# PROYECCIÓN REGIONAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA

# Revisión 2017













#### Proyección de Regional de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia Revisión 2017













"Every man's life lies within the present; for the past is spent and done with, and the future is uncertain."

Marcus Aurelius

"La incertidumbre es una margarita cuyos pétalos no se terminan jamás de deshojar."

Mario Vargas Llosa

"I hope that posterity will judge me kindly, not only as to the things which I have explained, but also to those which I have intentionally omitted so as to leave to others the pleasure of discovery."

René Descartes

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

> Ricardo Humberto Ramírez Carrero Director General (E)

> > Carlos Arturo García Botero Subdirector de Demanda

William Alberto Martínez Moreno Profesional Especializado Revisión Agosto de 2017











#### **TABLA DE CONTENIDO**

INT	RODUCCI	ÓN	4
1.	PROYEC	CIÓN DE LA DEMANDA REGIONAL EN COLOMBIA	5
2.		OLOGÍA	
3.		IENTO DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SESGO SISTEM	
			8
4.	PARTICI	PACIÓN Y CRECIMIENTOS PROMEDIOS EN LAS REGIONES	11
	4.1	Participación en la demanda de energía eléctrica	11
		Participación en la demanda de potencia máxima	
		Crecimiento en la demanda de energía eléctrica	
	4.4	Crecimiento en la demanda de potencia máxima	14
5.	PROYEC	CIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELECTRICA Y LA POTENCIA MÁXIMA	17
	5.1	Región Centro	17
	5.1.1	Demanda de energía eléctrica	18
	5.1.2	Demanda de potencia máxima	20
	<b>5.2</b> l	Región Costa - Caribe	23
	5.2.1	Demanda de energía eléctrica	24
	5.2.2	Demanda de potencia máxima	27
	<b>5.3</b> l	Región Noroeste	31
	5.3.1	Demanda de energía eléctrica	32
	5.3.2	Demanda de potencia máxima	33
	5.4	Región Oriente	36
	5.4.1	Demanda de energía eléctrica	37
		Demanda de potencia máxima	
	5.5	Región Valle	44
	5.5.1	Demanda de energía eléctrica	45
	5.5.2	Demanda de potencia máxima	47
		Región CQR	
		Demanda de energía eléctrica	
		Demanda de potencia máxima	
	<b>5.7</b> l	Región Tolima Grande	57
	5.7.1	Demanda de energía eléctrica	58
		Demanda de potencia máxima	
	<b>5.8</b> I	Región Sur	63
	5.8.1	Demanda de energía eléctrica	64
		Demanda de potencia máxima	
REF	<b>ERENCIAS</b>	S BIBLIOGRÁFICAS	70











#### **INTRODUCCIÓN**

El Sistema Interconectado Nacional está dividido para propósitos de funcionamiento en áreas de red. Cada uno de éstas es responsable de la operación y las tareas necesarias para suministrar la energía eléctrica a los usuarios de la región a la que atienden.

El presente documento se muestran las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronostico "UCP", ya que son de vital importancia en el despacho de los generadores eléctricos y además se posee información primaria de los mismos.

Por otra parte, se pretende brindar una visión a largo plazo de las proyecciones con un horizonte de pronóstico hasta el año 2031. En estas proyecciones se combinan los métodos de series de tiempo y los econométricos, utilizando también información macroeconómica regional.

Para una mejor desempeño del ejercicio de proyección, se requiere mantener el análisis de las tendencias de crecimiento, las periodicidades, el desarrollo económico de los sectores, y otros factores como los ambientales (fenómenos climáticos) en cada una de las regiones que hacen parte del SIN.

Agradecemos la información suministrada por el CND y por otros agentes, para poder elaborar las bases de datos desde el año 2000 y así poder evaluar el comportamiento desagregado de cada región, con resolución mensual.











#### 1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA

El presente documento presenta las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), que están relacionadas con los nodos del STN, para atención de la demanda de cada región, departamento, o grupo de departamentos.

En esta actualización, se emplean los datos reportados por XM, para cada una de las 30 UCP, sin incluir las UCP de Grandes Consumidores Existentes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas.

Es importante tener en cuenta que las fronteras de las áreas alimentadas por cada UCP no se ajustan a las fronteras departamentales en que se divide el País.

#### 2. METODOLOGÍA

Partiendo de la clasificación por UCP y regiones establecida por el CND, y teniendo en cuenta las siguientes desagregaciones de algunas UCP:

- a. UCP Pasto en: UCP Bajo Putumayo, UCP CEDENAR y UCP Putumayo a partir de Abril de 2013.
- **b.** UCP EPSA en: UCP Cartago, UCP Pacifico y UCP Tuluá a partir de Enero de 2010.
- c. UCP Cafeteros en: UCP CHEC y UCP Quindío a partir de Enero de 2010.
- **d.** UCP Noroeste en: UCP Antioquia y UCP Chocó a partir de Noviembre de 2010.

- e. UCP Oriente en: UCP CENS, UCP EBSA, UCP ENELAR, UCP ENERCA y UCP Santander a partir de Agosto de 2010.
- f. UCP Centro en: UCP CODENSA y UCP Cundinamarca a partir de Marzo de 2013. Sin embargo, la UCP Cundinamarca desde 2017 hace parte de la UCP CODENSA.
- g. UCP Meta en: UCP EMSA y UCP Guaviare a partir de Julio de 2010.

A continuación, se presenta la desagregación por UCP de pendiendo de la región:

Tabla 1. Desagregación de las UCP por Regiones

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA	
NEGIOI1	CENTRO	CODENSA	
CENTRO	CLIVINO	EMSA	
CENTIO	META	GUAVIARE	
	CARTAGENA	CARTAGENA	
	PLANETA RICA	PLANETA RICA	
COSTA -	SINÚ	SINÚ	
CARIBE	BARRRANQUILLA	BARRANQUILLA	
	TAIRONA	TAIRONA	
		ANTIOQUIA	
NOROESTE	NOROESTE	CHOCÓ	
		CENS	
		EBSA	
ORIENTE	ORIENTE	ENELAR	
		ENERCA	
		SANTANDER	
	CALI	CALI	
		CARTAGO	
VALLE	EPSA	PACÍFICO	
		TULUÁ	
	045555000	CHEC	
CQR	CAFETEROS	QUINDÍO	
	PEREIRA	PEREIRA	
TOUR 4.4	ANDAKÍ	ANDAKÍ	
TOLIMA GRANDE	PACANDÉ	PACANDÉ	
GRANDE	PIJAOS	PIJAOS	
		BAJO PUTUMAYO	
SUR	PASTO	CEDENAR	
SUR		PUTUMAYO	
	SUR	SUR	

Fuente: UPME, 2017.











Gráfica 1. Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones



Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima regionales, es decir, desagregadas en las mencionadas UCP, se emplean los valores de la demanda nacional obtenidos a partir del método de combinación de pronósticos expuestos en el documento de: "Proyección"

de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia - Revisión Febrero de 2017" las cuales guardan relación con las diferentes variables como PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN, de manera que las proyecciones nacionales y regionales mantengan la coherencia necesaria<sup>1</sup>.

Además, se consideran los efectos calendario, permitiendo la obtención de proyecciones mensuales de la demanda de electricidad regional.

Para la obtención de la potencia máxima, y dadas las dificultades para medir este parámetro a nivel regional y para proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, el cual "genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias.

Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corriae posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante incorporación de valores rezagos adelantados de las variables explicativas" (Masih & Masih, 1996).

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







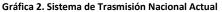
<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. (2017). "Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión Febrero de 2017". En línea: http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx





Luego se agregaron tanto las regiones como las UCP de tal forma que, como prueba de chequeo, los resultados explicaran la demanda nacional, y se obtuvo la participación esperada, con respecto a la demanda del SIN, de la demanda de energía de cada UCP, y de cada Región.





**Fuente:** "Plan de Expansión de Referencia: Generación - Transmisión 2016-2030", UPME, 2017.

Dentro de la historia y las proyecciones de cada una las regiones antes mencionadas, se aclara que en estas no se encuentran las UCP de Grandes Consumidores Existes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas, ya que éstas se modelan independientemente debido a las características propias que poseen.











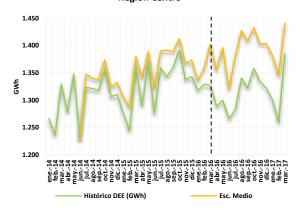
#### 3. SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SESGO SISTEMÁTICO

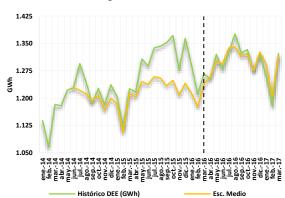
Los modelos empleados para este seguimiento de la demanda regional se han ajustado y han reflejado el comportamiento de la demanda real. Sin embargo, las regiones de Centro, Noroeste y Oriente, presentaron un crecimiento menor al escenario medio de nuestras proyecciones en el período marzo 2016 a marzo de 2017, esto debido

especialmente, al fenómeno climático de "El Niño" que afronto el país.

No obstante, las proyecciones en todas regiones se han mantenido cercanas a los valores reales; manteniéndose alrededor del escenario medio, que es el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia. Lo que demuestra un nivel de detalle mayor en cuanto a replicar la tendencia y estacionalidad de estos. (Gráfica 3).

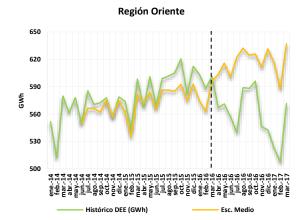
Gráfica 3. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica Regional Región Centro Región Costa - Caribe





Región Noroeste

825
790
755
720
685
650
720
685
650
720
Histórico DEE (GWh)
Esc. Medio



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

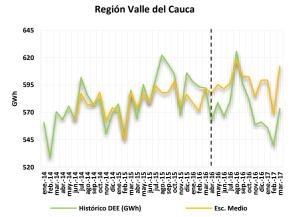


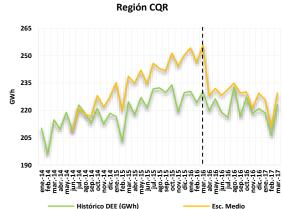


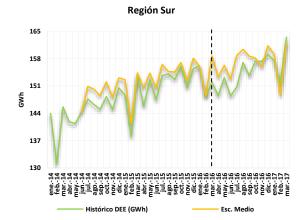












Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

En las revisiones publicadas desde julio de 2014, se ha definido una mayor calidad de las proyecciones, reflejado en la reducción de los errores, por lo menos en el corto plazo. Cabe anotar que en este análisis no se incluye la demanda de los Grandes Consumidores Especiales.

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

Los resultados son los siguientes:

proyecciones realizadas en el mes de junio de 2014 por la Unidad, para el período de análisis junio 2014 a marzo de 2017, con respecto a los valores realmente demandados. Empleando el Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE) (Tabla 2).

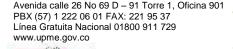








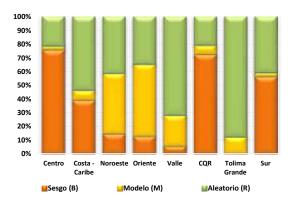
Tabla 2. Errores de las Proyecciones por Región

		•	•	-
	Centro	Costa – Caribe	Noroeste	Oriente
APE	3,61%	-2,46%	2,18%	2,62%
AEE	47,47	38,50	31,39	29,58
MSE	0,17%	0,16%	0,32%	0,52%

	Valle del Cauca	CQR	Tolima Grande	Sur
APE	0,82%	5,15%	-0,03%	1,67%
AEE	15,48	11,60	8,56	2,87
MSE	0,12%	0,37%	0,22%	0,05%

b. Se realizó una descomposición del Error Medio Cuadrático para determinar si los errores presentaban un sesgo sistemático o aleatorio. Al determinar el tipo de errores de cada proyección, se descompuso el MSE en las tres componentes: Errores por sesgo (B), Errores por el modelo (M) y Errores aleatorios (R), en la Gráfica 4 y en Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos:

Gráfica 4. Porcentaje de Participación de las Componentes del Error Medio Cuadrático



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.

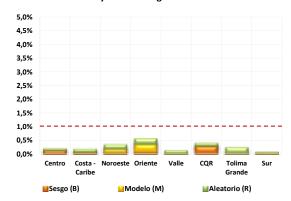
Tabla 3. Participación del Error Cuadrático Medio de las Proyecciones Regionales

	Centro	Costa – Caribe	Noroeste	Oriente
Sesgo (B)	75,38%	38,84%	14,33%	12,60%
Modelo (M)	3,11%	7,42%	44,25%	52,59%
Aleatorio (R)	21,51%	53,73%	41,42%	34,81%

	Valle del Cauca	CQR	Tolima Grande	Sur
Sesgo (B)	5,34%	72,19%	0,09%	55,97%
Modelo (M)	22,75%	6,80%	12,30%	3,02%
Aleatorio (R)	71,91%	21,00%	87,61%	41,01%

El desempeño de los modelos de junio de 2014 a marzo de 2017 que son modelos de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, han mostrado un alto grado de precisión. Para los modelos de demanda de energía eléctrica, se han obtenido reducciones del 0,05% y 0,52% en el MSE de las proyecciones respectivamente.

Gráfica 5. Composición del Error Cuadrático Medio de las Proyecciones Regionales



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2017.













# 4. PARTICIPACIÓN Y CRECIMIENTOS PROMEDIOS EN LAS REGIONES

Durante la historia, las distintas regiones han mostrado sustanciales diferencias en sus tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dichas diferencias se originan en la complejidad de sus estructuras económicas, en sus niveles de cobertura, en sus crecimientos poblacionales, entre otras.

# 4.1 Participación en la demanda de energía eléctrica

En la Tabla 4, se puede extraer que las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional, se encuentra en primer lugar Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 82,4% del total de la demanda nacional en el período 2002 - 2016.

