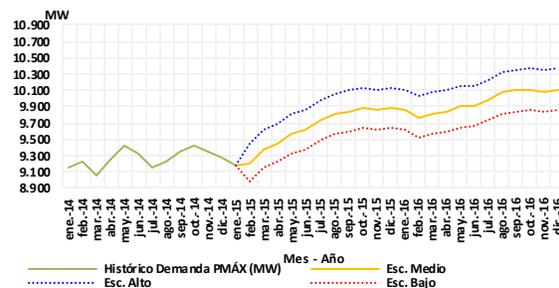
máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período Febrero 2015 - Diciembre 2016.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
feb-15	9.440	9.203	8.973
mar-15	9.618	9.377	9.142
abr-15	9.700	9.457	9.220
may-15	9.821	9.575	9.335
jun-15	9.863	9.616	9.375
jul-15	9.982	9.732	9.488
ago-15	10.057	9.805	9.560
sep-15	10.095	9.842	9.595
oct-15	10.139	9.885	9.637
nov-15	10.109	9.855	9.609
dic-15	10.132	9.878	9.631
ene-16	10.105	9.851	9.605
feb-16	10.021	9.770	9.526
mar-16	10.072	9.820	9.574
abr-16	10.093	9.840	9.594
may-16	10.153	9.898	9.650
jun-16	10.158	9.904	9.656
jul-16	10.235	9.979	9.729
ago-16	10.330	10.071	9.819
sep-16	10.357	10.097	9.844
oct-16	10.373	10.113	9.860
nov-16	10.345	10.086	9.833
dic-16	10.366	10.106	9.853

Estos valores se ilustran en la Gráfica 76.

Gráfica 76. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



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

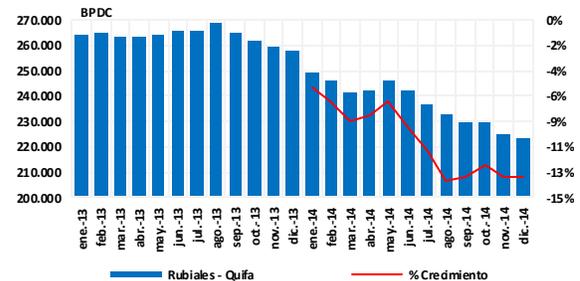
6.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

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 análisis de expertos “que coinciden en que la firma ha sido afectada por una tormenta perfecta que comprende menores precios del petróleo, una incapacidad de desarrollar nuevos campos petroleros de importancia y la deuda de alrededor de US\$4.500 millones que acumuló a través de adquisiciones y gastos de infraestructura”. (SCHAEFER MUÑOZ, 2015)

“Los inversionistas están preocupados sobre lo que puede hacer Rubiales para cambiar de rumbo”, dice Nathan Piper, un analista de RBC Capital Markets, y señala que por ahora la empresa no está produciendo el efectivo suficiente para cubrir los gastos. “Será una época muy difícil”. (SCHAEFER MUÑOZ, 2015)

Gráfica 77. Producción Fiscalizada de Petróleo – Campo Rubiales (BPDC)



Fuente: UPME, Base de Datos ANH, 2015.

Por otra parte, la capacidad de producción durante el periodo enero – octubre de 2014

con respecto al mismo periodo del año anterior, se disminuyó en un 10,11% (Datos calculados de los reportes de la ANH, 2015 - Gráfica 77).

“Fitch Ratings dice que un periodo extendido de bajos precios del petróleo podría presionar la liquidez de Pacific Rubiales y forzarla a disminuir sus inversiones de capital, con el fin de preservar el flujo de caja. El efecto de esto “comprometería la viabilidad a largo plazo de la compañía, dado la relativamente corta vida de sus reservas”.

Por las reservas probadas de Pacific Rubiales y el ritmo de producción, la vida de los recursos de la petrolera es de 8 años. Ahora bien, otra preocupación tiene que ver con el contrato Rubiales, que expira en el 2016.

De no renovarse, dice Fitch, afectaría sus resultados financieros y la producción de la empresa, al punto que se esperaría que de darse esta situación la producción de la empresa esté o por debajo o en línea con la registrada en el 2012”. (PORTAFOLIO, 2015).

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.

A estas situaciones antes mencionadas, se suma lo escrito por PEÑA (2015) en la Revista Petróleo & Gas, en el cual *“la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo (USO) denunció “masacre laboral” en las empresas que manejan el sector de hidrocarburos como Pacific Rubiales, Halliburton y Ecopetrol, entre otras compañías”.*

Por otra parte, la entrada reportada de Drummond para el año 2015 se traslada para el año 2016, debido a que la subestación La

Loma de 500 Kv (la cual reconfigura la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña - La Loma y La Loma - Copey) está en fase de construcción.

La Tabla 15 presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 15. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	PROYECCIÓN GCE (GWh)			
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2015	918			
2016	1.160	482	509	
2017	1.203	964	1.009	
2018	1.080	964	1.012	1.313
2019	876	964	1.009	1.696
2020	652	1.814	1.009	1.844
2021	569	2.081	1.009	2.127
2022	472	2.081	1.012	2.393
2023	384	2.081	1.012	2.212
2024	312	2.081	1.012	2.296
2025	260	2.081	1.012	2.396
2026	213	2.081	1.012	2.363
2027	175	2.081	1.012	2.363
2028	144	2.081	1.012	2.363
2029	118	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.

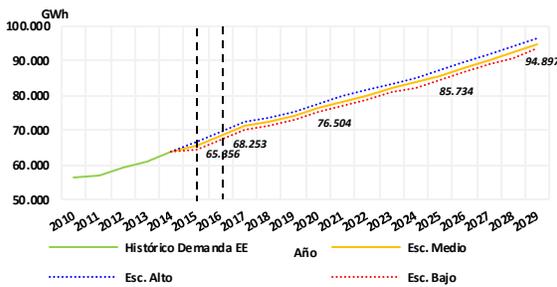
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 16:

Tabla 16. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	66.404	65.356	64.310
2016	69.340	68.253	67.169
2017	72.188	71.072	69.959
2018	75.048	73.904	72.764
2019	76.917	75.747	74.580
2020	79.548	78.348	77.151
2021	81.732	80.505	79.281
2022	83.767	82.510	81.256
2023	85.565	84.275	82.989
2024	87.348	86.030	84.715
2025	89.480	88.130	86.783
2026	91.665	90.279	88.897
2027	94.106	92.681	91.260
2028	96.286	94.825	93.370
2029	98.757	97.260	95.766

La Gráfica 78 ilustra la proyección nacional más los GCE, además está presenta un crecimiento promedio anual del 2,82% entre 2015 a 2029.

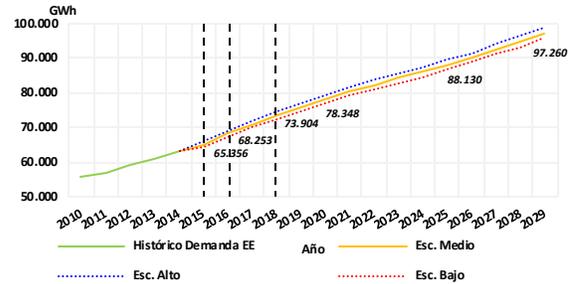
Gráfica 78. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE



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

En la Gráfica 79, se muestra la proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual del 2,88% durante el periodo proyectado.

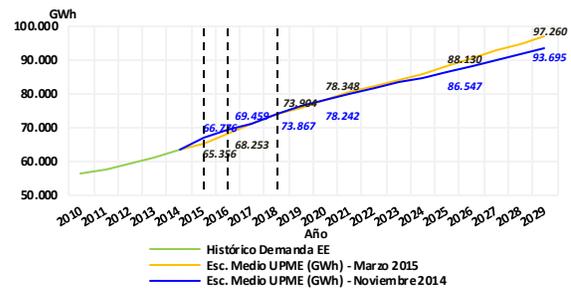
Gráfica 79. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



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

La Gráfica 80 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión, la diferencia radica en la entrada posterior de los GCE (Drummond y Otras Ecopetrol) y la nueva estimación de los valores para Rubiales. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 0,87% en el periodo 2015 - 2029.

Gráfica 80. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



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

6.6 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 17 presenta los resultados de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW).

Tabla 17. Proyección de la Demanda PMÁX de GCE (MW)

AÑO	PROYECCIÓN GCE (MW)			
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	EXPORTACIONES PANAMÁ
2015	145			
2016	166	108	115	
2017	169	108	115	
2018	160	108	115	270
2019	140	108	115	270
2020	105	108	115	270
2021	84	240	115	270
2022	71	240	115	270
2023	58	240	115	270
2024	47	240	115	270
2025	38	240	115	270
2026	31	240	115	270
2027	25	240	115	270
2028	20	240	115	270
2029	16	240	115	270

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond

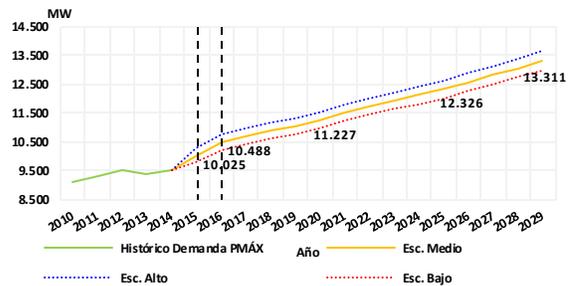
Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla 18 y en la Gráfica 82.

