



Superservicios



BOLETÍN DE **Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas**

MARZO 2025 - MAYO 2025

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible
Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas Natural



Yanod Márquez Aldana

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Omar Camilo López López

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Equipo de trabajo UMMEG

Equipo Energía Eléctrica

- Luis Alejandro Galvis Peñuela
- Juan Pablo Ortega Walteros

Equipo Gas Natural

- Laura Eva Barragán Torres

Equipo Tecnología

- Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Coordinador

Laura Eva Barragán Torres



Contenido

1	Resumen Ejecutivo	12
2	Mercado Mayorista de Gas Natural.....	14
2.1	Seguimiento de mercado	15
2.1.1	Mercado Primario.....	16
2.1.2	Mercado Secundario.....	25
2.1.3	Mercado minorista de gas natural	31
2.1.4	Índice de precios nacional vs importado	37
2.2	Seguimiento operativo	39
2.2.1	Producción.....	39
2.2.2	Demanda	43
2.2.3	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	58
2.2.4	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	64
3	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	69
3.1	Análisis de mercado.....	69
3.1.1	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa.....	69
3.2	Indicadores para agentes generadores.....	82
3.2.1	Comparación de variables por agente.....	82
3.3	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores.....	109
3.3.1	Caracterización de contratos en el mercado de energía mayorista	109
3.3.2	Evaluación de escenarios de riesgo energético parametrizado tipo “Valor en Riesgo” para el sistema hidro en Colombia	112
3.4	Seguimiento operativo	122
3.4.1	Hidrología del sistema	122
3.4.2	Hidrología por plantas.....	124



3.4.3	Vertimientos.....	131
3.4.4	Generación de energía por recurso	132
3.4.5	Demanda	135
3.4.6	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito.....	138



Lista de Figuras

Figura 2-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.	17
Figura 2-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	19
Figura 2-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.	20
Figura 2-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.	21
Figura 2-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.	22
Figura 2-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	23
Figura 2-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	24
Figura 2-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	25
Figura 2-9: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.	26
Figura 2-10: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.	28
Figura 2-11: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.	29
Figura 2-12: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.	30
Figura 2-13: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.	31
Figura 2-14: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.	33
Figura 2-15: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.	34
Figura 2-16: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.	35
Figura 2-17: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.	36
Figura 2-18: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.	38
Figura 2-19: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	38
Figura 2-20: Producción agregada de gas durante el último trimestre.	39
Figura 2-21: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	41
Figura 2-22: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	42
Figura 2-23: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	43
Figura 2-24: Distribución de la demanda por tipo de usuario.	44



Figura 2-25: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	47
Figura 2-26: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.	48
Figura 2-27: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	49
Figura 2-28: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.....	50
Figura 2-29: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	53
Figura 2-30: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	55
Figura 2-31: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.	56
Figura 2-32: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	57
Figura 2-33: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	58
Figura 2-34: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	59
Figura 2-35: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	60
Figura 2-36: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.....	61
Figura 2-37: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.....	62
Figura 2-38: Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.	63
Figura 2-39: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.	64
Figura 2-40: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	65
Figura 2-41: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	66
Figura 3-1: Fijación precios de bolsa por planta.	70
Figura 3-2 Precio de bolsa y Volumen útil.....	74
Figura 3-3: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas varias plantas de alta y media regulación.....	75
Figura 3-4: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.	76
Figura 3-5: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	79
Figura 3-6: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa en el mercado regulado.....	81
Figura 3-7: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.	82
Figura 3-8: Comparación de variables: AES Colombia.....	83
Figura 3-9: Comparación de variables: Celsia.....	84
Figura 3-10: Comparación de variables: Enel.....	86
Figura 3-11: Comparación de variables: EPM.....	88



Figura 3-12: Comparación de variables: Isagen.	90
Figura 3-13: Comparación de variables: Urrá.	92
Figura 3-14 Comparación de variables Gensa	94
Figura 3-15 Comparación de variables Gecelca.....	95
Figura 3-16 Comparación de variables Sochagota.....	97
Figura 3-17: Comparación de variables Nitro Energy	98
Figura 3-18 Comparación de variables TEBSA	100
Figura 3-19 Comparación de variables Termocandelaria	102
Figura 3-20 Comparación de variables Prime	103
Figura 3-21: Comparación de variables Proeléctrica	105
Figura 3-22 Comparación de variables TermoEmcali.....	106
Figura 3-23 Comparación de variables Termonorte	108
Figura 3-24 Evolución del despacho de contratos en el M.E.M.	110
Figura 3-25: Caso I. Resultado del modelo de análisis VaR, 95% de la demanda en contratos.	117
Figura 3-26: Caso II Resultado del modelo de análisis VaR, ventas en contratos menos compras en contratos, actividad generador.	119
Figura 3-27: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.	123
Figura 3-28: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM.....	123
Figura 3-29: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.	126
Figura 3-30: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.	127
Figura 3-31: Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.	128
Figura 3-32. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.	129
Figura 3-33. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	130
Figura 3-34. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.	131
Figura 3-35: Participación de la generación por recurso.	132
Figura 3-36: Participación de generación por fuente.	133
Figura 3-37: Generación térmica por combustible.....	134
Figura 3-38: Generación otros recursos.	135



