

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.11

FEBRERO DE 2021

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES DE
ENERGÍA INDUSTRIALES Y COMERCIALES – ASOENERGÍA
ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD, MAS EMPLEOS.

1. INTRODUCCIÓN

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

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.

Presentamos este informe correspondiente al mes de febrero de 2021, el cual se caracteriza por tres aspectos principales. En primer lugar, la CREG abrió la posibilidad para que el proyecto de Regasificación del Pacífico pueda entrar en operación de manera parcial y su remuneración se mantenga sí asegura capacidad de descarga además de premiar con un 8%¹ mas de ingresos si entra anticipadamente el terminal; en segundo lugar, se observan noticias relevantes con respecto a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), la adjudicación de beneficios tributarios asignados, y la subasta para el Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB); finalmente se hace mención a los sucesos relacionados con el gas natural y el LNG en el Estado de Texas y sus impactos colaterales, así como la evolución de las exportaciones, las expectativas de producción y el precio del carbón.

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

En el mes de febrero de 2021 los principales indicadores energéticos de oferta y demanda estuvieron al alza, pues los impactos de las medidas de mitigación contra la pandemia del COVID-19 se redujeron con el final de la denominada 'segunda ola'.

En el mes de febrero la CREG publicó las Resoluciones 006 y 007 de 2021 las cuales proponen permitir que el pago del proyecto de Regasificación en el Pacífico se remunere antes de la entrada total de la Planta y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo en conjunto; por tanto, plantea la posibilidad de utilizar descargadores en tierra y Transporte virtual de Gas Natural Líquido, considerando dos efectos ineficientes, la utilización de la terminal solo como almacenamiento y una doble capacidad de regasificación, al necesitarse regasificación en los puntos de entrega y/o uso final del LNG, inclusive por parte de la demanda. Para la entrada parcial anticipada de la planta además plantea aplicar un factor de 8% como incentivo adicional, previendo esto como una

¹ CREG 07 de 2021: %IADIC: Porcentaje del 8% de incentivo por operación parcial.

rentabilidad adicional para el inversionista, y por supuesto un mayor coste a los responsables de su remuneración.

Asoenergía ha manifestado que el proyecto contiene diversas incertidumbres en sus supuestos de análisis, y que la metodología utilizada para su estructuración no parece sólida; y que bajo dicha estructura hará que los usuarios respondan por el costo del proyecto, sin que este demostrada su necesidad, sin que este garantizada su conexión al SNT, sin considerar la elasticidad – precio de la demanda, incurriendo en costos mayores por un transporte de LNG en camiones y una segunda capacidad de regasificación según su utilización. Por otro lado, la Asociación en numerosas ocasiones ha expresado que como está planteado actualmente el proyecto podrían verse afectados las metas de reactivación y en términos de Transición Energética, pues al encarecerse el costo del gas, los usuarios industriales se verían obligados en algún caso a migrar al uso de otros energéticos mas contaminantes como carbón y GLP, amenazando el objetivo de usar el gas como energético de transición; y en otros inclusive a producir en otros países más competitivos de la región. **Asoenergía** hace un llamado al sector y a sus entidades para reconsiderar la estructuración del proyecto y del sector de gas en su totalidad; primero, los datos del potencial de oferta de los productores parecen no coincidir entre los utilizados por la UPME, quien asume el agotamiento del gas en el corto plazo; y segundo, no consideran la afectación del precio en el consumo la demanda. Respecto a los argumentos sobre los menores costos del gas que brindaría el proyecto en el interior del país, es un análisis distorsionado, por que parte de que el gas doméstico se igualará en precio al internacional, y de que la tarifa de transporte no se corregirá, y por tanto, esta zona ahorraría parte de este cargo regulado. **Asoenergía** reitera que incentiva la integración del sector de gas al mercado internacional, y advierte que lo que está distorsionando los precios de gas en el país es la metodología de transporte, y es allí donde se debe replantear y tomar decisiones de carácter estructural, y no ser usada para soportar ubicaciones de proyectos ineficientes para el país.

