



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA 2023-2037

Subdirección de Demanda

Director General UPME
Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector de Demanda
José Lenin Morillo Carillo

Profesional Especializado
William Alberto Martínez Moreno

República de Colombia Ministerio de Minas y Energía

Bogotá D.C. - Colombia, julio 2023

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta la edición anual de las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2023-2037. En este informe se centra en las estimaciones de mediano plazo del consumo de energía eléctrica, utilizando la información de demanda histórica, las expectativas de crecimiento económico y otras variables determinantes en el nivel de consumo.

Con un enfoque estratégico para satisfacer las necesidades energéticas del país, este informe tiene un carácter técnico y su objetivo primordial es proporcionar una base sólida de información que respalde las decisiones de inversión en infraestructura de suministro eléctrico y facilite la alineación en torno a las prioridades y proyectos estratégicos del sector energético.

A diferencia de ediciones anteriores, el presente documento se ha basado en un enfoque nuevo al utilizar las demandas de las áreas eléctricas definidas en el planeamiento eléctrico como insumo clave para las proyecciones de demanda. Esto representa un cambio significativo respecto al enfoque geográfico empleado en el informe del año pasado, lo que nos permite una mayor precisión y adaptación a la infraestructura energética actual y futura.

Las proyecciones presentadas en este documento serán de gran importancia para diversos ámbitos del sector energético, especialmente en el contexto del desarrollo de la red eléctrica del país. Las proyecciones de demanda eléctrica que aquí se presentan reflejan una comprensión de las dinámicas económicas y otros factores determinantes del consumo de energía en Colombia. No obstante, aunque este informe se enfoca únicamente en la energía eléctrica, no debemos olvidar la importancia de considerar una visión integral del sistema energético en la planificación y toma de decisiones.

En este sentido, este informe incorpora los datos económicos disponibles hasta mayo de 2023, que es el momento del año cuando se tiene consolidado los resultados del primer trimestre de 2023. Con relación a la información de consumo histórica utilizada en los modelos de proyección, se tomaron datos con corte a marzo de 2023. No obstante, dada la dinámica cambiante del entorno económico y energético, la UPME reconoce la necesidad de abordar la interacción entre la oportunidad de publicación y la incorporación de nueva información, por lo tanto, se propone una nueva periodicidad para la actualización de las proyecciones.

Entre los elementos más importantes a mencionar, se puede decir que el 2022 estuvo marcado por la recuperación económica, por ende, la reactivación de la demanda de energéticos. No obstante, En materia económica, el PIB creció 7,3% en 2022, cifra que fue inferior a lo alcanzado en 2021 (11%).

En el caso de energía eléctrica para el SIN (no incluye grandes consumidores), se estima que, en los próximos 2 años, la demanda se encuentre en niveles diarios entre 196 a 234 GWh-día. Esto representaría un aumento de 3,1% frente a los valores de 2021. A mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2023 a 2037 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio entre 1,65% a 2,99%.

Todos los resultados presentados en este documento se encuentran disponibles para la consulta y la descarga a través de nuestra página web, en la sección de Demanda y Eficiencia Energética en el apartado denominado Proyecciones de demanda.

Para finalizar, informamos al público interesado que la próxima actualización de las proyecciones de demanda de energéticos realizada por la UPME, se publicará al finalizar el mes de diciembre del año 2023.

Este documento se organiza en cinco (5) secciones incluida esta de introducción. A continuación, se presenta un capítulo del comportamiento de la demanda con un recuento a 2023. En la tercera sección, se encuentran los resultados de proyección en materia energética, en la cuarta sección se concluye y en la última parte del documento se encuentran los anexos.

Contenido

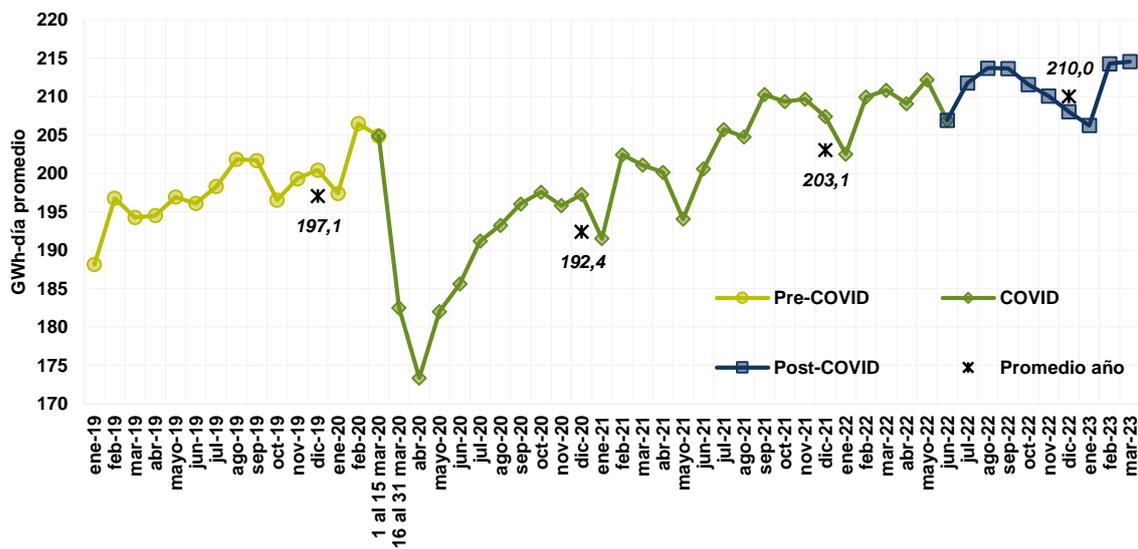
1. COMPORTAMIENTO DE LA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA	6
a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN	6
b. Comportamiento de la demanda por mercado	7
c. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas.....	8
d. Comportamiento de la demanda por áreas	1
e. Comportamiento real vs proyecciones de la edición 2022.....	3
2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	7
a. Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo	7
b. Resultados.....	8
i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN.....	8
ii. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN + GCE + ME +GD	9
iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN.....	12
iv. Proyección de la demanda de potencia máxima.....	13
ANEXOS.....	15
a. Desviaciones proyección UPME 2022 vs demanda real de energía	15
b. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional ...	17
c. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional ..	18
d. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN ...	19
e. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN ...	19

1. COMPORTAMIENTO DE LA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA

a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

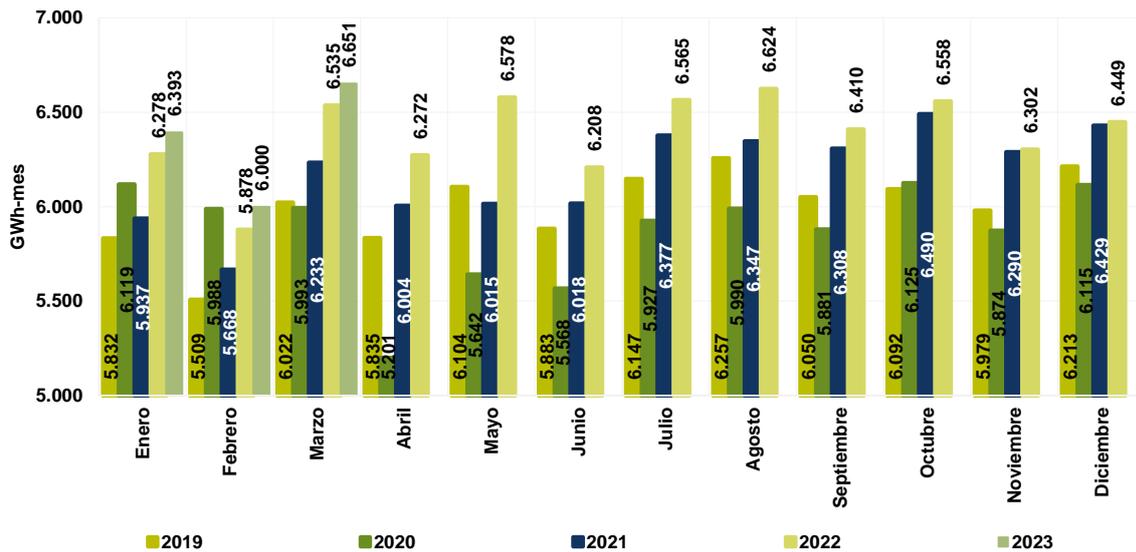
Durante el período 2019 a 2022, la demanda promedio mensual fue en el año 2019 de 5.869 GWh-mes (i.e. 197,1 GWh-día), en 2020 de 5.869 GWh-mes (i.e. 192,4 GWh-día), en 2021 de 6.176 GWh-mes (i.e. 203,1 GWh-día), y en el año 2022 de 6.231 GWh-mes (i.e. 206,2 GWh-día). Esto significó crecimientos promedio año del 4,0% en 2019, -2,1% en 2020, 5,2% en 2021 y 3,4% en 2022, respectivamente. Ver Gráfica 1.

Por otra parte, la demanda de energía eléctrica ha venido mostrando fuertes señales de recuperación a partir de lo presentado en el primer año de la pandemia, donde se obtuvo un crecimiento promedio mes del -2,01% para 2020, del 5,4% para 2021 (repunte de 7,41 puntos porcentuales (pp) con respecto a 2020), y del 3,48% 2022 (repunte de 5,49 pp con respecto a 2020). Vale la pena mencionar que, el Gobierno Nacional anunció el fin de la emergencia sanitaria en el país, la cual estuvo vigente hasta el 30 de junio de 2022¹. En lo transcurrido del año 2023 (enero a marzo), la demanda promedio mensual se ubicó en los 6.388 GWh-mes (i.e. 210,3 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 1,89% con respecto a 2022. (Gráfica 2)



Gráfica 1. Seguimiento a la demanda de energía eléctrica SIN a 2023p
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023

¹ Ministerio de Salud y Protección Social. (2022). Resolución 666 de 2022. "Por la cual se prorrogua la emergencia sanitaria por el coronavirus COVID-19, declarada mediante Resolución 385 de 2020, prorrogada por las Resoluciones 844, 1462, 2230 de 2020, 222, 738, 1315, 1913 de 2021 y 304 de 2022". Abril 28 de 2022. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: https://www.minsalud.gov.co/Normatividad_Nuevo/Resoluci%C3%B3n%20No.%20666%20de%202022.pdf



Gráfica 2. Demanda mensual de energía eléctrica en el SIN a 2023p
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023

