

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.6

AGOSTO DE 2020

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES DE
ENERGÍA INDUSTRIALES Y COMERCIALES – ASOENERGÍA
ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD

1. INTRODUCCIÓN

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales – **Asoenergía** – agrupa a los grandes consumidores colombianos de energía de carácter industrial y comercial, propende por la competitividad de la industria en temas energéticos, impulsando propuestas que lleven a una regulación y un mercado eficiente, que permita contar con precios de energía competitivos, pues para la demanda, el precio competitivo incluye calidad, disponibilidad y seguridad.

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial.

A continuación se presenta el informe correspondiente al mes de agosto del año 2020, el cual se caracteriza por tres (3) aspectos principales; en primer lugar, se finaliza la etapa de Aislamiento Preventivo Obligatorio (APO) y se da lugar a una nueva modalidad a partir del mes de septiembre denominada como Aislamiento Selectivo¹; en segundo lugar, la CREG publicó su agenda regulatoria indicativa modificada para el segundo semestre de 2020; y en tercer lugar, se evidencian determinados avances en términos de infraestructura energética y los procesos de desarrollo que los acompañan; sin embargo, los retrasos en los cronogramas de los proyectos en general continúan vigentes, y son pocos casos específicos los que se han logrado llevar a cabo su ejecución.

Anotamos que el cumplimiento de la expansión y la disponibilidad de la energía a precios competitivos será fundamental para la reactivación económica que en este momento requiere el país dado el decrecimiento del PIB, y el choque de demanda enfrentado por efecto del COVID-19. Aplazando y dilatando los compromisos en los proyectos de expansión, solo afectará negativamente la disponibilidad energética requerida, que es base esencial en los proyectos de impulso económico planteados por el gobierno para lograr la reactivación, como se explica más adelante.

Este informe considera la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, los principales cambios regulatorios que impactan a los Usuarios No Regulados (UNR), y los indicadores de oferta, demanda y precios de la energía. El contenido presentado expresa la visión particular de **Asoenergía**; de la misma manera, **Asoenergía** no se responsabiliza por el uso que se le dé a la información publicada.

2. ACTUALIDAD DEL MERCADO ENERGÉTICO

El Aislamiento Preventivo Obligatorio (APO) con motivo del COVID-19 finalizó en el mes de agosto; sin embargo, durante el último mes las excepciones de circulación y los proyectos piloto de diferentes comercios en municipios de baja afectación por el virus han seguido permitiendo la recuperación paulatina de las actividades económicas y de la demanda energética. A partir del mes de septiembre se adoptará una nueva modalidad denominada Aislamiento Selectivo y Distanciamiento Individual Responsable, escenario que da lugar al desarrollo de diferentes actividades no permitidas anteriormente, y llevando a cabo una gran cantidad de pilotos de reapertura, incluyendo por ejemplo vuelos nacionales e internacionales, o los restaurantes bajo

¹ Decreto 1168 de 2020, por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del Coronavirus COVID-19, y el mantenimiento del orden público y se decreta el aislamiento selectivo con distanciamiento social individual responsable.

diferentes medidas de bioseguridad. Se espera que el incremento en la demanda energética se vea reflejada en la reactivación gradual de estas actividades durante el mes próximo.

Asoenergía cree que se debe anticipar y reducir el riesgo del impacto de nuevos choques de demanda por el Covid o un futuro choque similar. Es posible que se presenten nuevas olas de disminución de la demanda, especialmente en energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, para lo cual se debe establecer un lineamiento sobre instrumentos claros de manejo de estos, en especial que se establezca una demanda de referencia para el cálculo de tarifas, para que en la regulación que utilice ingreso máximo regulado, las tarifas no vuelvan a incrementarse desmesuradamente, con todo el riesgo recayendo únicamente en los usuarios.

En el mes de agosto se dieron a conocer cambios en la agenda regulatoria indicativa de la CREG² para lo restante del año 2020, estos cambios se caracterizan principalmente por temas que se desplazaron del primer al segundo semestre del año, entre los cuales se destaca la normativa relacionada con ajustes en el mercado de comercialización y transporte de gas natural, ajustes en transacciones de corto plazo en el Mercado de Energía Mayorista como es el mercado intradiario, la definición del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento, ajustes en Alumbrado Público, y especialmente la consulta y regulación definitiva de respuesta de la demanda, y la regulación definitiva de AMI. Con respecto a este último tema, **Asoenergía** ha manifestado a la CREG que no se deberían adoptar medidas definitivas, sin que los agentes y todas las partes interesadas conozcan el desarrollo de estudios transversales que la CREG viene realizando, como por ejemplo el estudio relacionado con la metodología de remuneración del nuevo agente GIDI y sin que se cuente con tarifas dinámicas que generen señales económicas que permitan una respuesta real de los usuarios.

