

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.22

ENERO 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 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 enero del año 2022, el cual se caracteriza por tres (3) aspectos principales; en primer lugar, la política continuada sobre la transición energética acelerada que rige en el país en medio de una reactivación económica interesante; en segundo lugar, el análisis de impacto normativo en la Gestión Integral de la Demanda (GID) en términos de la eficiencia energética centrada en las auditorías energéticas en grandes industrias; en tercer lugar, la situación paradójica de el avance encontrado en las obras de generación respecto al desacople respecto a las conexiones de transmisión que se vienen adelantando desde hace varios años en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), retrasos que además aumentan la necesidad de generación de seguridad y por tanto el costo de restricciones para los usuarios.

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 la etapa final de este Gobierno, contamos con la aprobación de la Ley 2099¹ del 10 de julio del año 2021 y la Estrategia Climática de Largo Plazo E2050² que abrió paso a la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía con el fin de fortalecer la oferta de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible promoviendo una meta hacia la definida carbono neutralidad del país, bajo el esquema de una economía llamada circular priorizando el bienestar humano y la resiliencia del país frente al cambiante clima. Es así como el país adelantó de manera acelerada proyectos de generación eléctrica con FNCER, proyectos pilotos de hidrógeno, e invocó a nuevas convocatorias de subastas de renovables, entre otros. En este marco, nuevos agentes han ingresado al sector de generación, y empresas como Siemens, Promigas, Ecopetrol, Grupo Energía de Bogotá, TGI, Engie, Porsche Colombia y Daimler han suscrito compromisos como

¹ LEY No. 2099 del 10 JUL 2021. POR MEDIO DE LA CUAL SE DICTAN DISPOSICIONES PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, LA DINAMIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO, LA REACTIVACIÓN ECONÓMICA DEL PAÍS Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES. Aprobada por el Congreso de la República y sancionada por el Gobierno Nacional.

² Estrategia Climática de Largo Plazo E2050. La E2050 de Colombia es un instrumento de política de Estado que busca definir objetivos realistas que combinen trayectorias a largo plazo de desarrollo socioeconómico y metas de reducción de emisiones GEI para fortalecer la resiliencia del país, al mismo tiempo que contribuye a identificar las prioridades en términos de inversión pública y privada, nacional e internacional, necesarias para implementar las transformaciones estructurales de su economía en relación con los escenarios de descarbonización y resiliencia de largo plazo.

la Hoja de Ruta³ para la implementación del hidrógeno. Ecopetrol como una de las compañías que ya produce y consume hidrógeno en su operación, se ha convertido en la empresa referente y aliada estratégica para realizar proyectos de este tipo. En su visión 2021 a 2030 la compañía anunció que incrementará paulatinamente la producción de hidrógeno bajo en carbono y, que además tiene contemplado un plan para la producción de hidrógeno verde, azul y blanco; con lo que la inversión en este campo ascenderá a \$6 USDM según la planeación de dos proyectos de hidrógeno azul y verde. Por su lado, Promigas otra de las empresas que firmó esta hoja de ruta, ya tenía incluido este energético en su estrategia de innovación, y se encuentra trabajando en la estructuración de dos pilotos en áreas afines a su objetivo empresarial, y se espera que en lo corrido de este año uno de los proyectos entre en operación, entre cuatro segmentos de aplicación potencial en movilidad, generación distribuida, mezclas con gas natural en redes y producción descentralizada.

Con el avance en la implementación de esta tecnología en el país por empresas líderes del sector energético, el Fenoge⁴ prepara la publicación de una convocatoria que buscará conocer cuales son las intenciones de realizar pilotos de hidrógeno y de esta forma, podrán ser financiados por el fondo, incluso de forma no reembolsable que en gran medida depende del avance de medidas regulatorias del país. Se han adoptado diversas medidas encaminadas a generar un ambiente propicio para la inversión en el sector del hidrógeno de bajas emisiones, lo cual se estima que produzca un aumento exponencial de dichas inversiones entre el 2020 y el 2050. Las medidas se dividen en: habilitadores jurídicos y regulatorios; instrumentos de desarrollo de mercado; apoyo al despliegue de la infraestructura; e impulso al desarrollo tecnológico e industrial. Para atraer inversión a este mercado se han establecido diferentes mecanismos de apoyo, los cuales traen consigo beneficios tributarios y financieros que hacen del hidrógeno un sector atractivo para inversiones a mediano y largo plazo. Dentro de los principales beneficios definidos por la regulación actual, se encuentran:

- La reducción de requerimientos para la construcción de las plantas.
- La exención de pago de derechos arancelarios.
- La exclusión del IVA.
- La deducción del impuesto de renta del 50% de la inversión.
- La depreciación acelerada de activos.