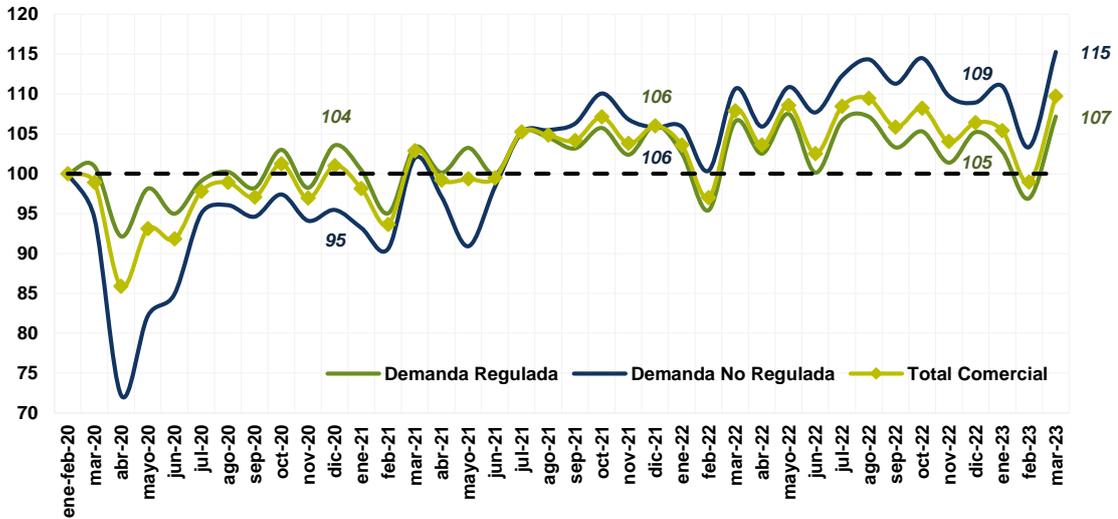
b. Comportamiento de la demanda por mercado

Para el año 2020, la participación de la demanda del mercado regulado (MR) aumentó en 1,46 pp de su valor a razón de la demanda del mercado no regulado (MNR), pasando de 68,55% (i.e. 134,39 GWh-día/2019) a 70,01% (i.e. 133,97 GWh-día/2020). Sin embargo, para 2021 y 2022, la demanda del mercado regulado disminuye en 1,24 pp y 1,51 pp de su valor, a razón de la demanda del MNR. Esto se da como resultado de la reactivación económica de los sectores desde 2021, lo que traduce en un repunte en la participación del MNR, pasando de un 29,99% en 2020 (i.e. 57,33 GWh-día) a 31,23% en 2021 (i.e. 63,18 GWh-día) y a 33,13% en 2022 (i.e. 68,44 GWh-día).

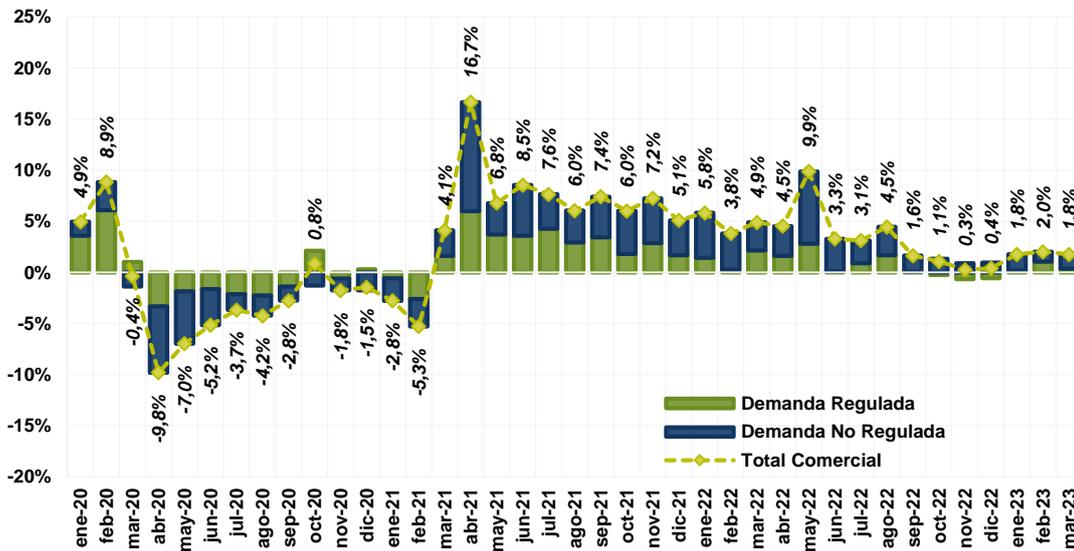
Es de recordar que, durante el primer año de la pandemia (año 2020), la demanda comercial tuvo un crecimiento anual del -2.05%, impactado directamente sobre el comportamiento de la demanda del MNR, en donde se obtuvo un crecimiento del -6,42% para este mercado. A partir de 2021, en donde se dio la apertura de las actividades productivas y el avance en el plan de vacunación, la demanda del MNR alcanzó crecimientos del 9,52% en 2021 (contribuyendo positivamente con 2,98 pp al crecimiento total de la demanda del año que fue del 5,26%). Para 2022, la demanda promedio día para el MR se ubicó entre 136,45 y 143,05 GWh-día y para el MNR estuvo entre 65 y 70,60 GWh-día. Asimismo, se tuvieron crecimientos anuales para el MR y MNR del 1,17% y 8,32%, y con contribuciones positivas que suman 0,79 y 2,73 puntos porcentuales al crecimiento anual, respectivamente.

En cuanto al 2023 (1er trimestre), la demanda promedio mensual del MR se ubicó en los 4.220 GWh-mes (i.e. 140,73 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 0,79% con respecto a 2022. Para este trimestre, la demanda promedio mensual del MNR se ubicó en los 2.091 GWh-mes (i.e. 69,71 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 3,97% con respecto al año anterior.

Al tomar como base la demanda promedio de enero y febrero de 2020 (meses Pre-COVID), se muestra que la demanda del MNR a diciembre del año: a) 2020 creció 0,95 veces; b) 2021 creció 1,06 veces; y c) 2022 creció 1,09 veces. De otra parte, la demanda del MR a diciembre del año: a) 2020 creció 1,04 veces; b) 2021 creció 1,06 veces; y c) 2022 creció 1,05 veces. Ver Gráfica 3a.



a. Índice por mercado de la demanda comercial (Base enero-febrero 2020 = 100)



b. Contribución al crecimiento por mercado de la demanda comercial (%)

Gráfica 3. Comportamiento de la demanda por mercado

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

c. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Durante 2020, la demanda MNR tuvo un crecimiento del -6,42%, lo que representó en una reducción de 9,62 pp con respecto al crecimiento obtenido en 2019 (3,20%). Con la reapertura de las actividades de la economía en 2021, esta repuntó en 15,95 pp en relación a 2020, alcanzando un crecimiento del 9,52%.

En 2022, el crecimiento de la demanda MNR se ubicó en 8,32%. En este año se alcanzaron crecimientos anuales positivos en cada una de las actividades, de: 3,33% (industrias manufactureras), 19,09% (explotación de minas y canteras), 3,18% (comercio al por mayor y al por menor), 1,38% (administración pública y defensa), 6,92% (agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca) y del 9,67% (resto de actividades). Además, las contribuciones fueron positivas y sumaron al crecimiento anual de la demanda de este mercado en 1,40 5,16; 0,17; 0,06; 0,25; y 1,70 pp, respectivamente para dichos sectores. Es de resaltar que, las actividades que superaron el crecimiento obtenido en 2021 fueron: explotación de minas y canteras (aumento de 11,86 pp), administración pública y defensa (aumentó en 0,08 pp) y la denominada “Resto de actividades” (aumento de 0,53 pp).

Para el primer trimestre del 2023, la demanda promedio mensual para el MNR encontró en: 834 GWh-mes en Industrias manufactureras, 619 GWh-mes en Explotación de minas y canteras, 106 GWh-mes en Comercio al por mayor y al por menor, 94 GWh-mes en Administración pública y defensa, 77 GWh-mes en Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca, y de 361 GWh-mes en otras actividades. Los crecimientos promedio-mes fueron de -3,05%, 19,47%, -2,40%, -1,87%, 5,86%, y 1,66%, respectivamente, con respecto al mismo trimestre de 2021. La demanda del MNR actualmente está compuesta por 20 ramas de la actividad económica, de las cuales 5 aportan más de un 80% del total de ésta (ver Tabla 1).

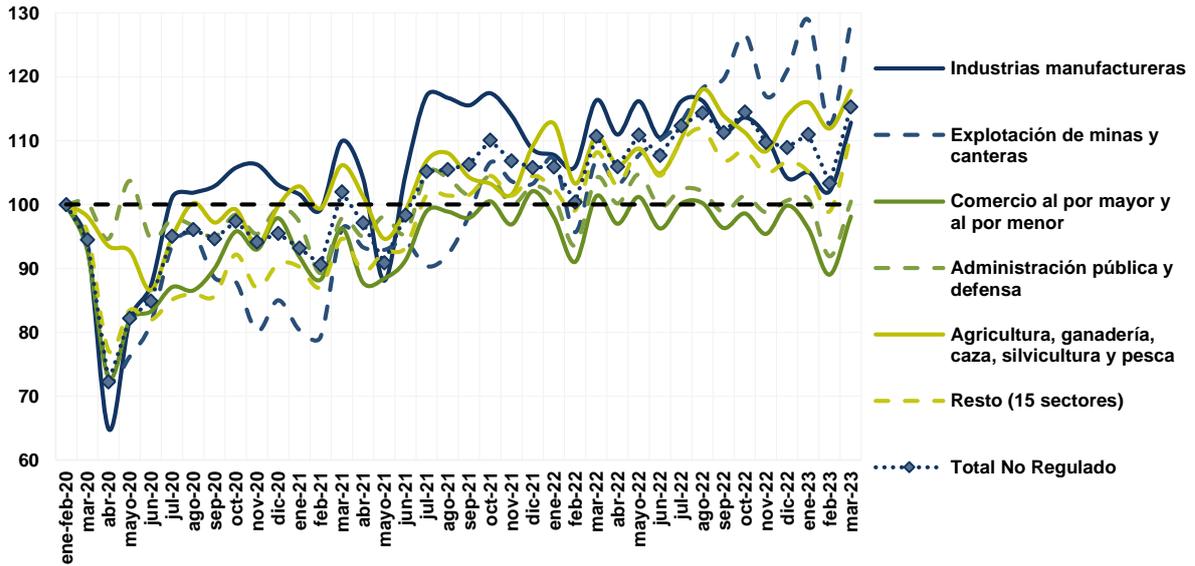
Tabla 1. Participaciones sectoriales dentro de la demanda MNR

Año	Industrias manufactureras	Explotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor	Administración pública y defensa	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Otros (15sectores)
2019	42,63%	24,54%	5,97%	5,35%	3,36%	18,16%
2020	42,70%	25,11%	5,74%	5,40%	3,68%	17,38%
2021	43,99%	24,58%	5,52%	4,99%	3,59%	17,32%
2022	41,97%	27,02%	5,26%	4,67%	3,54%	17,53%
2023.	39,91%	29,59%	5,05%	4,52%	3,69%	17,25%

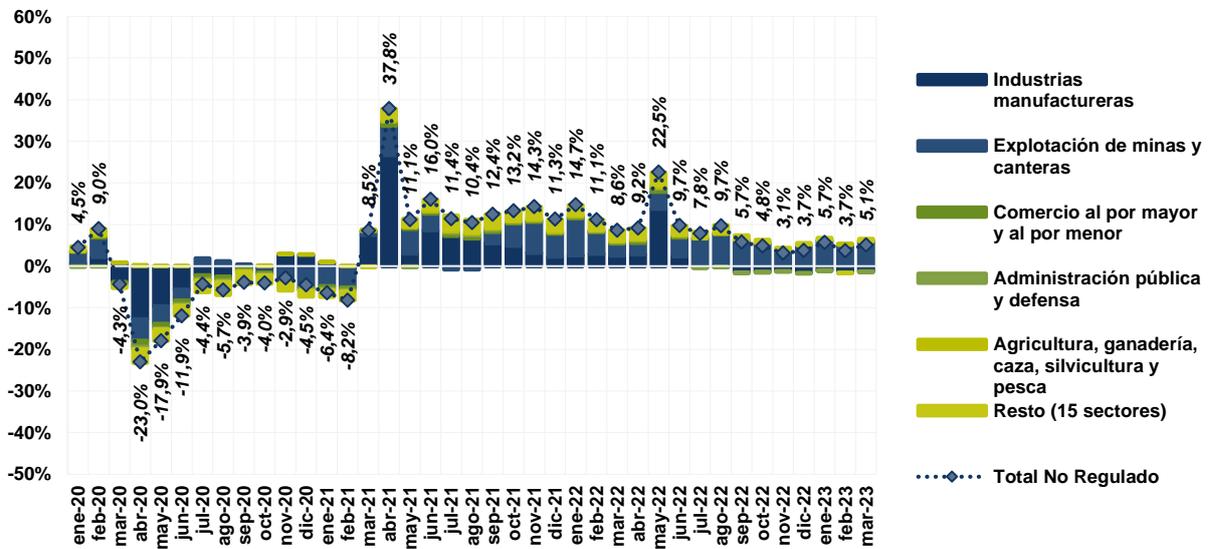
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

Tomando como base la demanda promedio del mercado no regulado entre enero y febrero de 2020, se muestra que, a diciembre de 2020 sólo las industrias manufactureras recuperaron su nivel con el presentado en la pre-pandemia. A diciembre de 2021 y 2022, todas las actividades han crecido por encima de lo presentado antes del COVID, con excepción de comercio al por mayor y al por menor. Ver Gráfica 4a.

