

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

Revisión Marzo de 2014



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

Revisión Marzo de 2014

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

Revisión
Marzo 2014

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
PROYECCIONES PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA	6
1. Demanda de energía eléctrica y actividad económica agregada	6
1.1 Crecimiento por sectores de demanda	8
1.2 Precios y tasas de interés	8
1.3 Sector industrial y demanda de energía eléctrica	9
1.4 Expectativas	11
2. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia	13
2.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	13
2.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	15
2.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	16
2.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	17
3. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima incluyendo Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá	18
3.1 Grandes consumidores	18
3.2 Características de las series de demanda eléctrica GCE:	18
3.3 Demanda de Energía Eléctrica Total	20
3.4 Demanda de Potencia Máxima Total	21
3.5 Escenario Alternativo Demanda de Energía Eléctrica Total (PIB de la Paz)	23
3.6 Escenario Alternativo Combinado de Energía Eléctrica Total	24
3.7 Escenario Alternativo Demanda de Potencia Máxima Total (PIB de la Paz)	26
4. Demanda de Energía Eléctrica por tipo de usuario	28
5. Evaluación de las proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica publicadas por la UPME.	29
6. Consumo per cápita – Curvas de Rosenfeld	33
ANEXO 1	35
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la revisión cuatrimestral encargada a Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, de la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima nacional, asociada al SIN.

Esta revisión avanza en generar un nuevo marco general de análisis compuesto por varios elementos:

1. La demanda de energía eléctrica y potencia atendida por el SIN,
 2. La demanda anunciada por grandes consumidores especiales en el segundo lustro de esta década,
 3. La demanda atendida por facilidades de autogeneración y cogeneración en la industria colombiana y en proyectos mineros y petroleros,
 4. Y la determinación de los factores estructurales que determinan los cambios de tendencia de largo plazo en los componentes de la demanda energética en general y eléctrica en particular.
- b. Se revisaron las series históricas a partir de la información actualizada en las bases de datos disponibles en XM y en la UPME.
 - c. El modelo utilizado ha mejorado en el ajuste estadístico para los análisis de corto y largo plazo y se hacen distribuciones mensuales a partir de las proyecciones resultantes. Para esto se introduce el metaanálisis de las proyecciones publicadas desde 1998, y se determinan los errores y sesgos sistemáticos.
 - d. Las demandas asociadas a Grandes Consumidores Especiales que se integran en la proyección de largo plazo, son aquellas que representan un cambio estructural para la demanda nacional al SIN y en esta revisión se mantiene el escenario reportado como medio, que también se usó en la revisión de noviembre de 2013. Las demás demandas están incorporadas en los registros de ventas reportados por los comercializadores y publicadas en las bases de datos de XM.

Se presentan los avances en la revisión de los modelos y resultados en los elementos 1,2 y 4 y se presentarán en la siguiente revisión de los determinantes de autogeneración, para lo cual se espera contar con los resultados de dos estudios independientes en ejecución.

Se deben destacar los siguientes elementos en esta revisión:

- a. Se revaloraron los criterios estadísticos de análisis de corto y largo plazo, para establecer escenarios de demanda de energía eléctrica.

Estas proyecciones son las bases para una revisión sistemática de los cambios estructurales que está presentando la demanda eléctrica en Colombia, especialmente por la adaptación de las curvas de demanda y de la autogeneración en diversas facilidades industriales.

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

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63 470	62 206	60 943
2015	66 056	64 679	63 302
2016	68 967	67 561	66 155
2017	71 172	69 734	68 296
2018	74 068	72 600	71 132
2019	76 905	75 406	73 907
2020	78 781	77 252	75 723
2021	80 320	78 762	77 203
2022	81 780	80 190	78 601
2023	82 793	81 172	79 550
2024	84 228	82 576	80 924
2025	85 757	84 072	82 386
2026	87 191	85 473	83 754
2027	88 726	86 973	85 220
2028	90 245	88 458	86 671

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

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 995	9 693	9 391
2015	10 291	9 989	9 687
2016	10 719	10 417	10 115
2017	10 912	10 610	10 308
2018	11 376	11 074	10 772
2019	11 553	11 251	10 949
2020	11 717	11 415	11 113
2021	11 999	11 697	11 395
2022	12 143	11 841	11 539
2023	12 300	11 998	11 696
2024	12 462	12 160	11 858
2025	12 642	12 340	12 037
2026	12 826	12 524	12 222
2027	13 013	12 711	12 408
2028	13 198	12 896	12 594

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

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL Demanda Energía			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	4.2%	2.2%	0.1%
2015	4.1%	4.0%	3.9%
2016	4.4%	4.5%	4.5%
2017	3.2%	3.2%	3.2%
2018	4.1%	4.1%	4.2%
2019	3.8%	3.9%	3.9%
2020	2.4%	2.4%	2.5%
2021	2.0%	2.0%	2.0%
2022	1.8%	1.8%	1.8%
2023	1.2%	1.2%	1.2%
2024	1.7%	1.7%	1.7%
2025	1.8%	1.8%	1.8%
2026	1.7%	1.7%	1.7%
2027	1.8%	1.8%	1.7%
2028	1.7%	1.7%	1.7%

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

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL Demanda potencia			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	6.5%	3.3%	0.1%
2015	3.0%	3.1%	3.2%
2016	4.2%	4.3%	4.4%
2017	1.8%	1.9%	1.9%
2018	4.3%	4.4%	4.5%
2019	1.6%	1.6%	1.6%
2020	1.4%	1.5%	1.5%
2021	2.4%	2.5%	2.5%
2022	1.2%	1.2%	1.3%
2023	1.3%	1.3%	1.4%
2024	1.3%	1.3%	1.4%
2025	1.4%	1.5%	1.5%
2026	1.5%	1.5%	1.5%
2027	1.5%	1.5%	1.5%
2028	1.4%	1.5%	1.5%

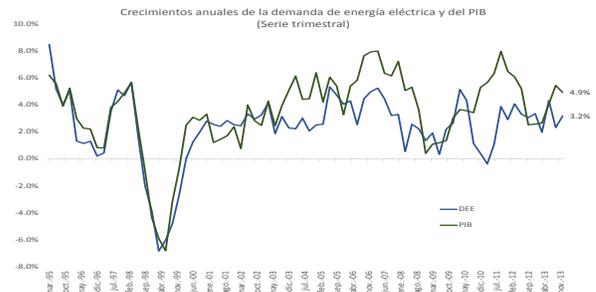
PROYECCIONES PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA
 Revisión Marzo 2014

1. Demanda de energía eléctrica y actividad económica agregada

El último trimestre de 2013 (4T13), la demanda de energía eléctrica (EE) registró un ligero repunte en su crecimiento alcanzando una tasa de 3.2% anual, superior al 2.3% registrado en el tercer trimestre (3T13), pero que aún sigue estando ligeramente por debajo del crecimiento registrado en igual trimestre de 2012 (3.34%).

En los últimos dos trimestres del año anterior el comportamiento de la demanda de EE se desacopló del crecimiento del PIB, el cual se aceleró en el 3T13 (5.4%) y luego se desaceleró ligeramente creciendo a una tasa anual de 4.9% en el último trimestre del año.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica (EE) para todo el año 2013 fue de 2.6%, desacelerándose respecto al crecimiento registrado en 2012 (3.7%), mientras el PIB aceleró ligeramente su crecimiento en 2013 (4.3%) respecto al registrado en 2012 (4.0%), confirmando el desacople reciente de las series.



Fuente: UPME con base en datos de DANE y XM.

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica perdió correlación con el comportamiento del PIB en el último semestre del año, periodo en el que dicha variable se aceleró creciendo a una tasa anual de 5.2%, superior al 3.3% registrado en el primer semestre de 2013, mientras la demanda de energía eléctrica desaceleró su crecimiento en el último semestre del año anterior (2.7%) respecto al primero (3.1%).

El desacople respecto al PIB no corresponde exclusivamente a la demanda de energía eléctrica, si contrastamos el crecimiento del producto con el de índice mensual líder de la actividad de la economía de Colombia¹ "IMACO" (construido por el Banco de la República (BR) basado en múltiples indicadores adelantados de actividad de los diferentes sectores), se puede apreciar el mismo fenómeno en el muy corto plazo. La relación de las tendencias de largo plazo entre PIB e IMACO es muy estrecha, situación que no es tan evidente en el caso de la relación entre PIB y demanda de energía eléctrica.

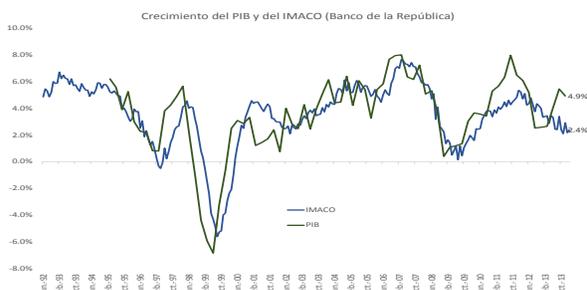
1./ ¹ Kamil, Pulido, Torres (2010), "EL "IMACO": UN ÍNDICE MENSUAL LÍDER DE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA EN COLOMBIA", Borradores de Economía 609, Banco de la República.
 Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

República de Colombia.



MinMinas
 Ministerio de Minas y Energía



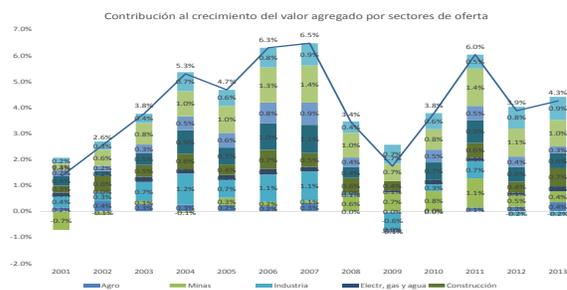


Fuente: UPME con base en datos de DANE y Banco de la República.

La pérdida de correlación entre la demanda de energía eléctrica y el PIB puede atribuirse básicamente a la divergencia entre los sectores que más contribuyen al crecimiento de la producción nacional y los que impulsan la demanda de energía eléctrica.

En 2013 el crecimiento del PIB fue impulsado por el dinamismo del sector construcción que creció a una tasa de 9.8% y contribuyó con 0.7 puntos porcentuales al crecimiento anual (4.3%). Los sectores financiero y el de servicios sociales, a pesar de crecer a tasas de 4.6% y 5.3% respectivamente, fueron los sectores que mayor contribución hicieron al crecimiento (1.0 y 0.9 puntos respectivamente) debido a que son los dos sectores con mayor participación dentro de la generación de valor agregado (21.9% y 17.0% respectivamente).

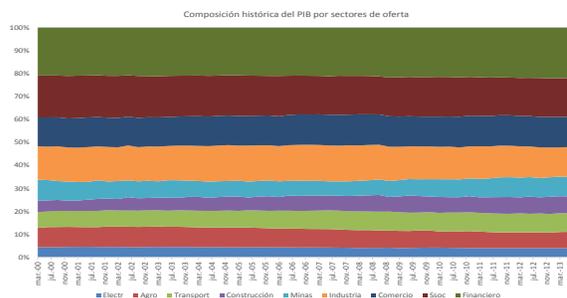
El sector comercio contribuyó al crecimiento con 0.6 puntos; agro y minas con 0.4 puntos cada uno; transporte con 0.3 puntos; electricidad gas y agua 0.2 puntos y se destacó la contribución negativa al crecimiento que hizo la industria, la cual restó 0.2 puntos al crecimiento.



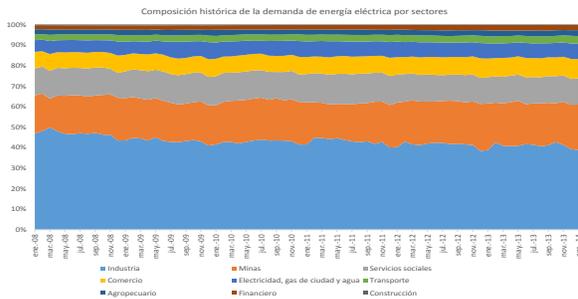
Fuente: UPME con base en datos de DANE.

Se puede apreciar que los sectores financiero, servicios sociales y construcción explican 61.3% del crecimiento en 2013, pero dichos sectores son poco intensivos en el consumo de energía eléctrica, lo que explica, en parte, la menor correlación de las series de demanda de energía eléctrica y de PIB.

Si se compara la composición de la producción por sectores de oferta con la composición de demanda de energía eléctrica no regulada, se aprecia una gran diferencia en el peso de los sectores que componen las dos variables.



Fuente: UPME con base en datos de DANE.



Fuente: UPME con base en datos de XM.

Mientras el PIB está compuesto, en orden de magnitud, por el valor agregado de los sectores financiero (21.9%), servicios sociales (17.0%), comercio (13.4%) e industria (12.5%), la demanda no regulada está compuesta principalmente por la industria (38.8%), el sector minas (22.1%), los servicios sociales (12.8%) y el sector comercio (9.4%).

