

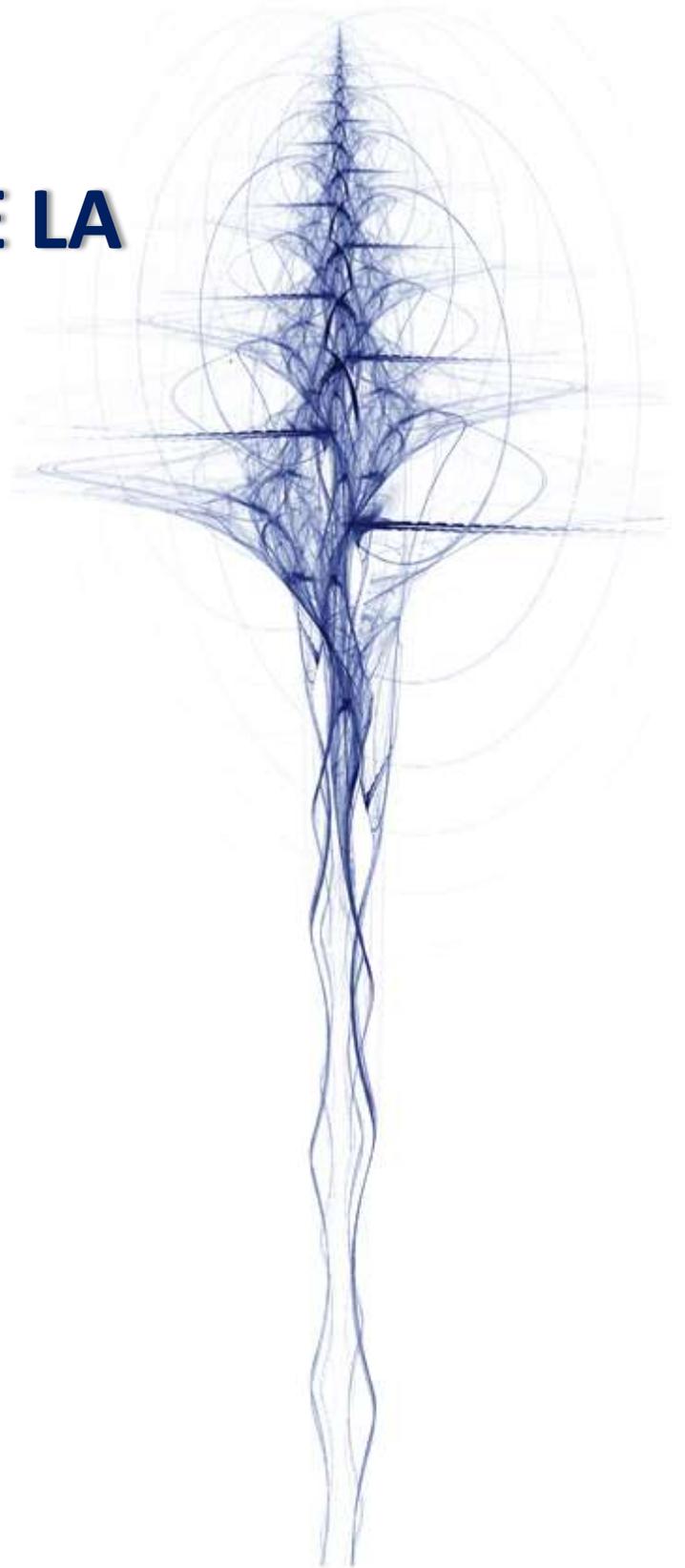
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA

Revisión
Octubre de 2019



El futuro
es de todos

Minenergía



**Proyección de Demanda de Energía Eléctrica
en Colombia
Revisión Octubre de 2019**

“No one can forecast the economy with certainty”.

Jamie Dimon

“The future will be less predictable, forecast rises will shrink, company lifetimes will shrink, new entrants will proliferate and it's going to just get more unpredictable”.

Steve Jurvetson

*“Love the Lord your God
with all your heart and with all your soul
and with all your mind and with all your strength”.*

Mark 12:30

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

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

Elaborado por:

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Romel Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Octubre de 2019

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	10
1.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)	10
1.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)	13
1.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)	14
1.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)	15
1.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual).....	16
1.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)	22
1.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)	24
1.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual).....	26
1.9 Demanda de Energía Eléctrica Total (Diaria).....	27
2. PANORAMA INTERNACIONAL: SE CONTRAE EL COMERCIO, EE. UU SE DESACELERA Y SE REDUCEN LAS PREVISIONES DE CRECIMIENTO.	32
3. ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN EN FIRME BAJO UN ENTORNO REGIONAL CRÍTICO.....	35
4. INFLACIÓN PRECIOS DE LA ENERGÍA Y ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA: UN CONSUMIDOR MÁS SENSIBLE	41
5. PREVISIONES ECONÓMICAS: ALINEAMIENTO CON MFMP Y LIDERAZGO DE COLOMBIA EN CRECIMIENTO ECONÓMICO EN LA REGIÓN.....	46
ANEXO A. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	49
Análisis de Sesgo Sistemático.....	49
ANEXO B. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	54
Indicadores de desempeño de los GCE.....	54
Demanda comercial de energía eléctrica por tipo de mercado	57
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	58

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:

a) Análisis Económico

1. La economía mundial afronta en 2019, una desaceleración, marcada por el conflicto comercial entre Estados Unidos y China, que ha llevado a un incremento de los aranceles de ambos países, desestimulando el intercambio de bienes y servicios, afectando al resto de la economía mundial, que se afecta en la medida que las rigideces en el comercio, se traducen en menor demanda de materias primas, recortes de producción y reducción de los flujos de inversión extranjera directa.
2. Las previsiones de crecimiento mundial se han revisado hacia abajo, con una estimación actual de 3% (antes 3.8%), que se sustenta en la desaceleración de Estados Unidos (que se esperaba, tras el impacto positivo que en 2018 tuvo la reforma tributaria de la Administración Trump), el menor crecimiento en China (que está transitando a tasas de crecimiento de 5% – 6%, luego de haber crecido en promedio al 9% en las dos últimas décadas) y la desaceleración en Europa, motivada por la incertidumbre que genera el Brexit, y las tensiones que se han generado al interior de España, Italia, Francia y Alemania, alimentadas

por movimientos separatistas y nacionalistas, y procesos electorales que han minado la capacidad de gobernabilidad de los gobiernos europeos frente al legislativo.

3. Latinoamérica no ha sido ajena a este clima de desaceleración y pesimismo. Luego de una previsión para 2019, de 2.2% en crecimiento, se ha revisado a la baja, a 0.2%, por parte del Fondo Monetario Internacional – FMI, siendo la región con la más drástica revisión a la baja, a nivel mundial. Sus principales economías, México y Brasil afrontan una fuerte desaceleración, en particular de su industria.
4. Por su parte, Argentina, se encuentra sumida en una recesión desde el segundo semestre de 2018, teniendo que acudir a una drástica renegociación de su deuda externa, y a un préstamo con el FMI, para conjurar una crisis de balanza de pagos.
5. Chile, la economía líder de la región desde la década de los ochenta, con el PIB per cápita más alto, y los niveles más bajos de pobreza, enfrenta una crisis que se ha manifestado a través de paros de su fuerza de trabajo, estudiantes y pensionados, quienes han mostrado reparos al modelo económico orientado al libre mercado, que Chile adoptó en la década de los setenta. El aspecto más crítico, es la insatisfacción por el costo de vida, y las mesadas de la población jubilada, la cual va en aumento con el acelerado envejecimiento que Chile enfrenta. Situaciones similares, se han presentado en Ecuador, Brasil, y Venezuela, lo que está afectando la

- estabilidad macroeconómica de la región, así como la confianza inversionista de la región.
6. Así mismo, Latinoamérica ha estado expuesta a la fuerte volatilidad cambiaria (que ha desvalorizado las principales monedas de la región), hecho que ha incidido en el repunte de la inflación, por el alza en bienes transables, servicios públicos y combustibles.
 7. En este panorama de incertidumbre, que afecta a Latinoamérica, Colombia y Perú destacan, por crecer por encima de 2.5% y mantener la inflación bajo control, a pesar, que en 2019 se frenó la recuperación en los precios de materias primas, y que la tensión comercial entre China y Estados Unidos, redujo las posibilidades de crecimiento de las exportaciones.
 8. En Colombia, la situación económica muestra un panorama optimista. Tras un drástico ajuste de la demanda interna, entre 2014 y 2017, como consecuencia de la fuerte caída en los precios del petróleo, que redujo el crecimiento económica, en dicho lapso, de 4.4% a 1.4%, la economía colombiana ha logrado crecer de nuevo a tasas de 3%, como lo mostraron los resultados del primer semestre, y el índice de seguimiento a la actividad económica en el tercer trimestre.
 9. Los puntos críticos se presentan en el desempleo, y el bajo crecimiento de las exportaciones. El desempleo, que ha oscilado entre 10% y 11% en 2019, responde a factores como el incremento de la población económicamente activa, que ha generado la masiva migración de población venezolana hacia Colombia, y la mayor demanda por bienes y equipo, motivada por la Ley de Financiamiento de 2018, que pudo incidir en una mayor automatización de procesos.
 10. En cuanto a las exportaciones, de enero a agosto, Colombia solo presentó crecimiento en las exportaciones de crudo (0.5%) mientras, las exportaciones de carbón (-19.5%) y ferróniquel (-18.2%) muestran la mayor contracción. Las exportaciones no tradicionales tuvieron una caída moderada (-0.5%), en el contexto de una fuerte contracción de la demanda interna en Latinoamérica, y la menor demanda de materias primas y manufacturas, como efecto colateral de la tensión comercial entre China y Estados Unidos.
 11. La industria muestra un comportamiento ambivalente, con tasas de crecimiento alrededor del 3% - 3.5%, seguidas por tasas entre 0% y 1% (creciendo, a una tasa promedio de 1.6% anual, de enero a agosto).
 12. El comercio ha sido el sector de la economía, que con mayor fuerza, ha reflejado la reactivación de la economía. Su crecimiento al mes de agosto, de 11.2%, ha sido determinante para estimular la industria, y promover la creación de empleo.
 13. La demanda de energía eléctrica, recoge el mejor desempeño del comercio, y la recuperación de la dinámica industrial. Al corte de septiembre, la demanda de electricidad crece 4.1%, hecho que también ha generado presiones

inflacionarias. La electricidad ha tenido una inflación promedio entre enero y octubre de 2019, de 6%, cifra 2.5 puntos porcentuales por encima de la inflación promedio de precios al consumidor.

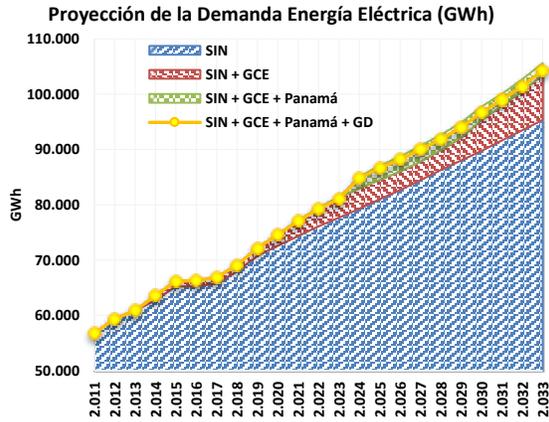
14. En contraposición, la demanda de gas, presionada por los mayores precios (por la devaluación, que en promedio ha sido 11.5% en 2019) se contrajo a Julio, en 5%. En particular, la demanda de gas, luego de crecer al 11.8% en enero, se ha contraído, lo que se corresponde con la mayor demanda por electricidad. Los indicadores líderes, principalmente en construcción, vehículos nuevos (ventas y matrículas), muestran un avance, que refleja una mayor disposición de hogares a consumir bienes durables.
15. Por último, cabe mencionar los resultados definitivos del censo 2018, que confirmaron la población censada en 44.3 millones de personas, la población total en 48 millones, y el tamaño de hogares en 3.1 personas, inferior a la cifra del censo 2005, 3.5 personas. Con una reducción en el tamaño de hogar, impulsada por hogares unipersonales (64% de los hogares tienen 3 o menos personas), el consumo residencial tendrá un menor potencial de crecimiento, lo que genera desafíos para la generación, comercialización y distribución en el largo plazo.

b) Análisis Energético

1. Como se mencionó en el informe de Octubre de 2018, se tuvo en cuenta la normativa regulatoria y los decretos pertinentes a la Generación Distribuida. Además, se empleó nuevamente la base de datos de los proyectos que han solicitado y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados en la citada ley 1715 de 2014, empleando Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), la cual fue actualizada por el Grupo de Incentivos y Certificaciones a principios del presente año.
2. Cabe resaltar que en 2019, las expectativas de crecimiento potencial de la economía por parte de la UPME, se encuentran levemente por debajo de las demás entidades.
3. Los datos demográficos y poblacionales empleados en las distintas revisiones de proyecciones energéticas de UPME, se han obtenido de los valores reportados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y se han contrastado con los estimados por el DANE. De acuerdo al último comunicado de prensa emitido por el DANE el día 04 de julio del presentado, se estimó un total de 48.258.494 personas para el año 2018.
4. La diferencia entre las proyecciones presentadas en la presente revisión y la revisión de junio del año en curso, radica en el ajuste del crecimiento potencial de la economía acorde al MFMP.

5. El crecimiento promedio anual para la demanda de energía eléctrica para el período comprendido entre 2019 a 2033 será: SIN (2,29%), SIN+GCE (2,73%), SIN + GCE + Panamá (2,87%) y SIN + GCE + Panamá + GD (2,78%).
6. El crecimiento promedio anual para la demanda de potencia máxima para el período comprendido entre 2019 a 2033 será: SIN (1,54%), SIN+GCE (2,01%), SIN + GCE + Panamá (2,17%) y SIN + GCE + Panamá + GD (2,03%).
7. Para el desarrollo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica a nivel diario, fue necesario implementar la metodología realizada y expuesta en 2012 por el Operador de Red (OR) Enel - Codensa, la cual ha mostrado resultados de proyección a nivel horario para los nuevos clientes (los cuales no cuentan con mediciones) con un ajuste proyectado contra el valor real superior al 95%. Para ello, se debe tener al menos un mínimo de características en común, tales como: actividad económica, estacionalidad de consumo, tipo de día calendario, crecimiento mensual, etc.
8. Para los modelos de demanda de energía eléctrica (incluyendo y excluyendo los "GCE" Rubiales y Drummond), se han obtenido reducciones del 0,93% y 0,00% en el MSE de las proyecciones respectivamente.
9. En cuanto a los modelos de demanda de potencia máxima (incluyendo y excluyendo los "GCE" Rubiales y Drummond), se obtuvieron reducciones del 1,38% y 0,02% en el MSE de las proyecciones.
10. El crecimiento anual promedio de la demanda de energía eléctrica, durante los últimos 3 años para los Grandes Consumidores existentes (GC): Cerromatoso (-0,6%), Cerrejón (4,1%), OXY (15,0%), La Cira Infantas (9,5%), Rubiales (7,6%) y Drummond (2,8%).
11. El crecimiento anual promedio de la demanda de potencia máxima, durante los últimos 8 años para los Grandes Consumidores existentes (GC) fue: Cerromatoso (-8,8%), Cerrejón (10,7%), OXY (9,1%), La Cira Infantas (10,7%), Rubiales (3,0%) y Drummond (-0,4%).

Resumen de Resultados Demanda Energía Eléctrica 2019 - 2033



Fuente: UPME, 2019.

- 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 Energía Eléctrica (GWh)

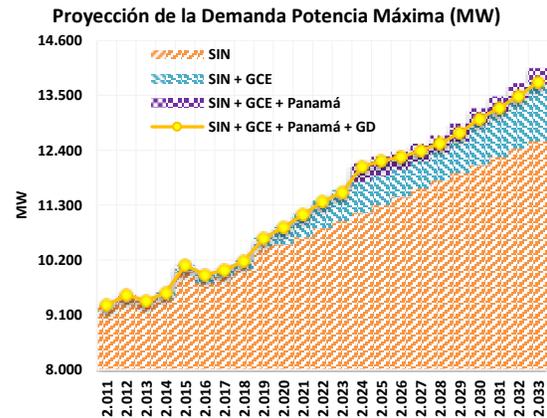
Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	70.771	72.161	72.161	72.140
2020	72.612	74.674	74.674	74.631
2021	74.370	77.128	77.128	77.048
2022	76.153	79.438	79.438	79.302
2023	77.688	81.284	81.284	81.073
2024	79.277	82.966	85.130	84.826
2025	81.002	84.484	87.064	86.651
2026	82.681	86.018	88.728	88.197
2027	84.491	87.818	90.664	90.005
2028	86.314	89.848	92.621	91.834
2029	88.024	92.094	94.903	93.995
2030	89.747	95.333	97.733	96.716
2031	91.669	97.884	100.080	98.955
2032	93.520	100.562	102.677	101.458
2033	95.342	103.486	105.602	104.307

- Los resultados de los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Crecimiento de la Demanda Energía Eléctrica (%)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	4,2%	4,4%	4,4%	4,4%
2020	2,6%	3,5%	3,5%	3,5%
2021	2,4%	3,3%	3,3%	3,2%
2022	2,4%	3,0%	3,0%	2,9%
2023	2,0%	2,3%	2,3%	2,2%
2024	2,0%	2,1%	4,7%	4,6%
2025	2,2%	1,8%	2,3%	2,2%
2026	2,1%	1,8%	1,9%	1,8%
2027	2,2%	2,1%	2,2%	2,1%
2028	2,2%	2,3%	2,2%	2,0%
2029	2,0%	2,5%	2,5%	2,4%
2030	2,0%	3,5%	3,0%	2,9%
2031	2,1%	2,7%	2,4%	2,3%
2032	2,0%	2,7%	2,6%	2,5%
2033	1,9%	2,9%	2,8%	2,8%

Resumen de Resultados Demanda Potencia Máxima 2019 - 2033



Fuente: UPME, 2019.

- Los resultados de la proyección de potencia máxima total se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Proyección de la Demanda Potencia Máxima (MW)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	10.479	10.645	10.645	10.641
2020	10.513	10.860	10.860	10.851
2021	10.660	11.128	11.128	11.112
2022	10.835	11.394	11.394	11.364
2023	10.984	11.604	11.604	11.559
2024	11.146	11.769	12.140	12.076
2025	11.302	11.883	12.270	12.181
2026	11.461	12.013	12.373	12.264
2027	11.634	12.176	12.536	12.396
2028	11.791	12.357	12.699	12.538
2029	11.946	12.577	12.937	12.741
2030	12.103	12.926	13.242	13.029
2031	12.267	13.168	13.480	13.247
2032	12.429	13.435	13.746	13.489
2033	12.588	13.733	14.044	13.765

- 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 Potencia Máxima (%)

Año	PROYECCIÓN ESCENARIO MEDIO			
	SIN	SIN + GCE	SIN + GCE + Panamá	SIN + GCE + Panamá + GD
2019	4,6%	4,5%	4,5%	4,4%
2020	0,3%	2,0%	2,0%	2,0%
2021	1,4%	2,5%	2,5%	2,4%
2022	1,6%	2,4%	2,4%	2,3%
2023	1,4%	1,8%	1,8%	1,7%
2024	1,5%	1,4%	4,6%	4,5%
2025	1,4%	1,0%	1,1%	0,9%
2026	1,4%	1,1%	0,8%	0,7%
2027	1,5%	1,4%	1,3%	1,1%
2028	1,4%	1,5%	1,3%	1,1%
2029	1,3%	1,8%	1,9%	1,6%
2030	1,3%	2,8%	2,4%	2,3%
2031	1,4%	1,9%	1,8%	1,7%
2032	1,3%	2,0%	2,0%	1,8%
2033	1,3%	2,2%	2,2%	2,0%

1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

1.1 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 pronósticos¹ (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014), empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 5:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	DEE	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2019)	XM
PIB Total :	PIBTotal	Trimestral (Marzo 1994 – Julio 2019)	DANE
		Trimestral (Septiembre 2019 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	POB	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	TEMP	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU (Agosto 2019), DANE e IDEAM, 2019.

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” – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013 y Q3/2017 a Q2/2018).

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.

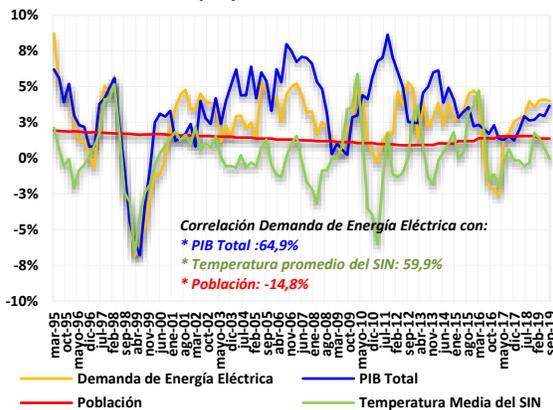
Como resultado, la composición del modelo combinado es: VAR Endógeno (19%), VAR Exógeno (50%) y VEC (31%).

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

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.

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 (Ver Gráfica 1).

Gráfica 1. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU (Agosto 2019), DANE e IDEAM, 2019.

