

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.21

DICIEMBRE DE 2021

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 un mercado eficiente que permita contar con precios de energía competitivos, considerando que 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. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de diciembre de 2021, el cual se caracteriza por tres aspectos principales; en primer lugar, los acontecimientos tomados como hitos en el avance del proyecto de generación eléctrica Hidroituango en medio de una escalada de precios de la bolsa; en segundo lugar, las modificaciones propuestas en la Resolución CREG No. 133 al Cargo por Confiabilidad; en tercer lugar, la búsqueda de la diversificación de la matriz energética del país con respecto a los logros alcanzados en el último año.

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 actual cronograma del proyecto hidroeléctrico Ituango mantiene como fecha de entrada en operación entre junio y julio para la primera turbina, y hacia final del año 2022 la entrada de la segunda turbina con una capacidad de generación de 600 MW este año. Sin embargo, por la preocupación en cuanto a la continuidad o no de los actuales contratistas del proyecto Hidroituango Consorcio CCC Ituango (Camargo Correa, Coninsa Ramón H. y Conconcreto) o sus filiales, que parece ya resuelta, se tiene una alta incertidumbre y un riesgo latente sobre un potencial atraso en el cumplimiento de la puesta en marcha de las dos primeras unidades del proyecto. Por esto, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) manifestó su voluntad de retirarse de la financiación de dicha construcción y exigió el prepago de la deuda, esto paralelo al avance del proceso de responsabilidad fiscal de la Contraloría General de la Nación.

Con la solicitud de retiro del financiador y el riesgo de cambio de contratistas, Empresas Públicas de Medellín – EPM avanzó en el proceso licitatorio y preparatorio, adicional al vigente, y envió solicitud a la Unidad para la Gestión del Riesgo de Desastres como respaldo a las situaciones que se pudieran presentar por lo que desarrolló el “Plan Mireya” que consistía en dar continuidad a la ejecución de las obras pertenecientes al proyecto con infraestructura y personal. Esto a raíz de que al proyecto solo le resta 14,2% de avance para ser completado. Con el plan se buscaba que en caso de eventuales cambios a otros contratistas constructores, se pudiera avanzar en todos los demás frentes, mitigando y teniendo en cuenta los ajustes y manejo ante traumatismos que esto

podiera generar al proceso de construcción, y se continuará con el proyecto por medio de las capacidades operativas y de personal de EPM en sus actividades complementarias.

Con la solicitud a la Unidad para la Gestión del Riesgo de Desastres, según EPM, se buscó amortizar uno de los principales riesgos el cual está asociado al vertedero, que es el único sistema de descarga del embalse, que tiene la capacidad de evacuación de las aguas del río Cauca y ha funcionado adecuadamente hasta el momento. Sin embargo, este no fue previsto para operar como sistema de descarga permanente e indefinido en el tiempo. Así, el "Plan Mireya" es el plan de Choque por si por alguna razón los contratistas no pueden o quieren seguir con el proyecto, o como opción final si el fallo no lo permitiera.

Finalmente, con respuesta positiva de las aseguradoras, el impacto del fallo en el proceso de responsabilidad fiscal, se otorgó el desembolso por el 88,3% del valor presunto valor del detrimento patrimonial del proyecto como consecuencia del siniestro que dio paso a que la inhabilidad de los contratistas, para que fuera un tema superado, y se dio continuidad al proceso. Frente a la decisión de la Contraloría General de la República, existe un escenario de mayor certidumbre frente a las inhabilidades planteadas por la sanción, motivo por el que el proyecto estará menos expuesto a factores exógenos y se cumplirá a cabalidad con las fechas propuestas en el plan.

Asoenergía celebra la continuación en las obras del mega proyecto, los esfuerzos realizados y la prioridad en el avance acelerado, sin embargo, hace notar que de acuerdo con la subasta de asignación de obligaciones de energía firme – OEF del cargo por confiabilidad realizada en el año 2019 se logra cubrir la demanda para los años 2022 y 2023 y, bajo el escenario en que Hidroituango evidenciara inconvenientes con su puesta en marcha más allá del año 2022, habría consecuencias como mayores impactos en el precio de la bolsa, y deficiencias en energía firme para contratación bilateral.