La pandemia del COVID-19 y las medidas de cierre adoptadas en consecuencia han generado inconvenientes y retrasos en el desarrollo de diferentes obras de infraestructura energética, hechos que no solo afectan a la oferta, sino que pueden generar potenciales dificultades para la demanda, reflejadas en costos superiores de la energía y restricciones para el mediano plazo; estos cuellos de botella son representados principalmente por dificultades en los procesos de consulta previa³ y licenciamiento ambiental. De acuerdo con reciente información desde el Ministerio de Minas y Energía⁴, el 50% de la capacidad de energías renovables no convencionales adjudicadas en las subastas del año 2019 tienen riesgo de no ingresar a tiempo con la energía asignada, incluyendo algunos proyectos esenciales a desarrollarse en el norte del país como la línea Colectora I y las redes para conectar a los proyectos a dicha línea de transmisión. De manera paralela, y ante situaciones de retraso, recientemente la CREG publicó la Resolución 158 de 2020, en la cual se define una opción para plantas en construcción con OEF asignadas que al inicio del período de vigencia de la obligación (IPVO) no alcanzan la capacidad efectiva neta (CEN) declarada, alternativa que **Asoenergía** no comparte, dado que dicha medida no asegura ni permite contar con la energía que requiere el mercado para que se asegure el equilibrio entre una oferta oportuna y los requerimientos de la demanda.

En cuanto a avances y desarrollo de proyectos, en el último mes la Corporación Autónoma Regional de la Guajira – Corpoguajira – otorgó la licencia ambiental para el parque eólico El Ahumado de

² Circular CREG 076 de 2020

³ Para el proceso de consulta previa recientemente se había autorizado el desarrollo las citas semipresenciales, por medio del Decreto 990 de 2020. Bajo esta nueva modalidad, se ha comunicado que se reiniciarán las gestiones por parte de Enel para el parque eólico Windpeshi de 200 MW, además del parque solar fotovoltaico Caracolí I de 50 MW.

⁴ Evento de rendición de cuentas del MME.

Enerfín, una infraestructura de generación con una capacidad de 50 MW, junto a una subestación y una línea de transmisión de 110 kV⁵. Por otro lado, la UPME adjudicó la línea de transmisión Río Cordoba – Bonda (Termocol), una obra requerida para la expansión del sistema eléctrico que tendrá una longitud 30 km entre las subestaciones de cada uno de los municipios, y se habilitará el ingreso de capacidad de generación adicional desde plantas que fueron asignadas en las subastas de largo plazo y de cargo por confiabilidad; la convocatoria pública dio como empresa asignada a la construcción de dicha obra al Grupo de Energía de Bogotá⁶.

Por otro lado, el impacto de la pandemia del coronavirus en los otros energéticos a nivel internacional se mantiene; en el caso del LNG, dada la baja demanda y los precios mínimos históricos, las inversiones en infraestructura de este energético se han visto bastante reducidas en el año 2020, pues por primera vez en al menos dos décadas, no se aprobaron nuevos proyectos de esta tecnología y se espera que todos los proyectos en desarrollo se retrasen entre 1 y 2 años debido a recortes y aplazamientos de CAPEX⁷; además, se destaca Taiwán como un caso atípico en la pandemia, debido a que su demanda de LNG se ha incrementado y no se ha visto afectada por el COVID-19, hecho también evidenciado por sus niveles bajos de contagio y decesos⁸. Los precios internacionales de este energético tuvieron un valor promedio de 3.5 USD/MBTU, representando un incremento del 46.5% con respecto al mes inmediatamente anterior.

En cuanto al carbón, mineral que representa el 18% de las exportaciones del país, con motivo de los cierres generados por la pandemia, se anuncia que solo tres de las cuatro minas más grandes del país se encuentran en operación, razón por la cual la producción en el 2020 se vería afectada y se ubicaría por debajo de los 60 millones de toneladas; es decir, 20 millones menos que en el calendario previo. El precio del carbón FOB Puerto Bolívar, se mantiene en mínimos históricos y cerró en 38.6 USD/Ton en agosto de 2020, el precio de este mineral ha caído 26% en los primeros seis meses del año con respecto al mismo período de 2019⁹.

En función de los contextos mencionados, a continuación se presentan los principales indicadores energéticos del mes de agosto de 2020 correspondientes a los mercados de electricidad y gas; además, en el Anexo I se encuentran los avances regulatorios destacados a lo largo del mes y que son de especial interés para la demanda No Regulada.

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el mes de agosto de 2020 tras los eventos de interés mencionados anteriormente.

3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico, donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo

⁵ Noticia de Energía Estratégica: www.energiaestrategica.com/la-quajira-concede-aprobacion-ambiental-para-un-parque-eolico-de-50-mw/

⁶ UPME. Comunicado de prensa 10 – 2020

⁷ Noticia de Reuters UK: <https://www.reuters.com/article/us-lng-exports-investment-analysis/lng-investments-vanish-in-2020-as-coronavirus-slashes-oil-and-gas-prices-idUSKBN2602PY>

⁸ Noticia de S&P Global: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/090920-taiwan-lng-demand-immune-to-covid-19-2021-purchases-to-grow-cpc>

⁹ Publicación semanal de precio del carbón de Cerrejón.

anterior, la Ilustración 1 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el año 2019 y en lo transcurrido de 2020.