Los sectores financiero y construcción son dos de los sectores más significativos en el crecimiento del PIB en la actualidad explicando conjuntamente 40.2% del crecimiento total del producto, pero dentro de la demanda de energía eléctrica representan solo el 2,5% y el 0.2% de la demanda no regulada, lo que explica en parte, la menor correlación de las variables.

1.1 Crecimiento por sectores de demanda

En 2013, el PIB por sectores de demanda creció gracias al dinamismo de la demanda interna (4.9%), impulsada a su vez por el dinamismo del consumo del Gobierno (6.0%) y la inversión (4.9%); mientras el consumo de los hogares creció a una tasa de 4.5%.

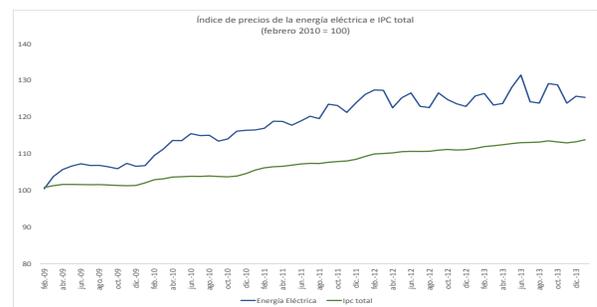
El sector externo siguió mostrando unos niveles bajos de crecimiento tanto en exportaciones (5.3%) como en importaciones (2.1%).

Las exportaciones se han visto afectadas por una coyuntura regional adversa, lo que ha afectado principalmente a las exportaciones industriales, en la que los principales socios comerciales regionales (Venezuela y Ecuador) presentan, por un lado, problemas de solvencia que dificultan el proceso importador, en el caso de Venezuela y en el caso de Ecuador, se vieron afectadas por medidas proteccionistas por parte de dicho país.

Las exportaciones de bienes primarios también han tenido un comportamiento discreto, a pesar del mejor desempeño del principal país de destino de éstas, EEUU.

1.2 Precios y tasas de interés

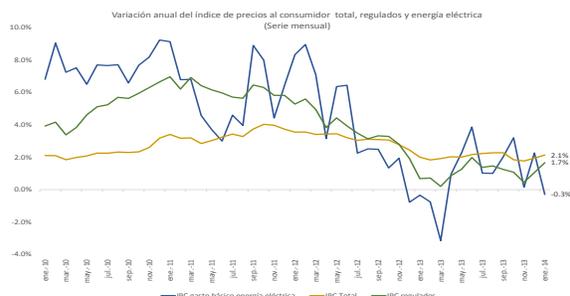
Históricamente, los precios de la energía eléctrica han crecido por encima del nivel de precios del resto de la economía, como se puede apreciar en el siguiente gráfico, que toma febrero de 2009 como periodo base para hacer una comparación de los índices de precios al consumidor (IPC) de energía eléctrica y el IPC total.



Fuente: UPME con base en datos de DANE

Recientemente, los precios de la energía eléctrica han tenido tasas de variación promedio menores a los del total de la economía y al del grupo de regulados, situación que ha ayudado a dinamizar la

demanda de energía eléctrica, así como a mejorar la competitividad de la economía.



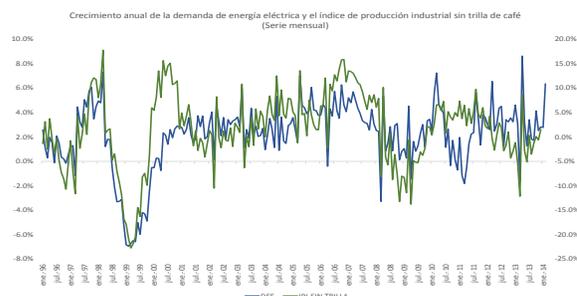
Fuente: UPME con base en datos de DANE y Banco de la República.

En los últimos meses el nivel de inflación total se ha ubicado constantemente en el límite inferior de rango meta del BR (2%), sin embargo se espera que en el transcurso del año la inflación converja hacia el punto medio del rango meta (3.0%).

La expectativa de un mayor nivel de inflación podría hacer que el BR decida normalizar su postura monetaria incrementando su tasa de interés de referencia que actualmente se encuentra en mínimos históricos (3.25%).

1.3 Sector industrial y demanda de energía eléctrica

Como se mencionó anteriormente, el sector industrial es uno de los principales consumidores de energía eléctrica.



Fuente: UPME con base en datos de DANE y XM.

En los últimos años, dicho sector ha crecido a tasas menores a las del PIB total, situación que ha llevado a perder participación dentro de la generación de valor agregado, lo que a su vez, ha coincidido con una marcada apreciación del COP y con un aumento en las exportaciones de bienes primarios.

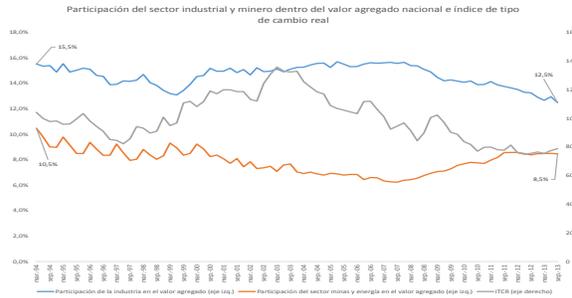
La situación descrita anteriormente ha llevado a varios analistas a afirmar que el país presenta la llamada “enfermedad holandesa”².

Brevemente se suele denominar “enfermedad holandesa” a los efectos perversos que puede llegar a tener un aumento repentino en las entradas de divisas de una nación, produciendo una marcada apreciación de la moneda local.

A pesar que en los últimos años hemos tenido un auge en ingresos por inversión extranjera directa y por un entorno internacional en el que la gran demanda por commodities elevó su precio incrementando el valor de las exportaciones de estos bienes primarios, no se puede afirmar que el proceso de apreciación de la moneda se deba exclusivamente a este fenómeno y tampoco se puede afirmar que la industria haya sido

2./ ² Clavijo, Vera, Fandiño (2012), “La desindustrialización en Colombia, análisis cuantitativo de sus determinantes”, ANIF 2012

afectada exclusivamente por la apreciación cambiaria producto de la entrada de divisas ya que, en ambos casos, existen factores adicionales que han jugaron un papel determinante en éste aspecto.



Fuente: UPME con base en datos de DANE y Banco de la República.

El comportamiento de la participación industrial en el PIB señala un proceso de desindustrialización si se tiene en cuenta que la participación de la industria era de 15.5% en 1994 y desde finales de 2007 hasta 2013 cayó de 15.7% a 12.5%.

Si se habla de enfermedad holandesa producto del auge minero energético se esperaría que la participación de dicho sector hubiese aumentado considerablemente dentro del valor agregado nacional, sin embargo se observa todo lo contrario. El valor agregado del sector minero-petrolero era de 10.5% en 1994, mientras en septiembre de 2013 registró una participación de 8.5%, es decir, el sector ha perdido participación en la generación de valor agregado.

Con los datos anteriores, se puede ver como el auge reciente del sector minero energético solo alcanzó para recuperar parte de la participación que tenía en la generación de

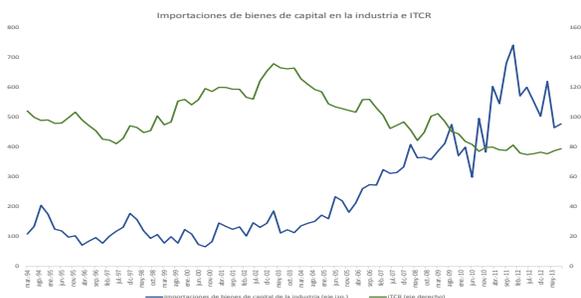
valor que tenía en 1994. En 2007, la participación del sector se había reducido hasta 6.2% del total del valor agregado nacional.

Se puede decir entonces que el periodo de desindustrialización (y recuperación del sector minero) coincide con el periodo de fuerte apreciación relativa del COP frente a monedas de economías avanzadas, principalmente el USD, situación que se dio a nivel global y que fue producto de una agresiva política monetaria expansiva por parte de EEUU, con el fin de hacer frente a su crisis financiera.

La depreciación del USD, notoria especialmente entre los años 2009 – 2011, se tradujo en una apreciación relativa de otras monedas, afectando el crecimiento de otros países, hasta el punto que en 2010 se llegó a hablar de una “guerra de divisas”³.

En principio, en dicho periodo, la fortaleza relativa del COP frente al USD fue compensada con mejoras en productividad que se dieron gracias a la posibilidad renovación de bienes de capital en la industria, bienes en su mayoría importados y cuyos precios disminuyeron en COP consecuencia de un USD débil.

3./ ³ Declaraciones del Ministro de Finanzas de Brasil Guido Mantega.



Fuente: UPME con base en datos de DANE y Banco de la República.

Las mencionadas ganancias en competitividad no cambiaría, producto de la reconversión del capital en la industria no fueron lo suficientemente significativas para compensar el lastre a la productividad que implica contar con una infraestructura deficiente.

Se espera que la locomotora de infraestructura contribuya a mejorar la competitividad de la industria y demás sectores y permita aprovechar plenamente las ventajas de los tratados de libre comercio pactados en los últimos años.

Como se mencionó anteriormente, las exportaciones industriales no han sido afectadas únicamente por el tipo de cambio y una infraestructura deficiente, el riesgo político regional ha tenido un fuerte impacto produciendo un declive de la demanda externa de la industria. Adicional a las conocidas dificultades financieras de Venezuela, recientemente Ecuador (segundo destino de las exportaciones no tradicionales) impuso restricciones sobre gran parte de los productos que exporta Colombia⁴.

1.4 Expectativas

Recientemente, la economía de EEUU ha registrado señales de fortaleza, situación que condujo a la FED a anunciar el desmonte gradual de su política monetaria expansionista (*tapering*).

Dicho anuncio ha producido una devaluación generalizada en otras monedas incluyendo el COP, situación que, junto con la fortaleza de la economía de EEUU, se traduciría en un repunte de las ventas externas del sector industrial, lo que a su vez, podría generar una mayor demanda industrial de energía eléctrica.



Fuente: UPME con base en datos de DANE y XM.

Al observar la tendencia reciente de la producción industrial sin trilla y de la demanda de energía eléctrica, se aprecia una fuerte correlación y tendencia al alza en el crecimiento de las series y tomando el crecimiento de la demanda de energía eléctrica como indicador adelantado de la industria, se esperaría que el sector se siga recuperando en los próximos meses.

En términos macroeconómicos generales, se espera que 2014 sea un año de mayor dinamismo económico comparado con 2013, esto producto de la plena transmisión de la

4./ Fedesarrollo (2014), El preocupante declive en las mal llamadas exportaciones “no tradicionales”, Tendencia Económica No. 139.

política monetaria expansiva a la actividad real y de un entorno externo favorable a las exportaciones de nuestros productos, lo que a su vez se traduciría en una mayor actividad productiva por oferta y un mayor consumo de los hogares por demanda. Por lo que, acorde con esta revisión de la proyección de demanda eléctrica, esta estará entre el escenario medio y el escenario alto, entre un valor de 62 206 GWh y 63 470 GWh en el año 2014.

2. Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia

En este documento se presenta la proyección de demanda de energía eléctrica para el período 2014-2028, actualizando las proyecciones previas que periódicamente ha publicado la Unidad, revisando los criterios con los cuales se han preparado diversos escenarios. Además se presenta la proyección de demanda de energía y potencia eléctrica a corto plazo, es decir hasta el mes de Diciembre 2015, y la proyección de demanda de energía y potencia eléctricas a largo plazo.

La proyección de largo plazo se presenta en dos componentes: la correspondiente a la vinculada al comportamiento histórico de la demanda eléctrica de la economía nacional que es suministrada por el SIN y la correspondiente a la esperada por Grandes Consumidores Especiales, que se adicionará como demandas programadas según los cronogramas de entrada en operación de campos de producción de petróleo, en los casos de Ecopetrol y Pacific Rubiales, o como conexión de grandes cargas hoy autogeneradas y que se conectarán al STN, como lo será en el caso de Drummond. Además se integra la demanda esperada por las ventas internacionales a Panamá.

Con este propósito se reajustaron y reformularon las metodologías de proyección utilizadas por la Unidad, de tal manera que se garantice un mejor ajuste entre las condiciones históricas y las proyecciones resultantes, así como una menor complejidad de integración entre las características de corto plazo de las principales variables, los cambios que reflejan las variables macroeconómicas y los impactos de cambios

estructurales, como la adición de cargas especiales con grandes incertidumbres en sus períodos de activación o desconexión del STN.

Debe tenerse en cuenta que en los años recientes parece haberse activado la autogeneración en facilidades industriales, producto de fenómenos como el crecimiento de los costos de compra de energía de la red y de eventual de los costos operacionales de dicha autogeneración, así como eventuales fallas recurrentes de algunos componentes de los STR.