A continuación en la Tabla 6, se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

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

	PIB (Precios Constantes – Miles de Millones de Pesos 2015)	Temperatura Media - Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Miles de Habitantes)
2011	686.897	23,29	44.373
2012	713.707	23,31	44.774
2013	746.301	23,38	45.182
2014	781.589	23,55	45.641
2015	804.692	23,98	46.179
2016	821.489	24,21	46.814
2017	832.590	24,09	47.528
2018	853.981	24,13	48.258
2019	<u>882.144</u>	<u>24,14</u>	<u>48.918</u>
2020	<u>917.808</u>	<u>24,10</u>	<u>49.446</u>
2021	<u>954.087</u>	<u>24,22</u>	<u>49.818</u>
2022	<u>992.943</u>	<u>24,26</u>	<u>50.058</u>
2023	<u>1.033.014</u>	<u>24,19</u>	<u>50.213</u>
2024	<u>1.075.084</u>	<u>24,22</u>	<u>50.356</u>
2025	<u>1.119.198</u>	<u>24,26</u>	<u>50.538</u>
2026	<u>1.165.786</u>	<u>24,27</u>	<u>50.774</u>
2027	<u>1.213.844</u>	<u>24,33</u>	<u>51.047</u>
2028	<u>1.263.351</u>	<u>24,36</u>	<u>51.342</u>
2029	<u>1.310.038</u>	<u>24,32</u>	<u>51.636</u>
2030	<u>1.356.162</u>	<u>24,30</u>	<u>51.908</u>
2031	<u>1.402.788</u>	<u>24,39</u>	<u>52.158</u>
2032	<u>1.451.775</u>	<u>24,38</u>	<u>52.392</u>
2033	<u>1.501.840</u>	<u>24,35</u>	<u>52.610</u>

Fuente: DANE – Cálculos UPME; IDEAM – Cálculos UPME; DANE - ONU
 Revisión: Octubre de 2019; 2015; Agosto de 2019

Tabla 7. Crecimiento anual de las variables empleadas en las proyecciones UPME

	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2011	7,36%	-1,84%	0,97%
2012	3,90%	0,10%	0,90%
2013	4,57%	0,29%	0,91%
2014	4,73%	0,74%	1,02%
2015	2,96%	1,80%	1,18%
2016	2,09%	0,96%	1,38%
2017	1,35%	-0,48%	1,53%
2018	2,57%	0,17%	1,54%
2019	<u>3,30%</u>	<u>0,05%</u>	<u>1,37%</u>
2020	<u>4,04%</u>	<u>-0,15%</u>	<u>1,08%</u>
2021	<u>3,95%</u>	<u>0,47%</u>	<u>0,75%</u>
2022	<u>4,07%</u>	<u>0,17%</u>	<u>0,48%</u>
2023	<u>4,04%</u>	<u>-0,29%</u>	<u>0,31%</u>
2024	<u>4,07%</u>	<u>0,14%</u>	<u>0,28%</u>
2025	<u>4,10%</u>	<u>0,16%</u>	<u>0,36%</u>
2026	<u>4,16%</u>	<u>0,02%</u>	<u>0,47%</u>

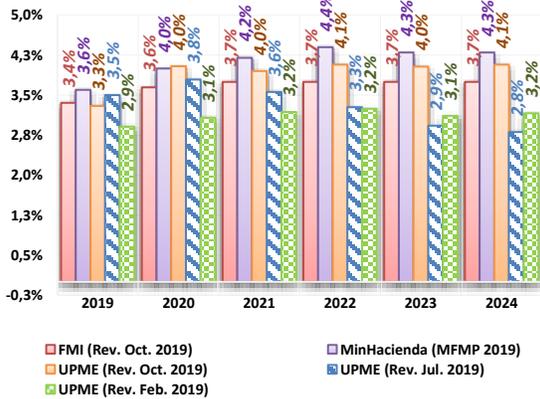
	Crecimiento Anual		
	PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2027	4,12%	0,26%	0,54%
2028	4,08%	0,13%	0,58%
2029	3,70%	-0,14%	0,57%
2030	3,52%	-0,09%	0,53%
2031	3,44%	0,36%	0,48%
2032	3,49%	-0,06%	0,45%
2033	3,45%	-0,13%	0,42%

Como se pudo observar en la Gráfica 2, el escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones de largo plazo estimadas por: el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP).

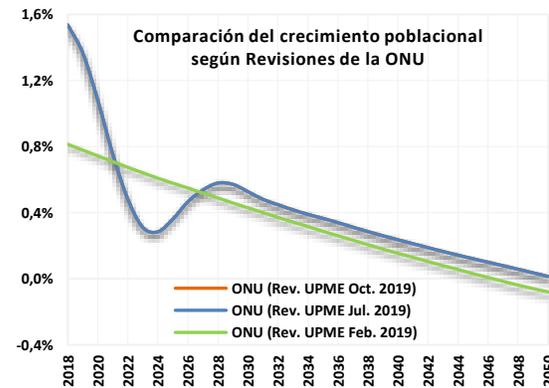
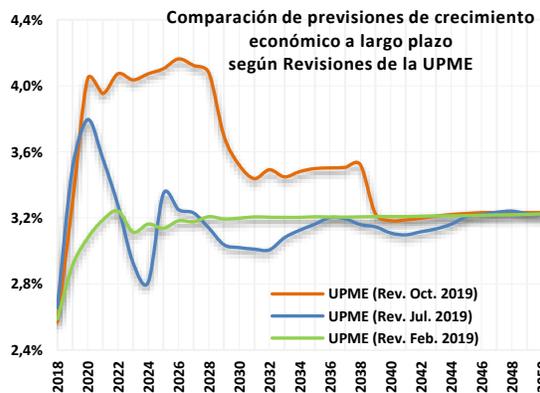
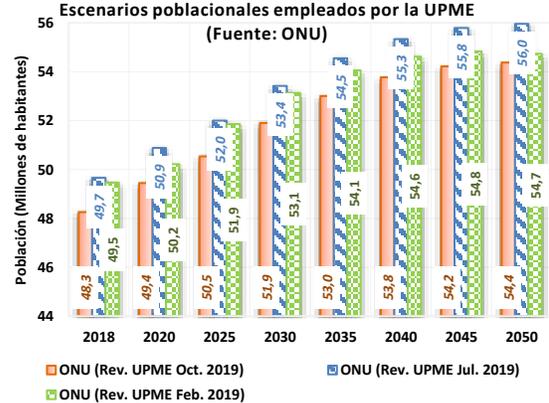
Cabe resaltar que en 2019, las expectativas de crecimiento potencial de la economía por parte de la UPME, se encuentran por debajo respecto a las demás entidades.

Los datos demográficos y poblacionales empleados en las distintas revisiones de proyecciones energéticas de UPME, se han obtenido de los valores reportados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y se ajustado con los estimados por el DANE. De acuerdo al último comunicado de prensa emitido por el DANE el día 04 de julio del presentado, se estimó un total de 48.258.494 personas para el año 2018.

Gráfica 2. Crecimiento potencial de la economía



Gráfica 3. Crecimiento poblacional - ONU



Fuente: UPME, MINHACIENDA, FMI, 2019.

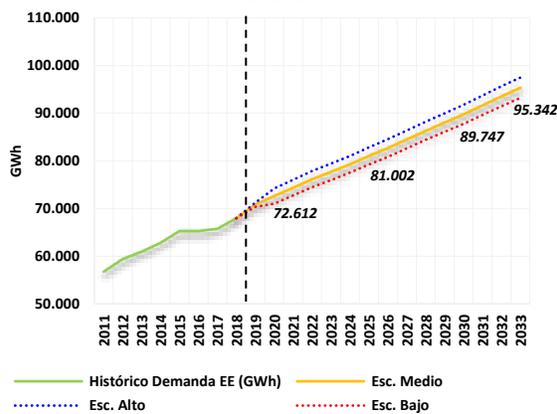
Fuente: ONU, 2019.

En la Tabla 8, 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. A continuación, en la Gráfica 4 se ilustran los resultados:

Tabla 8. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	71.177	70.771	70.367
2020	74.237	72.612	70.999
2021	76.033	74.370	72.718
2022	77.857	76.153	74.461
2023	79.428	77.688	75.960
2024	81.051	79.277	77.516
2025	82.816	81.002	79.200
2026	84.531	82.681	80.843
2027	86.381	84.491	82.613
2028	88.245	86.314	84.395
2029	89.995	88.024	86.066
2030	91.756	89.747	87.751
2031	93.720	91.669	89.630
2032	95.614	93.520	91.439
2033	97.476	95.342	93.221

Gráfica 4. Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



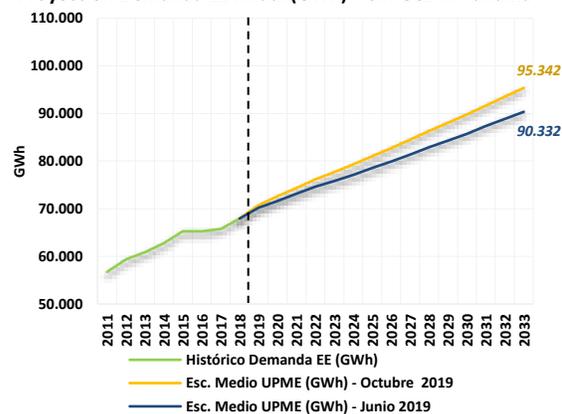
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

Se estima que la demanda de energía eléctrica – “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un

crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 de 2,29% en el escenario medio.

En la Gráfica 5 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio 2019 y la presente revisión.

Gráfica 5. Comparación Octubre vs Junio 2019 de la Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 3,24% en el período 2019 – 2033.

1.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

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

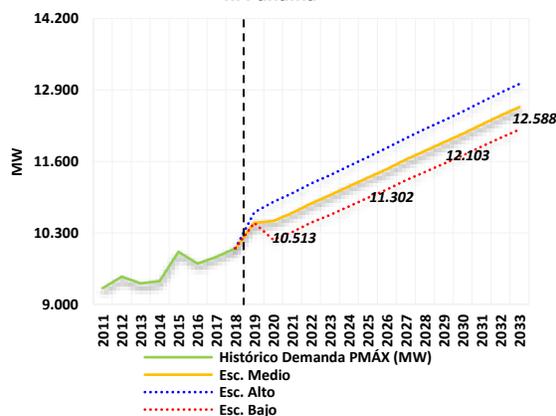
La Tabla 9 muestra estas proyecciones de demanda de potencia máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Tabla 9. Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10.671	10.479	10.479
2020	10.865	10.513	10.173
2021	11.017	10.660	10.315
2022	11.198	10.835	10.484
2023	11.352	10.984	10.629
2024	11.519	11.146	10.785
2025	11.680	11.302	10.936
2026	11.845	11.461	11.090
2027	12.023	11.634	11.257
2028	12.186	11.791	11.409
2029	12.346	11.946	11.559
2030	12.508	12.103	11.711
2031	12.678	12.267	11.870
2032	12.845	12.429	12.027
2033	13.009	12.588	12.180

La Gráfica 6 muestra los resultados de esta proyección para el período 2019 - 2033.

Gráfica 6. Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá

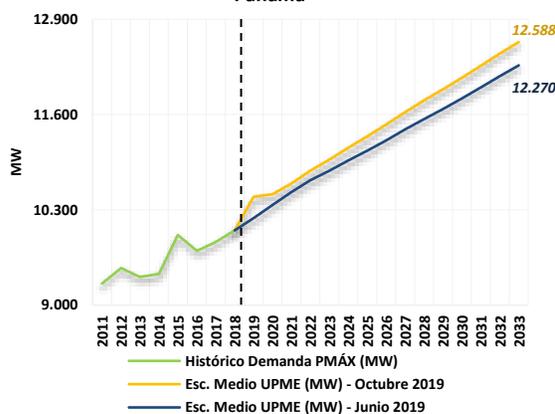


Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

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 2019 a 2033 de 1,54%.

En la Gráfica 7 se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Febrero 2019 y la presente revisión.

Gráfica 7. Comparación Junio vs Febrero 2019 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 1,96% en el período 2019 - 2033.

1.3 Demanda de Energía Eléctrica a corto plazo (Mensual)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar que la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre de 2013 hasta la fecha. La abreviatura y la periodicidad de las variables para el modelo se muestran en la Tabla 10:

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica	DEM_TRIM	Trimestral (Marzo 1991 – Diciembre 2033)	XM
			UPME
	DEM_MENS	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2019)	XM
Efecto Calendario	CALEND	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2033)	Construcción Propia ²

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2019.

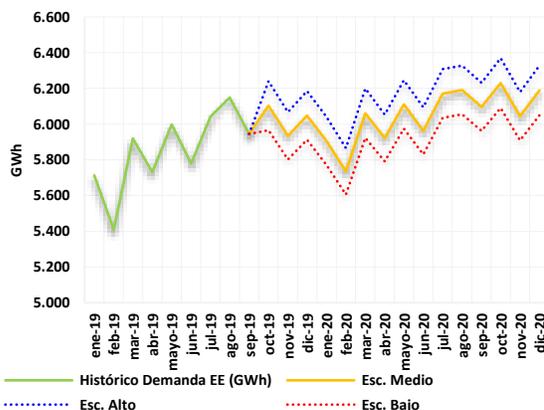
La Tabla 11 muestra los resultados de esta proyección sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales.

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-19	6.239	6.102	5.966
nov-19	6.068	5.934	5.802
dic-19	6.184	6.048	5.913
ene-20	6.040	5.906	5.772
feb-20	5.866	5.735	5.606
mar-20	6.198	6.060	5.923
abr-20	6.053	5.922	5.791
may-20	6.246	6.110	5.975
jun-20	6.094	5.962	5.830
jul-20	6.307	6.171	6.035
ago-20	6.327	6.190	6.054
sep-20	6.231	6.096	5.963
oct-20	6.369	6.229	6.090
nov-20	6.179	6.043	5.909
dic-20	6.327	6.188	6.050

La Gráfica 8 muestra los valores proyectados entre octubre de 2019 a diciembre 2020:

Gráfica 8. Proyección Demanda EE Mensual (GWh) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, posee un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,02% durante el período proyectado. Las proyecciones mensuales entre 2019 y 2033 se presentan en los archivos Excel disponibles en la página web de la Unidad³.

1.4 Demanda de Potencia Máxima a corto plazo (Mensual)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 12:

² UPME - MARTÍNEZ M., WILLIAM ALBERTO. (2012). "Escenarios alternativos de proyección de energía eléctrica que consideren los eventos y tendencias recientes del consumo". Contrato UPME 200-2012164. Bogotá, D.C. Colombia. 19 de Noviembre de 2012 (Consulta: Julio 2019).

³ 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>

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

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Potencia Máxima :	DPMÁX	Mensual (Enero 1991 – Septiembre 2019)	XM
Demanda de Energía Eléctrica:	DEE	Mensual (Enero 1991 – Diciembre 2033)	XM UPME
Dummy :	DUMMY	Mensual (05/1992 – 02/1993)	Construcción Propia

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2019.

A continuación, en la Tabla 13 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual sin incluir la demanda de potencia de Grandes Consumidores Especiales para el período octubre 2019 - diciembre 2020.

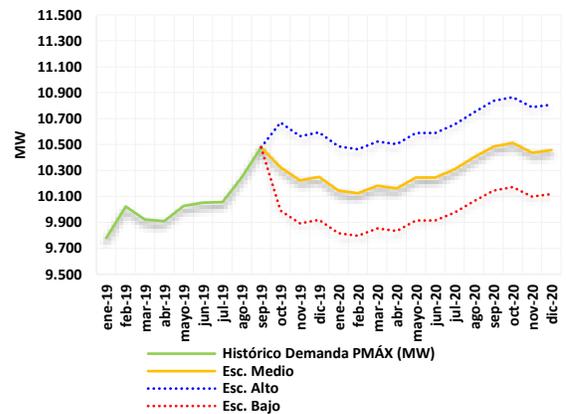
Tabla 13. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-19	10.671	10.325	9.991
nov-19	10.566	10.224	9.893
dic-19	10.595	10.252	9.920
ene-20	10.485	10.146	9.817
feb-20	10.464	10.125	9.797
mar-20	10.523	10.183	9.853
abr-20	10.503	10.163	9.834
may-20	10.590	10.247	9.915
jun-20	10.589	10.246	9.915
jul-20	10.655	10.310	9.976
ago-20	10.750	10.402	10.065
sep-20	10.836	10.485	10.146
oct-20	10.865	10.513	10.173
nov-20	10.787	10.438	10.100
dic-20	10.808	10.458	10.119

Estos valores se ilustran en la Gráfica 9.

En la gráfica anterior, posee un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 2,29% durante el período proyectado.

Gráfica 9. Proyección Demanda PMÁX Mensual (MW) – Sin GCE ni Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

1.5 Demanda de Energía Eléctrica Total (Anual)

Se presentan los valores y los tiempos de entrada de algunos de los Grandes Consumidores Especiales como:

- Datos actualizados y ajustados del GCE Otras Ecopetrol,
- Generación distribuida a partir del año 2018,
- Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2020,
- Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2020,
- Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2020,
- Entrada de la conexión de las Exportaciones a Panamá a partir de 2024.
- La demanda asociada a la movilidad con vehículos eléctricos.

En línea con los compromisos ambientales adquiridos por Colombia en la COP21, las acciones estratégicas y sectoriales del Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética PROURE 2017-2022 y la iniciativa de lineamientos de política pública definidos en las misión de crecimiento verde, se asume una diversificación de la matriz de consumo de energéticos y la promoción de tecnologías cero emisiones en el sector transporte.

Las metas relacionadas con el impulso de esta tecnología, es decir el uso de la electricidad en los distintos segmentos del sector transporte a 2033 (con más de 1 millón vehículos) son las siguientes:

Segmento de Transporte	Meta 2033
Transporte de Carga (Interurbano y Urbano)	Fomento a los vehículos eléctricos en recorridos interurbanos menores a 200km y en transporte de carga urbana. El 5% del segmento de carga es eléctrico aproximadamente 28 mil camiones.
Transporte Público Urbano	Las principales ciudades de Colombia cuentan con sistemas de transporte urbano integrados. El 8% de los vehículos son eléctricos, aproximadamente 33 mil unidades entre buses, busetas, microbuses, articulados y padrones.
Transporte Particular	El parque automotor es un 8% eléctrico e híbrido. Aproximadamente 800 mil vehículos entre automóviles, camperos y camionetas.
Segmento de Taxis	El 14% de los taxis en las principales ciudades colombianas son eléctricos, aproximadamente 100 mil vehículos.
Segmento Oficiales	Aproximadamente 100 mil vehículos del sector oficial son eléctricos e híbridos.

Fuente: UPME, 2019.

h) Actualización de la fecha de entrada, para la demanda asociada al Metro de Bogotá a partir de 2024, según el Documento CONPES 3900 “Apoyo del gobierno nacional al sistema de transporte público de Bogotá y declaratoria de importancia

estratégica del proyecto primera línea de metro-tramo 1”; expedido el día 25 de septiembre de 2017.

i) Es importante resaltar, que los valores presentados en éste informe en cuanto a la conexión con Panamá, fueron realizados como ejercicio de planeación en colaboración con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. –ETESA- de Panamá (la cual se encuentra analizándolos para su aval correspondiente). Estos valores permiten visualizar los posibles cambios estructurales en el SIN.

Generación distribuida

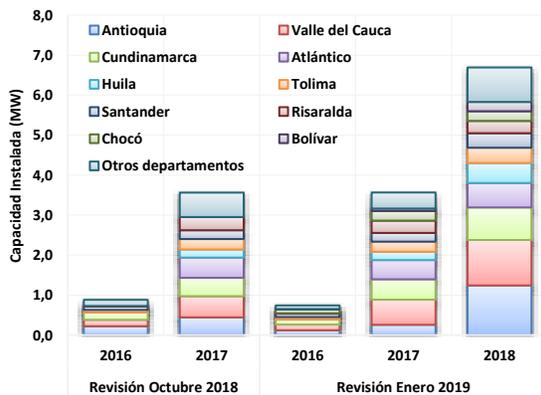
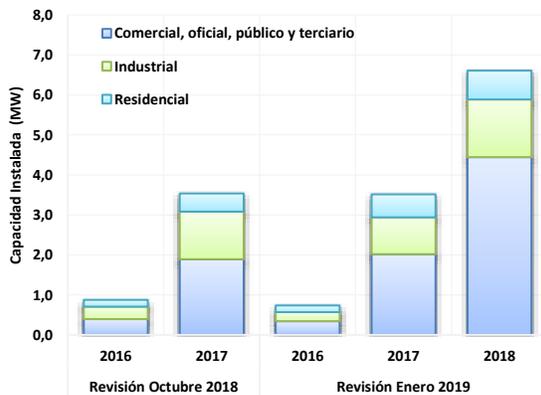
Como se ha venido mencionando en informes anteriores, se tuvo en cuenta la normativa regulatoria y los decretos pertinentes a la Generación Distribuida. Además, se empleó nuevamente la base de datos de los proyectos que han solicitado y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados en la citada ley 1715 de 2014, empleando Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), la cual fue actualizada por el Grupo de Incentivos y Certificaciones a principios del presente año.

Gráfica 10. Capacidad Instalada de los Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica)



Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 11. Capacidad Instalada de los Proyectos para Generación Distribuida empleando FNCE (Solar Fotovoltaica) a nivel Sectorial y Regional



Fuente: UPME, 2019.

Con base en la información anterior, se empleó la Calculadora desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (acrónimo en inglés NREL), la cual estima la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico montado en una azotea o puesto en tierra conectado a la red, basado en el ingreso de algunos datos de referencia.