Tabla 18. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	9.777	10.279	10.025
2016	10.235	10.748	10.488
2017	10.450	10.974	10.709
2018	10.879	11.412	11.142
2019	11.044	11.587	11.312
2020	11.212	11.766	11.486
2021	11.495	12.058	11.773
2022	11.687	12.261	11.971
2023	11.895	12.480	12.184
2024	12.071	12.666	12.365
2025	12.285	12.892	12.584
2026	12.521	13.140	12.826
2027	12.760	13.392	13.072
2028	12.989	13.632	13.306
2029	13.245	13.902	13.570

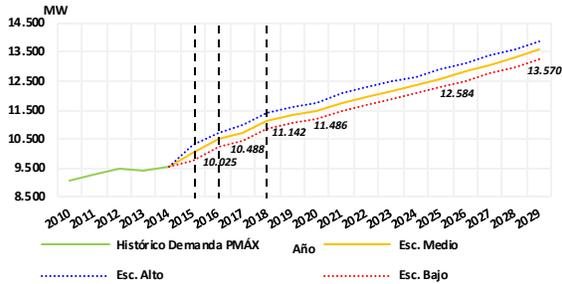
El crecimiento promedio anual de la proyección nacional más los GCE sería 2,24%, y si se adiciona a está la proyección de Panamá aumentaría en 0,13% entre 2015 a 2029.

Gráfica 81. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



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

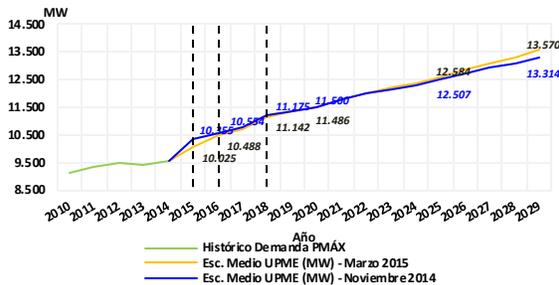
Gráfica 82. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá



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

La Gráfica 83 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 0,12% en el periodo 2015 - 2029.

Gráfica 83. Comparación Noviembre vs Julio de la Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



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 julio y noviembre de 2014.

6.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

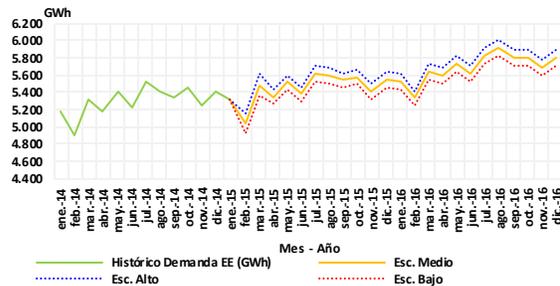
A continuación, en la Tabla 19 y en la Gráfica 84 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para

el período Febrero 2015 - Diciembre 2016, en donde se incluye la proyección de la demanda del GCE Rubiales.

Tabla 19. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
feb-15	5.164	5.044	4.924
mar-15	5.617	5.487	5.358
abr-15	5.430	5.345	5.259
may-15	5.602	5.514	5.426
jun-15	5.465	5.379	5.293
jul-15	5.711	5.621	5.532
ago-15	5.676	5.587	5.498
sep-15	5.624	5.536	5.448
oct-15	5.673	5.581	5.489
nov-15	5.502	5.412	5.324
dic-15	5.631	5.540	5.449
ene-16	5.608	5.519	5.429
feb-16	5.419	5.332	5.245
mar-16	5.731	5.639	5.548
abr-16	5.686	5.598	5.510
may-16	5.815	5.725	5.635
jun-16	5.702	5.614	5.526
jul-16	5.907	5.816	5.726
ago-16	6.015	5.923	5.831
sep-16	5.890	5.800	5.710
oct-16	5.889	5.795	5.701
nov-16	5.778	5.686	5.594
dic-16	5.901	5.807	5.713

Gráfica 84. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



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

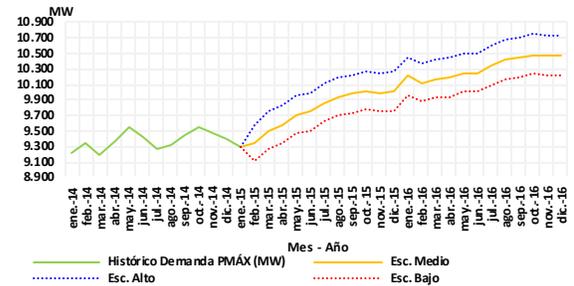
6.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 20 y en la Gráfica 85 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Febrero 2015 - Diciembre 2016, en donde se incluye la proyección de la demanda del GCE Rubiales.

Tabla 20. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
feb-15	9.573	9.336	9.106
mar-15	9.749	9.508	9.273
abr-15	9.833	9.590	9.353
may-15	9.953	9.707	9.467
jun-15	9.995	9.748	9.507
jul-15	10.116	9.866	9.622
ago-15	10.192	9.940	9.695
sep-15	10.230	9.977	9.730
oct-15	10.279	10.025	9.777
nov-15	10.254	10.001	9.754
dic-15	10.271	10.017	9.769
ene-16	10.460	10.207	9.960
feb-16	10.379	10.128	9.883
mar-16	10.423	10.170	9.924
abr-16	10.448	10.195	9.949
may-16	10.506	10.251	10.003
jun-16	10.511	10.256	10.008
jul-16	10.594	10.337	10.087
ago-16	10.691	10.433	10.180
sep-16	10.718	10.458	10.205
oct-16	10.748	10.488	10.235
nov-16	10.735	10.476	10.223
dic-16	10.736	10.476	10.223

Gráfica 85. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



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

7. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario

Con relación a las proyecciones de demanda no regulada sin GCE publicadas en noviembre de 2014, se tiene que los valores efectivamente ocurridos han estado cercanos a los proyectados entre los meses de Octubre de 2014 y enero de 2015, encontrándose desviaciones absolutas menores a 0.87%. De manera conjunta para la demanda regulada, la desviación absoluta es igual a 1.00% del valor real.

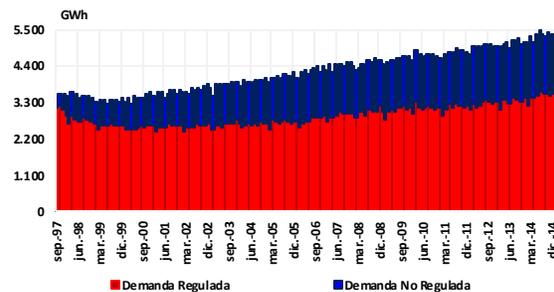
La metodología para la elaboración de las proyecciones es igual a la de las dos últimas revisiones. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 21:

Tabla 21. Variables de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD
Demanda por Tipo de Usuario :	DEM_REG, DEM_NOREG	Mensual (Septiembre 1997 – Enero 2015)
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Septiembre 1997 – Diciembre 2016)

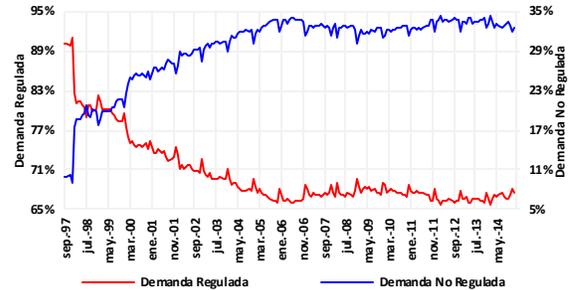
Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

Gráfica 86. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

Gráfica 87. Relación de la Demanda de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

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

La Tabla 22 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 22. Proyección de la Demanda Energía Eléctrica Sin Nuevos GCE por Tipo de Usuario - Mensual (GWh)

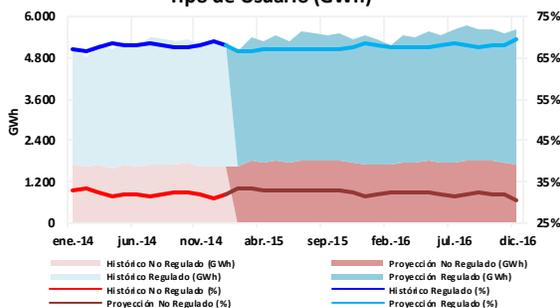
	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	No Regulada	Regulada	No Regulada	Regulada
ene-15	1.670	3.563		
feb-15			1.673	3.299
mar-15			1.797	3.614
abr-15			1.732	3.535
may-15			1.798	3.635
jun-15			1.737	3.565
jul-15			1.814	3.729
ago-15			1.801	3.706
sep-15			1.804	3.653
oct-15			1.820	3.681
nov-15			1.743	3.590
dic-15			1.716	3.739
ene-16			1.716	3.618
feb-16			1.690	3.480
mar-16			1.763	3.704
abr-16			1.765	3.658
may-16			1.796	3.746
jun-16			1.743	3.694

	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	No Regulada	Regulada	No Regulada	Regulada
jul-16			1.788	3.849
ago-16			1.844	3.897
sep-16			1.811	3.810
oct-16			1.802	3.810
nov-16			1.759	3.746
dic-16			1.725	3.889

Notas: Periodo de Enero de 2015 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 88, se muestra una disminución mínima de la participación de los usuarios no regulados dentro del consumo energético de 32,22% (20.105 GWh) en el año 2014 a 32,08% (21.201 GWh) en el 2016.

