

ASOENERGÍA

# INFORME SECTORIAL No.7

OCTUBRE 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 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 octubre de 2020, el cual se caracteriza por tres aspectos principales. En primer lugar, se destacan algunos avances en lo relacionado a la infraestructura energética del país; en electricidad, se aceleran medidas para la inclusión de proyectos de energía renovable en el SIN con la liberación de capacidad en las líneas de transmisión, así mismo se destaca el anuncio de la primera subasta privada de energías renovables en cabeza de la empresa Renovatio; en cuanto a gas natural, se adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME, el cual promueve 8 proyectos de infraestructura que permitirán diversificar la oferta de este energético, entre los cuales se incluye el proyecto de la Planta de Regasificación del Pacífico, proyecto del cual en el último mes la UPME publicó los pliegos definitivos para la selección de un inversionista; además, el Ministerio de Minas y Energía publicó los criterios técnicos que se requieren para llevar a cabo proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia, paralelo a la publicación por parte de la ANH de los Términos de Referencia definitivos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales. En segundo lugar, el Fenoge y la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) suscribieron un convenio para financiar y aportar en los procesos de consulta previa en el país. En tercer lugar, la CREG publicó su propuesta de Agenda Regulatoria Indicativa para el año 2021. Y finalmente, se inició el proceso de promoción del **V Foro Asoenergía**, el cual tendrá lugar en el mes de noviembre, será de modalidad virtual, gratuito, y **Asoenergía** se complace en invitar a todos los lectores de este informe.

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

Las medidas de confinamiento con motivo del COVID-19 continuaron en el país en el mes de octubre bajo la modalidad denominada Aislamiento Selectivo y Distanciamiento Individual Responsable<sup>1</sup>,

<sup>1</sup> 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.

escenario que ha permitido una reactivación económica gradual, y a la vez, la recuperación de una demanda energética, que por lo menos en electricidad logró evidenciar un incremento interanual en el último mes, algo que no ocurría desde el mes de febrero del año en curso y que marca la recuperación económica en curso, donde el sector industrial, que alcanzó una reducción del 35.8% en la producción real en el mes de abril, se ha moderado y la reducción de la producción en el mes de agosto fue de 10.3%, mientras que las ventas reales cayeron 9.0% y el personal ocupado 7.6%<sup>2</sup>.

Durante el mes de octubre el Ministerio de Minas y Energía y la CREG publicaron respectivamente la Resolución MME 40311 y la Resolución CREG 193 de 2020, allí se establecen los lineamientos para la asignación de capacidad de transporte de los generadores de energía eléctrica en el SIN por medio del uso eficiente de la disponibilidad de la redes de transporte, pues en caso de existir incumplimiento de los compromisos adquiridos y de los lineamientos establecidos por la CREG, se liberará dicha capacidad de transporte y se dará acceso a otros proyectos que contarán con la aprobación de la UPME<sup>3</sup>, quien priorizará los proyectos de generación que maximicen los recursos y a aquellos proyectos asignados por medio de los mecanismos de mercado definidos por el Ministerio y la CREG, como es el caso de las subastas de energía firme y de energías renovables. Es importante mencionar que esto aplica para proyectos de generación y autogeneración, y el enfoque, de acuerdo con lo manifestado por el Gobierno Nacional, es favorecer especialmente a los proyectos de energía renovable<sup>4</sup> que han detectado en la asignación de capacidad de transporte<sup>5</sup> un cuello de botella para la entrada al mercado.

En el último mes se realizó el anuncio de la primera subasta privada de energías renovables a cargo de la empresa Renovatio, la cual se lanzó de manera oficial a inicios del mes de noviembre con el envío de los términos de referencia, buscará realizar la presentación de las ofertas en el mes de diciembre, y posteriormente lograr la firma de contratos en el mes de febrero de 2021. Se ofertarán contratos Pague Lo Contratado con libertad de oferta en el tipo de curva, el período de inicio y la duración del contrato.

En cuanto a gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la UPME, el cual contempla obras con inversiones por cerca de US\$800 millones. De acuerdo con el Gobierno, con este Plan se busca asegurar el abastecimiento y confiabilidad en el suministro de gas natural en los siguientes 10 años por medio de obras estratégicas publicadas preliminarmente por la UPME. La principal obra del Plan es la ratificación de la Planta de Regasificación del Pacífico, proyecto del cual recientemente la UPME publicó los pliegos finales para la selección de un inversionista. La Planta de Regasificación tendrá una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos, podrá regasificar 400 millones de pies cúbicos diarios de LNG en el municipio de Buenaventura y estará conectada a un gasoducto hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte en el municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

<sup>2</sup> Encuesta Mensual Manufacturera con Enfoque Territorial (EMMET) – Agosto de 2020.

<sup>3</sup> Actualmente 315 proyectos vigentes se encuentran registrados ante la UPME, de estos, 196 corresponden a tecnología solar, mientras que 18 corresponden a proyectos de energía solar y 2 proyectos a biomasa.

<sup>4</sup> Recientemente la IEA expresó que la energía solar se convertirá en la "nueva reina del suministro de electricidad", pues en el 2040 habrá un 43% más de producción de electricidad con base en esta tecnología con respecto a lo proyectado en 2018, además de abaratar sus costos entre un 20% y un 50% con respecto al análisis previo.

<sup>5</sup> Al respecto de la capacidad de transporte, en el último mes EPM inició la construcción de la línea de 110 kV entre las subestaciones Calizas (Sonsón) y San Lorenzo (Cocorná), la cual tendrá una extensión de 40 kilómetros y espera mejorar la confiabilidad del servicio de energía para los habitantes del Oriente y el Magdalena Medio antioqueño. El proyecto tiene licencia ambiental de Cornare y cuenta con una inversión cercana a los \$59 mil millones.