Figura 3-39: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037	136
Figura 3-40: Evolución de la demanda diaria del SIN.....	137
Figura 3-41: Comportamiento mensual de la demanda.....	138
Figura 3-42: Costo de restricciones y precio de bolsa.....	138
Figura 3-43: Generación de seguridad vs fuera de mérito [GWh/día]	139
Figura 3-44: Generación de fuera de mérito por área [GWh/día]	140



Lista de Tablas

Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).	40
Tabla 2-2: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).	42
Tabla 2-3: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).	45
Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio para mayo 2025 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	45
Tabla 2-5: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	51
Tabla 2-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	52
Tabla 2-7: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).	54
Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta.	70
Tabla 3-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.	72
Tabla 3-3 Precio de oferta promedio por recurso energético.	78
Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.	79
Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.	84
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.	85
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	87
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.	89
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.	91
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.	93
Tabla 3-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.	94
Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gecelca.	96
Tabla 3-13 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Sochagota.	97
Tabla 3-14: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Nitro Energy.	99
Tabla 3-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.	100
Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria.	102



Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime	104
Tabla 3-18: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica	105
Tabla 3-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali	107
Tabla 3-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte	108
Tabla 3-21 Cantidad de contratos despachados	110
Tabla 3-22 Cantidades y precios contratos despachados	111
Tabla 3-23 Caso I, precios VaR hidro.....	116
Tabla 3-24 Caso II. Percentiles 95, 97 y 99 VaR escenario contratos actual.....	120
Tabla 3-25: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.	125
Tabla 3-26 Energía vertida por área (Cifras en GWh).	131



Lista de siglas

- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- **CERE:** Costo Equivalente Real de Energía
- **CNO Gas:** Consejo Nacional de Operación del Sector Gas
- **CNO Eléctrico:** Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía Gas
- **GNCV:** Gas Natural Comprimido Vehicular
- **GNL:** Gas Natural Licuado
- **GT:** Grupo Térmico
- **HHI:** Índice Herfindahl-Hirschman
- **IOR:** Índice de Oferta Residual
- **MC:** Precio Promedio de Ponderado de Contratos
- **MEM:** Mercado de Energía Mayorista
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **OCG:** Opción de Compra de Gas
- **OEF:** Obligaciones de Energía Firme
- **OTMM:** Otras Transacciones del Mercado Mayorista
- **PC:** Pague lo Contratado
- **PD:** Pague lo Demandado
- **SICEP:** Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **SNT:** Sistema Nacional de Transporte
- **STN:** Sistema de Transmisión Nacional
- **TPC:** Tera Pies Cúbicos
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética
- **USD:** Dólar Estadounidense



1 Resumen Ejecutivo

El presente boletín contiene un análisis de los mercados mayoristas de energía eléctrica y gas natural en Colombia durante el periodo de marzo de 2025 a mayo de 2025, en el cual se evalúan las dinámicas de precios, cantidades y comportamientos de los principales indicadores que permiten un seguimiento detallado del mercado, con énfasis especial en los precios de oferta de las plantas hídricas y los precios de gas natural según la modalidad contractual. El documento está estructurado en dos capítulos principales: Mercado Mayorista de Gas Natural y Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

En el primer capítulo, dedicado al Mercado Mayorista de Gas Natural, se realiza un análisis del comportamiento operativo y comercial del sector en los distintos segmentos del mercado en torno a la oferta, la demanda y precios, incluyendo una comparación por fuente de producción y sector de consumo. De forma complementaria, incorpora un indicador que permite comparar el precio del gas natural producido localmente frente el gas importado y se presenta un seguimiento detallado de variables operativas clave como la producción, la demanda por región y sector de consumo, importaciones de GNL y la disponibilidad y uso de la infraestructura de transporte, entre otros elementos de estudio.

Debido a la necesidad de diversificar la oferta de gas natural, el aumento de la demanda y los desafíos relacionados con la infraestructura existente, el mercado atraviesa un periodo de transformación. Aunque la producción local sigue siendo una fuente significativa de gas, ha mostrado señales de estancamiento, lo que ha incrementado la dependencia del país de las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL). Además, las limitaciones en la capacidad de transporte y distribución resaltan la urgencia de realizar inversiones en infraestructura para garantizar la estabilidad del suministro a largo plazo.

El segundo capítulo se centra en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, abordando algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores.



En este capítulo también se realizó un seguimiento a las variables hidrológicas tales como embalse y aportes, resaltando que para el trimestre de análisis el sistema tuvo aportes recibidos cercanos a la media histórica, con excepción del mes de enero. Así mismo se encuentra que, el nivel del embalse agregado se ubicó en todo momento por encima de la Senda de Referencia.

Por otra parte, se efectúa un análisis considerando los parámetros de los 24 embalses del Sistema Interconectado Nacional, evidencia la importancia de implementar métodos diferenciados que reconozcan las particularidades de cada embalse. Esto no solo mejora la señal económica que reciben los agentes del mercado, sino que también contribuye a la sostenibilidad operativa del sistema al reflejar con mayor precisión la disponibilidad hídrica en cada período.