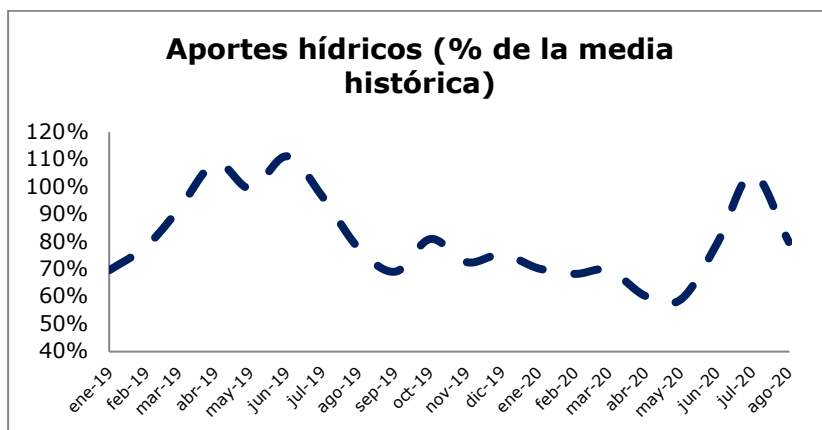


Ilustración 1. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a agosto de 2020 –

Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Los aportes hídricos que venían con una tendencia ascendente desde el mes de junio volvieron a caer en el mes de agosto de 2020 y se ubicaron en 80.0% como porcentaje de la media histórica del mes, cayendo 24.8% con respecto al porcentaje obtenido en el mes de julio. El promedio de los aportes hídricos en el mes de agosto fue de 152.5 GWh-día.

El período de invierno en Colombia finaliza normalmente en el mes de abril, y a partir de los meses de mayo y junio se tiene la expectativa de recuperación del nivel de los embalses; sin embargo, este año la recuperación se empezó a vislumbrar solo hasta el mes de junio y continuó en el mes de julio. En la Ilustración 2 se observa el comportamiento del nivel del embalse en lo corrido del año junto a otros meses donde transcurrieron hidrologías críticas; el gráfico considera el nivel alcanzado por el embalse al final de cada uno de los meses de análisis.

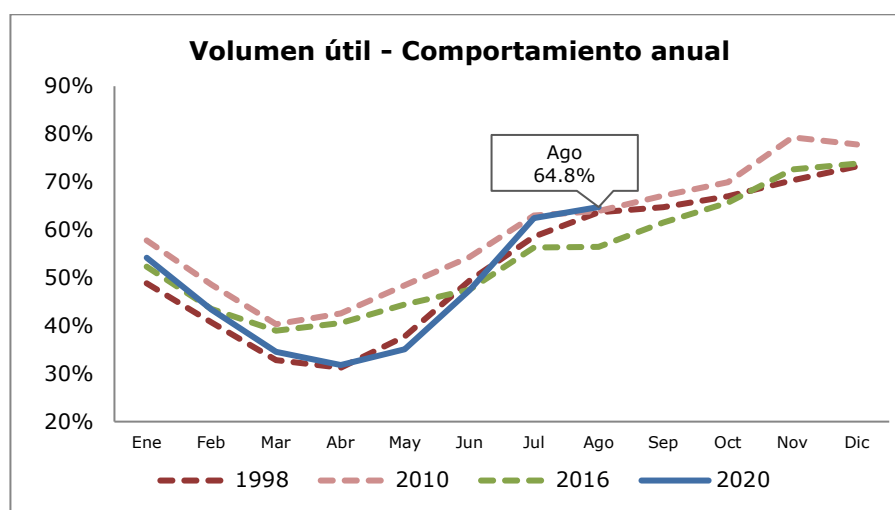


Ilustración 2. Comportamiento anual del volumen útil del embalse agregado del SIN con corte a agosto de 2020 - Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

El mes de agosto de 2020 cerró con un nivel del embalse agregado de 64.8%, presentando un leve incremento con respecto al mes de julio donde el nivel se había situado en 62.5% finalizando el mes. El volumen útil si bien se incrementó, aún se encuentra por debajo del 70%, valor que la CREG había establecido como referencia para el inicio del período de verano 2020-2021. Se espera que este valor se alcance en los próximos meses; sin embargo, **Asoenergía** advierte que la CREG mantiene el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento desactivado¹⁰, y no ha aprobado ninguna medida en su reemplazo o su complementación, generando un estado de interinidad riesgoso para la confiabilidad del sistema eléctrico.