Las ocho obras aprobadas en el Plan son:

- Montaje de Planta de Almacenamiento y Regasificación de GNL en la Bahía de Buenaventura.
- Montaje de un gasoducto Buenaventura - Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD.
- Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad del transporte bidireccional en el tramo Yumbo - Mariquita 250 MPCD.
- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla - Ballena de 170 MPCD.
- Montaje de la infraestructura necesaria para la interconexión del tramo Barranquilla - Ballena y el tramo Ballena - Barrancabermeja con una capacidad bidireccional de 170 MPCD.
- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el Barranca - Ballena de 100 MPCD.
- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD.
- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Guandalay a 20 MPCD

Al respecto de la Planta de Regasificación, **Asoenergía** considera fundamental que la remuneración del proyecto inicie cuando éste entre en operación en su totalidad, y no remunerar primero la terminal sin que el gasoducto esté finalizado, sumado a la importancia de que los beneficiarios de la infraestructura financien la misma proporcionalmente según el beneficio obtenido; en este sentido, **Asoenergía** considera que es la demanda térmica que necesita respaldar su energía firme, la llamada a responder en primer lugar por esta oferta, y no repartir el costo de la Planta de Regasificación entre la demanda total de gas, pues esto significaría incrementar los costos de transporte en más del 20%. En cuanto a los criterios económicos y técnicos, **Asoenergía** considera que estos deben responder tanto a los intereses de los inversionistas como a las necesidades del usuario, por esto, es necesario evitar que sucediera lo mismo que se presentó en el caso de la Planta de Regasificación de Cartagena, en donde finalmente se escogió la alternativa FSRU por el plazo de evaluación y por la necesidad de entrada, cuando hubiera podido ser más eficiente para el mercado y el país un contrato más extenso o una planta on-shore.

Adicionalmente, en el último mes el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME 40295 de 2020, por la cual se establecen los criterios técnicos para los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos off-shore. Entre las obligaciones mencionadas en la Resolución se destaca el hecho de garantizar que las unidades móviles de perforación costa afuera que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Mar Adentro de la Organización Marítima Internacional, así como minimizar los riesgos asociados a la pérdida de contención de hidrocarburos y la pérdida de integridad de pozos en actividades exploratorias y de explotación de hidrocarburos costa afuera, además deberán asegurar la integridad del pozo durante su ciclo de vida. La Resolución también menciona que el interesado en realizar los proyectos deberá presentar a la ANH la descripción de las actividades individuales a realizar en cada pozo, junto al plan de desarrollo para operaciones costa afuera; y finalmente, tendrá que realizar los procesos de verificación sobre las plataformas usadas para la extracción de hidrocarburos costa afuera durante el diseño y la construcción de nuevas plataformas y la realización de modificaciones o reparaciones significativas sobre plataformas existentes.

De la misma manera, la ANH publicó los Términos de Referencia definitivos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PIII) en Yacimientos No Convencionales. De acuerdo con el cronograma propuesto, la adjudicación de los proyectos y la celebración de los contratos respectivos se dará a partir del 23 de noviembre, y posteriormente deberán surtir los procesos de licenciamiento ambiental, requisito indispensable para que los pilotos puedan ejecutarse. La ANH especifica que la información obtenida durante la ejecución de los pilotos será pública y la participación con las comunidades y autoridades locales tendrá participación tanto de la ANH como del contratista.

Como medida fundamental y habilitadora para el desarrollo de los proyectos de infraestructura energética anunciados, el Fenoge y la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) suscribieron un convenio para financiar y aportar en los procesos de consulta previa. Serán 2,300 millones de pesos asignados para contratar bienes y servicios que permitan implementar actividades en los departamentos de Cesar y La Guajira donde se identificaron cerca de 25 proyectos de transmisión y de energías renovables, entre los proyectos de transmisión se encuentra la línea Colectora, proyecto fundamental y estratégico que permitirá el transporte de la energía generada a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), las cuales acumulan una capacidad de 2,525 MW y una generación de energía de 9.3 TWh-año.

Finalmente, la CREG publicó su propuesta de Agenda Regulatoria para el año 2021, donde se destacan, entre otros, la reglamentación para el despacho vinculante y mercado intradiario, la Respuesta de la Demanda, AMI, la metodología de remuneración de la comercialización y el transporte de electricidad y de gas natural, el ajuste a la fórmula tarifaria de gas natural y la remuneración de los servicios de la Planta de Regasificación del Pacífico.

En cuanto a otros energéticos como el LNG, el impacto de la pandemia se ha suavizado, pues en el caso de China, principal consumidor de este energético, las importaciones han tenido un incremento interanual de 10% en el período de enero a septiembre, a pesar de que en el primer trimestre el crecimiento fue negativo, caso similar al de India, otro gran consumidor de LNG que en el último mes de octubre recuperó los niveles de demanda anteriores al COVID-19 gracias a la importación de 2.5 millones de toneladas. Se espera que el crecimiento de la demanda de LNG en el continente asiático se incremente en cerca de cuatro mil millones de metros cúbicos en el período de invierno, principalmente impulsado por el crecimiento en China<sup>6</sup>, Japón y el sur de Asia<sup>7</sup>. Los precios internacionales de LNG tuvieron un valor promedio de 6.0 USD/MBTU en el mes de octubre, representando un incremento del 30.6% con respecto al mes inmediatamente anterior<sup>8</sup>. Con el repunte de la demanda de cara al período de invierno, el precio de este energético, para entrega en diciembre en el noreste de Asia, se estimó en alrededor de 7.5 USD/MBTU en los últimos días de octubre, presentando el nivel más alto en más de 20 meses<sup>9</sup>.