	Demanda respecto a ene-feb 2020 (# de veces)			
	dic-20	dic-21	dic-22	mar-23
Industrias manufactureras:	1,03	1,09	1,04	1,13
Explotación de minas y canteras:	0,85	1,03	1,21	1,29
Comercio al por mayor y al por menor:	0,98	1,02	1,00	0,98
Administración pública y defensa:	0,99	1,03	1,01	1,00
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca:	1,00	1,09	1,14	1,18
Resto (15 sectores):	0,91	1,04	1,07	1,11
Total MNR:	0,95	1,06	1,09	1,15



a. Índice sectorial de la demanda comercial No Regulada (Base enero-febrero 2020 = 100)



b. Contribución sectorial al crecimiento de la demanda comercial No Regulada (%)

Gráfica 4. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

Tabla 2. Crecimiento de la demanda y contribuciones sectoriales

	Contribuciones al crecimiento						Crecimiento MNR
	Industrias manufactureras	Explotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor	Administración pública y defensa	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Otros (15sectores)	
2020Q1	-0,36%	2,66%	-0,03%	-0,17%	0,19%	0,57%	3,53%
2020Q2	-9,54%	-3,97%	-1,17%	-0,33%	0,12%	-2,89%	-18,91%
2020Q3	-1,74%	1,16%	-0,71%	-0,40%	-0,10%	-2,92%	-6,85%
2020Q4	1,65%	-3,38%	-0,36%	-0,29%	0,16%	-1,76%	-5,45%
2021Q1	2,53%	-3,01%	-0,32%	-0,27%	0,13%	-1,38%	-3,44%
2021Q2	11,42%	5,57%	0,67%	-0,07%	0,30%	2,35%	23,88%
2021Q3	6,43%	0,28%	0,67%	0,37%	0,33%	3,22%	15,71%
2021Q4	3,43%	6,11%	0,24%	0,23%	0,25%	2,61%	15,77%
2022Q1	2,66%	5,44%	0,27%	0,24%	0,21%	2,45%	14,04%
2022Q2	5,88%	3,77%	0,54%	0,26%	0,29%	2,62%	16,38%
2022Q3	-0,66%	6,82%	0,02%	-0,11%	0,26%	1,39%	9,25%
2022Q4	-1,36%	4,70%	-0,10%	-0,10%	0,22%	0,54%	4,53%
2023Q1	-1,22%	5,76%	-0,12%	-0,08%	0,22%	0,29%	5,21%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

d. Comportamiento de la demanda por áreas

La demanda de energía eléctrica durante 2020 contrajo su crecimiento anual en todas las áreas con respecto a 2019. Las áreas, registraron tasas de crecimiento anuales del: -3,64% (Antioquia), -3,61% (Nordeste), -3,49% (Oriente), -2,28% (Suroccidental), y -1,58% (Caribe). Lo anterior representó para 2020, contribuciones negativas al crecimiento anual de la demanda de 3 puntos porcentuales con respecto al 2019. Ver Tabla 3.

Para el año 2021, todas las áreas crecieron positivamente, alcanzando aumentos entre 4,63 a 11,96 pp con respecto al crecimiento de 2020. Adicionalmente, se evidenció que las áreas de Caribe y Suroccidental, aumentaron su participación dentro de la demanda a razón de las áreas de Oriente (-0,20 pp), Antioquia (-0,13 pp) y Nordeste (-0,11 pp).

Además, el crecimiento de la demanda comercial por áreas para 2021 fue de 4,83% con respecto a 2020, en donde el aporte de las áreas al crecimiento anual fue de 1,38 (Caribe), 1,12 (Oriente), 1,02 (Nordeste), 0,85 (Antioquia), y 0,49 (Suroccidental) puntos porcentuales. Es de mencionar que, el área Suroccidental fue afectada en mayor medida por efectos de los bloqueos que se presentaron durante el paro nacional del segundo trimestre, en el especial en el departamento del Valle del Cauca. Ver Tabla 4.

En cuanto al año 2022, el crecimiento de la demanda comercial por áreas fue de 2,89% con respecto al 2021, en donde la mayoría de las áreas contribuyeron positivamente al crecimiento anual de la demanda total a excepción del área Caribe, con aportes que fueron de: 1,69 (Oriente); 0,54 (Nordeste); 0,53 (Suroccidental); 0,27 (Antioquia); y -0,07 (Caribe) puntos porcentuales.

De manera similar, para el 2023 (1er trimestre), la demanda promedio mensual para cada una de las áreas fue de: 1.644 GWh-mes en Caribe, 1.618 GWh-mes en Oriente, 1.257 GWh-mes en Suroccidental, 840 GWh-mes en Antioquia, y 784 GWh-mes en Nordeste. Los crecimientos promedio mes fueron de -0,65%, 4,17%, 0,17%, 0,15%, y 5,45%, respectivamente para las áreas mencionadas, con respecto a 2022. Ver Gráfica 5b y Tabla 4. Adicionalmente, la demanda del MNR para primer trimestre de 2023 de acuerdo la información recolectada y administrada por el Operador del Mercado – XM, las actividades económicas que tuvieron mayor incidencia en cada una de las áreas fueron:

- Área Caribe: Explotación de minas y canteras (extracción de carbón de piedra, y minerales de níquel), Otras actividades de servicios, Actividades profesionales (administración empresarial), Agricultura – ganadería – etc. (cría de aves de corral, y ganado bovino y bufalino), y Construcción (edificios no residenciales).
- Área Oriente: Explotación de minas y canteras (extracción de petróleo crudo), Transporte y almacenamiento (transporte de pasajeros), Distribución de agua (captación, tratamiento y distribución), Otras actividades de servicios (asociaciones religiosas), y Actividades profesionales (administración empresarial y arquitectura e ingeniería).
- Área Suroccidente: Agricultura – ganadería – etc. (cultivo de arroz, flor de corte, cría de ganado porcino), Administración pública (actividades de planes de seguridad social, entre otras), Comercio (desechos y chatarra, aparatos de uso doméstico, autopartes y accesorios para vehículos, comercio al por menor), Actividades de salud (hospitales), Suministro de electricidad - gas – etc. (transmisión de energía eléctrica).

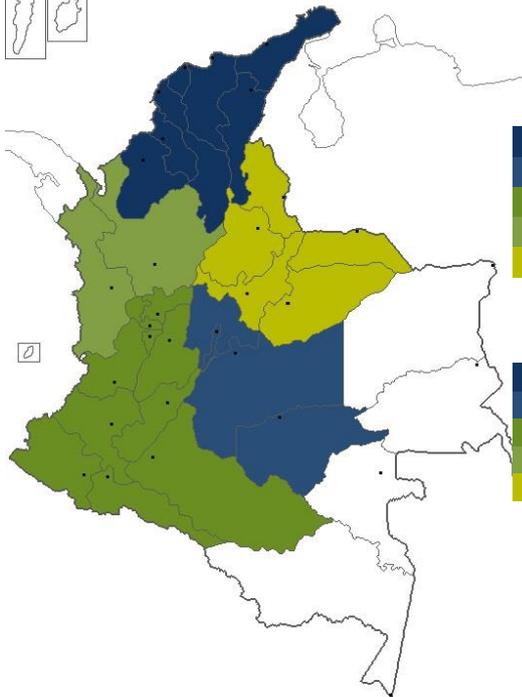


Tabla 3. Demanda comercial por áreas (GWh-año) – 2019 a 2022

Área	Demanda (GWh-año)			
	2019	2020	2021	2022
Caribe	17.846	17.805	18.709	18.587
Oriente	16.783	16.242	16.898	17.119
Suroccidente	14.968	14.627	14.971	15.353
Antioquia	9.602	9.253	9.827	10.020
Nordeste	7.497	7.275	7.782	7.982

Área	Crecimiento de la Demanda (%)			
	2019	2020	2021	2022
Caribe	4,4%	-0,2%	5,1%	-0,7%
Oriente	2,7%	-3,2%	4,0%	1,3%
Suroccidente	1,2%	-2,3%	2,3%	2,6%
Antioquia	1,6%	-3,6%	6,2%	2,0%
Nordeste	5,3%	-3,0%	7,0%	2,6%

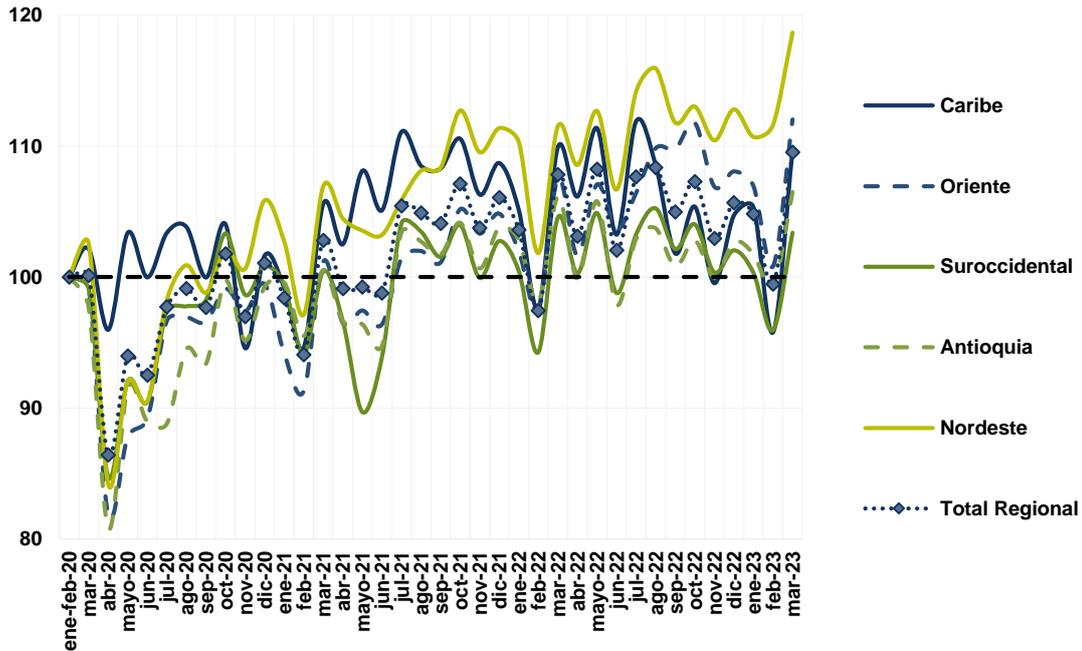
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023

- Área Antioquia: Explotación de minas y canteras (extracción de oro, extracción de arcillas de uso industrial, y otros minerales), Suministro de electricidad - gas – etc. (distribución y transmisión de energía eléctrica), Comercio (productos alimenticios, vehículos usados, productos textiles), Actividades de salud (hospitales), y Alojamiento (hoteles y centros vacacionales).
- Área Nordeste: Industrias manufactureras (industrias básicas de hierro y acero, fabricación de sustancias y productos químicos, fabricación de pinturas, etc.), Agricultura – ganadería – etc. (cultivo de palma para aceite, cultivo de arroz) Transporte y almacenamiento (transporte por tuberías), Educación (universidades), Actividades inmobiliarias.