El segundo gran componente del mes de febrero viene relacionado con los desarrollos en la oferta de electricidad a partir de FNCER. De acuerdo con la UPME, en dicho mes se marcó un récord en la cantidad de certificaciones de beneficios tributarios asignados a los proyectos de energías renovables en virtud de la Ley 1715 de 2014. De acuerdo con la entidad de Planeación, a lo largo del segundo mes del año se otorgaron beneficios para 82 proyectos, por una capacidad de 436 MW. De manera desagregada, 77 de estos proyectos correspondían a iniciativas con tecnología solar (268 MW) entre grandes proyectos y algunos proyectos con menor capacidad de Generación Distribuida. Entre los proyectos restantes se encuentran un proyecto eólico por 150 MW, dos proyectos de biomasa por 7 MW, y dos pequeños proyectos hidroeléctricos por 11 MW². Sobre otros proyectos de infraestructura energética que avanzaron en el último mes se destaca la entrada en operación de la ampliación de Termoyopal, que incrementó la capacidad de la planta en 200 MW con el ingreso de las tres unidades de 50 MW adjudicadas en la subasta de Cargo por Confiabilidad de febrero de 2019. Así mismo se inauguró en Unguía – Chocó la primera central de generación a gran escala de energía híbrida Diesel – Solar Fotovoltaica, la cual generará un total de 3,900 MWh-año.

Finalmente, en el último mes la UPME realizó un ajuste a la convocatoria UPME STR 01–2021 correspondiente al lanzamiento de la subasta de almacenamiento de energía con baterías en el departamento de Atlántico que había iniciado en el mes de enero. Por medio de la Adenda No. En

² A la fecha la UPME registra un total de 882 proyectos de energía renovable certificados por cerca de 4.6 GW contabilizados desde febrero de 2016. Fuente: Estadísticas Incentivos FNCE - UPME

la convocatoria se anunció un cambio en el cronograma, debido a que el día 16 de febrero de 2021 se declaró desierto el Proceso de Selección del Interventor del proyecto. Este cambio del proyecto de 50 MW y que se espera entraría en operación en junio del año 2023, tendrá la audiencia pública para la adjudicación el día 25 de mayo de 2021, y no el 6 de abril³.

Sin duda la noticia internacional más destacada del mes está relacionada con los eventos que ocurrieron en el Estado de Texas en Estados Unidos, así como la repercusión que generó este suceso en México. Sobre la segunda semana de febrero el estado de Texas se vio impactado por la tormenta de invierno más fuerte ocurrida en por lo menos los últimos 10 años. Las condiciones de frío conllevaron a incrementos en la demanda de energía para calefacción, pero su intensidad ocasionó inconvenientes considerables en la producción y transporte de energía en Texas, esto debido al congelamiento de la infraestructura de transporte de gas, del agua utilizada para el proceso de enfriar los reactores de las centrales nucleares, además del congelamiento de las aspas de los proyectos de generación eólica y el cubrimiento de algunas plantas solares de la zona; generando una desatención masiva de la demanda final.

Los efectos de mayor demanda y menor oferta impulsaron un deslastre de carga para mantener la estabilidad del sistema de potencia de Texas, dejando cerca de cuatro millones de personas sin servicio de electricidad, y una interrupción de este servicio por al menos cuatro días seguidos. La oficina del gobernador de Texas, Greg Abbott, solicitó a la planta Freeport LNG reducir las operaciones luego de declarar estado de emergencia. El precio de gas natural alcanzó a incrementarse en un 24,000%, en el punto más álgido los precios spot del Henry Hub alcanzaron un récord histórico de 23.96 USD/MBTU, registrando el nivel más alto registrado desde el mes de febrero de 2014. Sobre el final del mes el valor cayó a 5.4 USD/MBTU.

Por otro lado, en Japón los precios spot del LNG importado que habían alcanzado un récord⁴ en el primer mes del año con promedio mensual de 18.5 USD/MBTU, tuvieron un comportamiento a la baja en los últimos días de febrero, esto debido a una menor demanda de calefacción combinada con las expectativas de una normalización de los suministros de gas natural en Estados Unidos. El precio del LNG Japón – Corea en el mes de febrero de 2021 fue de 7.1 USD/MBTU, representando una caída de 42.3% con respecto al primer mes de 2021⁵.

El evento en mención impactó de manera similar en México, pues debido a la fuerte temporada de invierno en Texas, gran exportador de gas a México, las entregas de gas natural al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) de dicho país fueron restringidas durante el mes de febrero. La escasez de suministro y una serie de apagones continuos en el país mexicano obligaron a que el gobierno de dicho país tuviera que hacer uso del respaldo brindado por algunas plantas de mayor vida útil, así como otras que funcionan con combustibles líquidos. De igual manera se vieron obligados a realizar deslastre de carga, implementar medidas de política pública para reducir el consumo, y finalmente a realizar compras de emergencia de cargamentos de LNG a mano de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)⁶.