Se lleva a cabo un análisis de Valor en Riesgo (VaR) para evaluar el riesgo asociado a escenarios de estrés hídrico en el sistema eléctrico colombiano. Se presentan dos casos uno en el que el sistema hídrico debe cubrir el 95% y el segundo, basado en la energía actualmente contratada.



2 Mercado Mayorista de Gas Natural

Este capítulo ofrece un análisis integral de las principales variables e indicadores del Mercado Mayorista de Gas Natural en Colombia. Este mercado, regido por las fuerzas de la oferta y la demanda, permite la negociación de transacciones de gas natural esenciales para garantizar el abastecimiento a los consumidores finales bajo condiciones de precios competitivos. Se compone de tres segmentos principales: el Mercado Primario, el Mercado Secundario y las Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM).

En este contexto, las condiciones de compraventa de gas natural se definen mediante diversas modalidades de contratación diseñadas para adaptarse a las necesidades específicas de los participantes del mercado; las cuales buscan ofrecer flexibilidad, transparencia y previsibilidad en las transacciones, garantizando así un suministro confiable. Los contratos se clasifican según la topología contractual establecida en el Decreto 1073 de 2015, dividiéndose principalmente en contratos firmes e interrumpibles. Los contratos firmes, caracterizados por garantizar la firmeza del suministro, son ideales para usuarios que requieren seguridad y confiabilidad. Por su parte, los contratos interrumpibles, que permiten interrupciones bajo ciertas condiciones, ofrecen una mayor flexibilidad para los participantes del mercado.

Este informe también incluye un monitoreo de los aspectos operativos del sistema, con un enfoque en la infraestructura de oferta y transporte, los precios y el comportamiento general del mercado. Entre las variables analizadas se encuentran la producción y demanda de gas natural por región y sector de consumo, la disponibilidad de infraestructura, las importaciones y el uso efectivo de las capacidades de transporte. Adicionalmente, se realiza un análisis detallado de los indicadores clave relacionados con la estructura del mercado mayorista, incluyendo la comparación de precios por fuente de producción, la evaluación de los precios del gas nacional frente a los del gas importado, y el estudio de indicadores de concentración y participación de mercado.

El análisis presentado permite identificar las tendencias actuales, así como los desafíos y oportunidades que enfrenta el mercado mayorista de gas natural en Colombia. Este enfoque integral contribuye a una mejor comprensión de la dinámica del mercado en un entorno competitivo



y diverso, destacando su capacidad para responder a las necesidades de abastecimiento energético. Además, identifica áreas clave para mejorar su eficiencia y competitividad en el contexto de un sistema energético en constante evolución.

2.1 Seguimiento de mercado

En concordancia con la Resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones más recientes que introdujeron cambios, se destaca la inclusión de nuevas disposiciones que promueven una mayor flexibilidad en la contratación, permitiendo a los agentes ajustar los términos de sus contratos en función de las necesidades cambiantes del mercado. Adicionalmente, las modificaciones han fortalecido los mecanismos para garantizar la transparencia y equidad en las negociaciones, lo que contribuye a una mejor asignación de recursos y una mayor competitividad en el mercado.

Este análisis incorpora todas las modalidades contractuales definidas, las cuales facilitan no solo transacciones de tipo Firme e Interrumpible, sino también mixtas. Las modalidades mixtas combinan compromisos de volúmenes firmes e interrumpibles, permitiendo la comercialización de gas natural proveniente de fuentes en situaciones excepcionales. En este marco, las modalidades contractuales de suministro en el mercado primario se agrupan de la siguiente manera:

- Firme (Incluye las modalidades Firme, Firme al 95%, Firmeza Condicionada y Take or Pay)
- Con Interrupciones
- Otras
- Opción de compra
- Contingencia

Con el objetivo de proteger los intereses de los consumidores y garantizar un suministro de gas natural confiable y a precios justos, se lleva a cabo un monitoreo del mercado. A través de indicadores de desempeño, se evalúa la eficiencia de los agentes, la concentración del mercado y la evolución de los precios, seguimiento que permite identificar posibles riesgos para la competencia y tomar medidas correctivas para evitar prácticas que puedan perjudicar a los



usuarios finales. Al asegurar un mercado competitivo y transparente, se contribuye a mejorar la calidad del servicio público domiciliario de gas natural.

2.1.1 Mercado Primario

El mercado primario de gas natural en Colombia desempeña un papel fundamental en el suministro de energía del país. Como primer eslabón de la cadena de valor, este mercado establece las bases para la comercialización y distribución del gas natural a los diferentes sectores de la economía. Su funcionamiento se basa en una serie de mecanismos y procesos que garantizan la transparencia y eficiencia de las transacciones. Las transacciones en el mercado primario se realizan a través de negociaciones bilaterales entre los participantes, las cuales pueden ser a largo plazo o a corto plazo.