De igual manera, el Gobierno de Colombia prevé la implementación futura de nuevos incentivos, entre los cuales se han considerado préstamos especiales con bajas tasas de interés; emisión de bonos verdes para empresas nacionales; y rondas de financiamiento público exclusivo para proyectos de hidrógeno.

Con estos incentivos propuestos y la tentativa de inversiones en proyectos de este tipo, el Ministerio de Minas y Energía confirma su intención en el avance acelerado que se le ha dado a la transición energética y la incorporación masiva de fuentes de energía renovable no convencional. A la fecha,

³ Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia. Publicada el 30 de septiembre de 2021. tiene por objeto contribuir al desarrollo e implantación del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia reforzando así el compromiso del Gobierno con la reducción de emisiones estipulada en los objetivos del Acuerdo de París del 2015.

⁴ Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE – creado mediante el Artículo 10 de la Ley 1715 de 2014. Tiene por objeto financiar, gestionar y ejecutar planes, programas y proyectos alineados con el propósito de mejorar la Eficiencia Energética y el uso de Fuentes No Convencionales de Energía en el país. Se reglamenta por el Ministerio de Minas y Energía. Se centra en promover e incentivar el cambio hacia una cultura de uso racional, eficiente y sostenible de la energía, promocionando buenas prácticas de consumo de energía eléctrica: la adecuación de instalaciones, soluciones de autogeneración a pequeña escala, estudios y auditorías energéticas, disposición final de equipos sustituidos, entre otros.

el país cuenta con 17 granjas solares, un parque eólico, 10 proyectos de autogeneración a gran escala y proyectos esperados en cerca de 2.500 MW de capacidad entre proyectos eólicos y solares y que según el ministerio se estiman quedar listos antes de culminar este año 2022. Meta a verificar ya que se esperaba para el presente año terminar 14 plantas de generación renovable para el mes de agosto, y finalizar 12 proyectos en construcción para el segundo semestre del mismo año, representando una inversión aproximada de \$14 billones. Ubicados en su gran mayoría, en la región de la Costa Caribe.

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, la capacidad de estas plantas es en total de 2556 MW, es decir, 70,4% más de la instalación 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.

El 21 de enero se inauguró Guajira 1, con una inversión de cerca de \$75.000 millones y se convirtió en el primero de 16 parques eólicos que estarán ubicados en La Guajira. Cuenta con una extensión de 5,5 hectáreas; posee registro como Mecanismo de Desarrollo Limpio⁵ y puede emitir Certificados de Reducción de Emisiones⁶. Además, permitirá reducir 136 toneladas de CO₂ que se emiten a la atmósfera en su etapa de funcionamiento. Isagen fue la empresa encargada de su desarrollo y la construcción de la obra estuvo a cargo del Grupo Elecnor. La planta se compone de 10 aerogeneradores Vestas distribuidos en el corregimiento de Uribia que pueden proveer el consumo de 33.295 familias colombianas. El proyecto que se llevó a cabo a través de los incentivos fiscales y tributarios, es el primer parque eólico en entrar en operación en Colombia luego de 17 años, ya que en 2005 se realizó el primer piloto a manera de experimento con la construcción de Jepírachi, a cargo de EPM. En aquel entonces, se adaptaron 15 aerogeneradores, con una capacidad instalada de 19,5 MW. Esta pendiente su utilización plena de acuerdo a la entrada esperada de las conexiones y ampliaciones en transmisión.