En cuanto al carbón, en el primer mes de 2021 las exportaciones del país tuvieron una reducción de 72.3% alcanzando un total de 3.9 Mton⁷. De acuerdo con la ACM, la producción de carbón

³ Adenda No. 2. Convocatoria Pública UPME STR 01 – 2021.

⁴ El precio promedio en el mes representa el nivel más alto registrado desde marzo de 2014.

⁵ Fuente: BMC – Portal BI Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia.

⁶ Resumen de noticias GNL Global – Edición febrero de 2021.

⁷ DANE Exportaciones – Enero 2021.

podría establecerse entre 60 y 65 millones de toneladas en 2021, hecho que impulsaría un incremento de cerca de 20% del PIB minero en Colombia, favorecido también por la minería metálica con la entrada en operación de proyectos como Zijin-Continental en Antioquia⁸. El precio del carbón térmico tuvo un leve incremento en el mes de febrero; en la última semana del mes el precio del carbón térmico fue de 56.1 USD/Ton, incrementándose 1.8% con respecto al mes de enero de 2021. El aumento en los precios del carbón ha sido de un 60.3% con relación al precio promedio más bajo alcanzado en el mes de mayo del 2020.

En función de los contextos mencionados, a continuación se presentan los principales indicadores energéticos del mes de febrero de 2021 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.

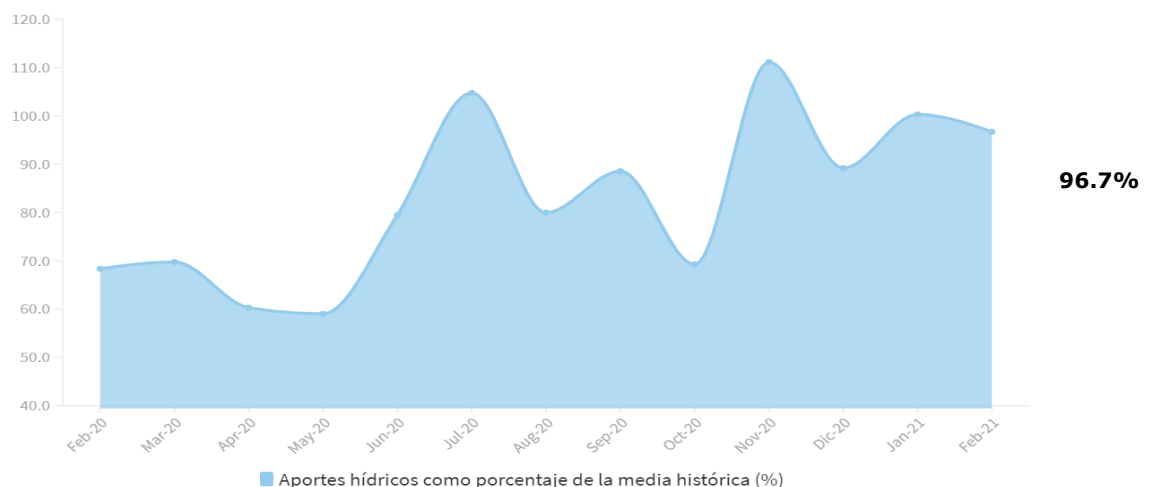
3. ENERGÍA ELÉCTRICA

Se muestra la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en Colombia en el primer mes del año 2021, tras los eventos de interés mencionados anteriormente, resumidos en las siguientes variables y expresada en las ilustraciones gráficas que las acompañan.

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, Ilustración 1 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el año 2020 y los dos primeros meses de 2021.

Ilustración 1. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a febrero de 2021



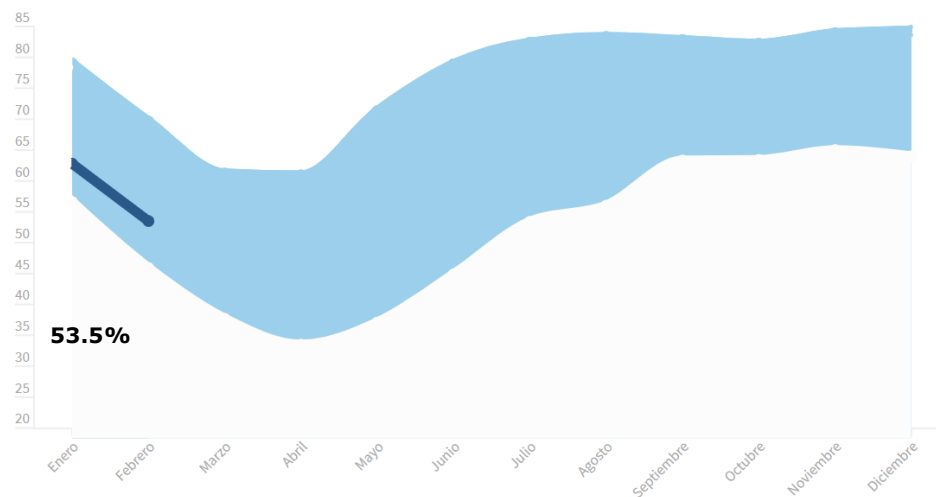
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