Ante la recuperación paulatina de la demanda, la oferta de electricidad evidencia un respectivo incremento en el mes de agosto de 2020. En la Ilustración 3 presenta el comportamiento de la generación del SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total en los últimos dos meses de lo corrido del año.

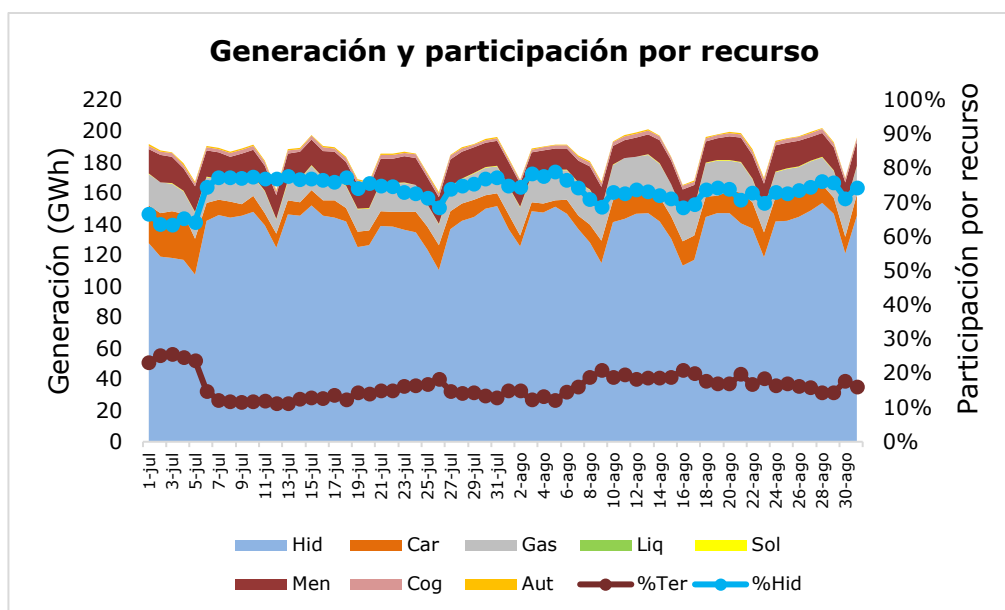


Ilustración 3. Generación del SIN por tecnología y porcentaje de generación térmica e hidráulica en los meses de julio y agosto de 2020 – Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Se observa que el aporte de la generación hidroeléctrica consolidó su incremento en el mes de agosto, paralelo a una reducción en la generación térmica que se mantuvo con un mínimo aporte. La participación hidráulica se situó en 73.5% durante el último mes, mientras que el aporte térmico fue de 17.0%. El aporte del gas natural en la generación de electricidad se ha mantenido superior al aporte del gas natural desde el mes de junio, y en el último mes un total de 12.9 GWh-día se generaron con carbón, mientras que el gas natural aportó 19.1 GWh-día. La generación de electricidad promedio en el mes de agosto fue de 188.8 GWh-día, presentando una reducción interanual de 4.0% e incrementándose 2.4% con respecto al mes de julio, hecho marcado por la recuperación paulatina de la demanda. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía desde Ecuador se situaron en 4.4 GWh-día, cayendo 12.0% con respecto al mismo mes de 2019, y reduciéndose 35.6% con respecto al mes de julio;

¹⁰ De acuerdo con la agenda regulatoria indicativa de la CREG, se espera que en el segundo semestre del año se adopte una regulación definitiva.

esta reducción se debe a que en el período del 16 al 31 de agosto, las importaciones se redujeron a 1.2 GWh-día, tras los 7.7 GWh-día que se importaron en la primera quincena del mes.

3.2. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La demanda eléctrica continúa presentando reducciones con respecto al año anterior, pero se recupera tras los impactos negativos que tuvo en los meses de marzo y abril de 2020. La demanda del SIN en el mes de agosto fue de 193.2 GWh-día, manteniendo una reducción con respecto al mismo mes en el 2019 de 4.3%; así mismo, la demanda No Regulada se redujo 6.4% llegando a 59.0 GWh-día y la demanda correspondiente a las industrias manufactureras se redujo en un 5.7%, alcanzando un consumo de 25.7 GWh-día.

La Ilustración 4 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad durante la pandemia del COVID-19 en el país, la gráfica presenta la demanda del SIN en el eje derecho, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje izquierdo. El período de análisis considera los meses de marzo a agosto de 2020. La línea punteada refleja el momento en el cual se flexibilizó el confinamiento y se dio apertura a algunas actividades económicas en diferentes períodos por medio de los decretos presidenciales^{11,12}.