2.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Se ajustó un nuevo modelo con el cual se logra una mayor coherencia estadística con los datos históricos, con el cual se toman en cuenta las series históricas de Demanda de Energía Eléctrica mensual desde Enero de 1991 a Enero de 2014 publicadas por XM y los datos trimestrales del PIB, Población y Temperatura de Colombia desde los años 1991 a 2028, publicados por el DANE y el IDEAM.

Se propone un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir. Así, cada variable es explicada por los retardos de sí misma y por los retardos de las demás variables. Se configura en un sistema de ecuaciones autorregresivas o vectores autorregresivo (VAR).

Se determinan por medio del cálculo de valores aproximados los parámetros de un grupo de modelos posibles, y se selecciona a aquel que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto.

Se requiere que las series sean estacionarias, por lo tanto se realizó la Prueba de Raíz Unitaria - Phillips - Perron (PP), y además que entre las variables existan una combinación lineal de las mismas, por lo tanto también se realizó la Prueba de Cointegración de Johansen; cumpliendo el modelo con ambas pruebas satisfactoriamente.

A partir de estas consideraciones se estimó el modelo con las diferencias logarítmicas estacionarias de cada una de las variables, que se indican a continuación:

- DEM** Demanda de Energía Eléctrica
- PIBTotal:** PIB Total
- POB** Población
- TEMP** Temperatura Media

Se compararon varias alternativas de modelación para encontrar los mejores ajustes estadísticos entre las diversas proyecciones y el comportamiento observado.

Los datos de PIB y de población son publicados por el DANE, la información de PIB se encuentra disponible hasta el cuarto trimestre de 2013 y la de población corresponde a proyecciones hechas por dicha entidad.

El escenario de crecimiento económico UPME corresponde a las proyecciones estimadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Según el MHCP, se espera que el crecimiento alcance su potencial en los próximos años y tienda a una tasa cercana a 4,6% en el largo plazo.

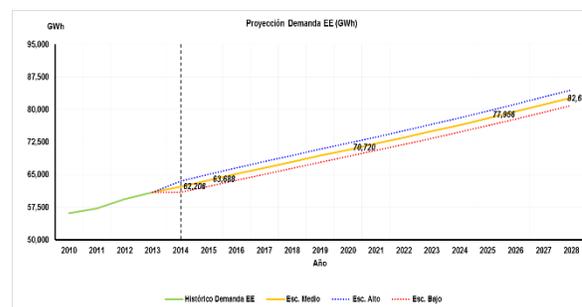
Los resultados se obtienen para periodos anuales y se mensualizan para obtener los valores que servirán para determinar el

comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

En la Tabla a continuación, 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.

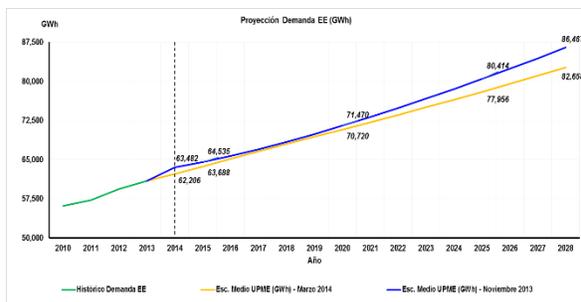
PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63 470	62 206	60 943
2015	65 065	63 688	62 311
2016	66 532	65 125	63 719
2017	67 984	66 546	65 109
2018	69 419	67 951	66 483
2019	70 845	69 346	67 848
2020	72 249	70 720	69 191
2021	73 666	72 107	70 549
2022	75 131	73 541	71 952
2023	76 622	75 001	73 379
2024	78 083	76 431	74 779
2025	79 641	77 956	76 271
2026	81 226	79 508	77 789
2027	82 856	81 103	79 350
2028	84 445	82 658	80 871

La siguiente gráfica ilustra estos resultados:



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

A continuación se muestran el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad y esta revisión.



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

Como se puede observar el cambio de las proyecciones de Noviembre de 2013 con respecto a esta revisión se debe especialmente, a que el modelo solo emplea el PIB Total y no el PIB de los Sectores de Oferta.

Además, las variables que interactúan con la demanda de energía eléctrica como: el PIB, la Población y la Temperatura se consideraron como variables exógenas.

Como se mencionó anteriormente en este documento, el comportamiento reciente de la demanda de energía eléctrica y del PIB sugieren un desacople de dichas variables como consecuencia de un crecimiento económico soportado en sectores con un bajo consumo de energía eléctrica. Se espera que en 2014 los sectores económicos que impulsen el crecimiento del producto continúen siendo sectores de baja intensidad eléctrica, razón por la cual se aprecia una menor transmisión del comportamiento de la actividad económica general al comportamiento de la demanda eléctrica, razón por la cual, se espera un crecimiento ligeramente inferior respecto a la revisión de noviembre de 2013.

Además, en esta revisión se ha estrechado el intervalo entre los escenarios, lo cual se

refleja en unas tasas de crecimiento moderadas aún en el escenario alto, el cual se utiliza para los análisis de expansión de infraestructura.

2.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

Con los resultados de proyección de la demanda de energía eléctrica, se realiza un modelo de regresión lineal donde se obtienen las potencias máximas anuales asociadas. Se emplearon tres variables para la proyección de la potencia máxima: la demanda de energía eléctrica, la potencia máxima rezagada un periodo, y una variable Dummy que toma en cuenta el efecto del racionamiento.

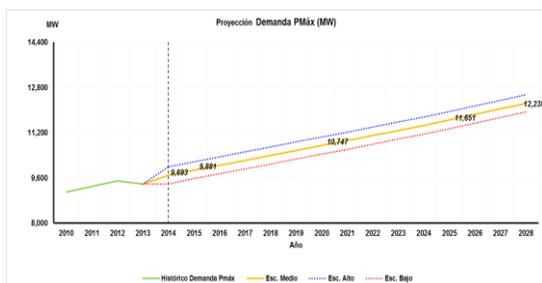
Los resultados se obtienen para períodos trimestrales y se mensualizarán para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

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

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 995	9 693	9 391
2015	10 183	9 881	9 579
2016	10 351	10 049	9 747
2017	10 526	10 224	9 922
2018	10 702	10 399	10 097
2019	10 876	10 573	10 271
2020	11 050	10 747	10 445
2021	11 222	10 919	10 617
2022	11 404	11 101	10 799
2023	11 584	11 282	10 979
2024	11 759	11 457	11 155
2025	11 953	11 651	11 349

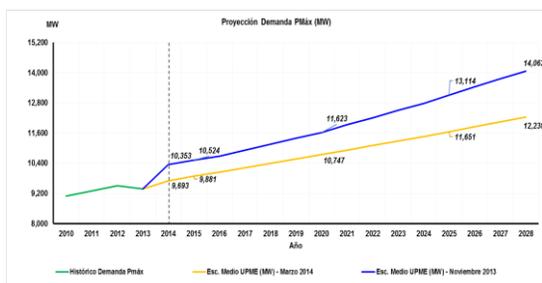
PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2026	12 150	11 848	11 546
2027	12 347	12 045	11 742
2028	12 540	12 238	11 935

La gráfica siguiente muestra los resultados de esta proyección para el período 2014-2028



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

A continuación se muestra el cambio entre la proyección publicada por la Unidad en Noviembre de 2013 y esta revisión.



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

2.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

Para mensualizar se utiliza el método proporcional de Denton, que interpola series de baja frecuencia (en este caso la serie trimestral que produce el modelo VAR), usando como base para hacer dicha

interpolación una serie de mayor frecuencia (mensual), en este caso una serie estimada con un modelo ARIMA que mantiene las características estacionales de la demanda. El método mantiene la proyección trimestral distribuyéndola de forma mensual usando como base para hacer esto la serie mensual. El método utiliza la técnica de mínimos cuadrados restringidos como base para hacer la interpolación⁵.

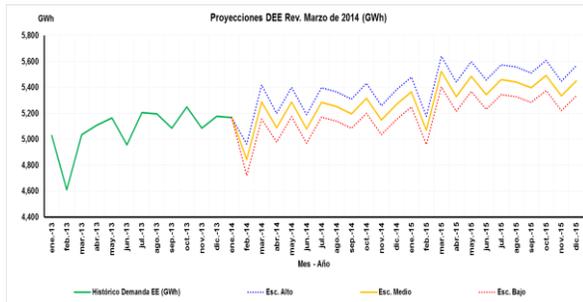
La Tabla siguiente muestra los resultados de esta proyección.

PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
feb-14	4 962	4 841	4 720
mar-14	5 418	5 286	5 154
abr-14	5 197	5 088	4 979
may-14	5 401	5 287	5 173
jun-14	5 188	5 079	4 969
jul-14	5 395	5 283	5 170
ago-14	5 364	5 252	5 140
sep-14	5 307	5 196	5 086
oct-14	5 430	5 314	5 199
nov-14	5 259	5 147	5 035
dic-14	5 381	5 266	5 152
ene-15	5 479	5 364	5 249
feb-15	5 177	5 068	4 960
mar-15	5 639	5 521	5 403
abr-15	5 440	5 327	5 215
may-15	5 599	5 484	5 368
jun-15	5 455	5 343	5 230
jul-15	5 574	5 458	5 343
ago-15	5 557	5 442	5 327
sep-15	5 511	5 397	5 282
oct-15	5 608	5 491	5 373
nov-15	5 448	5 333	5 219
dic-15	5 567	5 450	5 333

5./ ⁵ El método puede ser consultado en detalle en Fonzo T. y Marini M. "On extrapolation with the Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729 www.upme.gov.co

Denton Proportional Benchmarking Method". IMF, junio de 2012

La gráfica a continuación muestran los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.



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

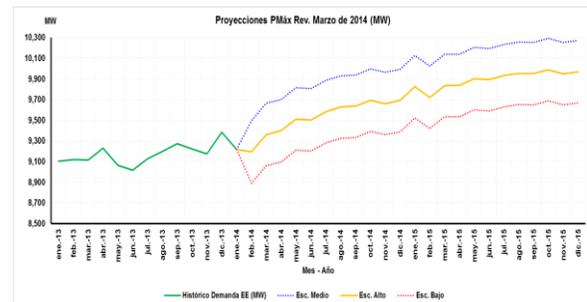
Las proyecciones mensuales entre 2016 y 2027 se presentan en los archivos Excel disponibles en el website de la Unidad.

2.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

A continuación, en la Tabla se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Febrero 2014 - Diciembre 2015.

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
jun-15	10 194	9 892	9 590
jul-15	10 234	9 932	9 630
ago-15	10 257	9 955	9 652
sep-15	10 254	9 951	9 649
oct-15	10 291	9 989	9 687
nov-15	10 251	9 949	9 647
dic-15	10 272	9 970	9 668

Estos valores se ilustran en la gráfica a continuación.



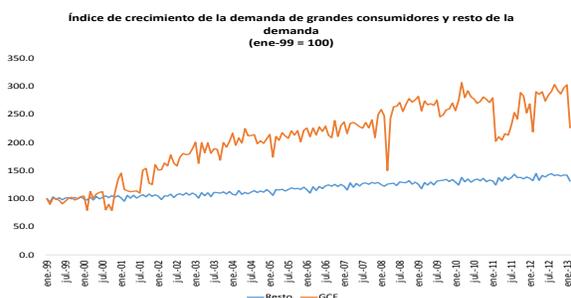
Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
feb-14	9 495	9 192	8 890
mar-14	9 664	9 361	9 059
abr-14	9 702	9 400	9 097
may-14	9 813	9 511	9 209
jun-14	9 805	9 503	9 201
jul-14	9 885	9 583	9 281
ago-14	9 930	9 628	9 326
sep-14	9 939	9 637	9 335
oct-14	9 995	9 693	9 391
nov-14	9 965	9 662	9 360
dic-14	9 993	9 691	9 389
ene-15	10 128	9 826	9 524
feb-15	10 023	9 721	9 419
mar-15	10 138	9 836	9 534
abr-15	10 139	9 837	9 535
may-15	10 206	9 903	9 601

3. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima incluyendo Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá

3.1 Grandes consumidores

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-infantas) y OXY, los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores Especiales” (GCE), se puede apreciar un aumento importante de su participación en la demanda total del SIN que pasa de alrededor de 2.4% de la demanda total a finales de 1999 y llega hasta 4.7% en enero de 2014, mostrando un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda capturada por el SIN.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Si se tiene en cuenta que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el sector residencial se encuentra acotado por una cobertura residencial muy cercana al 100%, las novedades en la demanda de los grandes consumidores constituye uno de los factores relevantes en términos de variabilidad de la demanda total de energía eléctrica.