En cuanto al carbón, las exportaciones desde Colombia presentaron la octava contracción anual consecutiva en el mes de septiembre, ubicándose en 2.9 Mton; así mismo, la caída interanual durante los primeros nueve meses del año acumuló 14.0 Mton. Los hechos se sustentan en la suspensión de la operación en algunas minas debido a condiciones económicas y sociales. El precio

<sup>6</sup> La demanda de gas natural de China crecerá alrededor de 10.0% en el período 2020-2021, frente al 0.3% del invierno anterior que se vio golpeado por la pandemia.

<sup>7</sup> Noticias de Petroleum Economist: <https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/lng/2020/asian-lng-demand-set-to-rebound-rapidly> y Gas World: <https://www.gasworld.com/lng-demand-expected-to-grow-this-winter/2019949.article>

<sup>8</sup> Fuente: Portal BI del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

<sup>9</sup> Noticias de Reuters: <https://www.reuters.com/article/idUSL1N2HL0CM>

del carbón continúa en alza, en el mes de octubre el promedio mensual fue de 45.0 USD/Ton adoptando así el precio más alto en lo corrido del año. El aumento en los precios de este energético ha sido de 29% con respecto al reportado en el mes de mayo de 2020, donde se presentó el promedio más bajo del año<sup>10</sup>.

*Finalmente, **Asoenergía** aprovecha este espacio para invitar al lector al **V Foro Asoenergía**, el cual se realizará en dos Summit Virtuales de Gas Natural y Energía Eléctrica, y se llevarán a cabo los días 17 y 19 de noviembre correspondientemente. El evento planteará el análisis de temas tanto de coyuntura como estructurales del mercado con una visión desde la demanda. Entre los temas presentes en Foro se encuentran: La Visión de los inversionistas en la oferta de suministro de energéticos, el desarrollo competitivo del mercado a partir del equilibrio entre la demanda y la oferta, la participación de la demanda en el mercado, la política de descarbonización, la expansión del mercado de gas natural a partir de diferentes tecnologías como la Exploración y Explotación de Yacimientos No Convencionales, de hidrocarburos costa afuera, la importación de LNG, la inclusión de las FNCER en el mercado de electricidad, los mecanismos de expansión de cada mercado, entre otros. Por todo esto, invitamos al lector a acompañarnos y a encontrar juntos algunas de estas respuestas, que dependen más de nuestras decisiones que de nuestros sueños. La demanda empoderada agrega valor a todos. La inscripción al V Foro Asoenergía puede realizarse en la página web [www.asoenergía.com](http://www.asoenergía.com).*

En función de los contextos mencionados, a continuación se presentan los principales indicadores energéticos del mes de octubre 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.

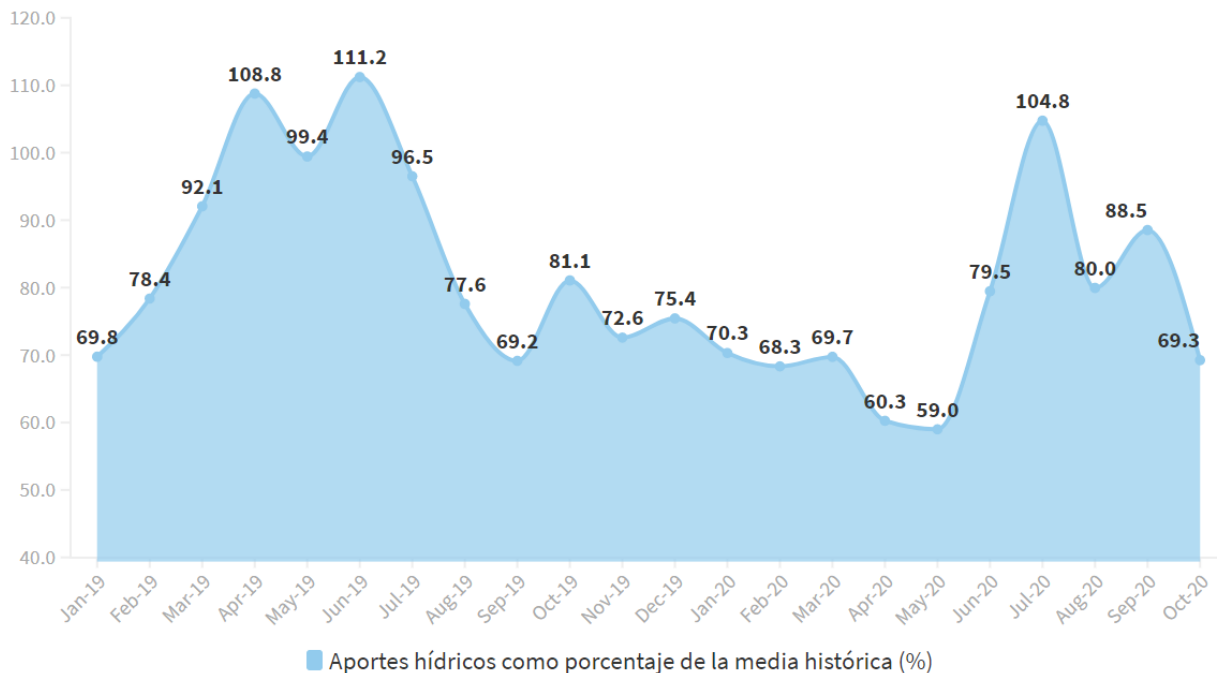
### 3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el mes de octubre 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 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.