En Colombia, la Bolsa Mercantil de Colombia opera como el gestor del mercado de gas natural y proporciona una plataforma electrónica donde los participantes pueden publicar ofertas y demandas, facilitando así la negociación y el descubrimiento de precios. Para ciertos tipos de gas o en determinadas condiciones de mercado, se pueden realizar subastas para determinar el precio de venta del gas. Una vez que se llega a un acuerdo entre las partes, se formaliza a través de un contrato que establece las condiciones de la transacción, incluyendo el volumen de gas, el precio, la calidad y las condiciones de entrega y el gas natural adquirido en el mercado primario es transportado a través de la infraestructura de gasoductos hasta los puntos de entrega acordados en los contratos.

En general, el mercado primario de gas natural es un sistema complejo que requiere de una constante adaptación a las condiciones del mercado y a los cambios en la regulación. La transparencia, la eficiencia y la competencia son elementos clave para garantizar un funcionamiento adecuado de este mercado y un suministro confiable de gas natural para los consumidores

A continuación, se presenta la curva agregada de oferta, la cual representa la cantidad total de gas natural que los productores están dispuestos a ofrecer a diferentes precios. así como el análisis de

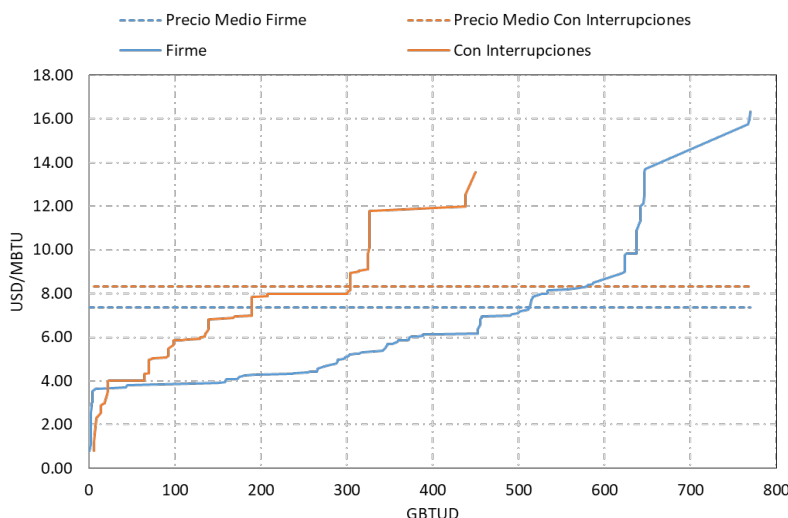


precios y cantidades y la modalidad contractual, con lo cual se ofrece una visión general de la capacidad de producción del mercado y su sensibilidad a las variaciones del precio.

Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

En la Figura 2-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario de gas, diferenciada por las modalidades Firme (azul) y Con Interrupciones (naranja). El análisis considera los contratos vigentes durante el mes de mayo de 2025.

Figura 2-2: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

El análisis de la curva de contratos modalidad Firme permite poner de manifiesto los siguientes aspectos:

- El precio promedio ponderado de los contratos bajo esta modalidad fue de 7,4 USD/MBTU.
- Un 20,6% de las cantidades contratadas alcanzaron precios inferiores a 4,0 USD/MBTU, indicado que una pequeña porción de compradores pudo negociar precios más bajos.
- Alrededor del 17,1% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU, mostrando diversidad de precios a los que se adquirió el gas en esta modalidad.



- En el rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se adquirió alrededor del 10,9% de la cantidad total de gas durante el período.
- Para el 20,6% de las cantidades contratadas su precio osciló entre los 6,0 USD/MBTU y los 8,0 USD/MBTU.
- Las categorías de precios más altas, mayor 8,0 USD/MBTU representaron el 30,9% de la cantidad contratada.

La curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones registra las siguientes observaciones:

- El precio promedio ponderado de los contratos de gas en la modalidad Con Interrupciones fue de 8,3 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 4,6% del total de gas contratado registró precios inferiores a 4,0 USD/MBTU. Si bien este porcentaje es pequeño, sugiere que algunos compradores pudieron negociar precios más bajos.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 10,1%, representando una porción baja de los contratos.
- El 12,5% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU. Esta categoría también representa una porción menor de los contratos. Igualmente, los contratos con precios entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU comprenden el 16,6% del total de cantidades contratadas.
- Es importante destacar que el 56,1% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 8,0 USD/MBTU.
- La distribución de precios en la modalidad Con Interrupciones muestra una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