La calculadora estima la producción de electricidad mensual y anual de un sistema fotovoltaico utilizando una simulación de hora por hora durante un período de un año. Para representar las características físicas del sistema, la calculadora requiere valores de seis entradas:

a) *Tamaño del sistema DC*

$$\text{Tamaño (kW)} = \frac{\text{Área de la matriz (m}^2) \times 1 \text{ kW}}{\text{m}^2 \times \text{Eficiencia del módulo (\%)}}$$

b) *Tipo de módulo*

Tipo de módulo	Material celular	Eficiencia Nominal Aprox.	Cubierta del módulo	Coefficiente de Temperatura de la energía
Estándar	Silicio cristalino	15%	Vaso	-0.47% / ° C
Premium	Silicio cristalino	19%	Vidrio con revestimiento antirreflectante	-0.35% / ° C
Película delgada	Película delgada	10%	Vaso	-0.20% / ° C

c) *Tipo de matriz: describe si los módulos fotovoltaicos en la matriz son fijos, o si se mueven para rastrear el movimiento del sol en el cielo con uno o dos ejes de rotación.*

d) Pérdidas del sistema

CATEGORÍA	VALOR POR DEFECTO (%)
Ensuciamiento	2
Sombreado	3
Nieve	0
Desajuste	2
Alambrado	2
Conexiones	0,5
Degradación inducida por la luz	1,5
Calificación de la placa de identificación	1
Años	0
Disponibilidad	3

- e) *Ángulo de inclinación: es el ángulo con respecto a la horizontal de los módulos fotovoltaicos.*
- f) *Ángulo de acimut de la matriz: es el ángulo en sentido horario desde el norte verdadero que describe la dirección a la que se enfrenta los módulos fotovoltaicos.*

Además, se empleó los datos reportados por el IDEAM⁴ en cuanto a Brillo (horas día) y Radiación Solar (kWh/m²), los cuales fueron contrastados con la base de datos de NREL - NSRDB⁵ (Base de Datos Nacional de Radiación Solar).

La NSRDB es una base muy completa de valores horarios y semanales de las tres mediciones más comunes de la radiación solar (horizontal global, normal directa y horizontal difusa) y datos meteorológicos. Estos datos se han recopilado en un gran volumen en distintas ubicaciones, escalas temporales y espaciales para representar con precisión los climas regionales de radiación solar.

En la Tabla 14 y la Gráfica 12 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.

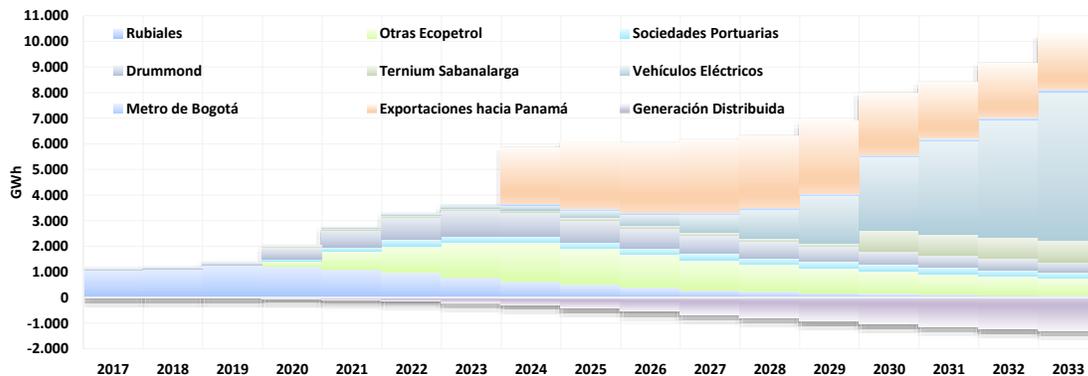
De lo anterior, se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan⁶, en donde modela la generación de los generadores eólicos y solares, utilizando datos reportados y series de tiempo de variables climáticas (manteniendo constantes factores técnicos tales como capacidad instalada, ubicación y antigüedad).

⁴ IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018). "Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia". En línea: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> (Consulta: Junio de 2018)

⁵ NSRDB. National Solar Radiation Database (2018). "NSRDB Data Viewer". En línea: goo.gl/9iyt76 (Consulta: Junio de 2018).

⁶ STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018). "The increasing impact of weather on electricity supply and demand". *Energy* 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051

Gráfica 12. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

Tabla 14. Proyección de la Demanda EE de GCE (GWh)

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPEPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	1.074			62	3				5
2018	1.124			62	3				9
2019	1.267			102	21				21
2020	1.235	200	82	438	34		72		43
2021	1.126	690	165	647	52		79		80
2022	977	1.043	247	856	76		85		136
2023	815	1.347	247	982	114		92		210
2024	658	1.496	247	919	175	95	99	2.164	303
2025	519	1.401	247	841	272	97	105	2.580	412
2026	404	1.281	247	762	432	99	112	2.711	531
2027	314	1.161	247	691	695	101	118	2.845	658
2028	247	1.053	247	633	1.133	103	119	2.773	788
2029	197	965	247	577	1.861	105	118	2.809	908
2030	161	879	247	525	2.862	108	805	2.399	1.016
2031	134	800	247	478	3.620	110	828	2.196	1.125
2032	110	728	247	436	4.580	112	828	2.115	1.218
2033	90	664	247	397	5.804	115	828	2.115	1.294

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

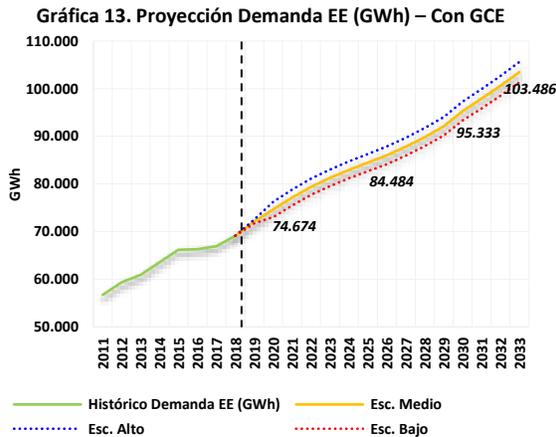
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica (sin incluir GD), se muestran en la Tabla 15:

Tabla 15. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	72.568	72.161	71.758
2020	76.298	74.674	73.060
2021	78.791	77.128	75.476
2022	81.142	79.438	77.745
2023	83.023	81.284	79.556

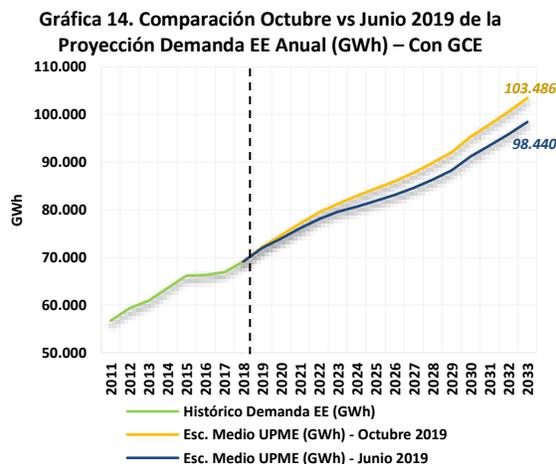
Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2024	86.903	85.130	83.368
2025	88.877	87.064	85.262
2026	90.578	88.728	86.890
2027	92.554	90.664	88.786
2028	94.553	92.621	90.702
2029	96.874	94.903	92.945
2030	99.741	97.733	95.737
2031	102.131	100.080	98.042
2032	104.771	102.677	100.596
2033	107.736	105.602	103.481

La Gráfica 13 ilustra la proyección nacional más los GCE la cual presenta un crecimiento promedio anual del 2,73% entre 2019 a 2033 para el escenario medio de proyección.



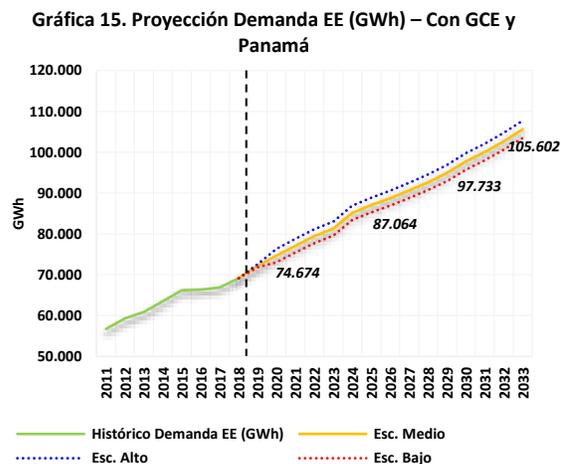
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 14, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio 2019 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio se encuentra alrededor del 3,03% en el período 2019 – 2033.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 15 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,87% durante el período proyectado.



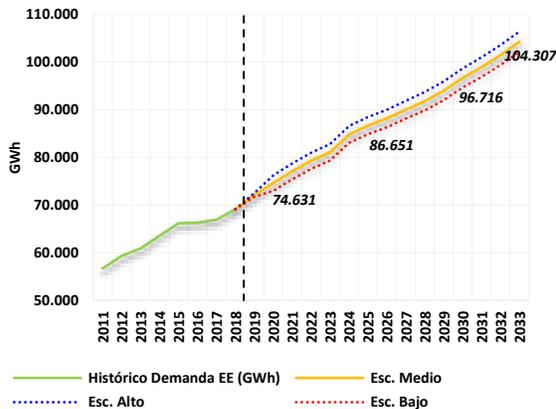
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

De otra parte, en la Tabla 16 y en la Gráfica 16 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,78% durante el período proyectado.

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

Año	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	72.547	72.140	71.737
2020	76.255	74.631	73.017
2021	78.711	77.048	75.396
2022	81.006	79.302	77.610
2023	82.813	81.073	79.345
2024	86.600	84.826	83.065
2025	88.465	86.651	84.850
2026	90.047	88.197	86.359
2027	91.895	90.005	88.128
2028	93.765	91.834	89.915
2029	95.966	93.995	92.037
2030	98.725	96.716	94.720
2031	101.006	98.955	96.917
2032	103.553	101.458	99.378
2033	106.441	104.307	102.187

Gráfica 16. Proyección Demanda EE (GWh) – Con GCE, Panamá y GD



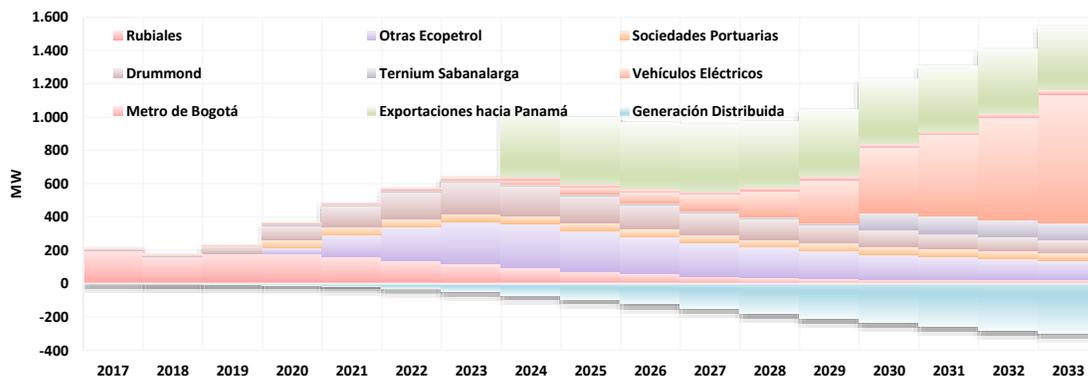
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

1.6 Demanda de Potencia Máxima Total (Anual)

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

En la Tabla 17 y Gráfica 17 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 17. Proyección de la Demanda Potencia Máxima de GCE (MW)



Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

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

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2017	198			15	0				1
2018	162			13	1				2
2019	182			46	3				5
2020	178	38	47	83	5		15		10
2021	162	131	47	123	8		15		18
2022	141	198	47	163	11		15		31
2023	117	256	47	187	16		15		48
2024	95	267	47	175	25	19	15	400	69
2025	75	244	47	160	39	20	15	398	94
2026	58	221	47	145	61	20	15	400	121
2027	45	200	47	132	97	21	15	399	150
2028	35	184	47	120	157	21	15	395	179
2029	28	167	47	110	256	22	15	400	207

AÑO	RUBIALES	OTRAS ECOPETROL	SOCIEDADES PORTUARIAS	DRUMMOND	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	METRO DE BOGOTÁ	TERNIUM SABANALARGA	EXPORTACIONES HACIA PANAMÁ	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
2030	23	152	47	100	390	22	105	389	232
2031	23	139	47	91	489	23	105	393	257
2032	23	126	47	83	614	24	105	387	277
2033	23	115	47	76	772	24	105	387	296

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

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Metro de Bogotá, 2019.

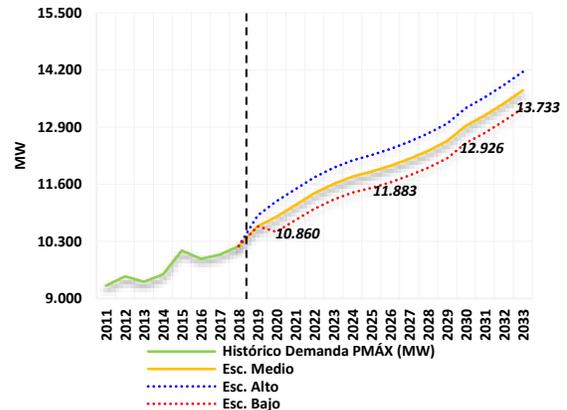
Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla 18.

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

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10.887	10.645	10.645
2020	11.212	10.860	10.519
2021	11.485	11.128	10.783
2022	11.756	11.394	11.043
2023	11.971	11.604	11.248
2024	12.513	12.140	11.780
2025	12.648	12.270	11.904
2026	12.757	12.373	12.002
2027	12.925	12.536	12.159
2028	13.093	12.699	12.317
2029	13.337	12.937	12.550
2030	13.647	13.242	12.850
2031	13.891	13.480	13.083
2032	14.162	13.746	13.344
2033	14.466	14.044	13.637

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. El crecimiento promedio anual en el escenario medio de la proyección nacional más los GCE sería 2,01% entre 2019 a 2033. (Gráfica 18)

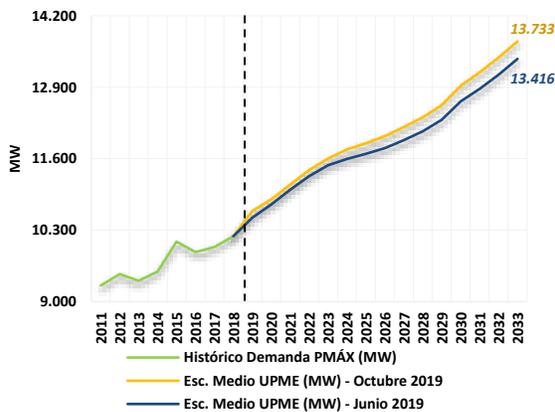
Gráfica 18. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 19, se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por la Unidad en Junio de 2019 y la presente revisión. El valor promedio de diferencia anual entre proyecciones en el escenario medio, se encuentra alrededor del 1,66% en el período 2019 - 2033.

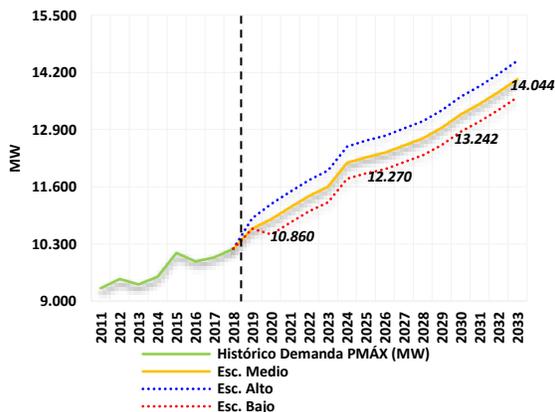
Gráfica 19. Comparación Junio vs Octubre 2019 de la Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Sin Panamá



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la Gráfica 20 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE y Panamá, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,17% durante el período proyectado.

Gráfica 20. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE y Panamá



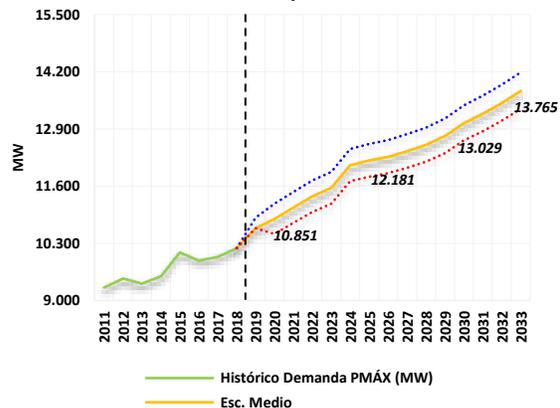
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

De otra parte, en la Tabla 19 y en la Gráfica 21 se muestra la proyección conjunta nacional con GCE, Panamá y GD, la cual tiene un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,03% durante el período proyectado.

Tabla 19. Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE, Panamá y GD

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	10.883	10.641	10.641
2020	11.203	10.851	10.511
2021	11.468	11.112	10.767
2022	11.727	11.364	11.014
2023	11.927	11.559	11.203
2024	12.449	12.076	11.715
2025	12.559	12.181	11.815
2026	12.647	12.264	11.893
2027	12.785	12.396	12.019
2028	12.933	12.538	12.157
2029	13.141	12.741	12.355
2030	13.434	13.029	12.637
2031	13.657	13.247	12.850
2032	13.905	13.489	13.087
2033	14.186	13.765	13.358

Gráfica 21. Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE, Panamá y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

1.7 Demanda de Energía Eléctrica Total (Mensual)

A continuación, en la Tabla 20 y en la Gráfica 22 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Octubre 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE.

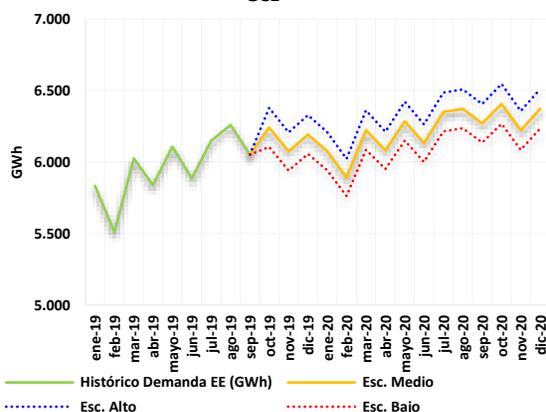
Tabla 20. Proyección de la Demanda EE Mensual (GWh) – Con GCE

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-19	6.378	6.241	6.105
nov-19	6.206	6.073	5.941
dic-19	6.327	6.192	6.057
ene-20	6.209	6.075	5.941
feb-20	6.022	5.892	5.762
mar-20	6.360	6.222	6.085
abr-20	6.212	6.081	5.950
may-20	6.420	6.284	6.149
jun-20	6.264	6.131	6.000
jul-20	6.486	6.350	6.215
ago-20	6.508	6.372	6.236
sep-20	6.405	6.270	6.137
oct-20	6.546	6.406	6.267
nov-20	6.355	6.220	6.085
dic-20	6.510	6.371	6.233

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

Mes	PROYECCIÓN GWh		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-19	6.376	6.239	6.103
nov-19	6.205	6.071	5.939
dic-19	6.326	6.190	6.055
ene-20	6.205	6.071	5.937
feb-20	6.019	5.888	5.758
mar-20	6.356	6.218	6.081
abr-20	6.209	6.078	5.947
may-20	6.416	6.281	6.146
jun-20	6.260	6.128	5.997
jul-20	6.483	6.347	6.211
ago-20	6.505	6.368	6.232
sep-20	6.401	6.267	6.133
oct-20	6.542	6.402	6.263
nov-20	6.352	6.216	6.081
dic-20	6.507	6.368	6.230

Gráfica 22. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE

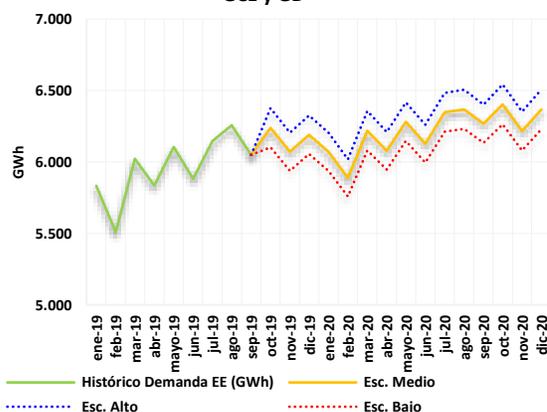


Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,81% durante el período proyectado.

En la Tabla 21 y en la Gráfica 23 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica mensual para el período Octubre 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

Gráfica 23. Proyección Demanda Mensual EE (GWh) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,79% durante el período proyectado.

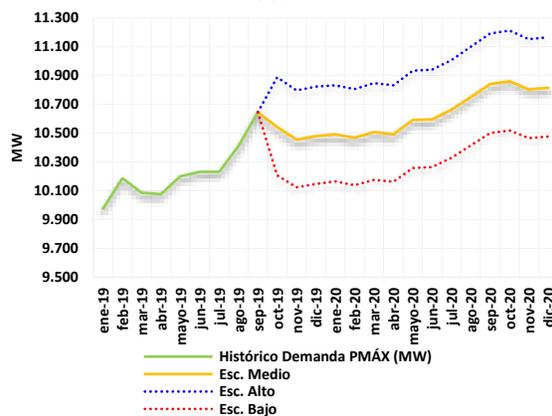
1.8 Demanda de Potencia Máxima Total (Mensual)

En la Tabla 22 y en la Gráfica 24 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Octubre 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

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

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-19	10.887	10.542	10.207
nov-19	10.797	10.455	10.124
dic-19	10.823	10.480	10.148
ene-20	10.832	10.493	10.164
feb-20	10.806	10.467	10.139
mar-20	10.847	10.506	10.176
abr-20	10.832	10.492	10.163
may-20	10.933	10.591	10.259
jun-20	10.939	10.596	10.264
jul-20	11.006	10.661	10.327
ago-20	11.098	10.750	10.414
sep-20	11.191	10.840	10.500
oct-20	11.212	10.860	10.519
nov-20	11.153	10.804	10.466
dic-20	11.165	10.815	10.476

Gráfica 24. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

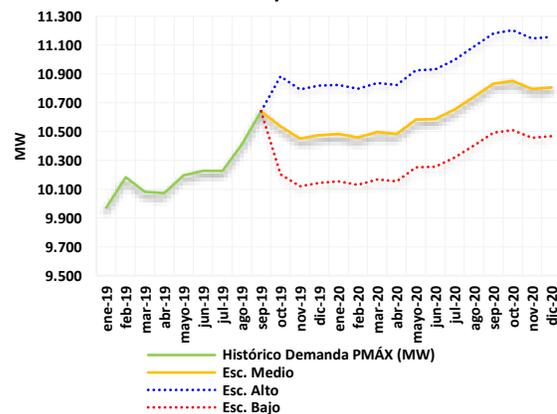
En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,62% durante el período proyectado.