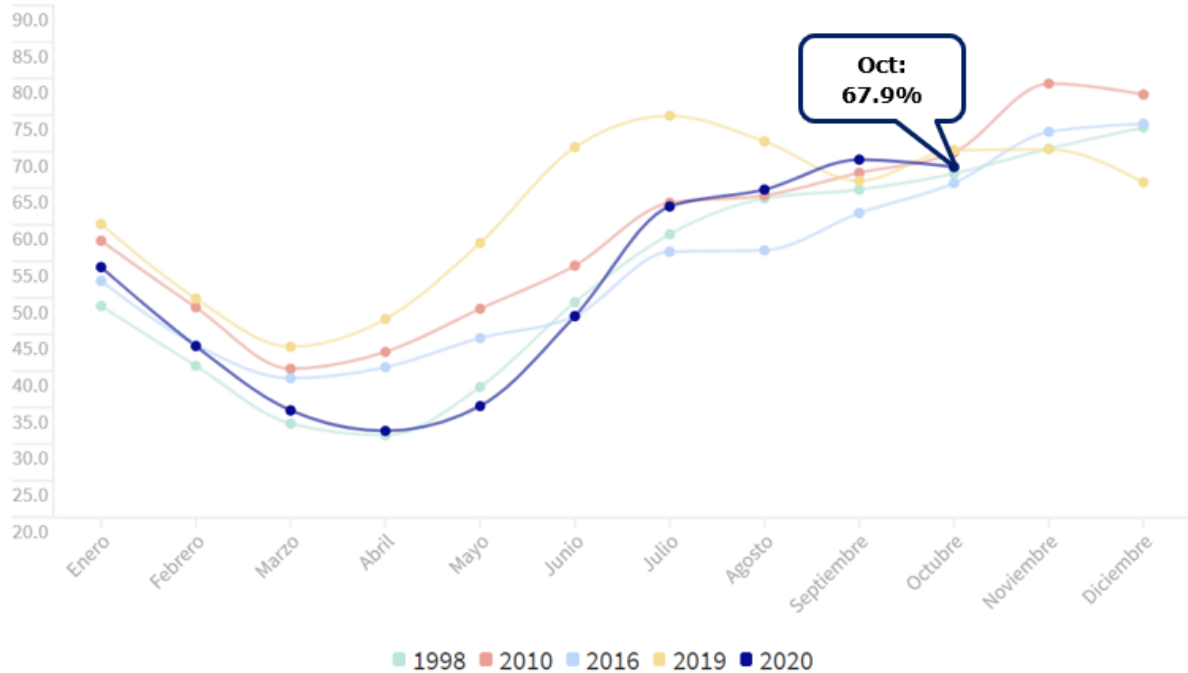
<sup>10</sup> Reporte Semanal Mina de Datos de la reactivación sostenible de Colombia – Ministerio de Minas y Energía

**Ilustración 1.** Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a octubre de 2020


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Los aportes hídricos que había presentado una tendencia ascendente desde el pasado mes de junio, han tenido un comportamiento volátil en los últimos cuatro meses, siendo el mes de octubre en el cual se presentó el nivel de aportes más bajo, ubicándose en 69.3% como porcentaje de la media histórica del mes, y siendo 19.2% menores al porcentaje obtenido en el mes de septiembre. El promedio de los aportes hídricos durante el mes de octubre de 2020 fue de 141.0 GWh-día.

El período de verano 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 gradualmente durante los siguientes meses. En la Ilustración 2 se observa el comportamiento del nivel del embalse en lo corrido del año junto a otros años donde transcurrieron hidrologías críticas; el gráfico considera el nivel alcanzado por el embalse al final de cada uno de los meses de análisis.

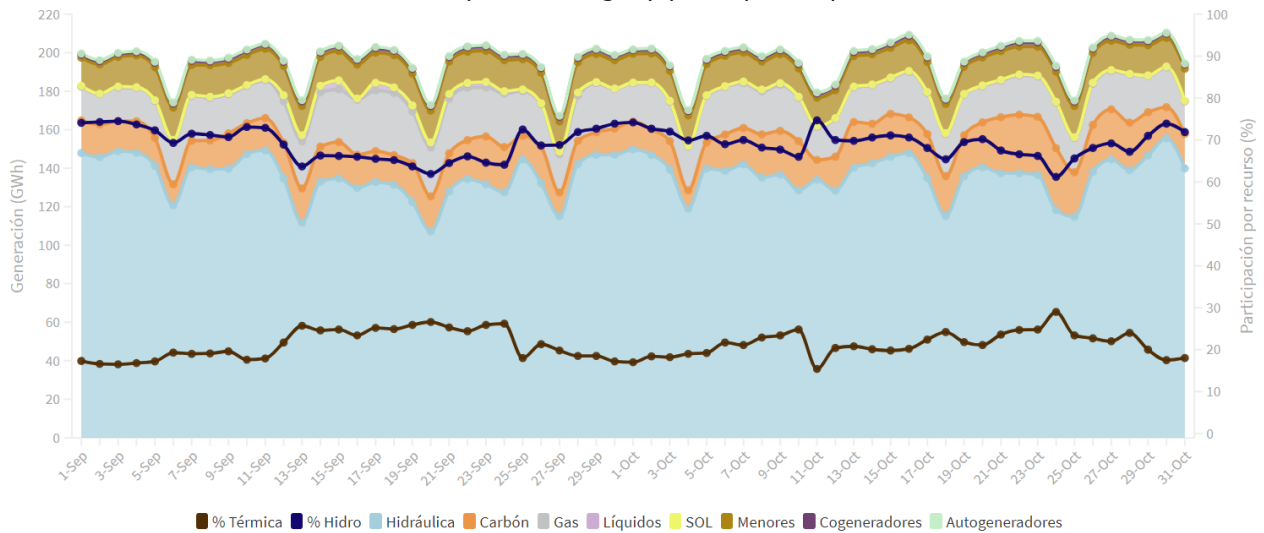
**Ilustración 2.** Comportamiento anual del volumen útil del embalse agregado del SIN (corte oct-2020)


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

El mes de octubre de 2020 cerró con un nivel del embalse agregado de 67.9%, presentando una leve reducción con respecto al mes de septiembre donde el nivel se había situado en 68.9% finalizando el mes. El estancamiento en el incremento del embalse agregado se sustenta, entre otras cosas, y más allá de la gestión comercial que los generadores dan a los embalses, en el bajo nivel en los aportes hídricos que se evidenciaron en la Ilustración 1. El volumen útil si bien se encuentra en los niveles históricos del mes, aún se encuentra por debajo del 70%, valor que la CREG había establecido como referencia para el inicio del período de verano 2020-2021.