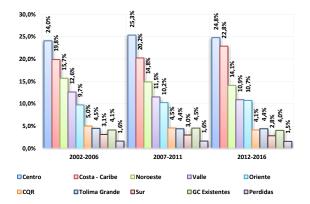
Tabla 4. Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica

	2002-2006	2007-2011	2012-2016	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Centro	24,0%	25,3%	24,8%	25,3%	25,8%	26,0%
Costa - Caribe	19,8%	20,2%	22,8%	24,6%	25,9%	27,4%
Noroeste	15,7%	14,8%	14,1%	13,2%	12,6%	11,9%
Valle	12,6%	11,5%	10,9%	10,3%	9,6%	8,8%
Oriente	9,7%	10,2%	10,7%	10,7%	11,3%	11,9%
CQR	5,0%	4,5%	4,1%	3,9%	3,5%	3,2%
Tolima Grande	4,5%	4,4%	4,4%	4,6%	4,6%	4,6%
Sur	3,1%	3,0%	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%
GC Existentes	4,1%	4,5%	4,0%	3,0%	2,6%	2,3%
Perdidas	1,6%	1,6%	1,5%	1,6%	1,3%	1,2%

\* GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas

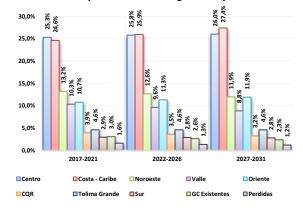
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 6. Participación Promedio Regional Histórica - EE



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 7. Participación Promedio Regional Proyectada - EE



Fuente: UPME, 2017.













Por otra parte, algunas de estas regiones representativas pierden participación tales como: Valle con un 1,5%, seguido de Noroeste con un 1,2% y CQR con un 0,7% para el período 2017 – 2031.

# 4.2 Participación en la demanda de potencia máxima

La demanda máxima de potencia para cada región se presenta en distintos instantes de tiempo y no coinciden en su gran mayoría con el instante de tiempo de la demanda de potencia máxima nacional, por lo tanto, si sumamos los picos de potencia para cada región deberá ser mayor su valor en algunas ocasiones con respecto al valor nacional.

En la Tabla 5, al igual que en la demanda de energía eléctrica, las regiones más representativas dentro del consumo nacional siguen siendo: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 83,5% del total de la demanda nacional en el período 2002 - 2016.

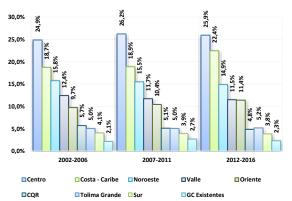
Tabla 5. Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Potencia Máxima

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	24,9%	26,2%	25,9%	25,5%	25,5%	25,5%
Costa - Caribe	18,7%	18,9%	22,4%	22,8%	23,4%	24,4%
Noroeste	15,8%	15,5%	14,9%	13,6%	13,1%	12,5%
Valle	12,4%	11,7%	11,5%	11,0%	10,3%	9,8%
Oriente	9,7%	10,4%	11,4%	11,4%	12,1%	12,9%
CQR	5,7%	5,1%	4,8%	4,5%	4,2%	4,0%
Tolima Grande	5,0%	5,0%	5,2%	4,9%	4,8%	4,6%
Sur	4,1%	3,9%	3,8%	3,8%	3,6%	3,5%
GC Existentes	2,1%	2,7%	2,3%	2,3%	2,5%	2,5%

<sup>\*</sup> GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas

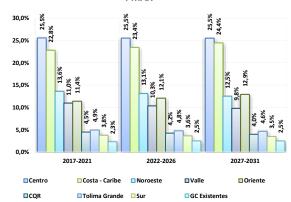
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 8. Participación Promedio Regional Histórica – PMÁX



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 9. Participación Promedio Regional Proyectada - PMÁX



Fuente: UPME, 2017.











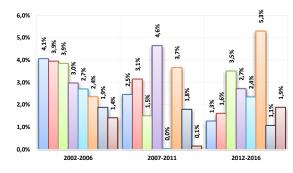


De manera similar al análisis hecho en energía eléctrica, las regiones que pierden participación son: Valle con un 1,2%, seguido de Noroeste con un 1,1% y CQR con un 0,5% para el período 2017 – 2031.

# 4.3 Crecimiento en la demanda de energía eléctrica

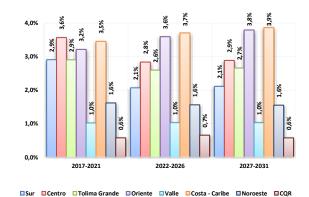
Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2017 a 2031 en el escenario medio del 2,99%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (3,10%), Costa – Caribe (3,68%), Noroeste (1,58%), Oriente (3,54%), Valle (1,03%), CQR (0,60%), Tolima Grande (2,72%) y Sur (2,36%).

Gráfica 10. Crecimiento Promedio Regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio



□Sur □Centro □Tolima Grande □Oriente □Valle □Costa - Caribe □Noroeste □CQR

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.



Fuente: UPME, 2017.

Tabla 6. Proyección de la demanda de energía eléctrica - Escenario Medio

	Table of Froyestion de la demanda de energia electrica Escendio Medio									
	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2017	16.513	16.034	8.847	7.019	6.927	3.054	2.674	1.946	63.013	67.239
2018	17.201	16.654	9.116	7.162	7.280	3.118	2.699	1.996	65.227	68.832
2019	17.739	17.203	9.262	7.219	7.528	3.197	2.718	2.038	66.902	70.495
2020	18.268	17.807	9.410	7.285	7.789	3.279	2.738	2.080	68.656	72.300
2021	18.811	18.460	9.567	7.361	8.067	3.365	2.760	2.124	70.516	74.209
2022	19.355	19.144	9.722	7.439	8.357	3.454	2.781	2.169	72.422	76.150
2023	19.901	19.841	9.872	7.514	8.653	3.542	2.799	2.214	74.336	78.099
2024	20.464	20.573	10.026	7.591	8.964	3.634	2.817	2.259	76.328	80.169
2025	21.045	21.343	10.183	7.670	9.289	3.728	2.836	2.306	78.400	82.350
2026	21.636	22.145	10.338	7.748	9.626	3.825	2.852	2.354	80.524	84.583
2027	22.254	22.990	10.497	7.828	9.981	3.926	2.869	2.403	82.748	86.927
2028	22.890	23.874	10.657	7.907	10.352	4.030	2.885	2.452	85.048	89.349
2029	23.546	24.789	10.818	7.983	10.737	4.135	2.899	2.503	87.410	91.836
2030	24.224	25.759	10.980	8.062	11.143	4.245	2.914	2.555	89.881	94.439
2031	24.945	26.769	11.164	8.155	11.596	4.362	2.935	2.613	92.540	97.239

Fuente: UPME, 2017.

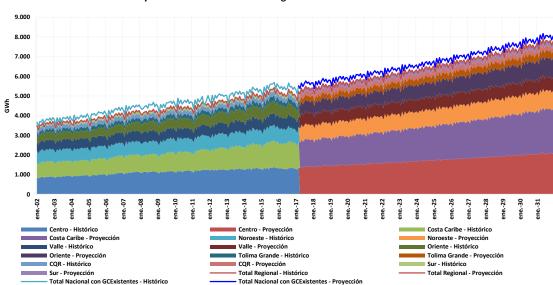
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729 www.upme.gov.co











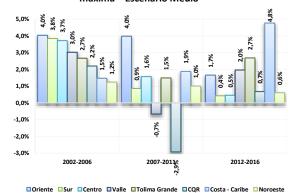
Gráfica 11. Proyección de la demanda de energía eléctrica - Escenario Medio

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

### 4.4 Crecimiento en la demanda de potencia máxima

En la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,09%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (1,98%), Costa – Caribe (2,39%), Noroeste (0,70%), Oriente (2,98%), Valle (0,56%), CQR (0,74%), Tolima Grande (0,82%) y Sur (1,39%).

Gráfica 12. Crecimiento Promedio Regional de la potencia máxima – Escenario Medio



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

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

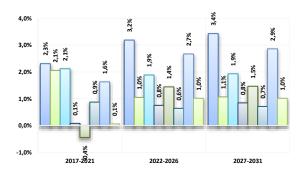












□Oriente □Sur □Centro □Valle □Tolima Grande □CQR □Costa - Caribe □Noroeste

Fuente: UPME, 2017.

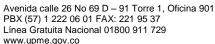
Tabla 7. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio

		i abia 71	i ioyeccion ac	. ia aciiiai	idd de potei	icia illaxiilla Escelli	u	aio		
	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2017	2.600	2.335	1.382	1.140	1.135	529	458	377	9.671	10.136
2018	2.610	2.306	1.403	1.137	1.151	500	465	390	9.854	10.311
2019	2.662	2.354	1.420	1.140	1.178	506	467	393	10.016	10.488
2020	2.699	2.408	1.431	1.144	1.214	513	469	396	10.193	10.683
2021	2.749	2.471	1.448	1.152	1.252	520	472	401	10.370	10.890
2022	2.803	2.534	1.463	1.161	1.291	527	475	405	10.559	11.094
2023	2.857	2.600	1.478	1.169	1.331	535	478	409	10.758	11.291
2024	2.908	2.671	1.495	1.179	1.374	542	481	415	10.967	11.506
2025	2.963	2.743	1.508	1.187	1.419	550	485	419	11.178	11.736
2026	3.018	2.819	1.523	1.196	1.465	558	488	423	11.392	11.968
2027	3.077	2.898	1.539	1.206	1.513	566	490	427	11.604	12.204
2028	3.139	2.979	1.554	1.216	1.564	574	492	432	11.838	12.456
2029	3.199	3.064	1.569	1.227	1.617	582	496	437	12.070	12.707
2030	3.256	3.155	1.584	1.237	1.673	591	501	441	12.315	12.970
2031	3.321	3.246	1.602	1.247	1.734	600	505	446	12.580	13.254

Fuente: UPME, 2017.







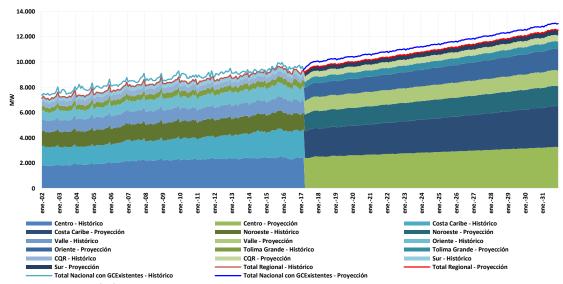




(%) MINMINAS



#### Gráfica 13. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.











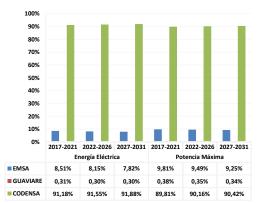
# 5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELECTRICA Y LA POTENCIA MÁXIMA

#### 5.1 Región Centro

La Región Centro ha registrado una contribución media al PIB nacional superior por ser la economía de mayor tamaño, en virtud de la importancia respectiva en cuanto a las actividades de construcción en Bogotá y oficinas en localidades tales como Chía; también para bodegaje en Cota y Tocancipá en Cundinamarca. De otra parte, se ha notado un crecimiento en el sector de la exportación (café y flores).

En cuanto al departamento del Meta, se presentó un crecimiento negativo a la producción de petróleo, como consecuencia de la difícil situación por la que atraviesa esta actividad por la sobre oferta existente. Cabe resaltar que el sector agrario ha teniendo un repute en su crecimiento.

Gráfica 14. Participación Promedio UCP – Región Centro

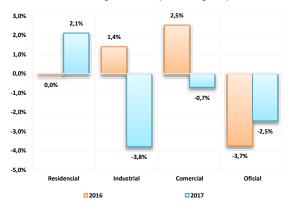


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, se redujo su consumo en 79,69 GWh, lo que representa un decrecimiento del 0,85% con relación al

mismo periodo del año anterior, explicado por un menor consumo en los sectores industrial (-3,80%), comercial (-0,71%) y oficial (-2,45%).

Gráfica 15. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región Centro (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.

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









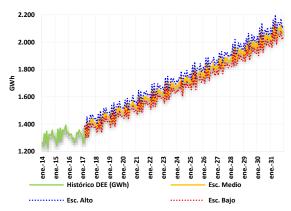


#### 5.1.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 8. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Centro (GWh)

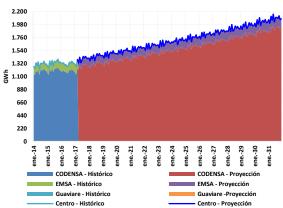
region centro (d wii)								
	R	EGIÓN CENTR	0					
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo					
2017	16.790	16.513	16.235					
2018	17.581	17.201	16.820					
2019	18.129	17.739	17.348					
2020	18.668	18.268	17.868					
2021	19.221	18.811	18.401					
2022	19.775	19.355	18.935					
2023	20.331	19.901	19.471					
2024	20.903	20.464	20.023					
2025	21.496	21.045	20.594					
2026	22.097	21.636	21.174					
2027	22.726	22.254	21.781					
2028	23.374	22.890	22.406					
2029	24.041	23.546	23.050					
2030	24.730	24.224	23.715					
2031	25.464	24.945	24.424					

Gráfica 16. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Centro (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 17. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

#### B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. EMSA

Tabla 9. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP EMSA (GWh)

	UCP EMSA							
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo					
2017	1.467	1.444	1.420					
2018	1.506	1.474	1.441					
2019	1.538	1.505	1.472					
2020	1.568	1.535	1.501					
2021	1.605	1.570	1.536					
2022	1.637	1.602	1.567					
2023	1.669	1.634	1.598					
2024	1.703	1.667	1.631					
2025	1.737	1.701	1.664					
2026	1.771	1.734	1.697					
2027	1.807	1.769	1.732					
2028	1.843	1.805	1.767					
2029	1.881	1.842	1.803					
2030	1.919	1.880	1.841					
2031	1.961	1.921	1.881					



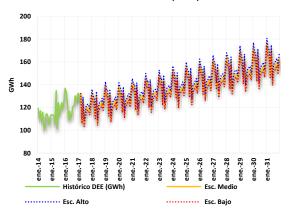








Gráfica 18. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP EMSA (GWh)



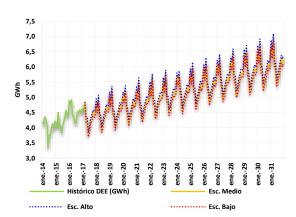
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP EMSA en el escenario medio del 1,78%, en el escenario alto del 1,91% y en el escenario bajo del 1,64% respectivamente.