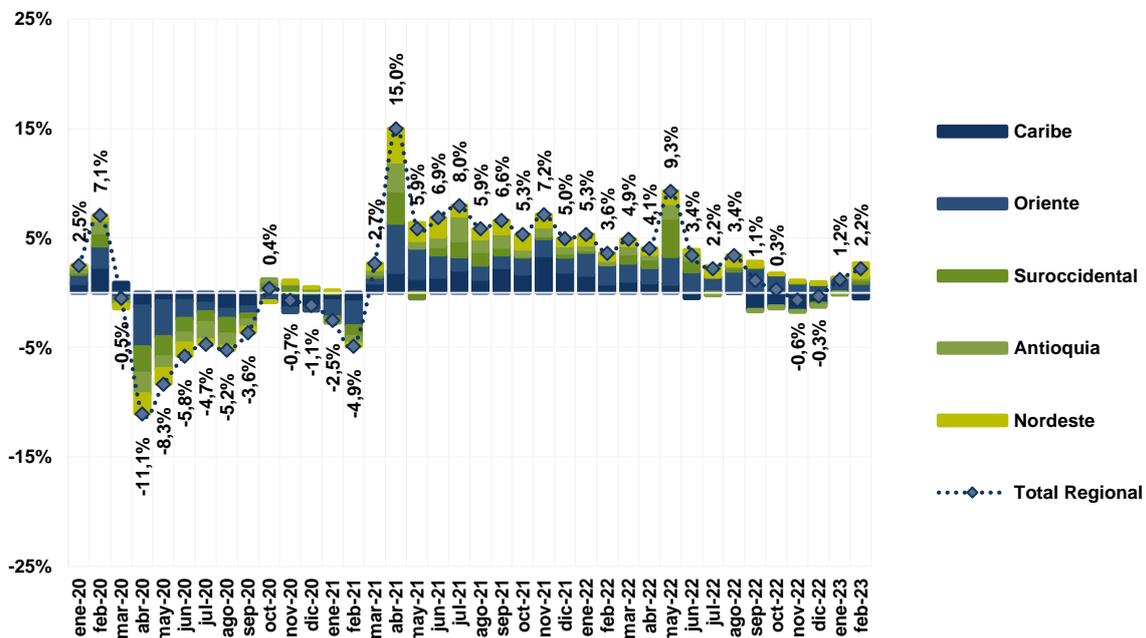
Tabla 4. Crecimiento de la demanda y contribuciones por áreas

	Contribuciones al crecimiento					Crecimiento Demanda
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	
2020Q1	1,37%	0,72%	0,33%	0,43%	0,06%	2,91%
2020Q2	-0,91%	-2,90%	-1,87%	-1,29%	-1,44%	-8,40%
2020Q3	-1,30%	-0,74%	-1,00%	-1,14%	-0,36%	-4,55%
2020Q4	-0,83%	-0,51%	0,67%	0,12%	0,07%	-0,49%
2021Q1	-0,24%	-1,04%	-0,37%	-0,10%	0,17%	-1,57%
2021Q2	1,57%	3,07%	0,98%	1,37%	2,05%	9,04%
2021Q3	1,90%	1,24%	1,13%	1,54%	0,98%	6,79%
2021Q4	2,34%	1,50%	0,26%	0,67%	1,00%	5,78%
2022Q1	1,21%	1,82%	0,38%	0,54%	0,68%	4,62%
2022Q2	0,44%	1,95%	1,76%	0,74%	0,66%	5,55%
2022Q3	-0,47%	1,85%	0,10%	-0,02%	0,76%	2,23%
2022Q4	-1,30%	1,14%	-0,02%	-0,14%	0,10%	-0,21%
2023Q1	-0,17%	1,10%	0,03%	0,02%	0,68%	1,66%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.



a. Índice por áreas de la demanda comercial (Base enero-febrero 2020 = 100)



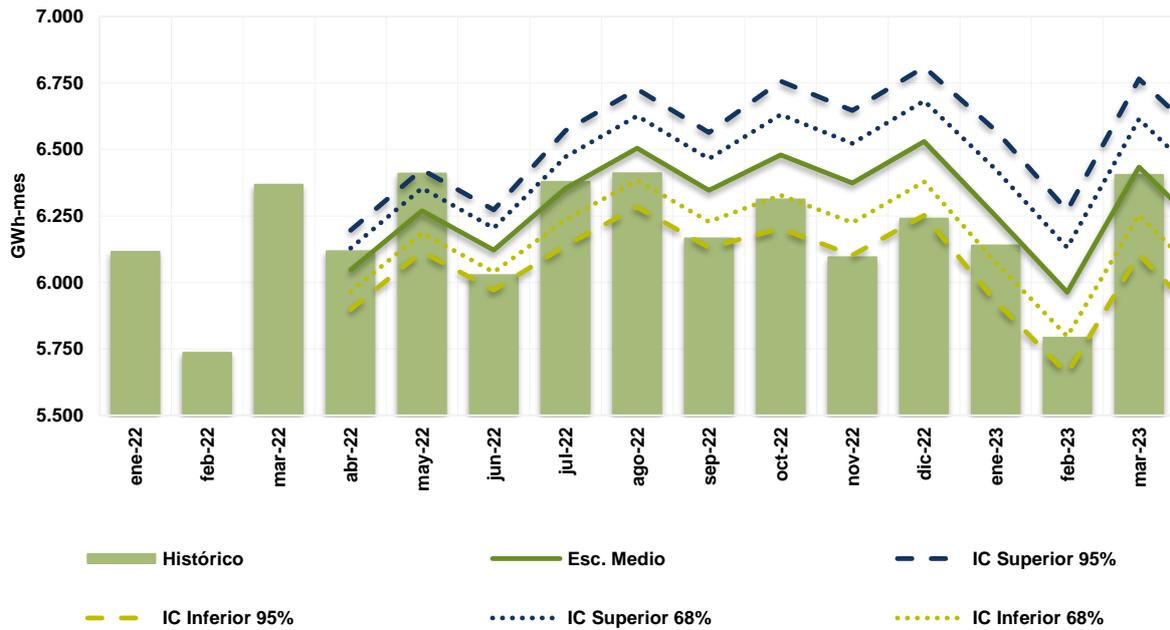
b. Contribución al crecimiento por área de la demanda comercial (%)

Gráfica 5. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

e. Comportamiento real vs proyecciones de la edición 2022

Las desviaciones de los escenarios de la proyección de demanda publicada en la actualización de septiembre de 2022, frente al consumo observado se presentan en el Anexo I. El desempeño de los escenarios desde abril de 2022 a marzo de 2023, han mostrado un alto grado de confianza. Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN (no incluye GCE) el error cuadrático medio para el periodo de análisis oscila entre el 0,04% y 0,38% (Gráfica 6).

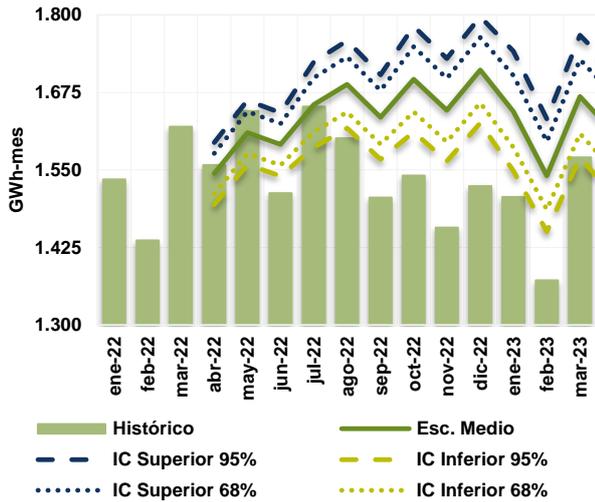


Gráfica 6. Comparación proyecciones de demanda UPME 2022 – 2023p vs comportamiento real demanda de energía SIN.

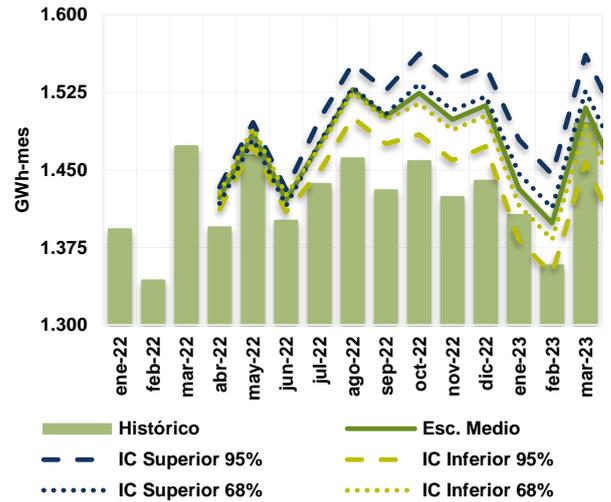
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

Vale la pena señalar que la proyección de demanda que incluye los GCE, corresponde a la proyección para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la UPME por los potenciales usuarios que representan grandes cargas para el SIN. En este sentido, el volumen de energía correspondiente a los GCE no es resultado de un ejercicio de proyección. Al incluir la información de GCE, el error cuadrático medio para el periodo abril 2022 a marzo 2023 oscila entre el 0,04% y el 0,36%. Por otra parte, en cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima del SIN, el error cuadrático medio promedio para los escenarios fue entre el 0,03% y 0,44%.