⁸ Noticia de Valora Analitik: <https://www.valoraanalitik.com/2021/02/19/pib-minero-en-colombia-crecera-a-dos-digito-en-2021-carbon-oro-y-cobre-en-el-radar/>

Los aportes hídricos se mantienen cercanos al 100.0% tras el fuerte incremento en el pasado mes de noviembre, en donde surtieron impacto las fuertes condiciones climáticas en niveles de aportes hídricos superlativos, los cuales precedieron una leve caída en diciembre que se retomó y se mantuvo en el segundo mes de 2021. En el mes de febrero los aportes fueron de 89.6 GWh-día, alcanzando un nivel de 96.7% como porcentaje de la media histórica del mes.

El período de verano en Colombia inicia en el mes de diciembre, 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. Esto se evidencia en la evolución actual del nivel del embalse agregado del SIN, el cual desde el mes de noviembre alcanzó un nivel pico de 76.5% pero ha venido disminuyendo. En la Ilustración 2. se observa el nivel del embalse en el mes de febrero del año 2021, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico⁹ de este indicador.

Ilustración 2. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2021



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Durante el mes de febrero el nivel del embalse agregado del SIN tuvo un fuerte decrecimiento, de manera paralela a como ha sido su comportamiento histórico durante dicho mes, y cerró con un porcentaje de 53.5%. La reducción fue de 9.3% con respecto al primer mes del año, donde el nivel se había situado en 62.8% finalizando enero. Mientras transcurra el período de invierno se espera que el nivel del embalse continúe reduciéndose como lo señala su comportamiento histórico.

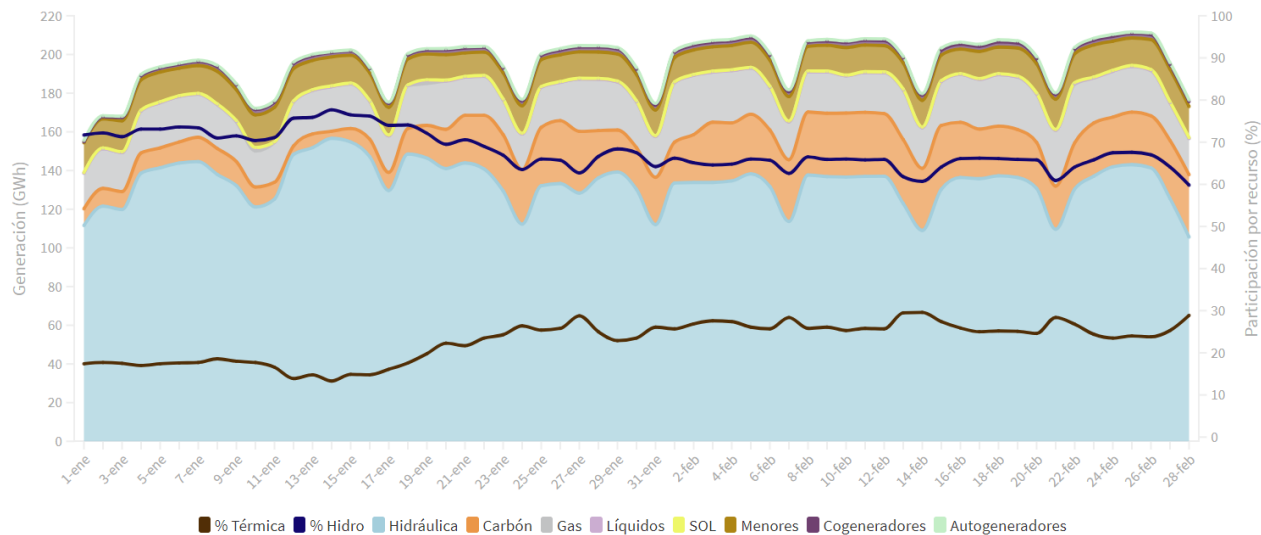
3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La demanda de electricidad se incrementó en el transcurso del mes de febrero con motivo de la recuperación de la actividad industrial y comercial, así como la reducción en las medidas de confinamiento que han permitido alcanzar cierto nivel de normalidad. En la misma medida lo hizo la oferta de electricidad, la cual alcanzó un importante incremento durante el último mes. En la Ilustración 3 se presenta el comportamiento de la generación de electricidad del SIN por tecnología

⁹ Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1998 hasta 2020.

y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total durante los meses de enero y febrero de 2021.