En la Tabla 23 y en la Gráfica 25 se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período Octubre 2019 - Diciembre 2020, en donde se incluye la proyección de la demanda de GCE y GD.

Tabla 23. Proyección de la Demanda PMÁX Mensual (MW) – Con GCE y GD

Mes	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
oct-19	10.883	10.537	10.203
nov-19	10.793	10.451	10.120
dic-19	10.818	10.475	10.143
ene-20	10.823	10.483	10.155
feb-20	10.797	10.459	10.131
mar-20	10.837	10.496	10.167
abr-20	10.824	10.484	10.155
may-20	10.925	10.582	10.250
jun-20	10.931	10.588	10.256
jul-20	10.998	10.653	10.319
ago-20	11.090	10.742	10.405
sep-20	11.182	10.831	10.491
oct-20	11.203	10.851	10.511
nov-20	11.145	10.795	10.457
dic-20	11.156	10.806	10.468

Gráfica 25. Proyección Demanda Mensual PMÁX (MW) – Con GCE y GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), ONU, DANE e IDEAM, 2019.

En la gráfica anterior, la cual integra la demanda del SIN + GCE + GD, tiene un crecimiento promedio mensual en el escenario medio del 3,59% durante el período proyectado.

1.9 Demanda de Energía Eléctrica Total (Diaria)

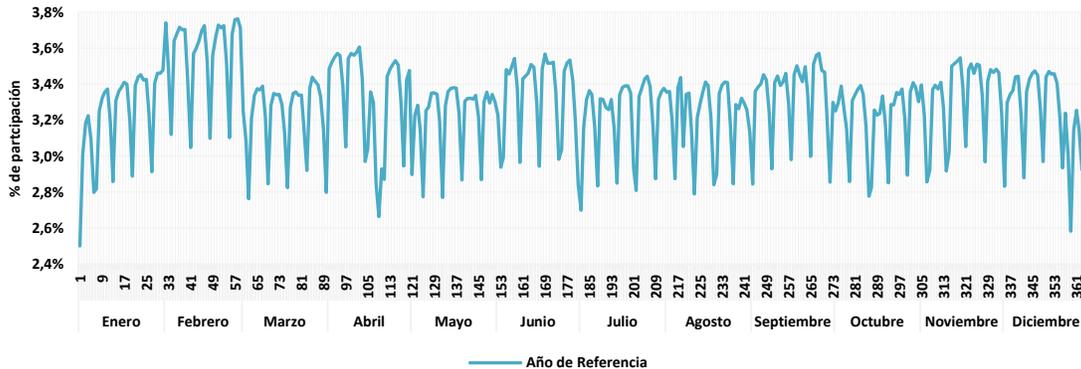
Para el desarrollo a este nivel de desagregación o periodicidad, fue necesario implementar la metodología realizada y expuesta en 2012 por el Operador de Red (OR) Enel - Codensa⁷, la cual ha mostrado resultados de proyección a nivel horario para los nuevos clientes (los cuales no cuentan con mediciones) con un ajuste proyectado contra el valor real superior al 95%. Para ello, se debe tener al menos un mínimo de características en común, tales como: actividad económica,

estacionalidad de consumo, tipo de día calendario, crecimiento mensual, etc.

De lo anterior, se aplicará dicha metodología a la proyección nacional, en donde se realizara a nivel diario y se contrastará con el valor real reportado con el operador del sistema (XM).

A continuación, se mostrará un breve análisis gráfico del año de referencia que se empleará para la proyección diaria del 2019.

Gráfica 26. Estacionalidad de referencia a nivel mensual para la demanda espejo



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

Para el análisis de tipo de día, se empleó la metodología realizada y expuesta en 2012 por UPME- W.A. Martínez M.⁸, en donde se presentó un modelo de proyección de energía eléctrica de corto plazo, el cual tiene un ajuste más cercano a lo real.

En éste se tuvo en cuenta los datos día a día de la demanda de energía eléctrica desde el año 1996 hasta el mes de Noviembre de 2012 en la base de datos NEÓN (XM, 2012).

⁷ SASTRE, MARIA CONSTANZA., AMÉZQUITA, ÁNGELA LILIANA. (2012). "Proyección de Demanda para Nuevos Clientes que Deseen Contratar Energía en el Mercado Competitivo". Revista Mundo Eléctrico. Premio ASOCODIS – CNO – CAC. CODENSA S.A. E.S.P. División Compras de Energía. Edición 87. Bogotá, D.C. Colombia. (Consulta: Julio 2019).

⁸ UPME - MARTÍNEZ M., WILLIAM ALBERTO. (2012). "Escenarios alternativos de proyección de energía eléctrica que consideren los eventos y tendencias recientes del consumo". Contrato UPME 200-2012164. Bogotá, D.C. Colombia. 19 de Noviembre de 2012 (Consulta: Julio 2019).

A partir de ésta información, se analizó semana a semana el porcentaje de participación que tenía cada uno de los días. De manera independiente se analizaron aquellas semanas “atípicas” como son: la semana santa y las semanas finales de Diciembre y principios de enero de cada año.

Dando como resultado, una clasificación que incorpora cinco tipos de Días Comerciales (DCOM) para el modelo de corto plazo:

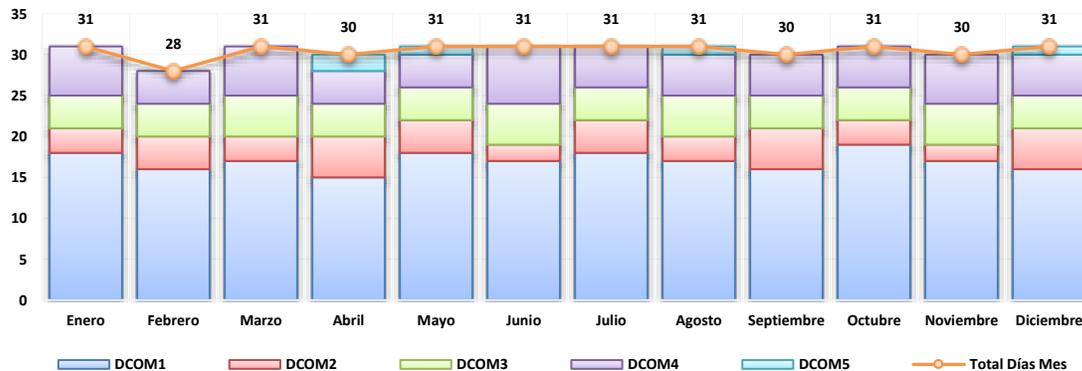
- i. DCOM1: Martes, Miércoles, Jueves, Viernes.
- ii. DCOM2: Lunes.
- iii. DCOM3: Sábado, Sábado Festivo.
- iv. DCOM4: Domingo, Lunes Festivo, Martes Festivo.
- v. DCOM5: Miércoles Festivo, Jueves Festivo, Viernes Festivo.

Tabla 24. Tipo de día de referencia a nivel mensual para la demanda espejo – Año 2019

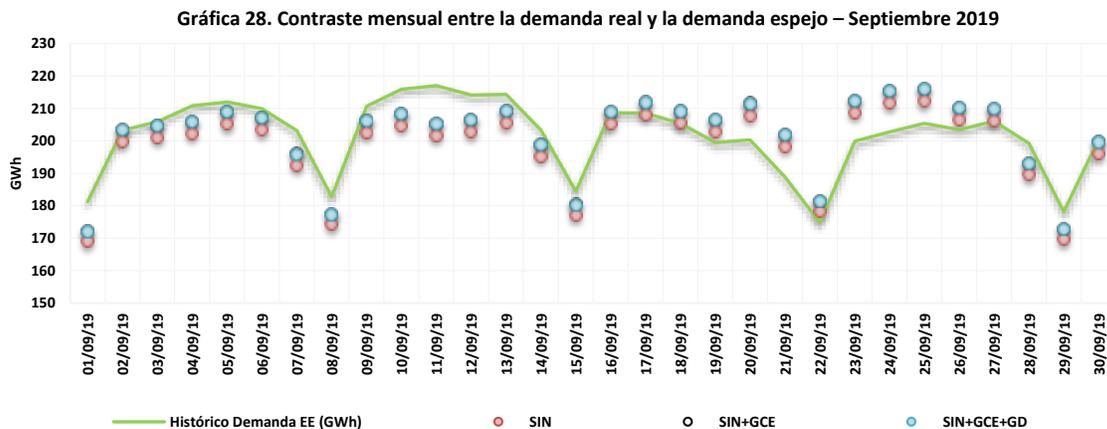
	DCOM 1	DCOM 2	DCOM 3	DCOM 4	DCOM 5	Total Días Mes
Ene.	18	3	4	6	0	31
Feb.	16	4	4	4	0	28
Mar.	17	3	5	6	0	31
Abr.	15	5	4	4	2	30
May.	18	4	4	4	1	31
Jun.	17	2	5	7	0	31
Jul.	18	4	4	5	0	31
Ago.	17	3	5	5	1	31
Sep.	16	5	4	5	0	30
Oct.	19	3	4	5	0	31
Nov.	17	2	5	6	0	30
Dic.	16	5	4	5	1	31

Fuente: UPME, 2019.

Gráfica 27. Tipo de día a nivel mensual de referencia para la demanda espejo – Año 2019



Fuente: UPME, 2019.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

En la Tabla 25 y en la Gráfica 29 se presentan los resultados de la proyección de energía eléctrica diaria para el período Octubre 2019 - Diciembre 2019, de acuerdo a los escenarios medios de cada una las proyecciones expuestas en los numerales anteriores (SIN, SIN+ GCE y SIN+GCE+GD).

Tabla 25. Proyección de la Demanda EE Diaria – Esc. Medio (GWh) – SIN, SIN+GCE y SIN+GCE+GD

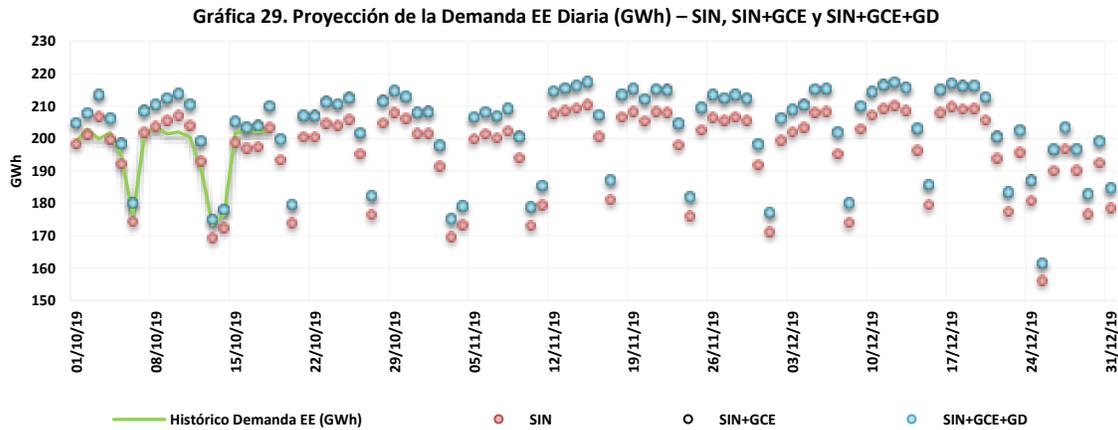
	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
01/10/19	198,39	204,90	204,90
02/10/19	201,28	207,89	207,89
03/10/19	206,77	213,56	213,56
04/10/19	199,76	206,32	206,32
05/10/19	192,17	198,48	198,48
06/10/19	174,40	180,12	180,12
07/10/19	201,94	208,57	208,57
08/10/19	203,79	210,48	210,48
09/10/19	205,68	212,43	212,43
10/10/19	207,02	213,81	213,81
11/10/19	203,94	210,64	210,64
12/10/19	192,94	199,28	199,28
13/10/19	169,47	175,03	175,03
14/10/19	172,48	178,14	178,14
15/10/19	198,75	205,27	205,27
16/10/19	196,95	203,42	203,42
17/10/19	197,50	203,98	203,98
18/10/19	203,42	210,10	210,10
19/10/19	193,50	199,85	199,85
20/10/19	173,98	179,69	179,69
21/10/19	200,51	207,09	207,09
22/10/19	200,40	206,98	206,98
23/10/19	204,63	211,35	211,35

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
24/10/19	203,97	210,67	210,67
25/10/19	205,86	212,62	212,62
26/10/19	195,34	201,76	201,76
27/10/19	176,62	182,41	182,41
28/10/19	204,86	211,59	211,59
29/10/19	207,99	214,82	214,82
30/10/19	206,27	213,05	213,05
31/10/19	201,52	208,13	208,13
01/11/19	201,51	208,28	208,28
02/11/19	191,50	197,94	197,94
03/11/19	169,60	175,30	175,30
04/11/19	173,37	179,20	179,20
05/11/19	199,92	206,64	206,64
06/11/19	201,46	208,23	208,23
07/11/19	200,21	206,94	206,94
08/11/19	202,40	209,20	209,20
09/11/19	194,09	200,61	200,61
10/11/19	173,12	178,94	178,94
11/11/19	179,46	185,49	185,49
12/11/19	207,72	214,70	214,70
13/11/19	208,56	215,57	215,57
14/11/19	209,36	216,40	216,40
15/11/19	210,47	217,54	217,54
16/11/19	200,62	207,36	207,36
17/11/19	181,16	187,25	187,25
18/11/19	206,60	213,54	213,54
19/11/19	208,41	215,41	215,41
20/11/19	205,35	212,25	212,25
21/11/19	208,30	215,30	215,30
22/11/19	208,03	215,02	215,02
23/11/19	197,97	204,62	204,62
24/11/19	176,16	182,08	182,08
25/11/19	202,71	209,52	209,52
26/11/19	206,57	213,51	213,51
27/11/19	205,65	212,56	212,56

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
28/11/19	206,62	213,56	213,56
29/11/19	205,50	212,41	212,41
30/11/19	191,90	198,35	198,35
01/12/19	171,31	177,21	177,21
02/12/19	199,45	206,32	206,32
03/12/19	202,04	209,00	209,00
04/12/19	203,45	210,45	210,45
05/12/19	208,11	215,28	215,28
06/12/19	208,28	215,45	215,45
07/12/19	195,26	201,98	201,98
08/12/19	174,19	180,19	180,19
09/12/19	203,00	209,99	209,99
10/12/19	207,35	214,49	214,49
11/12/19	209,29	216,49	216,49
12/12/19	210,15	217,38	217,38
13/12/19	208,65	215,83	215,83
14/12/19	196,46	203,22	203,22
15/12/19	179,68	185,87	185,87
16/12/19	207,96	215,11	215,11

	PROYECCIÓN GWh		
	SIN	SIN+GCE	SIN+GCE+GD
17/12/19	209,88	217,11	217,11
18/12/19	209,04	216,24	216,24
19/12/19	209,19	216,39	216,39
20/12/19	205,77	212,86	212,86
21/12/19	193,92	200,60	200,60
22/12/19	177,50	183,61	183,61
23/12/19	195,87	202,61	202,61
24/12/19	180,84	187,07	187,07
25/12/19	156,23	161,61	161,61
26/12/19	190,10	196,65	196,65
27/12/19	196,79	203,57	203,57
28/12/19	190,25	196,80	196,80
29/12/19	176,84	182,93	182,93
30/12/19	192,64	199,27	199,27
31/12/19	178,69	184,84	184,84

Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

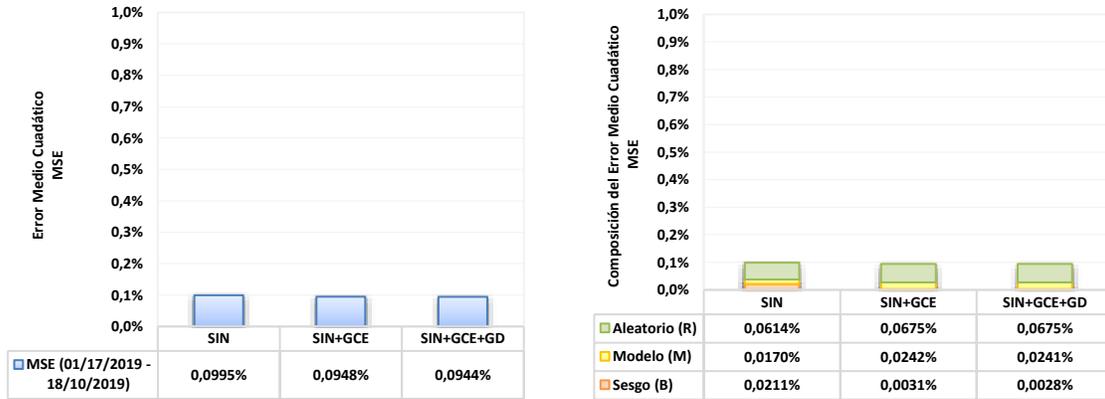


Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

Además, se presenta un breve análisis de sesgo sistemático en el cual se analizan el desempeño de los escenarios medios de cada

una de las proyecciones contra el valor real reportado por XM.

Gráfica 30. Seguimiento al Error Medio Cuadrático a Octubre 18 de 2019

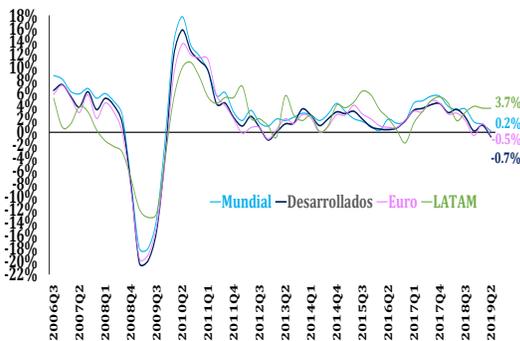


Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

2. PANORAMA INTERNACIONAL: SE CONTRAE EL COMERCIO, EE. UU SE DESACELERA Y SE REDUCEN LAS PREVISIONES DE CRECIMIENTO.

En 2019, la economía mundial se ha resentido con la tensión comercial entre Estados Unidos y China. El crecimiento del flujo de bienes y servicios transados, a nivel mundial, al corte del segundo trimestre - 2019Q2, creció 0.2% anual, que representa la tasa más baja desde el cuarto trimestre de 2019 (durante la crisis financiera de EE. UU.). En los países desarrollados, el comercio se contrajo 0.7%, y en la Euro Zona en 0.5% (Gráfica 31).

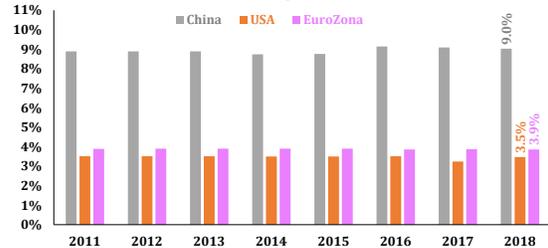
Gráfica 31. Crecimiento Flujo Comercial en el Mundo (Exportaciones + Importaciones)



Fuente: Naciones Unidas – Bloomberg

Esta desaceleración del comercio, es consecuencia del ajuste en tasas arancelarias, mecanismo al que han acudido mutuamente China y Estados Unidos para desestimular mutuamente su intercambio comercial (Gráfica 32). Esto ha implicado en el caso de China, un recorte de producción manufacturera que redujo la demanda mundial de materias primas, lo que afecta negativamente las exportaciones para países exportadores de commodities como es el caso de Colombia, y la mayoría de países latinoamericanos

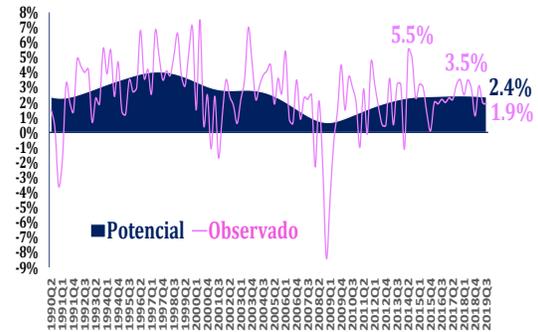
Gráfica 32. Tasas Promedio de Arancel Bienes Importados



Fuente: Reserva Federal de San Luis – Reuters

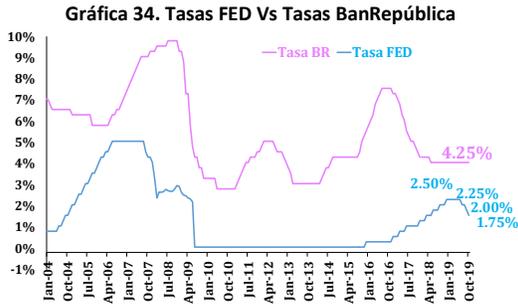
En Estados Unidos, la tensión comercial con China, y el desvanecimiento del choque positivo de la reforma tributaria de 2017 que recortó impuestos corporativos y aumentó la inversión extranjera directa, han llevado a una desaceleración gradual de la economía (Gráfica 33). Estados Unidos pasó de crecer 3.5% en el 2018Q2, a hacerlo en 1.9% 2019Q3, ubicándose 50 puntos básicos por debajo de su crecimiento potencial.