Dentro de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME se toma la información del SIN, la cual incluye la información de estos agentes, por lo que está

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



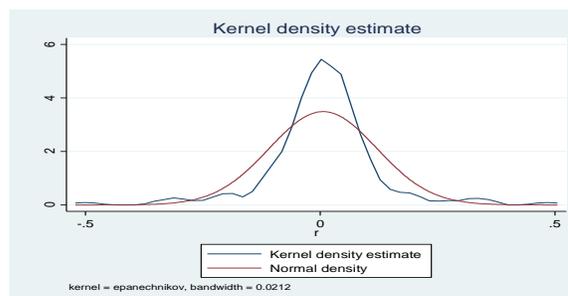
incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total, sin embargo, la incertidumbre que plantean estos agentes radica en sus solicitudes de nuevas demandas, las cuales, dada su magnitud y características específicas, por lo general, implican una ampliación de la infraestructura con el fin de atenderlas.

Esta situación plantea riesgos de sobreinversión para el sistema en el sentido que de no cumplirse la magnitud de la demanda, su duración, etc., la inversión hecha para satisfacerla puede quedar ociosa, produciendo una asignación ineficiente de recursos en la economía.

Cabe resaltar que la incertidumbre está planteada no solo para la entrada de nuevos proyectos, sino también sobre la duración, vida útil, declinación de campos o explotaciones mineras, etc.

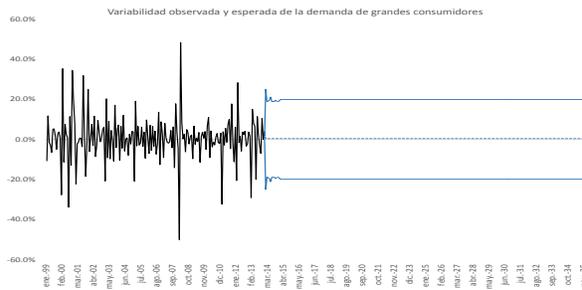
3.2 Características de las series de demanda eléctrica GCE:

La serie de grandes consumidores tiene un valor esperado más probable que una serie normal, pero también se caracteriza por una alta ocurrencia de valores atípicos. Se puede decir que la serie tiene una alta ocurrencia de valores extremos que revierten rápidamente a su media.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Esto quiere decir también que la serie es heterocedástica y comparte ciertas características con las series financieras. Dadas estas características, una primera aproximación fue la de modelar la serie usando un modelo autoregresivo de heterocedasticidad condicional.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

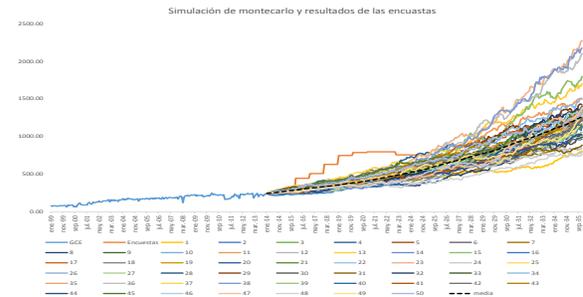


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Aunque éste modelo brinda una buena idea acerca del comportamiento esperado de una serie en el corto plazo, no es muy útil para modelar el largo plazo y la posible entrada (o salida) de nuevos proyectos que afecten estructuralmente la serie.

Actualmente se realizan encuestas a las grandes industrias en las que se obtiene información sobre grandes proyectos que impliquen consumos adicionales de energía eléctrica, esta información es adicionada a la proyección de demanda de energía eléctrica

total que se hace con métodos econométricos.

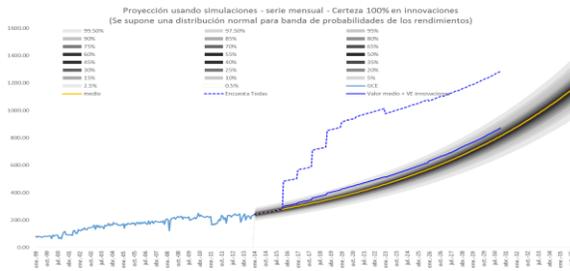


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Al comparar las respuestas a la encuesta con simulaciones hechas sobre la serie de consumo, se aprecia que las demandas adicionales implicarían un quiebre estructural en la serie, por lo menos en las fechas en las que menciona la posibilidad de entrada de los nuevos consumos.

Una forma de cuantificar la incertidumbre que presentan los posibles nuevos consumos especiales es mediante la adopción de valores esperados en los que se pondera la posibilidad de entrada de las nuevas demandas de las compañías interesadas en desarrollar proyectos que impliquen una ampliación importante en la demanda eléctrica.

Usando el escenario de probabilidades implícito en la simulación de la serie de grandes consumidores, se puede calcular un valor esperado.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2014.

Si se usa únicamente la distribución resultante del proceso de simulación de la serie, el valor esperado de las cargas especiales disminuye de forma considerable respecto a la información inicial, situación que tampoco es muy realista, ya que con información cualitativa disponible existe un mayor grado de certeza en la entrada de algunos proyectos.

El paso a seguir sería tratar de encontrar una forma de combinar estas aproximaciones con el fin de obtener un mayor grado de certidumbre tanto en los consumos esperados de energía eléctrica como en la vida de los proyectos de estos agentes.

En esta revisión de las proyecciones se utiliza la información reportada por los GCE y en la siguiente revisión se presentarán los resultados del trabajo de análisis de escenarios más probables asociados con las demandas de los proyectos anunciados y de otras demandas puntuales, que representarán un cambio estructural.

Partiendo de las solicitudes de conexión al SIN presentadas a la UPME y de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible, se consideran las cargas de Rubiales, Ecopetrol y Drummond como

Grandes Consumidores Especiales (GCE). Se consideran las fechas de entrada informadas por cada uno de estos consumidores.

Otros Grandes Consumidores Especiales como son Cerrejón, Cerromatoso, OXY y el campo de La Cira Infantas no se incluyeron en este análisis, pues su demanda de energía eléctrica y de potencia máxima forman parte de la demanda histórica nacional, registrada como ventas de los comercializadores.

En los escenarios de demanda eléctrica proyectados a largo plazo en energía, y en potencia máxima, se incluye las exportaciones de demanda de energía y potencia máxima asociada hacia Panamá a partir del año 2018.

3.3 Demanda de Energía Eléctrica Total

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 presentados en su entrada.

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

Año	PROYECCIÓN GCE (GWh)			
	Rubiales	Ecopetrol	Drummond	Exportaciones Panamá
2015		482.11	508.72	
2016	462.23	964.22	1009.15	
2017	1211.33	964.22	1011.92	
2018	1362.65	964.22	1009.15	1313.38
2019	1540.73	1813.54	1009.15	1696.43
2020	1597.43	2081.12	1009.15	1843.96
2021	1433.62	2081.12	1011.92	2127.38
2022	1162.85	2081.12	1011.92	2393.19
2023	865.89	2081.12	1011.92	2212.26

PROYECCIÓN GCE (GWh)				
Año	Rubiales	Ecopetrol	Drummond	Exportaciones Panamá
2024	755.46	2081.12	1011.92	2296.32
2025	626.48	2081.12	1011.92	2396.31
2026	509.36	2081.12	1011.92	2362.54
2027	414.38	2081.12	1011.92	2362.54
2028	344.66	2081.12	1011.92	2362.54

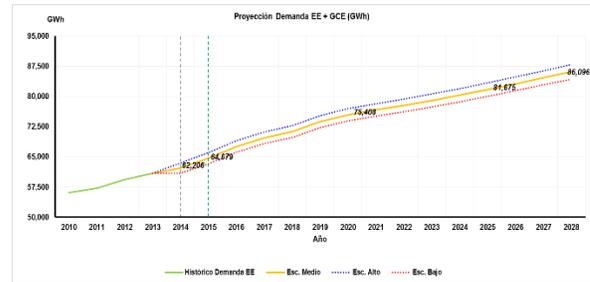
Nota: El tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond.

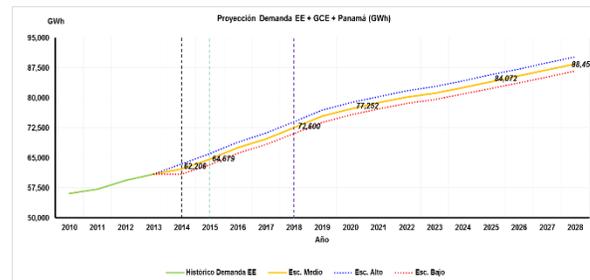
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla siguiente:

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63 470	62 206	60 943
2015	66 056	64 679	63 302
2016	68 967	67 561	66 155
2017	71 172	69 734	68 296
2018	74 068	72 600	71 132
2019	76 905	75 406	73 907
2020	78 781	77 252	75 723
2021	80 320	78 762	77 203
2022	81 780	80 190	78 601
2023	82 793	81 172	79 550
2024	84 228	82 576	80 924
2025	85 757	84 072	82 386
2026	87 191	85 473	83 754
2027	88 726	86 973	85 220
2028	90 245	88 458	86 671

La siguiente gráfica ilustra esta proyección.

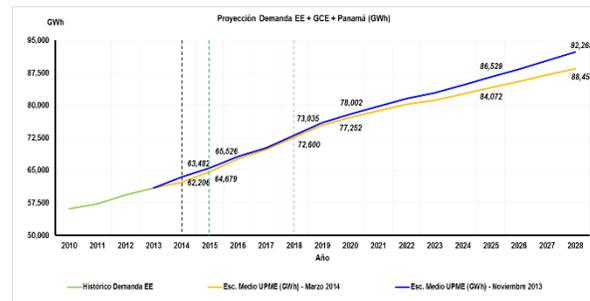


Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.



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

La gráfica a continuación muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión



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

3.4 Demanda de Potencia Máxima Total

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 presentados en su entrada, y un factor de carga de acuerdo a lo observado en las cargas especiales existentes

que realizan actividades comerciales similares.

La siguiente Tabla presenta los resultados de la proyección de la potencia eléctrica total anual (MW)

Año	PROYECCIÓN GCE (MW)			
	Rubiales	Otras Ecopetrol	Drummond	Exportaciones Panamá
2015		108.00		
2016	145.00	108.00	115.20	
2017	163.20	108.00	115.20	
2018	181.40	108.00	115.20	270.00
2019	184.30	108.00	115.20	270.00
2020	174.70	108.00	115.20	270.00
2021	152.60	240.00	115.20	270.00
2022	114.20	240.00	115.20	270.00
2023	91.20	240.00	115.20	270.00
2024	77.50	240.00	115.20	270.00
2025	63.26	240.00	115.20	270.00
2026	50.84	240.00	115.20	270.00
2027	40.87	240.00	115.20	270.00
2028	33.44	240.00	115.20	270.00

Nota: El tiempo de entrada en operación se revisa en cada proyección.

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond

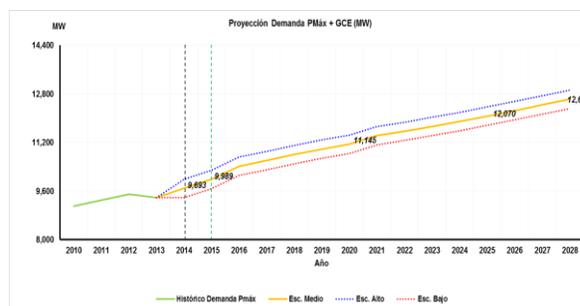
Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla y gráficas siguientes.

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 995	9 693	9 391
2015	10 291	9 989	9 687
2016	10 719	10 417	10 115
2017	10 912	10 610	10 308
2018	11 376	11 074	10 772
2019	11 553	11 251	10 949
2020	11 717	11 415	11 113
2021	11 999	11 697	11 395

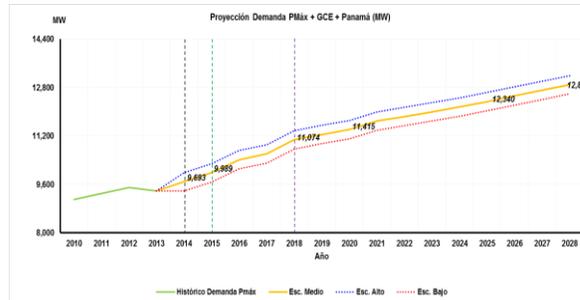
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2022	12 143	11 841	11 539
2023	12 300	11 998	11 696
2024	12 462	12 160	11 858
2025	12 642	12 340	12 037
2026	12 826	12 524	12 222
2027	13 013	12 711	12 408
2028	13 198	12 896	12 594

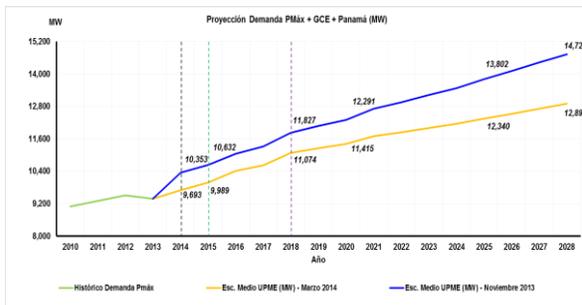


Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.