Gráfica 88. Demanda de Energía Eléctrica Sin Nuevos GCE por Tipo de Usuario (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

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

La Tabla 23 muestra los valores mensuales proyectados de la demanda de energía eléctrica por tipo de usuario incluyendo la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

Tabla 23. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Con Nuevos GCE por Tipo de Usuario - Mensual (GWh)

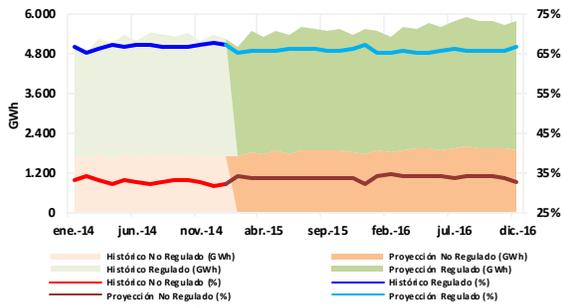
	HISTÓRICO EE (GWH)		PROYECCIÓN EE (GWH)	
	No Regulada	Regulada	No Regulada	No Regulada
ene-15	1.722	3.563		
feb-15			1.745	3.299
mar-15			1.873	3.614
abr-15			1.809	3.535
may-15			1.879	3.635
jun-15			1.814	3.565
jul-15			1.893	3.729
ago-15			1.881	3.706
sep-15			1.883	3.653
oct-15			1.900	3.681
nov-15			1.823	3.590
dic-15			1.801	3.739
ene-16			1.901	3.618
feb-16			1.853	3.480
mar-16			1.935	3.704
abr-16			1.940	3.658
may-16			1.979	3.746
jun-16			1.920	3.694
jul-16			1.967	3.849
ago-16			2.026	3.897
sep-16			1.990	3.810
oct-16			1.985	3.810
nov-16			1.940	3.746
dic-16			1.918	3.889

Notas: Periodo de Enero de 2015 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 89, se muestra un crecimiento de la participación de los usuarios no regulados

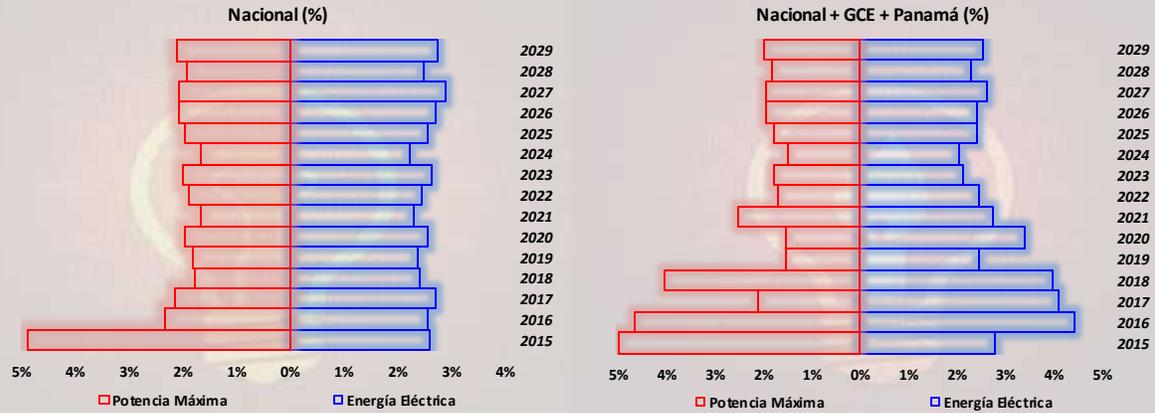
dentro del consumo energético, pasando de 33,03% (20.864 GWh) en el año 2014 a 33,71% (23.352 GWh) en el 2016.

Gráfica 89. Demanda de Energía Eléctrica Con Nuevos GCE por Tipo de Usuario (GWh)

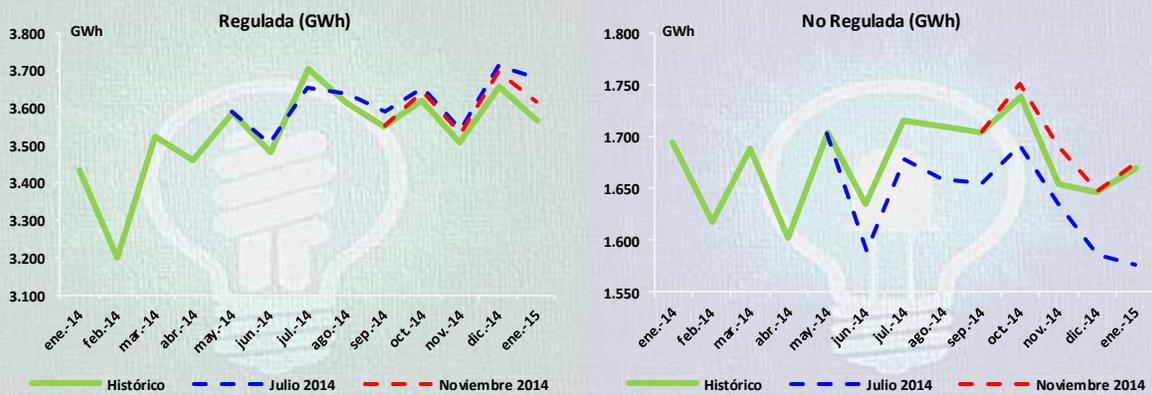


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2015.

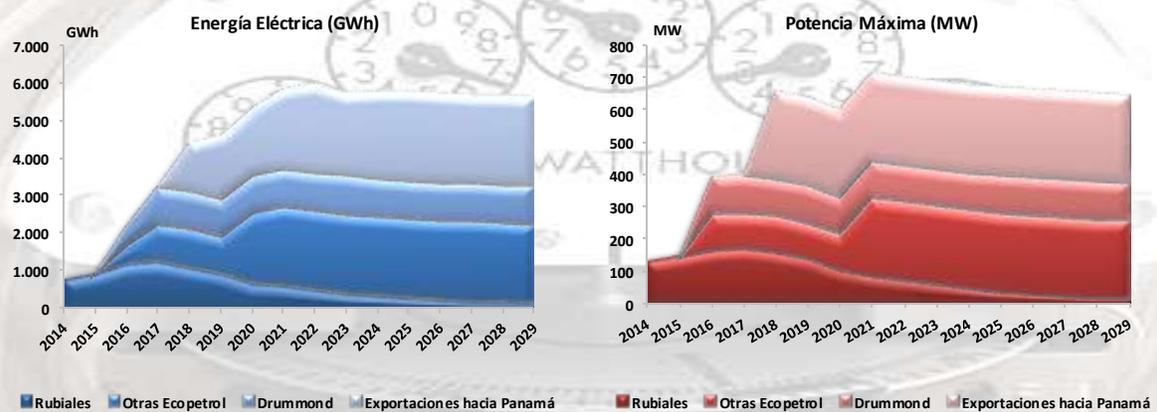
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA



SEGUIMIENTO A LA DEMANDA - SIN GCE



DEMANDA PROYECTADA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES ESPECIALES (GCE)



8. Autogeneración y Cogeneración en Colombia

8.1 Marco Conceptual

Durante el segundo semestre del 2014 se realizó el estudio “Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de Industria, Petróleo, Comercio y Público del País” (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN), el cual tenía entre sus objetivos primordiales el establecer la capacidad instalada actualmente en los procesos de autogeneración y cogeneración para tres grandes sectores de la economía: el sector de industria, petróleos y el sector comercial y público (el tamaño muestral para el análisis del estudio fue de 345 establecimientos).

De lo anterior, se tomaron como punto de partida los siguientes conceptos técnicos fundamentales para el análisis de la información recopilada en cada uno de los sectores. (UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014).

- **Autogeneración:** producción de energía eléctrica para atender total o parcialmente la carga del establecimiento.
- **Cogeneración:** producción simultánea de dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y energía térmica (calor o frío), aunque puede ser también energía mecánica.
- **Equipo suministro eléctrico de emergencia:** es aquel cuya aplicación es el suministro de energía eléctrica en un establecimiento al momento de sufrir cortes inesperados en el suministro eléctrico. Suministra electricidad a otros equipos o sistemas prioritarios

(normalmente sin variación de carga), por un número de hora limitado, entre 50-100 horas por año.

- **Equipo suministro eléctrico de respaldo:** es aquel cuya aplicación busca atender requerimientos de energía eléctrica durante cortes inesperados de electricidad en capacidad de atender capacidades y tiempos mayores a los atendidos por equipos de emergencia. El tiempo de operación anual puede ser del orden de 500 horas.

En las resoluciones CREG 084 y 085 de 1996 para autogeneradores y cogeneradores se definen las disposiciones aplicables a la actividad.

En la resolución CREG 107 de 1998, se aclara el alcance de las disposiciones establecidas en la resolución CREG 085 de 1996 que reglamenta la actividad de Cogeneración en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se expide una resolución autocontenida, además se extiende la interpretación de la reglamentación establecida en la resolución CREG 116 de 1996 (Cargo por Capacidad), en el contexto de la actividad de cogeneración.

8.2 Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración - Cogeneración

Partiendo de las bases de datos entregadas por el consultor de capacidad instalada reportada de los sectores de la economía mencionados anteriormente, se procedió a construir la historia empleando los siguientes parámetros cuantitativos y cualitativos:

Tabla 24. Parámetros para el cálculo de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima

PARÁMETROS	VALORES
Potencia:	KWe
Energético:	Carbón, Crudo, Diesel, Gas Natural, Hidráulica
Tecnología:	Motor de Combustión Interna, Turbina de Gas, Caldera - Turbina de Vapor, PCH.
Estado de la Tecnología:	Bueno, Regular, Malo
Vida Remanente de la Tecnología:	0 a 50 años
Horas de Operación:	Diarias, Anuales

Fuente: UPME, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Con los parámetros anteriores, se procedió a agrupar por años de vida remanente a los autogeneradores, cogeneradores, plantas de emergencia y respaldo en cada uno de los sectores objeto del estudio, luego con el valor de potencia y las horas de operación se calculó la demanda de energía eléctrica.

Cabe anotar, que se asumió que la vida histórica es la diferencia de la vida útil³ (30 años) menos la vida remanente.

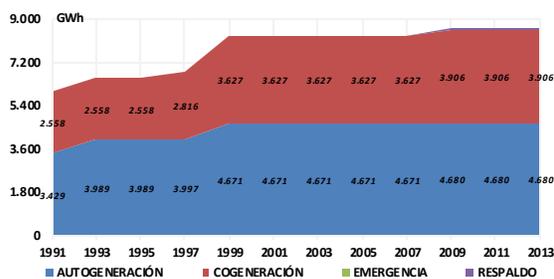
De lo expuesto en el marco conceptual con las resoluciones CREG, éstas se referenciaron para brindar claridad en cuanto al punto de partida de los valores históricos tanto de autogeneración como de cogeneración. Siendo así, que la autogeneración ha estado durante la historia de la demanda de energía eléctrica empleada por la Unidad desde 1991 a la fecha, mientras que por otro lado para la cogeneración su punto de partida iniciaría a partir de 1996 de acuerdo a las resoluciones antes mencionadas.

³ **“Valor de reversión en inmuebles ligados a una explotación económica:** El inmueble ligado a una explotación económica dejara de producir rentas en el momento en que haya transcurrido la vida útil estimada para el mismo.