Asoenergía celebra la inauguración del parque eólico y reconoce los avances que realiza el país en materia de incentivos y financiamiento para llevar una oferta que apoya la transición energética acelerada, sin embargo, resalta la importancia de incursionar y realizar inversiones en un portafolio de fuentes de energía diverso, puesto que el sector minero-energético necesita una oferta sostenible y confiable dado que seguirá siendo pieza fundamental del proceso de reactivación económica de cara al tercer año de la pandemia con el reto particular de cerrar brechas sociales y llevar bienestar y una mejor calidad de vida a los colombianos. Si bien varios países están

⁵ Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL – Promovido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Iniciativa de mitigación derivada del protocolo de Kioto, el cual crea un instrumento base en el mercado para reducir emisiones o aumentar las remociones de GEI, por lo que se conocen como iniciativas del mercado regulado. busca reducir emisiones de Gases Efecto Invernadero que se habrían generado en ausencia de la iniciativa de mitigación.

⁶ Certificados de Reducción de Emisiones – CER – tipo de unidad de emisiones (o créditos de carbono) emitido por el consejo ejecutivo del MDL.

desarrollando políticas para reemplazar el carbón por fuentes más limpias, **Asoenergía** hace un llamado a entender que el proceso tomará tiempo y la muestra es la crisis energética que vive Europa y Asia que han demostrado que se requiere cautela, y como país se tiene una gran oportunidad de seguir beneficiándose, en el mediano y largo plazo, de la exportación de carbón térmico de alta calidad. Teniendo en cuenta la rapidez con la que se adelanta la transición energética en Colombia, se esperaría que ante nuevas subastas se evalúe permitir la libre competencia entre las tecnologías y se valore la competitividad, considerando que todas las tecnologías ya se encuentran en el mismo nivel de madurez y desarrollo para ser competitivas en términos de precios, siempre pensando en la eficiencia de tarifas para el usuario final.

En términos de confiabilidad, **Asoenergía** ha manifestado que 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 multiplicidad de actores, esquema que ya demostró ser exitosos en momentos de crisis. En el periodo 2015-2016 se llevó a cabo una medida conocida como 'apagar paga' y la Resolución CREG 029 que avaló utilizar las plantas de emergencia de la industria y comercio. Para los consumidores de energía eléctrica, 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 remunerar la confiabilidad de las denominadas plantas existentes, es apropiada, generará competencia en beneficio de los consumidores e impulsará eficiencia para el sistema eléctrico.

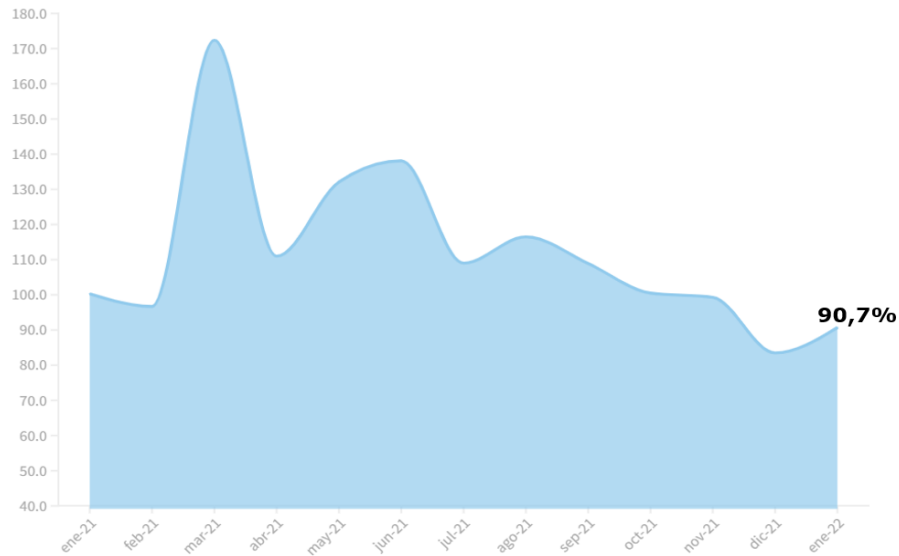
En función de los contextos mencionados, a continuación, se presentan los principales indicadores energéticos del mes de diciembre de 2021 correspondientes a los mercados de electricidad y gas; además, en el Anexo I se encuentran los avances regulatorios destacados a lo largo del mes y que son de especial 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 enero 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**