Esto en el marco de un comportamiento de precios de bolsa inusual, que afecta la exposición de los comercializadores a la bolsa. Este incremento se inició al final de noviembre donde dicho referente cerró en promedio a 105,2 \$/kWh, mientras que desde el 14 de diciembre ha rondado niveles superiores a los 300 \$/kWh y en promedio a 491,1 \$/kWh, casi 5 veces superiores al promedio del mes de noviembre. Este hecho afecta cerca del 20% de la demanda regulada y 10% de la demanda no regulada que se encuentra expuesta a los precios de bolsa. Por lo tanto, un aumento en los precios de bolsa tiene un efecto inmediato en los precios transferidos a los usuarios. Las causas fundamentales parecen ser multivariadas, iniciando con un incremento de la demanda, una participación pivotal de generadores que afectara las ofertas hidráulicas, unas señales faltantes del estatuto de desabastecimiento parcialmente corregidas¹, una previsión de mayores demandas

¹ Activación de la alerta de los índices que calculan la senda de referencia del embalse, lo que pudo llevar a que las ofertas de los agentes con portafolio hídrico se incrementaran, buscando ser conservadores con el fin de administrar sus embalses. La Creg soportó lo anterior: Los ajustes propuestos al indicador NE del ESRD propenden por que el procedimiento de seguimiento de la situación energética del SIN del Estatuto sea más asertivo, mitigando la posibilidad que se produzcan condiciones de borde que conlleven la generación de aparentes señales de riesgo que no están relacionadas con la condición real del sistema, y por consiguiente una activación innecesaria del mecanismo de embalsamiento del Estatuto. Y por otro lado que también se prevea la utilización de métodos estocásticos para el cálculo de la senda de referencia del embalse de cada estación, de manera que para el cálculo de esta se opte por aquellos procedimientos que reflejen de mejor manera las características y condiciones del sistema en el momento, así como la mejor estimación de las perspectivas de abastecimiento futuro. De esta manera se tendrá un Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento más eficaz en su propósito de identificar dichas situaciones y aplicar las acciones de mitigación de riesgo previstas cuando sea necesario, con miras a evitar que se desarrollen condiciones que conlleven riesgo en el suministro futuro de energía que afecten a los usuarios del servicio. De igual manera se tendrá mayor certeza para los agentes en que el ESRD será aplicado cuando la situación energética así lo amerite, y se evite la ocurrencia de situaciones en que pueda darse una señal innecesaria de activación del Estatuto, que interfiera con la operación normal del mercado de energía.

de energía en contratos en 2022 por retrasos en la expansión, y/o requerimientos de caja de los generadores, entre otras. Todas potenciales razones que deberían ser revisadas por el regulador y por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios e inclusive por la Superintendencia de Industria y Comercio, en favor de los usuarios.

En segundo lugar, los cambios propuestos en la Resolución CREG No.133 de 2021, por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se define un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes", en conclusión para encontrar la forma de fomentar la competitividad en la asignación de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) a las plantas existentes, modernizar el parque de generación del país, al tiempo que se mantiene la confiabilidad del suministro de energía. La confiabilidad no solo es un mecanismo de expansión, sino que es fundamental para asegurar señales de precio para la contratación bilateral a precios eficientes y para que se habilite la gestión de riesgos necesaria en la contratación. La compra de energía se realiza por medio de procesos competitivos que son definidos por la interrelación entre la curva de oferta y demanda, y es así como se ha desarrollado un sistema como el SICEP² que da transparencia e información al mercado para una mejor formación del precio. Es esencial recordar que la actividad de generación está concebida como una actividad a riesgo de los generadores, sin regulación en su rentabilidad y por tanto es básico asegurar la competencia y eficiencia en su expansión, que además requiere necesariamente en el tiempo el recambio tecnológico. Para esto es necesario que el mercado y la regulación que lo sostiene, promuevan la eficiencia y la sostenibilidad del sector, tanto en la formación de precios como en las señales de disponibilidad y uso de la energía firme y la expansión.

La búsqueda de la eficiencia depende de una amplia participación tanto de la demanda como de sus representantes en el mercado. En la evolución de los mercados energéticos, los operadores de red integrados con comercialización y los usuarios a través de sus recursos (plantas de emergencia, autogeneración, almacenamientos y baterías, gestión integral de la demanda para optimización del consumo, valor agregado a la información e instrumentalización del AMI) deben ser parte de los mecanismos de los mercados mayoristas, dentro de ellos la confiabilidad, respaldo, gestión de carga, regulación de servicios auxiliares y frecuencia, entre otros. Para que el mercado continúe en una transición e incorpore tecnología, es necesario abrir la competencia en la formación del precio del Cargo por Confiabilidad a todos los recursos disponibles, demanda, TIEs, Agregadores de demanda, etc.

