



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

**Revisión
Febrero de 2017**



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia
Revisión Febrero 2017**

*“People don't realize that we cannot forecast the future.
What we can do is have probabilities of what causes what,
but that's as far as we go.
And I've had a very successful career as a forecaster,
starting in 1948 forward.
The number of mistakes I have made are just awesome.
There is no number large enough to account for that”.*

Alan Greenspan

*“You don't want to influence
the same system you are trying to forecast”.*

Nate Silver

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

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Revisión
Febrero de 2017

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 4 |
| 1. CONSUMO PER CÁPITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MUNDIAL, REGIONAL Y COLOMBIA | 7 |
| 2. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA | 9 |
| 3. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES | 13 |
| 4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA | 18 |
| 4.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)..... | 18 |
| 4.2 Metodología | 18 |
| 4.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)..... | 21 |
| 4.4 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)..... | 22 |
| 4.5 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)..... | 23 |
| 4.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)..... | 24 |
| 4.7 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)..... | 26 |
| 4.8 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)..... | 28 |
| 4.9 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual) | 28 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 29 |

INTRODUCCIÓN

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

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

1. A nivel mundial desde 1991 a 2015, China ha tenido un rápido crecimiento en el consumo kWh per cápita promedio del 9,6%, seguido de la India con un 4,7% y del 2,4% para Brasil. Por otra parte, Colombia se ubica en el octavo puesto con un consumo per cápita de 1.137 kWh en 2015, respecto a las economías Latinoamericanas más representativas. En cuanto al nivel de departamento, el Meta tuvo el mayor crecimiento del consumo kWh per cápita, ubicándose en 10,31 veces por encima del promedio Nacional.
2. Del tercer trimestre de 2015 al primer trimestre de 2016 para la demanda total de energía eléctrica del SIN, se presentaron crecimientos superiores al 4,5% con respecto al mismo período del año anterior. Mientras que el segundo trimestre de 2016, tuvo una reducción significativa del 3,45% en promedio, con respecto al mismo trimestre para los últimos cuatro años.
3. Las demandas asociadas a los Grandes Consumidores (Cerromatoso, Cerrejón, OXY, La Cira Infanta y Rubiales), mostró un decrecimiento a lo largo del período

del fenómeno de El Niño (tercer trimestre 2015 a primer trimestre 2016). Una de las hipótesis sobre posibles causas de éste crecimiento negativo, es que se incrementó la autogeneración por parte de los GC, para poder satisfacer su demanda a causa de los altos precios en la bolsa que se presentaron durante este período.

4. La participación de los Grandes Consumidores en la demanda de energía eléctrica pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,12% en diciembre de 2016.
5. La participación de los Grandes Consumidores en la demanda de potencia máxima pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,88% en diciembre de 2016.
6. El crecimiento promedio de los GC durante los últimos 10 años (2007 – 2016) en la demanda de energía eléctrica fue: Cerromatoso (1,0%), Cerrejón (2,2%), OXY (-7,2%), La Cira Infantas (13,6%) y Rubiales (15,6%).
7. El crecimiento promedio de los GC durante los últimos 10 años (2007 – 2016) en la demanda de energía eléctrica fue: Cerromatoso (2,8%), Cerrejón (12,1%), OXY (-2,1%), La Cira Infantas (10,9%) y Rubiales (13,9%).
8. Se evidencia una correlación positiva y significativa entre la demanda de energía eléctrica y el PIB Total (70,2%), Temperatura Media del SIN (59,7%).

9. El crecimiento promedio de los GC durante los últimos 10 años (2007 – 2016) en la demanda de energía eléctrica fue: Cerromatoso (2,8%), Cerrejón (12,1%), OXY (-2,1%), La Cira Infantas (10,9%) y Rubiales (13,9%).
 10. Se evidencia una correlación positiva y significativa entre la demanda de energía eléctrica y el PIB Total (70,2%), Temperatura Media del SIN (59,7%).
 11. El valor promedio de diferencia anual entre la presente revisión y las proyecciones de octubre de 2016, se encuentran alrededor del 1,19% a la baja para la demanda de energía eléctrica, y para la demanda de potencia máxima se encuentra alrededor del 1,03% a la baja en el período 2017 - 2031.
 12. Para el presente informe, se presenta un cambio estructural en la cantidad demandada y en los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como: a) los datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol, b) la entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018, c) la entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2019, y d) LA entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2021.
- Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 1.

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

| Año | PROYECCIÓN GWH | | |
|------|----------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 70.097 | 68.442 | 66.800 |
| 2018 | 72.133 | 70.440 | 68.761 |
| 2019 | 74.284 | 72.552 | 70.833 |
| 2020 | 76.638 | 74.863 | 73.101 |
| 2021 | 80.375 | 78.554 | 76.747 |
| 2022 | 82.320 | 80.452 | 78.598 |
| 2023 | 84.067 | 82.152 | 80.251 |
| 2024 | 85.933 | 83.969 | 82.020 |
| 2025 | 87.939 | 85.923 | 83.921 |
| 2026 | 90.031 | 87.961 | 85.907 |
| 2027 | 92.257 | 90.131 | 88.022 |
| 2028 | 94.578 | 92.394 | 90.227 |
| 2029 | 96.982 | 94.739 | 92.513 |
| 2030 | 99.519 | 97.215 | 94.928 |
| 2031 | 102.284 | 99.914 | 97.561 |

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

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

| Año | PROYECCIÓN MW | | |
|------|---------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 10.792 | 10.395 | 10.014 |
| 2018 | 11.070 | 10.666 | 10.278 |
| 2019 | 11.295 | 10.884 | 10.489 |
| 2020 | 11.576 | 11.158 | 10.756 |
| 2021 | 12.143 | 11.717 | 11.307 |
| 2022 | 12.347 | 11.913 | 11.495 |
| 2023 | 12.504 | 12.062 | 11.637 |
| 2024 | 12.679 | 12.229 | 11.796 |
| 2025 | 12.872 | 12.413 | 11.971 |
| 2026 | 13.078 | 12.609 | 12.159 |
| 2027 | 13.299 | 12.821 | 12.362 |
| 2028 | 13.523 | 13.035 | 12.566 |
| 2029 | 13.758 | 13.260 | 12.782 |
| 2030 | 14.007 | 13.500 | 13.011 |
| 2031 | 14.284 | 13.765 | 13.266 |

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

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

| Año | PROYECCIÓN DEE TOTAL SIN NACIONAL % | | |
|------|-------------------------------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 5,7% | 3,2% | 0,7% |
| 2018 | 2,9% | 2,9% | 2,9% |
| 2019 | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| 2020 | 3,2% | 3,2% | 3,2% |
| 2021 | 4,9% | 4,9% | 5,0% |
| 2022 | 2,4% | 2,4% | 2,4% |
| 2023 | 2,1% | 2,1% | 2,1% |
| 2024 | 2,2% | 2,2% | 2,2% |
| 2025 | 2,3% | 2,3% | 2,3% |
| 2026 | 2,4% | 2,4% | 2,4% |
| 2027 | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| 2028 | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| 2029 | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| 2030 | 2,6% | 2,6% | 2,6% |
| 2031 | 2,8% | 2,8% | 2,8% |

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

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

| Año | PROYECCIÓN DPMÁX TOTAL SIN NACIONAL % | | |
|------|---------------------------------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 9,0% | 5,0% | 1,1% |
| 2018 | 2,6% | 2,6% | 2,6% |
| 2019 | 2,0% | 2,0% | 2,1% |
| 2020 | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| 2021 | 4,9% | 5,0% | 5,1% |
| 2022 | 1,7% | 1,7% | 1,7% |
| 2023 | 1,3% | 1,3% | 1,2% |
| 2024 | 1,4% | 1,4% | 1,4% |
| 2025 | 1,5% | 1,5% | 1,5% |
| 2026 | 1,6% | 1,6% | 1,6% |
| 2027 | 1,7% | 1,7% | 1,7% |
| 2028 | 1,7% | 1,7% | 1,7% |
| 2029 | 1,7% | 1,7% | 1,7% |
| 2030 | 1,8% | 1,8% | 1,8% |
| 2031 | 2,0% | 2,0% | 2,0% |

1. CONSUMO PER CÁPITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MUNDIAL, REGIONAL Y COLOMBIA

Se ha explorado para esta revisión, el comportamiento de la consumo per cápita a nivel Mundial, Latinoamérica y algunos departamentos de Colombia.

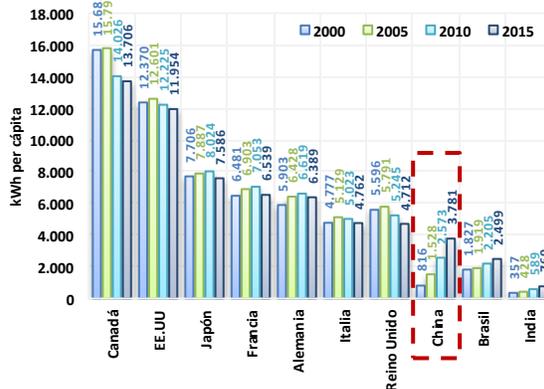
A continuación, se muestran algunas gráficas de los consumos per cápita de electricidad a nivel Mundial y a nivel de Latinoamérica. Para cualquier país, la medición de la eficiencia energética es un reto ya que requiere una amplia recopilación y análisis de datos.

(0,6%), Alemania (0,4%), Reino Unido (0,0%) y Canadá (-0,4%).

| | Crecimiento Promedio 1991 - 2015 | | |
|-------------|----------------------------------|------------|----------------|
| | Consumo Final kWh | Habitantes | kWh per cápita |
| Canadá | 0,69% | 1,05% | -0,4% |
| EE.UU | 1,55% | 0,97% | 0,6% |
| Japón | 0,92% | 0,14% | 0,8% |
| Francia | 1,38% | 0,49% | 0,9% |
| Alemania | 0,52% | 0,09% | 0,4% |
| Italia | 1,16% | 0,19% | 1,0% |
| Reino Unido | 0,45% | 0,50% | 0,0% |
| China | 10,32% | 0,70% | 9,6% |
| Brasil | 3,71% | 1,30% | 2,4% |
| India | 6,40% | 1,65% | 4,7% |

Fuente: UPME, Base de Datos: IEA, Naciones Unidas, 2017.