#### II. GUAVIARE

Tabla 10. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Guaviare (GWh)

OCF Guaviale (GVVII)				
		UCP GUAVIARE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	53	52	51	
2018	55	54	53	
2019	56	55	54	
2020	58	57	55	
2021	59	58	57	
2022	61	59	58	
2023	62	61	60	
2024	64	62	61	
2025	65	64	62	
2026	67	65	64	
2027	68	67	66	
2028	70	69	67	
2029	72	70	69	
2030	73	72	70	
2031	75	74	72	

Gráfica 19. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Guaviare (GWh)



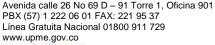
Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Guaviare, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,07%, en el escenario alto del 2,21% y en el escenario bajo del 1,94%.

#### III. CODENSA

Tabla 11. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CODENSA (GWh)

		UCP CODENSA	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	15.270	15.017	14.763
2018	16.020	15.673	15.327
2019	16.535	16.179	15.822
2020	17.042	16.677	16.312
2021	17.557	17.183	16.808
2022	18.078	17.694	17.310
2023	18.600	18.207	17.813
2024	19.136	18.734	18.331
2025	19.693	19.281	18.868
2026	20.259	19.837	19.413
2027	20.851	20.418	19.984
2028	21.460	21.016	20.572
2029	22.088	21.633	21.177
2030	22.737	22.272	21.804
2031	23.428	22.951	22.472



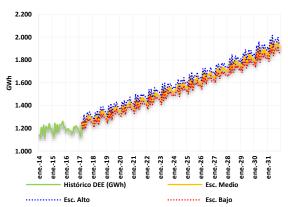








Gráfica 20. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CODENSA (GWh)



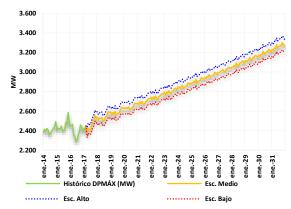
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP CODENSA, en el escenario medio del 3,23%, en el escenario alto del 3,37% y en el escenario bajo del 3,08% respectivamente.

# 5.1.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 12. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Centro (MW)

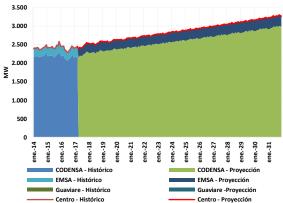
region centro (www)			
	R	EGIÓN CENTR	0
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	2.651	2.600	2.549
2018	2.667	2.610	2.553
2019	2.721	2.662	2.604
2020	2.759	2.699	2.640
2021	2.810	2.749	2.689
2022	2.865	2.803	2.742
2023	2.920	2.857	2.795
2024	2.972	2.908	2.845
2025	3.028	2.963	2.899
2026	3.084	3.018	2.953
2027	3.144	3.077	3.011
2028	3.207	3.139	3.071
2029	3.268	3.199	3.130
2030	3.326	3.256	3.186
2031	3.393	3.321	3.250

Gráfica 21. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Centro (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 22. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Centro



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.













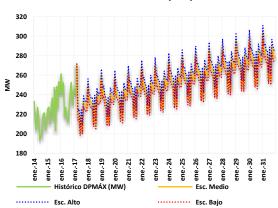
#### B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. EMSA

Tabla 13. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP EMSA (MW)

		LIVISA (IVIVV)	
		UCP EMSA	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	271	271	271
2018	256	251	245
2019	266	261	255
2020	265	259	254
2021	269	264	258
2022	275	269	263
2023	278	272	266
2024	283	277	271
2025	286	280	274
2026	290	283	277
2027	294	287	281
2028	297	291	284
2029	302	296	290
2030	306	300	293
2031	311	304	298

Gráfica 23. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP EMSA (MW)



Fuente: UPME, 2017.

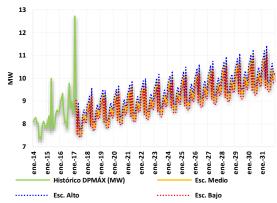
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP EMSA en el escenario medio del 1,05%, en el escenario alto del 1,18% y en el escenario bajo del 0,92% respectivamente.

#### II. GUAVIARE

Tabla 14. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Guaviare (MW)

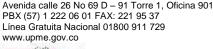
	UCP GUAVIARE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	13	13	13
2018	10	9	9
2019	10	9	9
2020	10	9	9
2021	10	10	9
2022	10	10	10
2023	10	10	10
2024	10	10	10
2025	10	10	10
2026	11	10	10
2027	11	11	10
2028	11	11	10
2029	11	11	11
2030	11	11	11
2031	11	11	11

Gráfica 24. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Guaviare (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Guaviare, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 1,44%, en el escenario alto del 1,55% y en el escenario bajo del 1,34%.











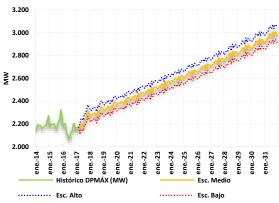


#### III. **CODENSA**

Tabla 15. Proyección de la demanda de potencia máxima -UCP CODENSA (MW)

OCF CODENSA (IVIVV)			
UCP CODENSA			
Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2.367	2.316	2.265	
2.401	2.350	2.298	
2.445	2.392	2.340	
2.484	2.431	2.377	
2.530	2.476	2.422	
2.580	2.524	2.469	
2.631	2.575	2.519	
2.679	2.621	2.565	
2.732	2.673	2.615	
2.784	2.724	2.666	
2.840	2.779	2.719	
2.899	2.837	2.776	
2.955	2.892	2.830	
3.009	2.945	2.882	
3.070	3.006	2.941	
	2.367 2.401 2.445 2.484 2.530 2.580 2.631 2.679 2.732 2.784 2.840 2.899 2.955 3.009	Esc. Alto         Esc. Medio           2.367         2.316           2.401         2.350           2.445         2.392           2.484         2.431           2.530         2.476           2.580         2.524           2.631         2.575           2.679         2.621           2.732         2.673           2.784         2.724           2.899         2.837           2.955         2.892           3.009         2.945	

Gráfica 25. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CODENSA (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP CODENSA, en el escenario medio del 2,09%, en el escenario alto del 2,24% y en el escenario bajo del 1,94% respectivamente.









(%) MINMINAS



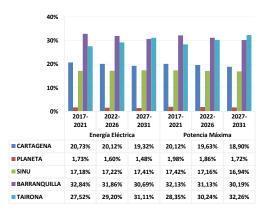


#### 5.2 Región Costa - Caribe

La extracción minera regional ha mostrado una recuperación del 1,8% en carbón, del 1,6% en níquel, y del 15,8% en oro con respecto al año anterior. En cuanto a la producción industrial, ésta también tuvo un crecimiento positivo del 1,8% en los departamentos de Atlántico y Bolívar.

Por otra parte, el sector de la construcción se ha vendido desacelerando desde 2016 hasta la fecha. En cuanto a las actividades agropecuarias, de comercio, transporte y financieras, han tenido un leve crecimiento en la región.

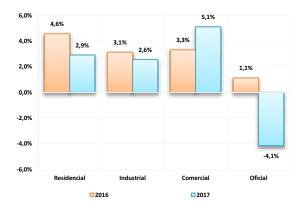
Gráfica 26. Participación Promedio UCP – Región Costa - Caribe



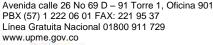
Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, aumento su consumo en 238,42 GWh, lo que representa un aumento del 3,08% con relación al mismo periodo del año anterior, explicado por un mayor consumo en los sectores residencial (2,91%), industrial (2,55%), y comercial (5,11%).

Gráfica 27. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región Costa – Caribe (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











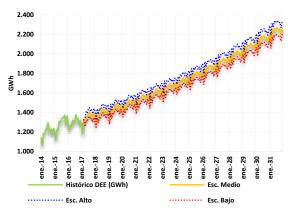


#### 5.2.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 16. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Costa - Caribe (GWh)

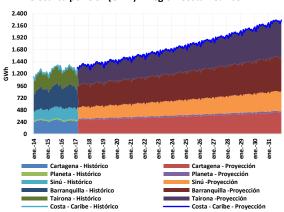
region costa caribe (GVVII)					
	REGIÓN COSTA - CARIBE				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo		
2017	16.434	16.034	15.640		
2018	17.198	16.654	16.119		
2019	17.764	17.203	16.653		
2020	18.385	17.807	17.239		
2021	19.057	18.460	17.873		
2022	19.761	19.144	18.536		
2023	20.479	19.841	19.213		
2024	21.232	20.573	19.924		
2025	22.026	21.343	20.672		
2026	22.851	22.145	21.450		
2027	23.721	22.990	22.270		
2028	24.631	23.874	23.129		
2029	25.572	24.789	24.017		
2030	26.571	25.759	24.960		
2031	27.610	26.769	25.941		

Gráfica 28. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Costa - Caribe (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 29. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

#### B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. CARTAGENA

Tabla 17. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartagena (GWh)

ocr cartagena (GVVII)			
	UCP CARTAGENA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	3.390	3.311	3.234
2018	3.585	3.477	3.371
2019	3.694	3.584	3.475
2020	3.802	3.689	3.577
2021	3.915	3.799	3.684
2022	4.030	3.911	3.793
2023	4.146	4.023	3.903
2024	4.266	4.140	4.016
2025	4.391	4.262	4.135
2026	4.519	4.387	4.256
2027	4.652	4.517	4.383
2028	4.791	4.651	4.514
2029	4.931	4.788	4.647
2030	5.079	4.932	4.787
2031	5.234	5.083	4.934



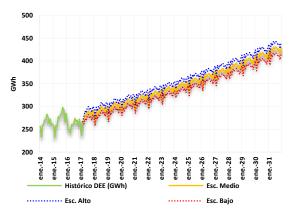








Gráfica 30. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartagena (GWh)



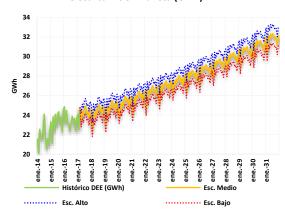
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Cartagena, en el escenario medio del 3,28%, en el escenario alto del 3,49% y en el escenario bajo del 3,07% respectivamente.

#### II. PLANETA

Tabla 18. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Planeta (GWh)

oce Flatieta (GWII)			
	<b>UCP PLANETA</b>		
Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
296	290	283	
301	292	283	
306	297	288	
312	303	294	
319	309	300	
326	316	307	
333	323	313	
339	330	320	
347	337	326	
354	344	333	
361	351	341	
369	358	348	
377	366	355	
385	374	363	
393	382	371	
	296 301 306 312 319 326 333 339 347 354 361 369 377 385	UCP PLANETA   Esc. Alto   Esc. Medio   296   290   301   292   306   297   312   303   319   309   326   316   333   323   339   330   347   337   354   344   361   351   369   358   377   366   385   374	

Gráfica 31. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Planeta (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Planeta, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,06%, en el escenario alto del 2,27% y en el escenario bajo del 1,86%.

#### III. SINÚ

Tabla 19. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Sinú (GWh)

		UCP SINÚ	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	2.886	2.821	2.756
2018	2.932	2.844	2.758
2019	3.024	2.933	2.844
2020	3.133	3.040	2.947
2021	3.254	3.157	3.062
2022	3.381	3.281	3.182
2023	3.512	3.408	3.306
2024	3.649	3.542	3.436
2025	3.794	3.683	3.573
2026	3.945	3.830	3.716
2027	4.105	3.985	3.867
2028	4.272	4.148	4.025
2029	4.445	4.316	4.189
2030	4.629	4.495	4.363
2031	4.818	4.680	4.543



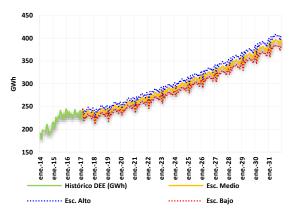








Gráfica 32. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Sinú (GWh)



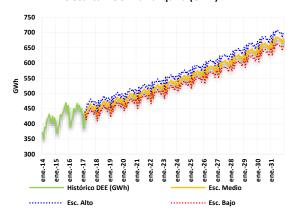
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Sinú, en el escenario medio del 3,48%, en el escenario alto del 3,68% y en el escenario bajo del 3,29% respectivamente.

#### IV. BARRANQUILLA

Tabla 20. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Barranquilla (GWh)

ocr barranquina (GVVII)			
	UC	P BARRANQUI	LLA
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	5.435	5.298	5.163
2018	5.690	5.505	5.322
2019	5.848	5.657	5.470
2020	6.018	5.822	5.630
2021	6.200	5.999	5.802
2022	6.388	6.182	5.979
2023	6.577	6.365	6.157
2024	6.773	6.555	6.342
2025	6.977	6.753	6.534
2026	7.186	6.957	6.731
2027	7.404	7.168	6.936
2028	7.628	7.386	7.148
2029	7.857	7.608	7.364
2030	8.096	7.841	7.590
2031	8.349	8.087	7.829

Gráfica 33. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Barranquilla (GWh)



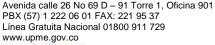
Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Barranquilla, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,94%, en el escenario alto del 3,16% y en el escenario bajo del 2,72%.