Asoenergía ve conveniente y necesaria la modificación a la Resolución 133 de la CREG, sin embargo, debe complementarse para abrir una participación activa de la demanda (en el mercado primario de confiabilidad). Esto permitirá a los usuarios y comercializadores diversificar su portafolio de servicios y de ingresos, a la vez que se fortalece la confiabilidad con diversificación que ya mostraron ser exitosos en momentos de crisis. En el periodo 2015-2016 se llevó a cabo una medida conocida como 'apagar paga' y la Resolución 029 que avaló prender las plantas de emergencia de la industria y comercio. Para los consumidores de energía eléctrica y sus representantes en el mercado eléctrico, es muy importante asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico y la eficiencia en la formación de los precios que todos los consumidores deben pagar por dicha confiabilidad. Por lo anterior, dado que el mejor instrumento para definir el precio de un mercado es la competencia, la propuesta realizada por la CREG en la mencionada resolución, para

² Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas. Plataforma tecnológica orientada exclusivamente a la publicidad de información de convocatorias públicas para el mercado regulado.

remunerar la confiabilidad de las denominadas plantas existentes, es apropiada, va a generar competencia en beneficio de los consumidores y eficiencia para el sistema eléctrico.

Finalmente, la diversificación de la matriz energética del país a logrado avanzar de manera significativa avanzando en la perspectiva del cumplimiento con las metas establecidas en Colombia. Con el fin de llegar a la meta de carbono neutralidad a 2050, el Gobierno se trazó la meta energética de tener la capacidad instalada de 1500 MW a partir de proyectos de fuentes no convencionales. Así es como con doce (12) proyectos de energía solar y eólica, avalados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA esta meta fue sobrepasada, pues, la capacidad de estas plantas es en total de 2556 MW, es decir, 70,4% más de la producción esperada. Los proyectos están distribuidos en cinco departamentos: Guajira, Cesar, Atlántico, Santander y Caldas, siendo el primero el de más capacidad energética, pues cuenta con 5 proyectos: 4 eólicos y 1 solar, que generarían 1366 MW, que corresponden al 53,0% de la energía total de las nuevas plantas. El aval a estos proyectos de fuentes renovables no convencionales del sector privado posiciona al departamento de la Guajira, como sitio especial para el desarrollo de la energía eólica, siendo sus proyectos los de más capacidad. Por otro lado, Cesar se destaca por su vocación fotovoltaica, con tres plantas cuya generación energética sería de 369 MW. Asimismo, Atlántico, Santander y Caldas también están incursionando en las plantas solares, aportando a la matriz de energía del país 821 MW.

La instalación de proyectos a partir de fuentes no convencionales permitirá parcialmente la diversificación de la matriz de energía eléctrica del país que representan importantes beneficios para la demanda, brindando confiabilidad y desplazando generación más costosa. Es de resaltar que dichos proyectos se interconectarán al Sistema de Transmisión Nacional – STN con el objetivo de garantizar un adecuado abastecimiento de la energía. Con esto el país se involucra cada vez más en el uso de energías renovables que logren incorporar un porcentaje importante en la diversificación de la matriz acompañada de una inversión en un portafolio de energías.

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

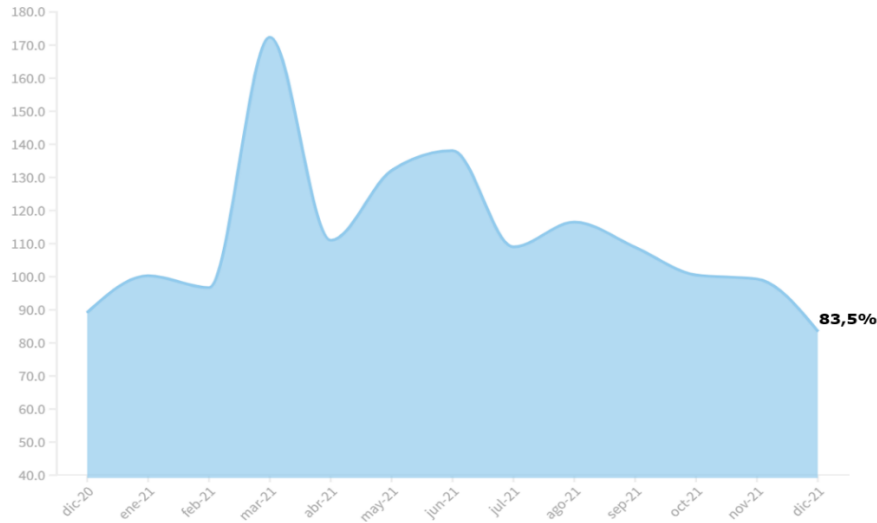
3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el mes de diciembre de 2021 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 los últimos doce meses.