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



**Ilustración 3.** Generación del SIN por tecnología y participación por recurso en el último bimestre


Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Se observa que el incremento en el aporte de la generación hidroeléctrica se continuó consolidando en el mes de octubre, paralelo a una reducción en la generación térmica que se mantuvo con un mínimo aporte. La participación hidráulica se situó en 69.3% durante el último mes, mientras que el aporte térmico fue de 21.3%. El aporte del gas natural en la generación de electricidad se ha mantenido superior al aporte del carbón desde el mes de junio; sin embargo, en el mes de octubre estos aportes se equilibraron. En el último mes un total de 21.1 GWh-día se generaron con gas natural, mientras que el aporte del carbón se situó en 21.0 GWh-día. La generación de electricidad promedio en el mes de octubre fue de 197.7 GWh-día, presentando un incremento de 1.9% interanual y de 1.1% con respecto al mes de septiembre, hecho marcado por la recuperación paulatina de la demanda. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía desde Ecuador presentaron una fuerte reducción durante el mes de octubre, reducción que se venía evidenciando desde la segunda semana del mes de agosto. La importación de energía eléctrica proveniente de Ecuador se situó en 31.9 MWh-día, cayendo 98.6% con respecto al mismo mes de 2019, y representando una caída de 90.7% con respecto al mes de septiembre de 2020.

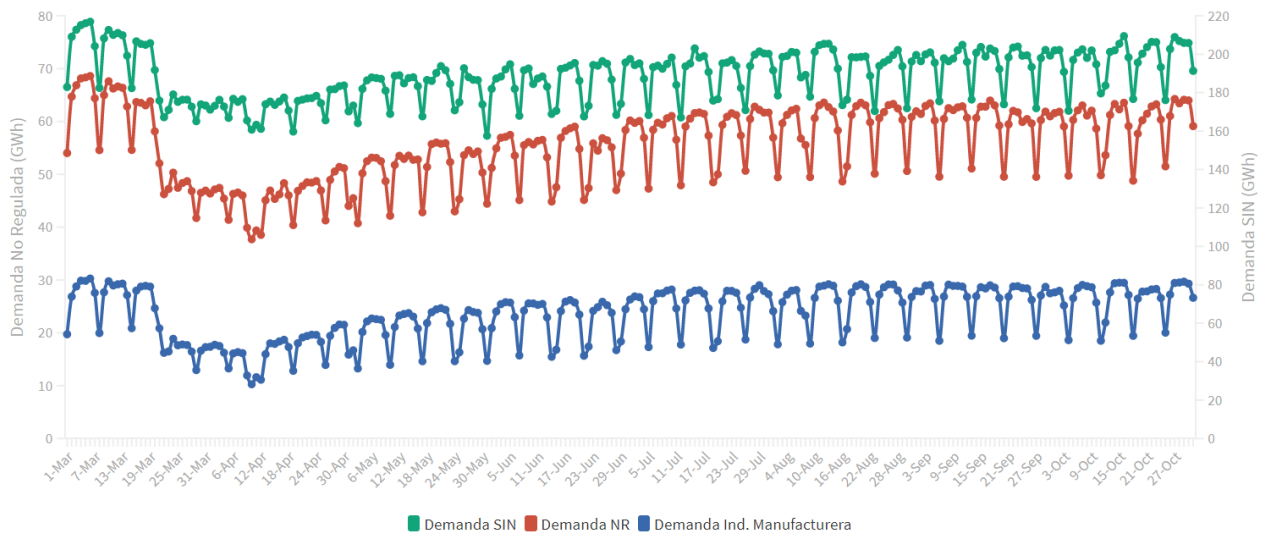
### 3.2. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En el mes de octubre de 2020 ocurrió un hito importante, y es el hecho de que la demanda eléctrica presentó un incremento interanual, hecho que no se presentaba desde el mes de febrero del año en curso; sin embargo, aún no se recupera totalmente tras los impactos negativos que tuvo en los meses de marzo y abril. La demanda del SIN en el mes de octubre fue de 197.4 GWh-día, incrementándose 0.5% con respecto al mismo mes en el 2019 y 0.7% comparado con el mes de septiembre; por otro lado, la demanda No Regulada se redujo 4.2% de manera interanual llegando a 59.8 GWh-día y la demanda correspondiente a las industrias manufactureras se redujo en 1.0%, alcanzando un consumo de 26.7 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 octubre de 2020, en los cuales se decretó el Aislamiento Preventivo Obligatorio (APO)<sup>11</sup> y posteriormente se llevaron a cabo diferentes reaperturas<sup>12</sup>.

**Ilustración 4.** Evolución de la demanda de electricidad durante el COVID-19 (GWh)



Fuente: XM – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

En la gráfica se observa el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad desde el mes de marzo, donde 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; así mismo, se observa que el momento más crítico de la demanda se dio en el período del 25 de marzo al 26 de abril, antes de que se llevara a cabo la primera reapertura de las actividades económicas. En este período la demanda del SIN tuvo una reducción de 13.5% con respecto al período previo al APO<sup>13</sup>, mientras que la demanda No Regulada se redujo en 25.9% y la demanda de la industria manufacturera 36.5%<sup>14</sup>. En el mes de octubre se observa una reducción en la caída de la demanda con respecto al período previo al APO, donde la demanda del SIN presenta una reducción de 0.88%, la demanda No Regulada 2.13% y la demanda de la industria, que ya ha logrado superar el consumo previo al APO, se encuentra 3.7% por encima de los valores obtenidos entre el 1 y el 24 de marzo. Finalmente, la demanda del mes de octubre se ubicó 1.1% por debajo de lo proyectado en el escenario base de la UPME<sup>15</sup> para dicho mes. Se

<sup>11</sup> Decreto 457 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.