Gráfica 33. Crecimiento Económico Estados Unidos Observado Vs Potencial



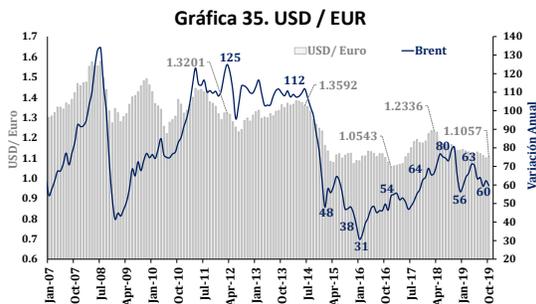
Fuente: Bloomberg – Cálculos UPME

Los temores de la FED por una mayor desaceleración de la actividad económica, le han llevado a recortar tres veces su tasa de interés de intervención en el transcurso de 2019 (Gráfica 34) aumentando el diferencial de tasas en relación con países emergentes, como es el caso de Colombia, lo que en Octubre ha llevado a frenar la apreciación del dólar en mercados mundiales.



Fuente: Reserva Federal de San Luis – Reuters

El precio del petróleo, se ha reducido de enero a octubre, en 3 dólares por barril, habiendo incluso estado en septiembre por debajo de los 60 dólares, perdiendo el avance que había tenido en 2018. La menor importación de manufacturas de China, ha llevado a que este país y aquellos con los cuáles tiene un intenso flujo comercial, reduzcan su demanda de crudo y gas, ocasionando el descenso en los precios de los hidrocarburos (Gráfica 35).



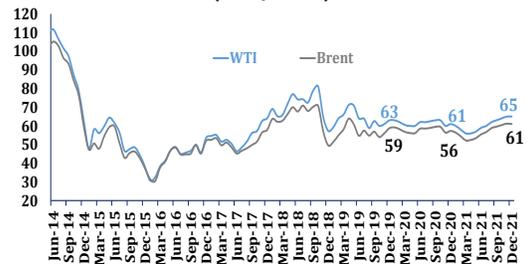
Fuente: Reserva Federal de San Luis – Reuters

La perspectiva que la tensión comercial se mantenga, y que incluso, se acentúe, con el anuncio de la Administración Trump, de establecer sanciones comerciales a Turquía (principal conexión de Europa con Asia en comercio, y suministro de Oil & Gas), ha llevado a revisar a la baja, las proyecciones de petróleo en 2020 – 2021, luego de pronosticarse el año pasado, una recuperación que podría retornar el precio

del crudo a niveles por encima de los USD 70/ barril.

La previsión a 2020 – 2021 (Gráfica 36) señala que el precio del petróleo se ubicaría sobre los USD 61/ barril en 2020 y USD 59/ barril en 2021, con una prima de USD 4 – 5 en relación a la referencia WTI.

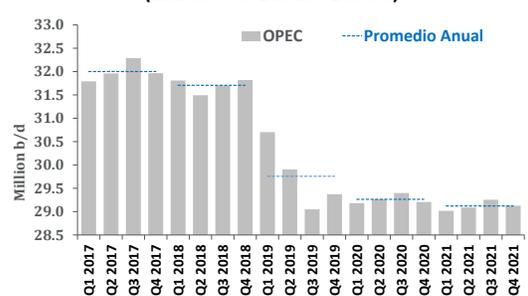
Gráfica 36. Histórico y Previsiones Precio Oil 2021 (USD / Barril)



Fuente: Wood Mackenzie

A esto se suma que hay una reducción en la producción de la OPEP, sustentada en la caída de la producción de Venezuela y el recorte de exportaciones de crudo de Irán por las sanciones comerciales de EE. UU (Gráfica 37) que están haciendo ineficaces las medidas de recorte de oferta que los países de la OPEP fijaron en el Acuerdo de Viena en 2016

Gráfica 37. Producción Diaria Petróleo OPEP (Millones de Barriles Diarios)



Fuente: Wood Mackenzie

Las tasas del tesoro americano, que hasta septiembre se invirtieron en la curva de rendimientos (tasas de corto plazo mayores a las tasas de corto plazo) con tendencia descendente, revelan temor por una posible recesión de EE. UU en 2020 (Gráfica 38).

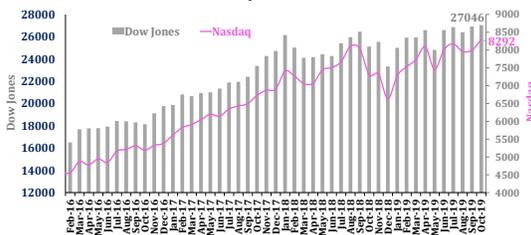
Gráfica 38. Tasas Tesoro Americano
Tasas 10 Años Vs Tasas 1 Años



Fuente: Wood Mackenzie

Sin embargo, en el mercado accionario, Dow Jones y Nasdaq, mostraron una recuperación en 2019Q3 (Gráfica 39), retornando a rentabilidades positivas, lo que indica señales mixtas que no despejan las dudas sobre si realmente EE. UU., pueda contraerse, máxime cuando completa 10 años continuos de expansión de su PIB (el mayor del que se tenga registro estadístico).

Gráfica 39. Desempeño Accionario EE. UU

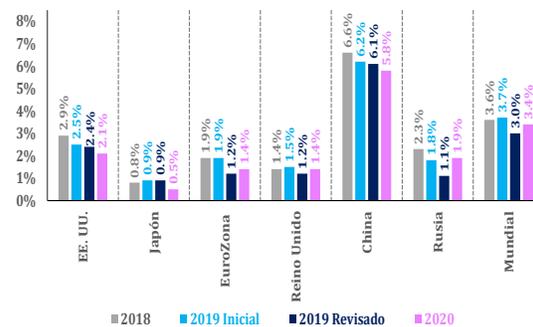


Fuente: Bloomberg

Las previsiones a 2020 confirman el pesimismo por el desempeño de Estados Unidos, China y Japón, quienes seguirían en un proceso de desaceleración (Gráfica 40). Las previsiones son más optimistas aunque modestas para la Eurozona y Reino Unido,

aunque se mantendrían con un crecimiento menor al 2%. A nivel mundial el crecimiento, repuntaría 40 puntos básicos, ubicándose en 3.4%.

Gráfica 40. Previsiones Crecimiento Mundial



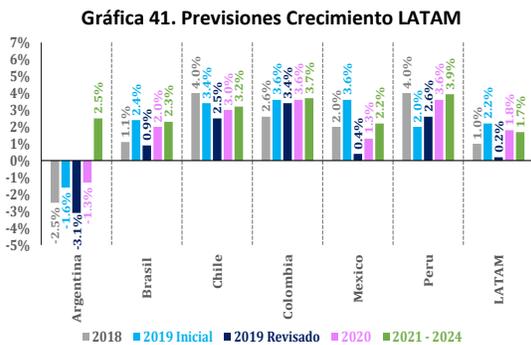
Fuente: FMI – World Economic Outlook

En la medida que China reduzca aún más su crecimiento, es previsible que la economía mundial se siga desacelerando, con una mayor desaceleración en economías emergentes. Además, el año 2020 estará marcado por la campaña electoral presidencial de Estados Unidos, lo que estimulará una aversión al riesgo, con lo cual se seguiría ralentizando la inversión extranjera, dificultando crecimientos económicos, para el caso de Estados Unidos, por encima del 3%.

3. ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN EN FIRME BAJO UN ENTORNO REGIONAL CRÍTICO.

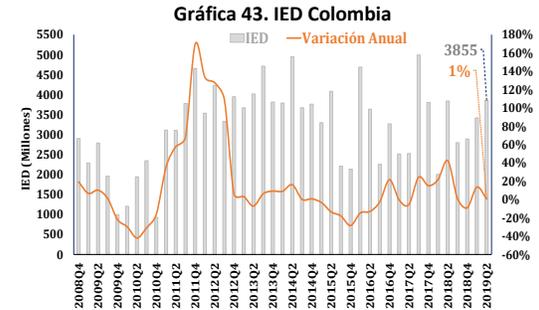
Colombia junto a Perú, son las economías de la región, con mejor perspectiva de crecimiento en 2019 (Gráfica 41). En el caso de Colombia, fue la economía con menor variación en la proyección de crecimiento 2019, además de apuntar como la economía de mayor crecimiento en el presente año. Las reducciones más drásticas las tuvieron Argentina (en recesión), México y Chile

La inversión extranjera se mantiene sobre los 3855 millones de dólares, con un crecimiento del 1% (Gráfica 43).



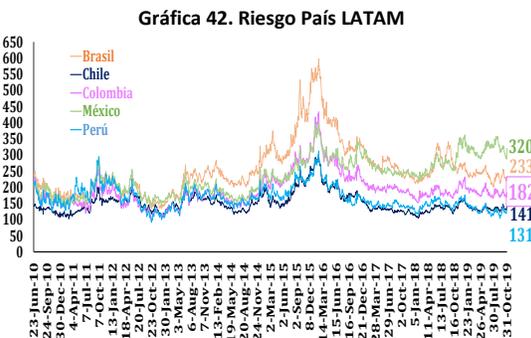
Fuente: FMI – World Economic Outlook

La mejor percepción de Colombia en el entorno regional se corrobora con el índice de riesgo país – EMBI (Gráfica 42), que al mes de octubre de 2019, se presenta con un nivel de 182 puntos básicos, dentro de los mínimos históricos.

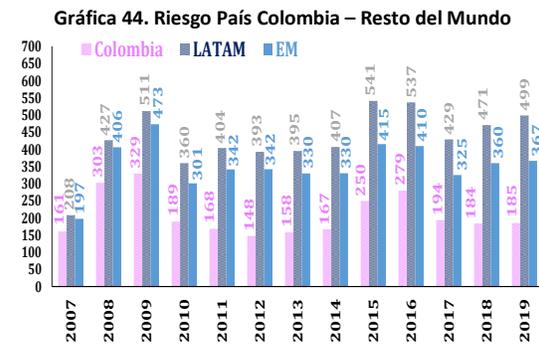


Fuente: Banco de la República

Otro aspecto a destacar es el que Colombia consiga un crecimiento económico mayor, al 2.5%, manteniendo un nivel de riesgo país bajo, no obstante el bajo crecimiento económico de la región y que el precio del petróleo se mantiene en bajos niveles (Gráfica 44, Gráfica 45, Gráfica 46).

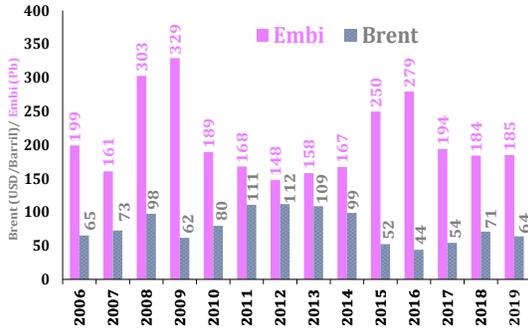


Fuente: Bloomberg



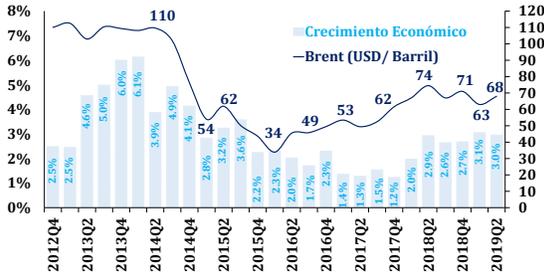
Fuente: Bloomberg

Gráfica 45. Riesgo País Vs Brent (USD / Barril)



Fuente: Bloomberg – DANE

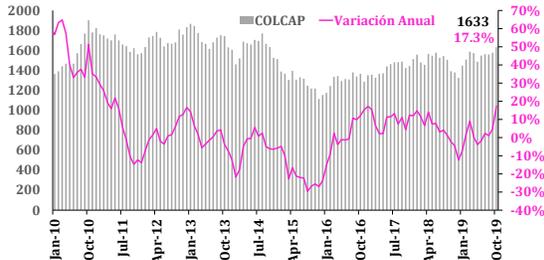
Gráfica 46. Crecimiento PIB Vs Brent (USD / Barril)



Fuente: Bloomberg – DANE

El desempeño accionario ha mostrado, desde el inicio de la administración Duque, una recuperación sólida, que le permite exhibir a octubre de 2019, un rendimiento de 17.3% (Gráfica 47).

Gráfica 47. Desempeño Accionario COLCAP

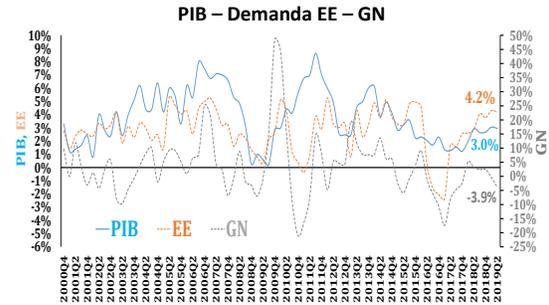


Fuente: Bolsa de Valores de Colombia

Comparativamente, ha estado más vinculado al proceso de reactivación, la demanda de energía eléctrica, en relación con la demanda de gas, la cual a 2019Q2 decrece 3.9%

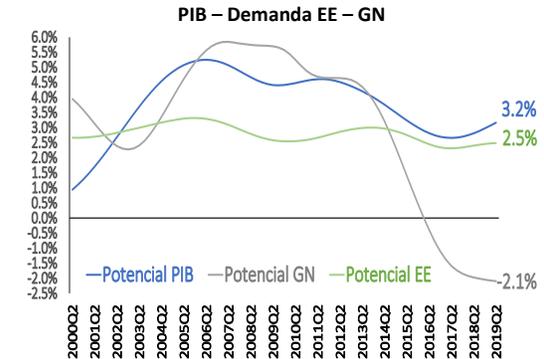
(Gráfica 48, Gráfica 49). La demanda de EE crece 4.2%, por encima de su potencial de 2.5%, mientras, el crecimiento de la demanda de gas, es potencialmente - 2 %, lo que hace prever que en el corto plazo, la demanda de gas seguirá exhibiendo tasas de crecimiento negativas. El seguimiento mensual de la economía, con el índice de seguimiento de la actividad económica (ISE) exhibe un comportamiento similar (Gráfica 50), que muestra un mayor acople de la demanda de energía con relación a la actividad económica.

Gráfica 48. Crecimientos Observados



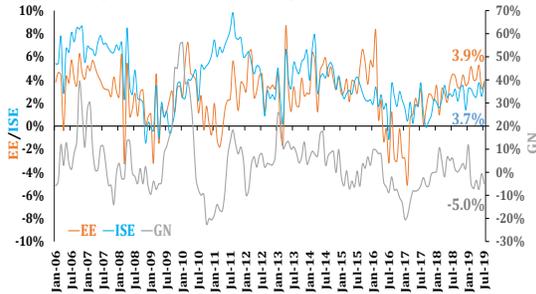
Fuente: DANE – XM – Concentra

Gráfica 49. Crecimiento Anual Potencial:



Fuente: DANE – XM – Concentra – Cálculos UPME

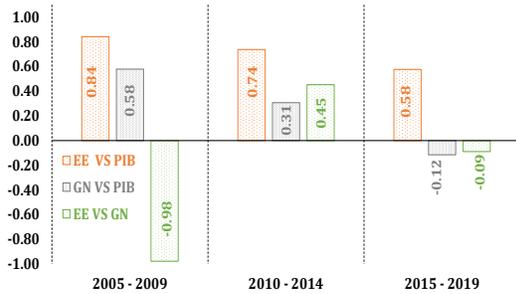
**Gráfica 50. Crecimientos Observados:
ISE (Actividad Económica) – Demanda EE – GN**



Fuente: DANE – XM – Concentra

La correlación es entonces más fuerte entre la actividad económica y la demanda de energía, mientras, tiende tornarse débil entre la demanda de energía y el resto de la economía (Gráfica 51, Gráfica 52).

**Gráfica 51. Correlación Colombia
PIB – Demanda EE – GN**



Fuente: DANE – XM – Concentra

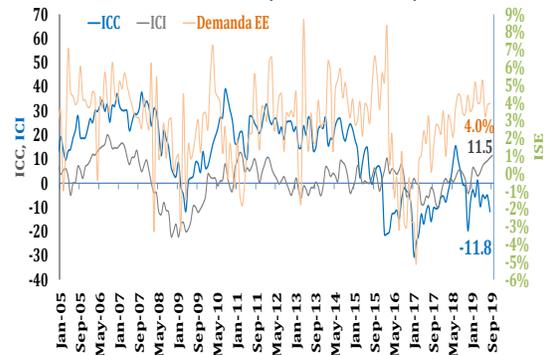
**Gráfica 52. Correlación Colombia
ISE – Demanda EE – GN**



Fuente: DANE – XM – Concentra

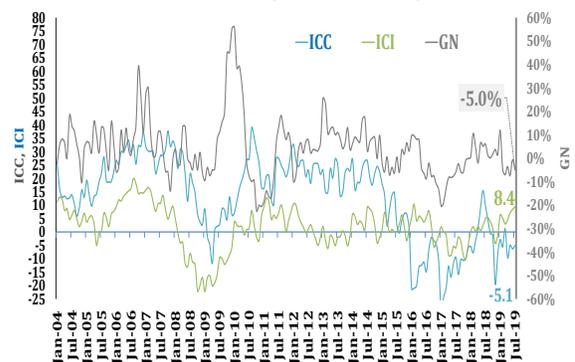
Los índices de confianza en comercio (ICC) e industria (ICI), se mantienen en niveles históricamente bajos, a pesar de repuntar desde 2018Q3 (Gráfica 53, Gráfica 54, Gráfica 55, Gráfica 56, Gráfica 57), repunte que contribuye a explicar la mejor dinámica en materia de crecimiento, de la producción industrial (IPI), que viene en recuperación desde el segundo semestre de 2017.

Gráfica 53. Índices Confianza Comercio (ICC) – Industria (ICI) – Demanda EE (Variación Anual)



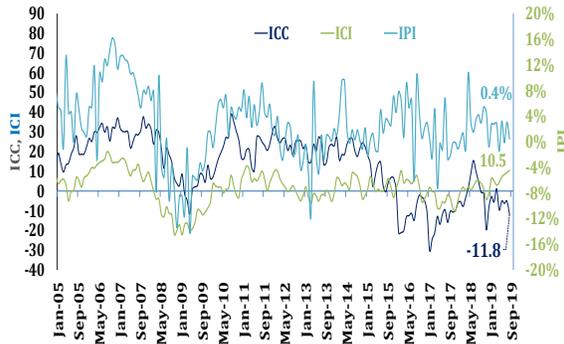
Fuente: DANE – Fedesarrollo – XM

Gráfica 54. Índices Confianza Comercio (ICC) – Industria (ICI) – Demanda GN (Variación Anual)



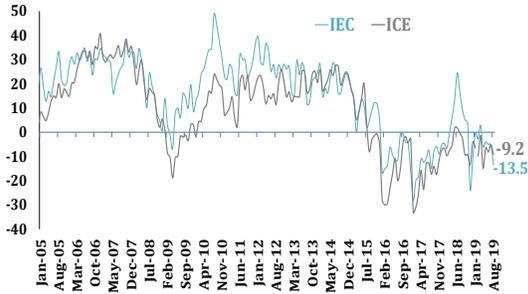
Fuente: Fedesarrollo – ANDI

Gráfica 55. Índices Confianza Comercio (ICC) – Industria (ICI) – IPI (Variación Anual)



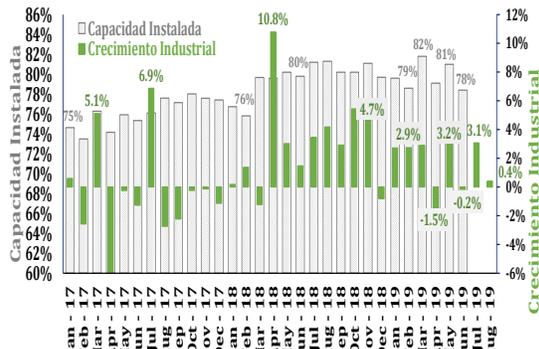
Fuente: Fedesarrollo – ANDI

Gráfica 56. Índice Expectativas Consumidores (IEC) Versus Índice Condiciones Económicas (ICE)



Fuente: Fedesarrollo – ANDI

Gráfica 57. Índice Expectativas Consumidores (IEC) Versus Índice Condiciones Económicas (ICE)



Fuente: Fedesarrollo – ANDI

La capacidad instalada es consistente con las y el mejor desempeño del comercio, que contribuye explicar el repunte del sector automotriz y el sector de la construcción, reflejado a través de las licencias de construcción dinámicas de las demandas de

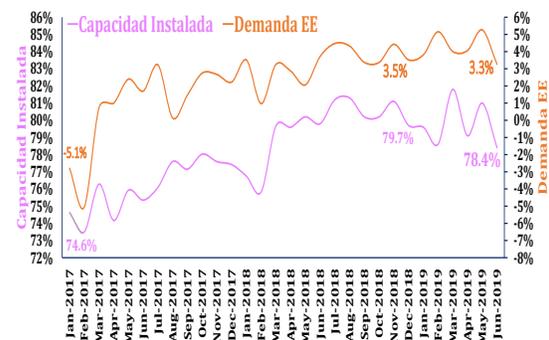
energía eléctrica y gas natural (¡Error! La autoreferencia al marcador no es válida. Gráfica 59, Gráfica 60).