Esta vida útil depende del uso del inmueble, aunque la ECO 805/2003 establece de forma generalizada una vida útil

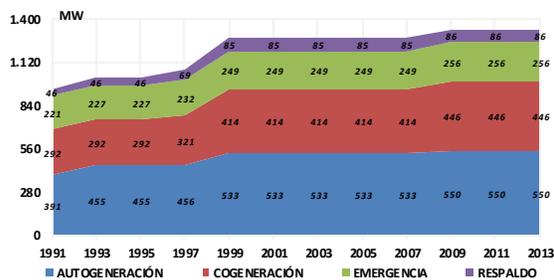
A continuación se muestran los resultados en la Gráfica 90 y Gráfica 91:

Gráfica 90. Demanda Histórica de Energía Eléctrica (GWh)



Fuente: UPME, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

Gráfica 91. Demanda Histórica de Potencia Máxima (MW)



Fuente: UPME, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014.

De las anteriores gráficas, se puede observar que las demandas aumentan en los periodos adversos energéticamente, tales como el racionamiento de 1992, los fenómenos climáticos (El Niño) y de crisis económicas de 1998 y 2008.

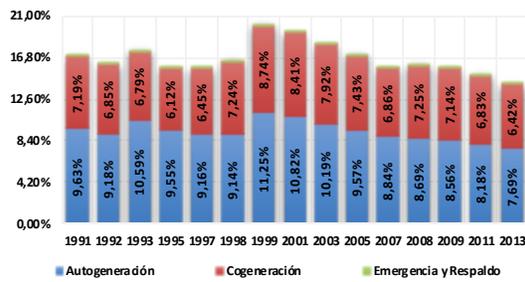
Esto se tradujo en un crecimiento promedio anual entre 1992 a 1993 del 16,32% en autogeneración, y del 1.49% para emergencia y respaldo. Para 1998 a 1999, el crecimiento

máxima de 35 años para este tipo de inmuebles. Hay que analizar la actividad que se desarrolla en el mismo para adoptar el plazo conveniente”. (GONZALEZ N., TURMO DE PADURA Y VILLARONGA S., 2006)

promedio anual fue del 16,84% en autogeneración, seguido del 14,55% en cogeneración y por último con un 30,07% para emergencia y respaldo.

Y por último, para el periodo 2007 a 2008 el mayor crecimiento se presentó para la cogeneración con un 7,70%, seguido de la emergencia y el respaldo con un 3,73%, y con un 1,67% para autogeneración.

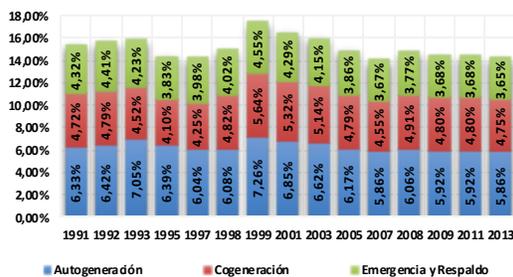
Gráfica 92. Participación sobre la Demanda de Energía Eléctrica del SIN (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014 - 2015.

Con la Gráfica 92 se confirma que los años 1993 y 1999 en cuanto a la autogeneración, su participación en la demanda de energía eléctrica del SIN aumento, mientras que la mayor participación para la cogeneración se presentó en los años 1999 y 2008.

Gráfica 93. Participación sobre la Demanda de Potencia Máxima del SIN (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014 - 2015.

De la Gráfica 93 se obtiene el mismo análisis realizado en energía eléctrica para potencia máxima, con la novedad de que las plantas de emergencia y respaldo presentan participaciones representativas durante toda su historia, especialmente en cada uno de los periodos donde se ha presentado crisis energética.

8.3 La “Demanda Oculta” en el SIN

En el medio siempre se ha especulado sobre una “demanda oculta”, siendo aquella demanda que no se ve reflejada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero que realmente es demandada en aquellos sectores de la economía para abastecerse. Está demanda no se reporta debido a que no se cuenta con una normatividad obligatoria para el reporte de información, de igual manera por temas de costos de operación, ubicación geográfica y recursos energéticos.

Los resultados de este estudio, nos han permitido recrear la posible historia de esta demanda que es conformada por los autogeneradores y cogeneradores.

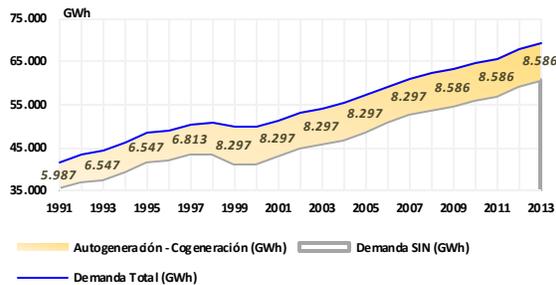
Del Informe Ejecutivo (versión liquidación TXR – Enero 2014) de XM, se tiene que el Total Capacidad Efectiva Neta es de 14.558,55 MW a diciembre de 2013, además la Demanda Máxima de Potencia y de Energía Eléctrica en 2013 fue de 9.383 MW y 60.890,28 GWh respectivamente.

Tabla 25. Porcentaje de Participación para el Año 2013

	Total Capacidad Efectiva Neta	Demanda de Potencia Máxima	Demanda de Energía Eléctrica
Autogeneración	3.78%	5.86%	7.69%
Cogeneración	3.06%	4.75%	6.42%
Emergencia	1.76%	2.73%	0.02%
Respaldo	0.59%	0.91%	0.07%
TOTAL	8.60%	13.35%	14.12%

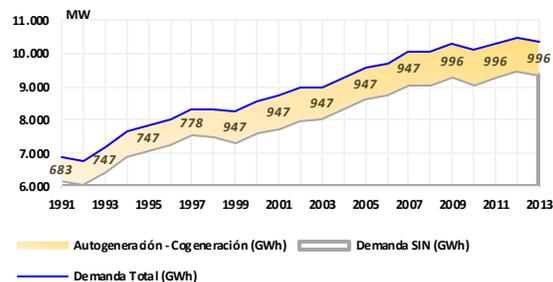
En 2013, la capacidad total de autogeneración y cogeneración encontrada en los sectores estudiados representa el 6,84% de la capacidad total del SIN. Para la demanda de potencia máxima y de energía eléctrica del SIN representan el 10,61% y 14,10% (Tabla 25 y Gráfica 94 y Gráfica 95).

Gráfica 94. Demanda de Energía Eléctrica Oculta (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014 - 2015.

Gráfica 95. Demanda de Potencia Máxima Oculta (MW)



Fuente: UPME, Base de Datos XM, Consorcio HART – REGENERACIÓN, 2014 - 2015.

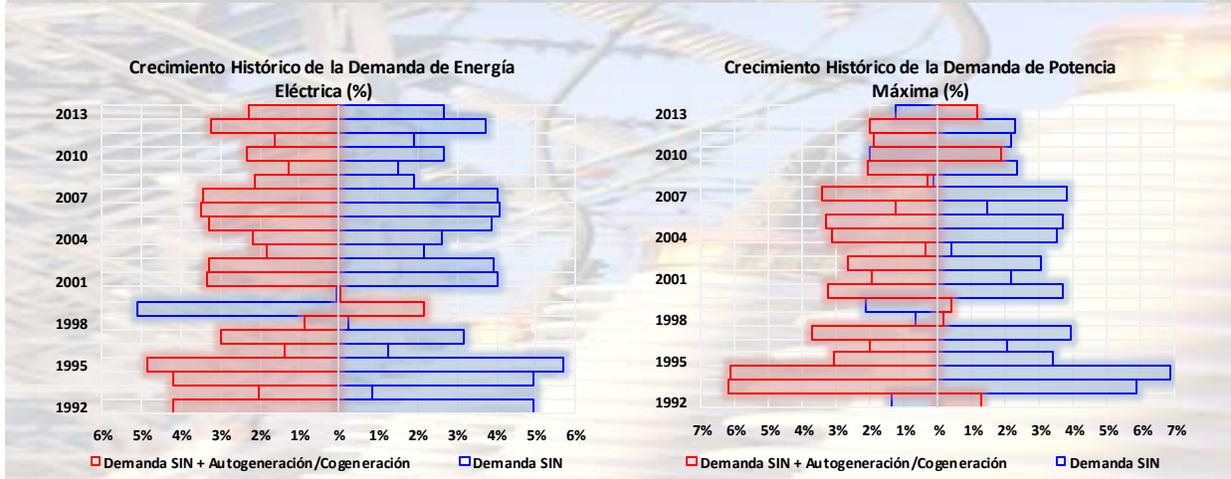
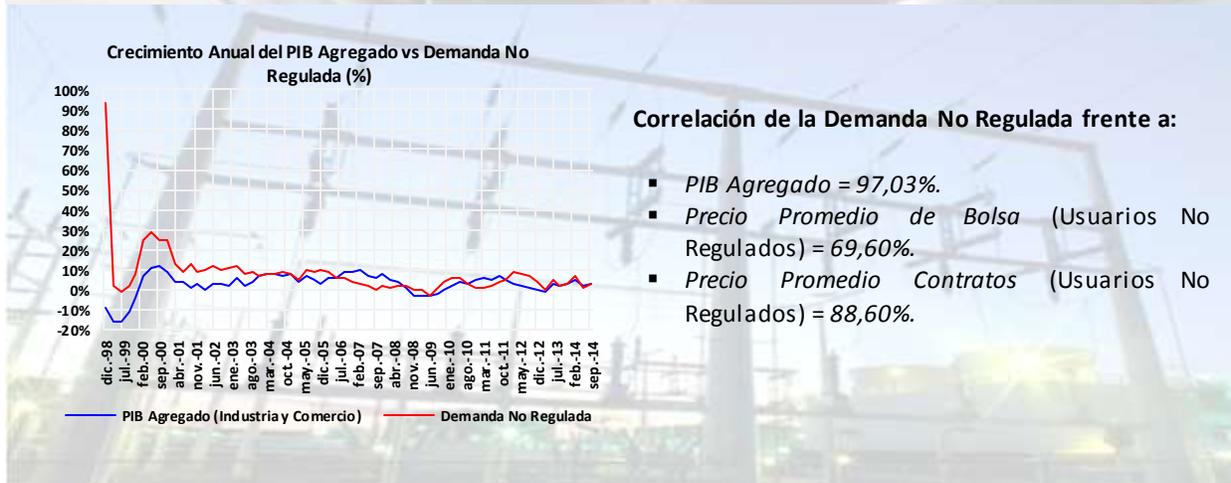
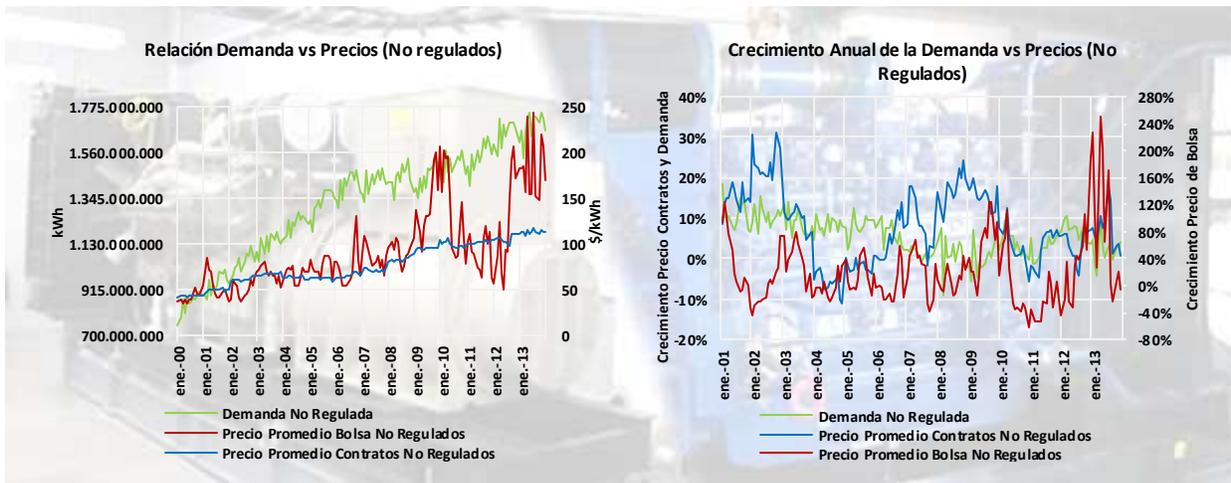
En el año 2005 la ANDI a través de una encuesta entre sus agremiados identificó 773 MW en autogeneración y cogeneración. Si se aplica el crecimiento año a año de 2006 a 2013 del PIB agregado de las ramas de la actividad económica: Industrias manufactureras y Comercio, reparación, restaurantes y hoteles (ya que estos PIB concentran los sectores analizados en el estudio UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN), se tendría que para el año 2013 la capacidad