#### V. TAIRONA

Tabla 21. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Tairona (GWh)

OCF Tallolla (GVVII)			
	UCP TAIRONA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	4.426	4.314	4.203
2018	4.690	4.537	4.386
2019	4.892	4.733	4.576
2020	5.120	4.954	4.790
2021	5.370	5.196	5.025
2022	5.636	5.454	5.275
2023	5.912	5.721	5.535
2024	6.205	6.006	5.811
2025	6.517	6.309	6.104
2026	6.847	6.628	6.414
2027	7.199	6.969	6.744
2028	7.571	7.331	7.095
2029	7.963	7.711	7.463
2030	8.382	8.117	7.857
2031	8.815	8.538	8.265



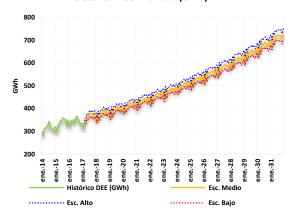








Gráfica 34. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Tairona (GWh)



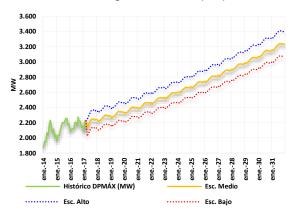
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Tairona, en el escenario medio del 4,97%, en el escenario alto del 5,20% y en el escenario bajo del 4,75% respectivamente.

# 5.2.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 22. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Costa - Caribe (MW)

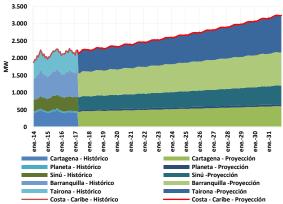
negion costa carise (iviv)					
	REGIÓN COSTA - CARIBE				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo		
2017	2.395	2.335	2.278		
2018	2.427	2.306	2.189		
2019	2.479	2.354	2.235		
2020	2.536	2.408	2.287		
2021	2.601	2.471	2.346		
2022	2.668	2.534	2.406		
2023	2.737	2.600	2.469		
2024	2.811	2.671	2.536		
2025	2.888	2.743	2.605		
2026	2.967	2.819	2.677		
2027	3.051	2.898	2.752		
2028	3.136	2.979	2.829		
2029	3.225	3.064	2.910		
2030	3.321	3.155	2.997		
2031	3.416	3.246	3.083		

Gráfica 35. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Costa - Caribe (MW)

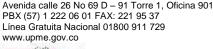


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 36. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Costa - Caribe



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.











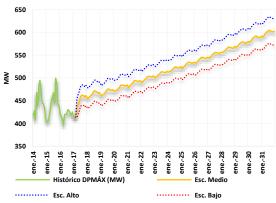
#### B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. CARTAGENA

Tabla 23. Proyección de la demanda de potencia máxima –

UCP Cartagena (MW)					
	U	UCP CARTAGENA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo		
2017	485	462	440		
2018	495	472	449		
2019	500	476	453		
2020	509	485	462		
2021	519	494	471		
2022	529	504	480		
2023	540	514	490		
2024	550	524	499		
2025	561	535	509		
2026	572	545	519		
2027	583	556	530		
2028	595	567	541		
2029	608	579	552		
2030	621	592	564		
2031	634	604	576		

Gráfica 37. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cartagena (MW)



Fuente: UPME, 2017.

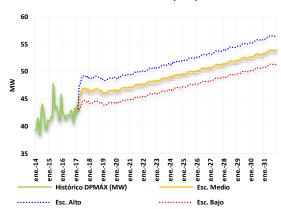
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Cartagena, en el escenario medio del 2,29%, en el escenario alto del 2,64% y en el escenario bajo del 1,95% respectivamente.

#### II. PLANETA

Tabla 24. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Planeta (MW)

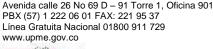
	UCP PLANETA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	49	47	45
2018	49	47	45
2019	49	47	44
2020	49	47	45
2021	50	48	46
2022	51	48	46
2023	51	49	47
2024	52	50	47
2025	53	50	48
2026	53	51	48
2027	54	51	49
2028	55	52	50
2029	55	53	50
2030	56	53	51
2031	57	54	51

Gráfica 38. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Planeta (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Planeta, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 1,48%, en el escenario alto del 1,84% y en el escenario bajo del 1,14%.











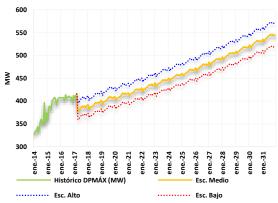


#### III. SINÚ

Tabla 25. Proyección de la demanda de potencia máxima -UCP Sinú (MW)

	• • •	Silia (ivivv)	
		UCP SINÚ	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	415	415	415
2018	418	399	380
2019	430	410	390
2020	438	418	398
2021	448	427	407
2022	459	437	416
2023	469	447	426
2024	481	458	436
2025	493	470	448
2026	505	481	458
2027	518	494	470
2028	531	506	482
2029	545	519	494
2030	559	533	508
2031	573	546	521

Gráfica 39. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima - UCP Sinú (MW)



Fuente: UPME, 2017.

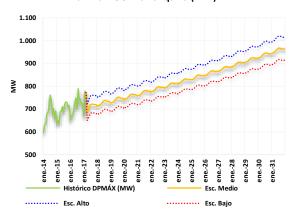
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Sinú, en el escenario medio del 1,88%, en el escenario alto del 2,20% y en el escenario bajo del 1,58% respectivamente.

#### IV. **BARRANQUILLA**

Tabla 26. Proyección de la demanda de potencia máxima -UCP Barranquilla (MW)

	UCP BARRANQUILLA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	778	778	778
2018	778	738	699
2019	793	752	712
2020	807	765	725
2021	825	782	741
2022	841	798	756
2023	858	814	771
2024	877	832	789
2025	895	849	805
2026	915	867	822
2027	934	886	840
2028	954	905	858
2029	975	925	877
2030	998	946	897
2031	1.020	967	917

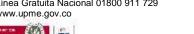
Gráfica 40. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima - UCP Barranquilla (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Barranguilla, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 1,39%, en el escenario alto del 1,74% y en el escenario bajo del 1,06%.











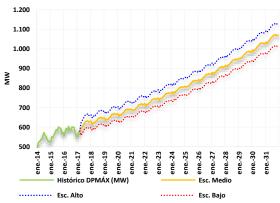


#### ٧. **TAIRONA**

Tabla 27. Proyección de la demanda de potencia máxima -UCP Tairona (MW)

		unona (ivivo)	
	UCP TAIRONA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	668	633	600
2018	686	650	616
2019	707	670	635
2020	732	694	657
2021	760	720	682
2022	788	747	708
2023	819	776	735
2024	851	807	765
2025	886	840	796
2026	922	874	829
2027	961	911	864
2028	1.000	949	899
2029	1.042	988	937
2030	1.087	1.031	977
2031	1.132	1.074	1.018

Gráfica 41. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Tairona (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Tairona, en el escenario medio del 3,91%, en el escenario alto del 4,30% y en el escenario bajo del 3,55% respectivamente.











#### 5.3 Región Noroeste

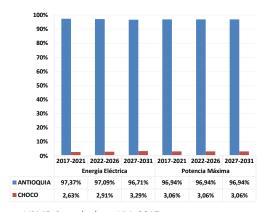
La producción y las ventas reales totales de la industria manufacturera en Antioquia se contrajeron a las tasas más bajas con un 10% y un 8,5% respectivamente. Como caso particular, la industria química fue la única agrupación industrial que no presentó una caída anual.

De otra parte, el sector agropecuario tuvo un leve repunte con respecto a la desaceleración presentada en 2016. Caso contrario se presenta en el sector de la construcción.

Se han completado cuatro periodos (trimestres) consecutivos, en los que las variaciones del consumo total de energía eléctrica en Antioquia son negativas.

De otro lado, el consumo de gas natural departamental en el segundo trimestre creció por tercer período consecutivo, llegando al 6,2%.

Gráfica 42. Participación Promedio UCP – Región Noroeste

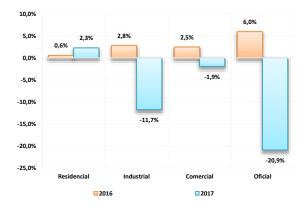


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

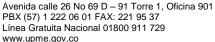
El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, se redujo su consumo en 251,63 GWh, lo que representa un decrecimiento del 4,52% con relación al

mismo periodo del año anterior, explicado por un menor consumo en los sectores industrial (-11,74%), comercial (-1,94%) y oficial (-20,92%).

Gráfica 43. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región Noroeste (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











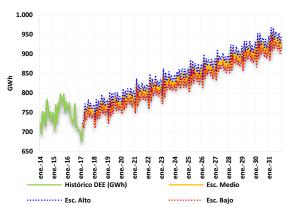


#### 5.3.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 28. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Noroeste (GWh)

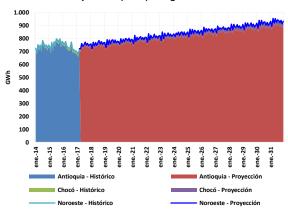
Region Nordeste (GVVII)			
	REGIÓN NOROESTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	8.946	8.847	8.745
2018	9.251	9.116	8.979
2019	9.397	9.262	9.123
2020	9.547	9.410	9.271
2021	9.705	9.567	9.426
2022	9.861	9.722	9.580
2023	10.013	9.872	9.729
2024	10.168	10.026	9.881
2025	10.326	10.183	10.037
2026	10.482	10.338	10.190
2027	10.643	10.497	10.348
2028	10.804	10.657	10.507
2029	10.965	10.818	10.666
2030	11.129	10.980	10.828
2031	11.315	11.164	11.011

Gráfica 44. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Noroeste (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 45. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Noroeste



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

#### B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. ANTIOQUIA

Tabla 29. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Antioquia (GWh)

	00. 711	cioquia (Girii)	
	UCP ANTIOQUIA		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	8.714	8.617	8.519
2018	9.014	8.883	8.750
2019	9.152	9.020	8.885
2020	9.293	9.160	9.024
2021	9.441	9.306	9.169
2022	9.587	9.451	9.313
2023	9.728	9.591	9.452
2024	9.872	9.734	9.594
2025	10.018	9.879	9.738
2026	10.162	10.022	9.879
2027	10.310	10.169	10.025
2028	10.458	10.316	10.170
2029	10.605	10.462	10.316
2030	10.754	10.610	10.463
2031	10.924	10.779	10.630



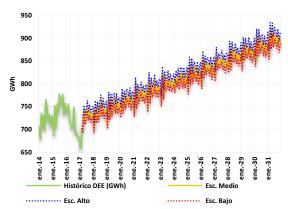








Gráfica 46. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica - UCP Antioquia (GWh)



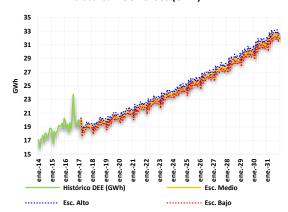
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Antioquia, en el escenario medio del 1,52%, en el escenario alto del 1,61% y en el escenario bajo del 1,43% respectivamente.

#### CHOCÓ II.

Tabla 30. Proyección de la demanda de energía eléctrica -UCP Chocó (GWh)

OCF CHOCO (GWH)			
		UCP CHOCHÓ	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	232	229	227
2018	236	233	229
2019	245	241	238
2020	254	250	247
2021	264	260	256
2022	274	270	266
2023	285	281	277
2024	296	292	288
2025	308	303	299
2026	320	315	311
2027	333	328	324
2028	346	342	337
2029	360	355	351
2030	375	370	365
2031	391	385	380

Gráfica 47. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica - UCP Chocó (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 - 2031 en el escenario medio del 3,29%, en el escenario alto del 3,38% y en el escenario bajo del 3,20%.

#### 5.3.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 31. Proyección de la demanda de potencia máxima -Región Noroeste (MW)

negion noroeste (mm)			
	REGIÓN NOROESTE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	1.420	1.382	1.345
2018	1.441	1.403	1.365
2019	1.459	1.420	1.381
2020	1.470	1.431	1.392
2021	1.488	1.448	1.409
2022	1.503	1.463	1.424
2023	1.519	1.478	1.438
2024	1.536	1.495	1.455
2025	1.549	1.508	1.468
2026	1.565	1.523	1.482
2027	1.580	1.539	1.497
2028	1.596	1.554	1.512
2029	1.611	1.569	1.527
2030	1.627	1.584	1.542
2031	1.645	1.602	1.559





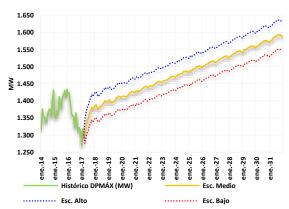






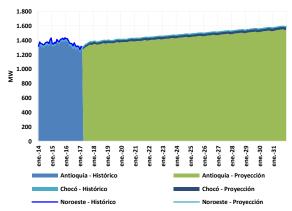


Gráfica 48. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Noroeste (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 49. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Noroeste



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

#### B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

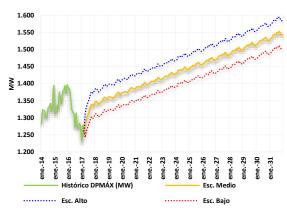
#### I. ANTIOQUIA

Tabla 32. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Antioquia (MW)

OCI Altioquia (WW)				
	UCP ANTIOQUIA			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	1.377	1.340	1.304	
2018	1.397	1.360	1.323	
2019	1.412	1.375	1.337	
2020	1.426	1.388	1.350	
2021	1.443	1.404	1.366	
2022	1.457	1.418	1.380	
2023	1.472	1.433	1.394	

**UCP ANTIOQUIA** Esc. Alto 1.410 1.488 1.449 2025 1.502 1.462 1.423 2026 1.517 1.477 1.437 2027 1.532 1.492 1.452 2028 1.547 1.506 1.466 2029 1.562 1.521 1.480 1.495 1.578 1.536 1.595 1.553 1.512

Gráfica 50. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Antioquia (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Antioquia, en el escenario medio del 0,76%, en el escenario alto del 0,94% y en el escenario bajo del 0,59% respectivamente.

#### II. CHOCÓ

Tabla 33. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Chocó (MW)

		,	
	<b>UCP CHOCHÓ</b>		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	43	41	40
2018	44	43	42
2019	47	45	44
2020	44	43	42
2021	46	44	43
2022	46	45	43
2023	47	45	44
2024	47	46	45
2025	47	46	45
2026	48	47	45
2027	48	47	46

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





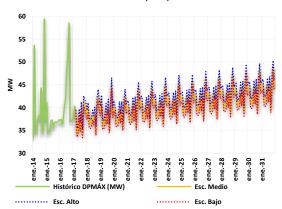






	<b>UCP СНОСНО́</b>		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2028	49	48	46
2029	49	48	47
2030	50	48	47
2031	50	49	48

Gráfica 51. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Chocó (MW)



Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 0,54%, en el escenario alto del 0,71% y en el escenario bajo del -0,38%.