Ilustración 3. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)



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

En el mes de febrero se observa que la distancia porcentual entre la generación hidroeléctrica y el aporte de la generación térmica se redujo, como bien lo ilustra la anterior imagen. El efecto resulta más evidente cuando se observan dichas líneas al inicio del mes de enero y su comparación sobre el final del mes de febrero. La participación hidráulica en el último mes se situó en 64.9%, cayendo 5.9% con respecto al primer mes del año 2021, mientras que el aporte térmico fue de 26.2%, incrementando su aporte en 6.4%. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, tanto el aporte del gas natural como el del carbón tuvieron un incremento en el mes de febrero, pero fue el carbón quien más se destacó con un incremento de 77.1% con respecto al último mes alcanzando un aporte total de 28.7 GWh-día, mientras que el aporte del gas natural se situó en 24.1 GWh-día, habiendo incrementado su aporte en 11.0%.

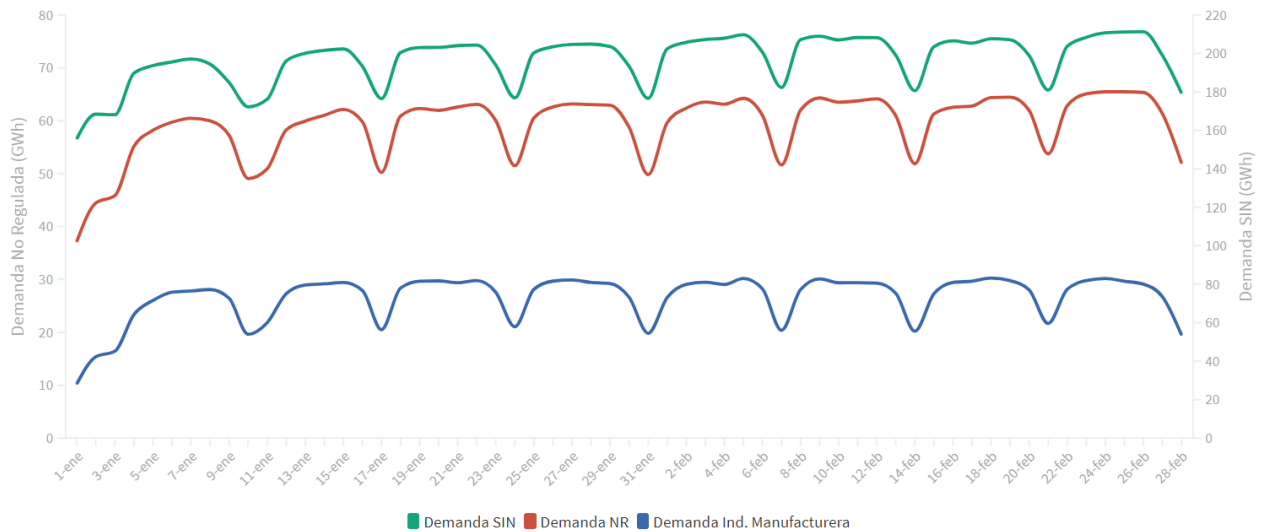
La generación de electricidad promedio en el mes de febrero de 2021 fue de 202.0 GWh-día, presentando una reducción de 0.3% interanual, pero un incremento de 5.6% con respecto al mes de enero. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), éstas se mantuvieron en niveles bajos durante el segundo mes del año. La importación de energía eléctrica proveniente de Ecuador se situó en 267.5 MWh-día, mientras que las exportaciones alcanzaron un nivel de 26.7 MWh-día. Se destacan los últimos dos días del mes donde las importaciones fueron de 2.6 GWh-día y 2.2 GWh-día, respectivamente. La energía importada durante estos dos últimos días corresponde al 64.6% total de la energía importada en el total del mes de febrero del año 2021.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el último mes la demanda eléctrica se incrementó con respecto al mes de enero, pero aún evidencia decrecimientos interanuales. La Ilustración 4 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en el último bimestre; 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.