instalada en autogeneración y cogeneración sería de 1.002,40 MW, y realizando el cálculo para energía eléctrica se obtendría 8.777,52 GWh.

Realizando la comparación, entre los valores calculados teóricamente con el crecimiento del PIB Agregado y con los cálculos de la base de datos del estudio UPME – Consorcio HART – REGENERACIÓN, la diferencia en potencia es de 0,66% y en energía eléctrica es de 2,18%.

Por otro lado en el 2014, la ANDI con la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas realizaron el estudio “Inventario de la capacidad instalada de autogeneración y cogeneración de la industria colombiana”, encontrando como resultado que para 2013 la autogeneración tenía una capacidad instalada de 406 MW y para cogeneración de 351 MW, y entre ambos un total 757MW (para un tamaño muestral de 35 empresas).

La demanda de autogeneración y cogeneración ha aumentado, debido en gran parte al crecimiento de los Precios en Bolsa para los usuarios No regulados. Las empresas realizan una análisis costo/beneficio y prefieren emplear combustibles fósiles o residuos (bagazo) para la generación de abastecimiento, ya sea porque su actividad les permite tener de primera mano estos combustibles o porque comprarlos les genera un menor costo que estar conectados al sistema demandando energía, en su gran mayoría estas empresas están conectados al sistema por cuestiones de respaldo para sus procesos.



9. Proyección Técnico - Económica del Consumo de Energía Eléctrica en Colombia

Dentro del conjunto de herramientas desarrolladas por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), se encuentra: el Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED), el cual permite al usuario desagregar la estructura predefinida de demanda de energía según las necesidades y/o disponibilidad de datos. Además, posee cuatro sectores principales “consumidores de energía”: Industria (que incluye Agricultura, Construcción, Minería y Manufacturero), Transporte, Servicios y Residencial.

El modelo MAED evalúa la futura estructura del consumo de energía con base en escenarios y factores de desarrollo social, tecnológico, económico y poblacional del país en el mediano y largo plazo; tales como el crecimiento poblacional, indicadores demográficos (el número de habitantes por vivienda), el equipamiento en los hogares, los modos de transporte, la penetración de tecnologías más eficientes tanto en electrodomésticos como en equipos industriales, el desarrollo de algunos sectores económicos debido a políticas nacionales entre otras.

El consumo total de energía para uso final se desgrega en cinco sectores, que son: Industria (Manufactura), Agricultura, Construcción y Minería (ACM), Transporte, Servicios y Residencial.

Se requirió recopilar, analizar y procesar la información y los datos necesarios para “alimentar” el modelo, de esta manera se procede a calcular apropiadamente los

parámetros de entrada para el ajuste y calibración; de tal manera que se pueda reproducir casi fielmente el Balance Energético Nacional (BEN) durante los años base (2010 a 2012).

Luego se procede a desarrollar los escenarios específicos para la situación y objetivos futuros del país. Los escenarios se subdividieron en cinco escenarios expuestos en el Plan Energético Nacional “PEN” (UPME, 2015):

- **Escenario Base:** Crecimiento anual de la economía del 4,6% anual desde 2014 hasta 2030, y de 3,5% de 2031 a 2050. Crecimiento del PIB Potencial. Fin del conflicto.
- **Escenario tecnológico 1 (T1):** Supone un mayor consumo de gas natural y energía eléctrica, en reemplazo del uso de energéticos tradicionales y del carbón mineral. Disminución emisiones de gases de efecto invernadero. Mayor eficiencia en los procesos industriales. En transporte, penetración de vehículos eléctricos, de GNL y GLP como energéticos. Fin del conflicto.
- **Escenario tecnológico 2 (T2):** Supone que tras la firma de un acuerdo de paz se dará mayor crecimiento económico y aplicación de políticas de impulso a las Fuentes No Convencionales de Energía. Mayor desarrollo rural, aumentando la participación de la biomasa en la matriz energética nacional. Mayor participación de la electricidad y del GLP en reemplazo de gas natural. En transporte, al igual que en el escenario T1, penetración de vehículos eléctricos, de GNL y GLP como energéticos.

- **Escenario Mundo Eléctrico (ME):** Supone que el energético predominante es la electricidad. Se reemplaza en los usos y sectores donde sea posible. (Transporte, ACM e Industria, calentamiento directo, fuerza motriz y en los sectores residencial y de servicios). Se presenta penetración de energía solar (0,5% a 2050) y eólica (1,7% a 2050) para generación eléctrica. Toda la energía obtenida de combustibles fósiles para el transporte se obtiene de la electricidad. Fin del conflicto.
- **Escenario Eficiencia Energética (EE):** Supone metas de aumento de eficiencia en procesos agrícolas e industriales (25% a 2030 y 30% a 2050), y en procesos de cocción y calentamiento de agua en el sector residencial. Penetración de energía solar (0,6%) y eólica (2%) para generación eléctrica. En transporte, penetración de vehículos eléctricos, de GNL y GLP como energéticos. Fin del conflicto.

La calidad de los escenarios probables depende de la solidez interna de los supuestos, en especial de los desarrollos sociales, tecnológicos, económicos y poblacionales del país. Por tanto, se requiere tener una clara comprensión de la interacción dinámica de los factores determinantes de la demanda.

Los resultados del modelo, son solamente una representación de los supuestos introducidos en cada uno de los escenarios. La realización del seguimiento y la evaluación de los resultados, permitirá tomar las acciones necesarias en cuanto al replanteamiento y cálculo de los supuestos iniciales (si es

necesario); paso fundamental del cual proceden resultados sensatos.

En resumen, el procedimiento para la elaboración de los escenarios fue el siguiente:

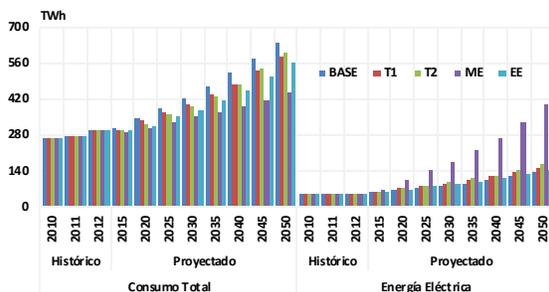
1. Realizar la descomposición de la demanda total del país utilizando la categorización empleada por el Balance Energético Nacional (BEN) en cuanto al uso final.
2. Identificar las variables sociales, económicas y tecnológicas que influyen en cada categoría de uso final de la demanda.
3. Desarrollar los cálculos de las relaciones entre la demanda y los factores que la afectan (penetración y eficiencia).
4. Alimentar cada uno de los escenarios de acuerdo a los supuestos económicos, sociales y tecnológicos.
5. Contrastar los resultados de cada escenario.

9.1 Contraste entre el Consumo Final Total y el Consumo de Energía Eléctrica

La participación de la energía eléctrica en la canasta energética entre 2015 a 2050 para cada uno de los escenarios, tendrá un crecimiento moderado, excepto en el escenario ME, el cual pasará de un 21,65% en 2015 a un 88,79% en 2050, esto se debe a los supuestos antes mencionados.

Por otra parte, los escenarios que ganan participación moderada entre 2015 a 2050 son el T2 (20,46% a 27,56%) y EE (19,28% a 25,84%), y por último se encuentran los escenarios T1 y Base con un crecimiento en la participación de aproximadamente entre 2 y 5 puntos porcentuales.