<sup>12</sup> Decreto 531 de 2020, Decreto 593 de 2020, Decreto 636 de 2020 y Decreto 749 de 2020, Decreto 878 de 2020 y Decreto 990 de 2020, Decreto 1076 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 Decreto 1168 de 2020, "por el cual se decreta el aislamiento selectivo con distanciamiento social individual responsable".

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> Con respecto al mismo período en 2019, la reducción fue de 11.2%, 25.1% y 36.7%, respectivamente.

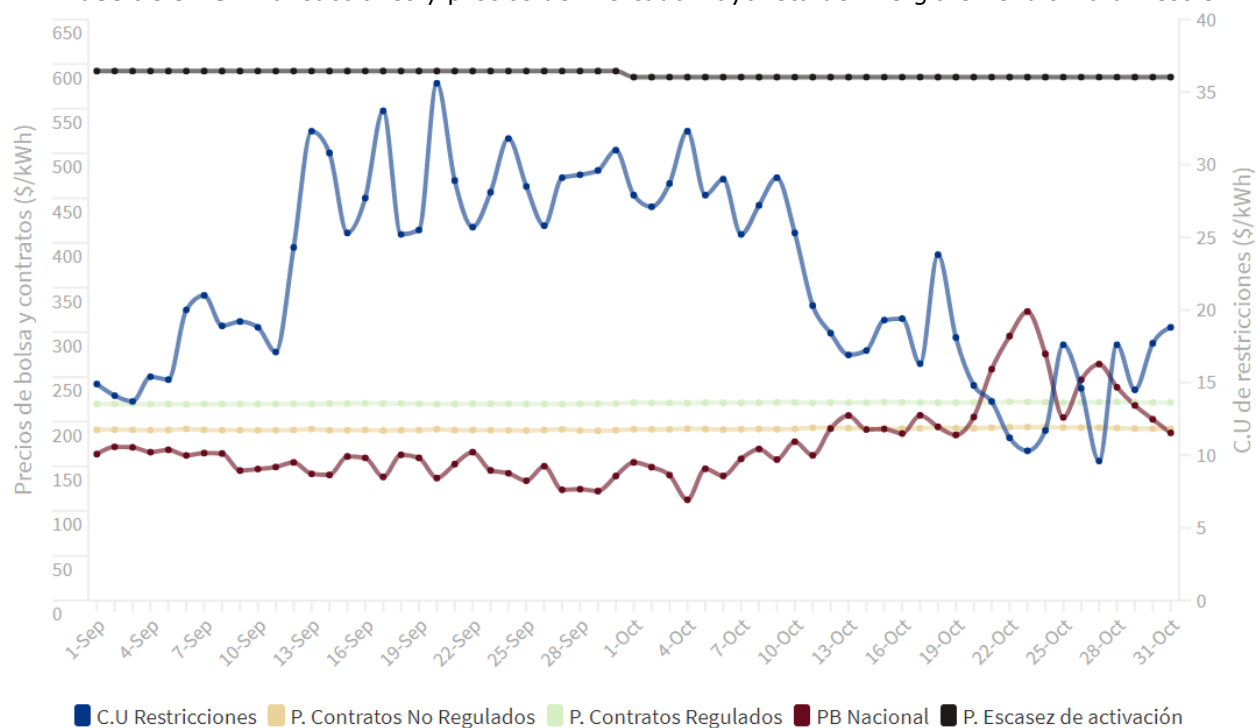
<sup>15</sup> La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda eléctrica de octubre además se encuentra 2.0% por debajo del escenario de proyección optimista, 0.7% por debajo del escenario pesimista y 3.1% 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.

espera que la recuperación de la demanda continúe en el próximo mes con la prolongación del Aislamiento Selectivo y la gradual reapertura de la economía colombiana.

### 3.3. PRECIOS Y TRANSACCIONES

Tras los contextos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y la demanda de electricidad, las transacciones del mercado mayorista se han visto impactadas en el último mes. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el mes de octubre de 2020, junto a su evolución a partir de septiembre. 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 el último bimestre



Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

Con motivo de la menor participación térmica en la generación de electricidad con respecto al aporte hídrico, el PB en el mes de octubre se mantuvo en valores relativamente bajos, en comparación con los valores presentados durante los primeros meses del año; pero a la vez, el precio se incrementó levemente durante el inicio de la última semana del mes. En cuanto a las restricciones, éstas han tenido un comportamiento inverso, reflejado en valores altos durante el último bimestre, pero reduciéndose durante la última semana del mes. Los valores altos en el componente de restricciones 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 se redujo 18.3% en el mes de octubre con respecto al mes de septiembre, pero aún alcanza un valor considerablemente alto, llegando a un promedio en el mes de 20.1 \$/kWh. Los precios altos en este componente tarifario

se mantendrán estructuralmente, en la medida en que la expansión en infraestructura de transmisión no encuentre soluciones de raíz, pues como lo ha expresado **Asoenergía**, 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 octubre de 2020 fue de 198.2 \$/kWh, incrementándose 31.3% con respecto al último mes; además, el valor máximo del PB fue de 323.2 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 585.4 \$/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 221.5 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado fue de 192.5 \$/kWh.