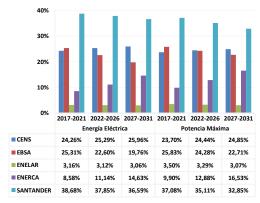


## 5.4 Región Oriente

Se sigue presentando un bajo desempeño en cuanto a la minería regional, al mostrar que el carbón presentó la mayor desaceleración en los últimos años, de otra parte la caída del petróleo fue menos pronunciada frente al año anterior.

En cuanto a la actividad industrial, ésta presenta variaciones negativas durante los últimos cuatro trimestres, debido a la menor manufactura de minerales no metálicos y bebidas; de la misma se presenta un comportamiento similar para el sector pecuario, en donde la producción de huevo, el sacrificio de ganado vacuno y porcino mostraron caídas, explicadas por reducciones mostradas en Santander. departamento de mayor contribución en estos rubros en la región.

Gráfica 52. Participación Promedio UCP – Región Oriente

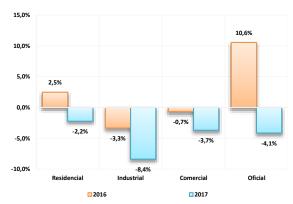


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, se redujo su consumo en 179,79 GWh, lo que representa un decrecimiento del 4,85% con relación al mismo periodo del año anterior, explicado por un menor consumo en los sectores

residencial (-2,23%), industrial (-8,38%), comercial (-3,69%) y oficial (-4,14%).

Gráfica 53. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región Oriente (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











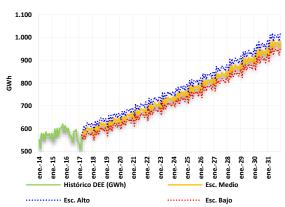


## 5.4.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 34. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Oriente (GWh)

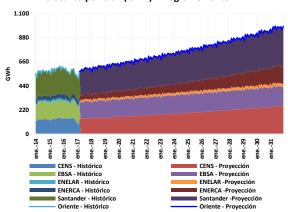
	Region Offente (GVVII)		
	R	EGIÓN ORIEN	ΓE
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	7.107	6.927	6.750
2018	7.527	7.280	7.038
2019	7.781	7.528	7.278
2020	8.051	7.789	7.532
2021	8.337	8.067	7.802
2022	8.636	8.357	8.083
2023	8.941	8.653	8.370
2024	9.262	8.964	8.672
2025	9.596	9.289	8.986
2026	9.944	9.626	9.313
2027	10.310	9.981	9.658
2028	10.692	10.352	10.018
2029	11.089	10.737	10.392
2030	11.506	11.143	10.785
2031	11.973	11.596	11.225

Gráfica 54. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Oriente (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 55. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. CENS

Tabla 35. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CENS (GWh)

	<b>.</b> .	(0)	
		UCP CENS	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	1.653	1.609	1.567
2018	1.825	1.765	1.706
2019	1.901	1.839	1.778
2020	1.981	1.917	1.854
2021	2.067	2.000	1.934
2022	2.156	2.087	2.018
2023	2.248	2.175	2.104
2024	2.343	2.268	2.194
2025	2.443	2.365	2.288
2026	2.546	2.464	2.385
2027	2.654	2.569	2.486
2028	2.765	2.677	2.591
2029	2.880	2.789	2.699
2030	2.999	2.905	2.811
2031	3.130	3.031	2.934



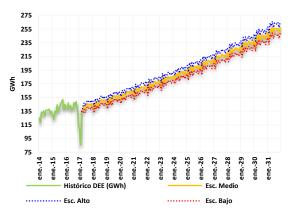








Gráfica 56. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica - UCP CENS (GWh)



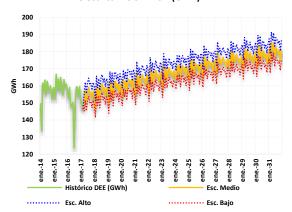
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 - 2031 para la UCP CENS, en el escenario medio del 4,06%, en el escenario alto del 4,27% y en el escenario bajo del 3,85% respectivamente.

#### II. **EBSA**

Tabla 36. Proyección de la demanda de energía eléctrica -UCP FBSA (GWh)

	O C	LD3A (GWII)	
		UCP EBSA	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	1.886	1.838	1.792
2018	1.938	1.875	1.813
2019	1.966	1.902	1.839
2020	1.993	1.928	1.864
2021	2.020	1.955	1.890
2022	2.046	1.980	1.915
2023	2.070	2.003	1.938
2024	2.093	2.026	1.960
2025	2.116	2.048	1.981
2026	2.137	2.068	2.001
2027	2.157	2.088	2.020
2028	2.174	2.105	2.037
2029	2.191	2.121	2.053
2030	2.206	2.136	2.067
2031	2.230	2.160	2.091

Gráfica 57. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica - UCP EBSA (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP EBSA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 - 2031 en el escenario medio del 1,15%, en el escenario alto del 1,36% y en el escenario bajo del 0,93%.

#### III. **ENELAR**

Tabla 37. Proyección de la demanda de energía eléctrica -UCP ENELAR (GWh)

·	, ( ,	
	<b>UCP ENELAR</b>	
Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
232	226	221
236	228	221
244	236	228
252	244	236
261	253	244
270	262	253
279	270	262
289	280	270
298	289	279
308	298	289
318	308	298
329	318	308
339	328	318
350	339	328
362	351	339
	232 236 244 252 261 270 279 289 298 308 318 329 339 350	Esc. Alto         Esc. Medio           232         226           236         228           244         236           252         244           261         253           270         262           279         270           289         280           298         289           308         298           318         308           329         318           339         328           350         339





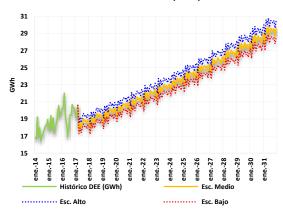




(%) MINMINAS



Gráfica 58. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP ENELAR (GWh)



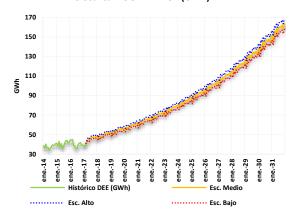
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP ENELAR, en el escenario medio del 2,71%, en el escenario alto del 2,92% y en el escenario bajo del 2,51% respectivamente.

#### IV. ENERCA

Tabla 38. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP ENERCA (GWh)

	O C. L.	VLNCA (GVVII)	
		<b>UCP ENERCA</b>	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	549	535	521
2018	614	594	574
2019	666	645	623
2020	725	701	678
2021	790	765	739
2022	863	835	807
2023	942	911	882
2024	1.029	996	963
2025	1.125	1.089	1.053
2026	1.230	1.191	1.152
2027	1.348	1.305	1.262
2028	1.477	1.430	1.384
2029	1.619	1.568	1.518
2030	1.776	1.720	1.665
2031	1.945	1.884	1.824

Gráfica 59. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP ENERCA (GWh)



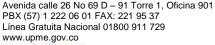
Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP ENERCA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 9,49%, en el escenario alto del 9,73% y en el escenario bajo del 9,26%.

## V. SANTANDER

Tabla 39. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Santander (GWh)

	<b>00. 5</b> 0.	italiaei (Gvvii)	
	U	ICP SANTANDE	R
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	2.788	2.718	2.650
2018	2.913	2.818	2.724
2019	3.004	2.906	2.810
2020	3.099	2.999	2.899
2021	3.199	3.095	2.993
2022	3.301	3.194	3.089
2023	3.403	3.293	3.185
2024	3.507	3.395	3.284
2025	3.614	3.498	3.385
2026	3.723	3.604	3.487
2027	3.834	3.712	3.592
2028	3.947	3.821	3.698
2029	4.060	3.931	3.804
2030	4.175	4.043	3.913
2031	4.306	4.170	4.037





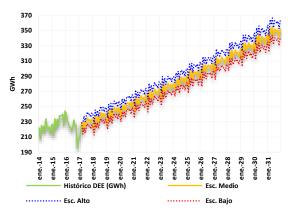








Gráfica 60. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Santander (GWh)



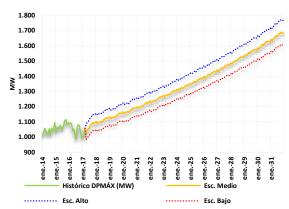
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Santander, en el escenario medio del 3,01%, en el escenario alto del 3,23% y en el escenario bajo del 2,79% respectivamente.

# 5.4.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 40. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Oriente (MW)

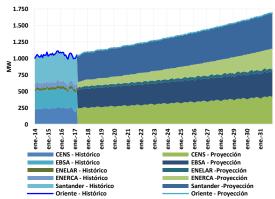
REGIÓN ORIENTE           Esc. Alto         Esc. Medio         Esc. Ba           2017         1.173         1.135         1.118           2018         1.209         1.151         1.096           2019         1.237         1.178         1.122	
2017         1.173         1.135         1.118           2018         1.209         1.151         1.096	
2018 1.209 1.151 1.096	
2019 1.237 1.178 1.122	
2020 1.275 1.214 1.156	
2021 1.315 1.252 1.193	
<b>2022</b> 1.356 1.291 1.230	
2023 1.397 1.331 1.268	
2024 1.442 1.374 1.308	
2025 1.489 1.419 1.351	
<b>2026</b> 1.538 1.465 1.395	
2027 1.588 1.513 1.441	
<b>2028</b> 1.641 1.564 1.490	
2029 1.697 1.617 1.541	
2030 1.756 1.673 1.594	
<b>2031</b> 1.820 1.734 1.652	

Gráfica 61. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Oriente (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 62. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Oriente



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> <u>PRONÓSTICO - UCP</u>

## I. CENS

Tabla 41. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CENS (MW)

		UCP CENS	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	275	262	249
2018	285	271	258
2019	295	281	268
2020	305	291	277
2021	317	302	287
2022	328	313	298
2023	340	324	309
2024	353	336	320



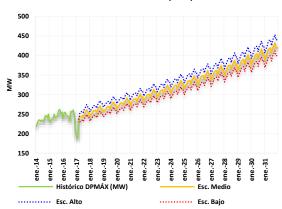






		UCP CENS	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2025	366	348	332
2026	379	361	344
2027	393	374	356
2028	407	388	370
2029	422	402	383
2030	437	416	397
2031	454	432	412

Gráfica 63. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CENS (MW)



Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP CENS, en el escenario medio del 3,43%, en el escenario alto del 3,76% y en el escenario bajo del 3,12% respectivamente.

## II. EBSA

Tabla 42. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP EBSA (MW)

		UCP EBSA	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	309	305	305
2018	314	299	285
2019	318	303	288
2020	323	307	293
2021	332	316	301
2022	337	321	306
2023	343	327	312
2024	350	333	318
2025	357	340	324
2026	364	347	330
2027	371	353	336
2028	378	360	343

 UCP EBSA

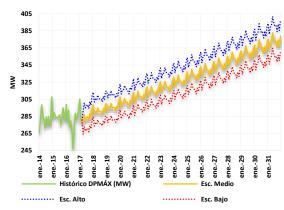
 Esc. Alto
 Esc. Medio
 Esc. Bajo

 2029
 386
 367
 350

 2030
 393
 375
 357

 2031
 402
 383
 365

Gráfica 64. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP EBSA (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP EBSA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 1,66%, en el escenario alto del 1,99% y en el escenario bajo del 1,36%.

## III. ENELAR

Tabla 43. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP ENELAR (MW)

		UCP ENELAR	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	41	41	41
2018	44	42	40
2019	42	40	38
2020	44	42	40
2021	45	43	41
2022	46	44	42
2023	47	44	42
2024	47	45	43
2025	48	46	44
2026	49	47	45
2027	50	48	46
2028	51	49	46
2029	52	50	47
2030	53	51	48
2031	54	52	49

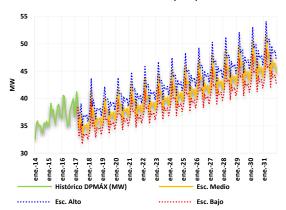








Gráfica 65. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP ENELAR (MW)



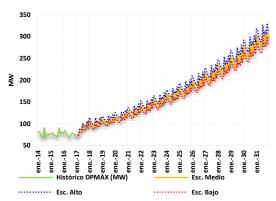
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP ENELAR, en el escenario medio del 1,62%, en el escenario alto del 1,95% y en el escenario bajo del 1,30% respectivamente.

## IV. ENERCA

Tabla 44. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP ENERCA (MW)

UCP ENERCA (IVIW)			
		<b>UCP ENERCA</b>	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	106	101	96
2018	114	109	104
2019	120	115	109
2020	132	126	120
2021	145	138	132
2022	157	150	143
2023	171	163	155
2024	185	176	168
2025	201	192	183
2026	219	209	199
2027	237	226	215
2028	258	246	234
2029	280	267	254
2030	304	290	276
2031	331	315	300

Gráfica 66. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP ENERCA (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP ENERCA, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 9,21%, en el escenario alto del 9,60% y en el escenario bajo del 8,83%.

#### V. SANTANDER

Tabla 45. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Santander (MW)

Oci Suntanaci (IVIVV)				
	UCP SANATANDER			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	442	427	427	
2018	452	430	410	
2019	461	440	419	
2020	471	448	427	
2021	476	454	432	
2022	487	464	442	
2023	496	473	450	
2024	507	483	460	
2025	517	493	469	
2026	526	501	478	
2027	536	511	487	
2028	547	521	496	
2029	558	531	506	
2030	569	542	517	
2031	580	553	526	



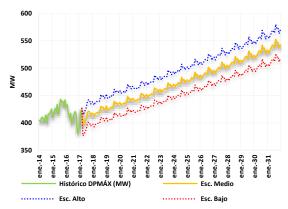








Gráfica 67. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Santander (MW)



Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Santander, en el escenario medio del 1,65%, en el escenario alto del 1,97% y en el escenario bajo del 1,33% respectivamente.