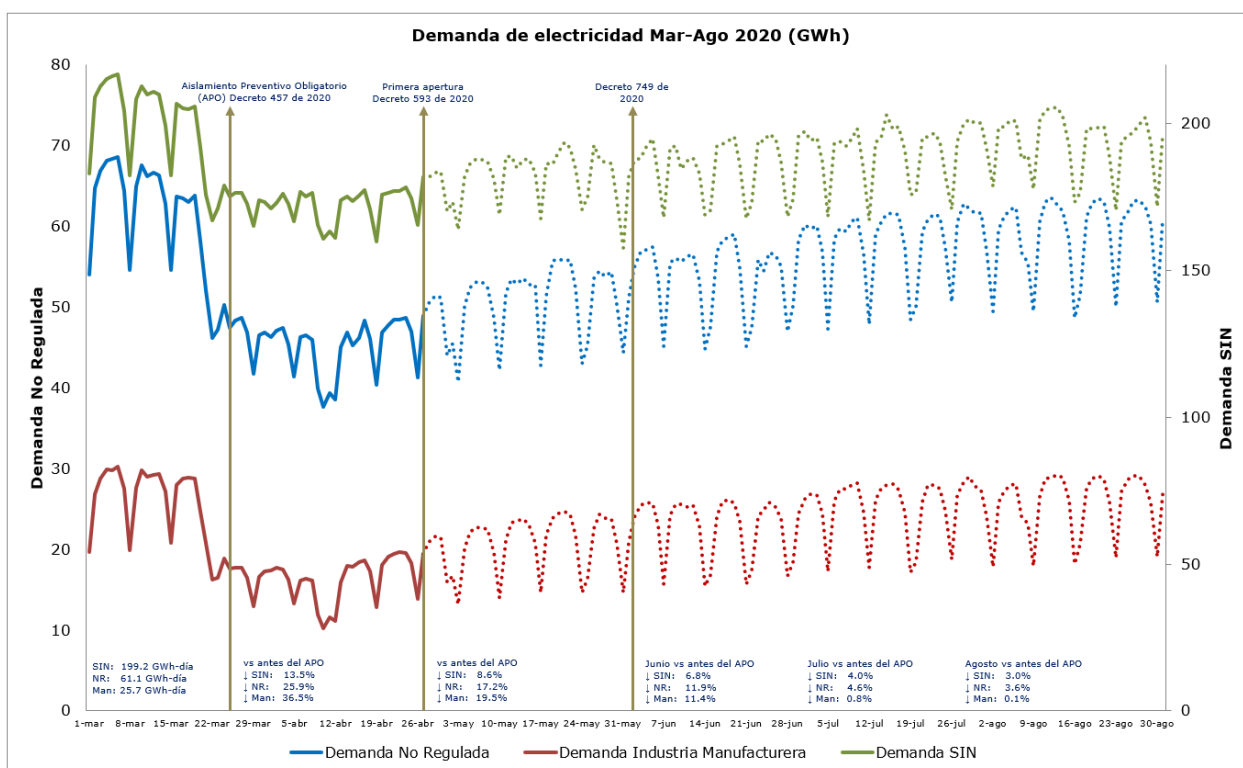


Ilustración 4. Evolución de la demanda de electricidad Marzo-Agosto de 2020 – Fuente: XM – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

¹¹ Decreto 457 de 2020, Decreto 593 de 2020, Decreto 636 de 2020 y Decreto 749 de 2020, por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del Coronavirus COVID-19, y el mantenimiento del orden público

¹² En el período de análisis además se anunciaron los documentos administrativos Decreto 531 de 2020, Decreto 636 de 2020, Decreto 689 de 2020, Decreto 878 de 2020 y Decreto 990 de 2020 y Decreto 1076 de 2020; sin embargo, las modificaciones fueron nulas o mínimas.

La gráfica ilustra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad, resaltando los cambios en los diferentes períodos de cuarentena. Se indica para cada área el cambio porcentual en comparación con los consumos existentes previo al inicio del período de confinamiento¹³, información que permite notar la recuperación de la demanda con respecto al período previo al APO, con una menor caída de la demanda en cada segmento de consumo. Se logra ver que la reducción en la demanda se venía efectuando con anterioridad al inicio del APO, esto debido a anuncios como la declaración de emergencia sanitaria, el confinamiento de estudiantes, de mayores de 70 años y los simulacros de aislamiento que se llevaron a cabo en diferentes regiones. Hasta el mes de agosto, la reducción de la demanda del SIN con respecto al período previo al APO fue de 3.0%, la de la demanda NR 3.6%, y 0.1% la industrial. La demanda del mes de agosto se ubicó además 2.4% por debajo de lo proyectado en el escenario base de la UPME¹⁴ para dicho mes. Se espera que la recuperación de la demanda continúe en el próximo mes con el nuevo período de Aislamiento Selectivo y diferentes reaperturas específicas en las diferentes regiones del país.

3.3. PRECIOS Y TRANSACCIONES

Tras los ciclos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y la demanda eléctrica, las transacciones del mercado mayorista se han visto impactadas indirectamente en el último mes. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el mes de agosto de 2020 y cómo fue su evolución a partir de julio. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos regulados y No Regulados, además del precio de escasez de activación del Cargo por Confiabilidad, mientras que en el eje vertical derecho se encuentra el costo unitario de las restricciones.