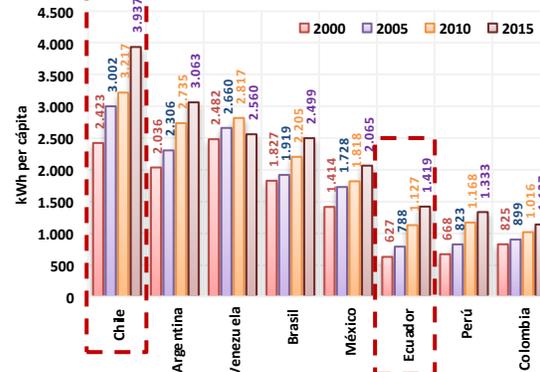
Gráfica 1. Consumo per cápita de los países más ricos del mundo en 2016¹ (kWh per cápita)



Fuente: UPME, Base de Datos: IEA, Naciones Unidas, 2017.

De la gráfica anterior, se puede observar el rápido crecimiento que ha tenido China frente a los demás países, alcanzando un crecimiento promedio del consumo kWh per cápita desde 1991 a 2015 del 9,6% anual, seguido de la India (4,7%), Brasil (2,4%), Italia (1,0%), Francia (0,9%), Japón (0,8%), EE.UU.

Gráfica 2. Consumo per cápita de los países de Latinoamérica² (kWh per cápita)



Fuente: UPME, Base de Datos: IEA, Naciones Unidas, BECO, 2017.

Colombia se ubica en el octavo puesto con un consumo per cápita de 1.137 kWh en 2015, respecto a las economías Latinoamericanas más representativas.

¹ PORTAFOLIO. (2016). "Estos son los 10 países más ricos del mundo". Bogotá, Colombia.

² CESLA.COM. Centro de Estudios Latinoamericanos (2017). "Últimos informes de la economía latinoamericana". Madrid, España.

Realizando un análisis similar dentro de las economías Latinoamericanas, se evidencia que los países con un mayor crecimiento promedio del consumo kWh per cápita desde 1991 a 2015, han sido Ecuador (4,7%) y Chile (4,1%), mientras que el resto de las economías se mantienen en alrededor del 2,5%, con excepción de Venezuela, el cual alcanza un decrecimiento del 1,3%

| | Crecimiento Promedio 1991 - 2015 | | |
|-----------|----------------------------------|------------|----------------|
| | Consumo Final kWh | Habitantes | kWh per cápita |
| Chile | 6,3% | 1,25% | 4,1% |
| Argentina | 4,9% | 1,14% | 2,3% |
| Venezuela | 2,5% | 1,81% | -1,3% |
| Brasil | 3,7% | 1,30% | 2,5% |
| México | 4,0% | 1,59% | 2,6% |
| Ecuador | 6,6% | 1,85% | 4,7% |
| Perú | 5,4% | 1,46% | 2,7% |
| Colombia | 2,9% | 1,38% | 2,3% |

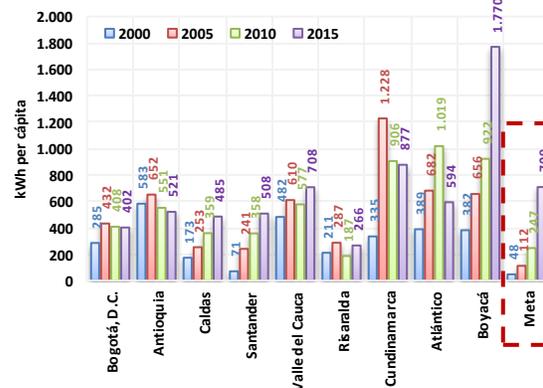
Fuente: UPME, Base de Datos: IEA, Naciones Unidas, BECO, 2017.

A nivel Colombia, se presenta un breve análisis del consumo kWh per cápita, de acuerdo a los departamentos más representativos que se indican en el “Índice Departamental de Competitividad” para 2015, realizado por la Universidad del Rosario y el Consejo Privado de Competitividad.

| | Crecimiento Promedio 1991 - 2015 | | |
|-----------------|----------------------------------|------------|----------------|
| | Consumo Final kWh | Habitantes | kWh per cápita |
| Bogotá, D.C. | 4,0% | 1,5% | 2,5% |
| Antioquia | 0,7% | 1,3% | -0,6% |
| Caldas | 7,7% | 0,2% | 7,5% |
| Santander | 15,8% | 0,5% | 15,2% |
| Valle del Cauca | 3,7% | 1,0% | 2,7% |
| Risaralda | 2,9% | 0,6% | 2,3% |
| Cundinamarca | 13,7% | 1,7% | 11,7% |
| Atlántico | 5,4% | 1,3% | 4,0% |
| Boyacá | 11,6% | 0,2% | 11,4% |
| Meta | 25,1% | 2,2% | 22,4% |
| Total Colombia | 3,4% | 1,2% | 2,2% |

Fuente: UPME, Base de Datos: DANE, XM, Universidad del Rosario, 2017.

Gráfica 3. Consumo per cápita de algunos departamentos (kWh per cápita)



Fuente: UPME, Base de Datos: DANE, XM, Universidad del Rosario, 2017.

El departamento del Meta, durante el período 2001 a 2015 tuvo el mayor crecimiento del consumo kWh per cápita, ubicándose en 10,31 veces por encima del promedio Nacional, seguido de Santander (6,99 veces), Cundinamarca (5,39 veces), Boyacá (5,23 veces), Caldas (3,46 veces), y el resto de los departamentos se encuentran alrededor de 1,25 veces por encima del promedio Nacional. El departamento de Antioquia presenta un decrecimiento de 0,6% del consumo kWh per cápita, para el período de análisis.

2. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado un alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

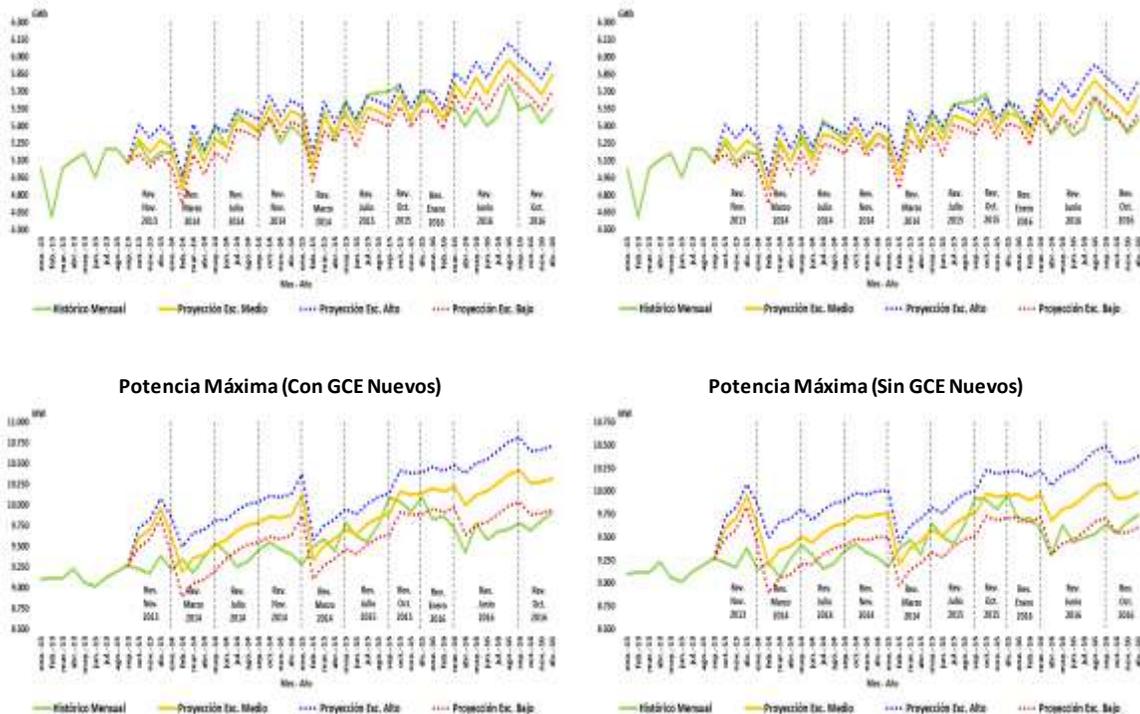
De manera similar, la metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación; que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos, que

permitan identificar los cambios tanto en bases de datos como en las metodologías.

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

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 4).

Gráfica 4. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE
Energía Eléctrica (Con GCE Nuevos) Energía Eléctrica (Sin GCE Nuevos)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

En las revisiones publicadas desde noviembre de 2013, se ha definido una mayor calidad de las proyecciones, reflejado en la reducción de los errores, por lo menos en el corto plazo. Cabe anotar que en este análisis incluye la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

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

Los resultados son los siguientes:

- a. Se analizó el comportamiento del total histórico de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a diciembre de 2016, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Tabla 5).