## 5.5 Región Valle

El Indicador Mensual de Actividad Económica (IMAE), mostró que la economía local continuó avanzando por debajo de su promedio histórico y con tendencia a la desaceleración (dato real para el primer trimestre del año: 1,9%; dato estimado para el mismo periodo: 2,7%).

En cuanto al sector agropecuario, se mantuvo al alza respecto al área de expansión en frutales (piña y aguacate), debido en gran parte a: a) riqueza hídrica, b) ubicación privilegiada, c) fertilidad de sus suelos, y d) diversidad agroindustrial de sus productos.

Para el sector minero, la extracción de oro presento una desaceleración en el segundo trimestre del presente año.

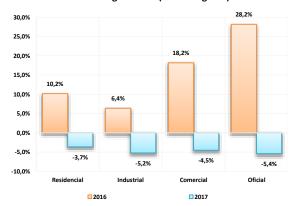
Gráfica 68. Participación Promedio UCP - Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, se redujo su consumo en 172,75 GWh, lo que representa un decrecimiento del 4,56% con relación al mismo periodo del año anterior, explicado por un menor consumo en los sectores residencial (3,66%), industrial (-5,23%), comercial (-4,54%) y oficial (-5,41%).

Gráfica 69. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región Valle (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











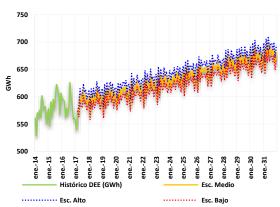


## 5.5.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 46. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Valle (GWh)

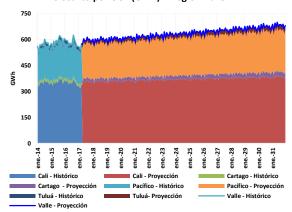
region valle (Gvvii)			
	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	7.115	7.019	6.923
2018	7.291	7.162	7.033
2019	7.347	7.219	7.089
2020	7.413	7.285	7.154
2021	7.490	7.361	7.230
2022	7.570	7.439	7.308
2023	7.644	7.514	7.382
2024	7.723	7.591	7.459
2025	7.802	7.670	7.537
2026	7.880	7.748	7.614
2027	7.961	7.828	7.693
2028	8.041	7.907	7.771
2029	8.118	7.983	7.847
2030	8.197	8.062	7.925
2031	8.291	8.155	8.018

Gráfica 70. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Valle (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 71. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. CALI

Tabla 47. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cali (GWh)

		can (Citin)	
		UCP CALI	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	4.250	4.193	4.135
2018	4.366	4.289	4.212
2019	4.387	4.310	4.232
2020	4.412	4.335	4.257
2021	4.441	4.365	4.287
2022	4.471	4.394	4.316
2023	4.497	4.420	4.342
2024	4.523	4.446	4.368
2025	4.550	4.473	4.395
2026	4.574	4.497	4.419
2027	4.599	4.522	4.444
2028	4.622	4.545	4.467
2029	4.643	4.566	4.488
2030	4.663	4.587	4.509
2031	4.694	4.618	4.540



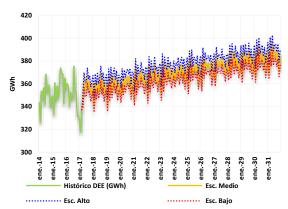








Gráfica 72. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cali (GWh)



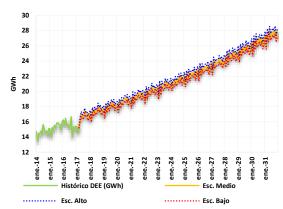
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Cali, en el escenario medio del 0,62%, en el escenario alto del 0,73% y en el escenario bajo del 0,51% respectivamente.

#### II. CARTAGO

Tabla 48. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartago (GWh)

ocr cartago (GWII)				
		UCP CARTAGO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	199	197	194	
2018	212	209	205	
2019	220	216	212	
2020	227	223	219	
2021	235	231	227	
2022	244	239	235	
2023	252	248	243	
2024	261	256	252	
2025	270	266	261	
2026	280	275	270	
2027	290	285	280	
2028	300	295	290	
2029	311	306	301	
2030	323	317	312	
2031	335	329	324	

Gráfica 73. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Cartago (GWh)



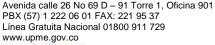
Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Cartago, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 3,86%, en el escenario alto del 3,98% y en el escenario bajo del 3,74%.

## III. PACÍFICO

Tabla 49. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacífico (GWh)

	00	acinico (Gvvii)	
	UCP PACÍFICO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	2.425	2.393	2.360
2018	2.463	2.420	2.376
2019	2.487	2.444	2.400
2020	2.517	2.473	2.429
2021	2.550	2.506	2.462
2022	2.587	2.542	2.497
2023	2.622	2.577	2.532
2024	2.659	2.613	2.568
2025	2.696	2.650	2.604
2026	2.733	2.687	2.641
2027	2.772	2.726	2.679
2028	2.811	2.765	2.717
2029	2.849	2.802	2.755
2030	2.889	2.841	2.793
2031	2.932	2.884	2.836



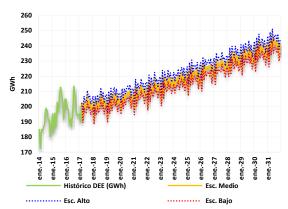








Gráfica 74. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacífico (GWh)



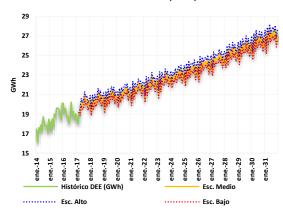
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Pacífico, en el escenario medio del 1,31%, en el escenario alto del 1,42% y en el escenario bajo del 1,19% respectivamente.

## IV. TULUÁ

Tabla 50. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Tuluá (GWh)

OCF Tulua (GVVII)			
		UCP TULUÁ	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	240	237	233
2018	249	245	240
2019	253	249	244
2020	258	253	249
2021	263	258	254
2022	268	264	259
2023	274	269	265
2024	280	275	270
2025	286	282	277
2026	293	288	283
2027	300	295	290
2028	307	302	297
2029	314	309	304
2030	322	316	311
2031	329	324	319

Gráfica 75. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Tuluá (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Tuluá, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,34%, en el escenario alto del 2,46% y en el escenario bajo del 2,23%.

## 5.5.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 51. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Valle (MW)

region valle (iviv)			
	REGIÓN VALLE		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	1.168	1.140	1.113
2018	1.179	1.137	1.096
2019	1.182	1.140	1.099
2020	1.187	1.144	1.103
2021	1.194	1.152	1.111
2022	1.203	1.161	1.119
2023	1.212	1.169	1.128
2024	1.222	1.179	1.137
2025	1.231	1.187	1.145
2026	1.240	1.196	1.153
2027	1.250	1.206	1.163
2028	1.260	1.216	1.173
2029	1.271	1.227	1.183
2030	1.282	1.237	1.193
2031	1.293	1.247	1.203



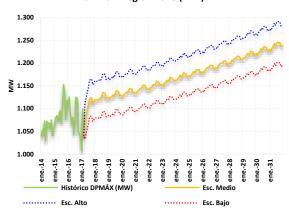






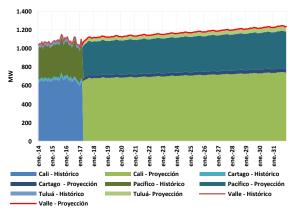


Gráfica 76. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Valle (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 77. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Valle



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

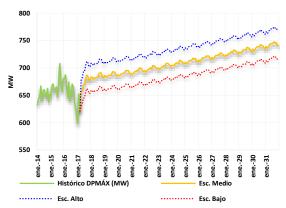
## I. CALI

Tabla 52. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cali (MW)

oer can (www)			
	UCP CALI		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	712	687	662
2018	717	691	666
2019	718	693	668
2020	721	695	670
2021	725	700	675
2022	730	704	679
2023	735	709	683

UCP CALI Esc. Alto 2024 740 714 688 2025 744 718 692 2026 748 722 696 2027 754 727 701 2028 759 732 706 2029 765 738 712 770 743 716 775 748 721

Gráfica 78. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cali (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Cali, en el escenario medio del 0,056%, en el escenario alto del 0,80% y en el escenario bajo del 0,33% respectivamente.

### II. CARTAGO

Tabla 53. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Cartago (MW)

		UCP CARTAGO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	32	31	30	
2018	33	32	31	
2019	34	33	32	
2020	35	33	32	
2021	35	34	33	
2022	36	35	34	
2023	37	36	34	
2024	38	36	35	
2025	38	37	36	
2026	39	38	37	
2027	40	39	37	





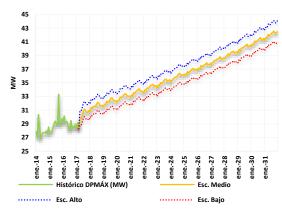






	UCP CARTAGO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2028	41	40	38
2029	42	41	39
2030	43	42	40
2031	44	43	41

Gráfica 79. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Cartago (MW)



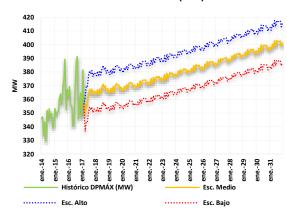
Para la UCP Cartago, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,32%, en el escenario alto del 2,57% y en el escenario bajo del 2,08%.

## III. PACÍFICO

Tabla 54. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pacífico (MW)

OCP Pacifico (IVIW)			
	UCP PACÍFICO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	382	382	382
2018	385	371	358
2019	385	371	358
2020	386	372	359
2021	388	374	361
2022	391	377	363
2023	394	380	366
2024	396	382	369
2025	399	385	372
2026	402	388	374
2027	405	391	377
2028	408	394	380
2029	411	397	383
2030	414	400	386
2031	418	403	389

Gráfica 80. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pacífico (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Pacífico, en el escenario medio del 0,71%, en el escenario alto del 0,95% y en el escenario bajo del 0,47% respectivamente.

## IV. TULUÁ

Tabla 55. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Tuluá (MW)

	UCP TULUÁ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	42	41	39
2018	44	42	41
2019	44	43	41
2020	45	43	42
2021	46	44	42
2022	46	45	43
2023	47	46	44
2024	48	46	45
2025	49	47	46
2026	50	48	47
2027	51	49	48
2028	52	51	49
2029	54	52	50
2030	55	53	51
2031	56	54	52

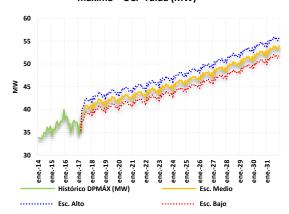








Gráfica 81. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Tuluá (MW)



Para la UCP Tuluá, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,28%, en el escenario alto del 2,54% y en el escenario bajo del 2,03%.











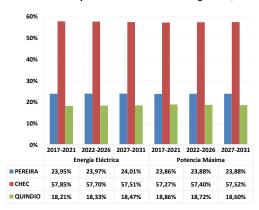
## 5.6 Región CQR

La región de CQR exhibió la segunda mejor evolución anual en la producción industrial durante el segundo trimestre de 2017. Debido especialmente, al crecimiento de las confecciones (11,7%) y de otras manufacturas (1,0%).

El consumo de energía eléctrica en los departamentos de Caldas y Quindío, presentaron crecimientos del 0,4% y 2,6% con respecto al año anterior.

En cuanto a la extracción de oro y plata en la región, esta se redujo durante el segundo trimestre de 2017.

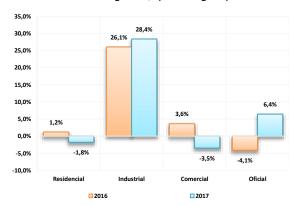
Gráfica 82. Participación Promedio UCP - Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, aumento su consumo en 68,87 GWh, lo que representa un aumento del 4,98% con relación al mismo periodo del año anterior, explicado por un mayor consumo en los sectores industrial (28,39%) y oficial (6,44%). Así mismo, se presentaron reducciones en los sectores residencial (-1,79%) y comercial (-3,48%).

Gráfica 83. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región CQR (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











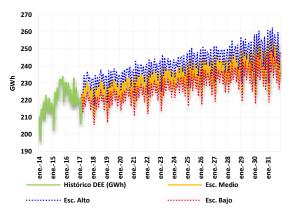


## 5.6.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 56. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región CQR (GWh)

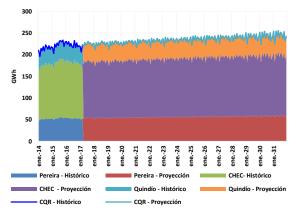
region car (avvii)			
		REGIÓN VALLE	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	2.727	2.674	2.621
2018	2.770	2.699	2.628
2019	2.789	2.718	2.647
2020	2.810	2.738	2.667
2021	2.832	2.760	2.689
2022	2.853	2.781	2.709
2023	2.871	2.799	2.727
2024	2.890	2.817	2.745
2025	2.908	2.836	2.763
2026	2.925	2.852	2.780
2027	2.942	2.869	2.796
2028	2.958	2.885	2.812
2029	2.972	2.899	2.826
2030	2.987	2.914	2.841
2031	3.009	2.935	2.862

Gráfica 84. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región CQR (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 85. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. PEREIRA

Tabla 57. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pereira (GWh)

		UCP Pereira		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	653	641	628	
2018	663	646	629	
2019	668	651	634	
2020	673	656	639	
2021	678	661	644	
2022	683	666	649	
2023	688	671	654	
2024	693	675	658	
2025	697	680	663	
2026	702	684	667	
2027	706	688	671	
2028	710	692	675	
2029	714	696	679	
2030	718	700	682	
2031	723	705	688	



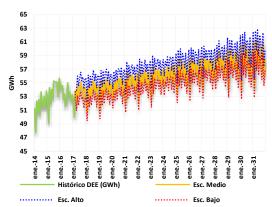








Gráfica 86. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pereira (GWh)



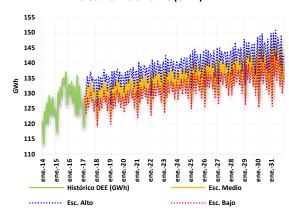
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Pereira, en el escenario medio del 0,64%, en el escenario alto del 0,81% y en el escenario bajo del 0,48% respectivamente.