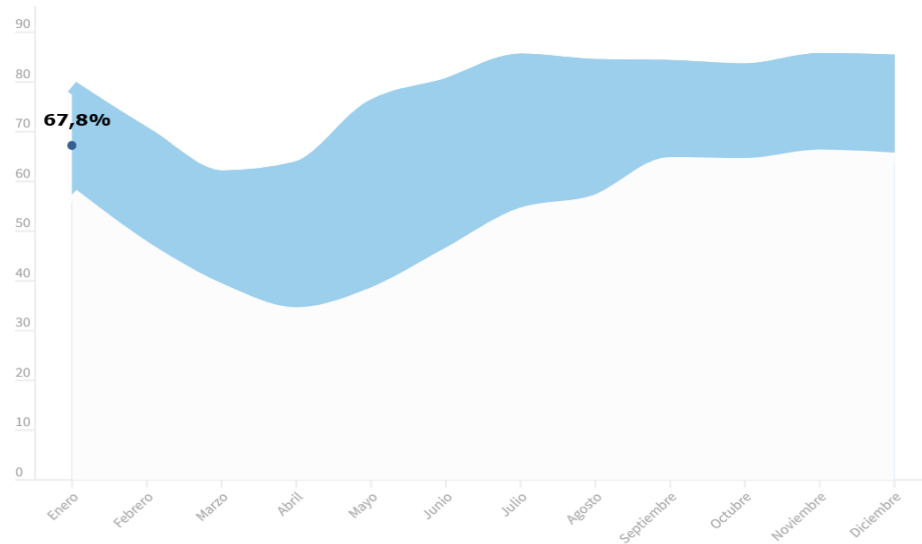
En el mes de enero los aportes hídricos disminuyeron con respecto de la media histórica luego de estar ocho meses superando la media, desde el mes de marzo de 2021 que alcanzó uno de los mayores porcentajes, muy por encima de la media, con 172,4% y hasta octubre se mantuvo sin embargo con un valor más bajo que el del mes de marzo, pero por encima de la media con 100,5%. En enero se presentó un crecimiento de 7,2% con respecto al mes de diciembre de 2021. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor de 89,03 GWh-día, reflejando un nivel de 90,7% como porcentaje de la media histórica.

El período de verano en términos energéticos 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, 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 el mes de enero de 2022, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico⁷ de este indicador.

⁷ 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.

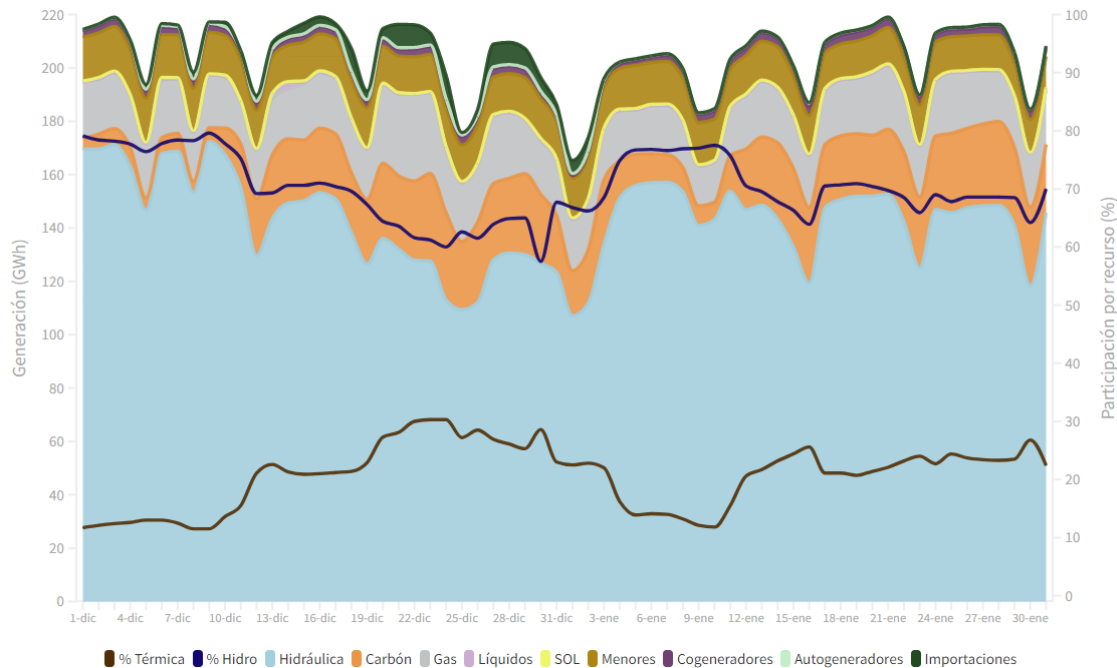
Ilustración 2. Volumen útil del embalse agregado del SIN en el año 2022.