Gráfica 96. Consumo Final Total vs Consumo de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

A continuación, en la Tabla 26 se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios en cuando a la energía eléctrica:

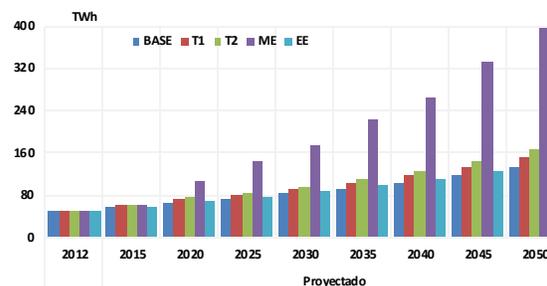
Tabla 26. Escenarios de Consumo Final de la Energía Eléctrica (TWh)

	Año	Consumo Final (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010			50,42		
	2011			52,34		
	2012			51,88		
Proyectado	2015	58,54	61,76	61,75	63,65	56,85
	2020	67,24	72,27	75,33	106,00	69,43
	2025	74,80	81,46	84,92	144,96	78,06
	2030	83,88	93,17	97,09	174,44	89,46
	2035	93,29	104,91	110,43	223,05	100,33
	2040	103,62	117,00	124,34	266,17	111,23
	2045	117,63	132,97	143,07	332,51	126,53
	2050	135,00	152,53	166,12	396,81	145,72

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

El escenario de Mundo eléctrico presenta el mayor crecimiento promedio en el consumo final total con respecto a los demás escenarios; durante el periodo 2015 – 2050, su crecimiento quinquenal será aproximadamente del 31,22%, seguido de los escenarios T2, EE, T1 y Base son crecimientos del 15,68%, 14,36%, 14,27% y 12,79%.

Gráfica 97. Escenarios de Consumo de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

9.2 Consumo de Energía Eléctrica Sectorial

La participación promedio en el sector ACM para el periodo comprendido entre 2015 a 2050, muestra que los escenarios que más peso dan a este sector son: el Base, EE y T1 con 7,84%, 7,72%, y 7,06% respectivamente.

Tabla 27. Escenarios de Consumo Final de la Energía Eléctrica – Sector ACM (TWh)

	Año	Consumo Final - ACM (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010			1,82		
	2011			1,86		
	2012			2,20		
Proyectado	2015	3,10	3,10	3,10	2,76	3,10
	2020	4,12	4,12	4,13	5,50	4,12
	2025	4,90	4,90	4,91	7,90	4,90
	2030	6,02	6,02	6,02	11,26	6,02
	2035	7,32	7,32	7,46	14,96	7,32
	2040	8,89	8,89	9,24	19,60	8,89
	2045	11,54	11,54	12,21	24,95	11,54
	2050	15,36	15,36	16,52	31,86	15,36

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

La industria es el sector con mayor participación en el consumo total final, sin embargo para el escenario ME no es así. Esto se debe en gran medida a que la mayoría de las empresas en sus procesos donde se emplean usos térmicos (generación de vapor, calor directo, etc.), utilizan combustibles fósiles (GN, Carbón, etc.) por tanto hay predominio de estos. La participación promedio para el escenario ME entre 2015 a

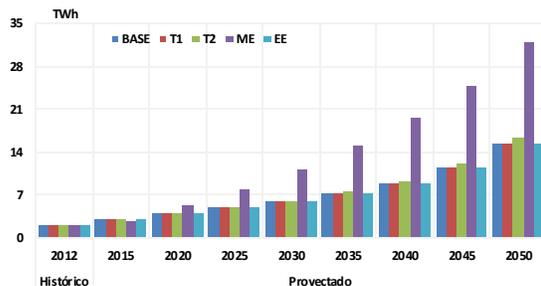
2050 es de 21,88%, mientras que para el resto de escenarios oscila entre 35,98% y 41,83%.

Tabla 28. Escenarios de Consumo Final de la Energía Eléctrica – Sector Industrial (TWh)

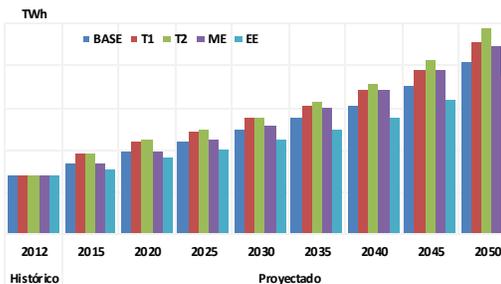
		Consumo Final - Industria (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010	19,96				
	2011	21,01				
	2012	19,63				
Proyectado	2015	23,53	26,57	26,57	23,79	21,85
	2020	27,75	31,12	31,19	27,46	25,72
	2025	30,68	34,41	34,49	31,62	28,25
	2030	34,48	38,62	38,62	36,36	31,60
	2035	38,44	43,02	43,85	41,76	35,03
	2040	42,73	47,80	49,67	47,91	38,72
	2045	49,24	54,86	58,01	54,89	44,56
	2050	57,48	63,71	68,52	62,84	52,29

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

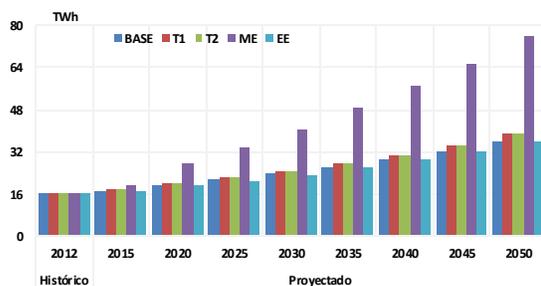
Gráfica 98. Consumo Final de Energía Eléctrica – Sector ACM



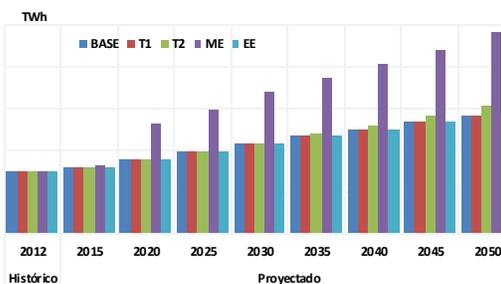
Gráfica 99. Consumo Final de Energía Eléctrica – Sector Industrial



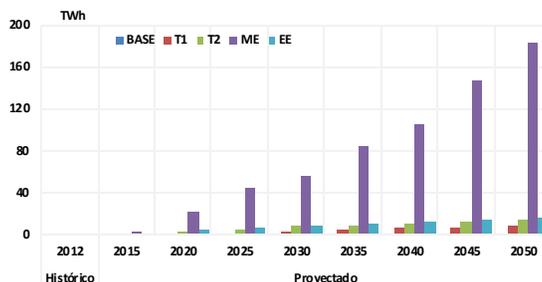
Gráfica 100. Consumo Final de Energía Eléctrica – Sector Residencial



Gráfica 101. Consumo Final de Energía Eléctrica – Sector Servicios



**Gráfica 102. Consumo Final de Energía Eléctrica
– Sector Transporte**



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

Para el sector residencial la participación promedio del consumo final total es muy equivalente en todos los escenarios, debido a que la electricidad es el energético predominante en los usos como: calefacción, aire acondicionado y equipos domésticos secundarios (refrigeradores, luminarias, lavadoras, etc.). El valor de la participación promedio total es del 26,10% entre el periodo 2015 a 2050.

**Tabla 29. Escenarios de Consumo Final de la Energía Eléctrica
– Sector Residencial (TWh)**

		Consumo Final - Residencial (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010					16,06
	2011					16,57
	2012					16,54
Proyectado	2015	17,48	17,67	17,67	19,35	17,48
	2020	19,35	19,89	19,89	27,48	19,05
	2025	21,40	22,26	22,26	33,93	21,08
	2030	23,70	24,85	24,85	40,62	23,35
	2035	26,33	27,81	27,81	48,51	25,97
	2040	29,28	31,08	31,08	56,85	28,90
	2045	32,59	34,68	34,68	65,36	32,17
	2050	36,29	38,67	38,67	75,86	35,87

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

Muy similar al sector industrial, el sector servicios tiene una participación promedio menor en el escenario ME, debido a que en los usos térmicos (esencialmente calentamiento de agua y cocción), y fuerza motriz (para pequeños motores) emplean combustibles fósiles y motor. Sin embargo, la

electricidad es fundamental para usos específicos tales como: computadoras, alumbrado, etc.

Dando como resultado las siguientes participaciones promedio: Base - 22,40%, T1 - 20,31%, T2 - 19,78%, EE - 21,35% y 16,66% para ME.

**Tabla 30. Escenarios de Consumo Final de la Energía Eléctrica
– Sector Servicios (TWh)**

		Consumo Final - Servicios (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010					12,51
	2011					12,84
	2012					13,44
Proyectado	2015	14,35	14,35	14,35	14,65	14,35
	2020	15,93	15,93	15,96	23,71	15,93
	2025	17,73	17,73	17,77	26,93	17,73
	2030	19,58	19,58	19,58	30,61	19,58
	2035	21,08	21,08	21,47	33,60	21,08
	2040	22,60	22,60	23,45	36,70	22,60
	2045	24,13	24,13	25,45	39,93	24,13
	2050	25,73	25,73	27,59	43,40	25,73

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

Fenómeno contrario al sector industrial, el sector transporte para el escenario ME se encuentra muy por encima del resto de escenarios, ya que éste apuesta a poner en marcha un sistema totalmente eléctrico, reemplazando el parque automotriz que emplea combustibles fósiles y motor, especialmente en el transporte de pasajeros urbano, obteniendo una participación

promedio del consumo final total del 31,97% entre el periodo 2015 a 2050.

Para los demás escenarios sus participaciones en dicho periodo serán de: Base – 0,12%, T1 – 3,96%, T2 – 6,98%, y EE – 8,60%. A medida que se cambia de escenario, se presenta un crecimiento en la participación de la electricidad debido a cambios tecnológicos, lo que representaría una mayor eficiencia.