El patrón común en el comportamiento de los índices de expectativas del consumidor, en 2019, es su volatilidad, tras haber permanecido en terreno negativo, por tres años, de 2015 a 2017.

Esto se explica, a pesar de la reactivación de la economía, por la incertidumbre que ha generado el deterioro económico de la región, la disponibilidad de materias primas, la depreciación del peso (que es considerada el principal problema por parte del 26% de las empresas, en la encuesta de opinión empresarial, que realiza la Asociación Nacional de Industriales), la demanda, y la competencia.

La capacidad instalada condiciona la demanda de energéticos. El incremento de la capacidad instalada que se observó durante 2018, alcanzó su máximo en marzo de 2019, alcanzando el 82%. Posteriormente, esta cifra comenzó a descender, ubicándose en 78% a junio de 2019, acompañada de un descenso en el crecimiento de la producción industrial.

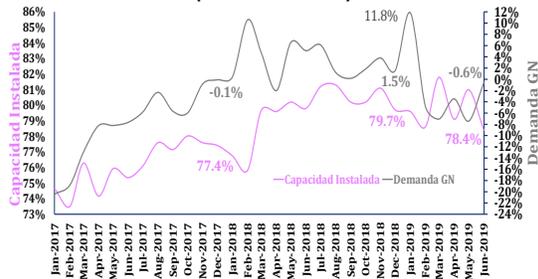
Gráfica 58. Capacidad Instalada Versus Demanda EE (Variación Anual)



Fuente: XM – ANDI

El repunte de la capacidad instalada, que en promedio, entre 2017Q1 y 2019Q2 ha subido 4% anual, tiene una fuerte correlación con el aumento de la demanda de energía, la cual, en el mismo lapso, paso de contraerse 5.1% a expandirse en 3.3%.

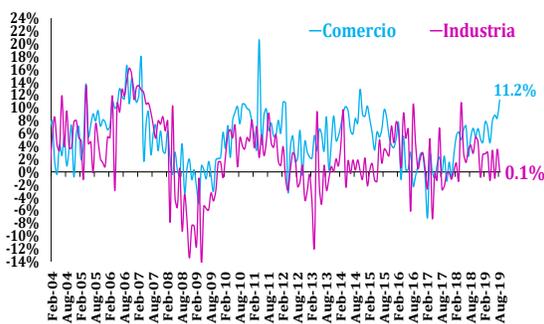
Gráfica 59. Capacidad Instalada Versus Demanda GN (Variación Anual)



Fuente: CONCENTRA – ANDI

El comercio ha mostrado una clara tendencia en recuperarse en los dos últimos años, retornando a tasas de crecimiento por encima del 10%, como acontecía en fases de expansión acelerada del PIB (entre 2004 y 2007, y luego entre 2010 y 2014).

Gráfica 60. Crecimiento Anual Comercio Vs Industria



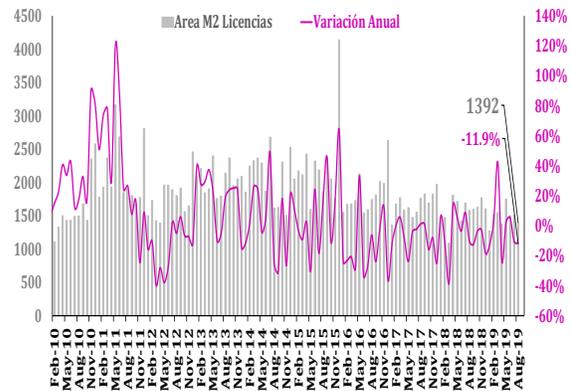
Fuente: DANE

Los repuntes en la venta de vivienda y vehículos, son relevantes, en cuanto revelan una mayor demanda por bienes durables y semidurables, que a su vez refleja, una mayor capacidad de ahorro de parte del consumidor.

Aunque las licencias de construcción no han conseguido estabilizarse en una senda de recuperación, su tasa de crecimiento aunque negativa, es mejor a la que exhibieron las licencias en 2018, indicando signos de recuperación en el sector inmobiliario.

En 2018, las licencias de construcción se contrajeron en 5.5%; en 2019, al mes de agosto, el crecimiento ha sido -0.6%, evidenciando que los problemas asociados a la sobreoferta de vivienda nueva, que desestimulan el desarrollo de nuevos proyectos inmobiliarios, se estarían corrigiendo, a fin de exhibir en 2020 una fuerte recuperación (Gráfica 61).

Gráfica 61. Crecimiento Anual Licencias Construcción



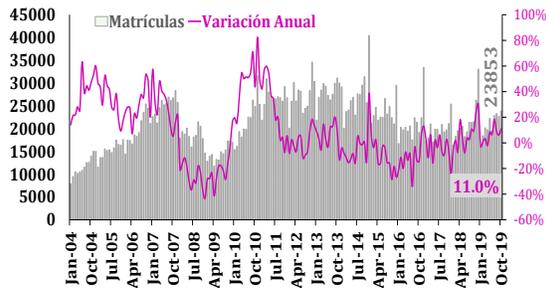
Fuente: DANE – Cálculos UPME

En cuanto refiere al mercado de vehículos, su recuperación se ha consolidado en 2019, con un crecimiento anual, a octubre, de 11%, en el número de matrículas expedidas de vehículos nuevos (Gráfica 62).

Cabe resaltar que a nivel mundial, ha venido sucediendo lo contrario: una fuerte disminución de las ventas, en consecuencia de la actividad productiva, asociada al endurecimiento de la normatividad ambiental

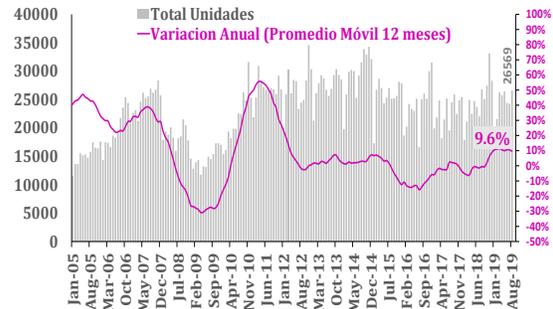
aplicada a carros alimentados con combustibles fósiles (gasolina, gas, diésel)

Gráfica 62. Crecimiento Matrículas Vehículos Nuevos



Fuente: ANDI – FENALCO

Gráfica 63. Crecimiento Ventas Vehículos Nuevos



Fuente: DANE

En cuanto vehículos nuevos, las ventas promedio mensuales en 2019 (Gráfica 63), de enero a agosto, han sido 24389 unidades, inferiores en 1.6% a las presentadas en 2018 (22693 unidades), mientras, el crecimiento promedio anual de las ventas en los doce últimos meses (comprendidos entre agosto de 2018 y agosto de 2019), ha sido 9.6%.

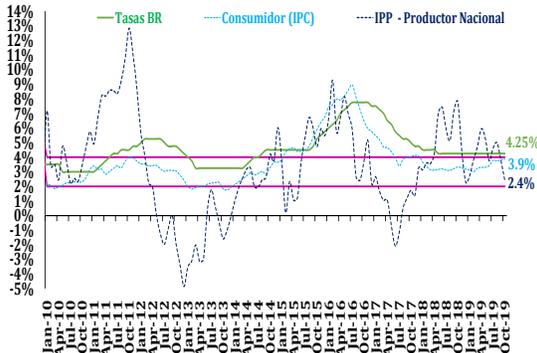
Si bien las ventas promedio de 2019 son ligeramente inferiores a las de 2018, en 2019 la depreciación del peso frente al dólar ha sido de 11.6%; en 2018, el peso en dirección contraria de tendencia, se apreció en 2.3%. En síntesis, las condiciones para compra de vehículos nuevos en 2019, respecto a 2018, han sido menos favorables, y aun así, ambos años mantienen un nivel de ventas promedio mensual por encima de las 22 mil unidades, y en particular para 2019, el crecimiento de enero a agosto, en ventas mensuales, es 7.5%.

A mediano plazo, se espera, con los beneficios tributarios, en materia de movilidad y parqueo, establecidos en la ley 1964 de 2019 para estimular el crecimiento del parque automotor de vehículos eléctricos, un mayor crecimiento en ventas.

4. INFLACIÓN PRECIOS DE LA ENERGÍA Y ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA: UN CONSUMIDOR MÁS SENSIBLE

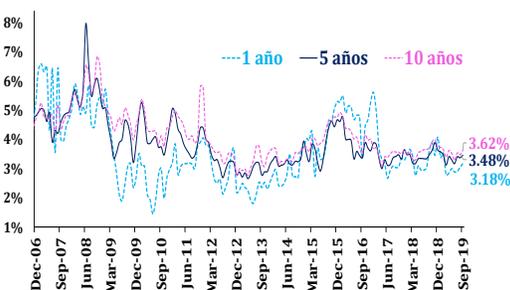
La inflación ha venido mostrando un repunte moderado en respuesta a la presión que ha generado la depreciación del peso en relación al dólar. Los bienes regulados siguen siendo la mayor presión inflacionaria, dentro de los grupos de bienes de la economía colombiana, no obstante que se mantienen controladas las expectativas de inflación a corto y largo plazo (Gráfica 64, Gráfica 35, Gráfica 66)

Gráfica 64. Inflación Consumidor (IPC) Vs Inflación Productor (IPP)



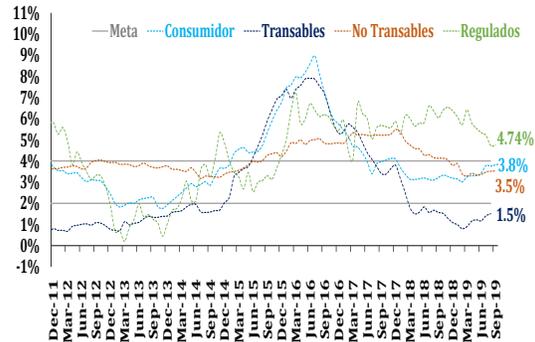
Fuente: DANE

Gráfica 65. Expectativas Inflación



Fuente: DANE – Banco de la República

Gráfica 66. Inflación Bienes Transables y Regulados



Fuente: DANE – Banco de la República

La inflación de energéticos, en octubre 4.6%, sigue mostrando una tendencia a la baja, gracias a la moderación que han tenido en precios, tanto gas natural como combustibles líquidos (Gráfica 67)

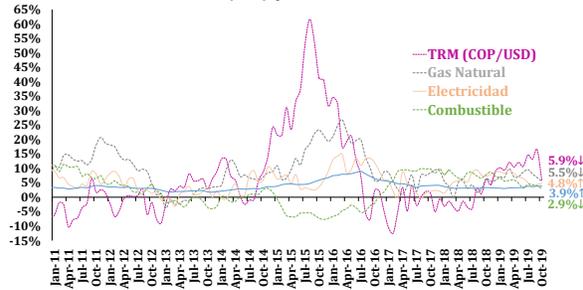
A lo largo del año, se ha presentado un descenso de la incidencia de la energía en la inflación de precios al consumidor (Gráfica 68, Gráfica 69, Gráfica 70). A octubre, la energía explica el 7.3% de la inflación al consumidor, cifra que era 16.9% en el mes de marzo. Sin embargo, la mayor contribución individual sobre la inflación de energía, la hace la electricidad (50%), seguido de los combustibles líquidos (20%).

La mayor presión inflacionaria proviene de la electricidad, lo que puede deberse, a la mayor demanda, proveniente de gas natural, dado el alto nivel de sustitución que el gas natural presenta (Gráfica 71), y del mayor consumo de energía que sustenta la aceleración del crecimiento económico (Gráfica 72).

El análisis de elasticidades precio – demanda, (Gráfica 73, Gráfica 74, Gráfica 75, Gráfica 76) muestra una demanda de menor sensibilidad en los hogares, aunque se observa un rango amplio

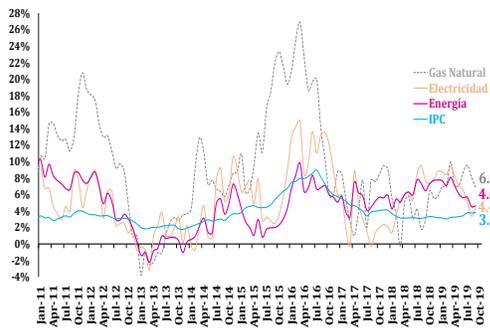
en el coeficiente de demanda inelástica (de 0.19 a 0.61).

Gráfica 67. Inflación Energéticos Vs Inflación Consumidor (IPC) y TRM



Fuente: DANE – Cálculos UPME

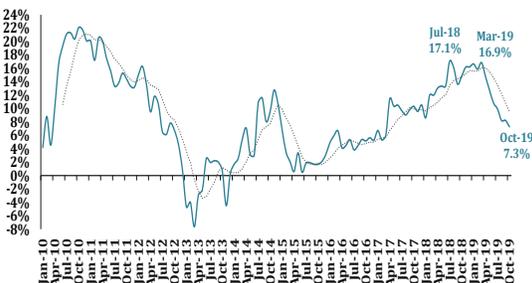
Gráfica 68. Inflación Energía Vs Inflación Consumidor (IPC) y TRM



Fuente: DANE – Cálculos UPME

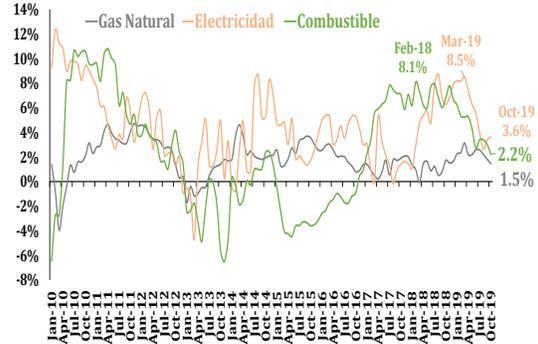
La mayor sensibilidad se presenta en el sector no regulado; resalta la creciente sensibilidad en la demanda de los sectores comercial y oficial.

Gráfica 69. Contribución Energía a Inflación Consumidor



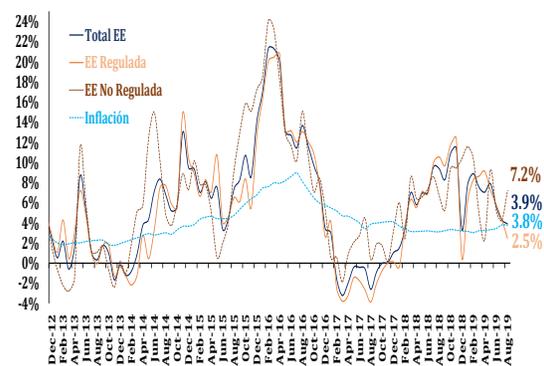
Fuente: DANE – Cálculos UPME

Gráfica 70. Contribución de los Energéticos en Inflación Consumidor



Fuente: DANE – Cálculos UPME

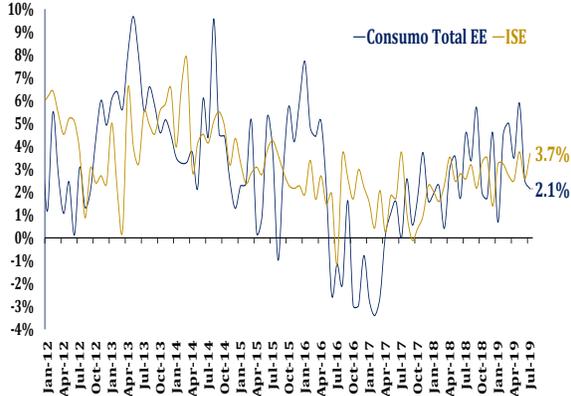
Gráfica 71. Inflación EE según Regulación



Fuente: SUI – DANE – Cálculos UPME

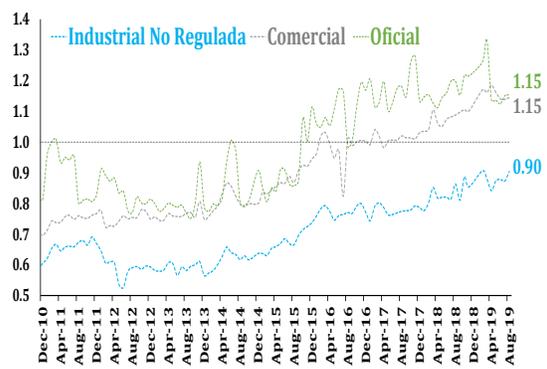
Aunque la demanda no regulada de electricidad, es inelástica, su tendencia a largo plazo, a partir del valor actual de 0.95, permite inferir una mayor disposición del consumidor a sensibilizar la demanda y aumentar su capacidad de sustitución (Gráfica 77, Gráfica 78)

Gráfica 72. Consumo EE Vs ISE



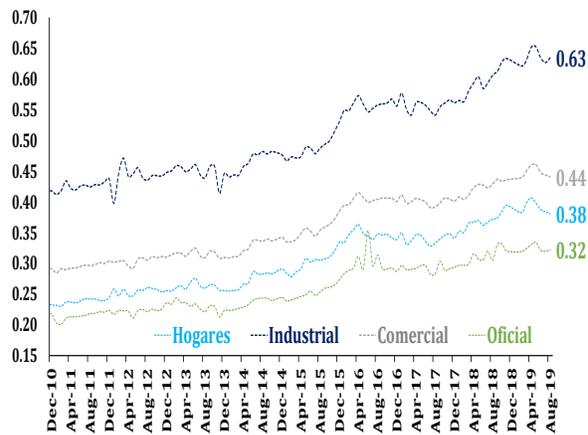
Fuente: SUI – DANE – Cálculos UPME

Gráfica 75. Elasticidad Precio - Demanda EE – Demanda No Regulada



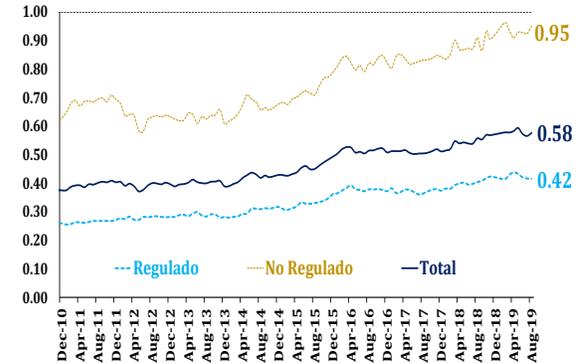
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 73. Elasticidad Precio - Demanda EE - Regulados



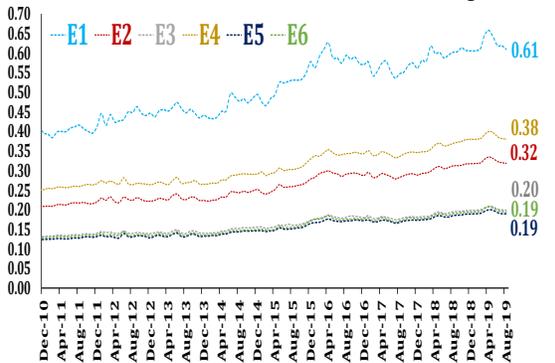
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 76. Elasticidad Precio - Demanda EE – Demanda Total



Fuente: Cálculos UPME

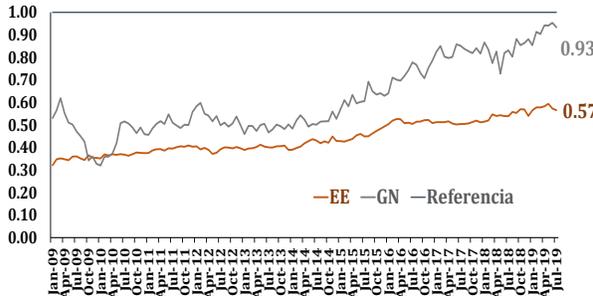
Gráfica 74. Elasticidad Precio - Demanda EE - Hogares



Fuente: Cálculos UPME

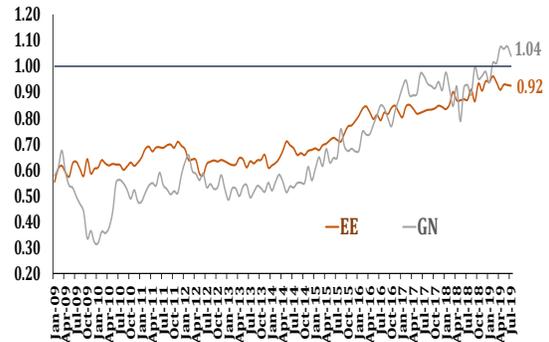
Comparativamente la demanda observada de gas natural sigue siendo más sensible y elástica en relación con la demanda de electricidad (Gráfica 78). Un aspecto que resalta, es la mayor brecha en la sensibilidad, que se presenta en el mercado regulado, donde la brecha del coeficiente de elasticidad precio – demanda, es mayor, en relación al mercado regulado.