Ilustración 1. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año.



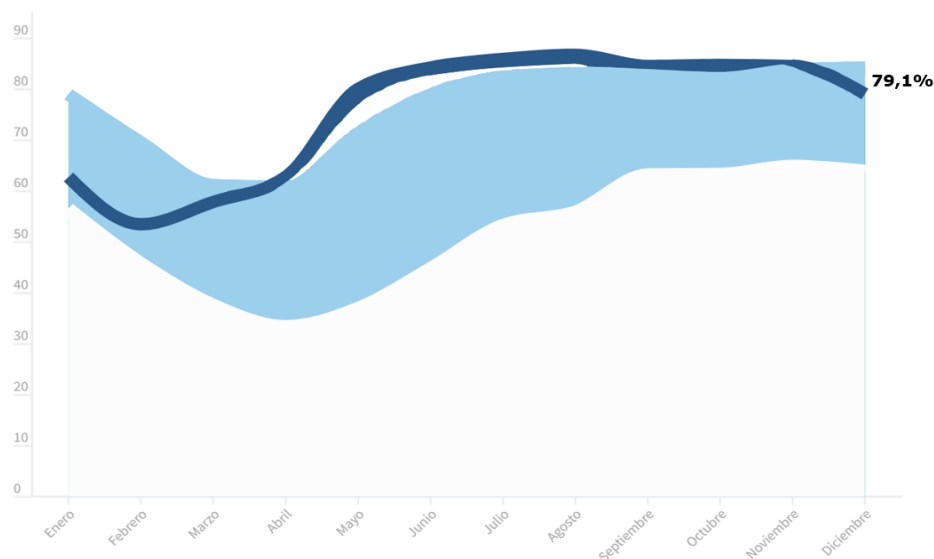
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de diciembre los aportes hídricos disminuyeron con respecto de la media histórica luego de estar ocho meses superando la media, desde el mes de marzo que alcanzó uno de los mayores porcentajes muy por encima de la media con 172,4% y hasta octubre se mantuvo sin embargo con un valor más bajo que el del mes de marzo, pero por encima de la media con 100,5%; en diciembre se presentó un decrecimiento de 15,8% con respecto al último mes. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor de 120,79 GWh-día, reflejando un nivel de 83,5% como porcentaje de la media histórica.

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. El volumen útil que en noviembre de 2020 alcanzó un valor pico de 76,5% había disminuido desde entonces; sin embargo, dadas las favorables condiciones hídricas desde el mes de marzo volvió a incrementar, efecto que contrasta con el comportamiento que tiende a presentar y que se refleja en sus niveles históricos. En la

Ilustración 2 se observa el nivel del embalse en lo corrido de 2021, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico³ de este indicador.

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



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

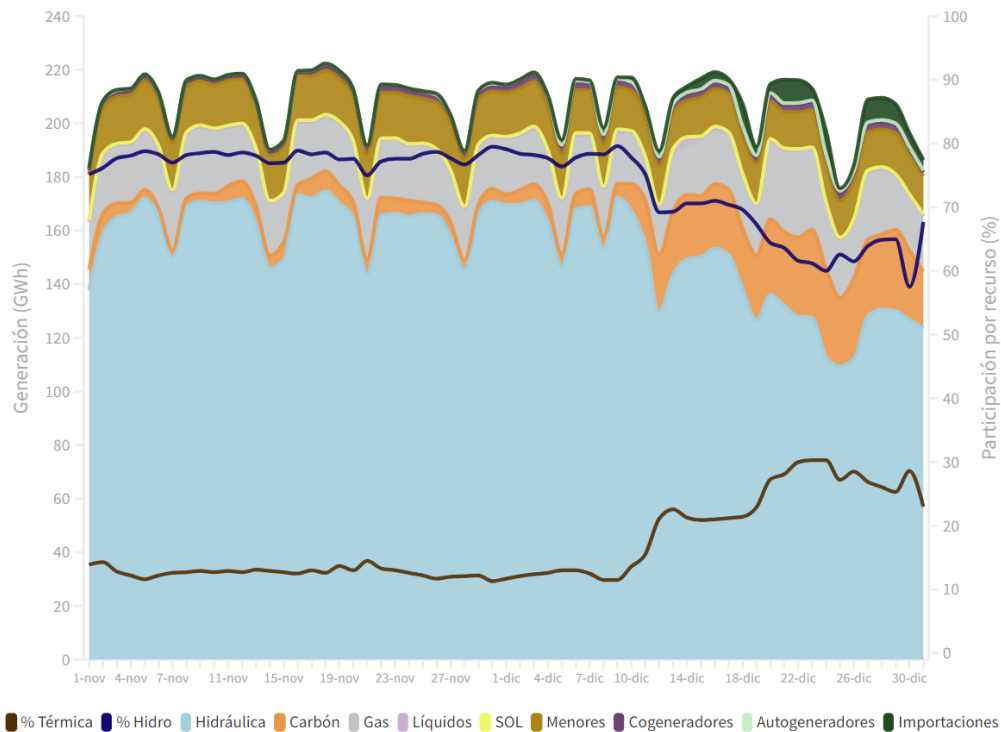
Durante el mes de diciembre el nivel del embalse agregado continuó con tendencia al alza y se ubicó nuevamente por encima de lo que había sido su comportamiento histórico hasta el año 2020. El volumen útil cerró el mes de diciembre en 79,1%, decreciendo 5,6% con respecto al mes de noviembre. Se espera que la bonanza del recurso hídrico se pueda ver reflejada en una gestión óptima del agua por parte de los agentes y siga una tendencia para los próximos meses por encima de su media histórica.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

³ Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1991 hasta 2020.

Durante el mes de diciembre la generación de electricidad tuvo un pequeño decremento en su valor con respecto al mes anterior como consecuencia en la celebración de las festividades, sin embargo, la generación de electricidad se estima al alza debido a la nueva normalidad y reactivación económica que vive el país. 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 durante el último bimestre.

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



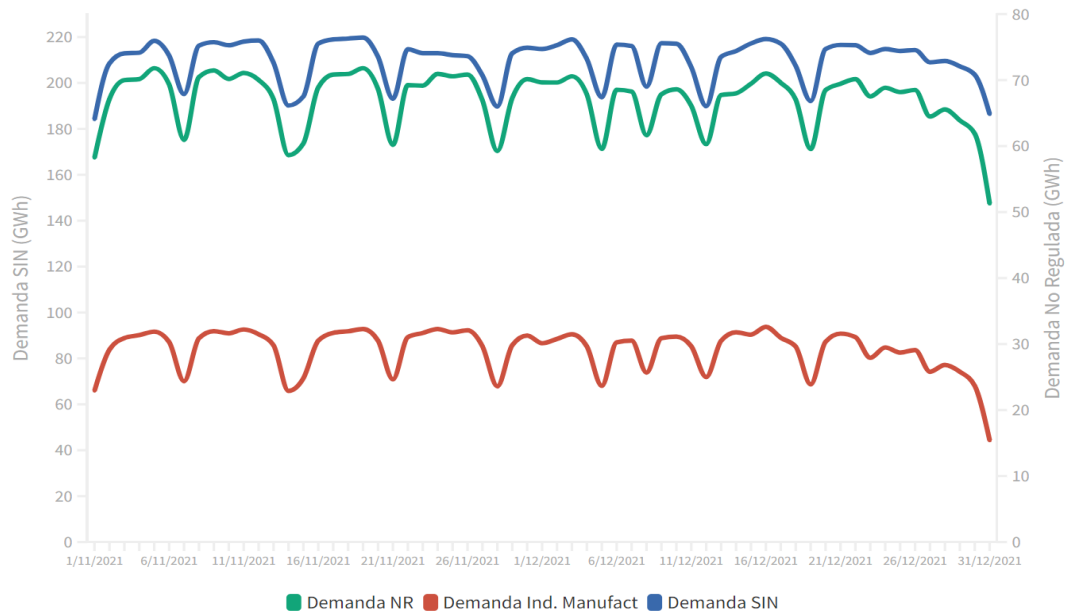
Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La generación de electricidad promedio en el mes de diciembre de 2021 se ubicó con un valor de 199,2 GWh-día, presentando un incremento interanual de 0,6%, y un decremento de 5% con respecto al mes de noviembre. La participación hidráulica decayó en el último mes situándose en 70,0% representando una disminución de 7,8% con respecto al mes de noviembre, por su parte el aporte térmico se incrementó a un valor de 20,8%, creciendo en 8,0% mensual y 1,7% de manera anual. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural permaneció constante en el último mes con 21,5 GWh-día, el aporte del carbón presentó un fuerte aumento en 270,8% situándose en 18,9 GWh-día valor que no era alcanzado desde el mes de febrero del mismo año. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía que para el mes de octubre presentaron un crecimiento abrupto y para el mes de noviembre decayeron, para diciembre presentaron de nuevo valores pico de 6865,8% con respecto al anterior mes; en diciembre la energía eléctrica proveniente de Ecuador se situó en 3,5 GWh-día, caso contrario ocurrió con las exportaciones que decayeron con un valor promedio de 12,5 MWh-día disminuyéndose en 96,2%.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el último mes la demanda eléctrica aumentó en un pequeño porcentaje con respecto al valor del anterior mes. 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 izquierdo, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje derecho.

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 diciembre fue de 207,4 GWh-día, incrementándose 5,1% con respecto al mismo mes en el año 2020 y decreciendo en 1,1% comparado con el mes de noviembre. La demanda No Regulada disminuyó 6,1% de manera interanual y 18,8% mensual, llegando a 55,0 GWh-día. De la misma manera, la demanda correspondiente a las industrias manufactureras evidenció una caída de 9,2% interanual y en 20,5% con respecto al mes de noviembre, alcanzando un consumo de 23,6 GWh- día como consecuencia del cierre de industrias debido al periodo vacacional de la época.

La demanda del mes de diciembre se ubicó 1,4% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁴ para dicho mes, y, en cuanto al escenario alto la proyección se ubicó 1,4% por debajo con lo que se estima una alta recuperación superando de esta manera los niveles pre – pandemia y representando un crecimiento económico acompañado del retorno a la presencialidad.

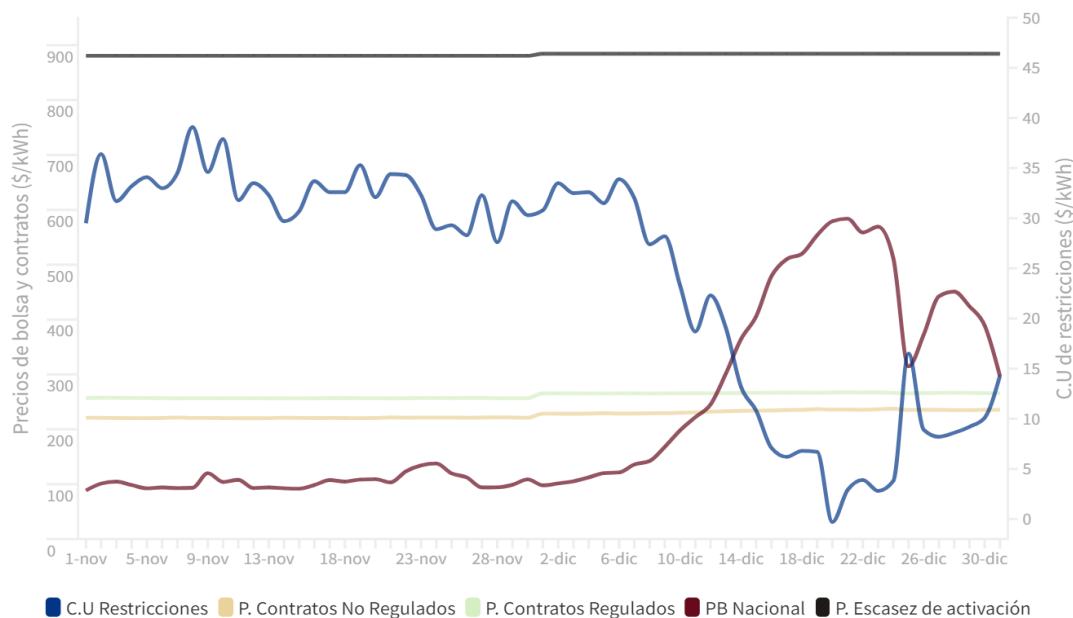
3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

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

⁴ La UPME publicó en el mes de junio de 2021 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 – 2035', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética (Escenario alto, medio y bajo).

último mes con una gran volatilidad. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el mes de diciembre de 2021, junto a su evolución a partir del mes de noviembre. 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 en el último bimestre (\$/kWh)



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

En el mes de diciembre el PB aumentó abruptamente en 222,0% con respecto al mes de noviembre y 106,6% con respecto al mismo mes de 2020. El componente de restricciones continuó decreciendo a un valor de 16,3 \$/kWh, disminuyéndose 5,6% de manera interanual y 50,0% con respecto al mes de noviembre. El promedio del PB en diciembre creció a un valor de 335,4 \$/kWh; así mismo, el valor máximo del PB se situó en 584,0 \$/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual presentó un crecimiento mínimo de 0,4% y se ubicó en 884,4 \$/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. En caso contrario, se evidenció un precio de bolsa mínimo para el mes de diciembre situado en 98,0 \$/kWh. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 266,1 \$/kWh, y en cuanto al mercado No Regulado creció en 3,6% con respecto al mes de noviembre con un valor de 233,0 \$/kWh⁵.

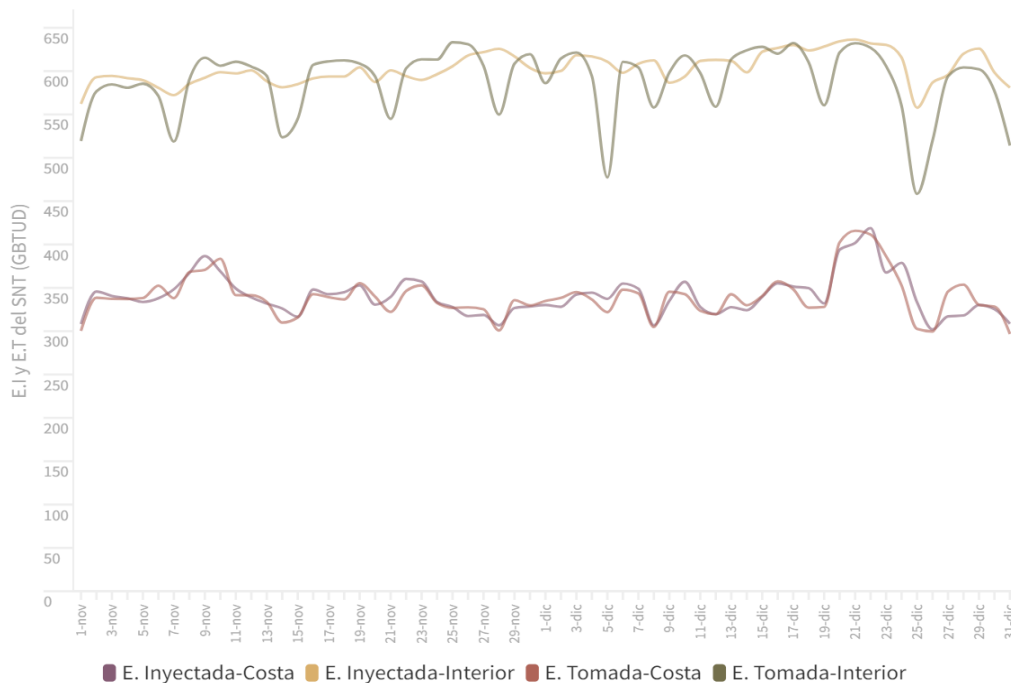
4. GAS NATURAL

Para el mes de diciembre se observa una constancia en la inyección del hidrocarburo. En el último mes las nominaciones de gas natural disminuyeron en 2,8% de manera interanual, mientras que la diferencia mensual aumentó en 3,1% con respecto a noviembre, ubicándose en 788,6 GBTUD,

⁵ Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista.

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 noviembre y diciembre de 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.

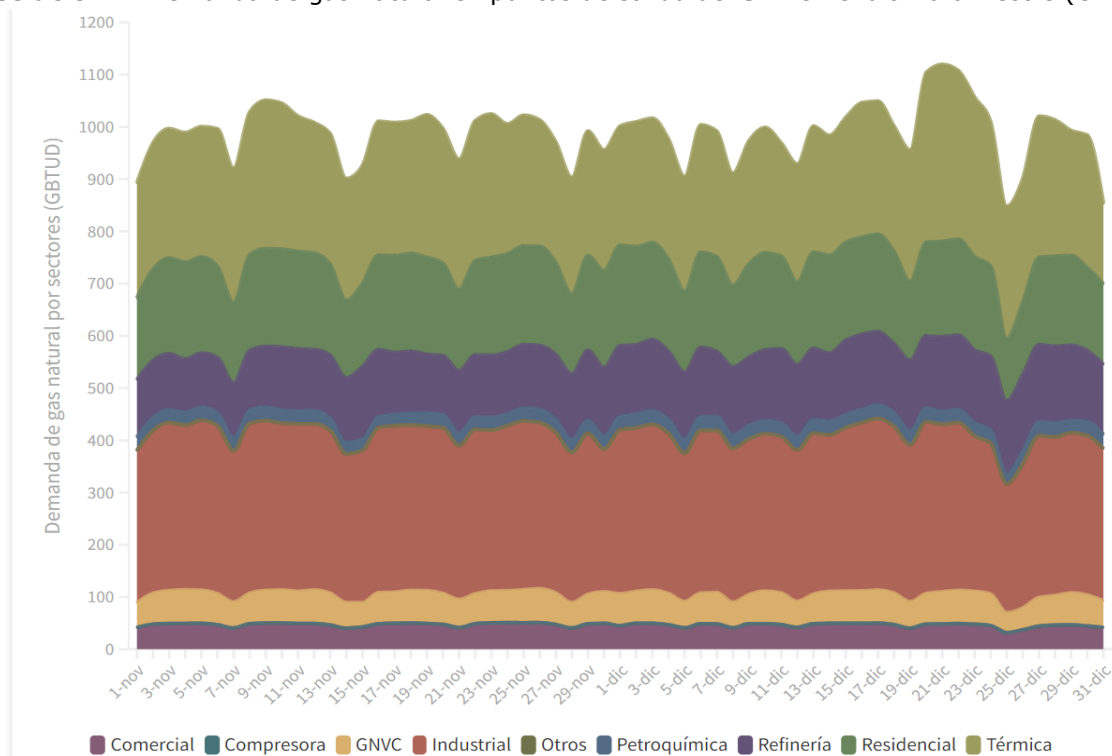
Ilustración 6. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



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

La energía inyectada promedio en el mes de diciembre fue de 952,7 GBTUD, representando un cambio interanual de 2,9%, en cuanto a la energía tomada del SNT aumentó en 1,6% llegando a un valor de 930,6 GBTUD⁶. En diciembre el 99,6% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 0,4% 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.

⁶El 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.

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


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

La demanda total de gas natural⁷ en diciembre de 2021 fue de 992,1 GBTUD, presentando un aumento interanual de 8,4% y un incremento de 0,5% con respecto al mes de noviembre. La demanda No Regulada de gas natural aumentó a 679,8 GBTUD que representó un cambio mensual de 2,7%, creció 3,6% con respecto al mismo mes en el 2020. Finalmente, la demanda industrial disminuyó en 1,4% comparado con el mes de noviembre, y aumentó 18,4% de manera interanual, el nivel alcanzado en diciembre fue de 329,8 GBTUD. En cuanto a los otros sectores, la demanda térmica tuvo un aumento de 23,4%, el sector industrial aumentó en 10,9%, los sectores agregados en 8,1%, el sector comercial en 5,5% y finalmente el sector residencial lo hizo en 0,8%; los sectores que presentaron una disminución en el mes de diciembre corresponden al sector compresora, refinería y el sector GNVC, que decayeron en 100,0%, 10,2% y 3,2% respectivamente. La demanda de gas natural para los sectores agregados⁸ en el mes de diciembre de 2021 se ubicó 18,1% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁹ 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 diciembre 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

⁷ 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.

⁸ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.

⁹ La UPME publicó en el mes de junio de 2021 el documento 'Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética.

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 diciembre de 2021

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES – DICIEMBRE DE 2021							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Diciembre de 2021	6,1	3,9	38,9	32,0	37,4	74,5	71,6
vs último mes	2,9%	-25,2%	15,4%	32,4%	34,6%	-7,4%	-8,7%

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

5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Reservas de crudo y gas en el país - Corte a 31 de diciembre de 2020*.

Bloomberg. (2021). *Global LNG market outlook 2021-25 overview is likely to stay*.

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI*. Bogotá D.C.

Cerrejón. (2021). *Precio del carbón*. Guajira.

DANE. (2021). *Boletín de Exportaciones - Febrero de 2021*. Bogotá D.C.

GNL Global. (2021). *Resumen de noticias GNL Global – Edición junio de 2021*.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia*. Bogotá D.C.

UPME. (2021). *Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035*. Bogotá D.C.

XM. (2021). *Portal BI*. Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Resolución CREG 110 de 2021	Publicación de la agenda regulatoria periodo 2022.
Resolución CREG 230 de 2021	Ampliación del plazo establecido en los párrafos 1 y 2 del artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021.
Resolución CREG 223 de 2021	Se establece la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1 de 2024 a noviembre 30 de 2025.
Circular CREG 105 de 2021	Publicación: estudio actualización de las unidades constructivas de conexión en los puntos de entrada y salida del sistema de transporte de gas natural en Colombia.
Resolución CREG 104 de 2021	Difusión de la resolución 174 de 2021, en cuanto a las nuevas reglas para la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida.
Resolución CREG 101 de 2021	Autogeneración Publicación del estudio de The Brattle Group sobre los resultados del estudio para determinar un nuevo esquema de remuneración de transporte de gas natural.
Resolución CREG 099 de 2021	Se establece la información sobre los activos del STR.