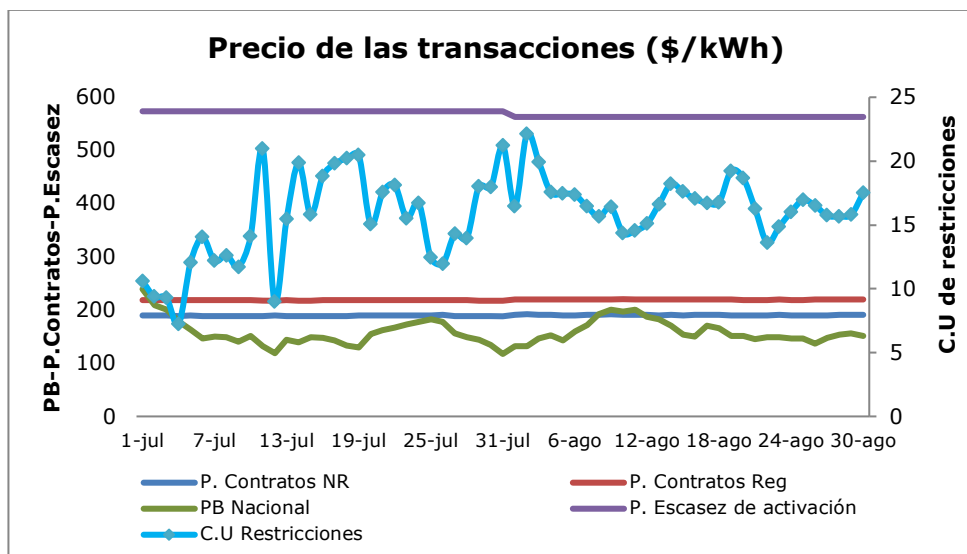


Ilustración 5. Transacciones y precios del Mercado Mayorista de Energía en los meses de julio y agosto de 2020 Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

¹³ Período del 1 al 24 de marzo, debido a que el APO inició desde las cero (0:00) horas del 25 de marzo de 2020, con el Decreto 547 de 2020.

¹⁴ La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticas ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda eléctrica de agosto además se encuentra 3.4% por debajo del escenario de proyección optimista, 1.6% por encima del escenario pesimista y 4.5% por debajo del escenario resultante propuesto por la UPME. Esto para el caso en que se presentan avances en la conexión de Grandes Consumidores Especiales y el desarrollo de Vehículos Eléctricos.

Debido a la menor participación térmica en la generación de electricidad, el PB ha logrado mantenerse en un precio bajo, con respecto a valores presentados durante los primeros meses del año, así mismo, las restricciones han evidenciado un comportamiento inverso, reflejado en incrementos en el costo unitario de dicho cargo, incrementos que conllevan a un gran impacto negativo para la demanda No Regulada dentro de sus costos operativos, motivo por el cual **Asoenergía** hace especial énfasis en este componente.

El promedio del costo unitario de las restricciones tuvo un incremento de 11.8% en el mes de agosto con respecto al mes de julio y se ubicó en 16.8 \$/kWh. Este comportamiento se mantendrá estructuralmente, dado que la expansión en infraestructura de transmisión no se ha solucionado de raíz y los proyectos en expansión sufren retrasos constantes en sus fechas de entrada en operación esperadas, por motivos principalmente relacionados con las licencias ambientales y los procesos de consulta previa.

El PB promedio en el mes de agosto de 2020 fue de 159.0 \$/kWh, incrementándose 1.4% con respecto al último mes, además, el valor máximo del PB fue de 201.1 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 563.0 \$/kWh y el cual en caso de ser superado por el PB obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiabilidad por parte de los generadores. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 219.6 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado fue de 190.6 \$/kWh.

4. GAS NATURAL

En el mes de agosto continuó el proceso de comercialización de gas natural establecido por medio de la Circular CREG 054 de 2020. En el transcurso del mes se realizó el registro de los contratos de largo plazo de gas natural¹⁵, se publicaron las condiciones generales de los contratos C1 y C2 por parte de los vendedores y los criterios objetivos para la verificación de idoneidad de compradores y vendedores que participen en las subastas, además de los precios de reserva de dichos contratos.

Durante el mes de septiembre se llevará a cabo la subasta de productos C1, junto a todo su esquema de auditorías, así como el cálculo y la publicación del porcentaje de firmeza mínima de los contratos de suministro C2, posteriormente, se realizará la subasta del producto C2 y su respectivo proceso de auditoría. En el transcurso del mes se realizará adicionalmente el registro de contratos de Opción de Compra de Gas (OGC) que surjan como respaldo de compras de OEF.