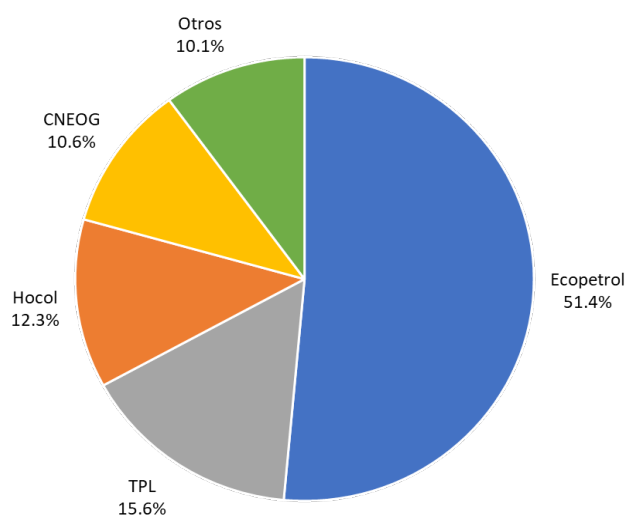
En la Figura 2-2 se ilustra la distribución de la participación de los productores en los contratos en modalidad Firme del Mercado Primario. Durante este trimestre, Ecopetrol mantuvo la participación



más alta en el mercado, con un 51,4% del volumen total negociado, una tendencia que ha persistido desde el inicio del desarrollo de este boletín. Además, TPL (gas importado) registró una participación del 15,6% durante el periodo analizado, mientras que Hocol participó con un 12,3% y los restantes productores con un 20,7%.

El mercado de gas natural en Colombia continúa mostrando una alta concentración, con Ecopetrol como actor dominante. Si bien la participación de otros actores ha aumentado en los últimos trimestres, aportando cierta diversidad al mercado, aunque su participación es pequeña, aún no alcanzan niveles que puedan desafiar el liderazgo de la empresa estatal.

Figura 2-3: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

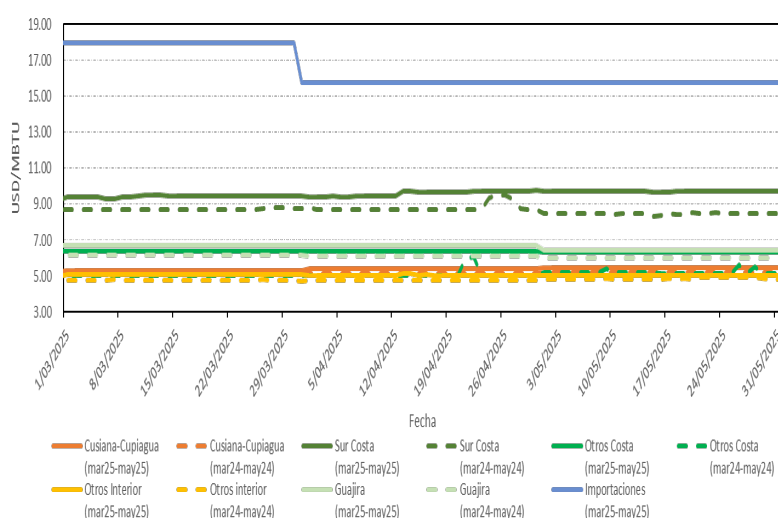
Precios y cantidades por fuente de producción para el Mercado Primario:

Continuando con el análisis del Mercado Primario, la Figura 2-3 muestra el precio promedio ponderado de los contratos según la fuente de producción. Los contratos asociados a gas importado registraron el precio promedio ponderado más alto, alcanzando los 16,5 USD/MBTU durante el trimestre. Esta fuente surgió el trimestre nov 2024 – feb 2025 y se consolida como la fuente de producción con mayor costo en el mercado primario.



Por otra parte, los precios de los contratos provenientes de Sur Costa se ubicaron en segundo lugar, alcanzando un promedio de 9,6 USD/MBTU. Los precios del gas Guajira se ubicaron en tercer lugar, alcanzando un promedio cercano a los 6,6 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio es inferior al de Sur Costa, y presenta una disminución de 0,5 USD/MBTU en comparación con mismo trimestre del año anterior. Los precios medios ponderados por fuente de producción en el Mercado Primario, revelan una tendencia al alza.

Figura 2-4: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



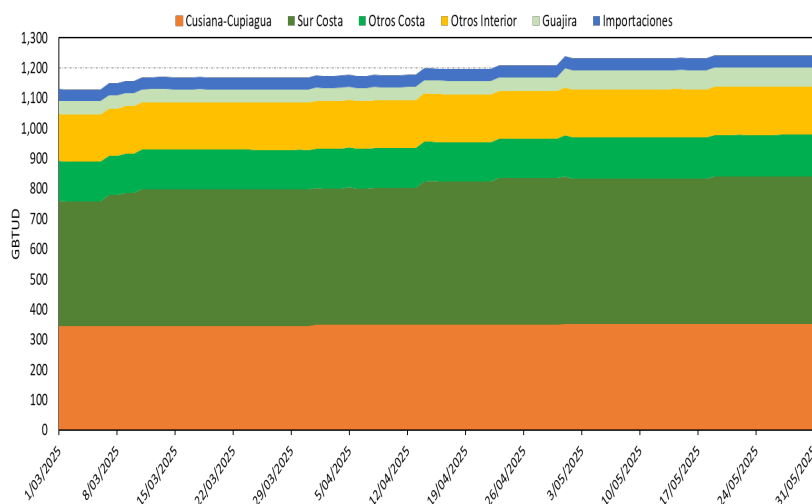
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción (ver Figura 2-4). Este análisis revela que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Sur Costa, con un promedio de 466,7 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Cusiana-Cupiagua, con un promedio aproximado de 348,0 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento cercano al 7,5% del volumen total.

Se evidencia el volumen contratado con gas importado que representa un 3,3% del total de la contratación en el mercado primario para el trimestre en análisis.



Figura 2-5: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por modalidad:

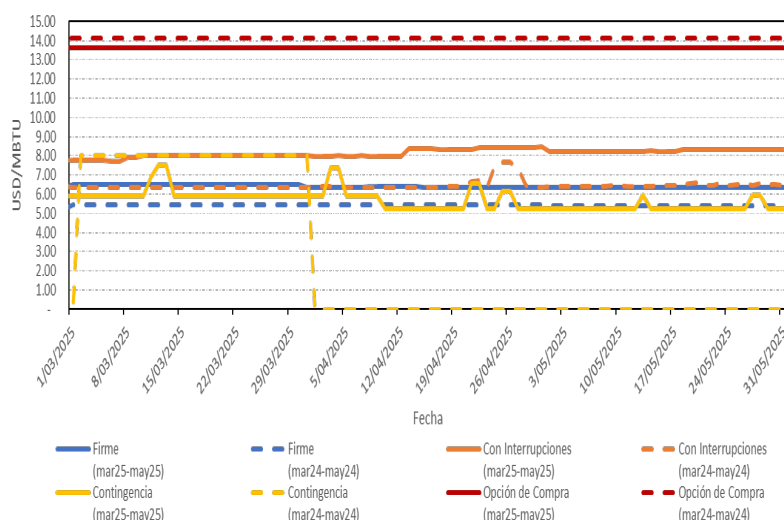
También se llevó a cabo el seguimiento de la contratación en el Mercado Primario por modalidad. En este contexto, se observa que la modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, alcanzando un valor cercano a los 13,6 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio no presenta variación con respecto al trimestre anterior, consolidando a la Opción de Compra como la modalidad más costosa del Mercado Primario (ver Figura 2-5).

Los contratos bajo la modalidad Con Interrupciones se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 8,2 USD/MBTU. Este precio presenta un aumento de 0,5 USD/MBTU en comparación con el trimestre anterior. La diferencia de precios entre Opción de Compra y Contingencia refleja las distintas características de estas dos modalidades, en términos de flexibilidad y riesgo para los compradores.



Los contratos bajo la modalidad Firme, presentan un precio promedio ponderado de 6,4 USD/MBTU, manteniéndose 0,1 USD/MBTU por encima del trimestre anterior.

Figura 2-6: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.

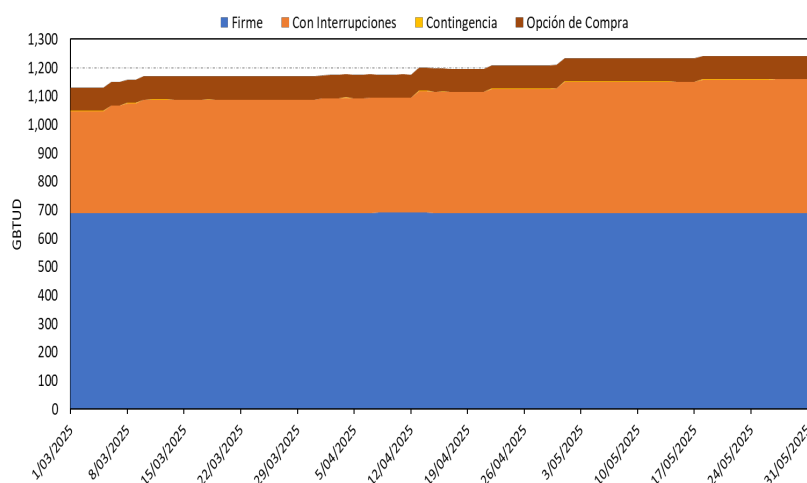


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 2-6 muestra que la contratación en Firme alcanzó el mayor volumen con un valor medio que superó los 688,9 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 424,7 GBTUD, siendo ésta, una modalidad atractiva para algunos compradores que buscan optimizar sus costos. Además, la gráfica revela que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.196,4 GBTUD, registrando un incremento de 7,5%, en comparación con el trimestre anterior.



Figura 2-7: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por tipo de uso (Térmico y No Térmico):

En el análisis del Mercado Primario también se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. Los contratos de gas natural con destino al sector Térmico registraron los precios promedio ponderados más altos durante el trimestre, alcanzando valores cercanos a los 8,5 USD/MBTU. Esta cifra representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior (ver Figura 2-7). En tanto que, el gas natural para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNCV y Otros) se contrató a precios promedio de 7,2 USD/MBTU, valor que igualmente representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior.

De manera general, el aumento generalizado de precios en todos los tipos de uso responde a diversos factores, como: disminución de la producción nacional debido a la madurez de algunos campos, a la falta de planificación de mediano y largo plazo para la exploración y explotación y aumento de la demanda, entre otros elementos.



Figura 2-8: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.

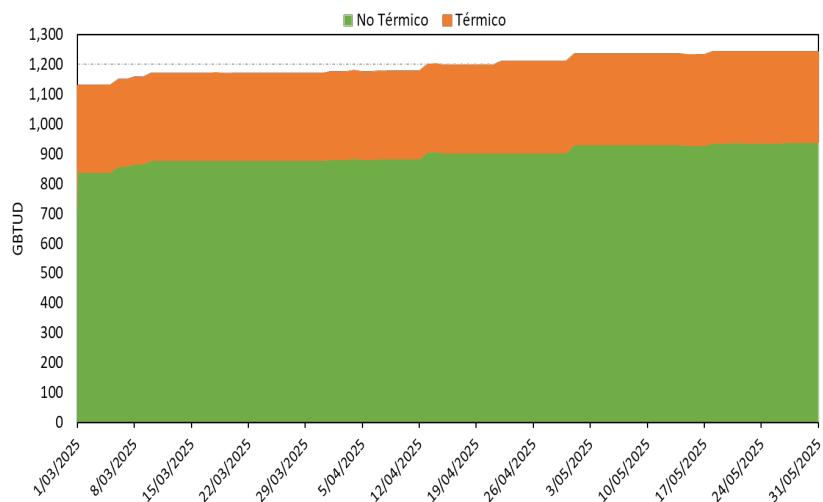


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Complementando el análisis, se presenta la evolución de la distribución de las cantidades contratadas por tipo de uso del gas natural en el Mercado Primario (ver Figura 2-8). El gas natural con destino No Térmico registró el mayor volumen contratado durante el trimestre, con un promedio de 899,2 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 297,2 GBTUD.



Figura 2-9: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

2.1.2 Mercado Secundario

Conforme con lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020, el Mercado Secundario funge como un espacio de negociación flexible donde los participantes pueden intercambiar sus derechos contractuales de suministro de gas natural, además es un espacio para que los participantes gestionen sus riesgos de suministro y demanda. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores pueden participar como compradores en este mercado.

Este segmento permite a los participantes, en escenarios de superávit, ajustar sus posiciones en el mercado de manera más ágil, respondiendo a cambios en la demanda, la oferta o las condiciones económicas, al permitir que aquellos que lo valoran más puedan adquirirlo. Sin embargo, la mayor flexibilidad del mercado secundario puede generar una mayor volatilidad y escenarios de especulación en los precios del gas, lo que puede incrementar la incertidumbre para algunos



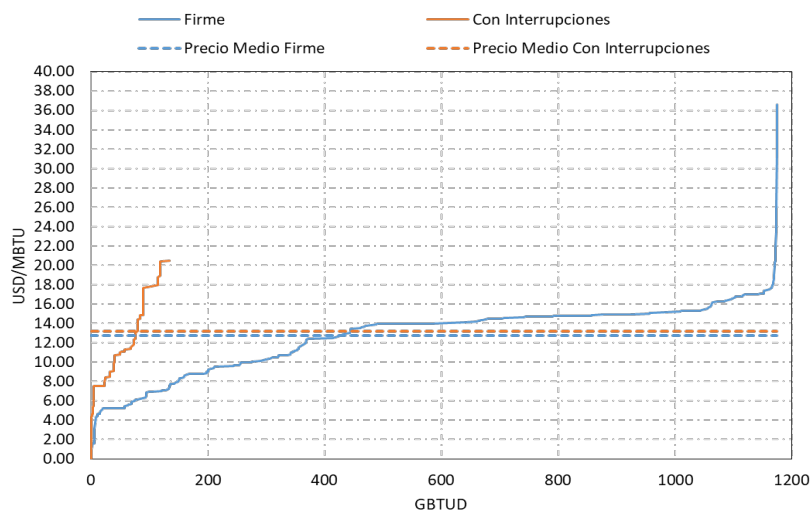
participantes, al igual que en algunos casos puede existir el riesgo de prácticas anticompetitivas o de manipulación del mercado por parte de agentes con mayor poder de mercado.

En general, el mercado secundario de gas natural se ha presentado desde la regulación para ser una herramienta valiosa para mejorar la flexibilidad del mercado de gas. Sin embargo, es importante reconocer que su desarrollo también plantea algunos desafíos que requieren de una regulación adecuada y de la participación activa de todos los actores involucrados.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 2-9 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja), considerando los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de mayo de 2025.

Figura 2-10: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



De la curva de contratos modalidad Firme se puede observar lo siguiente:

- El precio promedio de los contratos modalidad Firme se situó en 12,7 USD/MBTU durante el período analizado.
- Una mínima proporción del 1,5% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 5,0 USD/MBTU, señalando que estos precios no son atractivos para los vendedores en la modalidad Firme.
- Alrededor del 4,8% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Las cantidades contratadas entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 2,5%.
- El 13,1 % de las cantidades contratadas, presentaban precios entre 7,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU.
- La mayor parte de las cantidades contratadas, representando el 78,2%, se ubicaron en el rango de precios mayores a 10,0 USD/MBTU, lo que indica que este rango es el más competitivo para este tipo de modalidad, resaltando resalta la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.