Gráfica 77. Elasticidad Precio - Demanda
Demanda Total EE Versus GN



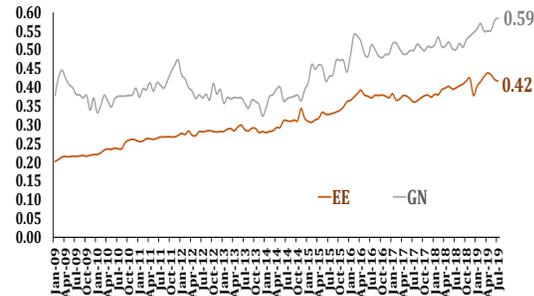
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 79. Elasticidad Precio - Demanda
Demanda No Regulado EE Versus GN



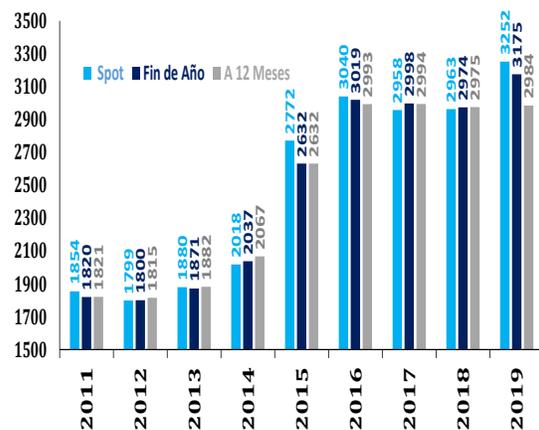
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 78. Elasticidad Precio - Demanda
Demanda Regulado EE Versus GN



Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 80. Promedio Expectativas TRM

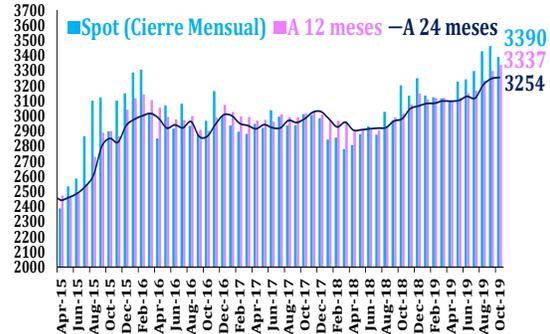


Fuente: Banco de la República

Otro aspecto a considerar, es la expectativa en relación con la tasa de cambio, En la medida, que haya una previsión de mayor depreciación del peso, es factible que las negociaciones de gas natural a nivel de contratos, presenten mayores incrementos, lo que acentuaría la mayor presión inflacionaria del gas natural.

En el caso de Colombia, las expectativas marcan una tasa de cambio a un año de 3337 y a dos años de 3254 (Gráfica 80, Gráfica 81), valores que se ubican por debajo de la tasa de cambio promedio de octubre, alrededor de los 3400, es decir, hay una expectativa de corrección a la baja en la TRM, lo que contribuiría a moderar las presiones de gas natural.

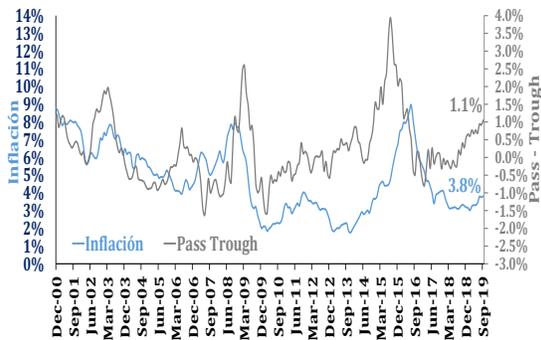
Gráfica 81. TRM SPOT Vs Expectativas TRM



Fuente: Banco de la República

El efecto Pass – Trough, muestra potencialmente, la transmisión de la depreciación del peso sobre los precios de la economía a través de la tasa de cambio; considerando la TRM a Octubre, la inflación de precios al consumidor puede subir hasta 1% (Gráfica 82), con lo cual se advierte de la importancia que tendrán futuros eventos de depreciación del peso.

Gráfica 82. Expectativas Inflación por Pass – Trough

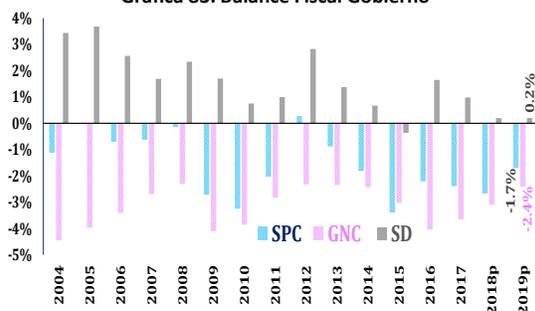


Fuente: Banco de la República – Cálculos UPME

5. PREVISIONES ECONÓMICAS: ALINEAMIENTO CON MFMP Y LIDERAZGO DE COLOMBIA EN CRECIMIENTO ECONÓMICO EN LA REGIÓN.

En términos fiscales, a pesar de la derogatoria de la ley de financiamiento, en 2019 el Gobierno proyecta una reducción de un punto porcentual del PIB, en el déficit a nivel central, lo que va en cumplimiento del marco fiscal de mediano plazo (Gráfica 83).

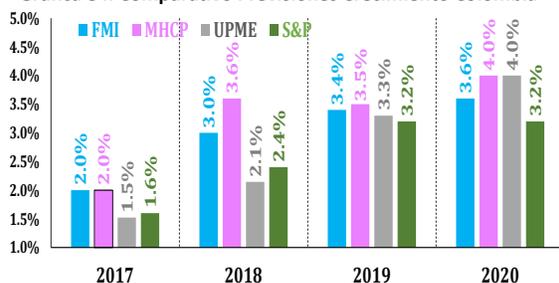
Gráfica 83. Balance Fiscal Gobierno



Fuente: Minhacienda

Finalmente, las previsiones de crecimiento económico, hechas por la Subdirección de Demanda de la UPME se han alineado con las proyecciones del marco fiscal de mediano plazo (Gráfica 84, Gráfica 85).

Gráfica 84. Comparativo Previsiones Crecimiento Colombia

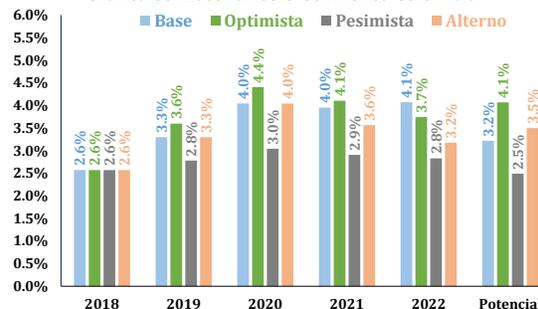


Fuente: Cálculos UPME – MHCP – FMI – S&P'

El crecimiento previsto para 2019, se ubica en 3.3% en línea con analistas, el FMI (que

pronostica un crecimiento de 3.4%) y la firma Standard & Poors (3.2%).

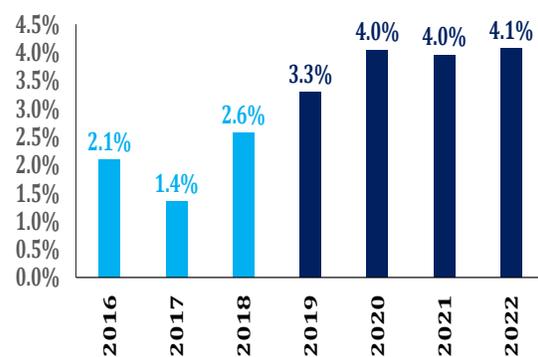
Gráfica 85. Escenarios Crecimiento Colombia



Fuente: Cálculos UPME

La Subdirección de Demanda de la UPME, asume para el Plan Energético Nacional, y para las proyecciones nacionales de electricidad y gas natural, un escenario que converge a 2028, hacia las previsiones del marco fiscal de mediano plazo (crecimiento promedio de 4% hasta 2028), para luego tener una desaceleración del crecimiento hacia su nivel de crecimiento potencial de 3.2% (Gráfica 86).

Gráfica 86. Escenarios Crecimiento Colombia – PEN



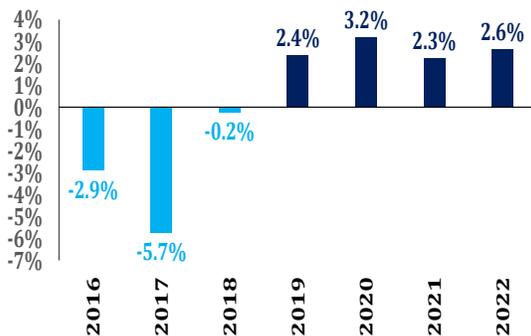
Fuente: Cálculos UPME

En los escenarios alternativos, el crecimiento potencial de la economía se mueve en un rango entre el 2.5% (escenario pesimista) y el 4.1% (optimista). El escenario pesimista es previsible bajo una recesión a mediano plazo en Estados Unidos, y la persistencia de bajas tasas de crecimiento en América Latina, en lo cual será clave, la recuperación de las economías de Argentina y Brasil, y que mejoren las perspectivas de crecimiento en México y Chile.

Los escenarios de crecimiento para los sectores de mayor relevancia en relación con la actividad minero – energética, muestran una aceleración para el período 2019 – 2022 (Gráfica 87, Gráfica 88, Gráfica 89, Gráfica 90, Gráfica 91).

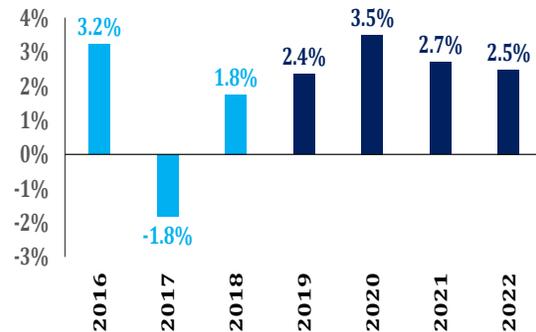
Las previsiones de crecimiento sectorial son moderadamente optimistas, para Minería en razón de las restricciones por temas ambientales y de consulta previa, que enfrenta para el desarrollo de proyectos, además de las perspectivas pesimistas sobre el comportamiento de precios de minerales, en razón al cumplimiento del Acuerdo de París.

Gráfica 87. Escenario Base Crecimiento Anual PIB Minero



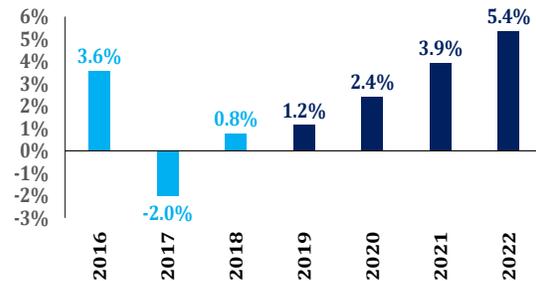
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 88. Escenario Base Crecimiento Anual PIB Industrial



Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 89. Escenario Base Crecimiento Anual PIB Construcción



Fuente: Cálculos UPME

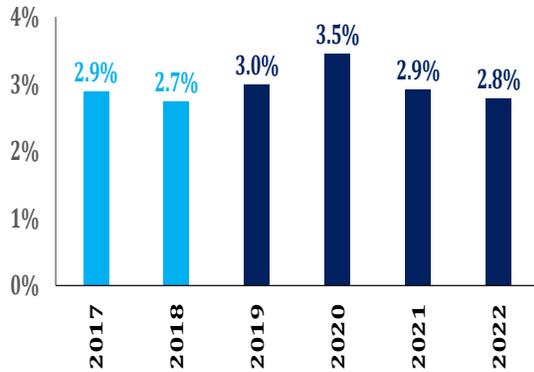
Gráfica 90. Escenario Base Crecimiento Anual PIB Transporte



Fuente: Cálculos UPME

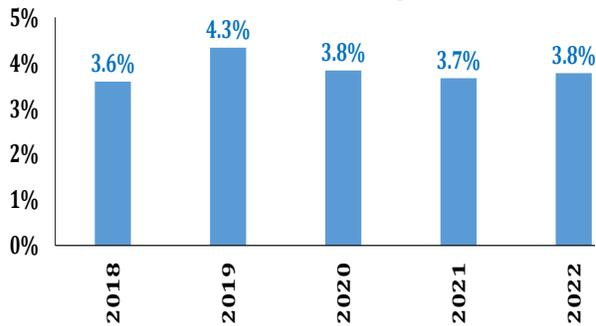
Los escenarios de crecimiento económico por el lado de la demanda, destacan por la aceleración del consumo y la inversión (Gráfica 92, Gráfica 93).

**Gráfica 91. Escenario Base
Crecimiento Anual PIB Eléctrico**



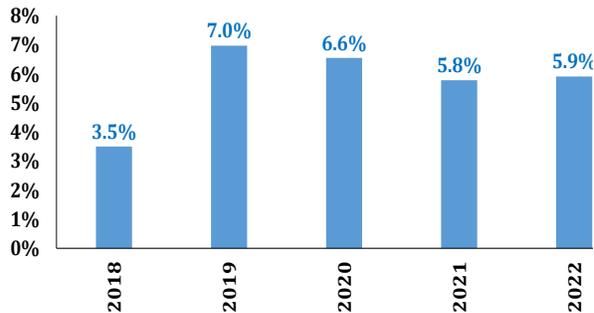
Fuente: Cálculos UPME

**Gráfica 92. Escenario Base
Crecimiento Anual Consumo Hogares**



Fuente: Cálculos UPME

**Gráfica 93. Escenario Base
Crecimiento Anual Inversión**



Fuente: Cálculos UPME

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

Análisis de Sesgo Sistemático

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:

- Se analizó el comportamiento del total histórico de las proyecciones realizadas en la Unidad desde noviembre 2013 a Septiembre 2019, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Gráfica 94 y Tabla 26).

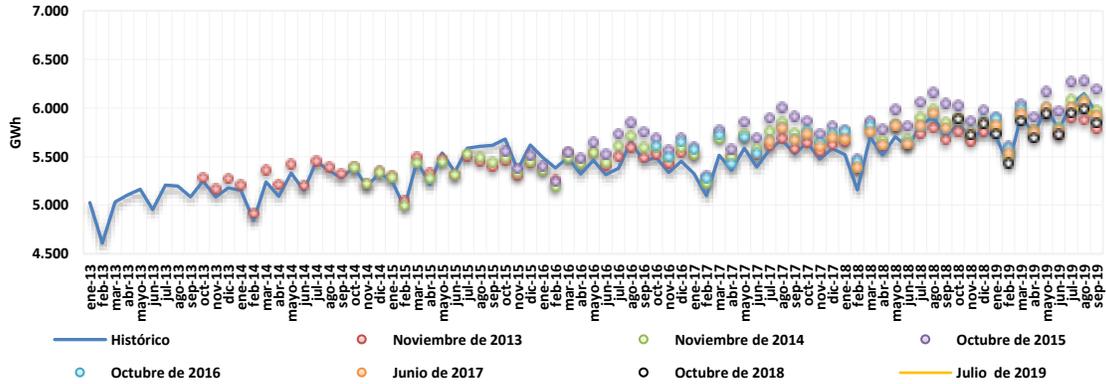
Tabla 26. Errores de las proyecciones

	ENERGÍA ELÉCTRICA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	2,87%	197	0,18%	0,54%	91	0,04%
Mar. 2014	1,91%	200	0,17%	-0,58%	95	0,05%
Jul. 2014	4,27%	258	0,28%	0,56%	99	0,04%
Nov. 2014	4,89%	284	0,31%	1,14%	104	0,05%
Mar. 2015	4,07%	271	0,28%	1,38%	122	0,06%
Jul. 2015	6,71%	420	0,62%	1,15%	117	0,06%
Oct. 2015	9,07%	524	0,93%	3,59%	219	0,17%
Ene. 2016	6,90%	394	0,52%	4,74%	269	0,25%
Jun. 2016	6,99%	398	0,51%	4,16%	231	0,19%
Oct. 2016	5,01%	286	0,27%	1,96%	117	0,06%
Feb. 2017	1,85%	107	0,05%	1,32%	93	0,04%
Jun. 2017	2,08%	119	0,05%	1,28%	81	0,03%
Abr. 2018	-0,04%	49	0,01%	-0,54%	64	0,02%
Oct. 2018	0,48%	50	0,01%	-0,44%	61	0,01%
Feb. 2019	-0,77%	57	0,01%	-1,69%	101	0,04%
Jul. 2019	-0,19%	22	0,00%	-1,49%	91	0,02%

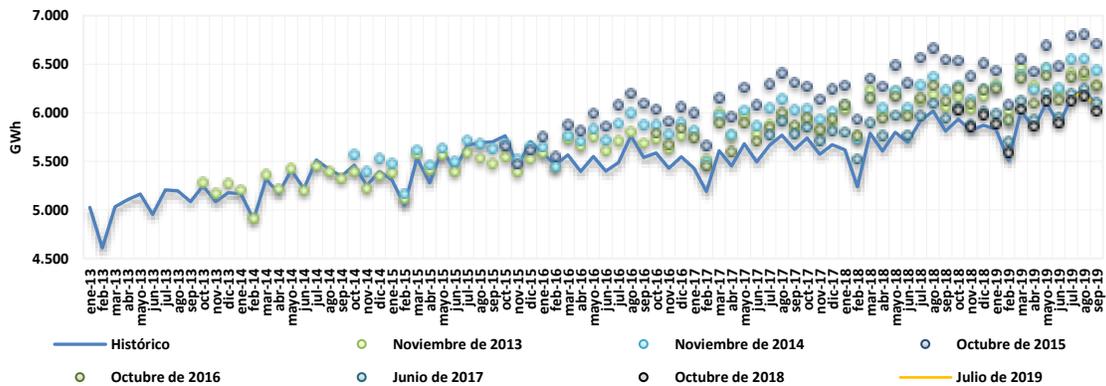
	POTENCIA MÁXIMA					
	Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Nov. 2013	8,53%	838	0,86%	6,64%	639	0,48%
Mar. 2014	6,01%	607	0,50%	3,96%	388	0,19%
Jul. 2014	7,55%	743	0,65%	4,68%	454	0,26%
Nov. 2014	7,78%	767	0,67%	4,89%	473	0,27%
Mar. 2015	6,55%	668	0,56%	4,05%	412	0,22%
Jul. 2015	9,52%	957	1,09%	4,01%	405	0,21%
Oct. 2015	11,27%	1.118	1,38%	5,92%	576	0,39%
Ene. 2016	9,56%	949	0,98%	6,68%	651	0,47%
Jun. 2016	9,85%	979	1,04%	5,84%	569	0,36%
Oct. 2016	8,70%	867	0,80%	4,28%	417	0,20%
Feb. 2017	5,18%	515	0,28%	3,62%	355	0,15%
Jun. 2017	4,86%	487	0,26%	3,00%	297	0,11%
Abr. 2018	3,60%	361	0,14%	2,00%	210	0,05%
Oct. 2018	3,48%	353	0,14%	1,77%	200	0,05%
Feb. 2019	2,75%	284	0,09%	1,15%	156	0,03%
Jul. 2019	0,15%	126	0,02%	-1,50%	157	0,04%

Gráfica 94. Histórico de las proyecciones – Revisión Noviembre de 2013 a Revisión Julio de 2019

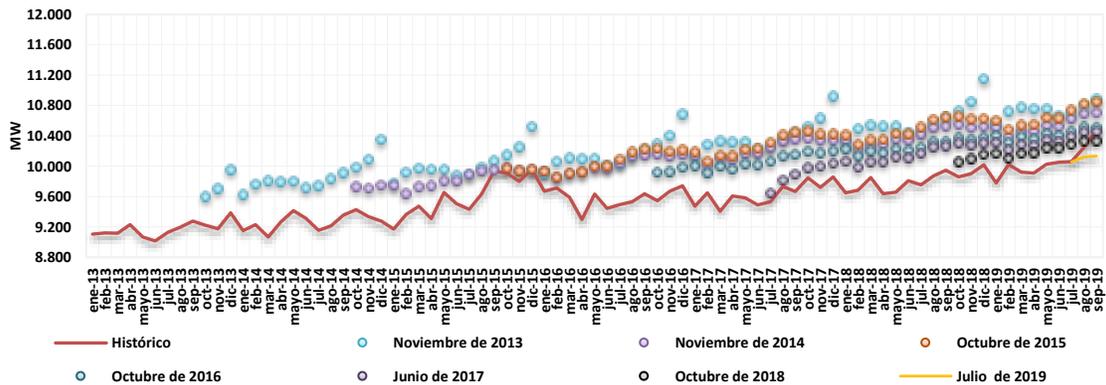
Energía Eléctrica – Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)



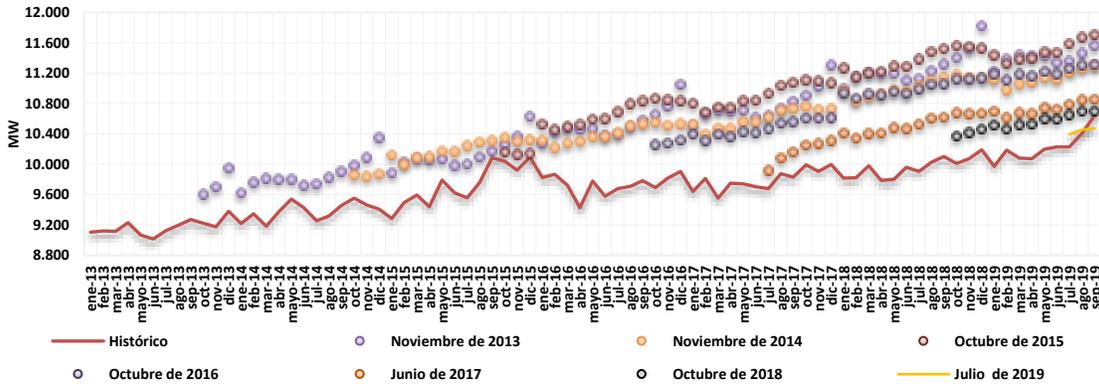
Energía Eléctrica – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Potencia Máxima – Sin Grandes Consumidores Nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)



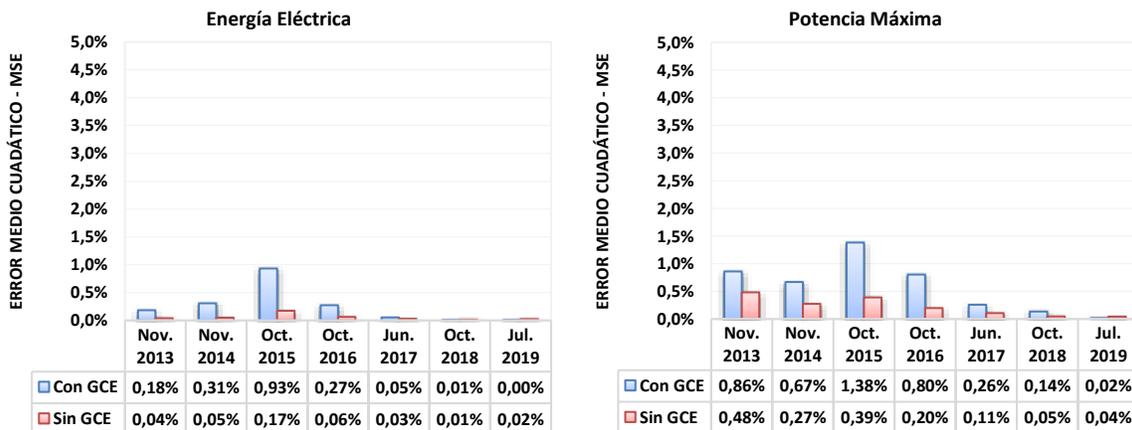
Potencia Máxima – Con Grandes Consumidores Nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

- b. El desempeño de los modelos de noviembre de 2013 hasta septiembre de 2019 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 0,93% y 0,00% en el MSE de las proyecciones respectivamente. (Gráfica 95).
- c. 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 1,38% y 0,02% en el MSE de las proyecciones.