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

El primer mes del año el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 67,8%, presentando una reducción con respecto al mes de diciembre del año 2021 donde el nivel se había situado en 79,1% finalizando el mes. Mientras transcurra el período de invierno se espera que el nivel del embalse continúe reduciéndose como lo demuestra su comportamiento histórico.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de enero la generación de electricidad presentó un crecimiento en su valor con respecto al mes anterior como consecuencia del retorno a las actividades, la nueva normalidad y la 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.

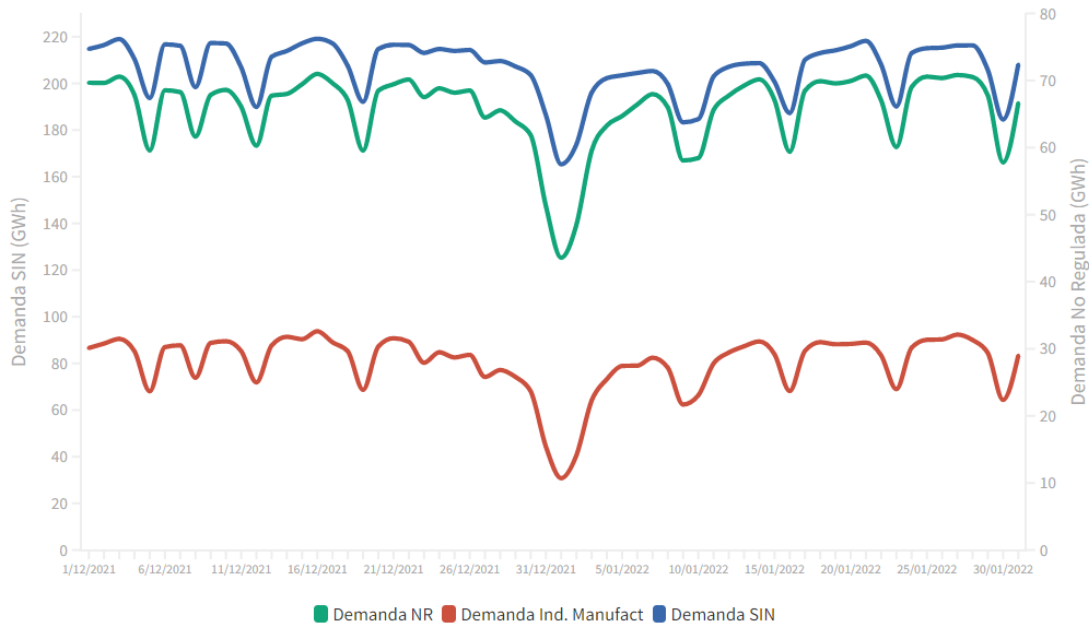
Ilustración 3. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)


