asoenergía
Energía para la competitividad

Informe Sectorial No. 61

Diciembre 2025

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA INDUSTRIALES Y COMERCIALES
ASOENERGÍA
ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD

Informe Sectorial No. 61

Diciembre 2025

Asociación colombiana de grandes consumidores de energía industriales y comerciales – Asoenergía

Asesor Técnico

Jair Castañeda

asesortecnico@asoenergia.com

Contenido

01 Introducción 2

02 Actualidad del mercado energético 3

03 Energía Eléctrica 14

3.1 Hidrología del SIN 14

3.2 Generación de electricidad 15

3.3 Demanda de electricidad 18

3.4 Precios y transacciones 19

04 Gas natural 20

05 Avances regulatorios 24

asoenergía
Energía para la competitividad

01 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 una regulación eficiente que permitan 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 especialmente a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de diciembre del año 2025, el cual incluye un análisis de la situación actual del gas natural en el país, que va desde el comportamiento de la demanda industrial, las declaraciones de producción, pasando por los proyectos de importación y las necesidades en transporte que requiere el sistema hasta el comportamiento de los precios del energético para la industrial del país.

Este informe considera además la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, y 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.

Actualidad del Mercado Energético 02

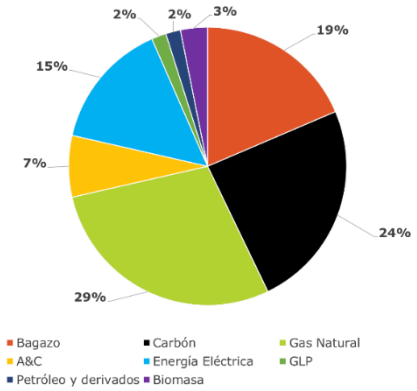
En Colombia, a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, se dio inicio a una industrialización liviana, donde se empezó a pasar de una incipiente economía basada en el café y la minería a industria liviana. Esto trajo consigo una modernización de los puertos y el inicio de la construcción de los ferrocarriles. En estos inicios, la industria textil fue la que tuvo un mayor auge, y para 1930 se inició un periodo de sustitución de importaciones, en el que el Estado impulsó a la industria mediante políticas arancelarias, incentivos fiscales y la creación de empresas públicas. En el que se dio un alto dinamismo hasta la década de los años 80, cuando, producto de la crisis de la deuda y las reformas estructurales de los años 90, se expuso a la industria nacional a una competencia externa directa que debilitó la capacidad de adaptación.

Posteriormente, luego del 2009, la industria presentó una contracción, pasando del 13% de participación en el PIB a un 11%. Aunque hubo inversión extranjera, esta se concentró en sectores extractivistas y financieros, provocando una especialización en bienes básicos, contribuyendo al detrimento de la producción de bienes con valor agregado.

Con este panorama se ha visto la inminente necesidad de fortalecer la industria, principalmente con las nuevas tendencias de la economía que permitan a la nación poder producir bienes de alto valor agregado y aprovechar sus recursos naturales, y esto se ha visto plasmado en los planes CONPES que han buscado fortalecer la bioeconomía, la economía circular, promoción de Mipymes, agroindustria, modernización tecnológica (industria 4.0), industrias bajas en carbono y la competitividad.

En todo esto, la energía es uno de los pilares fundamentales en los que se sostiene el crecimiento, por lo que un desarrollo apropiado de los energéticos será un importante habilitador para que se puedan cumplir los objetivos de reindustrialización y fortalecimiento del sector productivo nacional. En este aspecto, Colombia tiene una matriz energética conformada por Petróleo y sus derivados (47%), Carbón (6%), Gas (17%), biomasa (14%) y electricidad (16%); pero cuando vemos la matriz energética para la industria, la composición cambia, y tal como se puede ver en la **ilustración 1**, el gas natural es el energético mayoritario con un 29% en la participación, lo que lo convierte en el principal habilitador para el fortalecimiento de la industria, sin contar con que también aporta en la generación de energía eléctrica y es el principal sustito para el carbón (24%) para la transición energética en industrias que requiere alto poder calorífico.

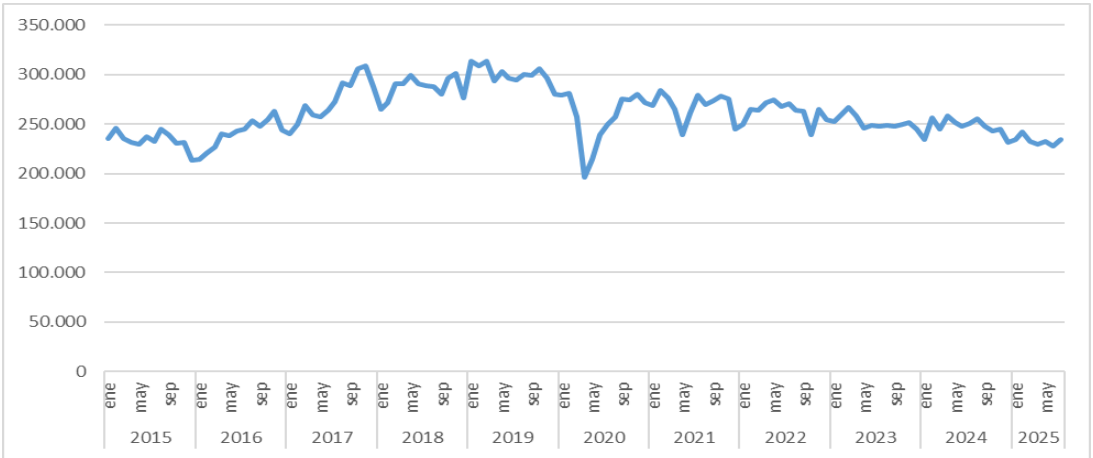
Ilustración 1. Matriz industrial de demanda de energía 2023



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME

Demanda industrial de gas. Ahora, mirando cómo se ha comportado la demanda de gas natural del sector industrial en los últimos 10 años, podemos ver que se partía de una demanda cercana a los 240 GBTUD, con aumentos constantes hasta sus picos máximos durante el 2018 y 2019, donde se llegó a superar los 300 GBTUD en promedio mensual. Sin embargo, durante la pandemia provocada por el COVID-19, la demanda bajó a su mínimo histórico en este periodo de tiempo, llegando a cerca de los 200 GBTUD; con la apertura comercial y la nueva normalidad que se dio luego de finalizado este periodo, la demanda empezó a crecer a un buen ritmo para finales del 2020 e inicios del 2021; a pesar de esto, se produjo un estancamiento en la demanda y a mediados del 2022 se empezó a presentar un decaimiento en la demanda industrial hasta los valores que tenemos actualmente en el 2025 de 230 GBTUD en promedio, por lo que se podría decir que hemos retrocedido en cuanto a consumo a los mismos valores que se manejaban en el 2015 para el sector industrial.

Ilustración 2. Demanda industrial de Gas Natural 2015 – 2025 en MBTUD



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – Elaboración: **Asoenergía**

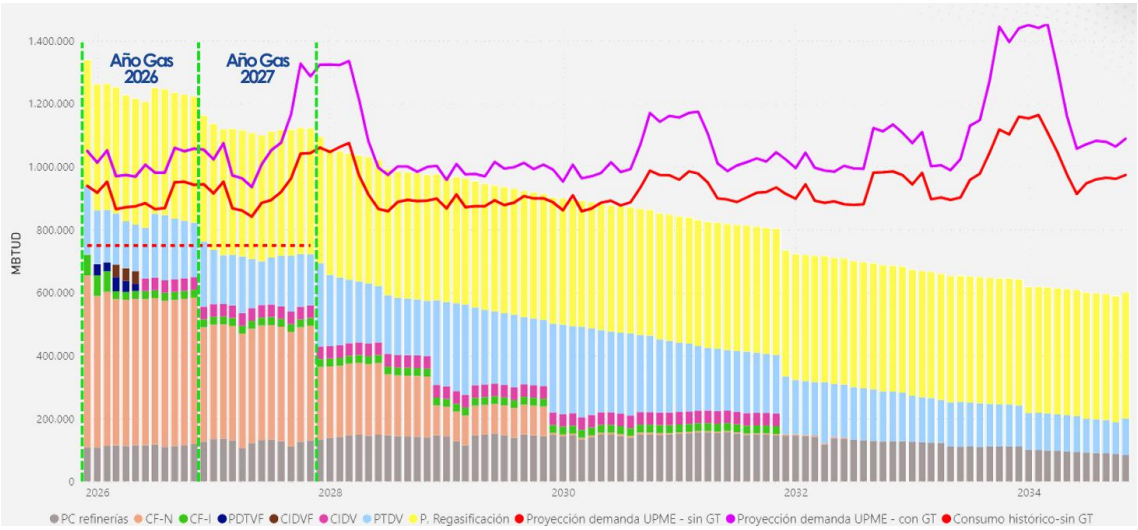
En cuanto a las declaraciones de producción, en el 2015 se tenía para dicho año una declaración de producción cercana a los 1.300 GBTUD, con un decaimiento constante que superaría los 1.000 GBTUD para enero del 2022. Como es habitual, esta declaración de producción fue incrementando sus niveles y no fue hasta diciembre del 2024 que se reportó una declaración de producción inferior a los 1.000 GBTUD; lo que

generó que se tuviera que hacer uso de la única central de importación de gas natural que tiene Colombia (SPEC) ubicada en la ciudad de Cartagena, con la que se abastece principalmente el sector de generación térmica de la Costa Atlántica, para abastecer con los excedentes al resto de la demanda, y ahora estas cantidades hacen parte fundamental de la oferta de gas natural que tiene el país.

Adicionalmente, con un nuevo proyecto de Decreto del Ministerio de Minas y Energía busca que la mayor cantidad de gas natural importado que no sea usado por las centrales de generación del grupo térmico de la costa sea puesto a disposición de la demanda y con esto lograr atender a la restante demanda, dadas las condiciones actuales.

Oferta de Gas Natural. Evidentemente, tanto la demanda de gas natural del sector industrial como la oferta del energético han disminuido, representando gran preocupación la capacidad de poder atender a la demanda total. En este caso, con las proyecciones de demanda publicadas por la UPME, el historial de la demanda de energía de los últimos 2 años y las declaraciones de producción compartidas por el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Gestor del Mercado de Gas Natural hizo un balance entre la oferta y demanda del energético para los próximos dos años. Tal como se puede ver en la **ilustración 3** se tuvo en cuenta 3 escenarios de demanda, el más "optimista" en cuanto a poco consumo, es el que contempla el histórico de consumo de los últimos dos años, el cual para lo largo del 2026 se podrá abastecer a toda la demanda, es ya para el 2027 cuando se empiezan a ver problemas desde febrero, pero muy seguramente con nuevas cantidades que Ecopetrol pueda poner a cuenta gotas, tal como lo ha venido haciendo, se pueda sobrepasar el desabastecimiento para una parte de la demanda, o también con las cantidades que pretende permitir que se pongan en el mercado por parte de las centrales térmicas del grupo térmico de la Costa Atlántica, lo cual alcanzaría para atender a la demanda.

Ilustración 3. Declaración de producción frente a la proyección de demanda con el grupo térmico



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

asoenergía
Energía para la competitividad

Por otra parte, cuando se mira el escenario de demanda de la UPME sin el grupo térmico, el panorama es muy diferente. Para febrero del 2026, se tendrían cerca de 80 GBTUD de escasez que no podrían ser cubiertas por la oferta disponible; sin embargo, cuando tenemos en cuenta la última actualización de la declaración de producción compartida por el Gestor del Mercado en el Boletín Electrónico Central (BEC), este faltante estaría cercano a los 30 GBTUD y el panorama podría estar en 140 GBTUD para diciembre del 2026 bajo este escenario.

Para el 2027, el panorama bajo el escenario medio de la UPME sin el grupo térmico es totalmente lejano; el inicio de año podría estar cercano a lo resaltado para finales del 2026, pero cuando miramos diciembre del 2027, los faltantes para cubrir la demanda nacional podrían estar cercanos a los 360 GBTUD, que muestran un panorama mucho más desalentador de lo planteado por el Gestor del Mercado en el 2024 cuando planteaba que se tendrían faltantes de 151 GBTUD para el 2026 y para el 2027 estarían cerca de 222 GBTUD.

Ahora, si tenemos en cuenta las proyecciones de demanda de la UPME, considerando el grupo térmico y la capacidad de importación total de la regasificadora SPEC, el panorama cambia, pero cambia desde la perspectiva que se permita la comercialización del gas para la generación térmica que no se usa; con ese supuesto, se lograría atender a toda la demanda sin problemas a lo largo del 2026 e inicios del 2027, pero sería para finales del 2027 con el supuesto de que podría llegar un fenómeno de El Niño que obligaría a usar con mayor capacidad toda la generación térmica a gas natural, que a partir de octubre no se lograría atender a la demanda de gas natural, con cerca de 200 GBTUD de faltantes.

Tabla 1. Proyecto de importación de Gas Natural

Referencia	Capacidad Actual (MPCD)	Capacidad Prevista (MPCD)	Fecha estimada de entrada
SPEC	475	533	TIII - 2027
Guajira - Ballena	-	300	TI - 2027
Buenaventura	-	60	TIII - 2026
Coveñas	-	250	TI - 2027
Santa Marta	-	270	NI

Fuente: Promigas, TGI, Ecopetrol, Portafolio - Elaboración **Asoenergía**

Ante esta situación, las soluciones que se han planteado han surgido por iniciativa de las empresas, donde Ecopetrol impulsa dos proyectos, uno en la Coveñas que requiere facilidades de Cenit para poder transportar el energético hacia el interior del país, otro en la Costa Pacífica, donde a través de un gasoducto virtual se llevará el gas hasta la estación de descompresión en Buga para incorporarlo al Sistema de Transporte Nacional (STN); por su parte, TGI impulsa un proyecto que pretende conectarse a las facilidades de Ballena en la Guajira, con un acuerdo ya

firmado para la disponibilidad de la unidad FSRU el proyecto espera entrar en el 2027; de igual manera, la Sociedad Portuaria Ciénaga LNG S.A.S impulsa un proyecto de importación en Santa Marta que está en proceso de licenciamiento ambiental en la ANLA, sin embargo, aún no se conocen detalles de la fecha estimada de puesta en operación; por otro lado, hasta que los proyectos ya mencionados no entren en operación, con el único proyecto que se puede contar es con SPEC, el cual actualmente cuenta con una capacidad de 475 MPC luego de la primera fase de ampliación, y pretende ampliar su capacidad a 533 MPC para septiembre del 2027.

Transporte de Gas Natural. El reto de implementar todos estos proyectos de importación se le suma el transporte del gas natural, ya que la mayoría de las soluciones se encuentran en la Costa Atlántica y el transporte al interior del país se ve limitado por la capacidad de tramo Ballena – Barrancabermeja, el cual con una Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) de 260 MPCD generalmente cuenta con una 12% de Capacidad Disponible Primaria (CDP) correspondiente a 31 MPCD. Pero el verdadero cuello de botella radica en el tramo La Mami – Ballena, el cual solo tiene una capacidad de transporte de 100 MPCD, los cuales son insuficientes para llevar la oferta de gas natural que se tendrán con la expansión de la regasificadora SPEC, la construcción de la regasificadora en Coveñas por parte de Ecopetrol y el proyecto Ciénaga LNG. Afortunadamente, Promigas ha avanzado en la ampliación de la capacidad planteada y recientemente informó que adicionó 20 MPCD para un total de 120 MPCD con el objetivo de llegar a 170 MPCD para agosto del 2027.

De igual manera, para llevar la oferta de gas desde el Caribe hasta el centro del país, se ha planteado la reconversión del poliducto Jobo – Vasconia para agregar una capacidad de transporte de 400 MPCD, lo cual sin ningún problema permitirá trasladar gran parte de la oferta importada al interior del país. Sin embargo, a la apuesta de trasladar el gas importado desde Coveñas por parte de Ecopetrol al interior del país, la opción que están contemplando es reconvertir el oleoducto Coveñas – Ayacucho para operar como gasoducto y conectar con el tramo Ballena – Barrancabermeja, pero no se conoce mayor detalle de dicha reconversión, por lo que quedan muchas dudas en relación al tiempo en el que se termine la reconversión, el costo del proyecto y las facilidades que se tengan para esto.

Otro punto clave es la bidireccionalidad Yumbo – Mariquita, la cual, si se logra concretar la importación de gas natural por Buenaventura, será fundamental para llevar el gas desde este punto al interior del país. Con una capacidad de transporte de 250 MPCD, se espera que 58 meses después de la selección del inversionista el proyecto entre en operación; hasta que ese proyecto no se logre concretar, solo se tendría oferta de ese gas importado para los sectores aledaños a Cali, Yumbo y Popayán, consiguiendo con esto aliviar un poco la cantidad del energético que tocaría suministrar desde el interior del país.

A este tramo se le suma la ampliación de la capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday en 20 MPCD que se esperaba que entrara en octubre del 2025, sin embargo, luego de una visita de la UPME a la obra en agosto del 2025 se reportó un avance del 85% y con ello se esperaba que entrara en operación en el tiempo

esperado, pero hasta la fecha no se ha conocido información si ya se concretó la ampliación o todavía se sigue en construcción y el Gestor del Mercado sigue reportando la misma capacidad de transporte que con un 11% de Capacidad Disponible Primaria (CDP) se acerca a valores críticos. Por lo que queda pendiente esta ampliación para poder llevar gas a Tolima, Huila y Caquetá.

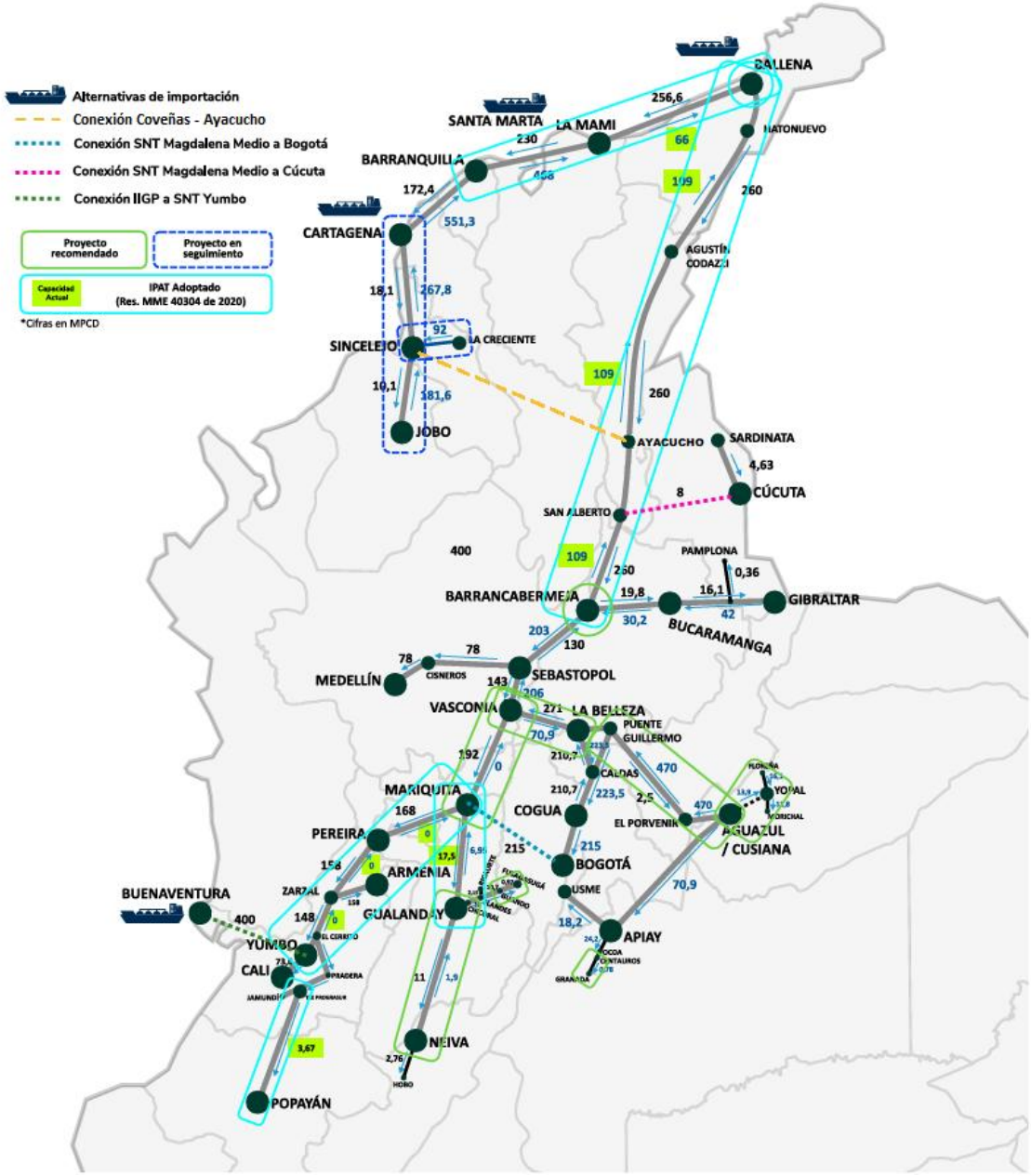
Para terminar con el análisis queremos resaltar que la situación del transporte de gas natural en la Costa Atlántica es crítica, según el último informe solo se tiene un 2% de CDP solamente correspondiente a 4,1 MPCD distribuidos en los tramos Sincelejo – Cartagena y Jobo – Sincelejo; capacidad que es muy baja y simplemente permiten llevar gas desde las fuentes de suministro a la demanda de la costa, pero que, dadas las condiciones del resto de infraestructura de transporte no brindaría soluciones para el uso del gas importado por Cartagena. Es por esto por lo que se debe considerar hacer una redistribución de flujos en la Costa que permita que se pueda optimizar el aprovechamiento al máximo de la infraestructura y permita llevar más facilidades de importación al interior del país, teniendo en cuenta también eventos que pueden causar estrés al sistema, como mantenimiento de campos importantes o como el reciente evento del mantenimiento de SPEC que puso al sistema en una situación ajustada y donde la demanda tuvo que limitar su consumo aun cuando esto se da cada año y permite una planeación adecuada.

Mantenimiento de SPEC. Como ya es habitual y será la constante en los próximos años, el mantenimiento de la central de importación SPEC en Cartagena genera una reducción significativa en la oferta, donde cada año el sistema es más dependiente de la importación de Gas Natural para abastecer a todos los sectores de consumo. En esta ocasión, el mantenimiento se programó para el fin de semana con festivo del 10 al 14 de octubre, pero debido a un problema eléctrico en la Unidad Flotante de Regasificación y Almacenamiento (FSRU, por sus siglas en inglés), extendió el mantenimiento hasta el 16 de octubre, lo que estresó el sistema más de lo esperado.

Esta planta de importación es la que provee principalmente el gas natural para generar energía a las plantas térmicas Termoflores, Termobarranquilla y Termocandelaria en la Costa Caribe desde su entrada en operación; en los últimos años ha puesto cantidades excedentes y ha ampliado su capacidad para poner gas en el mercado para los demás sectores de consumo, ya que se ha hecho imprescindible para cubrir la totalidad de la demanda nacional.

Con la salida del gas que provee esta planta, el Ministerio de Minas y Energía (MME) estimó que se requerirían 565 GBTUD para garantizar la operación de las plantas térmicas en la Costa durante la totalidad del periodo de mantenimiento, cifra que se encuentra cerca de lo consumido el fin de semana anterior, donde se presentó una generación de las plantas térmicas suministradas por SPEC baja en comparación con los niveles que se estaban manejando en agosto y septiembre.

Ilustración 4. Proyectos de importación y red de transporte de Gas Natural



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética UPME Adaptación: **Asoenergía**

En ese sentido, a pesar de la necesidad de reducir generación térmica para poder equilibrar el uso del gas, no se presentaron los niveles de generación más bajos para esas plantas porque, por ejemplo, en fines de semana como el del 14 de febrero del 2025, la generación de las plantas térmicas de la Costa para la misma cantidad de días del mantenimiento (sin un festivo) fue de 44,2 GWh, pero en el fin de semana del mantenimiento, la generación fue de 65,05 GWh, muy por encima del nivel más bajo de generación, a pesar de incluir un día festivo y tener altos niveles hidrológicos. Ahora, en cuanto al consumo de gas natural de las plantas mencionadas, para estos días fue de 533,89 GBTU, según datos de XM, lo que también está muy por encima del periodo señalado de baja generación

en febrero del 2025, donde se consumió 374,9 GBTU. Es evidente que la planeación desde el sector eléctrico no estuvo acorde al evento que se presenta de manera anual y es programado; una prueba clara son las medidas tomadas para reducir el consumo de energía, como el programa de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) que se implementó por parte de la CREG un día antes de iniciar el mantenimiento y que no permitió a las empresas reaccionar para poder ofrecer una reducción significativa. Una mejor planeación y gestión para el sector eléctrico pudo haber liberado 158,9 GBTU el fin de semana, que, como veremos más adelante, pudo haber contribuido significativamente a los sectores que tuvieron que reducir sus consumos para que no se declarara racionamiento.

Hablando en términos generales, según la información publicada por el Gestor del Mercado de Gas Natural, la demanda no atendida correspondió al 11% en promedio y hubo una mayor inyección nueva declarada de 8%, con un desabastecimiento de cerca del 19%, que en su nivel más bajo representó una inyección de 725 GBTUD, correspondiente al 15 de octubre, distante de los 849 GBTUD del promedio normal. A esto se le puede añadir que, normalmente, el flujo de gas se presenta del sistema de la Costa al interior del país, con un promedio previo al mantenimiento de 44 GBTUD, pero durante el mantenimiento, el flujo se invirtió con un promedio de 58 GBTUD hacia el sistema de la Costa.

En cuanto a la energía entregada a los usuarios, el promedio ha sido de 857 GBTUD y durante el mantenimiento se tuvo un promedio que fue de 781 GBTUD, lo que representa el 9% de reducción. En cuanto al abastecimiento de gas natural para la industria, durante el periodo de mantenimiento programado inicialmente, la demanda fue en promedio de 189,6 GBTUD, no tan distante de los 218 GBTUD registrados en el mantenimiento del 2024; aun así, esto refleja que la industria este año redujo mucho más su demanda comparada con el año anterior. En cuanto a la totalidad de duración del mantenimiento, el promedio fue de 200 GBTUD, reduciendo un 11% en comparación con los 225 GBTUD de promedio de consumo normal.

Ahora, más sectores redujeron su consumo; entre ellos se encuentra el sector de refinería, que disminuyó 15%, pasando de 138 a 117 GBTUD. La generación térmica también redujo su consumo un 16%, pasando de 174 GBTUD en promedio a 146 GBTUD; sin embargo, el sector residencial y comercial pasó de un promedio de 226 a 230 GBTUD, lo cual representa un incremento del 1%.

Por la contingencia prevista, el MME adoptó medidas para garantizar el abastecimiento solo a la demanda térmica y la demanda esencial, así como las fuentes que se deberían priorizar, esto lo hizo bajo los mecanismos de venta de cantidades adicionales de gas por aumento de la disponibilidad en los campos (modalidad de contingencias e interrupciones) y liberando cantidades previamente contratadas por sectores de la demanda no esencial (modalidad firme). En este sentido, el sector de generación térmica tuvo que contratar en promedio 64 GBTUD, 3,3 GBTUD y 8,4 GBTUD en modalidad de contingencia, Firme al 95% y con interrupciones respectivamente, a un precio alrededor de los 5,54 USD/MBTU hasta el 14 de octubre, pero para el 15 de octubre el precio fue

de 14,8 USD/MBTU y para el 16 en modalidad de contingencia el precio fue de 15,12 USD/MBTU.

Por su parte, el sector residencial tuvo una contratación promedio de 4,3 GBTUD a un precio que fue creciendo de los 5,56 USD/MBTU, pasando por 6,61 y 7,64 USD/MBTU para costar 15,54 USD/MBTU para los días 15 y 16 de octubre; lo que da unas muestras claras al precio que podría llevar el gas natural si no se ponen nuevas fuentes de suministro a disposición de toda la demanda en general. De igual manera, la industria tuvo que contratarse en promedio 26,63 GBTUD en la modalidad de contingencia a un precio de 12,8 USD/MBTU promedio para todo el periodo del mantenimiento, lo que muestra el gran aumento en el precio de los contratos para los sectores a los que no se les dio prioridad, con precios por más del doble de la contratación de otros sectores.

Con esto vemos que cada vez es más difícil gestionar los imprevistos que limitan fuentes de suministro, principalmente para la demanda no regulada, que es la primera en ser privada del abastecimiento, y ante un ejercicio de administración de la escasez que ha buscado habilitar pocas cantidades para poder cubrir los faltantes, aunque estos no representen firmeza para el abastecimiento, y queremos resaltar que la información ha sido muy restringida.

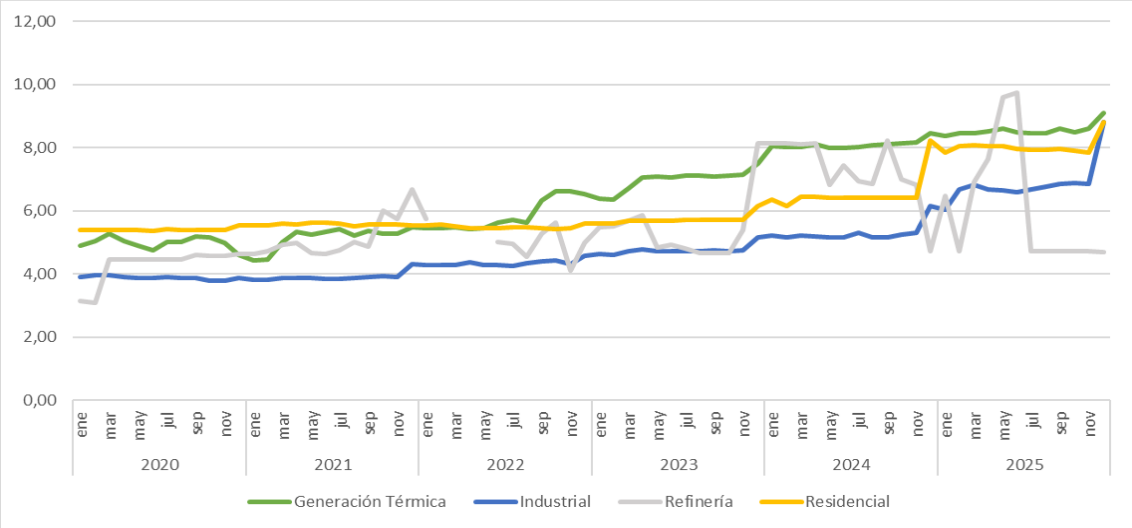
Un punto a destacar es que se pudieron obtener cerca de 70 GBTUD más, cantidad que se inyectó al sistema y que esperamos se pueda seguir teniendo permanentemente como oferta, hasta que entre alguna de las plantas de regasificación que están en proceso, especialmente la del Pacífico que ha promovido Ecopetrol. Otro punto relevante es la optimización de los valores de utilización del Sistema Nacional de Transporte de gas (SNT); con lo visto durante el mantenimiento, se ve la necesidad de tener un despacho centralizado y gestionar de manera óptima las variables, en esta situación y en cualquier otra, y así asegurar y tener la mejor operación del sistema de gas en el país.

El mensaje final por parte de la industria ante el mantenimiento anual de la regasificadora SPEC se centra en que se debe hacer una planeación más oportuna, con programas previamente establecidos, tanto para reducir la demanda de energía eléctrica durante el periodo escogido, como la optimización de los recursos de generación para usar la menor cantidad de generación térmica durante este periodo. De igual manera, la planeación debe involucrar desde el principio a todos los actores del sector, partiendo desde el Gobierno Nacional, pasando por el regulador, planeador, agentes de la cadena de prestación del servicio y demanda de todos los sectores, principalmente de la demanda relegada a los últimos lugares de priorización en el abastecimiento, ya que estos son los que principalmente aportarán reducciones a la demanda, para que no se presenten nuevamente situaciones de total incertidumbre que afectan a la industria en decisiones y generan sobrecostos que no se deberían estar presentando.

Precio de Gas Natural. Como lo reiteramos en el informe sectorial de Asoenergía No. 52 correspondiente al mes de noviembre del 2024, el incremento en el precio del energético ha sido constante y, en promedio, para los sectores ha aumentado a niveles antes inimaginados. En esa oportunidad se esperaba que el precio promedio para el sector industrial en diciembre del 2025 fuera de 6,75

USD/MBTU; sin embargo, el panorama fue muy diferente, y el precio promedio fue de 8,82 USD/MBTU, representando un incremento con respecto al 2024 no del 32%, que era lo que se esperaba, sino del 69%. De igual manera, para el sector residencial se esperaba un incremento del 4% en el promedio total, pero el panorama fue muy diferente y el incremento fue del 23%, ubicando en 8,8 USD/MBTU el costo del gas para dicho sector. Por otra parte, es curioso notar que el sector de refinería fue el único que disminuyó su precio, pasando de 7,27 USD/MBTU en el 2024 a 6,12 USD/MBTU en el 2025 y un valor promedio de 4,69 USD/MBTU para el mes de diciembre, representando una disminución significativa del 16% y una disminución a lo largo del 2025 del 27%, contrastando significativamente con el comportamiento del precio promedio de los demás sectores de consumo.

Ilustración 4. Precio Promedio Ponderado de Gas Natural para Algunos Sectores de Consumo USD/MBTU



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – Elaboración: **Asoenergía**

El aumento de la necesidad de importación de gas para los demás sectores de consumo, la nueva metodología para comercializar gas y, principalmente, la poca oferta del energético han generado que se presenten estos incrementos tan significativos y que los precios estén inclusive por encima de los precios en algunos mercados internacionales de gas natural. Esto da señales de que se deben tomar acciones para que, ante la escasez del energético, los precios no se disparen a valores incontrolables y que no sean para nada competitivos para ningún sector de la demanda.

Como ya lo hemos manifestado en múltiples ocasiones, la situación actual permite que los vendedores incrementen los precios sin riesgo a no poder comercializar el gas en el mercado, por lo que, teniendo en cuenta el comportamiento del precio del energético que señalamos anteriormente, y que los incrementos fueron mucho mayores a lo esperado, es primordial definir las condiciones para realizar una vigilancia y control desde la SSPD y la Superintendencia

de Industria y Comercio (SIC), y así evitar que el comportamiento presentado con los precios en el 2025 se repita en el 2026.

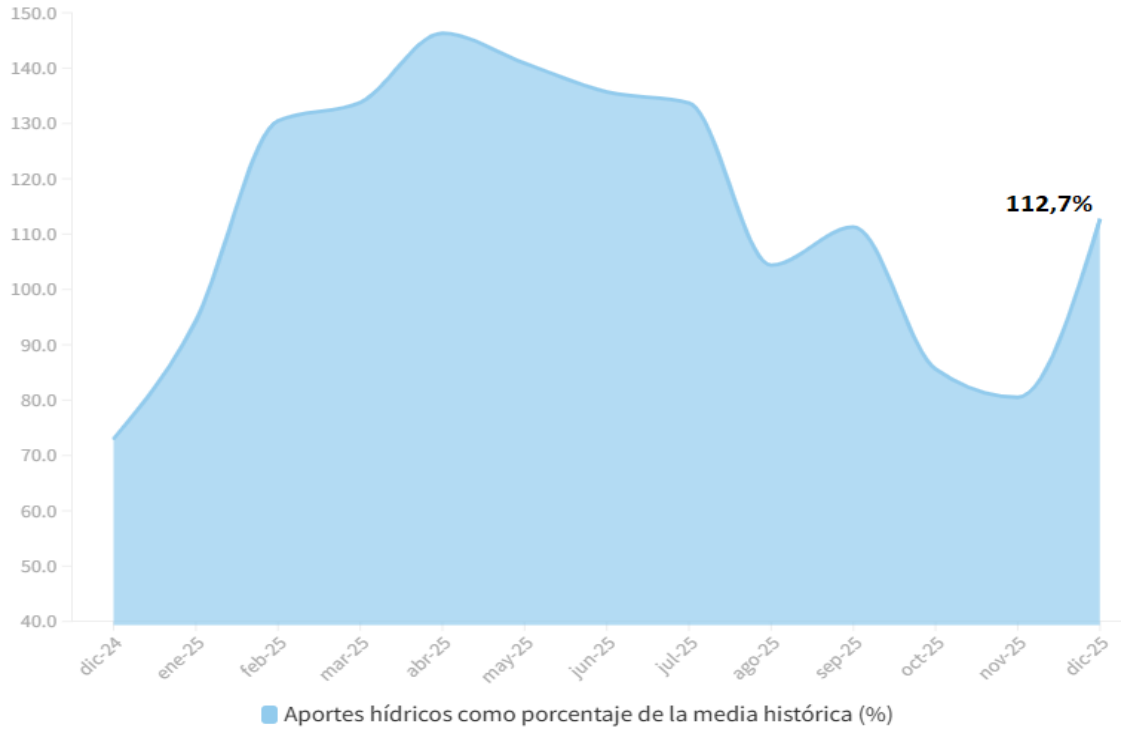
En la misma línea, la situación presentada por el mantenimiento de SPEC hace evidente la necesidad de una coordinación centralizada en cuanto al transporte de gas natural, ya que con esto se podrán optimizar fuentes de suministro para los puntos de consumo, prevaleciendo el abastecimiento para toda la demanda, así como se optimizarán los precios de transporte. De igual manera, es fundamental que la CREG resuelva la situación con las nuevas tarifas de transporte y ponga en marcha la nueva metodología, que, aunque no es la óptima para el mercado, sí mejorará mucho los precios de transporte del energético y es fundamental que se empiece con el nuevo periodo de este componente y que se cumplan los 5 años de vigencia que establecen la ley para actualizarlo acorde a las necesidades del mercado.

03 Energía eléctrica

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 5** muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en los últimos doce meses. Se anota que este análisis es sistémico.

Ilustración 5. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año



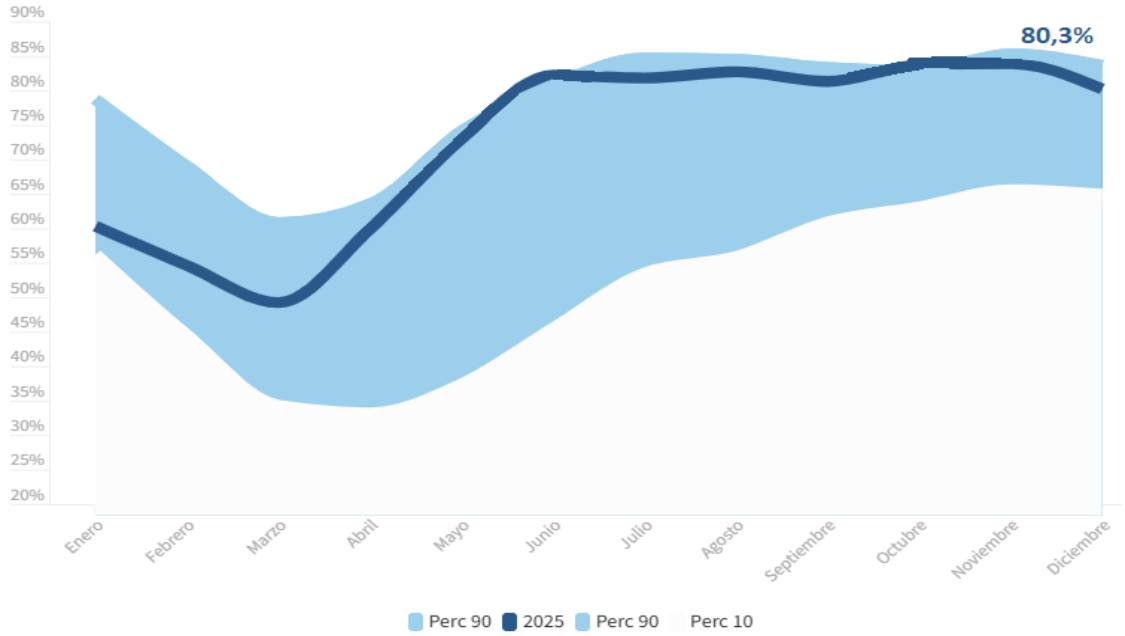
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de diciembre los aportes hídricos aumentaro con respecto a la media histórica, luego de una tendencia alcista que ha venido desde noviembre; en este mes hubo un aumento de 32,2 p.p.[1] con respecto al mes de noviembre. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 222,55 GWh-día, reflejando un nivel de 112,7% como porcentaje de la media histórica.

[1] Puntos porcentuales.

El período de verano en Colombia inicia tradicionalmente en el mes de diciembre, finalizando 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 ha presentado una leve disminución en los últimos meses. En la **Ilustración 6** se observa el nivel del embalse en el mes de diciembre de 2025, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

Ilustración 6. Volumen útil del embalse agregado del SIN



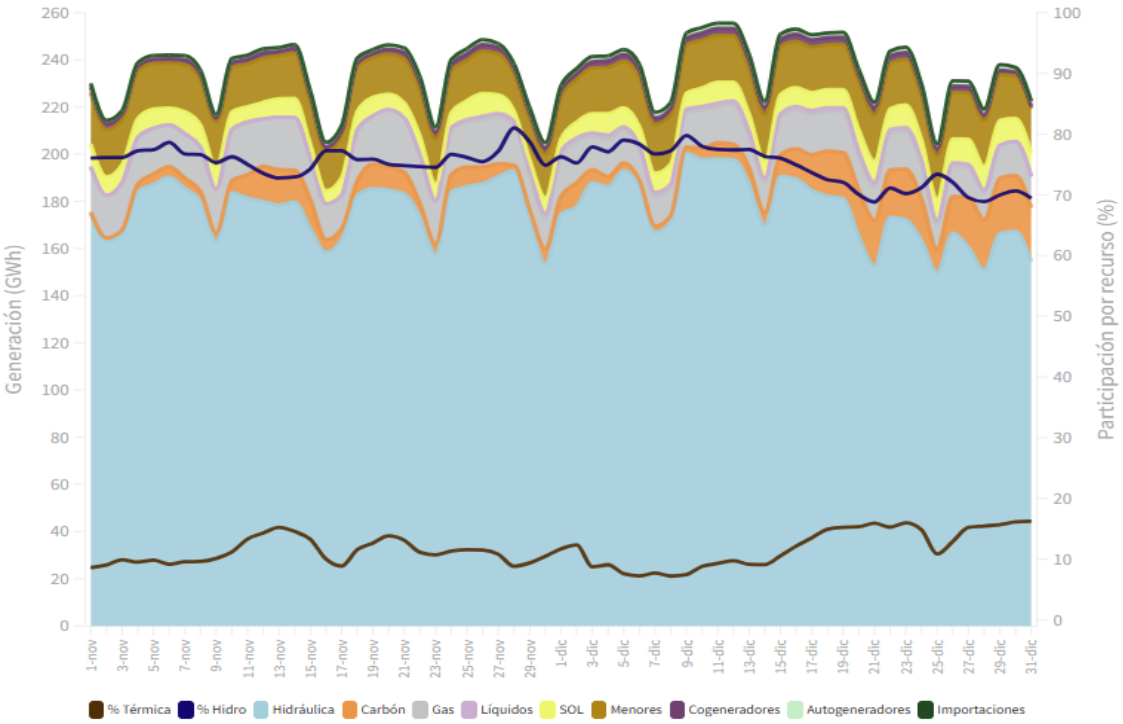
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de diciembre de 2025 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 80,3%, presentando una disminución de 3,7 p.p. con respecto al mes de noviembre de 2025 donde el nivel se había situado en 84,0% finalizando el mes.

Generación de electricidad 3.2

Durante el mes de diciembre de 2025, la generación de electricidad presentó una disminución en su valor con respecto al mes de noviembre del 2025. En la **Ilustración 7** 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 7. 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 2025 alcanzó un valor de 237,7 GWh-día, presentando un aumento de 1,8% con respecto al mes de noviembre, aumentando un 2,5% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 74,1%, mientras que el aporte térmico aumentó en 0,9 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 12,0% para el mes de diciembre de 2025[2]. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural disminuyó 23,6% en el último mes respecto al mes anterior, llegando a 14,7 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón presentó un aumento de 90,7% con respecto al mes de noviembre, alcanzando un valor de 12,3 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), para el mes de diciembre de 2025 se importó 133.740,2 kWh-día. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en lo corrido del 2025 entre un valor mínimo

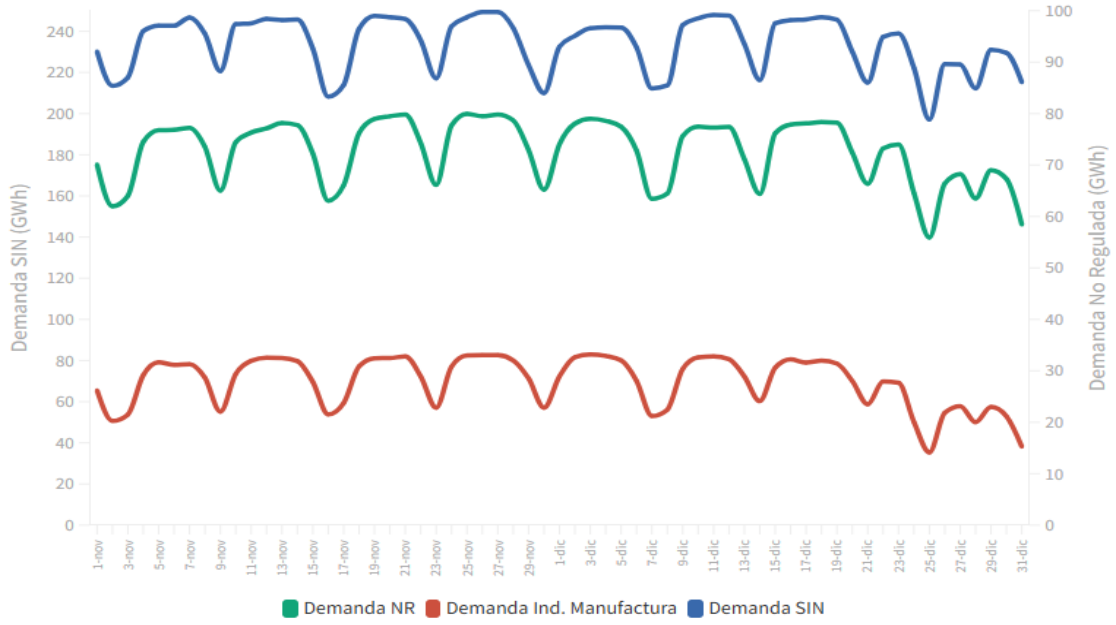
[2] La participación hidráulica y térmica señalada no incluye a las plantas menores.

mensual de 1.084,1 kWh-día (enero) y un máximo de 2.148.765,8 kWh-día en el mes de marzo de 2025; por otra parte, las exportaciones de energía para el mes de diciembre de 2025 tuvieron una disminución de 3.346% respecto al mes de noviembre, alcanzando 6.044.476,8 kWh-día.

3.3 Demanda de electricidad

Durante el mes de diciembre de 2025, la demanda eléctrica disminuyó en 1,5% con respecto al valor del mes de noviembre. La **Ilustración 8** 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 8. 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 232,0 GWh-día, aumentando un 3,9% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyó en 3,0% de manera mensual y aumentó 6,6% de carácter interanual, llegando a 71,6 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras disminuyó 6.7% con respecto al mes de noviembre y aumentó 4,6% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 27 GWh-día.

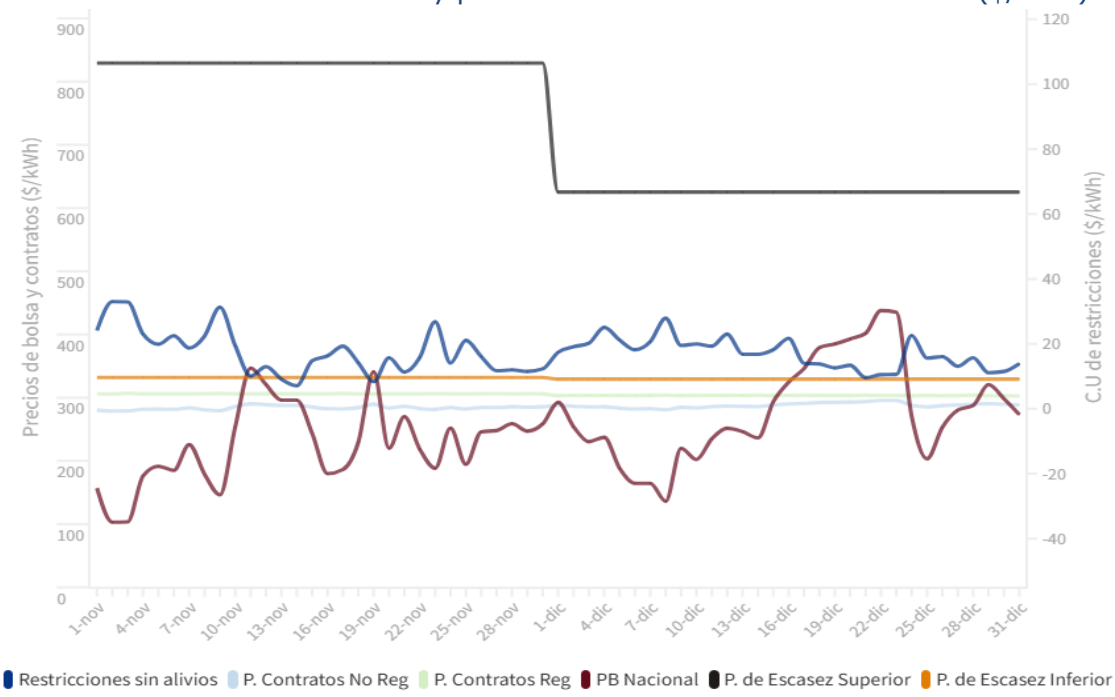
La demanda del mes de diciembre se ubicó 3,2% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[3] para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 5,8% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 0,4% por debajo de lo estimado por el planeador.

[3] 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%.

Precios y transacciones 3.4

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 diciembre con una gran volatilidad y un crecimiento importante en el precio de bolsa. La **Ilustración 9** presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de diciembre, 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 superior e inferior del cargo por confiabilidad; mientras que, en el eje vertical derecho, se encuentra el costo unitario de las restricciones.

Ilustración 9. Transacciones y precios del MEM en el último bimestre ($/kWh)



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

En el mes de diciembre de 2025 el PB se mantuvo gran parte del mes por debajo de los precios de los contratos, tanto del mercado regulado como del no regulado. En el último mes, el PB tuvo un aumento mensual de 23,7% y una reducción interanual de 62,4%, alcanzando un valor promedio de 278,8 $/kWh. El valor máximo del PB se situó en 437,8 $/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez superior, el cual se ubicó en 625,2 $/kWh y por encima del precio de escasez inferior, el cual se ubicó en 329,43 $/kWh.

El componente de restricciones presentó una disminución llegando a un valor promedio de 17,1 $/kWh, disminuyendo 3,0% de manera mensual y aumentando 21,5% de carácter interanual. El precio promedio

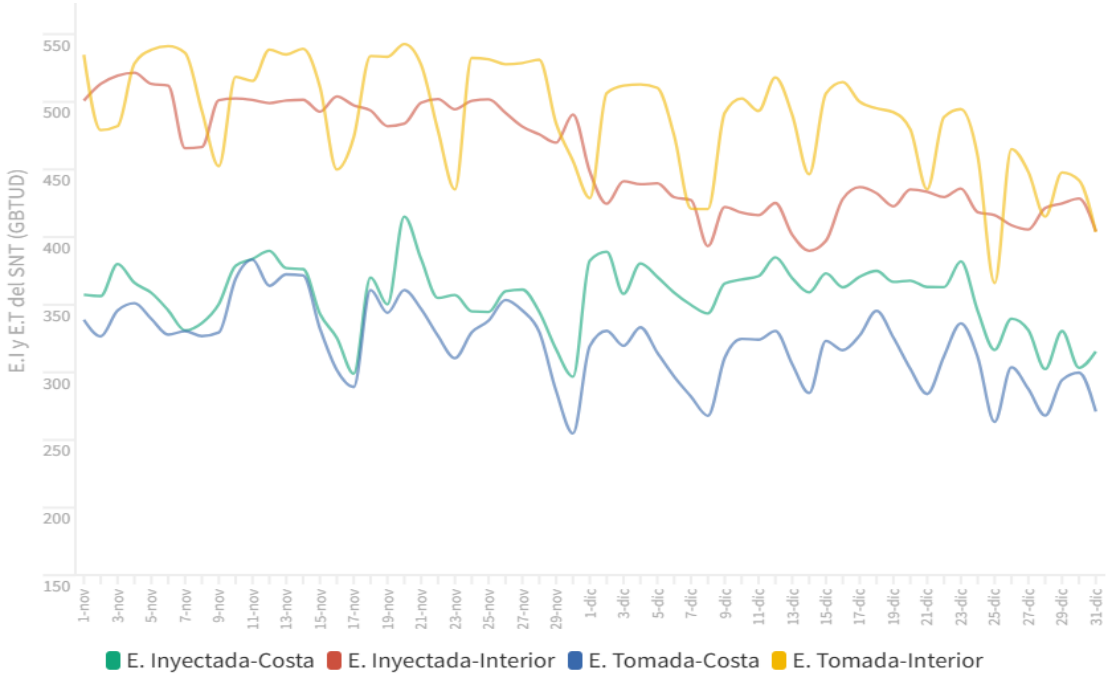
de los contratos del mercado regulado fue de 303,5 $/kWh evidenciando una disminución de 0,9% con respecto al mes anterior y una disminución de 5,3% con respecto al mismo mes del año anterior, comportamiento algo similar que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde aumentó 1,4% con respecto al mes de noviembre y una disminución de 8,6% con respecto al mes de diciembre de 2024, llegando a 288 $/kWh[4].

[4] 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.

Gas natural 04

Para el mes de diciembre de 2025 las nominaciones de gas natural disminuyeron mensualmente (13,2%) e interanual disminuyeron (19,3%) ubicándose en 722,9 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la **Ilustración 10** se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de noviembre y diciembre de 2025. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos (2) grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

Ilustración 10. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



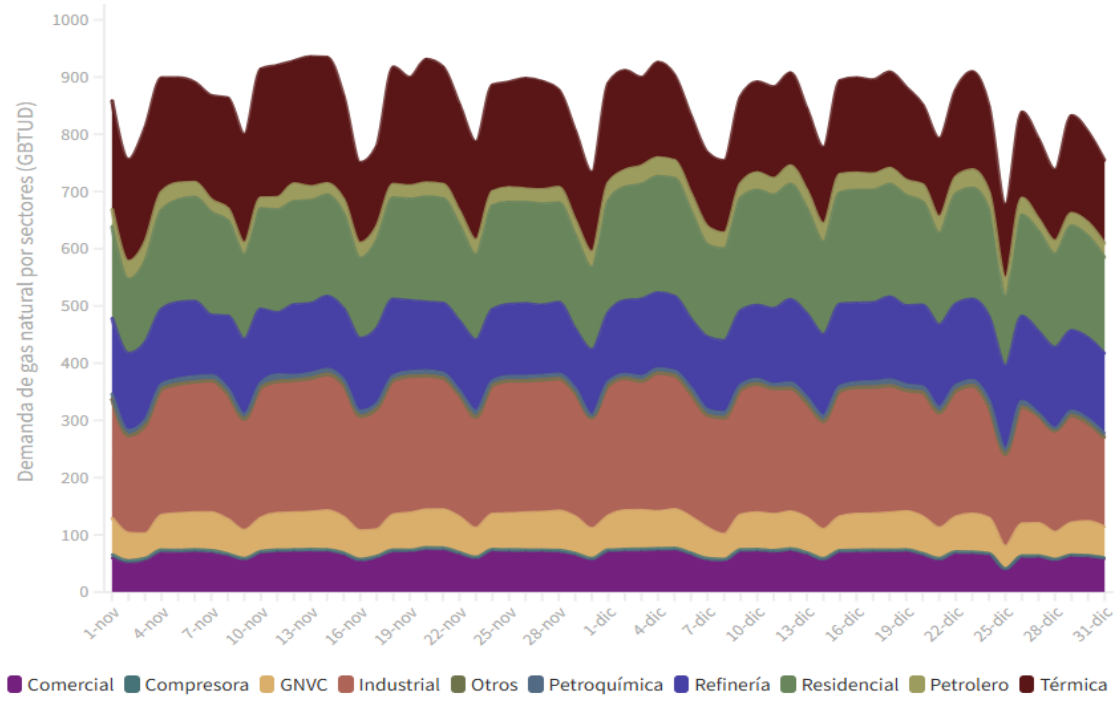
Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

La energía inyectada promedio en el mes de diciembre fue de 779,3 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 25,5%; en igual sentido, la energía tomada del SNT disminuyó en 25,7%, llegando a un valor de 777,5 GBTUD[5]. Para el mes de diciembre de 2025 el 75,1% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 24,9%. En consecuencia, en la **Ilustración 11** se observa el

[5]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.

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

Ilustración 11. 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 natural[6] en diciembre de 2025 fue de 846,4 GBTUD, presentando una disminución de 19,3% interanual y una disminución de 8,2% con respecto al mes de noviembre. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 572,6 GBTUD lo que representó una disminución mensual de 10,9% y una disminución de 27,6% con respecto al mismo mes en el 2024. Finalmente, la demanda industrial registra una disminución de 18,5% comparado con el mes de noviembre y disminuyó en 16,6% de manera interanual, la demanda industrial de gas en diciembre fue de 216,7 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, los sectores comercial (21,1%) y residencial (4,8%) presentaron un incremento; por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes de 2024 fueron, el sector de compresores (54,9%), GNVC (6,6%), refinería (6,1%), generación térmica (55,8%) y el sector industrial (17%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados[7] aumentó 4,2% de manera interanual y se ubicó en 311 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 45,3% por debajo de lo proyectado en el

[6] 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.

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

escenario medio de la UPME[8] para dicho mes. De la misma manera ocurrió con las proyecciones de la UPME en los escenarios alto y bajo (intervalos de confianza superior e inferior), que evidenciaron valores de 47,2% y 43,2% por debajo de los valores estimados por el planeador.

En la **Tabla 2** se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de diciembre de 2025 y su variación con respecto al mes de noviembre de 2025. 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. (Unidad de Planeación Minero-Energetíca, 2026)

Tabla 2. Precios de combustibles en el mes de Diciembre de 2025.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES – Diciembre DE 2025							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Diciembre de 2025	10.6	4.4	10.2	9.7	6.9	61.4	57.9
Vs. Último mes	-12.8%	-2.5%	-9.1%	-7.7%	-10.1%	-2.4%	-3.7%

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

[8] 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%.

05 Avances regulatorios

Resolución 101 087 de 2025

Energía Eléctrica. Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 101 072 de 2025 y se dictan otras disposiciones.

Resolución 101 093 de 2025

Energía Eléctrica. Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario.

Resolución 101 094 de 2025

Energía Eléctrica. Por la cual se establecen medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte de proyectos con obligaciones con el sistema o con trámites ambientales cumplidos y otras disposiciones.

Resolución 101 095 de 2025

Energía Eléctrica. Por la cual se modifica la Resolución CREG 101 024 de 2022.

Resolución 40600 de 2025

Energía Eléctrica. Por medio de la cual se modifica la Resolución 40529 del 6 de diciembre de 2024 "Por la cual se adopta anexo complementario al Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036 que contiene obras del primer y Segundo paquete de obras urgente 2024 y se modifica parcialmente la resolución 40477 de 2023".

Resolución 40601 de 2025

Energía Eléctrica. Por medio de la cual se modifica la Resolución 40245 del 4 de junio de 2025 "Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038".

Resolución 40632 de 2025

Gas Natural. b. Por la cual se modifica la Resolución 40279 del 26 de agosto de 2021, asociada a los proyectos del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034.

Referencias

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2026). *Portal BI*. Bogotá D.C.

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Análisis de la publicación de oferta de PTDVF y CIDPVF 2026 – I*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del, Mercado de Gas Natural: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-12/Informe%20PTDVF%20y%20CIDVF%20DF%202026-I%20DF.pdf

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Análisis de los resultados del proceso de comercialización de GN Sep – Nov 2025*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-11/Informe%20TEN%20Sep%20a%20Nov%202025.pdf

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Análisis del sistema de transporte de GN*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/informaci%C3%B3n-de-transporte

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Balance de Gas Natural en Colombia*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Balance_GAS_NATURAL_Agosto_2015.pdf

Bolsa Mercantil de Colombia. (001 de 2026). *Balance de oferta y demanda de gas natural Gestor del Mercado*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: [https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-12/Informe%20de%20disponibilidad%20-%20TEN%20diciembre%202025%20-%20febrero%202026%201.pdf](https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-12/Informe%20de%20disponibilidad%20-%20TEN%20diciembre%20202

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Mantenimiento de SPEC*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-11/Informe%20operativo%20evento%20mantenimiento%20octubre%202025.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (01 de 2026). *Gestor Normativo* . Obtenido de CREG: https://creg.gov.co/loader.php?lServicio=Documentos&lFuncion=infoCategoriaConsumo&tipo=RE

Concesión Portuaria Cienaga LNG Energy. (01 de 2026). *Concesión Portuaria Cienaga LNG energy*. Obtenido de Cienaga LNG Energy: https://www.cienaga-lng.energy/concesion-portuaria

Ecopetrol. (01 de 2026). *Ecopetrol anuncia la comercialización de 110 GBTUD de gas importado a través de Coveñas*. Obtenido de Ecopetrol: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/ecopetrol-anuncia-la-comercializacion-de-110-gbtud-de-gas-importado-a-traves-de-covenas

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (01 de 2026). *Búsqueda de Normatividad*. Obtenido de Minenergía: https://normativame.minenergia.gov.co/loader.php?lServicio=Normatividad&lTipo=User&lFuncion=buscar

Promigas. (01 de 2026). *Informe del Sector Gas Natural 2025: El gas natural: motor de equidad energética, competitividad y sostenibilidad*. Obtenido de Promigas: https://www.promigas.com/Paginas/NoticiasESP/Presentacion_Informe_Sector_gas_natural-2025.aspx

SPEC LNG. (Enero de 2026). *SPEC LNG*. Obtenido de https://www.promigas.com/Paginas/NoticiasESP/IMG/Documentos/5.%20JOSE%20MARIA%20CASTRO.pdf

Transportadora de Gas Internacional TGI. (01 de 2026). *TGI, filial del GEB, presenta propuesta estructural para evitar desabastecimiento de gas en Colombia en 2027*. Obtenido de Transportadora de Gas Internacional - TGI: [https://www.grupoenergiabogota.com/medios/comunicados-2025/tgi-filial-del-geb-presenta-propuesta-estructural-para-evitar-desabastecimiento-de-gas-en-colombia-en-2027](https://www.grupoenergiabogota.com/medios/comunicados-2025/tgi-filial-del-geb-presenta-

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (01 de 2026). *Estudio técnico para la adopción del plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038*. Obtenido de UPME: [https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_pa

Unidad de Planeación Minero-Energetíca. (01 de 2026). *UPME*. Obtenido de Proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2025-2039: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

UPME. (2021). *Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2025 - 2039*. Bogotá D.C.

XM. (2024). *Portal BI*. Medellín.