Tabla 5. Errores de las proyecciones

| ENERGÍA ELÉCTRICA | | |
|-------------------|--|---|
| MSE | Histórico de las Proyecciones (Incluye GCE Nuevos) | Histórico de las Proyecciones (No incluye GCE Nuevos) |
| APE | 1,12% | 0,49% |
| AAE | 126,28 | 92,79 |
| MSE | 0,08% | 0,05% |

Nota: No incluye Panamá

| POTENCIA MÁXIMA | | |
|-----------------|--|---|
| MSE | Histórico de las Proyecciones (Incluye GCE Nuevos) | Histórico de las Proyecciones (No incluye GCE Nuevos) |
| APE | 3,12% | 2,64% |
| AAE | 333,83 | 276,01 |
| MSE | 0,17% | 0,12% |

Nota: No incluye Panamá

- b. 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: Errores por sesgo (B), Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), en la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 6. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones – No incluye Rubiales

| ENERGÍA ELÉCTRICA | | |
|-------------------|--|---|
| MSE | Histórico de las Proyecciones (Incluye GCE Nuevos) | Histórico de las Proyecciones (No incluye GCE Nuevos) |
| Sesgo (B) | 14,47% | 4,81% |
| Modelo (M) | 18,43% | 12,74% |
| Aleatorio (R) | 67,10% | 82,45% |

Nota: No Incluye Panamá

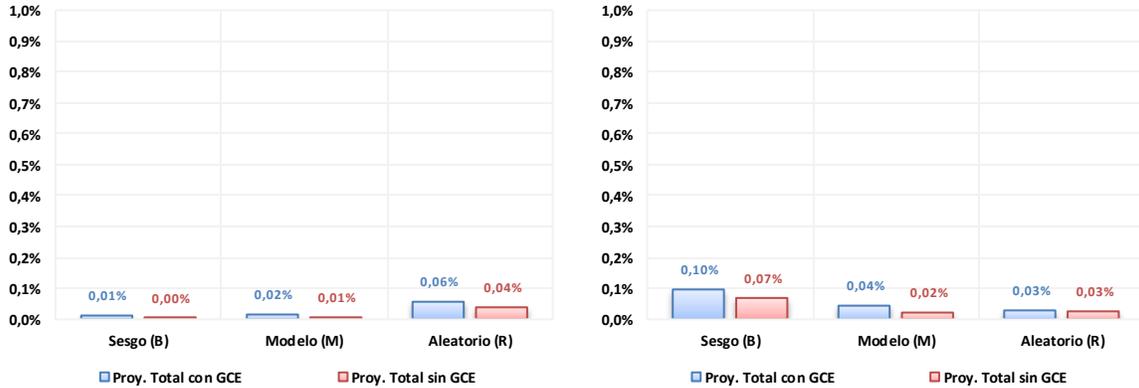
| POTENCIA MÁXIMA | | |
|-----------------|--|---|
| MSE | Histórico de las Proyecciones (Incluye GCE Nuevos) | Histórico de las Proyecciones (No incluye GCE Nuevos) |
| Sesgo (B) | 56,96% | 59,20% |
| Modelo (M) | 26,02% | 18,73% |
| Aleatorio (R) | 17,02% | 22,07% |

Nota: No Incluye Panamá

El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta octubre de 2016 son modelos: a) VAR Endógeno y Exógeno y, b) VEC combinado respectivamente. Los cuales han mostrado un alto grado de precisión. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se han obtenido reducciones del 0,08% y 0,05% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 5).

Por otra parte, en cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y excluyendo los “GCE” Rubiales y Drummond), se obtuvieron reducciones del 0,17% y 0,12% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 5. Porcentaje de Participación de las Componentes del Error Medio Cuadrático
Energía Eléctrica Potencia Máxima



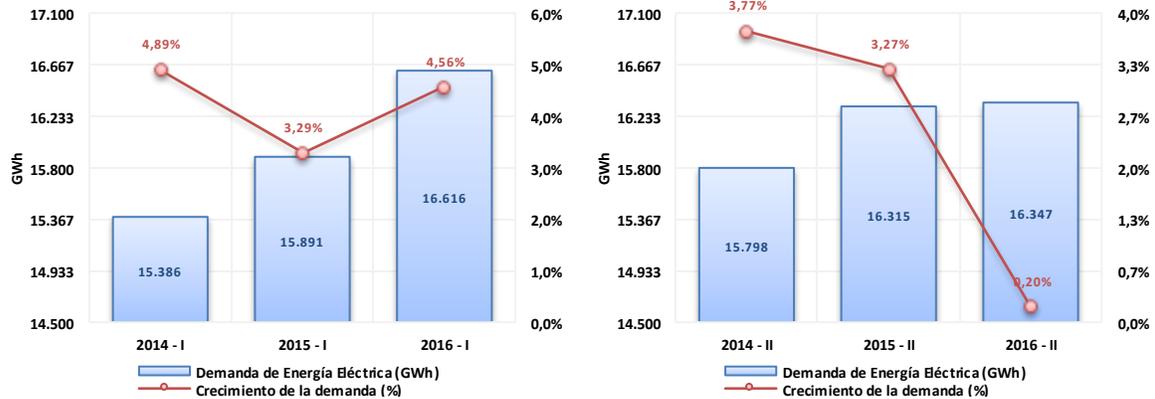
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

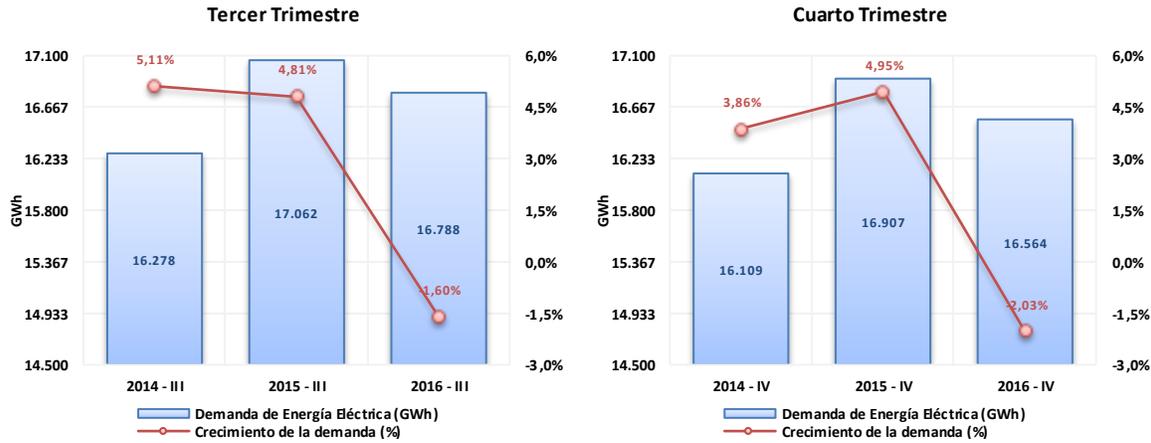
En cuanto a la demanda total de energía eléctrica del SIN, se presenta un breve análisis de acuerdo a lo mostrado en la siguiente gráfica:

a. Del tercer trimestre de 2015 al primer trimestre de 2016, se obtuvieron crecimientos superiores al 4,5% con respecto al mismo período del año anterior. Ratificando el mayor consumo de electricidad, debido al fenómeno atmosférico severo de “El Niño”.

b. El segundo trimestre de 2016, tuvo una reducción significativa del 3,45% en promedio, con respecto al mismo periodo para los últimos cuatro años. Evidenciando el fenómeno a posteriori de la Campaña “Apagar Paga” y la desaceleración económica del país.

Gráfica 6. Seguimiento a la Demanda Total del SIN de Energía Eléctrica 2014 - 2016
Primer Trimestre Segundo Trimestre





Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

- c. El período de recuperación de la demanda de energía eléctrica después un fenómeno de “El Niño”, puede retornar nuevamente a su media en aproximadamente 11 meses después de éste, según lo expuesto por XM en la Jornada de distribución del 2016.

Gráfica 7. Análisis del Impacto de Cambio de Hábitos Post – Niño [Año Marzo 1992 – Abril 1993]



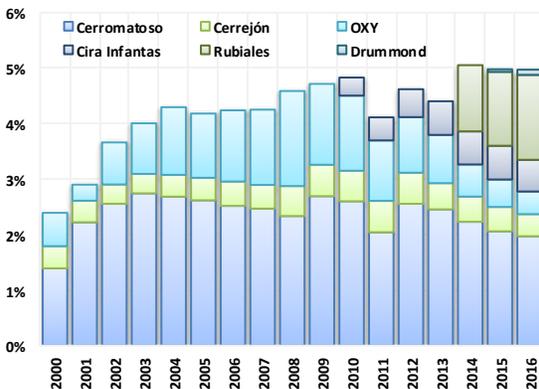
Fuente: XM, 2016.

3. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

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

- **Energía eléctrica:** pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 5,12% en diciembre de 2016. El crecimiento promedio se encuentra en 4,25%, y alcanza un máximo de 5,94% en febrero de 2014, y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

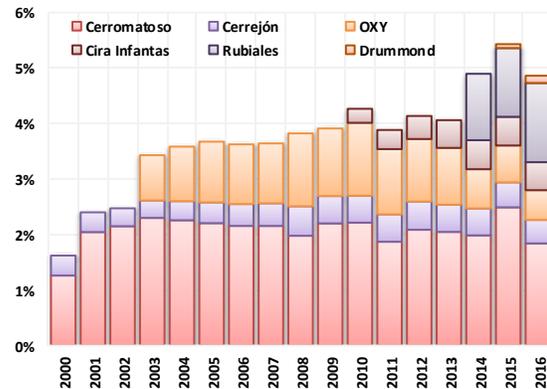
Gráfica 8. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,88% en diciembre de 2016. El crecimiento promedio se encuentra en 3,75%, y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015, y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

Gráfica 9. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima



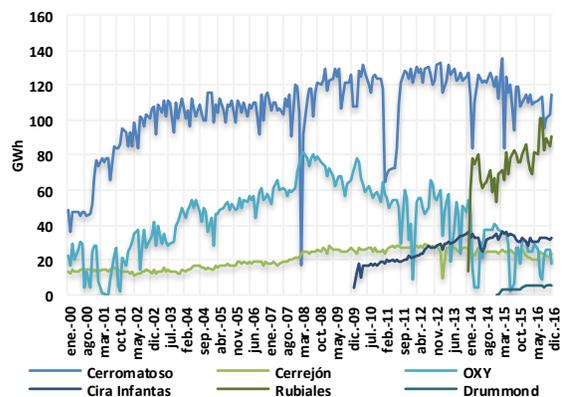
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