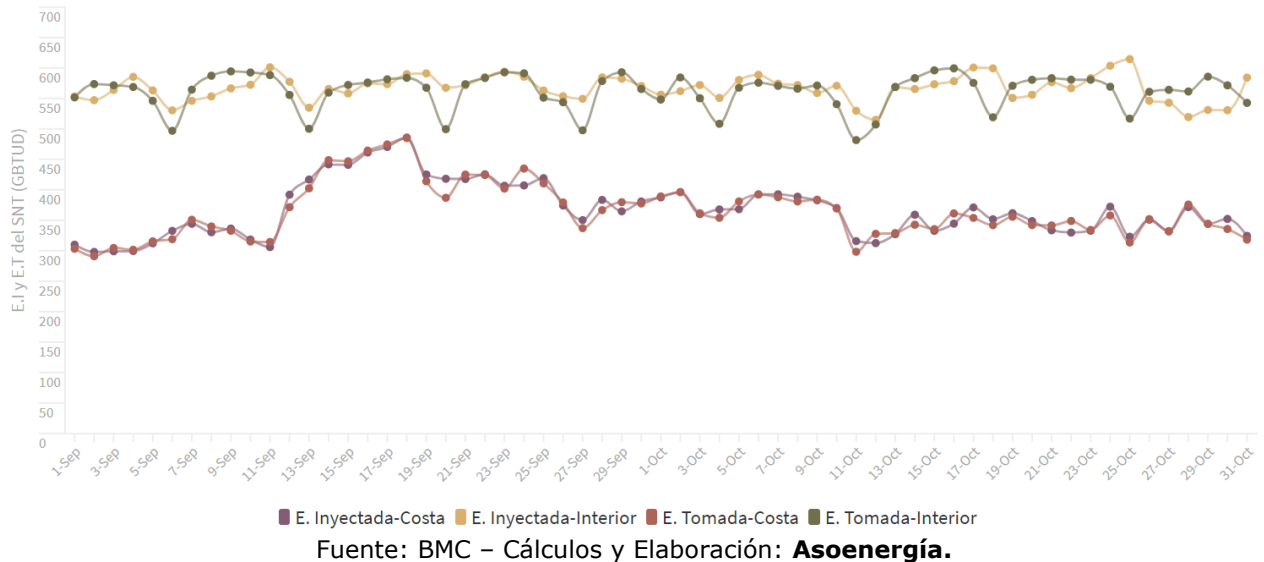
#### 4. GAS NATURAL

En el mes de octubre continuó el proceso de comercialización de gas natural establecido por medio de la Circular CREG 054 de 2020. En el transcurso del mes se llevó a cabo el proceso para definir los reglamentos de las subastas del proceso de Úselo o Véndalo de Largo Plazo, junto a la contratación de su debido auditor y la información respecto a sus mecanismos de contingencia; además, se presentó la declaración de información de contratos de suministro y capacidad de transporte por parte de los compradores, y finalmente se realizó la pre-publicación de capacidad excedentaria de transporte para cada una de las rutas y por cada uno de los titulares de dicha capacidad.

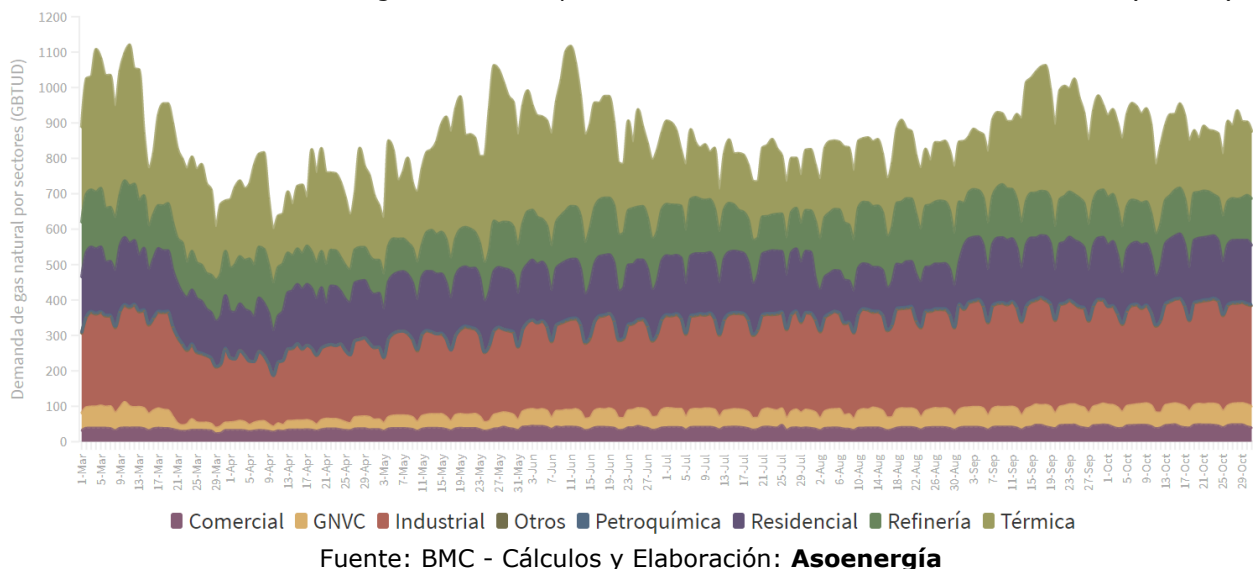
Durante el mes de noviembre se realizará la declaración y publicación de cantidades anticipadas de excedentes de gas y su precio de reserva a ser comercializados mediante subastas de contratos bimestrales; de la misma manera, junto a la realización de las subastas del proceso de úselo o véndalo de largo plazo y el informe de auditoría correspondiente a dicho proceso, posteriormente se hará el registro de dichos contratos resultantes ante el Gestor del Mercado de Gas Natural. Finalmente, se realizará la entrega de las garantías de cumplimiento de los contratos de capacidad de transporte, y las garantías de cumplimiento de los contratos de largo plazo por parte de los vendedores y compradores.