Gráfica 95. Seguimiento al Error Medio Cuadrático de las Revisiones Publicadas por la Unidad



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

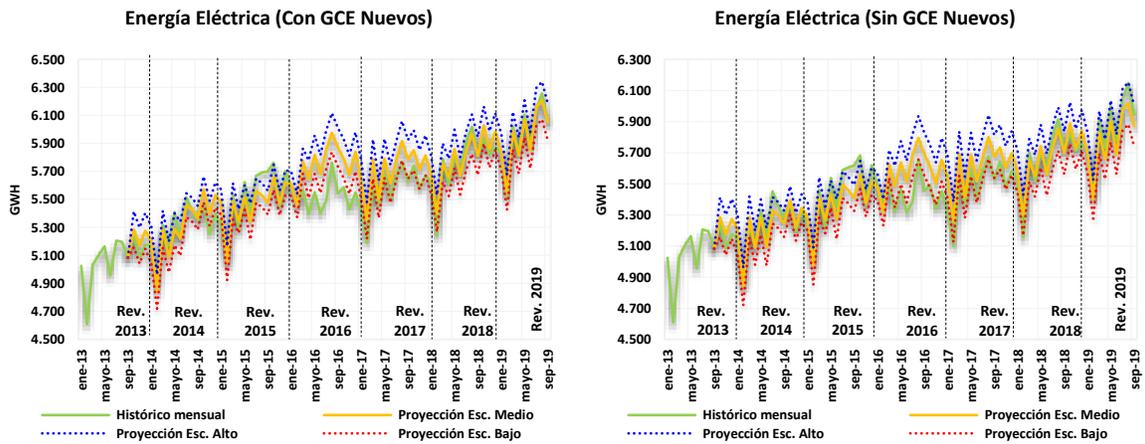
Los informes de proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para Colombia presentados cuatrimestralmente por la entidad, han mostrado una alto grado de correlación entre las variables empleadas (PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN).

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.

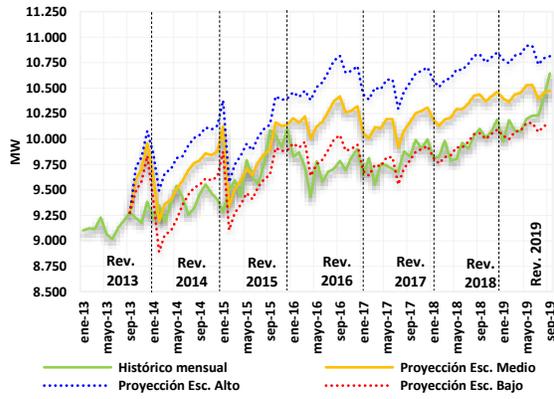
De manera similar, la metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación; que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos, que permitan identificar los cambios tanto en bases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

Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real del SIN (Gráfica 96).

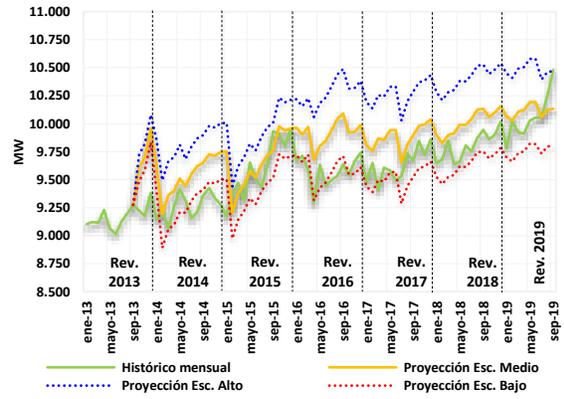
Gráfica 96. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de EE



Potencia Máxima (Con GCE Nuevos)



Potencia Máxima (Sin GCE Nuevos)



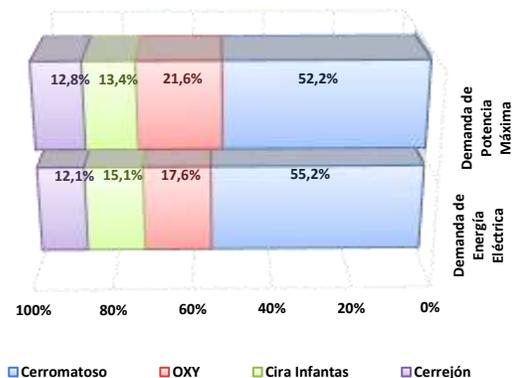
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

ANEXO B. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Indicadores de desempeño de los GCE

Se evidencia que los GC Existentes (Cerromatoso, Cerrejón, La Cira-Infantas, OXY) han ido disminuyendo a través del tiempo su participación dentro de la demanda total del SIN. Pero, si le adicionamos los GC Nuevos (Rubiales y Drummond), esta participación aumentará levemente, mostrando un crecimiento casi vegetativo de la demanda total que integra éstos para el período 2011-2019p.

Gráfica 97. Participación Promedio mensual de los GC Existentes (2011 – 2019p)



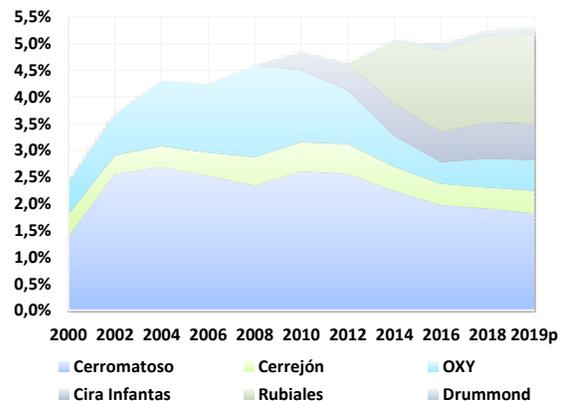
Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

De otra parte, Cerromatoso y OXY poseen alrededor del 72% al 74% en la participación de los Grandes Consumidores Existentes. A continuación, se presenta las participaciones de estos 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 5,06% en septiembre de 2019. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda total de energía eléctrica para el período enero de 2000 a septiembre de 2019, se encuentra en

4,38%; y alcanza un máximo de 5,78% en diciembre de 2018 y un mínimo de 1,79% en octubre de 2000.

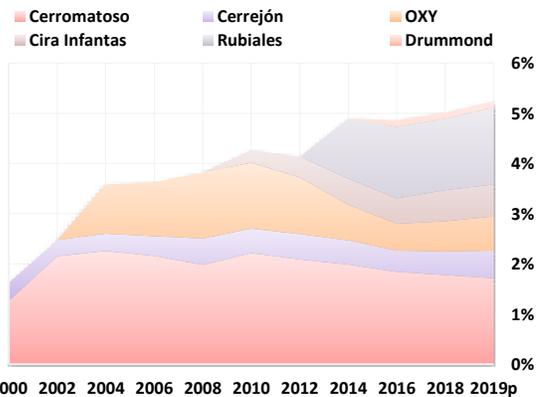
Gráfica 98. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

- **Potencia máxima:** pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,93% en septiembre de 2019. La participación promedio mensual de los GCE en la demanda máxima de potencia para el período enero de 2000 a junio de 2019, encuentra en 3,93%; y alcanza un máximo de 5,94% en julio de 2015 y un mínimo de 1,50% en marzo de 2000.

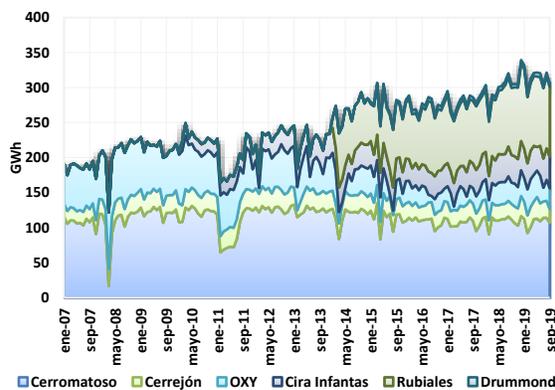
Gráfica 99. Evolución de la Participación Promedio Anual de los GCE en la Demanda de Potencia Máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

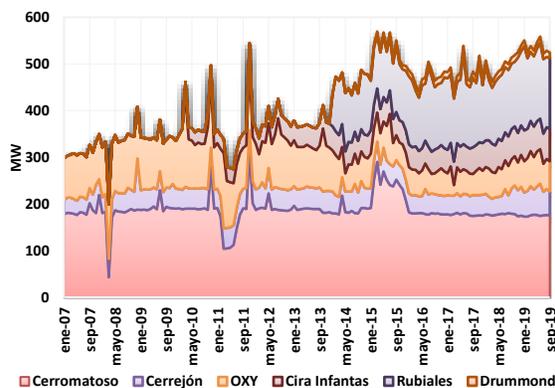
Como insumo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME; se emplea la información del SIN. La cual incorpora información de los agentes en mención, por lo que se incluyen dentro de la bolsa de energía usada para modelar la demanda total. A continuación se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

Gráfica 100. Histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

Gráfica 101. Histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

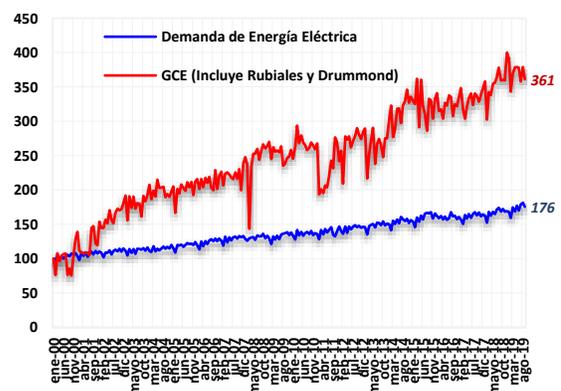
Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN. El índice de los GCE, se ve afectado en

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 septiembre de 2019 ha crecido 3,61 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,76 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 102).

El índice para la Demanda de energía eléctrica del SIN, alcanza un máximo de 1,82 veces en agosto de 2019, y un mínimo de 0,98 veces en febrero de 2000. Mientras que los GCE, alcanzan un máximo de 4,00 veces en diciembre de 2018, y un mínimo de 0,76 veces en febrero de 2000.

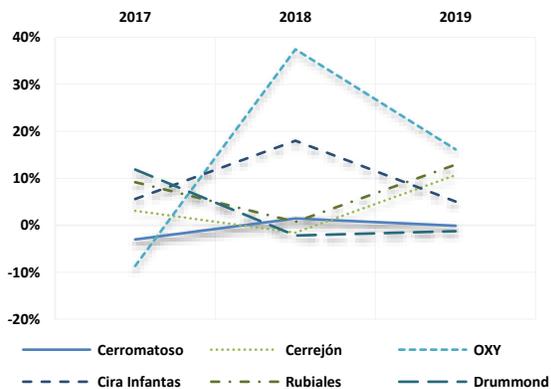
Gráfica 102. Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

El crecimiento de los GC durante los últimos 3 años (Gráfica 103), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-0,6%), Cerrejón (4,1%), OXY (15,0%), La Cira Infantas (9,5%), Rubiales (7,6%) y Drummond (2,8%).

Gráfica 103. Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica de los GCE en los últimos 3 años

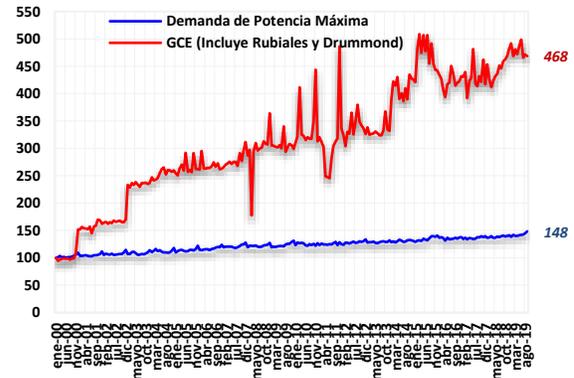


Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

b. Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a septiembre de 2019 ha crecido 4,69 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,48 veces. (Gráfica 104).

El índice para la Demanda de potencia máxima del SIN, alcanza un máximo de 1,48 veces en septiembre de 2019, 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.

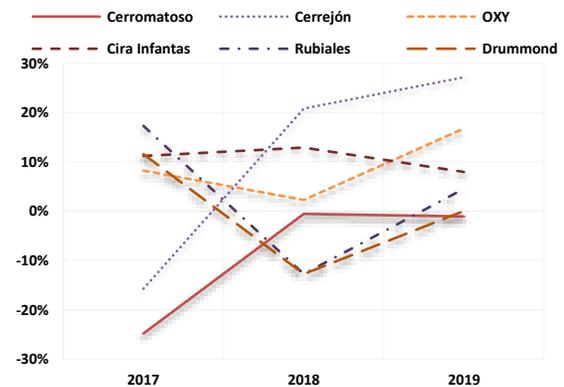
Gráfica 104. Índice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

El crecimiento de los GC durante los últimos 3 años (Gráfica 105), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, climáticos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerromatoso (-8,8%), Cerrejón (10,7%), OXY (9,1%), La Cira Infantas (10,7%), Rubiales (3,0%) y Drummond (-0,4%).

Gráfica 105. Crecimiento promedio de la demanda de potencia máxima de los GCE en los últimos 3 años

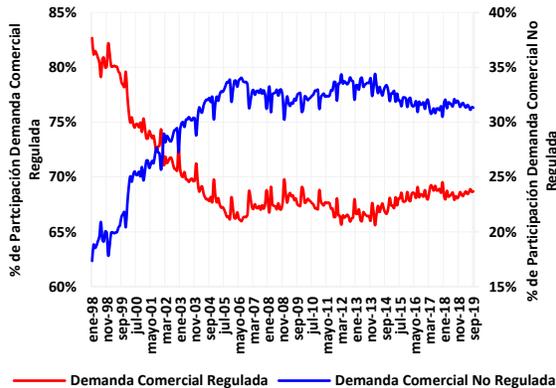


Fuente: UPME, Base de Datos XM (21 de Octubre), 2019.

Demanda comercial de energía eléctrica por tipo de mercado

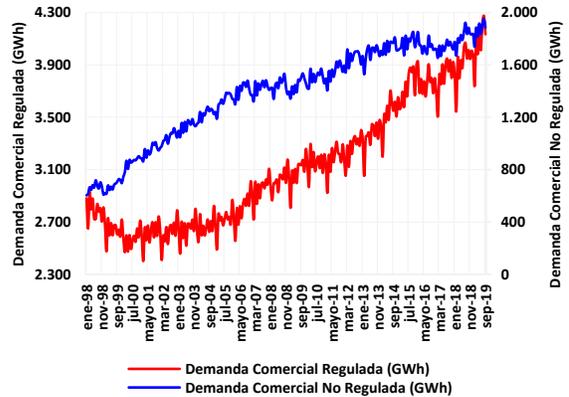
La participación promedio de la demanda comercial Regulada equivale 67,67% y el 32,36% restante, representa la demanda comercial No Regulada. Esta participación relativamente estable, se ha venido manteniendo desde 2004 hasta la fecha. Además, en los períodos climáticos severos de “El Niño”, la demanda Regulada aumenta su participación (pudiendo estar asociado al aumento de electricidad en sistemas de aire acondicionado, refrigeración, etc.), caso contrario se observa para la demanda No Regulada. A continuación, se presenta las participaciones históricas de estas:

Gráfica 106. Relación de la demanda de energía por tipo de usuario (%)



Fuente: UPME, Cubo XM (21 de Octubre), 2019.

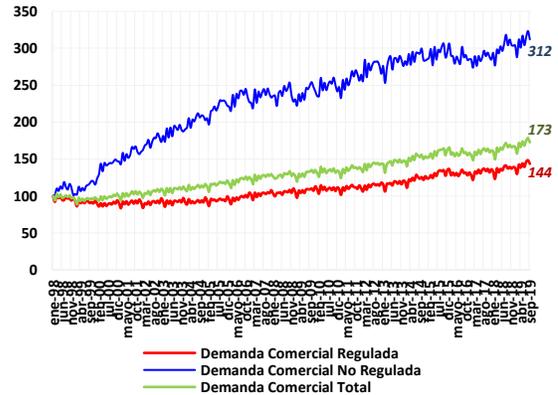
Gráfica 107. Relación de la demanda de energía por tipo de usuario (GWh)



Fuente: UPME, Cubo XM (21 de Octubre), 2019.

Para los índices de crecimiento de la demanda comercial, se tiene: a) Demanda Comercial No Regulada alcanza un máximo de 3,18 veces, b) Demanda Comercial Regulada alcanza un máximo de 1,48 veces, y c) Demanda Comercial Total alcanza un máximo de 1,79 veces en agosto de 2019.

Gráfica 108. Índice de la demanda comercial (Base Enero de 1998 = 100)



Fuente: UPME, Cubo XM (21 de Octubre), 2019.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **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. (2019).** “PIB. Cuentas departamentales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentale> (Consulta: Octubre de 2019).
- -----. **Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2019).** “PIB. Cuentas Trimestrales”. En línea: <http://www.dane.gov.co/index.php/cuentas-economicas/cuentas-trimestrales> (Consulta: Octubre de 2019).
- **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).
- **DARMSTADTER, JOEL. (2004).** “Energy and Population”. Resources for the Future, pages: 1 – 10, Issue Brief 04–01, <http://home.wlu.edu/~caseyj/RFFEnergy.pdf> (Consulta: Junio 25 de 2018).
- **IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018).** “Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia”. En línea: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> (Consulta: Octubre 21 de 2019).
- -----. **Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015).** Bases de Datos de Temperaturas. Bogotá, Colombia. (Consulta: Noviembre de 2015).
- **IMF. International Monetary Fund. (2019).** World Economic Outlook Database, October 2019. En línea: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2019/02/weodata/weoselco.aspx?g=205&sg=All+countries+%2f+Emerging+market+and+developing+economies+%2f+Latin+America+and+the+Caribbean> (Consulta: Octubre 21 de 2019).
- **MINHACIENDA. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2019).** Marco Fiscal de Mediano Plazo 2019, 26 de junio de 2018. En línea: <https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/EntidadesFinancieras/pages/EntidadesFinancieras/PoliticaFiscal/MarcoFiscalMedianoPlazo/marcofiscaldemedianooplazo2019> (Consulta: Octubre 21 de 2019).
- **NSRDB. National Solar Radiation Database (2019).** “NSRDB Data Viewer”. En línea: goo.gl/9iyt76 (Consulta: Octubre 21 de 2019).

- **SASTRE, MARIA CONSTANZA., AMÉZQUITA, ÁNGELA LILIANA. (2012).** *“Proyección de Demanda para Nuevos Clientes que Deseen Contratar Energía en el Mercado Competitivo”*. Revista Mundo Eléctrico. Premio ASOCODIS – CNO – CAC. CODENSA S.A. E.S.P. División Compras de Energía. Edición 87. Bogotá, D.C. Colombia. (Consulta: Julio 2019).
- **STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018).** *“The increasing impact of weather on electricity supply and demand”*. Energy 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051 (Consulta: Julio 21 de 2019).
- **UN. UNITED NATIONS. (2019).** *“Population Division, Population Estimates and Projections Section. World Population Prospects: The 2019 Revision. Excel Tables - Population Data. Total Population - Both Sexes”*. United Nations, Department of Economic and Social Affairs. En línea: <https://esa.un.org/unpd/wpp/Download/Standard/Population/> (Consulta: Octubre 21 de 2019).
- **XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2019).** *“Demanda de energía. Indicadores de Pronósticos Oficiales de Demanda”*. http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda.aspx?&&p_SortBehavior=1&p_Created=20170725%2022%3a42%3a36&&PageFirstRow=1&&View={44CBB5BD-C5F2-4367-98DE-264A14F7B9ED}# En línea: Consulta: Octubre 21 de 2019).
- **-----. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2019).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Energía SIN”*. En línea: <http://portalbissrs.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> (Consulta: Octubre 21 de 2019).
- **-----. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2018).** *“Portal BI. Información Inteligente. Demanda. Demanda Máxima Potencia”*. En línea: <http://portalbissrs.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> (Consulta: Octubre 21 de 2019).

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