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

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

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

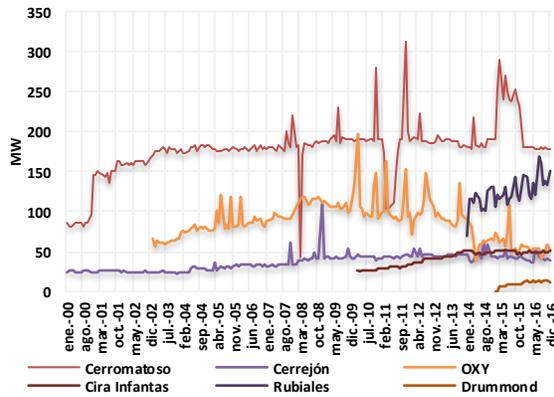
Gráfica 10. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

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

Gráfica 11. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)



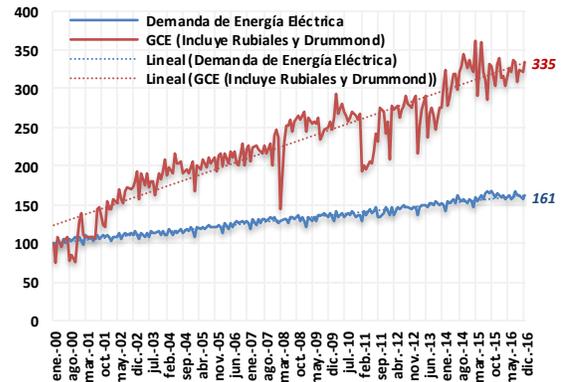
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN. El índice de los GCE, se ve afectado en gran medida por el comportamiento de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima a razón del GC Cerromatoso. Tomando como base a enero del 2000, de lo cual se puede observar que:

- a. Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a diciembre de 2016 ha crecido 3,35 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,61 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad. (Gráfica 12).

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,68 veces en octubre de 2015, y un mínimo de 0,98 veces en febrero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 3,62 veces en marzo de 2015, y un mínimo de 0,76 veces en febrero de 2000.

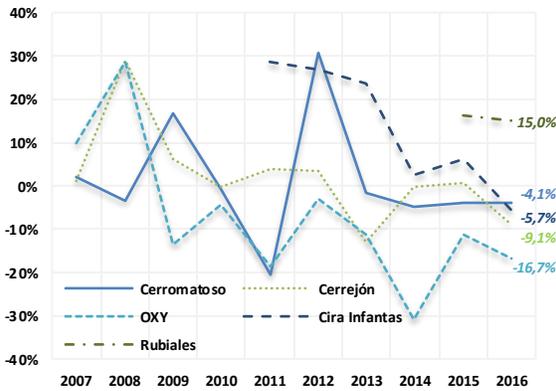
Gráfica 12. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

El crecimiento de los GC durante los últimos 10 años (Gráfica 13), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (1,0%), Cerrejón (2,2%), OXY (-7,2%), La Cira Infantas (13,6%) y Rubiales (15,6%).

Gráfica 13. Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 10 años

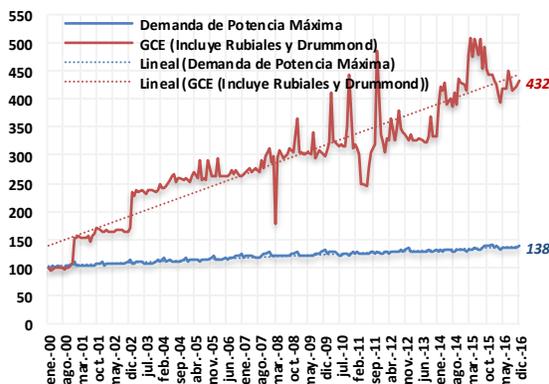


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a diciembre de 2016 ha crecido 4,32 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,38 veces. (Gráfica 14).

El índice para la Demanda de potencia máxima del SIN, alcanza un máximo de 1,41 veces en diciembre de 2015, y un mínimo de 1,00 veces en enero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 5,08 veces en marzo de 2015, y un mínimo de 0,95 veces en febrero de 2000.

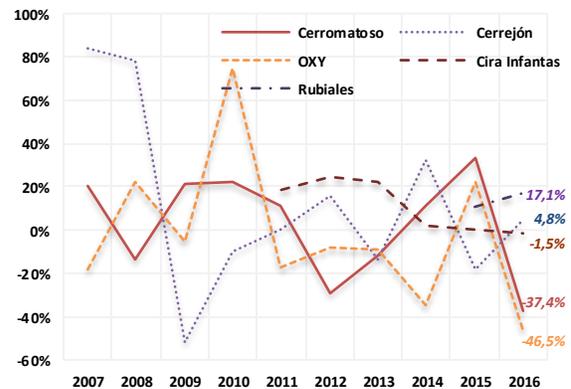
Gráfica 14. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

El crecimiento de los GC durante los últimos 10 años (Gráfica 15), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (2,8%), Cerrejón (12,1%), OXY (-2,1%), La Cira Infantas (10,9%) y Rubiales (13,9%).

Gráfica 15. Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima



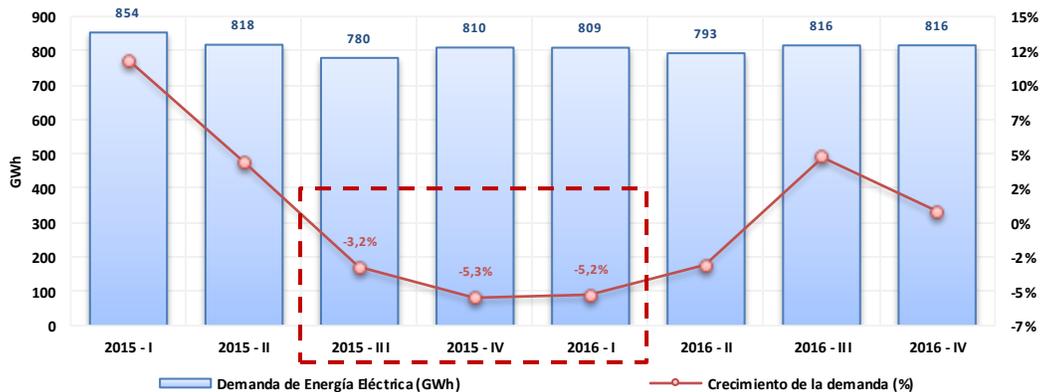
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

Para la demanda de los GC de energía eléctrica, se presenta un breve análisis durante el último fenómeno de “El Niño” gráfica:

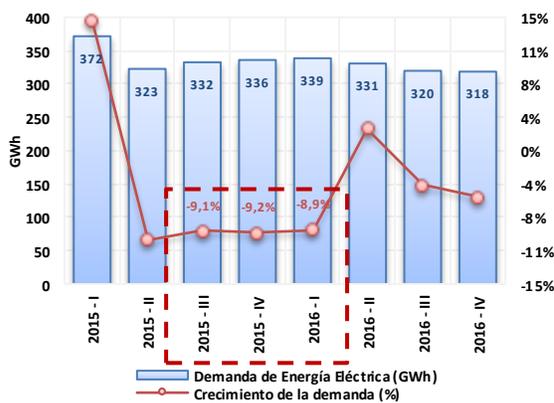
- I. El crecimiento de las demandas asociadas a los Grandes Consumidores (Cerromatoso, Cerrejón, OXY, La Cira Infanta y Rubiales), mostró un decrecimiento a lo largo del período del fenómeno de El Niño (tercer trimestre 2015 a primer trimestre 2016).
- II. Una de las posibles causas de éste crecimiento negativo, pudo ser la autogeneración por parte de los GC, para poder satisfacer su demanda a causa de los altos precios en la bolsa que se presentaron durante este período.

III. Cabe resaltar que el GC OXY, ha venido presentado tasas de crecimiento negativas, debido a que ha disminuido su demanda, ya que su actividad se encuentra de hecho en una fase decreciente, y se espera que esta culmine en 2023.

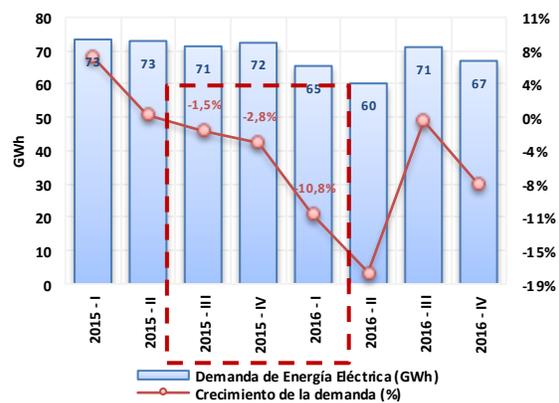
Gráfica 16. Seguimiento a la Demanda de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica 2015 - 2016
Agregado Grandes Consumidores