#### II. CHEC

Tabla 58. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CHEC (GWh)

OCF CHEC (GWII)			
		UCP CHEC	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	1.577	1.547	1.516
2018	1.604	1.562	1.522
2019	1.614	1.573	1.532
2020	1.625	1.584	1.543
2021	1.637	1.596	1.554
2022	1.648	1.607	1.565
2023	1.658	1.616	1.575
2024	1.667	1.626	1.584
2025	1.677	1.635	1.593
2026	1.686	1.644	1.602
2027	1.694	1.652	1.610
2028	1.702	1.660	1.618
2029	1.710	1.667	1.626
2030	1.717	1.675	1.633
2031	1.728	1.686	1.644

Gráfica 87. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CHEC (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP CHEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 0,55%, en el escenario alto del 0,72% y en el escenario bajo del 0,39%.

## III. QUINDÍO

Tabla 59. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Quindío (GWh)

ocr Quillulo (GWII)		
	<b>UCP QUINDÍO</b>	
Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
496	486	477
503	491	478
507	495	482
512	499	486
517	504	491
521	508	495
526	512	499
530	516	503
534	520	507
538	524	511
542	528	515
545	532	519
549	536	522
553	539	526
558	544	530
	Esc. Alto  496  503  507  512  517  521  526  530  534  538  542  545  549  553	UCP QUINDIO           Esc. Alto         Esc. Medio           496         486           503         491           507         495           512         499           517         504           521         508           526         512           530         516           534         520           538         524           542         528           545         532           549         536           553         539



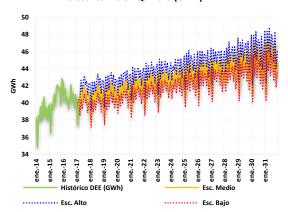








Gráfica 88. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Quindío (GWh)



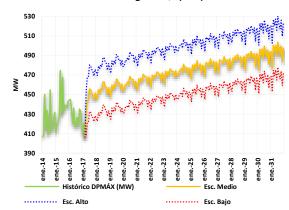
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Quindío, en el escenario medio del 0,71%, en el escenario alto del 0,88% y en el escenario bajo del 0,55% respectivamente.

# 5.6.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 60. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región CQR (MW)

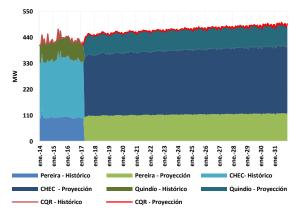
		ii can (iviv)	
		REGIÓN VALLE	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	482	458	434
2018	490	465	441
2019	492	467	443
2020	494	469	445
2021	498	472	448
2022	500	475	451
2023	504	478	453
2024	507	481	457
2025	511	485	460
2026	514	488	463
2027	516	490	465
2028	518	492	467
2029	523	496	471
2030	528	501	476
2031	532	505	479

Gráfica 89. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región CQR (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 90. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región CQR



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

## I. PEREIRA

Tabla 61. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pereira (MW)

		, ,	
		<b>UCP PEREIRA</b>	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	115	109	103
2018	117	111	105
2019	117	111	106
2020	118	112	106
2021	119	113	107
2022	119	113	108
2023	120	114	108



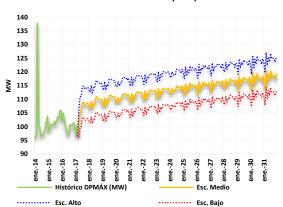






UCP PEREIRA		
Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
121	115	109
122	116	110
123	116	111
123	117	111
124	117	111
125	118	112
126	120	114
127	121	115
	121 122 123 123 124 125 126	Esc. Alto         Esc. Medio           121         115           122         116           123         116           123         117           124         117           125         118           126         120

Gráfica 91. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pereira (MW)



Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Pereira, en el escenario medio del 0,94%, en el escenario alto del 1,31% y en el escenario bajo del 0,58% respectivamente.

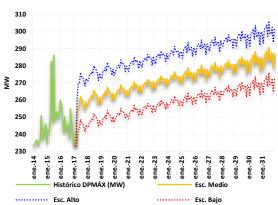
### II. CHEC

Tabla 62. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CHEC (MW)

OCF CHEC (IVIVV)				
UCP CHEC				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	276	262	249	
2018	280	266	252	
2019	282	268	254	
2020	283	269	255	
2021	285	271	257	
2022	287	272	258	
2023	289	274	260	
2024	291	276	262	
2025	294	279	265	
2026	295	280	266	
2027	297	282	267	

UCP CHEC Esc. Alto 2028 298 283 269 2029 300 285 271 304 288 274 2030 2031 306 291 276

Gráfica 92. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CHEC (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP CHEC, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 0,75%, en el escenario alto del 1,11% y en el escenario bajo del 0,41%.

## III. QUINDÍO

Tabla 63. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Quindío (MW)

	OC. Q	umaio (ivivv)	
		<b>UCP QUINDÍO</b>	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	91	87	82
2018	93	88	84
2019	93	88	84
2020	93	88	83
2021	94	89	84
2022	94	90	85
2023	95	90	85
2024	95	90	85
2025	95	90	86
2026	96	91	86
2027	96	91	86
2028	96	92	87
2029	98	93	88
2030	98	93	88
2031	99	94	89

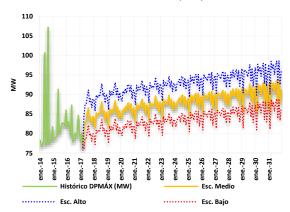








Gráfica 93. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Quindío (MW)



Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Quindío, en el escenario medio del 0,48%, en el escenario alto del 0,83% y en el escenario bajo del 0,14% respectivamente.











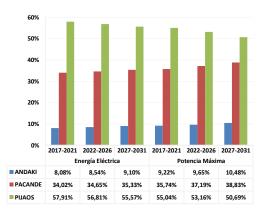
## 5.7 Región Tolima Grande

La extracción petrolera se mantuvo con resultados negativos por el cierre de algunos pozos en la región, especialmente en el departamento del Huila.

La producción de energía eléctrica ha crecido en la región, comportamiento sustentado por la intensidad de las lluvias que venían desde febrero, ocasionando que los niveles de los embalses subieran significativamente.

En cuanto al consumo de electricidad, el departamento del Tolima ha presentado un incremento, explicado por el mayor consumo en los sectores no regulados - industrial -. Para el departamento del Caquetá, se ha presentado un incremento significativo, producto de las variaciones positivas del mercado de no regulados, y de los sectores residencial, comercial y alumbrado público.

Gráfica 94. Participación Promedio UCP - Región Tolima Grande

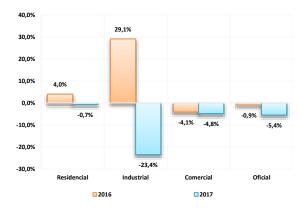


Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, se redujo su consumo en 104,45 GWh, lo que representa un decrecimiento del 7,38% con relación al mismo periodo del año anterior, explicado

por un menor consumo en los sectores residencial (-0,68%), industrial (-23,44%), comercial (-4,79%) v oficial (-5,44%).

Gráfica 95. Crecimiento en el consumo de energía eléctrica -Región Tolima Grande (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











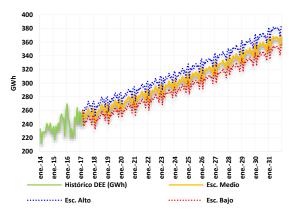


## 5.7.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 64. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Tolima Grande (GWh)

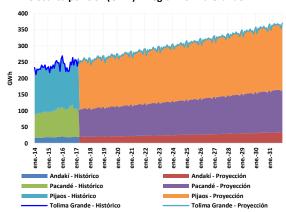
Region Tollina Grande (GWII)				
	REGIO	ÓN TOLIMA GR	ANDE	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	3.145	3.054	2.965	
2018	3.242	3.118	2.998	
2019	3.323	3.197	3.074	
2020	3.408	3.279	3.153	
2021	3.497	3.365	3.237	
2022	3.589	3.454	3.322	
2023	3.680	3.542	3.407	
2024	3.775	3.634	3.496	
2025	3.873	3.728	3.587	
2026	3.973	3.825	3.681	
2027	4.078	3.926	3.778	
2028	4.185	4.030	3.878	
2029	4.294	4.135	3.980	
2030	4.408	4.245	4.087	
2031	4.529	4.362	4.199	

Gráfica 96. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Tolima Grande (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 97. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. ANDAKÍ

Tabla 65. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Andakí (GWh)

oer /maam (orm,			
	UCP ANDAKÍ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	250	243	236
2018	259	249	239
2019	268	258	248
2020	278	267	257
2021	288	277	267
2022	299	288	277
2023	311	299	288
2024	322	310	299
2025	335	322	310
2026	348	335	322
2027	361	348	335
2028	376	362	348
2029	391	376	362
2030	406	391	377
2031	422	407	392



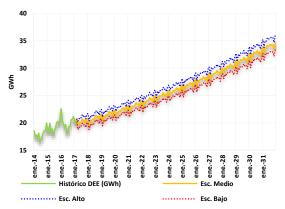








Gráfica 98. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Andakí (GWh)



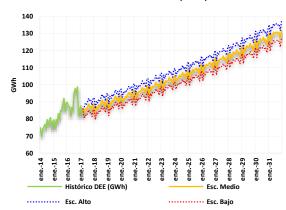
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Andakí, en el escenario medio del 3,62%, en el escenario alto del 3,88% y en el escenario bajo del 3,37% respectivamente.

## II. PACANDÉ

Tabla 66. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacandé (GWh)

och Pacalide (GWII)			
	UCP PACANDÉ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	1.063	1.032	1.002
2018	1.099	1.057	1.016
2019	1.130	1.087	1.045
2020	1.163	1.119	1.076
2021	1.198	1.153	1.109
2022	1.234	1.187	1.142
2023	1.270	1.222	1.176
2024	1.308	1.259	1.211
2025	1.347	1.297	1.248
2026	1.387	1.336	1.285
2027	1.429	1.376	1.324
2028	1.473	1.418	1.365
2029	1.517	1.461	1.406
2030	1.564	1.506	1.450
2031	1.613	1.553	1.495

Gráfica 99. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pacandé (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Pacandé, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 2,52%, en el escenario alto del 2,77% y en el escenario bajo del 2,28%.

## III. PIJAOS

Tabla 67. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Piiaos (GWh)

our rijuos (avrii)				
	UCP PIJAOS			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	1.832	1.779	1.727	
2018	1.884	1.813	1.743	
2019	1.925	1.852	1.781	
2020	1.967	1.893	1.820	
2021	2.011	1.935	1.861	
2022	2.056	1.978	1.903	
2023	2.099	2.021	1.944	
2024	2.145	2.064	1.986	
2025	2.191	2.109	2.030	
2026	2.238	2.155	2.074	
2027	2.287	2.202	2.119	
2028	2.336	2.250	2.165	
2029	2.386	2.298	2.212	
2030	2.438	2.348	2.260	
2031	2.494	2.402	2.312	



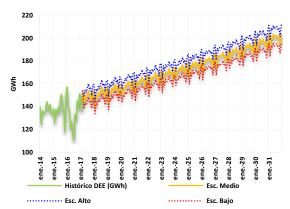








Gráfica 100. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Pijaos (GWh)



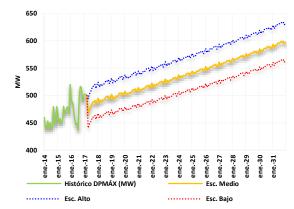
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Pijaos, en el escenario medio del 2,74%, en el escenario alto del 3,01% y en el escenario bajo del 2,46% respectivamente.

# 5.7.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 68. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Tolima Grande (MW)

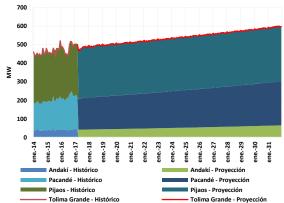
	REGIÓN TOLIMA GRANDE				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo		
2017	533	529	529		
2018	529	500	471		
2019	536	506	477		
2020	543	513	484		
2021	550	520	490		
2022	558	527	497		
2023	566	535	504		
2024	574	542	511		
2025	582	550	519		
2026	591	558	527		
2027	600	566	534		
2028	608	574	542		
2029	616	582	549		
2030	626	591	558		
2031	636	600	567		

Gráfica 101. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Tolima Grande (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 102. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Tolima Grande



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> <u>PRONÓSTICO - UCP</u>

## I. ANDAKÍ

Tabla 69. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Andakí (MW)

		,	
		UCP ANDAKÍ	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	54	54	54
2018	46	44	41
2019	48	45	43
2020	49	46	44
2021	51	48	45
2022	52	49	46
2023	54	51	48





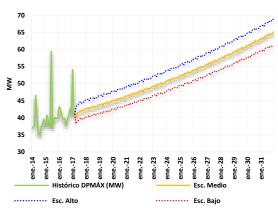






	UCP ANDAKÍ	
Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
55	52	49
57	54	51
59	56	52
61	57	54
63	59	56
65	61	58
67	63	59
69	65	61
	55 57 59 61 63 65	55     52       57     54       59     56       61     57       63     59       65     61       67     63

Gráfica 103. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Andakí (MW)



Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Andakí, en el escenario medio del 3,08%, en el escenario alto del 3,40% y en el escenario bajo del 2,78% respectivamente.