Ilustración 4. Evolución de la demanda de electricidad durante el último bimestre (GWh)



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

La demanda del SIN en el mes de febrero fue de 202.4 GWh-día, reduciéndose 2.0% con respecto al mismo mes en el 2020 e incrementando su valor 5.7% comparado con el primer mes del año. La demanda No Regulada se redujo 5.5% de manera interanual llegando a 61.6 GWh-día, pero a la vez se incrementó 7.7% con respecto al mes de enero. Por su lado la demanda correspondiente a las industrias manufactureras se incrementó en 2.1% interanual y 8.1% con respecto al mes de enero, alcanzando un consumo de 25.6 GWh-día. Finalmente, la demanda del mes de febrero se ubicó 2.3% por debajo de lo proyectado en el escenario base de la UPME¹⁰ para dicho mes. Es de esperar que, de no presentarse aislamientos por incremento en los nuevos casos de COVID-19 en las principales regiones del país, la demanda de marzo continúe evidenciando una senda de recuperación; primero, debido a la reducción de las medidas de confinamiento; y segundo, debido a que sobre las últimas semanas del mes de marzo de 2020 iniciaron las primeras medidas de confinamiento que tuvo el país, las cuales generaron a la vez las primeras fuertes caídas en la demanda, reducciones que son muchos mayores a las que pueda esperarse en las próximas semanas.

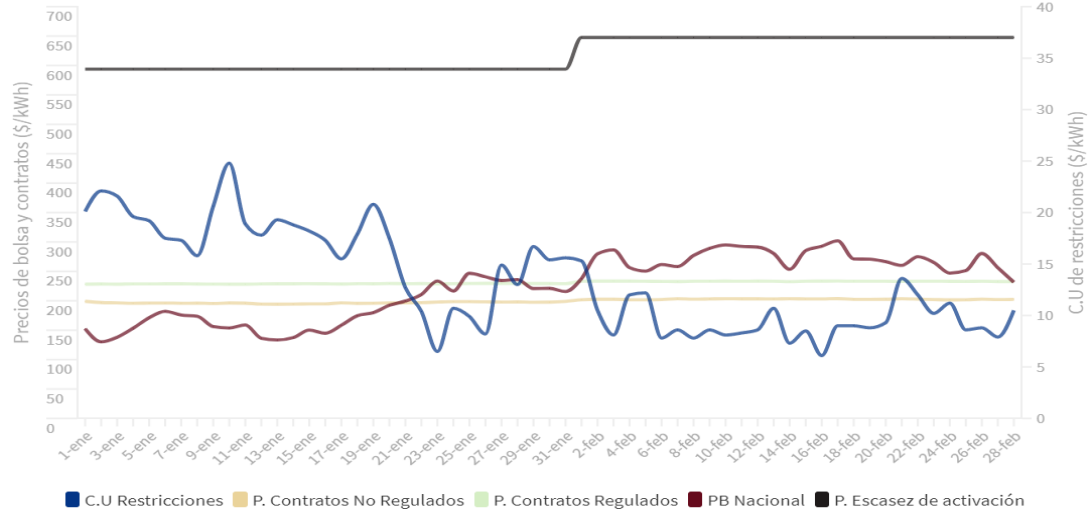
3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

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 segundo mes del año 2021, junto a su evolución a partir del mes de enero. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos regulados

¹⁰ 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 febrero además se encuentra 3.4% por debajo del escenario de proyección optimista, 1.9% por debajo del escenario pesimista y 5.1% 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.

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 en el último bimestre (\$/kWh)



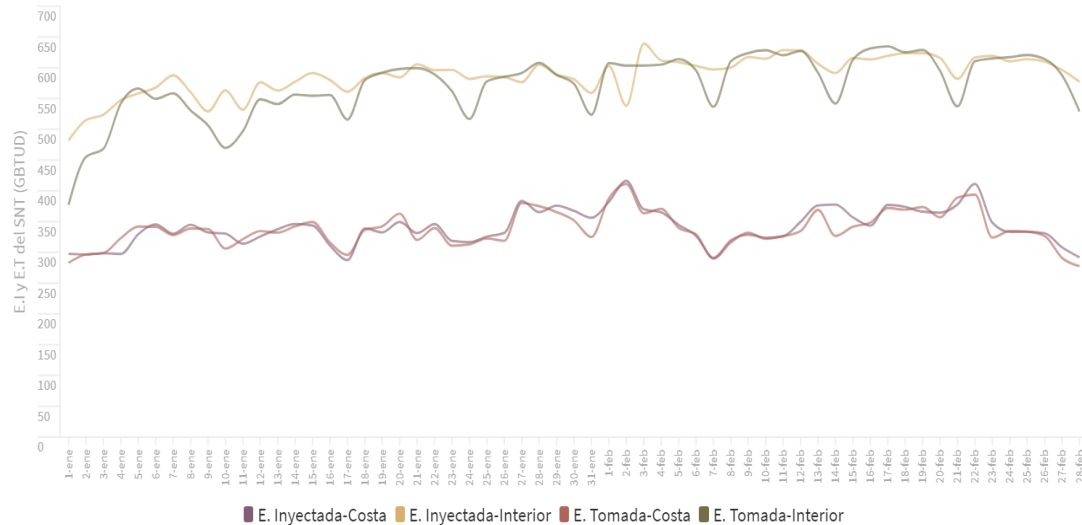
Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