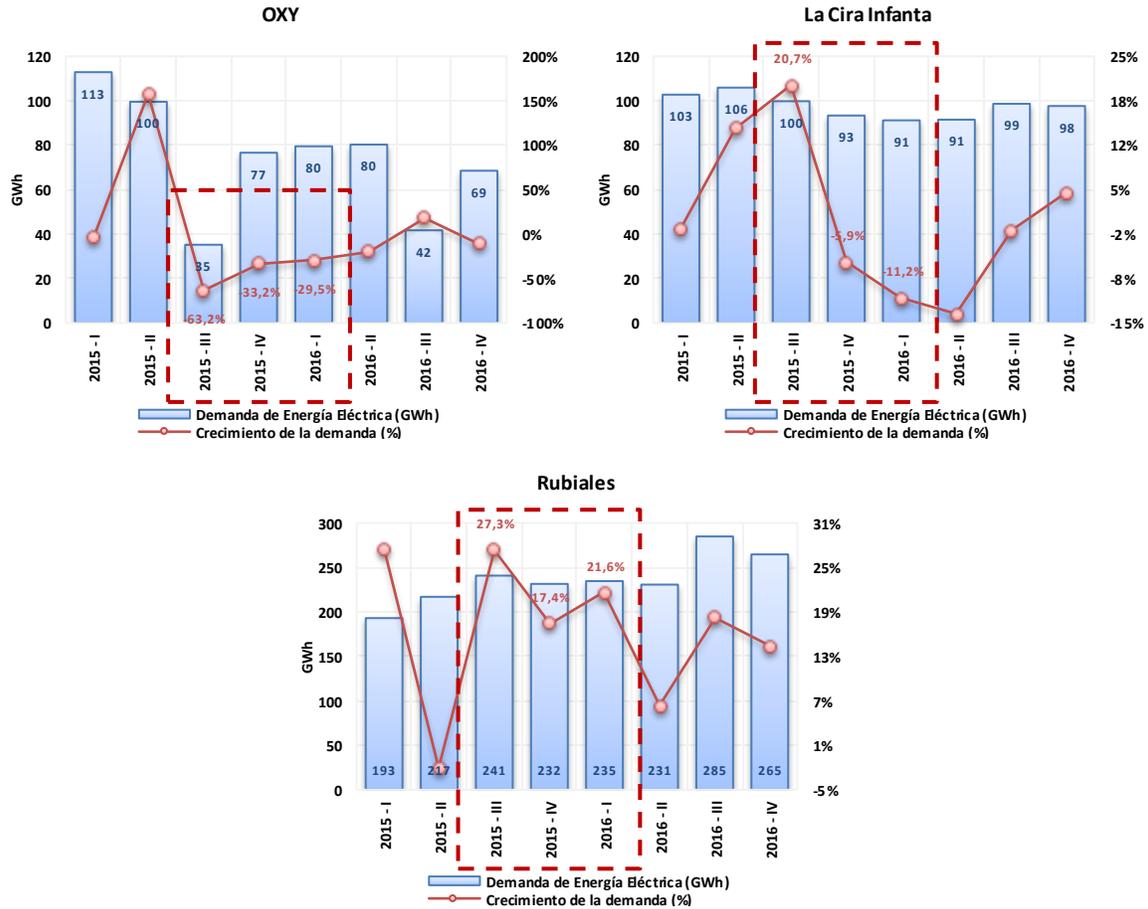


Cerromatoso



Cerrejón





Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), 2017.

4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

4.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos³ (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014), empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 7:

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

| | ABREVIATURA | PERIODICIDAD | FUENTE |
|--------------------------------|-------------|--|--------|
| Demanda de Energía Eléctrica : | DEE | Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2016) | XM |
| PIB Total : | PIBTotal | Trimestral (Marzo 1994 – Septiembre 2016) | DANE |
| | | Trimestral (Diciembre 2016 – Diciembre 2050) | UPME |

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

| | ABREVIATURA | PERIODICIDAD | FUENTE |
|---|-------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| Población : | POB | Anual (1950 – 2100) | ONU (Organización Naciones Unidas) |
| Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN : | TEMP | Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100) | IDEAM |

Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Los modelos empleados para la construcción del modelo de largo plazo en esta revisión fueron: un modelo VAR endógeno, un VAR exógeno, y un modelo VEC con variable exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – 09/2010 a 03/2011 y 06/2013 a 09/2013).

La estimación eficiente de las ponderaciones se realizó otorgándole mayor valor al modelo que cumpliera con los parámetros más idóneos. Los parámetros calificados fueron: los criterios de Akaike, Schwarz y el Logaritmo de Máxima Verosimilitud Conjunto.

4.2 Metodología

Desde el pasado informe de octubre de 2016, se ha replicado la metodología que incorpora el efecto de la Campaña Apagar Paga versus el efecto sin la Campaña Apagar Paga. Ante lo cual, permitirá minimizar el impacto que pueda generar a partir de éste cambio estructural en la proyección de la demanda de energía eléctrica como en la demanda de potencia máxima.

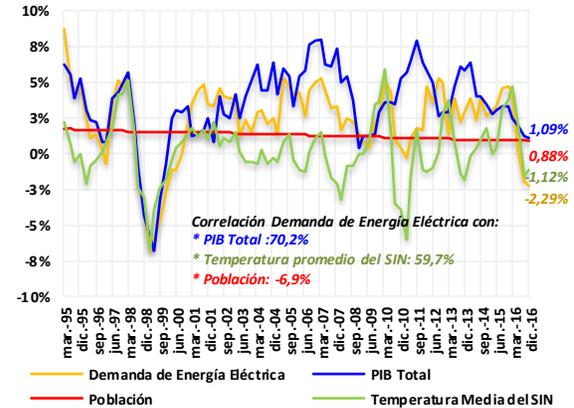
Inicialmente, se elaboró un modelo combinado, el cual se definió como “*Modelo Con Campaña Apagar Paga*”, que integraba las demandas de abril a septiembre del presente año, la composición de éste es: VAR Endógeno (19%), VAR Exógeno (33%) y VEC (47%).

Luego, se procedió a realizar otro modelo combinado, el cual se definió como “*Modelo Sin Campaña Apagar Paga*”, y en éste no se tenía en cuenta las demandas de abril a diciembre de 2016, la composición del modelo es: VAR Endógeno (22%), VAR Exógeno (25%) y VEC (53%), dando como resultado valores muy cercanos y similares a los reportados en el informe de junio de 2016, y con una diferencia menor al 1% a lo largo del horizonte de pronóstico.

De lo anterior, se expone un modelo combinado entre los valores del Informe de Junio de 2016 y el “*Modelo Con Campaña Apagar Paga*”, el cual permite reflejar de manera más confiable los valores futuros y no incurrir en una sobrestimación (No incluyendo valores de la Campaña Apagar Paga) o subestimando (Incluyendo valores de la Campaña Apagar Paga) de los valores de la demanda de energía eléctrica como de potencia máxima, para el período 2017 a 2031.

Por otra parte, los escenarios alto y bajo se calcularon a partir del escenario medio con un ancho de banda del 95% ($Z_{1,96}$), lo que permitirá incorporar la incertidumbre originada por los Grandes Consumidores Especiales (GCE), capturando con un mayor grado de confiabilidad los valores reales futuros asociados a la demanda de energía, tanto en electricidad como en potencia máxima.

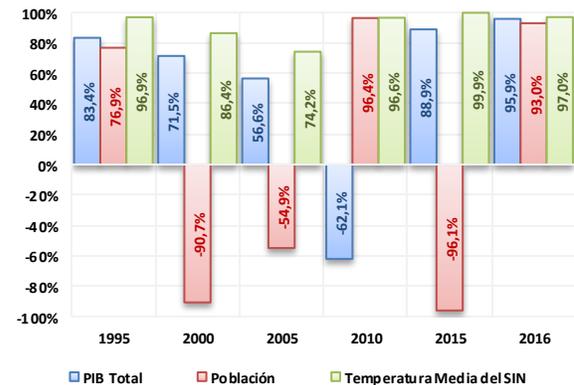
Gráfica 17. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Se evidencia una correlación positiva y significativa a lo largo del tiempo entre la demanda de energía eléctrica, el PIB Total y la Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN.

Gráfica 18. Correlaciones históricas de la Demanda de Energía Eléctrica respecto a las variables empleadas



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

A continuación en la Tabla 8, se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP).

Tabla 8. Principales Supuestos Macroeconómicos, Sociales y Climáticos empleados en las proyecciones

| | PIB (Precios Constantes – Miles de Millones de Pesos 2005) | Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C) | Población (Millones de Habitantes) |
|------|--|--|------------------------------------|
| 2011 | 452.578 | 23,29 | 46.406 |
| 2012 | 470.880 | 23,31 | 46.881 |
| 2013 | 493.831 | 23,38 | 47.342 |
| 2014 | 515.489 | 23,55 | 47.791 |
| 2015 | 531.384 | 23,98 | 48.229 |
| 2016 | 540.244 | 24,21 | 48.654 |
| 2017 | 548.094 | 24,09 | 49.068 |
| 2018 | 566.474 | 24,00 | 49.469 |
| 2019 | 584.596 | 24,01 | 49.856 |
| 2020 | 606.999 | 24,10 | 50.229 |
| 2021 | 629.490 | 24,22 | 50.587 |
| 2022 | 651.105 | 24,26 | 50.931 |
| 2023 | 674.123 | 24,19 | 51.261 |
| 2024 | 698.318 | 24,22 | 51.576 |
| 2025 | 722.021 | 24,26 | 51.878 |
| 2026 | 746.967 | 24,27 | 52.165 |
| 2027 | 772.065 | 24,33 | 52.439 |
| 2028 | 797.735 | 24,36 | 52.698 |
| 2029 | 824.577 | 24,32 | 52.944 |
| 2030 | 852.057 | 24,30 | 53.175 |
| 2031 | 881.003 | 24,39 | 53.393 |

Fuente: DANE - Cálculos UPME IDEAM (ONU)
Revisión: Diciembre de 2016 2015 Julio de 2015

Tabla 9. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME

| | Crecimiento Anual | | |
|------|-------------------|---|-----------|
| | PIB | Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN | Población |
| 2011 | 6,59% | -1,84% | 1,06% |
| 2012 | 4,04% | 0,10% | 1,02% |
| 2013 | 4,87% | 0,29% | 0,98% |
| 2014 | 4,39% | 0,74% | 0,95% |
| 2015 | 3,08% | 1,80% | 0,92% |
| 2016 | 1,67% | 0,96% | 0,88% |
| 2017 | 1,45% | -0,48% | 0,85% |
| 2018 | 3,35% | -0,35% | 0,82% |
| 2019 | 3,20% | 0,01% | 0,78% |
| 2020 | 3,83% | 0,40% | 0,75% |
| 2021 | 3,71% | 0,47% | 0,71% |
| 2022 | 3,43% | 0,17% | 0,68% |
| 2023 | 3,54% | -0,29% | 0,65% |
| 2024 | 3,59% | 0,14% | 0,62% |
| 2025 | 3,39% | 0,16% | 0,58% |
| 2026 | 3,46% | 0,02% | 0,55% |
| 2027 | 3,36% | 0,26% | 0,52% |
| 2028 | 3,32% | 0,13% | 0,49% |
| 2029 | 3,36% | -0,14% | 0,47% |
| 2030 | 3,33% | -0,09% | 0,44% |
| 2031 | 3,40% | 0,36% | 0,41% |

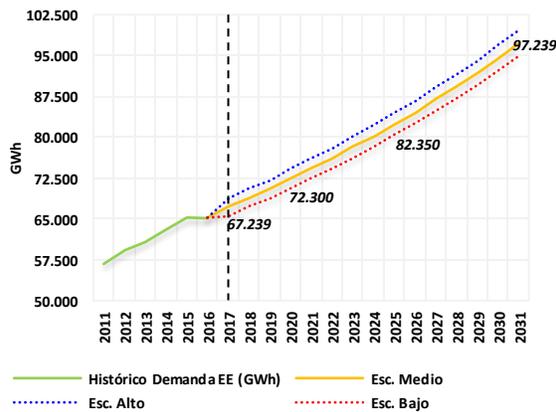
En la Tabla 10, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales - con el modelo que mejores ajustes mostró.