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

La gráfica a continuación muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión



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

La metodología usada para estimar la potencia máxima total varió respecto a la presentada en la revisión de Noviembre 2013, con el fin de recoger de forma más precisa la relación existente entre potencia máxima y la demanda total de energía eléctrica. La nueva metodología recoge la relación estadística entre potencia y demanda usando una regresión de mínimos cuadrados ordinarios dinámica.

Por tal motivo, la proyección de potencia guarda una mayor consistencia con el comportamiento esperado de la demanda de energía eléctrica disminuyendo respecto a la revisión presentada en noviembre de 2013.

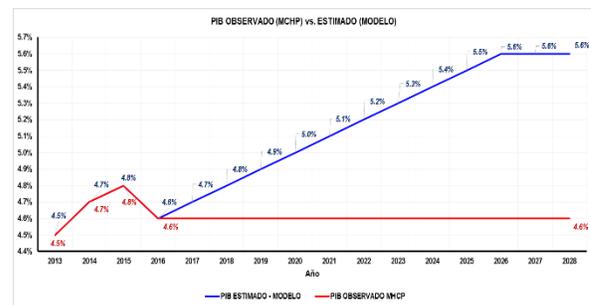
Cabe resaltar, que esta proyección muestra la demanda máxima de potencia que debe ser despachada en cada uno de los años de la proyección.

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

3.5 Escenario Alternativo Demanda de Energía Eléctrica Total (PIB de la Paz)

Además de las proyecciones de energía a largo plazo del ítem 3.3, se realizó un escenario alternativo donde se aumenta 0,1% anual el PIB estimado por el MHCP, pasando de 4,6% en 2016 hasta llegar a 5,6% en 2026, y dejando este último valor constante en el resto del tiempo.

Éste se realiza como un escenario Alternativo, debido a que si firma la Paz, el crecimiento potencial del PIB pudiera aumentar en un 1% al cabo de 10 años.



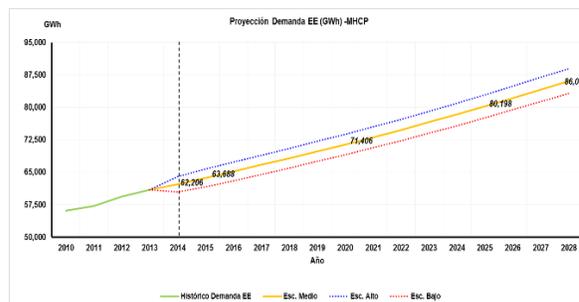
Fuente: UPME, PIB (Proyección MHCP), 2013



Fuente: MHCP (Proyección PIB), 2013.

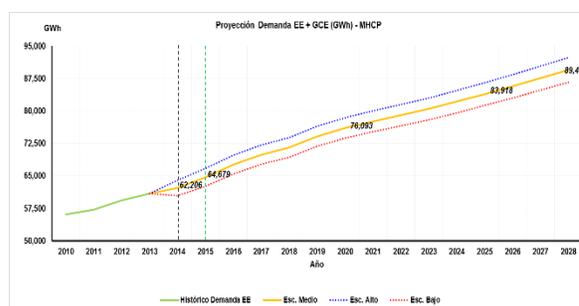
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en las Tablas siguientes:

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64 004	62 206	60 409
2015	65 794	63 688	61 582
2016	67 315	65 163	63 012
2017	68 916	66 713	64 510
2018	70 491	68 238	65 984
2019	72 112	69 806	67 501
2020	73 765	71 406	69 046
2021	75 460	73 047	70 635
2022	77 222	74 753	72 284
2023	79 065	76 537	74 009
2024	80 902	78 315	75 729
2025	82 847	80 198	77 550
2026	84 830	82 118	79 407
2027	86 875	84 098	81 321
2028	88 902	86 060	83 217

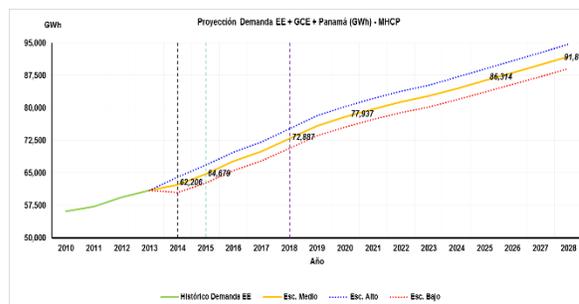


Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, MHCP, 2014.

PROYECCIÓN + GCE + PANAMÁ GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	64 004	62 206	60 409
2015	66 785	64 679	62 573
2016	69 750	67 599	65 447
2017	72 103	69 900	67 697
2018	75 141	72 887	70 633
2019	78 172	75 866	73 561
2020	80 296	77 937	75 578
2021	82 114	79 701	77 289
2022	83 871	81 402	78 934
2023	85 236	82 708	80 180
2024	87 046	84 460	81 873
2025	88 963	86 314	83 666
2026	90 795	88 083	85 372
2027	92 745	89 968	87 191
2028	94 702	91 860	89 017



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



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

Las siguientes gráficas ilustran esta proyección.

3.6 Escenario Alternativo Combinado de Energía Eléctrica Total

Empleando las proyecciones de los Escenarios de PIB Total y PIB de la Paz, se diseña un modelo que combina los valores de ambos. Para el Escenario Alto, se emplea los valores medios del Modelo PIB de la Paz, el Escenario Medio son los valores medios del modelo PIB

Total, el Escenario Bajo son los valores bajos del modelo PIB Total.

Además se estiman algunos retrasos en su conexión efectiva al STN. Se emplea la demanda declarada en las solicitudes de conexión de los GCE.

Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en las Tablas siguientes:

PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	62 206	62 206	60 943
2015	63 688	63 688	62 311
2016	65 163	65 125	63 719
2017	66 713	66 546	65 109
2018	68 238	67 951	66 483
2019	69 806	69 346	67 848
2020	71 406	70 720	69 191
2021	73 047	72 107	70 549
2022	74 753	73 541	71 952
2023	76 537	75 001	73 379
2024	78 315	76 431	74 779
2025	80 198	77 956	76 271
2026	82 118	79 508	77 789
2027	84 098	81 103	79 350
2028	86 060	82 658	80 871

PROYECCIÓN + GCE + PANAMÁ GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	62 206	62 206	60 943
2015	64 679	64 679	63 302
2016	67 599	67 561	66 155
2017	69 900	69 734	68 296
2018	72 887	72 600	71 132
2019	75 866	75 406	73 907
2020	77 937	77 252	75 723
2021	79 701	78 762	77 203
2022	81 402	80 190	78 601
2023	82 708	81 172	79 550
2024	84 460	82 576	80 924
2025	86 314	84 072	82 386

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

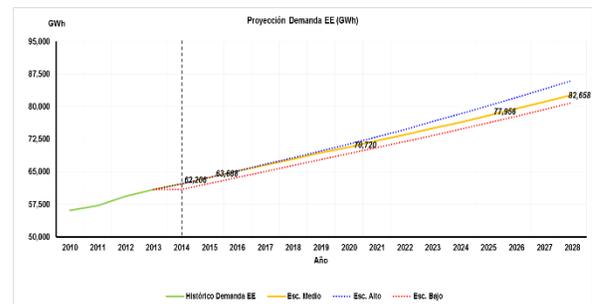


MinMinas
 Ministerio de Minas y Energía

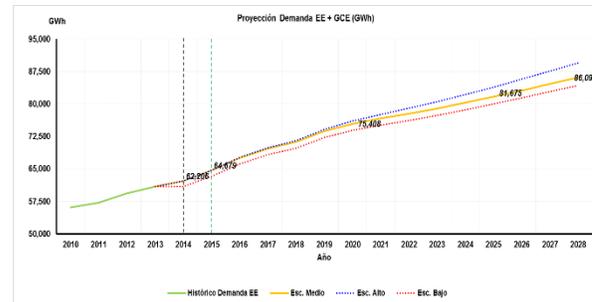
**PROSPERIDAD
 PARA TODOS**

PROYECCIÓN + GCE + PANAMÁ GWh			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2026	88 083	85 473	83 754
2027	89 968	86 973	85 220
2028	91 860	88 458	86 671

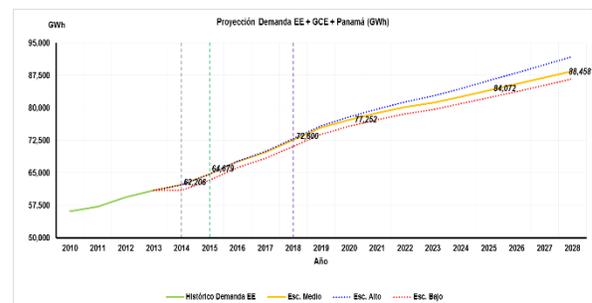
Las siguientes gráficas ilustran esta proyección.



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



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



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

3.7 Escenario Alternativo Demanda de Potencia Máxima Total (PIB de la Paz)

Además de las proyecciones de potencia máxima a largo plazo del ítem 3.4, se realizó un escenario alternativo donde se empleó los resultados de la proyección de la demanda de energía eléctrica del “Escenario Alternativo Demanda de Energía Eléctrica Total (PIB de la Paz)”. Se emplea la misma metodología del ítem 2.2.

Éste se realiza como un escenario Alternativo debido a que si firma la Paz el crecimiento potencial del PIB pudiera aumentar en un 1% al cabo de 10 años.

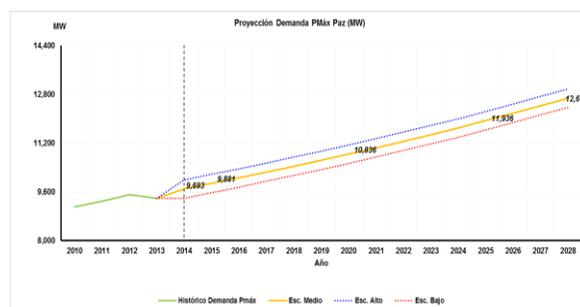
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la potencia máxima se muestran en las Tablas siguientes:

PROYECCIÓN MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 995	9 693	9 391
2015	10 183	9 881	9 579
2016	10 357	10 055	9 752
2017	10 548	10 246	9 944
2018	10 739	10 437	10 135
2019	10 935	10 633	10 331
2020	11 138	10 836	10 534
2021	11 346	11 044	10 742
2022	11 563	11 261	10 959
2023	11 780	11 478	11 175
2024	11 999	11 697	11 395
2025	12 238	11 936	11 634
2026	12 481	12 179	11 877
2027	12 732	12 429	12 127
2028	12 973	12 671	12 368

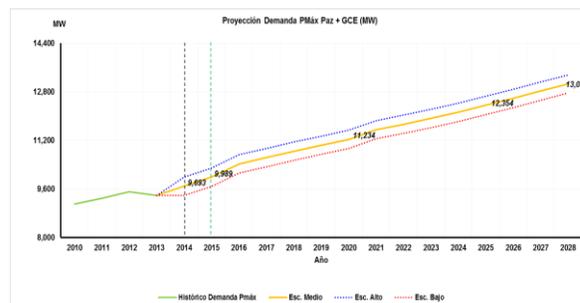
PROYECCIÓN + GCE + PANAMÁ MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	9 995	9 693	9 391
2015	10 291	9 989	9 687
2016	10 725	10 423	10 121
2017	10 935	10 633	10 330

PROYECCIÓN + GCE + PANAMÁ MW			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2018	11 413	11 111	10 809
2019	11 613	11 311	11 009
2020	11 806	11 504	11 202
2021	12 124	11 822	11 520
2022	12 302	12 000	11 698
2023	12 496	12 194	11 892
2024	12 702	12 399	12 097
2025	12 926	12 624	12 322
2026	13 157	12 855	12 553
2027	13 398	13 095	12 793
2028	13 631	13 329	13 027

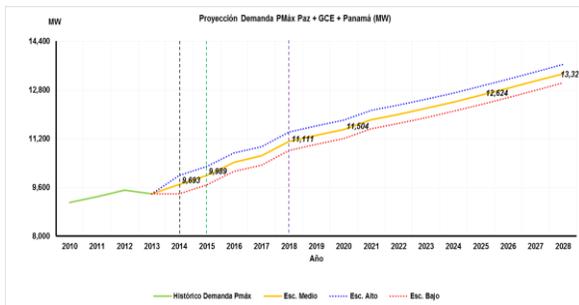
Las siguientes gráficas ilustran esta proyección.



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



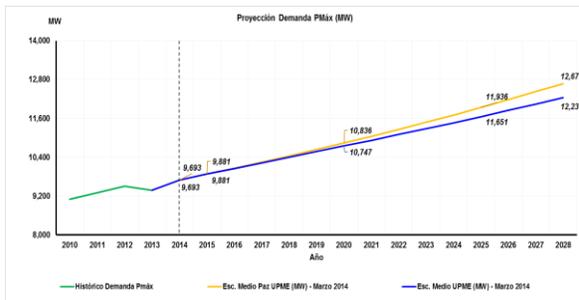
Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, MHCP, 2014.