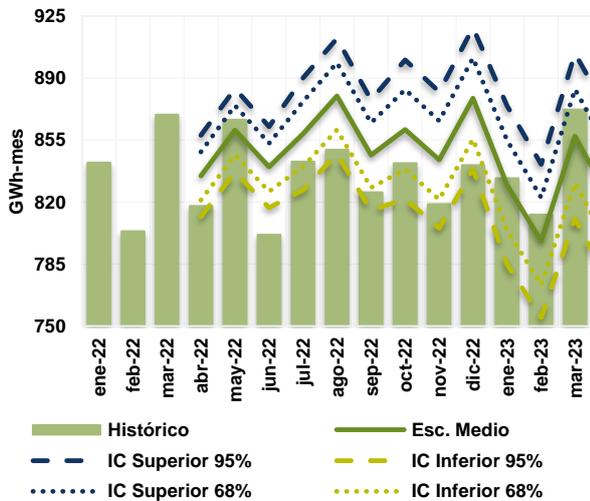
De manera análoga, se presenta el seguimiento al comportamiento de las proyecciones regionales expuestas en el informe de junio de 2021 para energía eléctrica del SIN, en donde se evidencia que las proyecciones en cada de las regiones réplica en gran medida el comportamiento (tendencia y estacionalidad) del valor real. Adicionalmente, los errores cuadráticos medios para el escenario medio de las regiones fueron de: 0,67% Costa Caribe, 0,12% Centro, 0,07% Noroeste, 0,08% Oriente, 0,17% Tolima Grande, 0,04% CQR y 0,02% Sur. En cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima regionales del SIN, el error cuadrático medio promedio para el escenario medio oscila entre 0,03% y 0,21%.



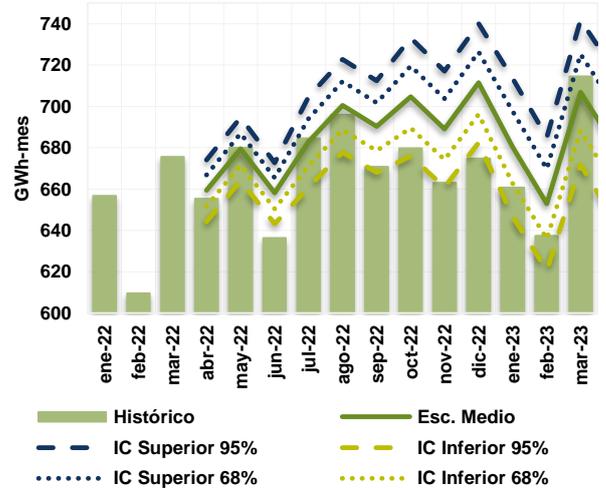
● **Costa Caribe**



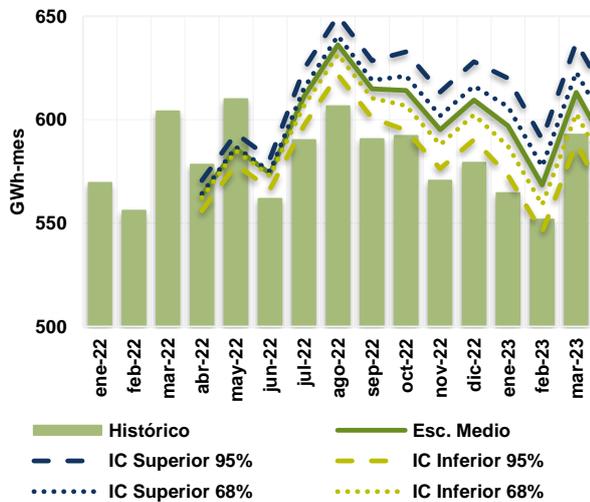
● **Centro**



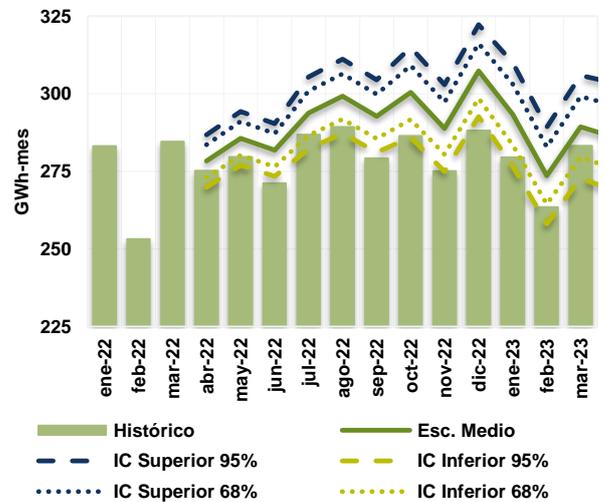
● **Noroeste**



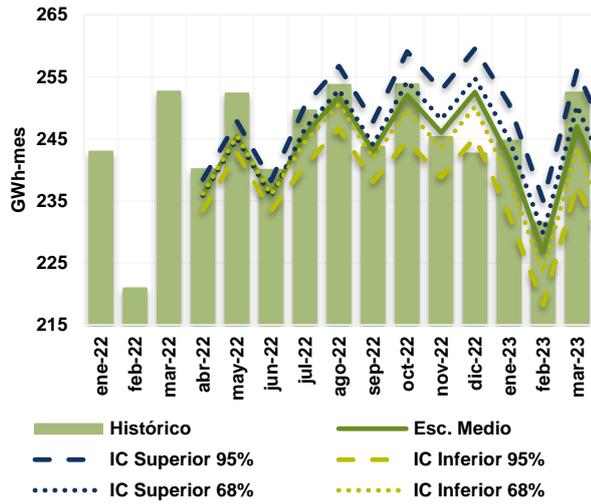
● **Oriente**



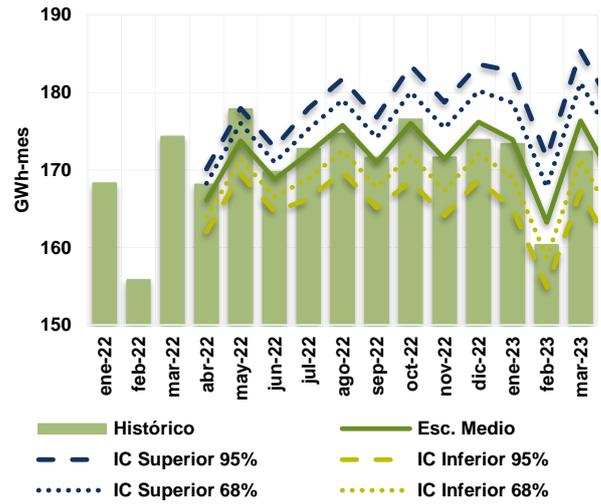
● **Valle**



● **Tolima Grande**



● CQR



● Sur

Gráfica 7. Comparación proyecciones regionales de demanda UPME 2022 – 2023p versus comportamiento real demanda de energía SIN.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

a. Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo

Los modelos para la proyección de demanda de energía eléctrica utilizan como variables explicativas: la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB real estimadas por la UPME para el periodo 2023 - 2037, la población y la temperatura. Las fuentes de información utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento se relacionan en la Tabla 5.

Tabla 5. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2023-2037

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2023M03	GWh-mes	XM
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2023Q1	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE
	Proyección Trimestral: 2023Q2 – 2037Q4		UPME
Población	Histórico Anual: 1994 – 2019	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2020 – 2037		DANE
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2022M12	Grados centígrados (°C)	IDEAM
	Proyección Mensual: 2023M01 - 2037M12		IDEAM

La proyección de demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento cuenta con tres componentes: la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano y la estimación del consumo de vehículos eléctricos y de reducciones de demanda resultantes de la generación distribuida.

La proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo es resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos², el cual emplea modelos multivariados VAR³ y los VEC⁴ (metodología explicada en informes previos). Acompaña a la proyección del valor esperado, dos intervalos de confianza con límites alto y bajo con el mismo rango sobre todo el periodo de proyección. Los modelos empleados, incorporan las variables expuestas en la Tabla 5, y contemplan como supuesto principal el crecimiento potencial de la economía, el cual se estima que para el período 2023 y 2024 sea del 1,8% y 3,0% (de acuerdo con el Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP⁵ - 2023). Adicionalmente, se contempla las expectativas de crecimiento potencial de la economía de largo plazo estimado por analistas nacionales (DANE) e internacionales (Banco mundial y el Fondo Monetario internacional), el cual se encontraría alrededor del 3,5%, para el período 2025-2037.

² CASTAÑO V., ELKIN. (1994). "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error". Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSN 2323-0622. Páginas 59 – 80.

³ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos

⁴ VEC: Modelo de Vectores de Corrección de Error

A este modelo se le introducen variables exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013, Q3/2017 a Q2/2018, Q2/2020 a Q1/2021 y Q4/2022 a Q3/2023).

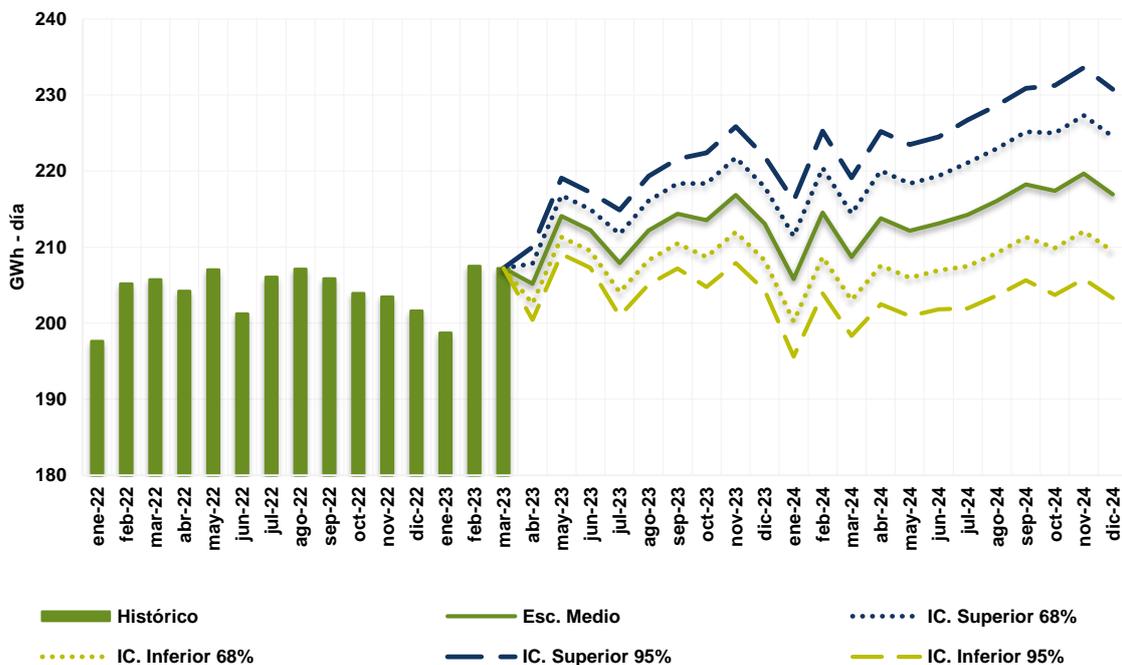
⁵ Marco Fiscal de Mediano Plazo 2023. "Estrategia sostenible para la transformación social y económica de Colombia". Página 125. En línea: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-223865%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

b. Resultados

i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 8, se presenta la demanda promedio mensual-diaria estimada con sus respectivos intervalos de confianza alto y bajo para el periodo 2023-2024. Se estima que el rango esperado para la demanda de energía eléctrica en el corto plazo (próximos 2 años) con un intervalo de confianza al 95%, se encuentre entre 196 a 234 GWh-día. De igual manera, se estima que el rango esperado para la demanda eléctrica con un intervalo de confianza al 68%, se encuentre entre 199 a 227 GWh-día.