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

| Año | PROYECCIÓN GWh | | |
|------|----------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 68.894 | 67.239 | 65.597 |
| 2018 | 70.524 | 68.832 | 67.152 |
| 2019 | 72.228 | 70.495 | 68.777 |
| 2020 | 74.075 | 72.300 | 70.539 |
| 2021 | 76.031 | 74.209 | 72.402 |
| 2022 | 78.018 | 76.150 | 74.297 |
| 2023 | 80.014 | 78.099 | 76.199 |
| 2024 | 82.133 | 80.169 | 78.220 |
| 2025 | 84.366 | 82.350 | 80.348 |
| 2026 | 86.653 | 84.583 | 82.529 |
| 2027 | 89.052 | 86.927 | 84.817 |
| 2028 | 91.532 | 89.349 | 87.182 |
| 2029 | 94.078 | 91.836 | 89.610 |
| 2030 | 96.743 | 94.439 | 92.152 |
| 2031 | 99.609 | 97.239 | 94.886 |

A continuación, en la Gráfica 19 se ilustran los resultados:

Gráfica 19. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

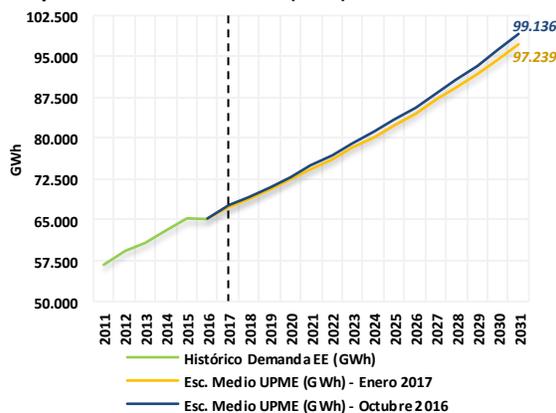


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2017 a 2031 de 2,70% en el escenario medio.

En la Gráfica 20 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Octubre de 2016 y la presente revisión.

Gráfica 20. Comparación Octubre 2016 vs enero 2017 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 1,18% en el período 2017 – 2031.

4.3 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

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

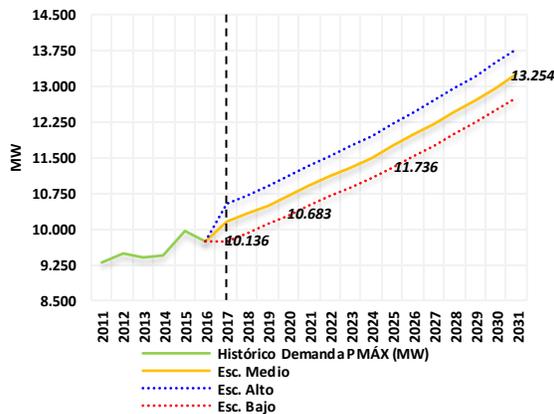
La Tabla 11 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 11. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

| Año | PROYECCIÓN MW | | |
|------|---------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 10.532 | 10.136 | 9.754 |
| 2018 | 10.714 | 10.311 | 9.922 |
| 2019 | 10.899 | 10.488 | 10.093 |
| 2020 | 11.101 | 10.683 | 10.281 |
| 2021 | 11.316 | 10.890 | 10.480 |
| 2022 | 11.528 | 11.094 | 10.676 |
| 2023 | 11.733 | 11.291 | 10.866 |
| 2024 | 11.956 | 11.506 | 11.072 |
| 2025 | 12.195 | 11.736 | 11.294 |
| 2026 | 12.437 | 11.968 | 11.518 |
| 2027 | 12.682 | 12.204 | 11.745 |
| 2028 | 12.943 | 12.456 | 11.987 |
| 2029 | 13.205 | 12.707 | 12.229 |
| 2030 | 13.477 | 12.970 | 12.482 |
| 2031 | 13.773 | 13.254 | 12.755 |

La Gráfica 21 muestra los resultados de esta proyección para el período 2017-2031.

Gráfica 21. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

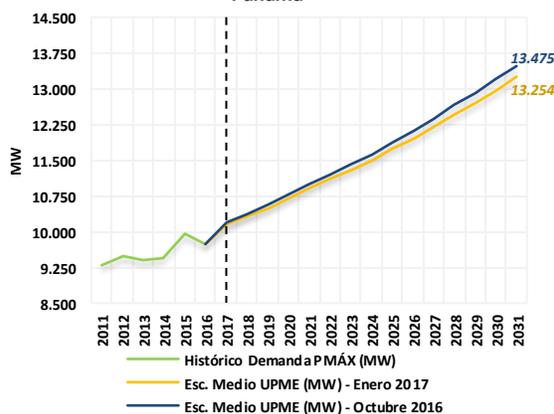


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Se estima que la demanda de potencia máxima en el escenario medio – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el período 2017 a 2031 de 2,08%.

En la Gráfica 22 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Octubre de 2016 y la presente revisión.

Gráfica 22. Comparación Octubre 2016 vs Enero 2017 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 1,13% en el período 2017 - 2031.

4.4 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar que la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre de 2013 hasta la fecha. La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 12:

Tabla 12. Variables de la Demanda de EE a Corto Plazo

| | ABREVIATURA | PERIODICIDAD | FUENTE |
|------------------------------|-------------|--|---------------------|
| Demanda de Energía Eléctrica | DEM_TRIM | Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2031) | XM UPME |
| | DEM_MENS | Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2016) | XM |
| Efecto Calendario | CALEND | Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031) | Construcción Propia |

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

La Tabla 13 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

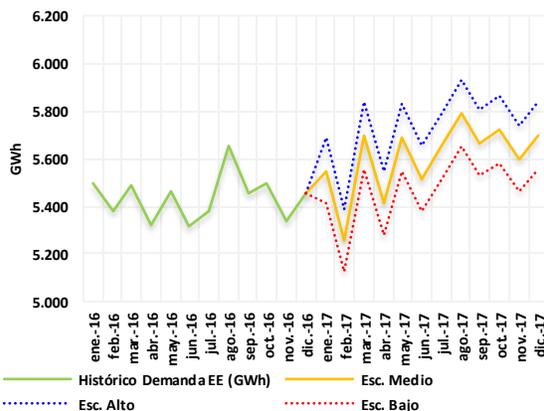
Tabla 13. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

| Mes | PROYECCIÓN GWh | | |
|--------|----------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| ene-17 | 5.689 | 5.550 | 5.413 |
| feb-17 | 5.387 | 5.256 | 5.126 |
| mar-17 | 5.836 | 5.694 | 5.553 |
| abr-17 | 5.545 | 5.412 | 5.280 |
| may-17 | 5.828 | 5.688 | 5.550 |
| jun-17 | 5.651 | 5.515 | 5.381 |
| jul-17 | 5.788 | 5.651 | 5.516 |
| ago-17 | 5.930 | 5.790 | 5.651 |

| PROYECCIÓN GWh | | | |
|----------------|-----------|------------|-----------|
| Mes | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| sep-17 | 5.802 | 5.665 | 5.529 |
| oct-17 | 5.861 | 5.719 | 5.578 |
| nov-17 | 5.737 | 5.599 | 5.461 |
| dic-17 | 5.840 | 5.699 | 5.559 |

La Gráfica 23 muestra los valores proyectados entre enero de 2017 a diciembre 2017:

Gráfica 23. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Las proyecciones mensuales entre 2017 y 2031 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad⁴.

4.5 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 14:

Tabla 14. Variables de la Demanda de PMÁX a Corto Plazo

| | ABREVIATURA | PERIODICIDAD | FUENTE |
|-------------------------------|-------------|---------------------------------------|---------------------|
| Demanda de Potencia Máxima : | DPMÁX | Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2016) | XM |
| Demanda de Energía Eléctrica: | DEE | Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2031) | XM UPME |
| Dummy : | DUMMY | Mensual (05/1992 – 02/1993) | Construcción Propia |

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

A continuación, en la Tabla 15 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período enero 2017 - diciembre 2017.