En el mes de octubre el promedio de asignaciones de gas natural fue de alrededor de 1062 GBTUD<sup>16</sup>, incrementándose cerca de 2.4% con respecto al mes de septiembre. 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 septiembre y octubre de 2020. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

<sup>16</sup> Este valor se calculó con los reportes semanales publicados por Concentra.

**Ilustración 6.** Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre


La energía inyectada promedio en octubre fue de 920.0 GBTUD, un valor 2.9% menor que en el mes de septiembre, mientras que la energía tomada del SNT se redujo en la misma medida un 2.9% llegando a un valor de 913.6 GBTUD<sup>17</sup>. En octubre 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 para el período comprendido entre los meses de marzo y octubre de 2020, para así lograr observar el impacto del COVID-19 en la demanda de este energético.

**Ilustración 7.** Demanda de gas natural en puntos de salida del SNT durante el COVID-19 (GBTUD)


<sup>17</sup>El 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 disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

La demanda total de gas natural<sup>18</sup> en octubre fue de 895.1 GBTUD, presentando una reducción interanual de 7.1%, tras los meses de mayo y junio donde había tenido incrementos con respecto al año 2019, principalmente por la mayor demanda térmica como respuesta a las condiciones de hidrología del mercado eléctrico en los meses mencionados; la demanda No Regulada se ubicó en 650.7 GBTUD, reduciéndose en un 4.7% con respecto al mismo mes en el 2019, mientras que la demanda industrial se redujo 2.2% y se ubicó en 281.6 GBTUD. Adicionalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados<sup>19</sup> en el mes de octubre se ubicó 12.7% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME<sup>20</sup> 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 octubre de 2020 y su variación con respecto al mes de septiembre. 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.

**Ilustración 8.** Precios de combustibles en el mes de octubre de 2020

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - OCTUBRE DE 2020 (USD/MBTU - USD/barril)							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Octubre de 2020	5.2	2.8	6.0	5.2	4.9	41.4	39.4
vs último mes	-7.1%	22.1%	30.6%	31.4%	23.2%	-1.2%	-0.5%

Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

## 5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2020). *Comunicado de prensa: La ANH publicó los Términos de Referencia Definitivos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII)*.

Concentra. (2020). *Efecto del COVID-19 sobre el mercado de gas natural y energía eléctrica (Reporte diario)*. Bogotá D.C.

DANE. (2020). *Encuesta Mensual Manufacturera con Enfoque Territorial (EMMET) - Agosto de 2020*. Bogotá D.C.

Gas World. (2020). *LNG demand expected to grow this winter*. Black Water - Inglaterra.

<sup>18</sup> Los valores correspondientes a la demanda total de gas natural, así como la demanda No Regulada y la demanda industrial, 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 disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

<sup>19</sup> Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial y GNVC.

<sup>20</sup> 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 octubre además se encuentra 12.0% por encima del escenario de proyección optimista y 19.6% por encima del escenario pesimista.

Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia*. Bogotá D.C.

Petroleum Economist. (2020). *Asian LNG demand set to rebound rapidly*. Londres.

REUTERS. (2020). *GLOBAL LNG-Asian spot LNG prices jump 9% on robust demand*.

UPME. (2020). *Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026*. Bogotá D.C.

XM. (2020). *Portal BI*. Medellín.

**ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS**

<b>Resolución MME 40295 de 2020</b>	Establece criterios técnicos para llevar a cabo proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia.
<b>Resolución MME 40311 de 2020</b>	Establece los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional
<b>Resolución CREG 160 de 2020</b>	(CONSULTA) Propone establecer los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural.
<b>Resolución CREG 193 de 2020</b>	Flexibiliza el proceso de expansión del STN eximiendo algunos proyectos de la obligación de participar en procesos de selección de los que trata la Resolución CREG 022 de 2001. Establece una garantía que requerirá el usuario que requiera obras de expansión para conectarse al STN.
<b>Resolución CREG 195 de 2020</b>	Amplía el período en el cual el factor multiplicador 'M', establecido por la Resolución CREG 015 de 2018, y el cual afecta el costo de transporte de la energía reactiva, se mantendrá sin incrementos hasta diciembre de 2021, donde se cumplirían doce meses antes de su incremento.
<b>Resolución CREG 200 de 2020</b>	Modifica la Resolución CREG 138 de 2020 en la definición de los bimestres en que se realizará la comercialización de contratos bimestrales de suministro de gas natural, en el marco del cronograma de comercialización de gas natural.
<b>Resolución CREG 208 de 2020</b>	(CONSULTA) Propone normas para la conexión temporal de generadores al SIN.
<b>Circular CREG 092 de 2020</b>	Informe del auditor sobre la subasta de productos C2, en el marco del cronograma de comercialización de gas natural.
<b>Circular CREG 097 de 2020</b>	La CREG solicita a los OR información sobre las curvas de carga asociadas a los transformadores de distribución de NT2 y NT3, en virtud de una Estrategia para la implementación de señales de precios y cargos horarios para ser utilizados en esquemas de Respuesta de la Demanda.
<b>Circular CREG 098 de 2020</b>	La CREG solicita información a Comercializadores y OR sobre costos y gastos en la lectura de medidores avanzados, información operativa y técnica de los sistemas, y datos sobre las experiencias de los pilotos de AMI, esto en virtud de la masificación de esta metodología en el SIN.
<b>Circular CREG 100 de 2020</b>	(CONSULTA) Proyecto de Agenda Regulatoria para el año 2021.