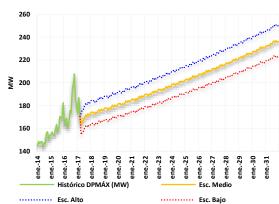
### II. PACANDÉ

Tabla 70. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pacandé (MW)

OCF Facalitie (IVIVV)				
UCP PACANDÉ				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	187	187	187	
2018	187	177	167	
2019	191	180	170	
2020	195	184	174	
2021	200	189	178	
2022	204	193	182	
2023	209	197	186	
2024	213	201	190	
2025	218	206	195	
2026	223	211	199	
2027	229	216	204	

UCP PACANDÉ Esc. Alto Esc. Medio 234 221 209 2029 239 226 213 2030 245 231 218 2031 251 237 224

Gráfica 104. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pacandé (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Pacandé, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 0,94%, en el escenario alto del 1,31% y en el escenario bajo del 0,59%.

## III. PIJAOS

Tabla 71. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Pijaos (MW)

OCI TIJUOS (IVIVV)				
	UCP PIJAOS			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	292	288	288	
2018	295	279	263	
2019	297	280	264	
2020	299	282	266	
2021	300	283	267	
2022	302	285	269	
2023	304	287	271	
2024	305	288	272	
2025	307	290	273	
2026	309	292	275	
2027	310	293	276	
2028	311	294	277	
2029	312	295	278	
2030	314	297	280	
2031	316	298	281	

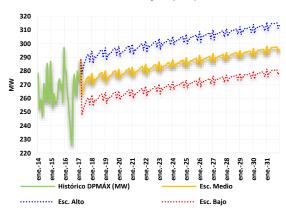








Gráfica 105. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Pijaos (MW)



Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Pijaos, en el escenario medio del 0,40%, en el escenario alto del 0,78% y en el escenario bajo del 0,04% respectivamente.







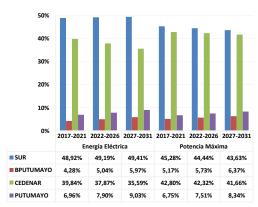
## 5.8 Región Sur

El departamento del Cauca, para el segundo trimestre de 2017, redujo la producción cafetera debido a los efectos del clima, lo que permitió alcanzar un incremento en el precio interno con mejoras en los procesos de comercialización.

En cuanto al sector minero, los departamentos de Nariño y Cauca, se ubicaron en el tercer y cuarto lugar como productores de oro a nivel nacional para el primer trimestre del año, sin embargo para el segundo trimestre estos fueron desplazados al cuarto y quinto lugar.

Los pozos petroleros del departamento de Putumayo, disminuyeron su extracción en un 5,1%.

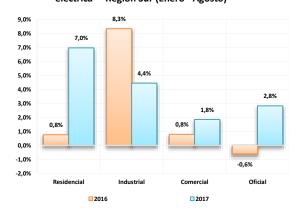
Gráfica 106. Participación Promedio UCP - Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

El consumo de energía eléctrica reportada en el Sistema Único de Información "SUI" entre enero y agosto de 2017, aumento su consumo en 53,15 GWh, lo que representa un aumento del 5,31% con relación al mismo periodo del año anterior, explicado por un mayor consumo en los sectores residencial (6,96%) industrial (4,44%), comercial (1,84%) y oficial (2,82%).

Gráfica 107. Crecimiento promedio en el consumo de energía eléctrica – Región Sur (Enero - Agosto)



Fuente: UPME, Base de datos SUI, 2017.











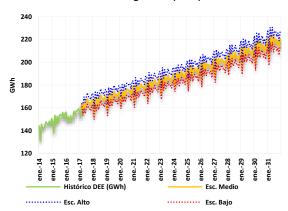


## 5.8.1 Demanda de energía eléctrica A. <u>Regional</u>

Tabla 72. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Región Sur (GWh)

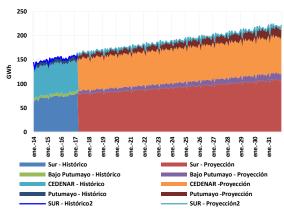
Region Sur (GVVII)					
	REGIÓN SUR				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo		
2017	1.991	1.946	1.901		
2018	2.057	1.996	1.935		
2019	2.100	2.038	1.976		
2020	2.143	2.080	2.017		
2021	2.189	2.124	2.061		
2022	2.235	2.169	2.105		
2023	2.281	2.214	2.148		
2024	2.327	2.259	2.192		
2025	2.376	2.306	2.238		
2026	2.424	2.354	2.284		
2027	2.474	2.403	2.332		
2028	2.525	2.452	2.381		
2029	2.577	2.503	2.430		
2030	2.630	2.555	2.480		
2031	2.690	2.613	2.537		

Gráfica 108. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – Región Sur (GWh)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 109. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica por UCP (GWh) – Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

#### I. SUR

Tabla 73. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Sur (GWh)

		UCP SUR	
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	980	958	936
2018	1.002	972	943
2019	1.025	994	964
2020	1.048	1.017	986
2021	1.072	1.041	1.009
2022	1.097	1.064	1.033
2023	1.120	1.088	1.055
2024	1.145	1.112	1.079
2025	1.170	1.136	1.102
2026	1.195	1.161	1.126
2027	1.221	1.186	1.151
2028	1.247	1.211	1.176
2029	1.274	1.237	1.201
2030	1.300	1.263	1.226
2031	1.330	1.292	1.255



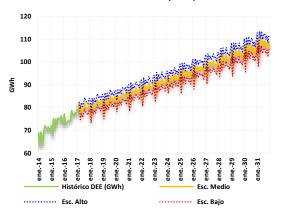








Gráfica 110. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Sur (GWh)



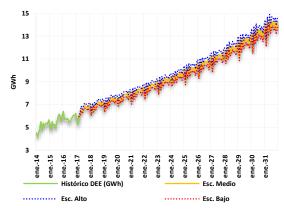
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Sur, en el escenario medio del 2,40%, en el escenario alto del 2,60% y en el escenario bajo del 2,19% respectivamente.

## II. BAJO PUTUMAYO

Tabla 74. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Baio Putumavo (GWh)

OCF Bajo Futumayo (GWII)					
	UCP BAJO PUTUMAYO				
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo		
2017	79	77	75		
2018	86	83	81		
2019	90	88	85		
2020	95	92	89		
2021	100	97	94		
2022	105	102	99		
2023	111	108	105		
2024	117	114	110		
2025	124	120	116		
2026	130	127	123		
2027	138	134	130		
2028	145	141	137		
2029	154	149	145		
2030	162	158	153		
2031	172	167	162		

Gráfica 111. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Bajo Putumayo (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Bajo Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 5,94%, en el escenario alto del 6,16% y en el escenario bajo del 5,73%.

#### III. CEDENAR

Tabla 75. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP CEDENAR (GWh)

OCF CLDLINAK (GWII)				
	UCP CEDENAR			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	802	784	766	
2018	829	804	780	
2019	839	814	789	
2020	848	822	798	
2021	857	832	807	
2022	866	840	815	
2023	874	848	823	
2024	881	856	830	
2025	889	864	838	
2026	897	871	845	
2027	904	878	852	
2028	911	885	859	
2029	917	891	865	
2030	923	897	871	
2031	932	906	879	



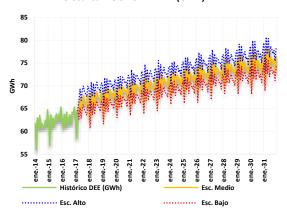








Gráfica 112. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP CEDENAR (GWh)



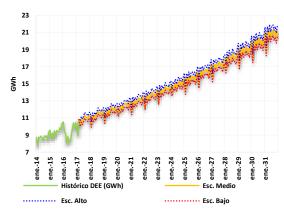
Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP CEDENAR, en el escenario medio del 1,24%, en el escenario alto del 1,44% y en el escenario bajo del 1,04% respectivamente.

#### IV. PUTUMAYO

Tabla 76. Proyección de la demanda de energía eléctrica – UCP Putumavo (GWh)

OCP Putumayo (GWn)				
	UCP SUR			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	131	128	125	
2018	140	136	132	
2019	146	142	138	
2020	153	148	144	
2021	160	155	151	
2022	168	163	158	
2023	175	170	165	
2024	184	178	173	
2025	192	187	181	
2026	202	196	190	
2027	211	205	199	
2028	222	215	209	
2029	233	226	219	
2030	244	237	230	
2031	256	249	241	

Gráfica 113. Proyección mensual de la demanda de energía eléctrica – UCP Putumayo (GWh)



Fuente: UPME, 2017.

Para la UCP Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 5,52%, en el escenario alto del 5,74% y en el escenario bajo del 5,30%.

## 5.8.2 Demanda de potencia máxima A. Regional

Tabla 77. Proyección de la demanda de potencia máxima – Región Sur (MW)

region our (inter)			
	REGIÓN SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	409	377	360
2018	426	390	356
2019	430	393	359
2020	433	396	362
2021	439	401	367
2022	443	405	370
2023	448	409	374
2024	453	415	379
2025	458	419	383
2026	462	423	387
2027	467	427	391
2028	472	432	395
2029	477	437	399
2030	482	441	403
2031	487	446	408



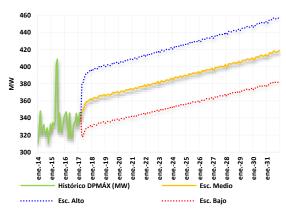






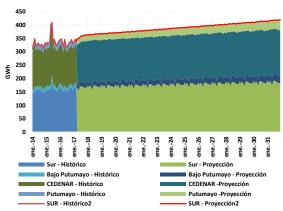


Gráfica 114. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – Región Sur (MW)



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

Gráfica 115. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima por UCP (MW) – Región Sur



Fuente: UPME, Base de datos XM, 2017.

## B. <u>UNIDAD DE CONTROL DE</u> PRONÓSTICO - UCP

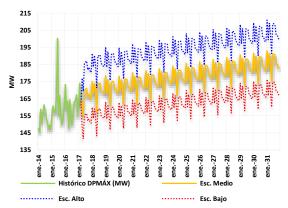
## I. SUR

Tabla 78. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Sur (MW)

oci sui (ilitt)			
	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	187	174	174
2018	191	175	160
2019	195	178	163
2020	195	178	163
2021	197	180	165
2022	198	181	166
2023	200	182	167

Esc. Alto 

Gráfica 116. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Sur (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP Sur, en el escenario medio del 0,72%, en el escenario alto del 1,34% y en el escenario bajo del 0,15% respectivamente.

### II. BAJO PUTUMAYO

Tabla 79. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Bajo Putumayo (MW)

			,	
	UCP BAJO PUTUMAYO			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	
2017	22	20	18	
2018	20	18	17	
2019	22	21	19	
2020	23	21	19	
2021	23	21	19	
2022	24	22	20	
2023	25	23	21	
2024	26	24	22	
2025	27	24	22	
2026	28	25	23	
2027	29	26	24	





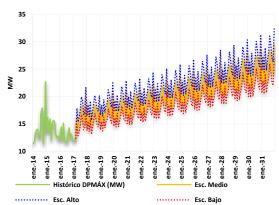






	UCP BAJO PUTUMAYO		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2028	29	27	25
2029	30	28	25
2030	31	29	26
2031	32	30	27

Gráfica 117. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Bajo Putumayo (MW)



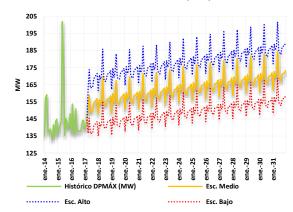
Para la UCP Bajo Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 4,85%, en el escenario alto del 5,67% y en el escenario bajo del 4,10%.

## III. CEDENAR

Tabla 80. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP CEDENAR (MW)

5 5: 522 2:Will (19199)			
	UCP CEDENAR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	174	159	145
2018	186	170	155
2019	183	167	153
2020	186	170	155
2021	188	172	157
2022	188	172	157
2023	190	174	159
2024	192	176	161
2025	193	177	161
2026	195	178	163
2027	196	179	164
2028	197	180	165
2029	199	182	166
2030	200	183	167
2031	202	185	169

Gráfica 118. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP CEDENAR (MW)



Fuente: UPME, 2017.

Se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 para la UCP CEDENAR, en el escenario medio del 1,24%, en el escenario alto del 1,89% y en el escenario bajo del 0,65% respectivamente.

## IV. PUTUMAYO

Tabla 81. Proyección de la demanda de potencia máxima – UCP Putumayo (MW)

	UCP SUR		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	26	24	22
2018	29	26	24
2019	29	26	24
2020	30	27	25
2021	31	28	26
2022	32	29	27
2023	33	30	28
2024	34	31	28
2025	35	32	29
2026	36	33	30
2027	37	34	31
2028	39	35	32
2029	40	36	33
2030	41	38	34
2031	42	39	35

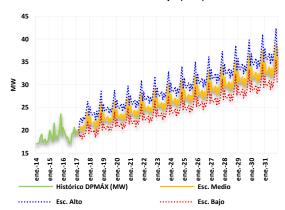








Gráfica 119. Proyección mensual de la demanda de potencia máxima – UCP Putumayo (MW)



Para la UCP Putumayo, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2017 – 2031 en el escenario medio del 4,35%, en el escenario alto del 5,08% y en el escenario bajo del 3,68%.









## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BANREP. BANCO DE LA REPÚBLICA. (2017). "Boletín Económico Regional. Septiembre 2017". Banco Central de Colombia. En línea: http://www.banrep.gov.co/es/ber (Consulta: Octubre de 2017).
- MASIH, RUMI & MASIH, ABUL. (1996). "Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand form coal in mainland China". ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334.
- SUI. SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN SERVICIOS PÚBLICOS. "Reporteador O3 – Bodega de datos. SUI COMERCIAL ENERGÍA". Superintendecia de Servicios Públicos Domiciliarios. República de Colombia. En línea: http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp (Consulta: Octubre 04 de 2017).
- XM. COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ESP. (2017). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: http://www.xm.com.co/Paginas/Consum o/indicadores-de-pronosticos-oficialesde-demanda.aspx (Consulta: Julio 21 de 2017).









#### Contacto:

Avenida Calle 26 # 69 D – 91

Torre 1 Oficina 901 **Pbx:** 222 06 01

Fax: 221 95 37

Línea Gratuita Nacional: 01800911729

www.upme.gov.co

Síganos en: @UPMEOFICIAL