Tabla 15. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

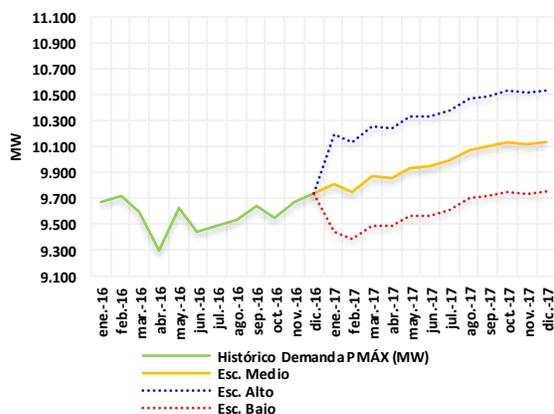
| PROYECCIÓN MW | | | |
|---------------|-----------|------------|-----------|
| Mes | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| ene-17 | 10.191 | 9.808 | 9.438 |
| feb-17 | 10.136 | 9.755 | 9.387 |
| mar-17 | 10.254 | 9.868 | 9.496 |
| abr-17 | 10.240 | 9.854 | 9.483 |
| may-17 | 10.329 | 9.940 | 9.566 |
| jun-17 | 10.333 | 9.944 | 9.569 |
| jul-17 | 10.385 | 9.994 | 9.618 |
| ago-17 | 10.472 | 10.078 | 9.699 |
| sep-17 | 10.493 | 10.098 | 9.717 |
| oct-17 | 10.527 | 10.131 | 9.749 |
| nov-17 | 10.509 | 10.113 | 9.733 |
| dic-17 | 10.532 | 10.136 | 9.754 |

Estos valores se ilustran en la Gráfica 24.

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

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

Gráfica 24. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

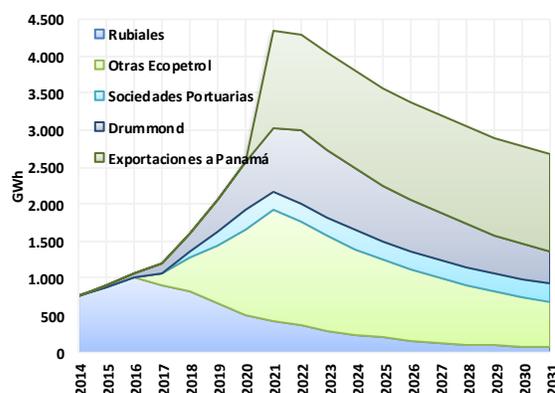
4.6 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

Para el presente informe, se presenta un cambio estructural en la cantidad demandada y en los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como: a) los datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol, b) la entrada de Sociedades Portuarias para el año 2018, c) la entrada de

la conexión de Drummond “La Loma” para 2019, y d) la entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2021.

En la Tabla 16 y la Gráfica 25 se presentan los valores de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá, los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Gráfica 25. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

Tabla 16. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

| AÑO | RUBIALES | OTRAS ECOPEPETROL | SOCIEDADES PORTUARIAS | DRUMMOND | EXPORTACIONES PANAMÁ |
|------|----------|-------------------|-----------------------|----------|----------------------|
| 2014 | 759 | | | | |
| 2015 | 882 | | | 36 | |
| 2016 | 1.015 | | | 62 | |
| 2017 | 915 | 158 | | 130 | |
| 2018 | 821 | 467 | 82 | 238 | |
| 2019 | 666 | 788 | 165 | 438 | |
| 2020 | 496 | 1.173 | 247 | 647 | |
| 2021 | 433 | 1.496 | 247 | 856 | 1.313 |
| 2022 | 359 | 1.401 | 247 | 982 | 1.313 |
| 2023 | 292 | 1.281 | 247 | 919 | 1.313 |
| 2024 | 237 | 1.161 | 247 | 841 | 1.313 |
| 2025 | 197 | 1.053 | 247 | 762 | 1.313 |
| 2026 | 162 | 965 | 247 | 691 | 1.313 |
| 2027 | 133 | 879 | 247 | 633 | 1.313 |
| 2028 | 109 | 800 | 247 | 577 | 1.313 |
| 2029 | 90 | 728 | 247 | 525 | 1.313 |
| 2030 | 74 | 664 | 247 | 478 | 1.313 |
| 2031 | 74 | 605 | 247 | 436 | 1.313 |

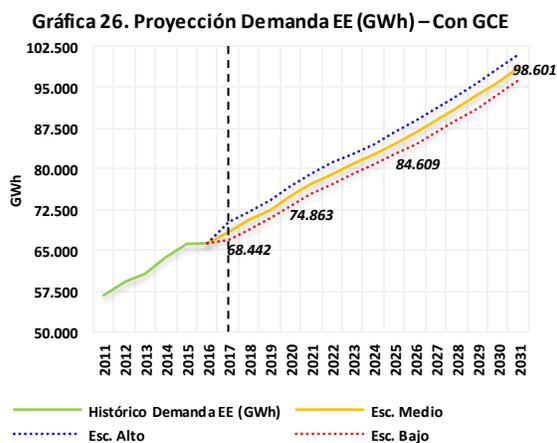
Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 17:

Tabla 17. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

| PROYECCIÓN GWH | | | |
|----------------|-----------|------------|-----------|
| Año | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 70.097 | 68.442 | 66.800 |
| 2018 | 72.133 | 70.440 | 68.761 |
| 2019 | 74.284 | 72.552 | 70.833 |
| 2020 | 76.638 | 74.863 | 73.101 |
| 2021 | 80.375 | 78.554 | 76.747 |
| 2022 | 82.320 | 80.452 | 78.598 |
| 2023 | 84.067 | 82.152 | 80.251 |
| 2024 | 85.933 | 83.969 | 82.020 |
| 2025 | 87.939 | 85.923 | 83.921 |
| 2026 | 90.031 | 87.961 | 85.907 |
| 2027 | 92.257 | 90.131 | 88.022 |
| 2028 | 94.578 | 92.394 | 90.227 |
| 2029 | 96.982 | 94.739 | 92.513 |
| 2030 | 99.519 | 97.215 | 94.928 |
| 2031 | 102.284 | 99.914 | 97.561 |

La Gráfica 26 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 2,68% entre 2017 a 2031 para el escenario medio de proyección.

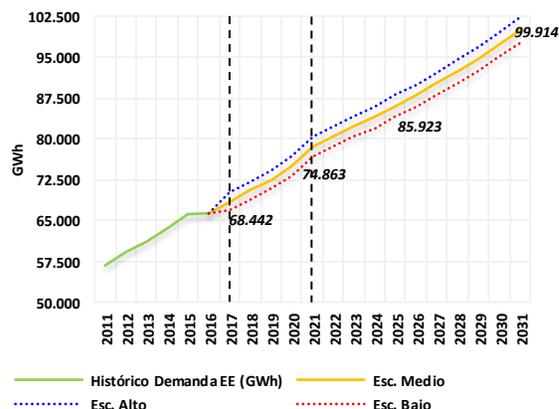


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

En la Gráfica 27 se muestra la proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el

escenario medio del 2,77% durante el período proyectado.

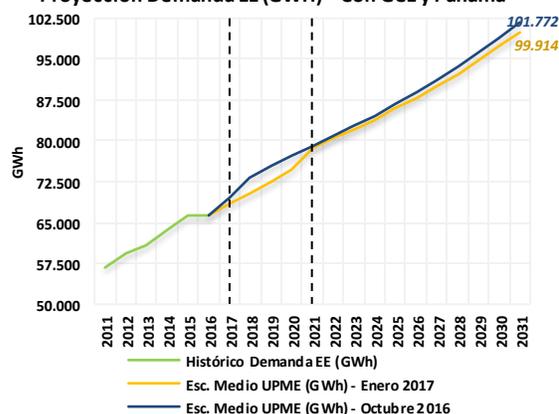
Gráfica 27. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

La Gráfica 28 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 1,71% en el período 2017 - 2031.

Gráfica 28. Comparación Octubre 2016 vs Enero 2017 de la Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE y Panamá



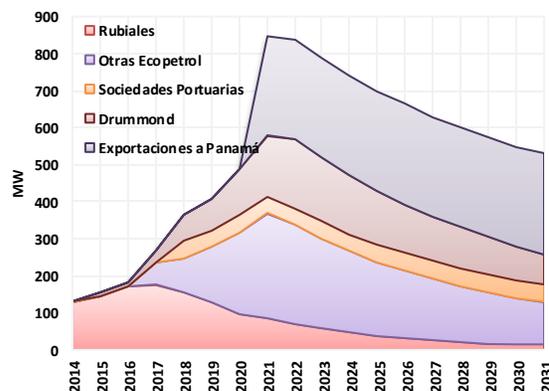
Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

4.7 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

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

En la Tabla 18 y Gráfica 29 se presentan los valores de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW), los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Gráfica 29. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

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

| AÑO | RUBIALES | OTRAS ECOPEPETROL | SOCIEDADES PORTUARIAS | DRUMMOND | EXPORTACIONES PANAMÁ |
|------|----------|-------------------|-----------------------|----------|----------------------|
| 2014 | 130 | | | | |
| 2015 | 144 | | | 10 | |
| 2016 | 169 | | | 14 | |
| 2017 | 174 | 60 | | 35 | |
| 2018 | 156 | 89 | 47 | 74 | |
| 2019 | 127 | 150 | 47 | 83 | |
| 2020 | 94 | 223 | 47 | 123 | |
| 2021 | 82 | 285 | 47 | 163 | 270 |
| 2022 | 68 | 267 | 47 | 187 | 270 |
| 2023 | 56 | 244 | 47 | 175 | 270 |
| 2024 | 45 | 221 | 47 | 160 | 270 |
| 2025 | 38 | 200 | 47 | 145 | 270 |
| 2026 | 31 | 184 | 47 | 132 | 270 |
| 2027 | 25 | 167 | 47 | 120 | 270 |
| 2028 | 21 | 152 | 47 | 110 | 270 |
| 2029 | 17 | 139 | 47 | 100 | 270 |
| 2030 | 14 | 126 | 47 | 91 | 270 |
| 2031 | 14 | 115 | 47 | 83 | 270 |

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

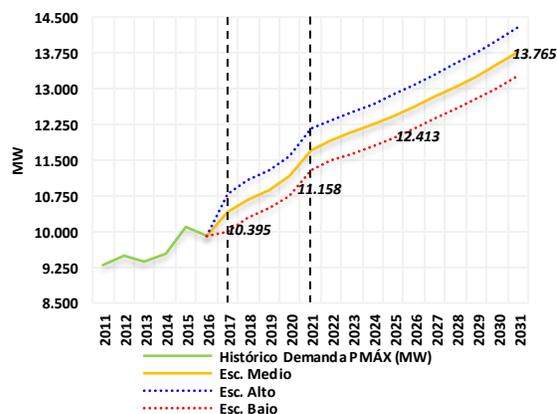
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, 2017.