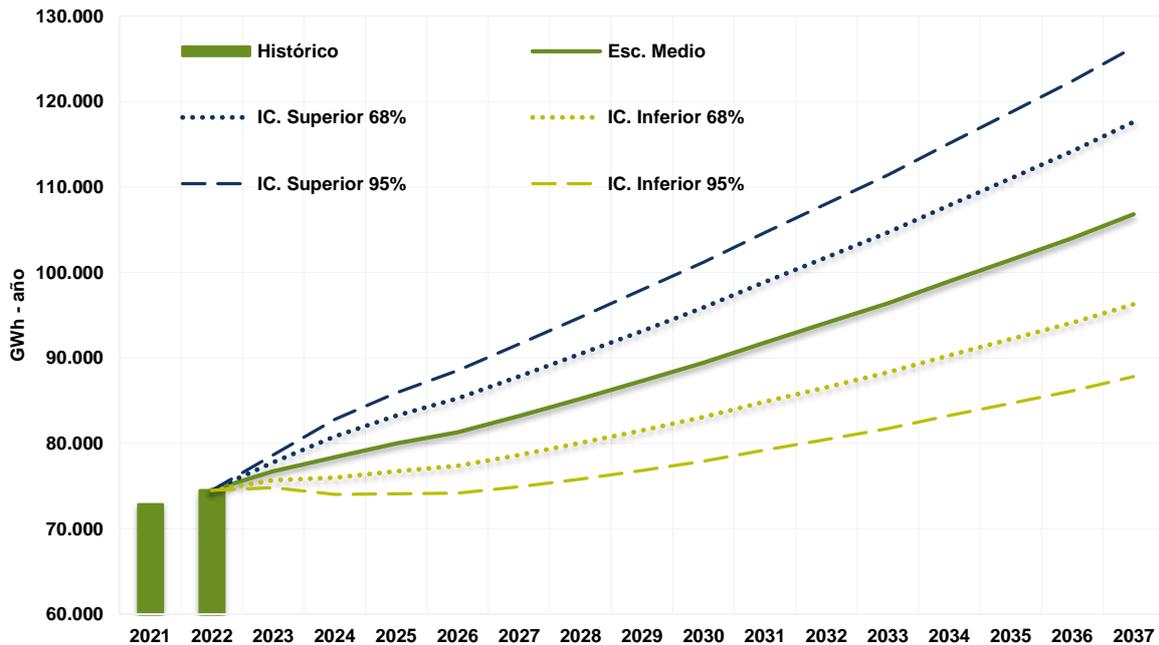
Además, se prevé un crecimiento en la demanda promedio mes-día del 3% en el escenario medio con respecto a lo observado en 2022, para el período en mención. Lo anterior como resultado del crecimiento económico y la recuperación en la demanda observada en el último año.



Gráfica 8. Proyección promedio mensual diaria de demanda energía eléctrica (GWh-día) – sin GCE

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2023 a 2037 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio entre 1,65% a 2,99%. Ver Gráfica 9.



Gráfica 9. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

ii. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN + GCE + ME +GD

En esta sección se presenta la proyección de demanda de energía eléctrica considerando la movilidad eléctrica (ME) y la generación distribuida (GD). De igual forma se presenta la información que se reporta a la UPME con respecto a las demandas de consumidores especiales (GCE). Es de resaltar que, a partir del enero de 2023 se registró demanda asociada a la entrada de Drummond La Loma en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM⁶.

En la Tabla 6 se presentan los consumos esperados de los GCE separado en dos grupos, en relación con el grado de incertidumbre en el nivel de su demanda. El primero, corresponde a consumidores que ya están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pero tienen menos de 10 años de historia. En el segundo grupo se presenta la información reportada de demanda de los GCE que aún no se encuentran conectados, pero que tienen un concepto de conexión aprobado por la UPME o el operador de red.

Con la información suministrada a la UPME con respecto de GCE: a) la participación de los GCE Grupo 1 dentro de la demanda de energía eléctrica se estima que estará entre un 3,98% y un 5,15%, para el período 2023-2037, lo que se traduce en un aporte promedio de 0,44 puntos porcentuales al crecimiento promedio año de la demanda de energía eléctrica, y b) en caso de que se materialice la entrada de los proyectos mencionados anteriormente en relación a los GCE Grupo 2, éstos tendrían una participación entre 0,28% y 2,51%, contribuyendo hasta 1,69 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda, para el período de análisis.

⁶ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2023). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda>

Tabla 6. Información de GCE

Grupo	Nombre del GCE	Radicado UPME del concepto de conexión	Año de entrada
Grupo 1. GCE conectados al SIN con menos de 10 años de operación.	Rubiales	20151500000341	2014
	Drummond Río Córdoba ⁷	20141500055111	2015
	Tubos Caribe ⁸	20131500059741	2019
	San Fernando	20211520018061	2021
	Drummond La Loma	20141500063731	2023
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	Ternium	20181520003441	2022
	Quebradona	20191100090532	2028
		20221140111861	
	MINESA	20191100090222	2025
		20211520072001	
	EEAR Canoas ⁹	20211520092171	2023
	Metro de Bogotá	20211520124031	2025
		20211520124041	
		20211520124051	
	RegioTram	20211520122261	2024
20211520122271			
Puerto Antioquia	Informado ante el operador de red	2023	
ODC ¹⁰ Caucasia		2026	
Metro de Medellín La 80		2025	

De manera similar, se estima que la participación de los ME se encuentre entre 0,08% y 5,49% y con una contribución entre 0,01 y 1,25 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Es de resaltar que los valores empleados fueron los estimados en el Plan Energético Nacional - PEN 2022-2052¹¹, en específico los asociados al escenario de modernización. En donde, se prevé que la participación de la energía eléctrica dentro del parque automotor estará compuesto de la siguiente manera: a) año 2023, 11,03% en el transporte liviano, 71,19% en el transporte masivo, 10,49% en motos y 7,29% en transporte pesado, b) año 2037, 11,51% en el transporte liviano, 14,86% en el transporte masivo, 71,40% en motos y 2,22% en transporte pesado, y c) año 2052, 22,98% en el transporte liviano, 25,28% en el transporte masivo, 49,37% en motos y 2,37% en transporte pesado.

Adicionalmente, para las proyecciones de GD se prevé una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, la cual estaría entre -1,89% y -0,38%. Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría entre 0,07 y 0,26 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. La información empleada para la proyección es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021¹², la cual actualiza la definición de generación distribuida presentada en la Resolución 030 de 2018. A partir de ésta, se estima la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico instalado en una azotea o puesto en tierra conectado a la red, basado en el ingreso de algunos datos de referencia, tales como: capacidad instalada, tipo de matriz, pérdidas del sistema y ángulo de inclinación.

⁷ Esta carga tiene capacidad aprobada por 45 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.

⁸ Esta carga tiene capacidad aprobada por 25 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.

⁹ EEAR: Estación Elevadora de Aguas Residuales.

¹⁰ ODC: Oleoducto de Colombia.

¹¹ UPME. (2023). Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052.

En línea: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>

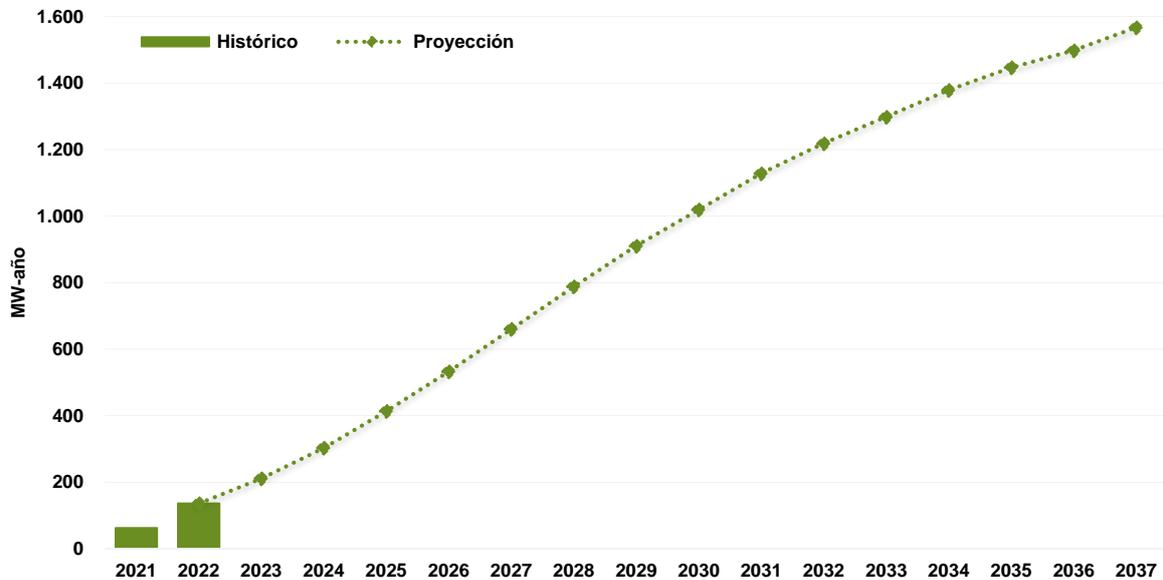
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

¹² Resolución CREG 174 de 2021: "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". En línea:

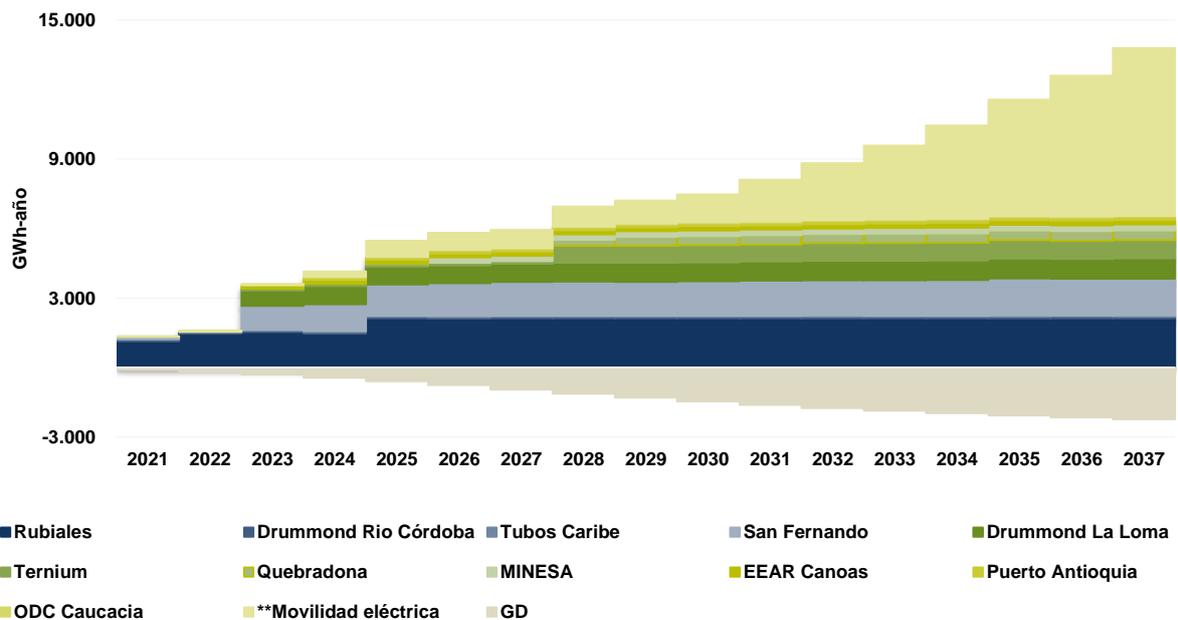
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/\\$FILE/Crege174-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/$FILE/Crege174-2021.pdf)

Definición Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Así mismo, en la Gráfica 10 se presentan los resultados de capacidad instalada futura asociada a la GD, manteniendo un factor de utilización o de aprovechamiento del 32% (valor histórico observado), calculado con la relación entre la potencia demandada y la potencia instalada. Se estima que la capacidad instalada a 2023 sea de 211 MW y para 2037 de 1.567 MW, con un crecimiento promedio año del 18,6%. En la Gráfica 11, se presenta la información de GCE, ME y GD utilizada en esta proyección.