En el mes de agosto el promedio de asignaciones de gas natural fue de alrededor 923 GBTUD¹⁶, incrementándose cerca de un 5% con respecto al mes de julio. El comportamiento de las asignaciones se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración 6 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de julio y agosto de 2020; debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se

¹⁵ Durante dicho período se llevaron a cabo 42 negociaciones de campos mayores, en donde se negociaron 152.1 GBTUD en cantidades de gas natural con precios promedio ponderados entre 3.2 y 5.5 USD/MBTU, los vendedores de estos contratos fueron Ecopetrol y Hocol; además, se llevaron a cabo 9 negociaciones de campos menores en Ballena, en este caso el vendedor fue Hocol, se negociaron 16.1 GBTUD con precios promedio ponderados de 5.5 USD/MBTU. Adicionalmente quedaron disponibles 40.5 GBTUD como oferta disponible para reserva de cantidades de gas a usuarios regulados para el período 2020-2021.

¹⁶ Este valor se calculó con los reportes semanales publicados por Concentra.

divide principalmente en dos grandes sub regiones de transporte, que separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

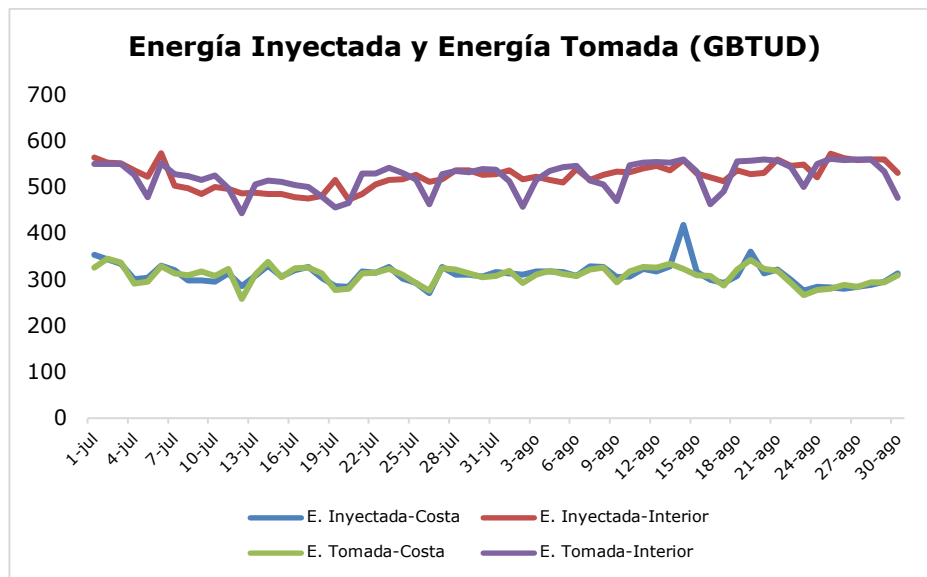


Ilustración 6. Energía tomada del SNT de gas natural en los meses de julio y agosto de 2020 – Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

La energía inyectada promedio en agosto fue 848.4 GBTUD, un valor 3.2% menor que en el mes de julio, mientras que la energía tomada del SNT se incrementó en un 1.6% con respecto al mes anterior, con un valor de 838.3 GBTUD¹⁷. En el mes de agosto el 98.9% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 1.1% correspondió a gas natural importado. En la Ilustración 7 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores.

¹⁷El valor de la energía inyectada y tomada del SNT puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por la BMC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes para cada día.

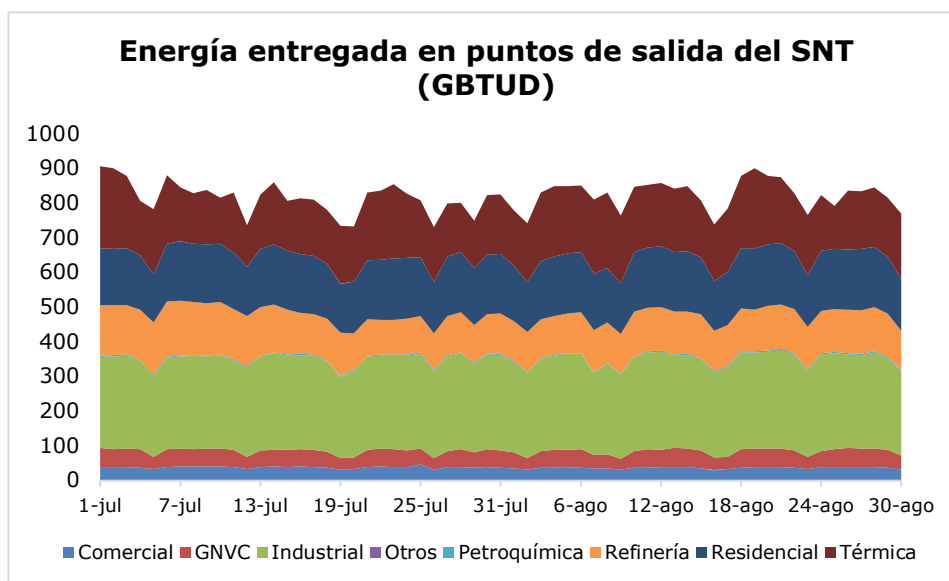


Ilustración 7. Consumo de gas natural en puntos de salida del SNT en los meses de julio y agosto de 2020 – Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