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 19 y en la Gráfica 31.

Tabla 19. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá

| Año | PROYECCIÓN MW | | |
|------|---------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| 2017 | 10.792 | 10.395 | 10.014 |
| 2018 | 11.070 | 10.666 | 10.278 |
| 2019 | 11.295 | 10.884 | 10.489 |
| 2020 | 11.576 | 11.158 | 10.756 |
| 2021 | 12.143 | 11.717 | 11.307 |
| 2022 | 12.347 | 11.913 | 11.495 |
| 2023 | 12.504 | 12.062 | 11.637 |
| 2024 | 12.679 | 12.229 | 11.796 |
| 2025 | 12.872 | 12.413 | 11.971 |
| 2026 | 13.078 | 12.609 | 12.159 |
| 2027 | 13.299 | 12.821 | 12.362 |
| 2028 | 13.523 | 13.035 | 12.566 |
| 2029 | 13.758 | 13.260 | 12.782 |
| 2030 | 14.007 | 13.500 | 13.011 |
| 2031 | 14.284 | 13.765 | 13.266 |

Gráfica 31. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá

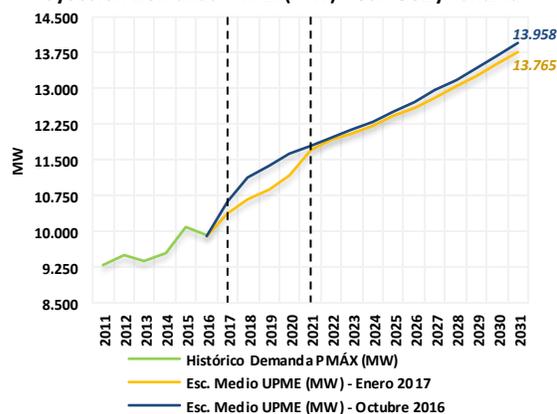


Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

La Gráfica 32 muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones se encuentra alrededor del 1,69% en el período 2017 - 2031.

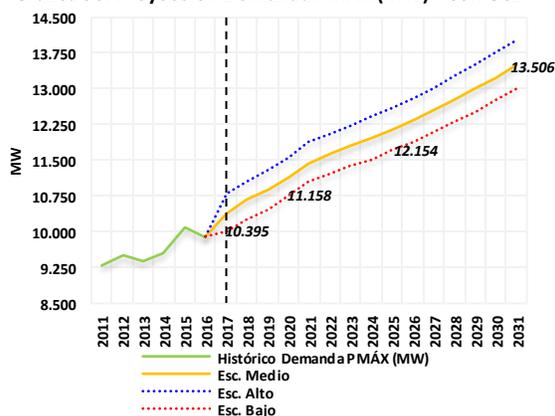
El crecimiento promedio anual en el escenario medio de la proyección nacional más los GCE sería 2,09%, y si se adiciona a está la proyección de Panamá alcanzaría el 2,23% entre 2017 a 2031.

Gráfica 32. Comparación Octubre 2016 vs Enero 2017 de la Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Gráfica 30. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

Al igual que la demanda de energía eléctrica total, la estimación de la potencia máxima total no varió su metodología con respecto a la presentada en las revisiones de anteriores.

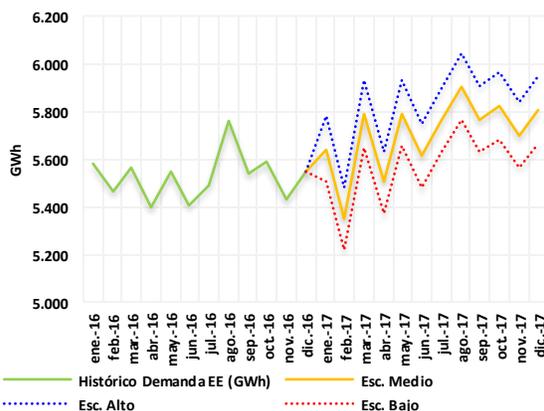
4.8 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 20 y en la Gráfica 33 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Enero 2017 - Diciembre 2017, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 20. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

| Mes | PROYECCIÓN GWh | | |
|--------|----------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| ene-17 | 5.779 | 5.641 | 5.503 |
| feb-17 | 5.480 | 5.349 | 5.219 |
| mar-17 | 5.928 | 5.786 | 5.645 |
| abr-17 | 5.634 | 5.501 | 5.369 |
| may-17 | 5.932 | 5.792 | 5.653 |
| jun-17 | 5.747 | 5.611 | 5.477 |
| jul-17 | 5.898 | 5.761 | 5.626 |
| ago-17 | 6.042 | 5.903 | 5.764 |
| sep-17 | 5.905 | 5.768 | 5.632 |
| oct-17 | 5.965 | 5.823 | 5.682 |
| nov-17 | 5.839 | 5.700 | 5.562 |
| dic-17 | 5.948 | 5.807 | 5.667 |

Gráfica 33. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

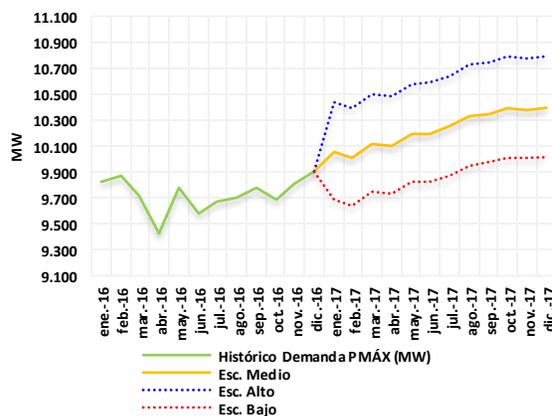
4.9 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 21 y en la Gráfica 34 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Enero 2017 - Diciembre 2017, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

Tabla 21. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE

| Mes | PROYECCIÓN MW | | |
|--------|---------------|------------|-----------|
| | Esc. Alto | Esc. Medio | Esc. Bajo |
| ene-17 | 10.438 | 10.054 | 9.685 |
| feb-17 | 10.388 | 10.006 | 9.639 |
| mar-17 | 10.502 | 10.116 | 9.745 |
| abr-17 | 10.488 | 10.103 | 9.732 |
| may-17 | 10.581 | 10.192 | 9.818 |
| jun-17 | 10.584 | 10.195 | 9.820 |
| jul-17 | 10.641 | 10.250 | 9.874 |
| ago-17 | 10.726 | 10.332 | 9.952 |
| sep-17 | 10.748 | 10.353 | 9.972 |
| oct-17 | 10.789 | 10.393 | 10.011 |
| nov-17 | 10.778 | 10.382 | 10.002 |
| dic-17 | 10.792 | 10.395 | 10.014 |

Gráfica 34. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (22 de Enero), ONU, DANE e IDEAM, 2017.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **CESLA.COM. Centro de Estudios Latinoamericanos (2017).** “Últimos informes de la economía latinoamericana”. Madrid, España. En línea: <http://www.cesla.com/centros-de-estudios-latinoamericanos.php> (Consulta, Enero 27 de 2017).
- **CASTAÑO V., ELKIN. (1994).** “Combinación de pronósticos y variables predictoras con error”. Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSNe 2323-0622. Páginas 59 – 80. (Consulta, Septiembre 30 de 2014).
- **DANE. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2016).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta, Septiembre de 2016).
- **DI FONZO, TOMMASO AND MARINI, MARCO. (2012).** “On the Extrapolation with the Denton Proportional Benchmarking Method”. IMF Working Paper. The International Monetary Fund (IMF). June 01, 2012. En línea: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2012/wp12169.pdf> (Consulta, Octubre de 2013).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Noviembre de 2015).
- **IEA. International Energy Agency. (2017).** “Statistics: Electricity and Heat”. <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/> (Consulta: Enero 22 de 2017).
- **PORTAFOLIO. (2016).** “Estos son los 10 países más ricos del mundo”. Bogotá, Colombia. Diciembre 15 de 2016. En línea: <http://www.portafolio.co/internacional/10-paises-mas-ricos-del-mundo-2016-502286> (Consulta, Enero 27 de 2017).
- **Universidad del Rosario. (2015).** “Índice Departamental de Competitividad”. Universidad del Rosario y el Consejo Privado de Competitividad. Bogotá, Colombia. Página 20. En línea: <http://www.urosario.edu.co/competitividad/contenido/Publicaciones/IDC-2015-VF/> (Consulta, Enero 27 de 2017).
- **UN. UNITED NATIONS. (2017).** “Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2015 Revision. Excel Tables - Population Data. Total Population - Both Sexes”. United Nations, Department of Economic and Social Affairs. En línea: <http://esa.un.org/unpd/wpp/DVD/> (Consulta: Enero 22 de 2017).
- **UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. (2016).** “Balance Energético Colombiano - BECO 1975 - 2015: Ver.09_Rev.02_Publicación.03”. En línea: <http://www1.upme.gov.co/balance-energetico-colombiano-1975-2015> (Consulta: Enero 22 de 2017).

- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017).** *“Demanda de energía. Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda”.* <http://www.xm.com.co/Pages/IndicadoresdePronosticosOficialesdeDemanda.aspx> (En línea: Consulta: Enero 22 de 2017).

- -----. **COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Energía SIN”.* En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20\(kWh\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20Energia%20SIN%20(kWh).aspx) (Consulta: Enero 22 de 2017).

- -----. **COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Máxima Potencia”.* En línea: [http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20OPotencia%20\(kW\).aspx](http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/Demanda%20de%20OPotencia%20(kW).aspx) (Consulta: Enero 22 de 2017).



Contacto:

Avenida Calle 26 # 69 D – 91

Torre 1 Oficina 901

Pbx: 222 06 01

Fax: 221 95 37

Línea Gratuita Nacional: 01800911729

www.upme.gov.co

Síguenos en: @UPMEOFICIAL

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