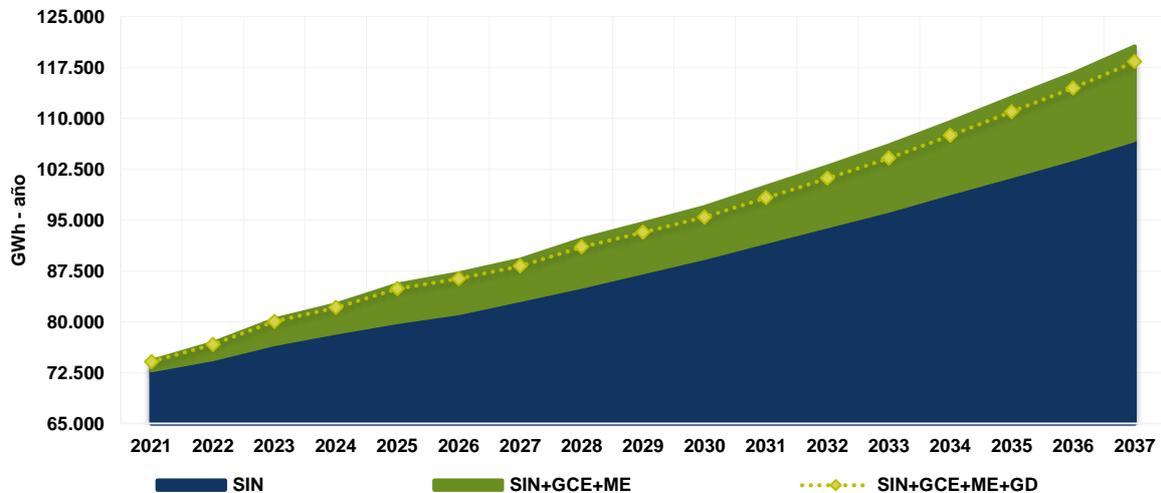
Gráfica 10. Proyección anual de capacidad instalada de GD (MW-año)
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.



Gráfica 11. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) GCE + ME¹³ +GD. *Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisan en cada proyección.
Fuente: Pacific Rubiales - PEL, Drummond, Tenaris, Ecopetrol - ISA Intercolombia, Transelca, Minesa - ESSA, Quebradona, EAAB, Metro1, ENEL, CFRO, 2023.

¹³ Movilidad eléctrica incluye: Vehículos eléctricos, Metro de Bogotá, RegioTram, Metro de Medellín - La 80.

Al incluir la información de ME y GCE Grupo 1, se estima que la demanda de energía eléctrica en el escenario medio tendría un crecimiento anual entre el 1,66% a 5,27%. Si se le adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 1,94% a 5,57%, para el período 2023-2037. Luego, si a esta demanda se le incluye la GD, se presentaría una reducción del crecimiento anual en dicho escenario entre el 0,01% y 0,19%. Ver Gráfica 12.



Gráfica 12. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) – Esc. Medio
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN¹⁴

Para la construcción de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima por áreas eléctricas, se emplean los valores obtenidos de la proyección de demanda del SIN, manteniendo la coherencia necesaria entre ambos resultados¹⁵. Además, se consideran los efectos calendario, que permiten replicar la tendencia y estacional propia de la serie para una de las áreas, y de esta manera obtener las proyecciones mensuales de la demanda de electricidad por áreas. La metodología empleada para la proyección por áreas de demanda de energía eléctrica como de potencia máxima es estimada mediante mínimos cuadrados ordinarios dinámicos¹⁶.

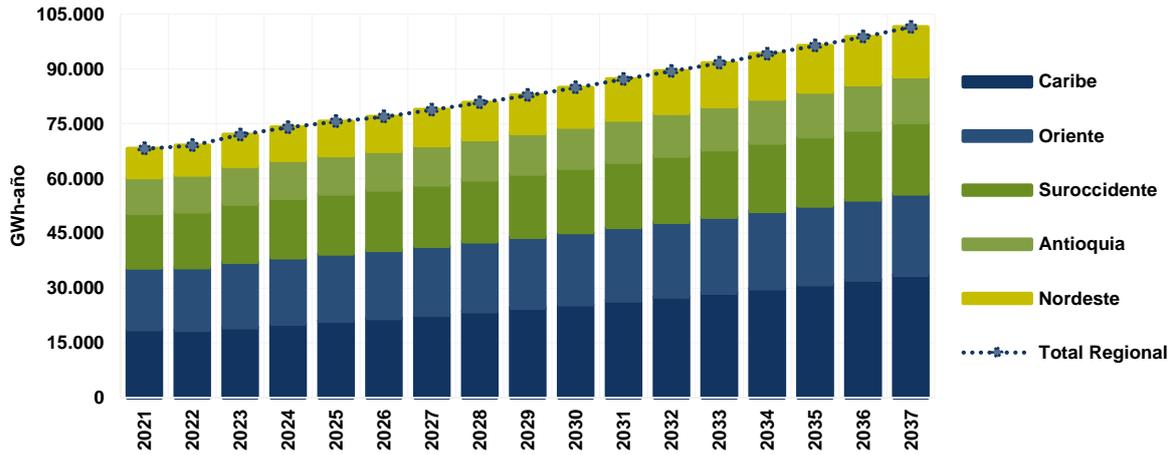
Se estima que para el período 2023 a 2037, el crecimiento mensual promedio en el escenario medio de la demanda por área sea de: 4,04% - Caribe (i.e. 2.158 GWh-mes), 1,81% - Oriente (i.e. 1.661 GWh-mes), 1,61% - Suroccidente (i.e. 1.470 GWh-mes); 1,55% - Antioquia (i.e. 947 GWh-mes), y 3,55% - Nordeste (i.e. 902 GWh-mes) (Gráfica 13). En consecuencia, el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para el período de análisis se prevé en 2,48%, en donde el aporte de las áreas al aumento del crecimiento será de 1,14 (Caribe), 0,4 (Oriente), 0,31 (Suroccidente), 0,2 (Antioquia), y 0,42 (Nordeste) puntos porcentuales.

¹⁴ No se incluyen las cargas especiales existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas), ni las pérdidas del STN.

¹⁵ La sumatoria de las demandas por áreas, cargas especiales existentes y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

¹⁶ 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 for coal in mainland China". ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334.

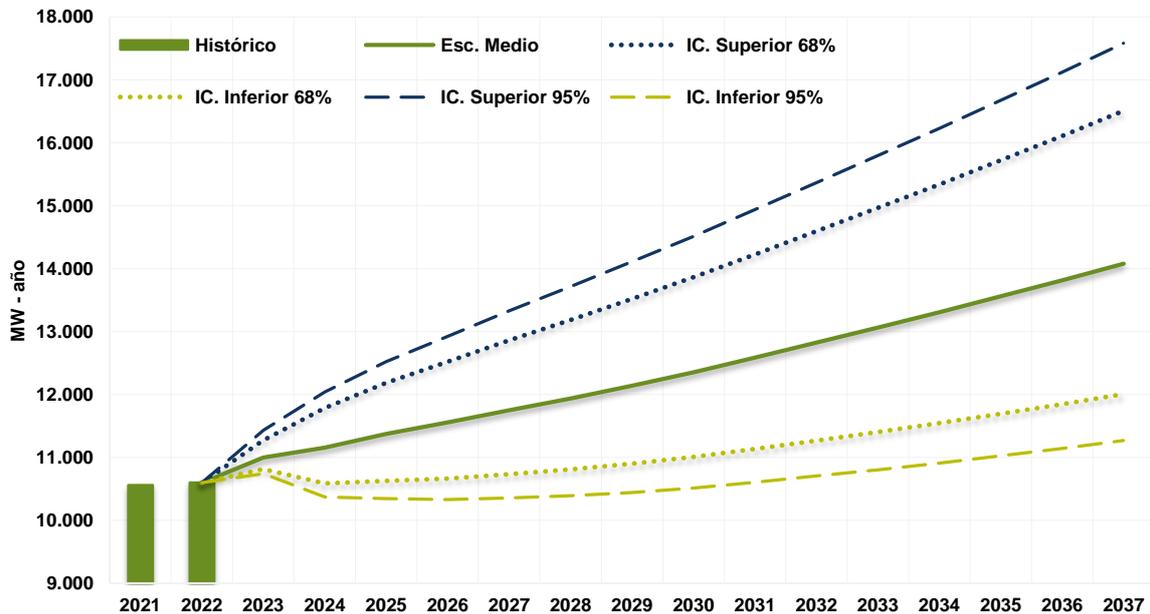
Según Masih & Masih esta metodología: "genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias. Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantos de las variables explicativas".



Gráfica 13. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año) – Esc. Medio. *No se incluyen las cargas especiales (existentes y nuevas), ni las pérdidas del STN.
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

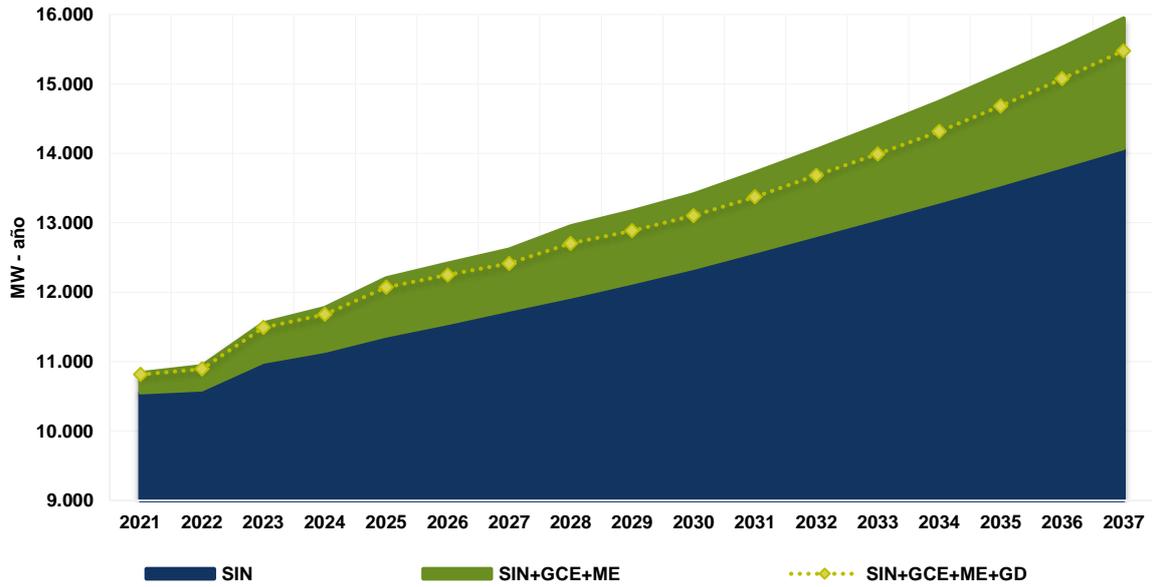
iv. Proyección de la demanda de potencia máxima

Los resultados obtenidos muestran que para el periodo 2023-2037, la demanda de potencia máxima sin incluir GCE podría tener un crecimiento promedio año del 1,91 %, y con una probabilidad del 21%, para el escenario medio. (Gráfica 14).