La demanda total de gas natural en agosto fue de 824.7 GBTUD, presentando una reducción interanual de 14.9%, tras los meses de mayo y junio donde había tenido incrementos, principalmente por la mayor demanda térmica como respuesta a las condiciones de hidrología del mercado eléctrico; la demanda No Regulada se ubicó en 591.2 GBTUD, reduciéndose en un 19.2% con respecto al mismo mes en el 2019, mientras que la demanda industrial se redujo 11.7% y se ubicó en 270.1 GBTUD. Adicionalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados¹⁸ en el mes de agosto se ubicó 6.1% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME¹⁹ para dicho mes.

En la Ilustración 8 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de agosto de 2020 y su variación con respecto al mes de julio. Para el gas natural se observa el precio de referencia iGas, el cual representa un promedio de acuerdo con los índices en los puntos de entrega de Cusiana, Guajira y otros; además, se considera el precio con referencia de Estados Unidos Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en Europa.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - AGOSTO DE 2020 (USD/MBTU - USD/barril)							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Agosto de 2020	4.6	2.3	3.5	3.0	2.9	44.8	42.2
vs último mes	10.3%	31.3%	46.5%	69.5%	61.3%	3.9%	3.5%

Ilustración 8. Precios de combustibles en el mes de agosto de 2020 – Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

¹⁸ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial y GNVC.

¹⁹ La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda de gas natural para sectores agregados en agosto además se encuentra 5.5% por encima del escenario de proyección optimista y 18.4% por encima del escenario pesimista.

5. REFERENCIAS

- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2020). *Portal BI*. Bogotá D.C.
- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2020). *Proceso de Comercialización de Gas Natural 2020 - Síntesis resultados agregados de la comercialización de contratos de largo plazo de gas natural*. Bogotá D.C.
- Cerrejón. (2020). *Precio del carbón*. Guajira.
- Concentra. (2020). *Efecto del COVID-19 sobre el mercado de gas natural y energía eléctrica (Reporte diario)*. Bogotá D.C.
- Energía Estratégica. (2020). *La Guajira concede aprobación ambiental para un parque eólico de 50 MW*. Buenos Aires.
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Reporte Semanal Ministerio de Minas y Energía - Demanda Energéticos y Minería*. Bogotá D.C.
- Reuters. (2020). *LNG investments vanish in 2020 as coronavirus slashes oil and gas prices*. Reino Unido.
- S&P Global. (2020). *Taiwan LNG demand immune to COVID-19; 2021 purchases to grow*. New York.
- UPME. (2020). *Comunicado de prensa 10 - 2020*. Bogotá D.C.
- UPME. (2020). *Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026*. Bogotá D.C.
- XM. (2020). *Portal BI*. Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Resolución UPME 196 de 2020	Establece los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios de descuento en el impuesto de renta, deducción de renta y exclusión del IVA para proyectos de gestión eficiente de la energía.
Resolución UPME 203 de 2020	Establece los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE
Resolución CREG 147 de 2020	(CONSULTA) Propone un esquema de auditoría para la verificación de los costos reales de suministro y transporte de combustibles declarados que afectan la generación de seguridad fuera de mérito, y son base del costo de restricciones. Es evolución de la Resolución CREG 044 de 2020.
Resolución CREG 149 de 2020	CONSULTA) Regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual
Resolución CREG 155 de 2020	(CONSULTA) Propone la definición del procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento WACC aplicable en las metodologías tarifarias que expide la CREG.
Resolución CREG 158 de 2020	(CONSULTA) Propone una opción para plantas en construcción con OEF asignadas que al inicio del período de vigencia de la obligación (IPVO) no alcanzan la capacidad efectiva neta (CEN) declarada cuenten con un plazo adicional para la entrada en operación de la totalidad del proyecto.
Resolución CREG 161 de 2020	CONSULTA) Propone modificar las medidas de aplicación de los planes de reducción de pérdidas definidos en la Resolución CREG 015 de 2018.
Circular CREG 076 de 2020	Modificación de la agenda regulatoria indicativa para 2020.
Circular CREG 078 de 2020	Modernización del regimen de derechos y deberes de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios regulados por la CREG.
Circular CREG 080 de 2020	Adenda al cronograma de gas natural dada una capacidad adicional declarada por Ecopetrol a partir de enero de 2021.
Circular CREG 081 de 2020	Adenda al cronograma de gas natural debido a que Ecopetrol manifestó la disposición de una cantidad adicional para ser ofrecida en contratos de Opción de Compra de Gas -OCG.