En el segundo mes del año el PB presentó un incremento de casi el 50.0%, en paralelo con una reducción en el componente de restricciones, que incluso alcanzó a reducirse hasta casi 6.0 \$/kWh, y que alcanzó un promedio de 9.5 \$/kWh en el último mes; además, este componente se redujo 42.5% con respecto al mes de enero. El promedio del PB en febrero de 2021 fue de 270.1 \$/kWh, incrementándose 48.8% con respecto a enero, así mismo, el valor máximo del PB fue de 301.9 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 647.6 \$/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 233.2 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado fue de 202.7 \$/kWh.

4. GAS NATURAL

Al igual que ocurrió en el mercado eléctrico, el mercado de gas natural evidenció una recuperación en sus principales indicadores de oferta y demanda durante el primer mes del año.

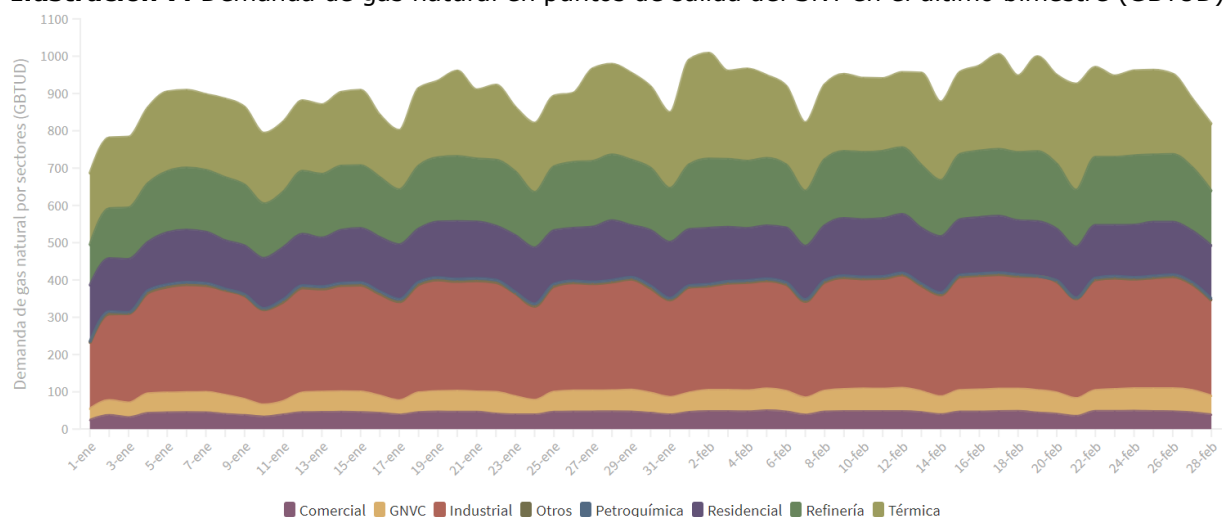
En el último mes las nominaciones de gas natural se incrementaron 6.8% con respecto al último mes y se ubicaron en 849.9 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración 6 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de enero y febrero del año 2021. 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.

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


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

La energía inyectada promedio en el mes de febrero fue de 958.7 GBTUD, representando una caída interanual de 12.3%, mientras que la energía tomada del SNT se redujo 11.6% llegando a un valor de 947.2 GBTUD¹¹. En febrero el 99.5% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 0.5% correspondió a gas natural importado. En consecuencia en la

Ilustración 7 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

Ilustración 7. Demanda de gas natural en puntos de salida del SNT en el último bimestre (GBTUD)


¹¹El 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.