Tabla 31. Escenarios de Consumo Final de la Energía Eléctrica – Sector Transporte (TWh)

		Consumo Final - Transporte (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010			0,06		
	2011			0,06		
	2012			0,07		
Proyectado	2015	0,08	0,07	0,06	3,10	0,07
	2020	0,09	1,21	4,15	21,85	4,61
	2025	0,09	2,16	5,49	44,59	6,11
	2030	0,10	4,11	8,03	55,60	8,92
	2035	0,11	5,68	9,84	84,22	10,93
	2040	0,12	6,64	10,91	105,11	12,12
	2045	0,13	7,76	12,72	147,37	14,13
	2050	0,15	9,07	14,83	182,86	16,47

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, 2015.

Como es de esperar el mayor crecimiento promedio durante el periodo de proyección 2015 – 2050 para todos los sectores se encuentra en el escenario de ME, con un valor del 30,17% en el consumo final total de la energía eléctrica, seguido de los escenarios T2, T1, EE y el Base, con 16,13%, 14,89%, 14,23% y 13,12% respectivamente.

PROYECCIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA



El consumo total de energía para uso final se desagregó en cinco sectores, que son:

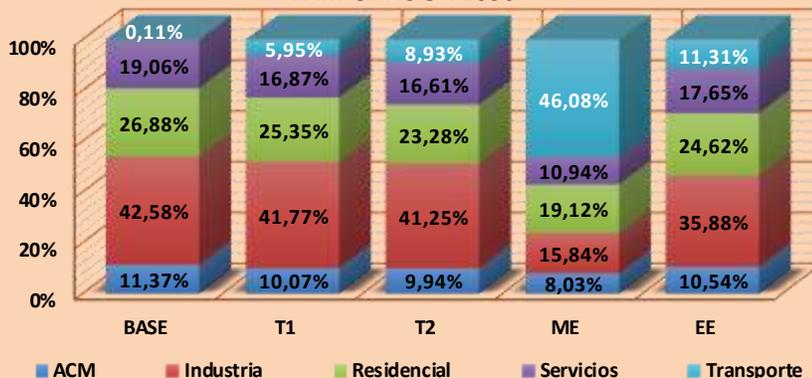
- Industria (Manufactura).
- Agricultura, Construcción y Minería (ACM).
- Transporte.
- Servicios.
- Residencial.



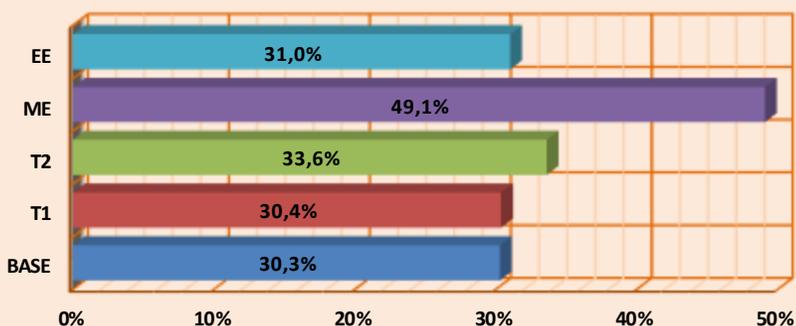
- ✓ Escenario Base: PIB potencial 4,6% anual desde 2014 hasta 2030, y de 3,5% de 2031 a 2050.
- ✓ Escenario tecnológico 1 (T1) = $f(\text{Escenario Base}, \%(\text{GLP}, \text{GN}, \text{EE}) > \% \text{CM})$.
- ✓ Escenario tecnológico 2 (T2) = $f(\text{Escenario T1}, \text{biomasas})$.
- ✓ Escenario Mundo Eléctrico (ME) = $f(\text{Escenario Base}, 90\% \text{ electricidad a } 2050)$.
- ✓ Escenario Eficiencia Energética (EE) = $f(\text{Escenario Base}, 25\% \text{ eficiencia } 2030 - 30\% 2050)$.



PARTICIPACIÓN 2050



CRECIMIENTO 2040 - 2050



10. Escenarios de Consumo Final Total de Energía Eléctrica - WEO vs PEN

El *World Energy Outlook* (WEO) evalúa las perspectivas para los mercados mundiales de la energía y considera las implicaciones para la seguridad energética, la economía y el medio ambiente. El objetivo es proporcionar a los responsables en: la política, la industria y los consumidores de energía un marco cuantitativo riguroso para entender las causas de las tendencias futuras de energía y para evaluar el impacto de las políticas gubernamentales diseñadas para abordar los desafíos relacionados con la energía. Su enfoque es la utilización de escenarios para preparar proyecciones cuantitativas detalladas de las tendencias energéticas a largo plazo. (IEA, 2014).

- **El Escenario de Políticas Actuales:** está diseñado para ofrecer una imagen de referencia de cómo los mercados mundiales de la energía evolucionarían sin ninguna nueva intervención política. Proporciona una serie de puntos de referencia contra el cual el impacto potencial de las nuevas políticas energéticas y ambientales se puede evaluar.
- **El Escenario de Nuevas Políticas:** tiene en cuenta las políticas y medidas de ejecución que afectan a los mercados de energía que se habían adoptado a mediados de 2014, junto con propuestas de políticas pertinentes, a pesar de las medidas específicas necesarias para ponerlas en práctica aunque aún no se han desarrollado completamente. Estas propuestas incluyen objetivos y programas de apoyo a las energías renovables, la eficiencia energética y los

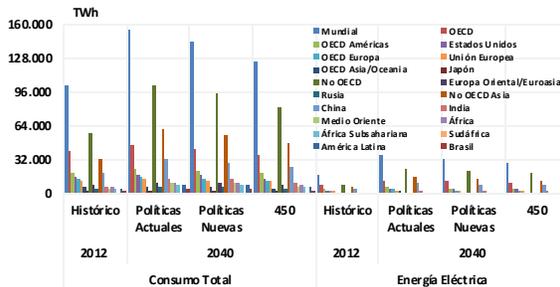
combustibles alternativos, así como los compromisos para reducir las emisiones de carbono, reforma a los subsidios a la energía y ampliar o eliminar gradualmente la energía nuclear.

- **El Escenario 450:** tiene un enfoque diferente, la adopción de un resultado específico - la meta internacional para limitar el aumento de largo plazo de la temperatura global promedio a dos grados centígrados (2°C). El escenario supone un conjunto de políticas que dan lugar a una trayectoria de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del sector de la energía que sea coherente con el objetivo. (IEA, 2014).

10.1 Consumo de Energía Eléctrica Mundial y Regional

En la actualidad la electricidad juega un papel importante tanto para los países de la OECD y los No OECD en el consumo final total. Su participación representa un 18,20% a nivel mundial, para los países OECD es un 22,36% y 16,51% para los No OECD. Cabe resaltar, que Estados Unidos, Sudáfrica y los países asiáticos (China y Japón), tienen una dependencia más acentuada hacia este energético con una participación aproximada del 23,15%. Para América Latina la energía eléctrica representa un 17,17%.

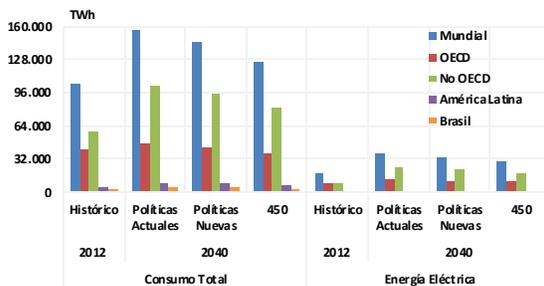
Gráfica 103. Consumo Final Total Mundial



Fuente: UPME, IEA, 2014 - 2015.

En el 2040, la electricidad ganará participación en el consumo final total para los tres escenarios expuestos en el WEO 2014 en el largo plazo, con participaciones promedio del 27,62% para los países OECD y del 23,51% para los No OECD

Gráfica 104. Consumo Final Total OECD / No OECD



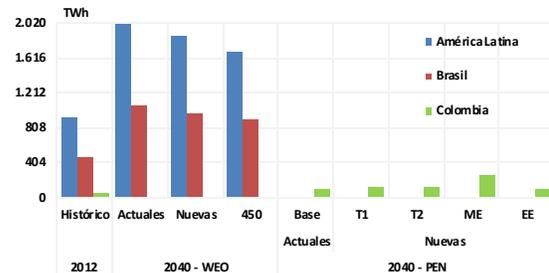
Fuente: UPME, IEA, 2014 - 2015.

Por otra parte, América Latina, Brasil y Colombia siguen la tendencia mundial de crecer en el consumo final total de electricidad, así como en cada uno de los sectores (Gráfica 104). En la actualidad, Brasil representa el 48,67% del consumo de electricidad de América Latina, y se espera que alcance en 2040 el 53,10%.

En 2012, Colombia alcanzó un 5,61% del consumo final total con respecto a América Latina y un 10,97% en relación con Brasil. Para 2040, se estima que aumente la participación

con los escenarios T1, T2 y EE alcanzando un 6,26% en promedio, y para el escenario ME un 14,18% del consumo de electricidad de América Latina.

Gráfica 105. Consumo Final Total América Latina



Fuente: UPME, IEA, 2014 - 2015.

10.2 Relación Escenarios WEO vs Escenarios PEN

De lo expuesto anteriormente, tanto en los escenarios técnico económicos realizados por la UPME como los escenarios desarrollados por la EIA, se realizó un análisis comparativo entre los escenarios de ambas entidades.

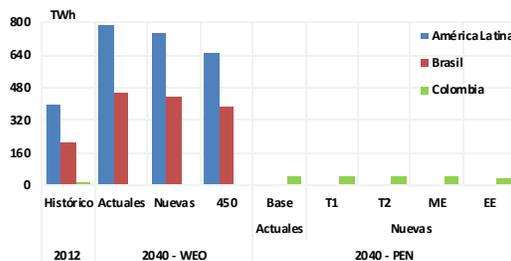
Dando como resultado que: a) el escenario de políticas actuales (WEO) es muy similar al escenario base; y b) el escenario de políticas nuevas se asemeja a los escenarios tecnológicos 1 y 2, al mundo eléctrico y al de eficiencia energética, siendo una mezcla de estos que involucra la adopción de uno o varios de los supuestos expuestos en dichos escenarios.