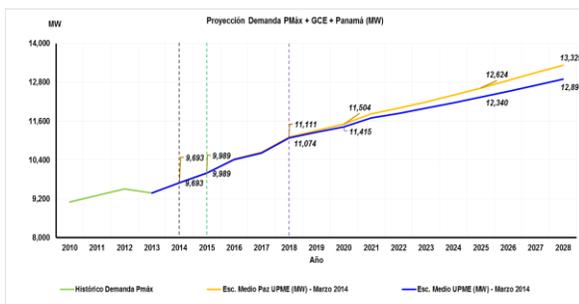
Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, MHCP, 2014.

3 años, pues el crecimiento del escenario del PIB de la Paz es igual al crecimiento del escenario proyectado en esos años. Se comienza a reflejar un leve crecimiento a partir del 2017 en los escenarios de PIB de la Paz para demanda de energía eléctrica como de potencia máxima, debido al crecimiento del 0.1% del PIB anual estimado como impacto de un nuevo clima económico.

Los resultados de integrar los escenarios de potencia máxima total y el escenario de PIB de la paz, se muestran en las siguientes gráficas:



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



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

No se registra un crecimiento significativo de la demanda de energía eléctrica ni de potencia máxima proyectada en los primeros

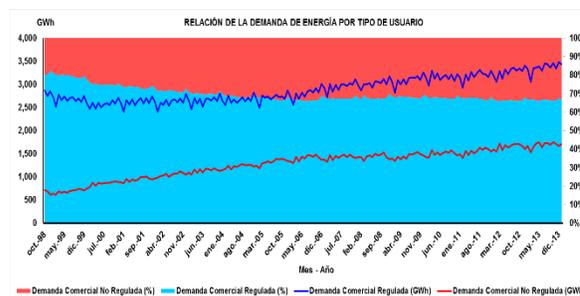
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4. Demanda de Energía Eléctrica por tipo de usuario

Para la elaboración de la proyección de demanda de energía eléctrica por tipo de usuarios (regulados y no regulados) se desarrollan un modelo de serie de tiempo ARIMAX con resolución mensual con los que se calculan para el horizonte 2014 - 2015 la evolución de estas variables. La serie de datos de base está constituida por la demanda histórica pro tipo de usuario (Octubre 1998 – Enero 2014) suministrada por el Centro Nacional de Despacho –CND.

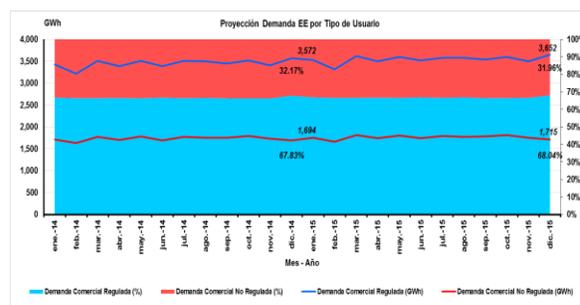
atendida por causas programadas y no programadas. Cabe anotar que esta proyección no contempla las transacciones eléctricas con los países vecinos de Ecuador y Venezuela; ni la entrada de GCE ni de Panamá.



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

	Demanda EE Mensual (GWh)		
	Total	Regulada	No Regulada
ene-14	5 167	3 429	1 708
feb-14	4 841	3 214	1 627
mar-14	5 286	3 511	1 775
abr-14	5 088	3 384	1 704
may-14	5 287	3 508	1 778
jun-14	5 079	3 387	1 692
jul-14	5 283	3 509	1 774
ago-14	5 252	3 496	1 756
sep-14	5 196	3 446	1 750
oct-14	5 314	3 522	1 793
nov-14	5 147	3 411	1 736
dic-14	5 266	3 572	1 694
ene-15	5 282	3 532	1 749
feb-15	4 986	3 320	1 666
mar-15	5 439	3 623	1 816
abr-15	5 245	3 499	1 746
may-15	5 401	3 597	1 804
jun-15	5 260	3 516	1 744
jul-15	5 376	3 582	1 794
ago-15	5 359	3 582	1 777
sep-15	5 314	3 534	1 780
oct-15	5 408	3 596	1 812
nov-15	5 251	3 498	1 753
dic-15	5 368	3 652	1 715

Se deriva que persiste la tendencia a una disminución de la participación de los usuarios no regulados dentro del consumo energético de 33,43% en el año 2014 a 32,22% en el 2015.

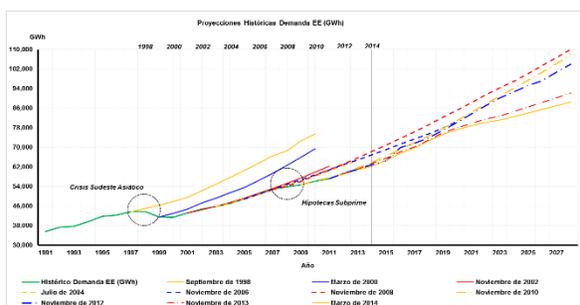


Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Notas: Periodo de Enero de 2014 reportado por XM. La Demanda eléctrica proyectada por la UPME solo contempla la Demanda de Energía del SIN, la cual corresponde a la Demanda Comercial Nacional más la demanda no

5. Evaluación de las proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica publicadas por la UPME.

A continuación se presenta una gráfica comparativa entre las proyecciones publicadas por la entidad y la presente:



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

Al comparar las diferentes proyecciones, se observa que:

- Las proyecciones han estado por encima de los valores reales. En gran parte debido, a que en los periodos 1998 y 2008 se presentaron dos fenómenos económicos, como fueron la Crisis del Sudeste Asiático y las Hipotecas Subprime. Por lo cual la trayectoria de la demanda no volvía a recuperar su tendencia inicial.
- En la figura anterior, la Demanda de Energía Eléctrica tanto real como la proyectada en esta última revisión, se ve influenciada por la presencia de ciclos económicos aproximadamente con una frecuencia de cada 10 años (1998, 2008 y posiblemente 2018).

Esta comparación llama la atención sobre los factores que han influido para que se presente una diferencia significativa entre las proyecciones publicadas y la demanda histórica efectiva al SIN. En este documento se ha revisado la raíz estadística de estas

diferencias a partir de un enfoque de valoración de los errores y sesgos sistemáticos de cada proyección.

La mayoría de estudios se rigen por una evaluación de los resultados cualitativos, y en aquellos dónde se cuantifica el análisis optan por el uso de estadísticos simples como el error cuadrático medio, el error absoluto medio o el sesgo.

Para la validación se ha optado por utilizar el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), el Error Cuadrático Medio (MSE), el Sesgo (B), el Modelo (M) y los Aleatorios (R) definidos en Considine & Clemente (2007). Éstos estadísticos permiten medir la precisión de la proyección.

Por precisión se entiende como el promedio del grado de correspondencia entre pares individuales de valores pronosticados y valores observados. Por valores observados se entiende aquellos obtenidos de la historia. (JORBA CASELLAS, 2005)

Error Promedio Porcentual (APE),

$$APE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n 100 * \frac{(P_t - A_t)}{A_t}$$

Error Promedio Absoluto (AAE),

$$AAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |A_t - P_t|$$

Para el cálculo de la precisión se utiliza el Error Cuadrático Medio, definido como:

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left(\frac{P_t - A_t}{A_{t-1}} \right)^2$$

$$= \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (p_t - a_t)^2$$

$$P_t = (P_t - A_{t-1}) / A_{t-1}$$

$$A_t = (A_t - A_{t-1}) / A_{t-1}$$

El Error Cuadrático Medio da la medida de las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados.

Por último, el sesgo (BIAS) proporciona información sobre la tendencia del modelo a sobreestimar o subestimar una variable, y cuantifica el error sistemático del modelo.

$$B = Bias = Sesgo = \frac{(\bar{p} - \bar{a})^2}{MSE}$$

$$M = Model = Modelo = \frac{(S_p - rS_a)^2}{MSE}$$

$$R = Random = Aleatorio = \frac{(1 - r^2)S_a^2}{MSE}$$

Donde S_p es la desviación estándar de la población de p , r son los coeficientes de correlación entre P y A , y S_a es la desviación estándar de a , las tres medidas suman uno, es decir, $B + M + R = 1$.

La verificación celda a celda consiste en comparar el resultado del pronóstico con el análisis para el mismo año. La ventaja que conlleva éste método es la sencillez en la computación, ya que, todos los puntos de los valores observados y pronosticados coinciden espacialmente. Sin embargo, algunos autores, Stenger (2000) y White et al. (1999), han constatado la tendencia de esta metodología en producir un sesgo a favor de los resultados

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



de los dominios con resoluciones menores. (JORBA CASELLAS, 2005)

La otra metodología utilizada, y altamente extendida, es la verificación celda - punto. En esta se comparan observaciones puntuales con los valores de las celdas donde se sitúan las observaciones.

En éste caso no se analizan todos los puntos del dominio, sólo se centra en los puntos donde hay observación.

Esta metodología supone que los dos valores son comparables, aunque la observación es un valor temporal y espacialmente puntual, a diferencia del resultado pronosticado, que es un valor temporal y espacialmente promediado.

La problemática que se plantea al analizar la calidad de las proyecciones con un análisis estadístico es que aunque los estadísticos presenten un mal comportamiento los resultados de la proyección sean buenos pero con un desajuste temporal en la predicción de los valores dentro el dominio. (JORBA CASELLAS, 2005)

Para la verificación del modelo se ha utilizado la metodología celda a celda.

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento de las proyecciones realizadas en la Unidad desde 1998 hasta 2013, con respecto a los valores realmente demandados.

	Sep-98	Jul-99	Mar-00	Nov-01	Nov-02	Nov-03
APE	20.95%	8.75%	11.12%	0.85%	2.51%	3.64%
AAE	10 438	4 483	5 738	657	1 479	2 046
MSE	5.363%	1.093%	1.719%	0.035%	0.165%	0.260%



	Jul-04	Nov-05	Nov-06	Nov-07	Nov-08	Nov-09
APE	2.47%	2.49%	3.67%	6.24%	4.72%	0.73%
AAE	1 549	1 583	2 132	3 619	2 753	459
MSE	0.136%	0.126%	0.210%	0.553%	0.309%	0.010%

	Nov-10	Nov-11	Nov-12	Jul-13	Nov-13
APE	0.43%	-0.13%	0.25%	0.84%	0.26%
AAE	367	109	152	509	157
MSE	0.006%	0.001%	0.001%	0.007%	0.001%

- b. Como es de esperar, los períodos con proyecciones más cortas y por lo tanto más cercanas, presentan menores desviaciones de los consumos reales. Sin embargo, se debe resaltar el desempeño de las proyecciones realizadas en el año 2001, las cuales presentan el menor error cuadrático medio con respecto a las proyecciones desde 1998 a 2008, y en especial en comparación con las del año 2007.
- c. Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentaban un sesgo sistemático o aleatorio. Al determinar el tipo de errores de cada proyección, se descompuso el MSE en las tres componentes sugeridas en el paper: Errores por sesgo (B), Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), donde se obtuvieron los siguientes resultados:

MSE	Sep. 98	Jul. 99	Mar. 00	Nov. 01	Nov. 02
Sesgo (B)	85.81%	73.69%	75.88%	21.71%	39.65%
Modelo (M)	13.53%	22.61%	23.17%	52.24%	55.59%
Aleatorio (R)	0.66%	3.70%	0.94%	26.05%	4.76%

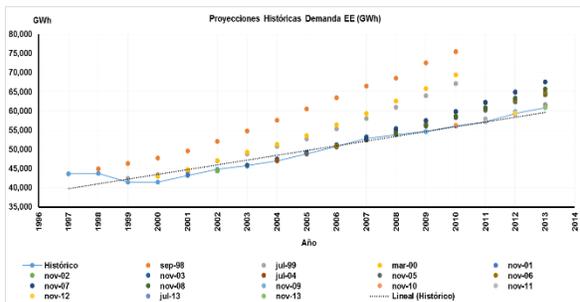
MSE	Nov. 03	Jul. 04	Nov. 05	Nov. 06	Nov. 07
Sesgo (B)	53.72%	47.03%	51.58%	67.17%	74.15%
Modelo (M)	42.91%	46.86%	41.26%	28.54%	24.46%
Aleatorio (R)	3.37%	6.11%	7.17%	4.29%	1.39%

MSE	Nov. 08	Nov. 09	Nov. 10	Nov. 11	Nov. 12
Sesgo (B)	75.81%	57.95%	34.15%	22.46%	84.57%
Modelo (M)	23.35%	25.58%	8.35%	60.38%	15.43%
Aleatorio (R)	0.84%	16.47%	57.50%	17.16%	0.00%

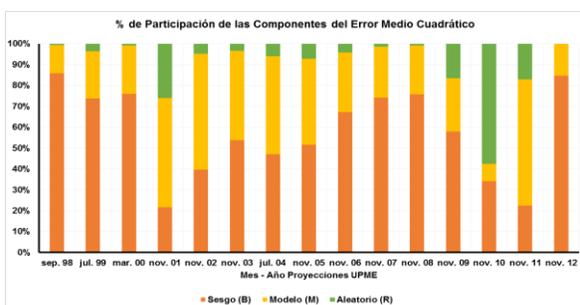
La suma de estas tres componentes es 100%, buscando siempre que los errores del sesgo y del modelo sean lo más cercanos a cero, atribuyendo la mayor parte a los errores aleatorios.