Gráfica 14. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

Se estima que la demanda de potencia máxima al incluir GCE y ME, ésta presentaría un crecimiento promedio anual para el periodo 2023 a 2037 entre el 1,63% y 5,64%. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD, se daría una reducción en el crecimiento promedio anual que estaría entre el 0,03% y 0,30%. Ver Gráfica 15.



Gráfica 15. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – Esc. Medio

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023.

ANEXOS

a. Desviaciones proyección UPME 2022 vs demanda real de energía

El enfoque de la revisión se basa en la disminución del error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real. Para ello, se presentan los resultados de cada uno de los escenarios en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE), de acuerdo con el método de evaluación de la Agencia Internacional de Energía¹⁷ (IEA, por sus siglas en inglés).

A nivel Nacional:

Tabla i. Errores de las proyecciones nacionales – Revisión junio 2022

● Energía eléctrica

	Con GCE nuevos ¹⁸			Sin GCE nuevos		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	1,78%	130	0,06%	1,61%	137	0,07%
I.C. Superior 68%	3,84%	245	0,19%	3,74%	240	0,19%
I.C. Inferior 68%	-0,27%	91	0,03%	-0,51%	94	0,04%
I.C. Superior 95%	5,55%	355	0,36%	5,51%	340	0,38%
I.C. Inferior 95%	-1,97%	141	0,07%	-2,27%	145	0,08%

● Potencia máxima

	Con GCE nuevos			Sin GCE nuevos		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	1,74%	210	0,05%	1,74%	216	0,06%
I.C. Superior 68%	4,68%	501	0,26%	4,78%	501	0,29%
I.C. Inferior 68%	-1,10%	131	0,02%	-1,21%	136	0,03%
I.C. Superior 95%	5,87%	629	0,40%	6,02%	622	0,44%
I.C. Inferior 95%	-2,20%	237	0,06%	-2,35%	244	0,07%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023

A nivel Regional:

Tabla ii. Errores de las proyecciones regionales – Revisión junio 2022

● Energía eléctrica

Esc. Medio	APE	AAE	MSE
Costa Caribe	6,62%	107	0,67%
Centro	3,15%	45	0,12%
Noroeste	1,66%	20	0,07%
Oriente	2,05%	15	0,08%
Valle	2,83%	23	0,16%
Tolima Grande	3,79%	11	0,17%
CQR	-0,86%	4	0,04%
Sur	0,10%	2	0,02%

¹⁷ CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). “Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers”.

En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

¹⁸ Incluyen los grandes consumidores especiales, como: Rubiales, Drummond Rio Córdoba, Tubos Caribe, San Fernando, Drummond La Loma.

● **Potencia máxima**

Esc. Medio	APE	AAE	MSE
Costa Caribe	1,96%	101	0,21%
Centro	1,33%	36	0,03%
Noroeste	-0,26%	22	0,04%
Oriente	-0,78%	21	0,05%
Valle	1,04%	28	0,09%
Tolima Grande	0,65%	7	0,03%
CQR	-1,48%	7	0,04%
Sur	0,16%	5	0,03%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023

b. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional

Tabla iii. Proyección de la demanda de energía eléctrica (GWh-año)

	SIN (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	76.740	78.662	74.828	77.795	75.691
2024	78.396	82.814	74.014	80.819	75.991
2025	79.982	85.926	74.099	83.243	76.753
2026	81.305	88.531	74.168	85.269	77.386
2027	83.211	91.628	74.913	87.831	78.653
2028	85.224	94.786	75.810	90.474	80.050
2029	87.299	97.968	76.813	93.161	81.531
2030	89.446	101.198	77.912	95.907	83.096
2031	91.815	104.663	79.225	98.884	84.878
2032	94.102	108.035	80.467	101.774	86.582
2033	96.408	111.420	81.738	104.681	88.310
2034	98.990	115.116	83.252	107.884	90.294
2035	101.490	118.733	84.686	111.008	92.197
2036	104.027	122.395	86.148	114.175	94.130
2037	106.823	126.363	87.830	117.628	96.299

	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	80.360	82.281	78.448	81.414	79.310
2024	82.545	86.963	78.163	84.968	80.140
2025	85.462	91.406	79.579	88.723	82.233
2026	87.124	94.349	79.987	91.088	83.205
2027	89.156	97.572	80.857	93.775	84.597
2028	92.181	101.744	82.768	97.431	87.007
2029	94.507	105.176	84.021	100.369	88.739
2030	96.917	108.669	85.384	103.379	90.568
2031	99.919	112.767	87.329	106.988	92.982
2032	102.927	116.860	89.292	110.599	95.407
2033	105.997	121.009	91.327	114.270	97.900
2034	109.447	125.574	93.709	118.341	100.752
2035	113.063	130.305	96.258	122.580	103.769
2036	116.624	134.993	98.746	126.772	106.727
2037	120.606	140.146	101.612	131.410	110.081

	SIN + GCE + ME + GD (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	80.059	81.980	78.147	81.113	79.010
2024	82.112	86.530	77.730	84.535	79.707
2025	84.873	90.817	78.990	88.134	81.644
2026	86.366	93.591	79.229	90.330	82.447
2027	88.216	96.632	79.917	92.835	83.657
2028	91.056	100.619	81.643	96.306	85.882
2029	93.211	103.880	82.724	99.073	87.442
2030	95.466	107.218	83.933	101.927	89.116
2031	98.313	111.161	85.723	105.382	91.376
2032	101.187	115.120	87.552	108.859	93.667
2033	104.149	119.161	89.479	112.422	96.051
2034	107.484	123.611	91.746	116.378	98.789
2035	111.003	128.246	94.199	120.521	101.710
2036	114.486	132.854	96.607	124.634	104.589
2037	118.375	137.915	99.381	129.180	107.850

Fuente: UPME, 2023

c. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional

Tabla iv. Proyección de la demanda de potencia máxima (MW-año)

	SIN (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	10.999	11.431	10.742	11.269	10.814
2024	11.154	12.042	10.368	11.783	10.585
2025	11.374	12.520	10.347	12.183	10.624
2026	11.553	12.924	10.331	12.518	10.661
2027	11.750	13.330	10.356	12.861	10.734
2028	11.937	13.715	10.389	13.185	10.807
2029	12.138	14.109	10.442	13.518	10.899
2030	12.353	14.514	10.514	13.864	11.007
2031	12.585	14.937	10.603	14.227	11.133
2032	12.825	15.367	10.703	14.597	11.267
2033	13.063	15.794	10.803	14.964	11.402
2034	13.307	16.229	10.911	15.338	11.544
2035	13.559	16.674	11.026	15.722	11.693
2036	13.814	17.123	11.144	16.109	11.845
2037	14.078	17.584	11.270	16.507	12.006

	SIN + GCE + ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	11.552	12.019	11.295	11.857	11.367
2024	11.772	12.661	10.988	12.401	11.205
2025	12.197	13.344	11.162	13.007	11.442
2026	12.410	13.781	11.190	13.375	11.518
2027	12.612	14.193	11.219	13.723	11.597
2028	12.947	14.725	11.399	14.195	11.818
2029	13.164	15.135	11.469	14.545	11.925
2030	13.408	15.569	11.568	14.919	12.061
2031	13.721	16.073	11.740	15.363	12.269
2032	14.050	16.592	11.928	15.822	12.493
2033	14.390	17.121	12.130	16.292	12.730
2034	14.744	17.666	12.348	16.776	12.982
2035	15.129	18.244	12.596	17.293	13.264
2036	15.523	18.833	12.854	17.819	13.555
2037	15.942	19.449	13.135	18.372	13.870

	SIN + GCE + ME + GD (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	11.493	11.955	11.236	11.793	11.308
2024	11.680	12.565	10.897	12.306	11.114
2025	12.071	13.217	11.036	12.880	11.315
2026	12.248	13.619	11.035	13.214	11.362
2027	12.413	13.994	11.020	13.524	11.398
2028	12.705	14.483	11.170	13.952	11.582
2029	12.885	14.856	11.202	14.265	11.652
2030	13.104	15.265	11.276	14.615	11.763
2031	13.372	15.724	11.406	15.014	11.929
2032	13.683	16.226	11.562	15.456	12.126
2033	13.991	16.723	11.732	15.893	12.331
2034	14.317	17.239	11.933	16.349	12.560
2035	14.682	17.797	12.155	16.846	12.817
2036	15.075	18.384	12.406	17.371	13.107
2037	15.478	18.985	12.670	17.907	13.406

Fuente: UPME, 2023

d. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN

Tabla v. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)

	SIN (GWh-año)				
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste
2023	19.298	17.880	15.921	10.382	8.531
2024	20.195	18.245	16.226	10.413	8.913
2025	21.021	18.485	16.405	10.508	9.181
2026	21.789	18.620	16.529	10.604	9.405
2027	22.690	18.876	16.772	10.785	9.707
2028	23.612	19.151	17.039	10.966	10.028
2029	24.563	19.441	17.311	11.144	10.356
2030	25.549	19.748	17.584	11.324	10.696
2031	26.603	20.111	17.884	11.522	11.071
2032	27.658	20.458	18.153	11.699	11.436
2033	28.741	20.803	18.408	11.873	11.802
2034	29.918	21.211	18.702	12.073	12.212
2035	31.050	21.564	18.937	12.233	12.591
2036	32.267	21.951	19.194	12.411	12.995
2037	33.570	22.387	19.481	12.608	13.436

Fuente: UPME, 2023

e. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN

Tabla vi. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario medio (MW-año)

	SIN (MW-año)				
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste
2023	2.861	2.632	2.443	1.602	1.271
2024	2.788	2.693	2.468	1.535	1.301
2025	2.887	2.739	2.494	1.547	1.335
2026	2.980	2.770	2.514	1.558	1.364
2027	3.078	2.796	2.531	1.573	1.397
2028	3.177	2.825	2.552	1.587	1.429
2029	3.280	2.852	2.574	1.601	1.464
2030	3.388	2.881	2.596	1.616	1.502
2031	3.503	2.915	2.620	1.631	1.541
2032	3.622	2.949	2.641	1.647	1.582
2033	3.743	2.985	2.662	1.662	1.621
2034	3.870	3.025	2.687	1.677	1.663
2035	3.999	3.064	2.713	1.693	1.704
2036	4.132	3.100	2.735	1.707	1.747
2037	4.269	3.139	2.758	1.723	1.792

Fuente: UPME, 2023