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

La generación de electricidad promedio en el mes de enero del año 2022 se ubicó en un valor de 202,5 GWh-día, presentando un incremento interanual de 5,8%, y de 1,6% con respecto al mes de diciembre de 2021. La participación hidráulica aumentó en el último mes situándose en 70,4% representando un incremento porcentual pequeño de 0,5% con respecto al mes de diciembre, por su parte el aporte térmico con un valor de 20,6%, decreció en 0,2% mensual y un aumento de 0,7% de manera anual. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural cayó en el último mes a 19,7 GWh-día, el aporte del carbón continuó aumentando durante el último mes en 16,3% situándose en 22,0 GWh-día valor que al igual que en el mes de diciembre de 2021 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 diciembre de 2021 presentaron valores pico no alcanzados desde el mes de abril del mismo año. Mientras en enero del año 2022 la energía eléctrica proveniente de Ecuador decayó 90,1% con respecto al último mes y se situó en 0,3 GWh-día, caso contrario ocurrió con las exportaciones que aumentaron abruptamente con un valor promedio de 381,5 MWh-día creciendo de manera mensual en 2957,1%.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de enero de 2022 la demanda eléctrica decreció en un pequeño porcentaje con respecto al valor del mes de diciembre del año 2021. 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**

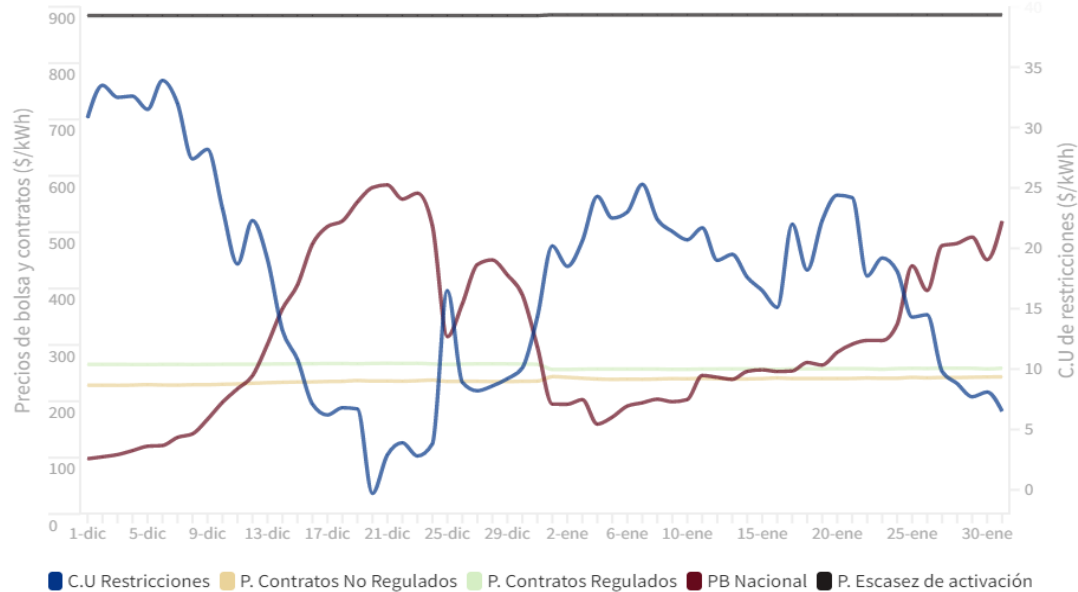
La demanda del SIN en el mes de enero fue de 202,5 GWh-día, incrementándose 5,7% con respecto al mismo mes en el año 2021 y decreciendo en 2,4% comparado con el mes de diciembre. La demanda No Regulada aumentó 13,7% de manera interanual y 0,1% mensual, llegando a 65,0 GWh-día. Por su parte, la demanda correspondiente a las industrias manufactureras evidenció una caída de 0,8% con respecto al mes de diciembre de 2021 y aumentó en 6,1% interanual, alcanzando un consumo de 27,2 GWh-día.

La demanda del mes de enero se ubicó 1,2% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁸ para dicho mes, y, en cuanto al escenario alto la proyección se ubicó 1,6% por debajo estimando de esta manera una alta recuperación y representando un crecimiento económico acompañado del retorno a la mayor 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 mes de enero con una gran volatilidad. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de enero del año 2022, junto a su evolución a partir del mes de diciembre de 2021. 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.

⁸ 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).