Por ejemplo: el MSE de Nov. 2001 corresponde al 0.035%, el cual se descompone dicho valor en un 21.71% por errores de Sesgo, 52.24% por errores del Modelo, y el 26.05% por errores Aleatorios.

- d. Se observa que el MSE de los modelos utilizados desde el año 2003 al 2012 exceptuando el año 2010 presentan una alta probabilidad de ocurrencia de errores por sesgo con un valor promedio del 59%, seguida de la ocurrencia de los errores del modelo con un valor promedio del 34%. Esto pudo ser debido a una sobreestimación del crecimiento de variables relacionadas con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica como pueden ser el crecimiento del PIB o de la Población, o al proyectar unos valores muy optimistas. Caso contrario para la proyección del año 2010.



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



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

Se observado que las proyecciones presentaron un sesgo sistemático hacia el optimismo, y en general en pocas ocasiones se hicieron revisiones basadas en la retroalimentación entre los valores observados, los valores proyectados y la generación de escenarios.

La metodología aplicada para la presente revisión ha comparado varias alternativas de interacción de las principales variables y ha ganado en mejorar dicha interacción y en un mejor ajuste para generar las proyecciones.

En la medida que se evalúe de manera permanente la calidad de las proyecciones, se reducirá el impacto sobre las futuras decisiones que afecten la selección de obras para satisfacer el crecimiento de la demanda.

Se ha realizado un extenso trabajo para analizar la sensibilidad del modelo de proyección de la demanda de energía eléctrica con respecto a las variables contempladas en las proyecciones anteriores.

Durante el trabajo realizado se ha puesto de manifiesto la problemática asociada con la subestimación o sobreestimación de las variables que influyen en el crecimiento de la demanda en las que se fundamentan estos modelos. En especial, la interacción futura del crecimiento de la demanda de energía con respecto al crecimiento económico. Interacción futura que está cambiando en el contexto de los cambios de la propia estructura económica colombiana, y de los cambios tecnológicos que se presentan en todos los sectores productivos.

El modelo actual ha sido contrastado con la información observada con el fin de estudiar las características de sus errores y minimizar la posibilidad de sesgo sistemático en la proyección. Como se mencionó anteriormente, los modelos usados (incluyendo el actual) no anticipan choques estructurales que introducen cambios permanentes en la serie, por lo que es necesario acompañar los métodos de proyección con una evaluación permanente de la coyuntura que determina la demanda de energía eléctrica del país.

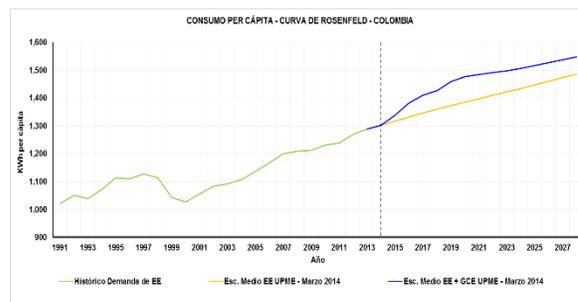
6. Consumo per cápita – Curvas de Rosenfeld

En línea con el análisis de la coyuntura económica nacional presentada arriba, se ha explorado para esta revisión, el comportamiento de los consumos per cápita en Colombia. Como se muestra en la gráfica a continuación, se evidencia un fuerte acople entre estos consumos y el comportamiento de la demanda general de energía eléctrica conectada al STN.

La demanda de electricidad está fuertemente ligada al crecimiento económico futuro, y tiende a reflejarse en el nivel de la actividad económica en sectores claves de consumo de electricidad (Industria y Servicios). La tasa de crecimiento de la demanda de electricidad depende principalmente de la naturaleza y el alcance de las intervenciones del gobierno, en particular las políticas relacionadas con la Eficiencia energética, lo medioambiental y de seguridad energética. Algunas de estas políticas influyen en la demanda de electricidad directamente, como medidas para mejorar la eficiencia en el uso final y para estimular la sustitución de combustibles. La eficiencia energética es el principal promotor de esta diferencia, aunque el cambio hacia sectores menos intensivos en energía juega también un papel importante.

Para cualquier país, la medición de la eficiencia energética es un reto ya que requiere una amplia recopilación y análisis de datos. Como una aproximación, la intensidad de la electricidad da un indicio general de los avances hacia la mejora de la Eficiencia energética, pero es importante tener en cuenta que cada país tendrá significativamente diferentes intensidades de

electricidad en base a factores tales como el nivel de industrialización y el clima.



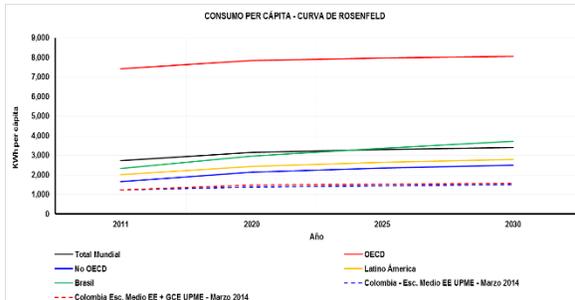
Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014.

Para el caso Colombiano, se realizó el ejercicio comparando los países pertenecientes a la OECD y con los no pertenecientes a la OECD, donde se muestra que Colombia se encuentra por debajo del promedio de la línea del Total Mundial, y de los no pertenecientes a la OECD.

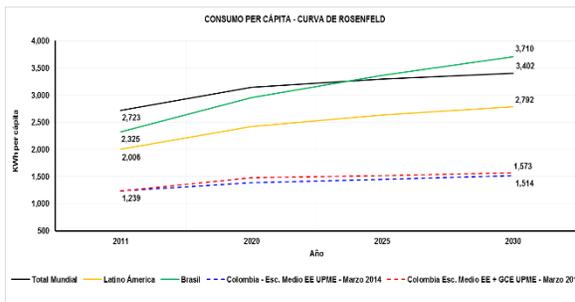
	KWh PER CÁPITA			
	2011	2020	2025	2030
TOTAL MUNDIAL	2 723	3 143	3 300	3 402
OECD	7 426	7 847	7 970	8 045
OECD AMÉRICAS	9 525	9 751	9 753	9 719
ESTADOS UNIDOS	12 151	12 342	12 278	12 179
OECD EUROPA	6 040	6 408	6 579	6 720
UNIÓN EUROPEA	6 047	6 230	6 364	6 468
OECD ASIA/OCEANÍA	6 298	6 961	7 095	7 147
JAPÓN	7 346	8 471	8 788	9 076
NO OECD	1 650	2 144	2 350	2 498
EUROPA ORIENTAL/EUROASIA	10 831	12 366	13 191	14 005
RUSIA	5 119	6 220	6 882	7 601
NO OECD ASIA	1 588	2 252	2 542	2 761
CHINA	2 898	4 383	4 984	5 368
INDIA	639	903	1 094	1 309
MEDIO ORIENTE	3 610	4 138	4 361	4 562
ÁFRICA	558	638	661	678
LATINO AMÉRICA	2 006	2 426	2 640	2 792
BRASIL	2 325	2 957	3 367	3 710
COLOMBIA ESC. MEDIO EE	1 239	1 385	1 448	1 514
COLOMBIA ESC. MEDIO EE + GCE	1 239	1 477	1 517	1 573

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014. IEA, FMI, 2013.

Brasil tiene un consumo mayor al Total Mundial, por lo que requiere la puesta en marcha de programas de eficiencia energética para poder obtener un ahorro energético en el país.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014. IEA, FMI, 2013.

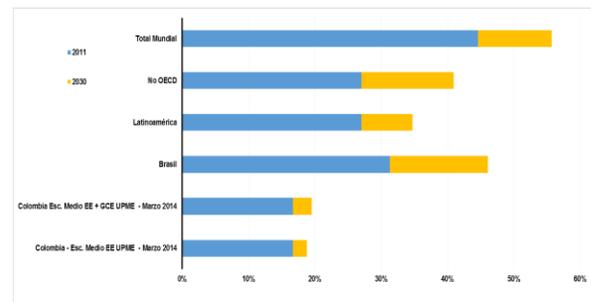


Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014. IEA, FMI, 2013.

Los países no miembros de la OCDE representan el mayor incremento en parte de la demanda de electricidad, impulsado por el crecimiento económico y demográfico, paso de la vida rural a la urbana, cambios en la calidad de vida. La mayor fuente de demanda adicional mundial es China (28%), seguido de la India (8%), Latinoamérica (8%) y Medio Oriente (8%). El crecimiento de la demanda de electricidad en China disminuye considerablemente debido a la desaceleración del crecimiento económico y la reestructuración de la economía hacia

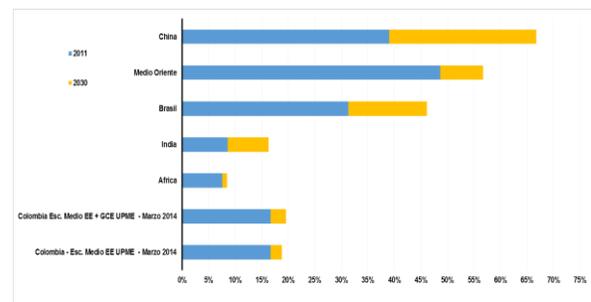
sectores menos intensivos en energía. (IEA, 2013).

A continuación se presenta la demanda de electricidad per cápita en las regiones seleccionadas como porcentaje del promedio de la OECD.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014. IEA, FMI, 2013.

En cuanto a la demanda de electricidad per cápita, la brecha se estrecha entre los países de la OCDE y fuera de la OCDE, sino también entre los países en desarrollo, sólo China y el Medio Oriente se encuentran cercanos a la mitad del consumo de los países de la OCDE en 2030.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, IDEAM, 2014. IEA, FMI, 2013.

La demanda promedio de electricidad per cápita en los países de la OCDE crece de 7426 kWh en 2011 hasta 8045 kWh en 2030.

ANEXO 1

PLANTEAMIENTO TEORICO DE LA NUEVA METODOLOGIA DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELECTRICA EN COLOMBIA

La revisión presentada en este documento se basa en un modelo del tipo vector autorregresivo (VAR) cuando queremos caracterizar las interacciones simultáneas entre un grupo de variable. Un VAR es un modelo de ecuaciones simultáneas formado por un sistema de ecuaciones de forma reducida sin restringir. Que sean ecuaciones de forma reducida quiere decir que los valores contemporáneos de las variables del modelo no aparecen como variables explicativas en las distintas ecuaciones. El conjunto de variables explicativas de cada ecuación esta constituido por un bloque de retardos de cada una de las variables del modelo. Que sean ecuaciones no restringidas significa que aparece en cada una de ellas el mismo grupo de variables explicativas.

Pueden incluirse también como variables explicativas algunas variables de naturaleza determinista, como una posible tendencia temporal, variables ficticias estacionales, o una variable ficticia de tipo impulso o escalón, que sirve para llevar a cabo un análisis de intervención en el sistema. Por último, podría incluirse como explicativa una variable, incluso en valor contemporáneo, que pueda considerarse Exógena respecto a las variables que integran el modelo VAR.

El modelo VAR es muy útil cuando existe evidencia de simultaneidad entre un grupo de variables, y que sus relaciones se transmiten a lo largo de un determinado número de períodos. Al no imponer ninguna restricción sobre la versión estructural del modelo, no se incurre en los errores de especificación que dichas restricciones pudieran causar al ejercicio empírico. De hecho, la principal motivación detrás de los modelos VAR es la dificultad en identificar variables como exógenas, como es preciso hacer para identificar un modelo de ecuaciones simultáneas-

En general, un modelo VAR se especifica,

$$Y_t = A_0 + \sum_{s=1}^K A_s Y_{t-s} + u_t$$

Donde Y_t es un vector columna $nx1$; K es el orden del modelo VAR, o número de retardos de cada variable en cada ecuación, y u_t es un vector $nx1$ de innovaciones, es decir, procesos sin autocorrelación, con $Var(u_t) = \Sigma$, constante.

El elemento $(i; j)$ en la matriz A_s ; $1 \leq s \leq K$ mide el efecto directo o parcial de un cambio unitario en Y_j en el instante t sobre Y_i al cabo de s períodos, $Y_{i;t+s}$. La columna j de la matriz A_s mide el efecto de un cambio unitario en Y_j en el instante t sobre el vector Y_{t+s} . El elemento i -ésimo en u_t es el componente de Y_{it} que no puede ser previsto utilizando el pasado de las variables que integran el vector Y_t .

En un modelo VAR todas las variables son tratadas simétricamente, siendo explicadas por el pasado de todas ellas. El modelo tienen tantas ecuaciones como variables, y los valores retardados de todas las ecuaciones aparecen como variables explicativas en todas las ecuaciones. Una vez estimado el modelo, puede procederse a excluir algunas variables explicativas, en función de su significación estadística, pero hay razones para no hacerlo.