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

La demanda total de gas natural¹² en febrero de 2021 fue de 943.0 GBTUD, presentando una reducción interanual de 9.2%, pero un incremento de 7.6% con respecto al mes de enero. La demanda No Regulada se ubicó en 689.2 GBTUD, reduciéndose 13.9% con respecto al mismo mes en el año 2020, pero incrementándose 7.2% con respecto al primer mes del año. Finalmente, la demanda industrial que venía de mostrar reducciones interanuales, en el último mes tuvo un incremento de 14.6% con respecto a la demanda industrial del mes de febrero de 2020; así mismo, se incrementó 5.3% comparado con enero y se ubicó en 295.6 GBTUD. En cuanto a los otros sectores, el que se redujo en mayor medida fue el sector térmico que presentó una caída de 37.2%, seguido del sector de refinería con 7.2%.

El sector comercial fue el que incrementó su demanda de gas natural en mayor proporción, pues tuvo una subida interanual de 24.4%, seguido del sector industrial anteriormente mencionado, mientras que el sector residencial y el de GNVC tuvieron leves incrementos, con 1.5% y 0.4% respectivamente. Adicionalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados¹³ en el mes de febrero del año 2021 se ubicó 8.8% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME¹⁴ 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 febrero de 2021 y su variación con respecto al último mes. 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. Se observa el efecto de la situación del gas natural en Estados Unidos, pues el Henry Hub fue el único gas que no evidenció una caída en su precio en el último mes.

Ilustración 8. Precios de combustibles en el mes de febrero de 2021

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - FEBRERO DE 2021							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Febrero de 2021	4.4	2.9	7.1	6.1	6.1	62.4	59.1
vs último mes	-1.4%	10.5%	-42.3%	-23.1%	-15.3%	13.3%	14.1%

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

¹² 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.

¹³ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial y GNVC.

¹⁴ 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 febrero además se encuentra 5.6% por encima del escenario de proyección optimista y 13.5% por encima del escenario pesimista.

5. REFERENCIAS

- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI*. Bogotá D.C.
- DANE. (2021). *Encuesta Mensual Manufacturera con Enfoque Territorial (EMMET) - Enero de 2020*. Bogotá D.C.
- Diario La República. (2021). *Isagen adquirió dos nuevas plantas solares para diversificar su matriz de generación*. Bogotá D.C.
- Ecopetrol. (2021). *Grupo Ecopetrol contará con 8 parques solares en 2021*. Bogotá D.C.
- El Colombiano. (2021). *Las fechas claves que prevé Hidroituango*. Medellín.
- EPM. (2021). *Boletín informativo: En el proyecto hidroeléctrico Ituango, inició el montaje de la primera unidad de generación*. Medellín.
- GNL Global. (2021). *Resumen de noticias GNL Global – Edición febrero de 2021*.
- IEA. (2021). *IEA: Gas Market Report – Q1 2021*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia*. Bogotá D.C.
- Portafolio. (2021). *Ituango tendría un nuevo retraso para su operación*. Bogotá D.C.
- UPME. (2020). *Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026*. Bogotá D.C.
- UPME. (2021). *Adenda No. 2. Convocatoria Pública UPME STR 01 de 2021*. Bogotá D.C.
- Valora Analitik. (2021). *PIB minero en Colombia crecerá a dos dígitos en 2021: carbón, oro y cobre en el radar*. Medellín.
- XM. (2021). *Portal BI*. Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Adenda #2 Convocatoria UPME STR 01-2021	Modificaciones en el cronograma de la subasta para el Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) en Colombia.
Resolución CREG 004 de 2021	Cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la CREG.
Resolución CREG 006 de 2021	Ajustes a la Resolución CREG 107 de 2017 (Plan de Abastecimiento de Gas Natural)
Resolución CREG 007 de 2021	Ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017 (Plan de Abastecimiento de Gas Natural)
Resolución CREG 012 de 2021	Se modifican las condiciones para el registro de fronteras comerciales de prestadores del servicio en ZNI que se integran al SIN.
Circular CREG 007 de 2021	Informe del auditor del Gestor del Mercado de Gas Natural respecto de la subasta de los contratos de suministro firme bimestral realizada el 20 de enero.
Circular CREG 008 de 2021	Publicación de estudios "Construcción de metodologías basadas en líneas base de consumo o mecanismos alternos para programas de Respuesta de la Demanda"
Circular CREG 009 de 2021	Información de gastos de AOM del año 2020.
Circular CREG 010 de 2021	Publicación de estudios AMI.
Circular CREG 011 de 2021	Publicación de estudios AMI - Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI).