

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.29

AGOSTO DE 2022

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 y sector 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 agosto de 2022, el cual se caracteriza por tres aspectos principales; en primer lugar, la inflación anual de dos dígitos que golpea la economía del país junto con el alza representativa del dólar y el alza constante en las tarifas del sector de energía; en segundo lugar, los problemas persistentes en la construcción del proyecto que permite conectar los proyectos de FERNCO al SIN de la Línea Colectora; y finalmente, la acelerada transición energética que busca el Gobierno Nacional y el papel que juega el gas natural en el proceso.

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

Durante los primeros días del mes de septiembre, el Departamento Administrativo Nacional de Estadística publicó el informe mensual que registra el dato del índice de Precios al Consumidor¹ (IPC) de agosto, el cual refleja la situación económica del país. La inflación definida como la variación porcentual del IPC entre dos periodos, ha venido aumentando ya hace varios meses, superando las perspectivas que se tenían para este año; presentó una variación anual en 10,84%² alcanzando un nuevo máximo de 23 años, es decir 64 puntos básicos más que lo reportado en el mismo mes del año anterior, cuando se ubicaba en 4,44%, lo que refleja presiones subyacentes considerables, y ubica su variación en lo corrido del año en 9,06%, máximo desde abril de 2001. Por su parte, mostró un crecimiento mensual en 1,02% respecto al mes de julio de 2022 cuyo aumento anual fue de 10,21%.

Luego de dos años de pandemia decretada por la emergencia sanitaria del Covid-19, la vacunación masiva, el retorno a las actividades y la recuperación creciente de la economía postpandemia, el regreso a cifras de inflación de dos dígitos está impulsado cada vez más por factores de demanda, en línea con las señales de que la economía colombiana se encuentra por encima de su potencial. Adicional a las actividades externas al país como la guerra desatada en Rusia a Ucrania y la gran preocupación frente a una posible recesión en Estados Unidos que amenaza con impactar su economía, factores que han contribuido al crecimiento exponencial del IPC. De acuerdo con los

¹ Índice de Precios al Consumidor (IPC): indicador que mide la evolución del costo promedio de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo final de los hogares, expresado en relación con un período base.

² Boletín Técnico Índice de Precios al Consumidor (IPC). Agosto de 2022. DANE Información para todos.

resultados obtenidos mensualmente, la inflación del mes de agosto fue especialmente alta al compararla con la evolución típica de este mes desde que se estableció el objetivo de inflación en 3,0%, con un valor que representó 9 veces el promedio. El informe detalla que la contribución de alimentos y bienes son los gastos que más presionan al alza, seguidos de restaurantes y hoteles y muebles. Al mismo tiempo, la subclase que más aportó al crecimiento del índice fue electricidad con una variación de 3,32% y gas en 3,21%, demostrando un crecimiento continuo y marcado en el desbordado súbito en la tarifa del servicio, así mismo, en lo corrido del año (enero – agosto), se destaca que la variación de las subclases que más aportaron al acumulado del año fue electricidad con 20,38% y 25,90% si se compara con el mes de agosto del año 2021.

En ese sentido, la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios en la información tarifaria de energía de los principales comercializadores integrados al OR, reportó que todas las empresas han tenido importantes incrementos en su tarifa. Ante esto, se tienen varios motivos que impulsan esta dinámica, uno de ellos, además del indexador de mercado y regulado usado (IPP), está el hecho de que por 16 meses la tarifa por kilovatio haya estado congelada por efecto de aplazamiento de incrementos por el tiempo del Covid. En promedio, ocho empresas han tenido alzas de 25% en el valor final de entrega al usuario. En contexto, hace un año el kilovatio rondaba los \$624,6 y ahora, para estas mismas compañías, el promedio se encuentra en \$786,4 (para estrato 4 que paga la tarifa plena sin subsidio ni contribución). De estas, Compañía Energética de Occidente, Air-e y Emcali son las que cuentan con el precio más alto, por encima de \$800 cada kilovatio (KW), cada una. El incremento abrupto en los precios de la energía, responde a comportamientos globales como el conflicto Rusia – Ucrania que disparó el costo de la energía en otros países y la pandemia, y su actualización y rezago, se retornó a una tarifa móvil en la que se aplican aumentos que estaban represados.

Con el continuo crecimiento del IPC junto al IPP, el precio indexado con estos indicadores causa que los servicios asociados a estos energéticos aumenten a niveles no antes vistos, pues bajo la normativa vigente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG se indexan estos indicadores a los componentes del precio final de la factura, en la cual, dos responden a crecimientos del IPC o IPP (generación y comercialización), mientras que otros dos regulados incrementen al IPP (transmisión y distribución). En cuanto al componente generación, este es un costo relacionado tanto con los contratos y la bolsa, como con la generación de seguridad; y en la medida en que esa generación se incremente, el costo final para los consumidores evidenciará el mismo comportamiento.

Teniendo en cuenta la alta tasa de inflación de repunte en los meses de julio y agosto, se prevé una inflación de 9,8% para el cierre de 2022 con un sesgo al alza. Sin embargo, los costos de insumos a nivel global han venido disminuyendo en los últimos meses y deberían reducir las presiones sobre los precios de los alimentos en lo que resta del año; no obstante, la indexación de servicio de las presiones alcistas en bienes y algunos productos regulados se mantendrían altas y evitarían una mayor corrección de la inflación total. Ahora, si bien se tiene la expectativa al alza en indicadores como el IPC y el IPP con bajas probabilidades de disminución, se suma el fuerte repunte del dólar que en las últimas semanas ha alcanzado su valor histórico, en jornadas en que la divisa se valoriza, no solo en el mercado local, sino que también les recortó mucho terreno a monedas de otras naciones. De acuerdo con la Bolsa de Valores de Colombia, la moneda oficial de los Estados Unidos terminó el 26 de agosto (día con mayor tasa de cambio) en \$4.407 pesos, afectado, entre otras cosas, por la subida de los precios internacionales del petróleo. El hidrocarburo que marca la referencia en la divisa norteamericana frente a Colombia, presentó gran

volatilidad durante el mes de agosto con mayoritaria tendencia al alza. Esto afecta la tarifa en elementos como el costo del Cargo por Confiabilidad, y en algunos elementos de costo de gas natural.

De acuerdo con los analistas, el fortalecimiento reciente de la economía y la producción y la valorización de la moneda en Estados Unidos está alejando de a poco la amenaza más contundente en tanto tiempo, la recesión. Así, la producción industrial evidenció un crecimiento de 0,6% respecto al mes anterior sobre todo gracias al aumento en la fabricación de autos y repuestos, que creció 6,6% luego de seis meses de caída continua. Entonces, Estados Unidos ha elevado la confianza de sus consumidores lo que está llevando a que la divisa norteamericana se cotice y desvalorice otras monedas, principalmente en las economías emergentes. Ante esto, el peso colombiano ha perdido su valor que, sumado a los otros factores, encarece los alimentos, bienes, servicios y la cadena de producción en general.

Continuando con el segundo tema, la Ley 2099 de 2021 abrió paso a la fuerte inclusión de las energías renovables no convencionales al SIN, así, en busca de combatir el cambiante clima disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero y cambiando la economía tradicional por una de bajas emisiones con miras a una economía circular, renovable, resiliente y segura. El Gobierno Nacional optó por transformar el parque de generación eléctrica, la matriz energética de consumo, el parque automotor, entre otros sectores, para contribuir con los objetivos planteados en el Acuerdo de París y principalmente limitar el aumento de la temperatura global. Con esto y el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, surgió la nueva era de la energía guiada por la acelerada transición energética con la asignación y proyección de nuevos proyectos enfocados en generar energía a partir de fuentes renovables como el sol y el viento principalmente. En su gran mayoría, los proyectos con FNCER se encuentran localizados en La Guajira alejados de los centros poblados. Así, el 20 de junio del año 2017 se dio a conocer el proyecto de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que permitiría conectar 7 parques eólicos localizados en La Guajira al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con una capacidad de 1050 MW, atendiendo así cerca del 10% de la demanda de energía eléctrica del país. El proyecto UPME 06 - 2017 con fecha de entrada en operación a más tardar el 30 de noviembre de 2022, fue asignado en la Subasta de contratación de largo plazo del 2019 a la empresa Grupo Energía de Bogotá, con el siguiente alcance:

- Construcción de la nueva Subestación Colectora 500 kV en Uribia, La Guajira.
- Ampliación de las subestaciones Cuestecitas en Albania, La Guajira y La Loma 500 kV en El Paso, Cesar.
- Construcción Línea de Transmisión doble circuito Colectora - Cuestecitas en 500kV con una longitud determinada en el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) de 110 km aproximadamente cada una.
- Construcción Línea de Transmisión Cuestecitas - La Loma en 500 kV con una longitud determinada en el DAA de 250 km aproximadamente.

Entonces el Proyecto Colectora, que busca entregar la energía generada por los parques eólicos y solares ubicados en La Guajira al SIN, los cuales prometen aumentar la confiabilidad, seguridad y suministro a largo plazo a los usuarios, además de aumentar su participación en la matriz eléctrica, ha contado con grandes dificultades desde su inicio que impide entrar en operación en la fecha deseada. En el mes de agosto, se conoció que el responsable del proyecto, Grupo Energía de Bogotá, realizó una petición solicitando ampliar el plazo de entrega de la obra. La empresa ha presentado inconvenientes para la obtención de los permisos sociales (trámites de consultas

previas con las 201 comunidades étnicas de La Guajira y Cesar) para gestionar el licenciamiento del proyecto profundizadas por la emergencia sanitaria del Covid-19. Ante esto, explicaron que durante la pandemia no fue posible el avance de los trámites de consulta de manera virtual por orden de la Contraloría, lo que generó estos retrasos. De acuerdo con el comunicado, se anota que la línea Cuestecitas – La Loma ya cuenta con los permisos y fue radicado el Estudio de Impacto Ambiental a la espera de la respuesta de la Autoridad de Licencias Ambientales (ANLA). Por su parte, en la línea Cuestecitas – Colectora, persisten las dificultades, pues el tramo que conectará a 4 parques con generación FNCER no ha logrado todas las consultas necesarias para dar por completado el trámite.

Debido a lo mencionado, Grupo Energía de Bogotá pidió la ampliación de la fecha de puesta en operación en 988 días (aprox. 3 años). Con el plazo, la línea entraría el 15 de agosto de 2025 en operación, sin embargo, el Ministerio de Minas y Energía reconoció como retraso justificado hasta julio de 2025. Ante la situación actual, **Asoenergía** expresa que el retraso de esta línea implica que una serie de proyectos no podrán entregar energía al SIN y por ende afectar la oferta energética. Los más de 470 kilómetros de líneas (sumados a la ampliación de unas subestaciones) serían fundamentales para aumentar la participación de energías renovables en la matriz energética del país; además de poner en oferta real los proyectos que entrarían a generar en el extremo norte del país. Implica también el aumento en la tarifa del sector, pues en esta se incluye el retorno a las inversiones en proyectos que, a pesar de aún no entrar en operación, reciben este costo. Dado el caso que el proyecto Colectora no entrara en operación para la fecha estimada, la empresa empezaría a incurrir en incumplimiento denotadas con sanciones y, además, genera incertidumbre e inseguridad a la demanda eléctrica nacional.

Es de mencionar que, si el proyecto Colectora no entrara en funcionamiento en la fecha prevista, también se verá su impacto en los proyectos que se conectan a este, pues su función de transmisión no se cumple y el SIN y la demanda en general verá su necesidad en la entrega de energía renovable al sistema, especialmente, viendo que en los últimos trimestres la demanda ha venido evolucionando. Ante el panorama desalentador, con altas tarifas que deben pagar los usuarios, una oferta que genera incertidumbre, la falta de seguridad energética y la creciente necesidad de inversión en proyectos que generen confiabilidad y respaldo como plantas hidroeléctricas y térmicas, los usuarios finales son quienes verán las consecuencias y enfrentar el escenario actual. Creemos que los criterios de expansión deben cambiarse, revisando profundamente su justificación granulada y llevarse a una expansión amplia y suficiente para cubrir la demanda y la oferta, y no solo para conectar generación asignada en convocatorias, en un esquema lento e ineficiente.

Finalmente, la entrada del Gobierno Nacional liderada por el actual presidente Gustavo Petro, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y en compañía del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, encaminan sus esfuerzos una vez más con el fin de acelerar la Transición Energética en el país. En el marco del Encuentro Empresarial España – Colombia, se reafirmaron los compromisos entre las naciones para impulsar en ambos una transición energética social, segura y exitosa, se ratificó el trabajo conjunto para avanzar hacia un modelo de desarrollo más sostenible con el objetivo de lograr una matriz energética mucho más limpia que no dependa de combustibles fósiles ni industrias extractivas. Gracias a la riqueza de los recursos naturales con lo que cuenta Colombia, lo convierte en un atractivo por las empresas multinacionales para llevar a cabo proyectos de inversión en energías renovables de fuentes no convencionales. A la fecha se tienen inversiones por más de \$1,6 billones en planes para la construcción de granjas solares ubicadas en distintas zonas del país. Compañías como Powertis, Solarpack, Ecoener, Cox Energy y Grenergy,

han invertido sus recursos en el país. Con estas alianzas se busca crear valor para alcanzar la competitividad del costo de producción de energía, estructurar oportunidades de financiamiento e inversión, e integrar la cadena de abastecimiento de nuevas tecnologías.

En la búsqueda de una transición energética acelerada, el Ministerio de Minas y Energía estableció diálogos con diferentes entidades del sector con el fin de garantizar en primer lugar, la seguridad e independencia energética del país y el papel fundamental que juega el gas natural en este proceso. Así fue como se reportó que el gas natural continúa siendo el energético fundamental para el proceso de Transición Energética, por lo que desde el Ministerio de Minas y Energía se priorizarán los más de 170 contratos de exploración y producción que se encuentran firmados a la fecha. Esto determina lo importante de concentrar los esfuerzos en adelantar de manera articulada campañas exploratorias y de desarrollo del potencial identificado en el país para ampliar la autosuficiencia del gas natural a largo plazo. En términos de las decisiones de cambio de trayectorias de la transición, no debe perderse de vista que, la oferta de energía está ligada a la demanda, y la ampliación de la oferta de energía renovable, requiere una mezcla eficiente de hidroelectricidad con almacenamiento de agua con reserva multianual, plantas térmicas eficientes, y en algunos escenarios, evaluar la optimización de las plantas de carbón. Es fundamental fortalecer estos recursos de respaldo, necesarios en el sistema.

La incorporación de nuevas tecnologías debe ser consciente en temas tales como el almacenamiento de energía, la utilización del hidrógeno verde sobre excedentes renovables cuando existan, y la gestión integral de la demanda como elemento estructural de uso eficiente del recurso. En términos de hidrocarburos, se debe aumentar las reservas de manera que se extienda en el tiempo la capacidad de atender la demanda de petróleo y gas natural, así como el aporte a las exportaciones del país. En caso de no lograrlo, el país deberá importar más gas para abastecer un mercado maduro y una demanda creciente para sustituir combustibles más contaminantes.

En el caso del petróleo, la producción local del crudo podrá satisfacer las necesidades de las refinerías por un tiempo, pero no será posible exportar crudo. En la atención de la demanda de combustibles líquidos de uso automotor, la electrificación del transporte será paulatina y se requerirá producción de gasolina, diésel y GLP en las siguientes dos décadas. En el caso del carbón térmico, es esencial establecer una senda de reducción paulatina y razonable. Asegurar una producción que no impacte desproporcionadamente los costos de la energía, la seguridad energética integral y el crecimiento de las regiones productoras.

Esfuerzos para focalizar y dimensionar el impacto de cada sector de la economía más allá del sector energético es necesario, concretar el estado de las políticas en curso, definir el énfasis en cada sector, y elaborar el diseño de estrategias apropiadas y los costos asociados para su implantación. Acelerar este proceso, conlleva tomar decisiones y elecciones entre recursos, elegir entre orientaciones de política no convergentes, impulsar la gestión integral de la demanda, asignar subsidios crecientes, promover energéticos domésticos, manejar el impacto de la inflación, acceder a mercados internacionales, impulsar la competitividad en la producción nacional, y generar un mayor beneficio en la oferta industrial del país.

En cualquier escenario de transición, en el escenario de expansión de generación para electrificación, el desarrollo de transmisión eléctrica nacional y la conexión de todas las tecnologías es inevitable, es esencial, y es una condición insuperable para su viabilidad, tal como ha sido claramente establecido para Francia, China, y demás países conscientes de su importancia. Sin

olvidar, el impacto afecta balance de impuestos y subsidios, así como los instrumentos de la gestión eficiente de los mercados, del consumo y la producción de energía. Se pueden cumplir los compromisos en materia de emisiones, sin perjudicar la competitividad del país, continuando con el impulso exportador.

En función de los contextos mencionados, a continuación, se presentan los principales indicadores energéticos del mes de agosto de 2022 correspondientes a los mercados de electricidad y gas; además, en el Anexo I se encuentran los avances regulatorios destacados a lo largo del mes y que son de especial interés para la demanda No Regulada.

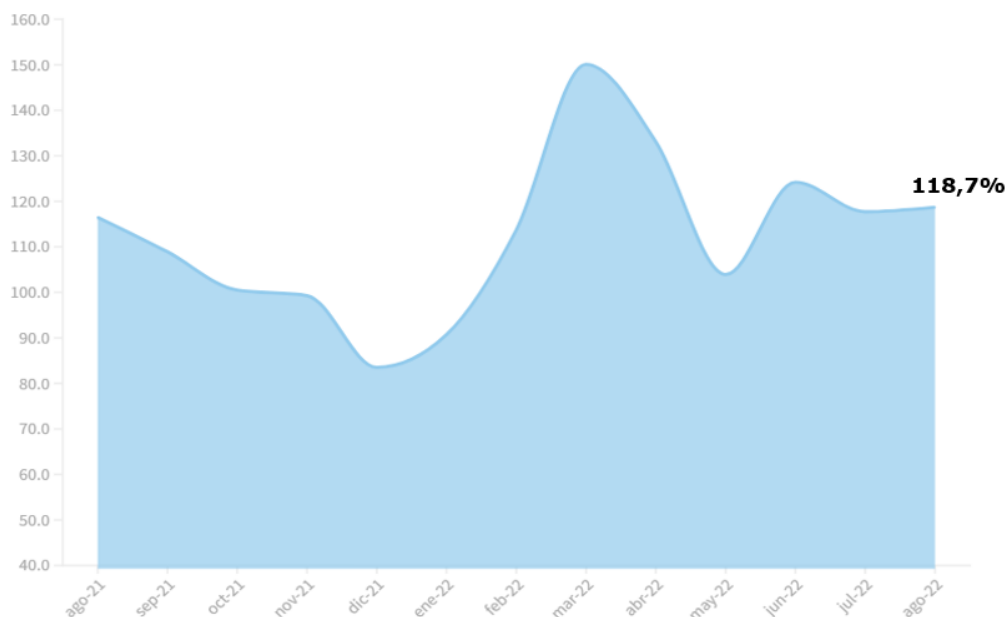
3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el mes de agosto de 2022 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.

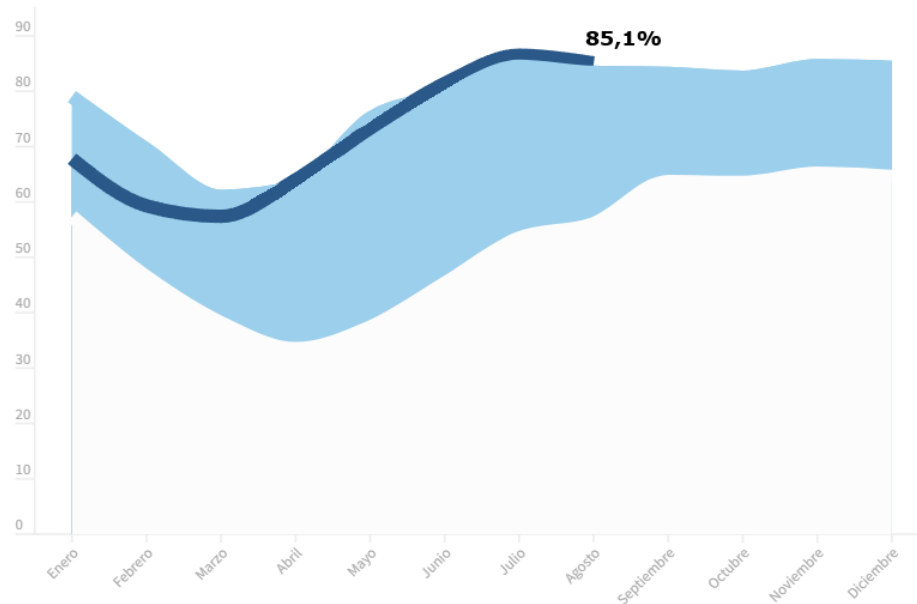


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de agosto los aportes hídricos continuaron por encima de la media histórica, para este mes aumentaron con respecto al mes de julio de 2022 en 1,0%. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor de 190,62 GWh-día, reflejando un nivel de 118,7% 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 de 2021 incrementó hasta el mes de noviembre de 2021, efecto que contrasta con el comportamiento que tiende a presentar y que se refleja en sus niveles históricos, y para el mes de diciembre de 2021 hasta marzo de 2022 el valor porcentual del volumen útil había empezado a disminuir, sin embargo, desde el mes de abril se han registrado favorables las condiciones por lo que se recuperó y aumentó su valor. En la Ilustración 2 se observa el nivel del embalse en el mes de agosto de 2022, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico³ de este indicador.

Ilustración 2. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2022



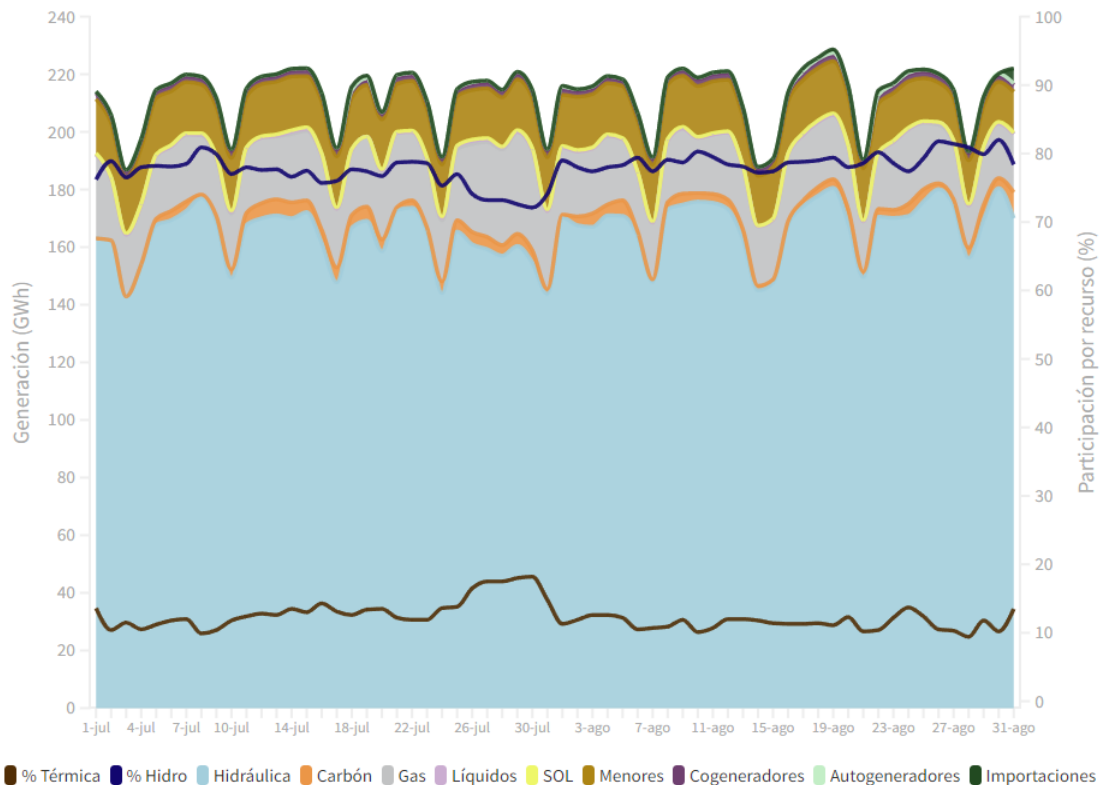
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de agosto de 2022 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 85,1%, presentando un decrecimiento de 1,4% con respecto al mes de julio donde el nivel se había situado en 86,5% finalizando el mes.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de agosto la generación de electricidad presentó un aumento porcentual pequeño en su valor con respecto al mes de julio. 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.

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 2021.

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


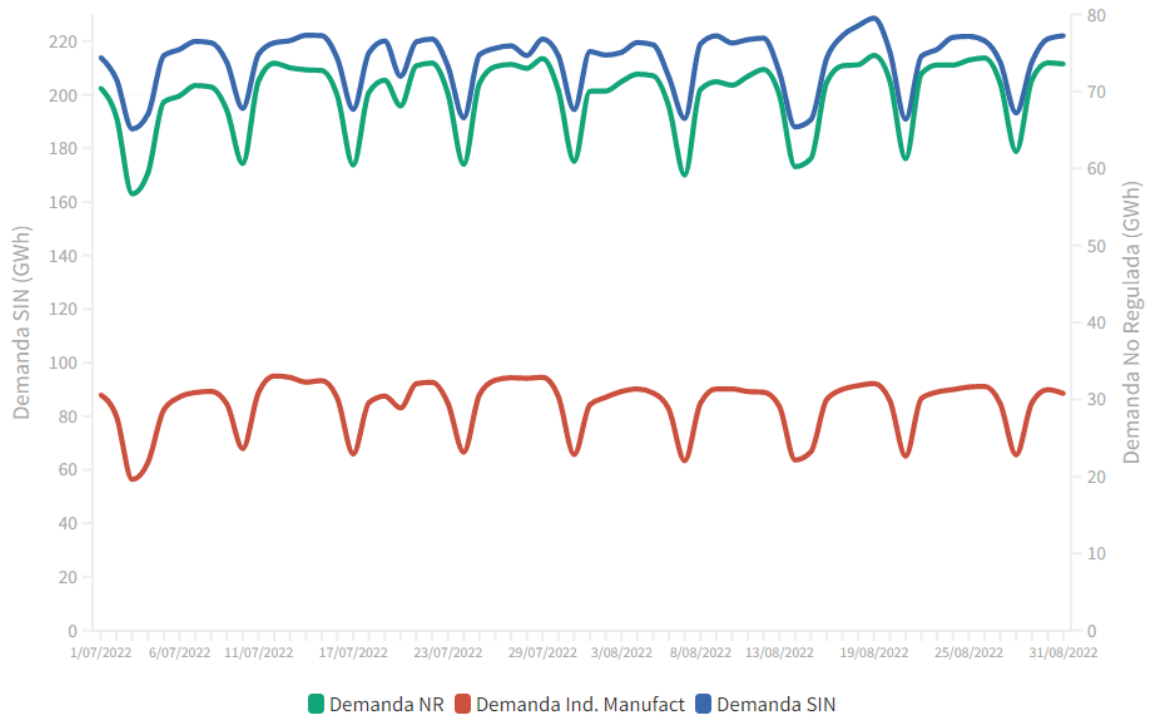
Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La generación de electricidad promedio en el mes de agosto de 2022 se ubicó con un valor de 213,3 GWh-día, presentando un crecimiento de 0,7% con respecto al mes de julio de 2022 y de 3,9% de manera interanual. La participación hidráulica que por dos meses continuos venía decayendo se recuperó en el último mes situándose en 79,0% representando un crecimiento porcentual de 2,2% con respecto al mes de julio, por su parte el aporte térmico disminuyó en 1,8% mensual llegando a un valor de 11,4% para el mes de agosto. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural en lo corrido del año ha sido volátil y presentó un decrecimiento de 13,8% respecto al mes anterior llegando a 21,3 GWh-día, del mismo modo sucedió con el aporte del carbón que desde el mes de febrero de 2022 ha decaído en su valor, el valor permaneció constante respecto al mes de julio con un valor de 3,1 GWh-día con tendencia a la baja en los próximos meses y siendo este, el valor más bajo registrado en lo corrido del año 2022. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía que para el mes de diciembre de 2021 presentaron valores pico no alcanzados desde el mes de abril del mismo año, y en marzo de 2022 la energía eléctrica proveniente de Ecuador nuevamente repuntó al alza con 4920,0% con respecto al último mes, y recuperándose en el mes de julio continúa con la misma tendencia para agosto de 2022 presentando un porcentaje en aumento de 285,6%; por otro lado, las exportaciones presentaron un valor promedio de 116,7 MWh-día decreciendo de manera mensual en 38,7%.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de agosto de 2022 la demanda eléctrica aumentó en un pequeño porcentaje con respecto al valor del mes de julio. 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 agosto fue de 213,7 GWh-día, creciendo 0,94% con respecto al mes de julio de 2022 y 4,4% comparado con el mismo mes en el año 2021. La demanda No Regulada creció en 1,8% de manera mensual y 8,4% anual, llegando a 70,2 GWh-día siendo este el mayor valor de demanda presentada en lo corrido del año. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras permaneció constante con respecto al mes de julio ubicándose en el mismo valor registrado en 29,3 GWh-día, de manera interanual disminuyó en 0,4%.

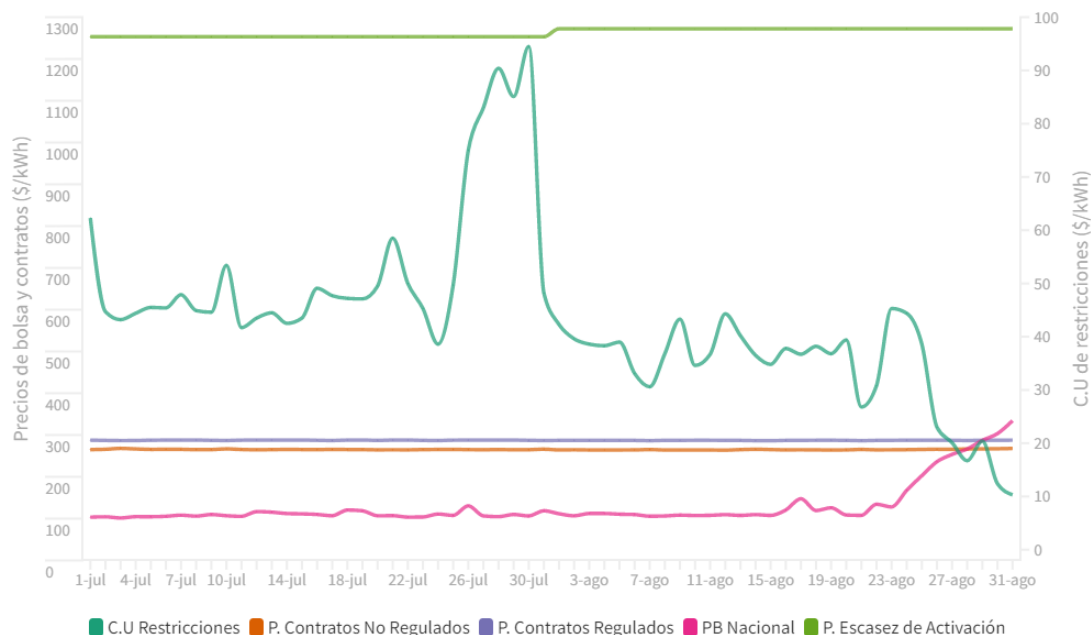
La demanda del mes de agosto se ubicó 1,4% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁴ para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 3,2% por debajo, y para el escenario bajo con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo a tan sólo 0,4% por encima de lo estimado, en los datos emitidos por el documento actual de la UPME en julio de 2022.

⁴ La UPME publicó en el mes de julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 - 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

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 mes de agosto con gran volatilidad especialmente para las restricciones sin alivios. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de agosto de 2022, junto a su evolución a partir del mes de julio. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos regulados y No Regulados, además del precio de escasez de activación del cargo por confiabilidad, mientras que en el eje vertical derecho se encuentra el costo unitario de las restricciones.

Ilustración 5. Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre (\$/kWh)



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

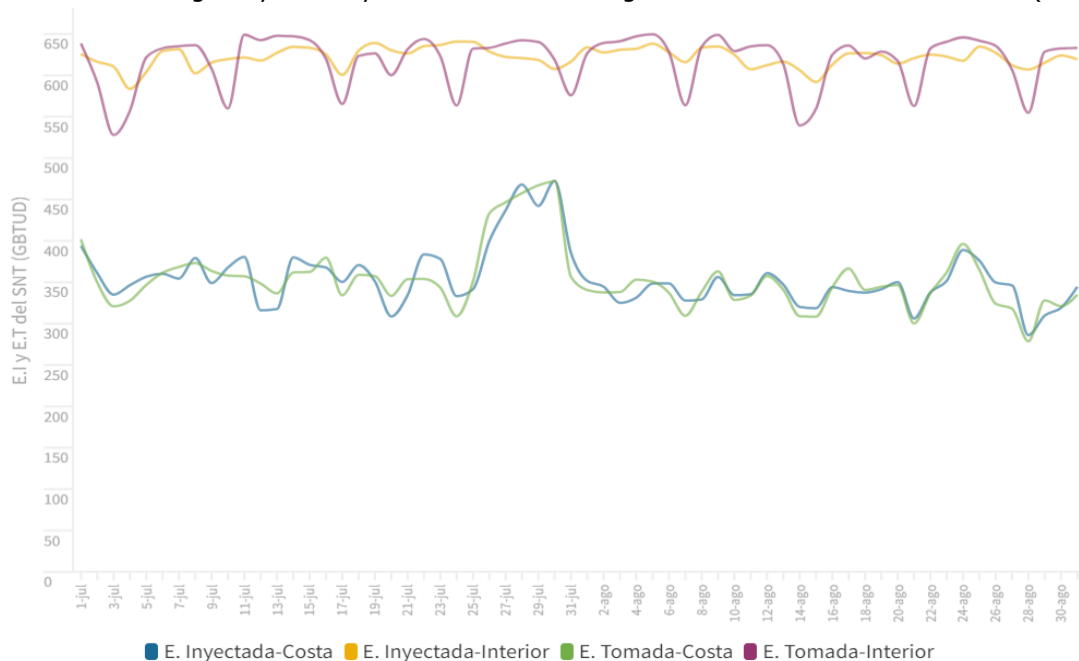
En el mes de agosto el PB continuó rompiendo la tendencia a la baja que venía presentando desde el mes de marzo aumentando significativamente 38,0% comparado con el mes de julio, y registró un crecimiento de 61,2% con respecto al mismo mes de 2021. Por su parte, el componente de restricciones presentó un decrecimiento llegando a un valor de 33,8 \$/kWh, incrementándose 19,5% de manera interanual y cayó en 36,6% con respecto al mes de julio. El promedio del PB nacional que para el mes de diciembre de 2021 presentó un crecimiento abrupto con un valor de 335,4 \$/kWh para el mes de enero de 2022 decayó y se situó en 290,0 \$/kWh y, debido el crecimiento abrupto de indicadores económicos consecuencia de las actividades de conflicto que viven en otros países y la situación inflacionaria en el país, para el mes de febrero de 2022 el PB aumentó en forma escarpada con un valor de 399,1 \$/kWh, valor pico no presentado desde el mes de febrero de 2020 con el inicio de la emergencia sanitaria por Covid-19, ahora para el mes de agosto aumentó a 150,8 \$/kWh; finalizando el mes y para los días del 26 al 31 de agosto se presentaron los mayores precios de bolsa no registrados desde el mes de marzo, el valor máximo del PB se situó en 334,4 \$/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual presentó un crecimiento mensual de 1,5% y se ubicó en 1272,4 \$/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 agosto situado en 105,7 \$/kWh. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 287,2 \$/kWh evidenciando una disminución mínima de 0,1% con respecto al mes anterior, de la misma manera ocurrió con el mercado No Regulado que también evidenció un decrecimiento en 0,1% mensual llegando a 265,0 \$/kWh⁵.

4. GAS NATURAL

Para el mes de agosto de 2022 se observa una constancia en la inyección del hidrocarburo hacia el alza, las nominaciones de gas natural continuaron en aumento en 1,7% de manera interanual, mientras que la diferencia porcentual con respecto al mes de julio continuó decayendo en 3,0% ubicándose en 834,6 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 julio y agosto de 2022. 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**.

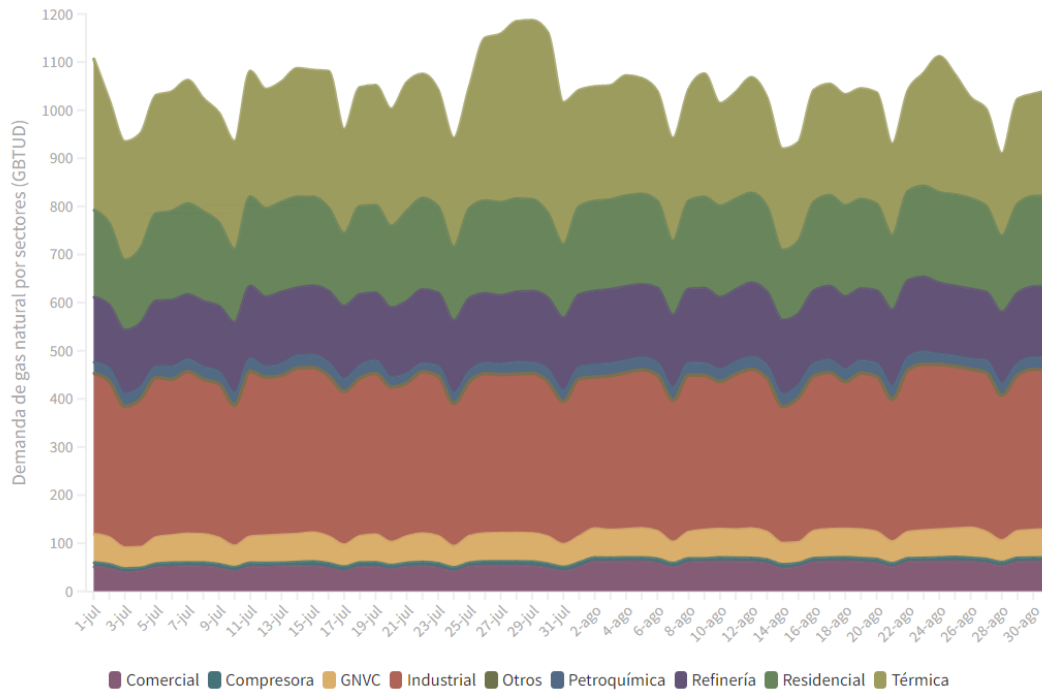
La energía inyectada promedio en el mes de agosto fue de 960,5 GBTUD, representando un cambio interanual positivo de 6,3%, de la misma manera la energía tomada del SNT aumentó en 7,8% llegando a un valor de 957,8 GBTUD⁶. Para el mes de agosto de 2022 el 99,5% de la energía

⁵ Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista. En cuanto a los contratos del mercado mayorista no regulado, cabe aclarar que todos los contratos registrados en el ASIC son catalogados como contratos de largo plazo.

⁶ 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.

inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 0,5%. 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)



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

La demanda total de gas natural⁷ en agosto de 2022 fue de 1027,3 GBTUD, presentando un aumento interanual de 8,3% y un decrecimiento de 2,3% con respecto al mes de julio. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 687,7 GBTUD lo que representó una disminución mensual de 5,5% y un aumento de 7,8% con respecto al mismo mes en el 2021. Finalmente, la demanda industrial continuó decreciendo en 0,6% comparado con julio y aumentó en 9,6% de manera interanual, el nivel alcanzado en agosto fue de 346,9 GBTUD. En cuanto a los otros sectores que continúan con tendencia al alza, el sector refinería reflejando un aumento de 47,2%, el sector comercial creció en 27,9%, el sector industrial lo hizo en 10,3%, el sector compresora en 4,8% y el sector residencial aumentó en 2,9%; por otro lado, los sectores que presentaron un decrecimiento fueron el sector GNVC, la demanda térmica y sectores agregados cayendo en 1,4%, 7,1% y 49,7% como corresponde, cabe mencionar que los sectores agregados continúan con tendencia a la baja desde el mes de febrero de 2022 que no muestran aumento en su consumo.

La demanda de gas natural para los sectores agregados⁸ en el mes de agosto de 2022 se ubicó 45,8% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁹ para dicho mes. De la misma manera ocurrió con las proyecciones de la UPME en los escenarios alto y bajo (intervalos de

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 julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 - 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

confianza superior e inferior), que evidenciaron valores de 47,1% y 44,5% por debajo de los valores estimados como corresponde.

En la Ilustración 8 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de agosto de 2022 y su variación con respecto al mes de julio. Para el gas natural se observa el precio de referencia iGas, el cual representa un promedio de acuerdo con los índices en los puntos de entrega de Cusiana, Guajira y otros; además, se considera el precio con referencia de Estados Unidos con el Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en el Reino Unido y Países Bajos respectivamente.

Ilustración 8. Precios de combustibles en el mes de agosto de 2022.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES – AGOSTO DE 2022							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Agosto de 2022	6,2	8,8	53,8	46,1	70,8	97,7	91,4
vs último mes	3,4%	24,5%	36,3%	60,9%	37,7%	-7,4%	-8,6%

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

5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2022). *Reservas de crudo y gas en el país*.

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2022). *Portal Tablero de BI*. Bogotá D.C.

Ministerio de Minas y Energía. (2022). *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. (2022). *Portal Sinergox - XM*. Medellín.

Valora Analitik, Noticias de Minería y Energía, Noticias Económicas Importantes.

El Heraldo, Economía.

Portafolio. Periódico.

Diario La República. Periódico.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Resolución CREG 101 020 de 2022	Energía eléctrica. Comercialización. Traslado de precios de Derivex.
Resolución CREG 701 015 de 2021	Energía eléctrica. Metodología tasas de descuento para actividades reguladas.
Resolución CREG 101 024 de 2022	Energía eléctrica. Procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía.
Resolución CREG 101 022 de 2022	Energía eléctrica. Reglas para realizar la verificación de los planes de inversión de los Operadores de Red.
Resolución CREG 102 008 de 2022	Gas Natural. Ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.
Resolución CREG 102 009 de 2022	Gas Natural. Ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017. Reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.
Resolución CREG 102 010 de 2022	Gas Natural. Transporte. Metodología tarifaria.