Por un lado, si se mantiene el mismo conjunto de variables explicativas en todas las ecuaciones, entonces la estimación por mínimos cuadrados ordinarios ecuación por ecuación es eficiente, por lo que el proceso de estimación del modelo es verdaderamente sencillo. Por otro, la presencia de bloques de retardos como variables explicativas hace que la colinealidad entre variables explicativas sea importante, lo que hace perder precisión en la estimación del modelo y reduce los valores numéricos de los estadísticos tipo t de Student.

PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA

PRUEBA DE PHILLIPS - PERRON (PP)

En esta prueba de raíz unitaria fue desarrollada por Phillips y Perron, que al igual que ADF (DICKEY – FULLER AUMENTADO) plantean la hipótesis nula $\Phi = 1$ en la ecuación.

$$\Delta Y_t = \alpha + \phi Y_{t-1} + \delta.t + \varepsilon_t$$

la diferencia radica que la prueba ADF, no existe termino de diferencia retardada, además PP utilizan métodos estadístico no paramétricos para evitar la correlación serial en los términos del error, sin añadir términos de diferencia rezagada en la ecuación(esta es la principal diferencia).

“Según Perron (1989), si se prescindiera de aquellos datos que representan un comportamiento anómalo en la evolución de la serie, a través de la inclusión de variables dummy, aquella presentaría un comportamiento estacionario. Así, Perron (1989) propone una modificación del test de DF (Dickey – Fuller) que permite, bajo la hipótesis nula (H_0) de raíz unitaria, la hipótesis alternativa (H_1) de estacionariedad alrededor de una función de la tendencia determinista que presenta un cambio en su intercepto en 1929 (un crash) y en su pendiente en 1973 (una disminución en su crecimiento).”

Phillips - Perron parte de la estimación por Mínimos Cuadrados Ordinarios y luego el T-Estadístico del coeficiente ρ es corregido.

H_0 : La trayectoria de la raíz unitaria con tendencia en la serie.

H_1 : Estacionalidad con tendencia de la serie.

Si el T-Student asociado al coeficiente de Y_{t-1} es mayor en valor absoluto al valor critico de MacKinnon, entonces se rechaza la hipótesis nula de la existencia de una raíz unitaria con tendencia en la serie.

PRUEBA DE COINTEGRACIÓN PRUEBA DE JOHANSEN

La aproximación de Soren Johansen es estimar el VECM por máxima verosimilitud, bajo varios supuestos entorno a los parámetros de tendencia o del intercepto y el número de vectores de cointegración r , y después efectuar pruebas de razones de máxima verosimilitud. Asumiendo que los errores del VECM (U_t) son independientes y siguen una distribución $N_k[0,S]$ y dada las restricciones de cointegración para los parámetros de

la tendencia o del intercepto, la función de máxima verosimilitud $L_{max}(r)$ depende del rango de cointegración r . Johansen propuso 2 tipos de pruebas para r :

- La prueba lambda-max: Esta prueba está basada en la razón de máxima verosimilitud $\ln[L_{max}(r)/L_{max}(r+1)]$, y se efectuada secuencialmente para $r = 0, 1, \dots, k-1$. El nombre de la prueba proviene del hecho que este estadístico corresponde al máximo valor propio generalizado. Esta prueba corrobora la hipótesis nula de que el rango de cointegración es r versus la alterna de que el rango de cointegración es $r+1$.
- La prueba de traza: Esta prueba se basa en la razón de máxima verosimilitud $\ln[L_{max}(r)/L_{max}(k)]$ y es efectuada secuencialmente para $r = k-1, \dots, 1, 0$. El nombre proviene del hecho que este estadístico involucra la traza (la suma de los elementos de la diagonal) de una matriz diagonal de valores propios generalizados. Esta prueba comprueba la hipótesis nula de que el rango de cointegración es r frente a la alterna que el rango de cointegración es k . En el caso que $k=0$, la hipótesis alterna implica que X_t es estacionario alrededor de una tendencia.

Ambas pruebas siguen asintóticamente una distribución no estándar es más, dado el rango de cointegración r Johansen también derivó una razón de máxima verosimilitud para la restricción de cointegración para los parámetros de la tendencia y del intercepto.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL ORDEN DE REZAGOS

El proceso de identificación puede dar lugar a seleccionar un conjunto de modelos como posibles candidatos, se han elaborado un conjunto de criterios que contribuyan a la selección de modelos.

Los criterios de selección de longitud de rezago que se evaluarán son:

FPE: Criterio de Predicción Final del Error (AKAIKE, 1969)

AIC: Criterio de información de Akaike (AKAIKE, 1974)

BIC: Criterio de información Bayesiano (SCHWARZ, 1978)

La idea es conciliar la necesidad de minimizar los errores y estimar un modelo parsimonioso. Estos criterios en

general constan de dos componentes, uno que refiere a la minimización de los errores y el segundo, un término de penalización por la incorporación de parámetros adicionales.

$$AIC = Ln(SCR/n) + 2((1+p+q+P+Q)/n)$$

$$BIC = Ln(SCR/n) + [Ln(n) + ((1+p+q+P+Q)/n)]$$

n = número de observaciones

p = orden de la parte autorregresiva regular

P = orden de la parte autorregresiva estacional

q = orden de la parte de medias móviles regular

Q = orden de la parte de medias móviles estacional

1: si el modelo incluye constante:

$$FPE = s^2 (n+p/n-p)$$

Este criterio está pensado para seleccionar entre modelos autorregresivos. Dado el orden del modelo autorregresivo, se minimiza el error cuadrático medio de la predicción a un paso.

Observaciones:

1. Idealmente tanto el AIC como el BIC deben ser lo más pequeños posibles (ambos pueden ser <0).
2. Como se puede ver a partir de las expresiones de los criterios, para utilizar esto dos criterios sobre modelos alternativos es necesario estimarlos sobre el mismo período (igual muestra), para que sean comparables.
3. El criterio BIC usualmente selecciona modelos más parsimoniosos que el criterio AIC, ya que el costo de adicionar regresores es mayor.
4. Si se utilizan ambos criterios para ordenar modelos, se obtienen resultados diferentes, por ello es preferible hacer el ranking de acuerdo a un criterio pre seleccionado.
5. Cuando se usa un único criterio, persiste aun un problema y es cuál es la diferencia aceptable para elegir entre un modelo y otro. Existen diferentes propuestas para tomar esta decisión, POSKITT & TREMAYNE (1987) sugieren combinar ambos criterios, de la siguiente forma:

$$R = e^{-1/2T (BIC(p^*, 0, q^* | P^*, 0, Q^*) - BIC(p, 0, q) | P, 0, Q))}$$

Los autores sugieren que el punto de corte se establezca en valores menores a 10. GÓMEZ & MARAVALL (1998) sugieren usar los modelos más balanceados, si los criterios dan valores similares. Ej: entre un ARIMA (2,0,0) Y UN ARIMA(1,0,1) sugieren elegir el segundo, pues entre otras cosas permite encontrar problemas de factores comunes entre los polinomios de los componentes autorregresivo y de medias móviles.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MODELO

Para la selección de un modelo entre las especificaciones alternativas se analizaron los diferentes criterios utilizados en este tipo de investigaciones (GREENE, 1999):

1. R^2 ajustado, prefiriendo aquel modelo con un valor superior.
2. Logaritmo de la función de verosimilitud (Log likelihood), prefiriendo aquel modelo con un valor superior.
3. Criterio de información de Akaike (AIC), siendo preferible aquel modelo que presente un valor AIC menor.
4. Estadístico de Schwarz (SC), que tiene en cuenta explícitamente el tamaño de la muestra, siendo preferible aquel modelo que presente un valor del estadístico SC menor.
5. Estadístico de Hannan-Quinn (HQ), que también tiene en cuenta el tamaño de la muestra y que refiere aquel modelo que presente un valor del estadístico HQ menor.

Criterio R^2

Es un criterio de valoración de la capacidad de explicación de los modelos de regresión, y representa el porcentaje de la varianza justificado por la variable independiente. Se puede interpretar como el cuadrado del coeficiente de correlación de Pearson entre las variables dependiente e independiente, o también como el cuadrado del coeficiente de correlación entre los valores reales de una variable y sus estimaciones. Si todas las observaciones están en la línea de regresión, el valor de R^2 es 1, y si no hay relación lineal entre las variables dependiente e independiente, el valor de R^2 es 0. El coeficiente R^2 es una medida de la relación lineal entre dos variables. A medida

que su valor es mayor, el ajuste de la recta a los datos es mejor, puesto que la variación explicada es mayor; así, el desajuste provocado por la sustitución de los valores observados por los predichos es menor.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **AKAIKE, H.** (1969). *“Fitting Autoregressive Models For Prediction”*. Ann. Inst. Statist. Math., 21, 243-247.
- ----- . (1974). *“A New Look At The Statistical Model Identification”*. IEEE Trans. Automat. Control, AC-19, 716-723.
- **CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A.** (2007). *“Gas-Market Forecast: BETTING ON BAD NUMBERS”*. En línea: [http://peakwatch.typepad.com/Gas Market Forecasts.pdf](http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf) (Consulta: Febrero de 2014).
- **GOMEZ, V & MARAVALL, A.** (1998). *“Automatic Modeling Methods For Univariate Series”*. Banco de España - Servicio de Estudios. Imprenta del Banco de España. 1998. ISSN: 0213-2710. ISBN: 84-7793-597-1. En línea: <http://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSerias/DocumentosTrabajo/98/Fic/dt9808e.pdf> (Consulta: Enero de 2014).
- **GREENE. W. H.** (1999). *“Análisis Económico”*. Tercera Edición. Editorial Prentice Hall, Madrid. 1999.
- **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).** (2013). *“World Energy Outlook 2013. - Annex A - Tables for Scenario Projections”*. IEA PUBLICATIONS, 9 rue de la Fédération, 75739 PARIS CEDEX 15 Layout in France by Easy Catalogue - Printed in France by Corlet, November 2013 (61 2013 13 1P1). ISBN: 978-92-64-20130-9. Páginas: 569 - 645. (Consulta: Febrero de 2014).
- **INTERNATIONAL MONETARY FUND (FMI).** (2013). *“World Economic Outlook Database”*. October 2013. En línea:

<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2013/02/weodata/index.aspx> (Consulta Febrero de 2014).

- **JORBA CASELLAS, ORIOL.** (2005). *“Simulación de los campos de viento de la Península Ibérica y el área geográfica de Catalunya con alta resolución espacial para distintas situaciones meteorológicas típicas”*. Universitat Politècnica de Catalunya. Departament de Projectes d'Enginyeria. Tesis Doctoral. Barcelona, Marzo de 2005.
- **POSKITT, D.S. and TREMAYNE, A.R.** (1987). *“Determining A Portfolio Of Linear Time Series Models”*, Vol. 74, No. 1 (Mar., 1987), pp. 125-137. Biometrika Trust. Printed in Great Britain. En línea: <http://www.jstor.org/stable/2336027> (Consulta: Enero de 2014).
- **ROSENFELD, ARTHUR H. & POSKANZER, DEBORAH.** (2009). *“A Graph Is Worth a Thousand Gigawatt-Hours: How California Came to Lead the United States in Energy Efficiency. Innovations Case Narrative: The California Effect.”*. Innovations. Páginas 57 a 79. En línea: http://www.energy.ca.gov/commissioners/rosenfeld_docs/INNOVATIONS_Fall_2009_Rosenfeld-Poskanzer.pdf (Consulta Febrero de 2014).
- **RUIZ, JUAN, NAVALPOTRO, JUSTO & HIERRO, JULIÁN.** (2003). *“Teorías Y Modelos Macroeconómicos”*. ESIC EDITORIAL, 2003. ISBN: 9788473563383. Página 314.
- **SCHWARZ, Gideon.** (1978). *“Estimating the Dimension of a Model”*. The Annals of Statistics. Volumen 6, No 2. (Marzo, 1978). Páginas. 461-464. En línea: <http://www.ime.unicamp.br/~veronica/ME705/T1.pdf> (Consulta: Enero 2014).
- **STENGER, R. A.** (2000). *“Sensitivity studies on a limited area mesoscale model: an examination of lateral boundary placement, grid resolution and*

nesting type". Air Force Institute Tecnology. Thesis for the degree of Master of Science in Meteorology. Page 215.

- **WHITE C., SMART R. P., STUTTER M., CRESSER M. S., BILLETT M. F., ELIAS E. A., SOULSBY C., LANGAN S., EDWARDS A. C., WADE A., FERRIER R., NEAL C., JARVIE H. AND OWEN R. (1999).** *"A novel index of susceptibility of rivers and their catchments to acidification in regions subject to a maritime influence"*. Applied Geochemistry, 1999, 14:10931099, Elsevier, Amsterdam, New York.

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