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


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

En el mes de enero el PB decayó en 13,5% con respecto al mes de diciembre en 2021 y aumentó 59,8% con respecto al mismo mes de 2021. El componente de restricciones creció paulatinamente a un valor de 18,2 \$/kWh, incrementándose 6,1% de manera interanual y 11,5% con respecto al mes de diciembre del año anterior. El promedio del PB nacional que para el mes de diciembre presentó un crecimiento abrupto con un valor de 335,4 \$/kWh para el mes de enero decayó, se situó en 290,0 \$/kWh valor que, comparado con los meses de marzo de 2021 a noviembre del mismo año supera en dos veces los valores de cada mes; el valor máximo del PB se situó en 519,5 \$/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual presentó un crecimiento de 0,2% y se ubicó en 885,7 \$/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. Se evidenció un precio de bolsa mínimo para el mes de enero situado en 159,5 \$/kWh. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 257,5 \$/kWh, y en cuanto al mercado No Regulado creció en 3,4% con respecto al mes de diciembre de 2021 con un valor de 240,9 \$/kWh⁹.

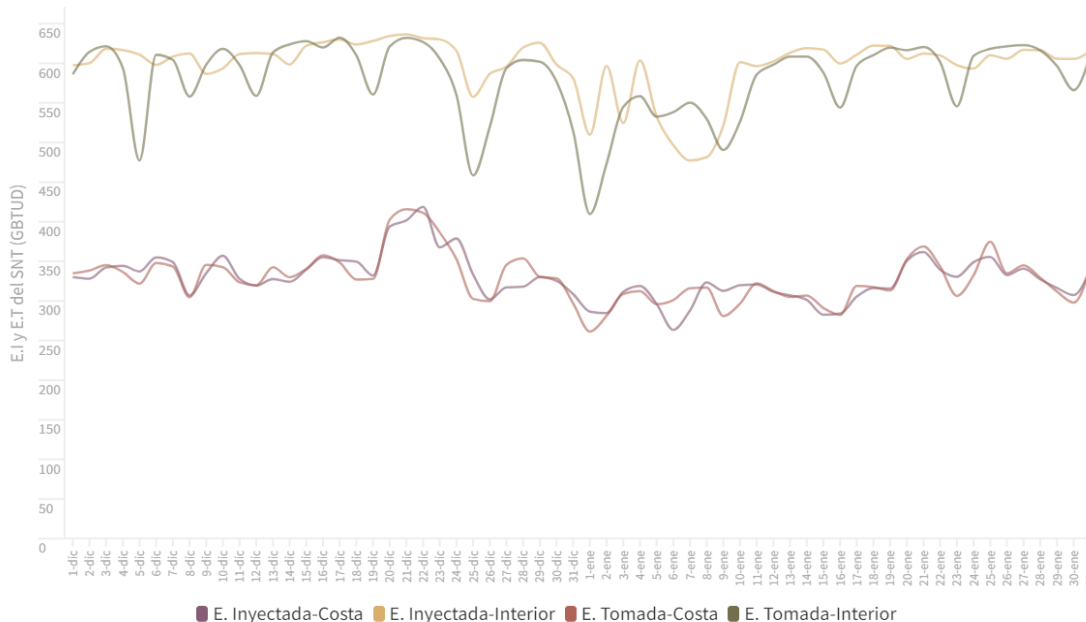
4. GAS NATURAL

Para el primer mes del año se observa una constancia en la inyección del hidrocarburo. En el mes de enero las nominaciones de gas natural presentaron el mismo valor de manera interanual, mientras que la diferencia mensual aumentó en 0,9% con respecto a diciembre de 2021, ubicándose en 795,9 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 diciembre de 2021 y enero de 2022. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos grandes sistemas

⁹ Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista.

transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

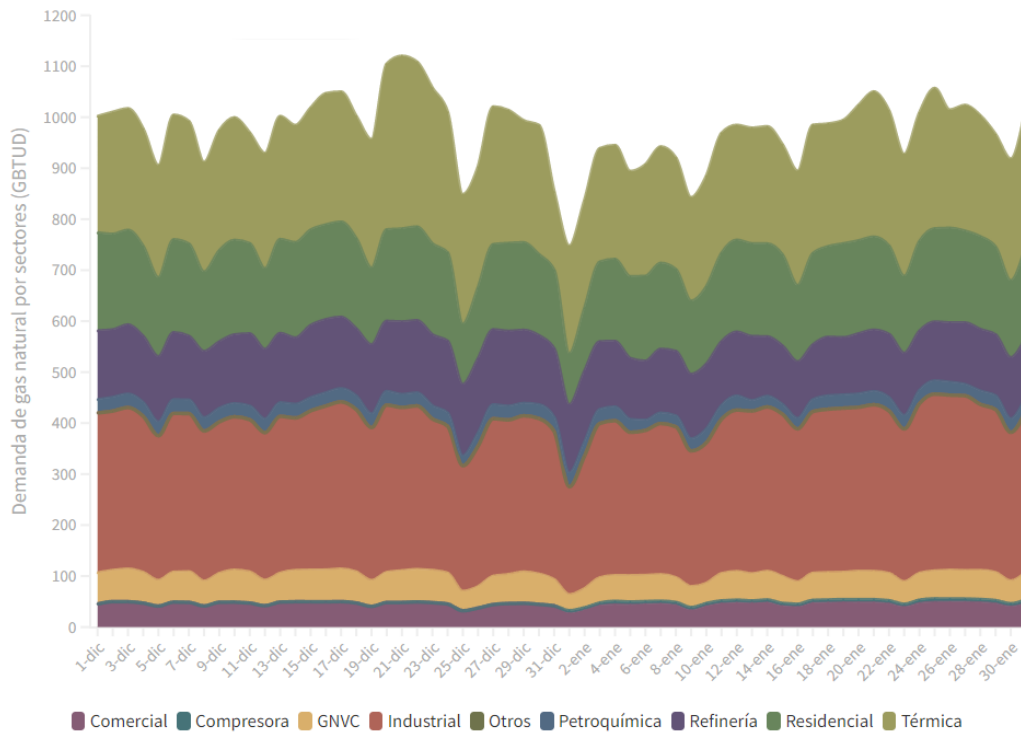
Ilustración 6. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



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

La energía inyectada promedio en el mes de enero fue de 901,6 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 0,1%, en cuanto a la energía tomada del SNT aumentó en 1,5% llegando a un valor de 888,4 GBTUD¹⁰. En enero el 99,9% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 0,08% 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.

¹⁰El 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 natural¹¹ en enero de 2022 fue de 954,5 GBTUD, presentando un aumento interanual de 8,1% y un decrecimiento en 3,8% con respecto al mes de diciembre de 2021. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 645,5 GBTUD lo que representó una caída mensual de 5,1% y de 0,6% con respecto al mismo mes en el 2021. Finalmente, la demanda industrial aumentó en 0,4% comparado con el último mes de 2021 y de 18,0% de manera interanual, el nivel alcanzado en enero fue de 331,3 GBTUD. En cuanto a los otros sectores, la demanda térmica tuvo un aumento de 17,2%, el sector industrial aumentó en 11,4%, los sectores agregados en 10,8%, el sector comercial en 7,7%, el residencial en 3,1% y finalmente el sector GNVC lo hizo en 1,7%; por otro lado, los sectores que presentaron una disminución en el mes de enero corresponden al sector compresora y el sector refinería, que decayeron en 21,7% y 15,2% respectivamente. La demanda de gas natural para los sectores agregados¹² en el mes de enero de 2022 se ubicó 20,4% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME¹³ 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 enero de 2022 y su variación con respecto al último mes de 2021. 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

¹¹ 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.

¹² Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.

¹³ 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.

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 enero de 2022.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES – ENERO DE 2022							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Enero de 2022	5,7	4,1	27,8	23,0	28,1	85,3	82,6
vs último mes	-7,3%	6,5%	-28,6%	-28,1%	-24,8%	14,5%	15,5%

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

5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2022). *Reservas de crudo y gas en el país - Corte a 31 de diciembre de 2021*.

Bloomberg. (2022). *Global LNG market outlook 2021-25 overview is likely to stay*.

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

Carrejón. (2022). *Precio del carbón*. Guajira.

GNL Global. (2022). *Resumen de noticias GNL Global – Edición enero de 2022*.

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. (2022). *Portal Sinergox - XM*. 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.