No obstante, no se puede afirmar que la formulación de los escenarios sea igual, sino que se asemejan en el entorno general.

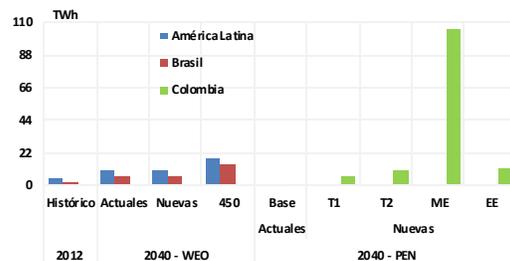
Cabe anotar, que para los sectores expuestos por la EIA en el WEO, también se realizó una equivalencia, dando como resultado lo siguiente:

- Industria (WEO) \approx Industria (PEN)
- Transporte (WEO) \approx Transporte (PEN)
- Edificaciones (WEO) \approx Residencial + Servicios (PEN)
- Otros (WEO) \approx ACM (PEN)

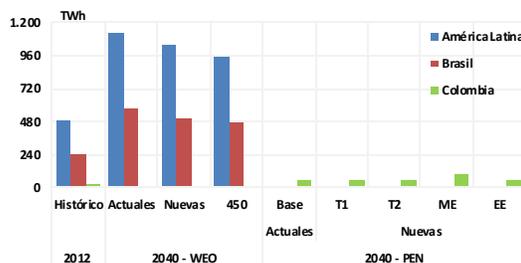
Gráfica 106. Comparación Consumo Final – Sector Industria



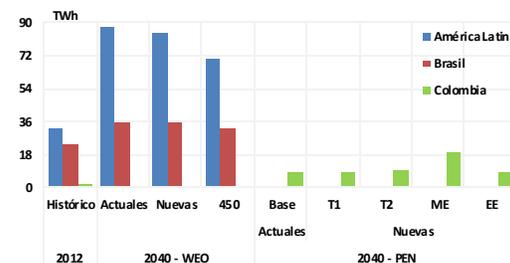
Gráfica 107. Comparación Consumo Final – Sector Transporte



Gráfica 108. Comparación Consumo Final – Sector Edificaciones



Gráfica 109. Comparación Consumo Final – Sector Otros



Fuente: UPME, IEA, 2014 - 2015.

Se puede observar en la Gráfica 106 y Gráfica 108 los sectores Industria y edificaciones, donde se muestran que los escenarios del PEN guardan relación con los escenarios del WEO. De donde, la relación Colombia – América Latina es aproximadamente 1 a 17, y Colombia - Brasil es de 1 a 9.

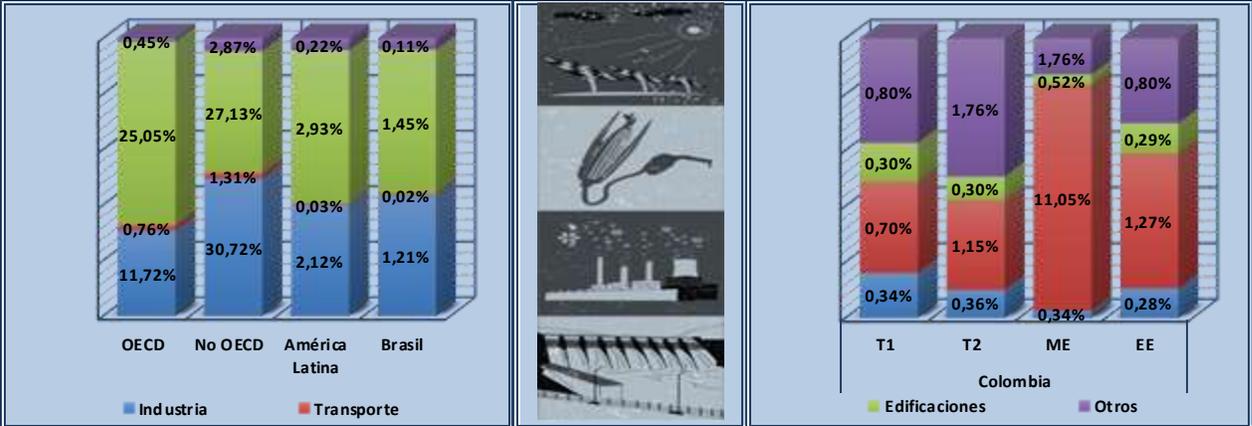
Por otra parte, en el sector transporte (Gráfica 107) para el escenario ME, la relación

Colombia – América Latina es 8 a 1 y Colombia - Brasil es de 11 a 1 (contrarias a las relaciones con los sectores mencionados anteriormente), mostrando que el consumo en este sector para Colombia será apalancado en gran medida por el desarrollo de tecnologías más eficientes y limpias.

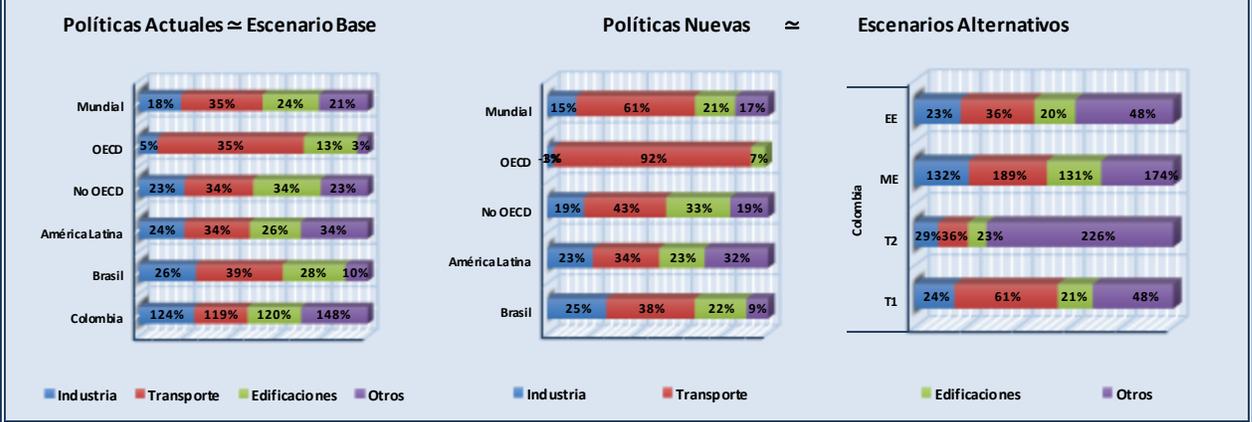
ESCENARIOS DE CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA WEO VS PEN



PARTICIPACIÓN MUNDIAL 2040 (Políticas Nuevas ≈ Escenarios Alternativos)



CRECIMIENTO 2030 - 2040



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **CASTAÑO V., ELKIN. (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).
- ----- (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).
- **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. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **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. (2015).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Enero 10 de 2015).
- ----- 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, Enero 10 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).
- **IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2014).** “World Energy Outlook 2014”. ISBN 978-92-64-20804-9. Páginas: 34, 36, 38, 68, 289. http://www.iea.org/bookshop/477-World_Energy_Outlook_2014 (Consulta Enero 2015).
- ----- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2014). “World Energy Outlook 2014 Annex A in Excel”. (Consulta Enero 2015).
- **FMI. FONDO MONETARIO INTERNACIONAL. (2015).** Data and Statistics. “World Economic Outlook

- Database October 2014". En línea: http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/weorept.aspx?pr.x=65&pr.y=7&sy=2012&ey=2019&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=233&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH&grp=0&a= . (Consulta: Febrero 2015).
- **GONZÁLEZ N., PERE, TURMO DE PADURA, JULIO Y VILLARONGA S., EULALIA. (2006).** *"La valoración inmobiliaria: teoría y práctica"*. LA LEY - Grupo Wolters Kluwer S.A. España. ISBN-10: 84-9725-650-6. ISBN-13: 978-84-9725-650-6. Página: 309. (Consulta: Febrero 27 de 2015)
 - **MHCP. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2015).** *"Presupuesto General de la Nación 2015"*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Colombia. Páginas: 3 y 15. En línea: <http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/presupuestogeneraldelanacion/ProyectoPGN/2015/Presentacion%20Proyecto%202015.pdf> (Consulta: Enero 21 de 2015).
 - **-----, 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).
 - **PEÑA, CAROLINA. (2015).** *"Empleados denuncian "masacre laboral" en el sector petróleo"*. REVISTA PETRÓLEO & GAS. GBS Grupo Editorial. Bogotá D.C., Colombia. En línea: <http://revistapetroleoygas.co/empleados-denuncian-masacre-laboral-en-el-sector-petroleo/> (Consulta Febrero 12 de 2015).
 - **PORTAFOLIO. (2015).** *"Fitch podría tomar acciones negativas sobre nota de Pacific"*. Portafolio.co. Internacional. Febrero 10 de 2015. Colombia. En línea: <http://www.portafolio.co/internacional/fitch-se-pronuncia-nota-pacific-rubiales> (Consulta: Febrero 10 de 2015).
 - **SCHAEFER MUÑOZ, SARA. (2015).** *"Pacific Rubiales Woes Could Hurt Colombian Economy. Oil Company Represents Largest In South American Country"*. The Wall Street Journal. En línea: <http://www.wsj.com/articles/pacific-rubiales-woes-could-hurt-colombian-economy-1421282841> (Consulta: Enero 14 de 2015).
 - **UN. UNITED NATIONS. (2015).** *"Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2012 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/Excel-Data/population.htm> (Consulta Febrero 10 de 2015).
 - **UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA.** *"Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050"*. Páginas: 163, 170 y 171. En línea: http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf (Consulta Enero 28 de 2015).
 - **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2015).** *"Portal Bl.*

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: Febrero 12 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%20OPotencia%20\(kW\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20OPotencia%20(kW).aspx) (Consulta: Febrero 12 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
Síguenos en: @UPMEOFICIAL

Av enida 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