En conclusión, la curva de contratos modalidad Firme revela una fuerte demanda a precios superiores a 10,0 USD/MBTU. Esta información es relevante para los actores del mercado que buscan comprender la dinámica de precios y tomar decisiones informadas en la modalidad Firme del Mercado Secundario de gas natural.

Al analizar la curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones se observa lo siguiente:

- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 13,2 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 3,4% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, sugiriendo que estos precios no son atractivos para los vendedores, en tanto que cerca del 13,7% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.
- Una proporción del 12,2% de las cantidades contratadas de suministro se ubicaron en el rango de precios entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU.



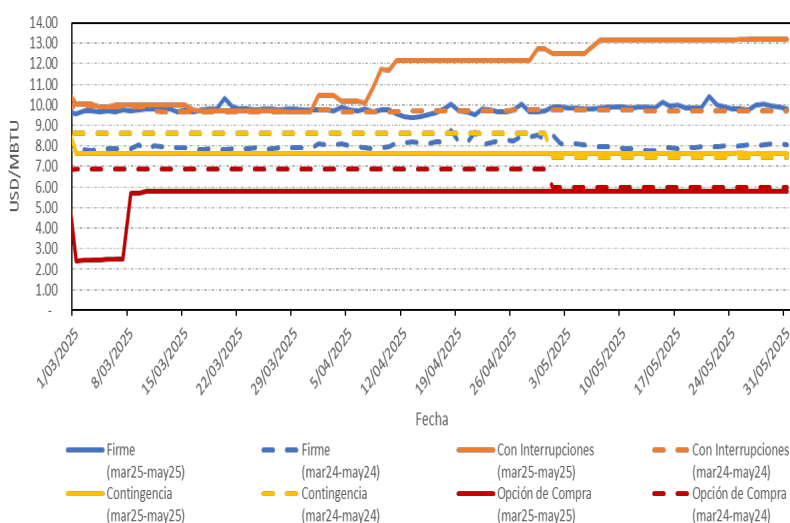
- Por último, se destaca que una mayoría significativa del 70,6% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios superiores a 10 USD/MBTU.
- La distribución de precios refleja una mayor tolerancia al riesgo por parte de los compradores que optan por la modalidad Con Interrupciones, ya que están dispuestos a pagar precios más altos a cambio de una mayor flexibilidad en el suministro.

Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el Mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 2-10. La modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre, con un precio promedio de 11,5 USD/MBTU, mientras que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el precio más bajo del trimestre con una media de 5,5 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad firme que tuvo una media de 9,8 USD/MBTU, siendo 0,1 USD/MBTU por debajo al valor medio del trimestre anterior.

Figura 2-11: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.



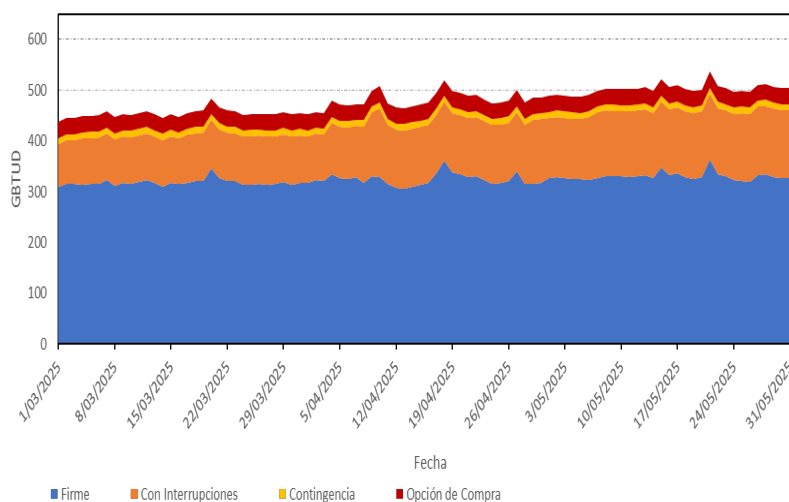
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



La diferencia de precios entre las modalidades refleja los diferentes niveles de flexibilidad y riesgo asociados a cada una. La modalidad Con Interrupciones, con su mayor flexibilidad, tiende a tener precios más altos, mientras que la modalidad Opción de Compra, con su compromiso de compra a largo plazo, suele tener precios más bajos.

En el mismo sentido, se revisó el volumen contratado por modalidad, presentado en la Figura 2-11 que muestra la distribución del volumen contratado durante el trimestre. La cantidad promedio de gas contratado en la modalidad Firme superó los 323,9 GBTUD, convirtiéndose en la modalidad con mayor volumen contratado. Por otro lado, el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubicó en segundo lugar, con un valor medio de 111,3 GBTUD durante el trimestre.

Figura 2-12: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento del 0,6% en las cantidades totales contratadas. La distribución del volumen contratado por modalidad refleja las preferencias de los compradores en cuanto a flexibilidad y precio. La modalidad Firme, con su mayor seguridad de suministro, suele tener un mayor volumen contratado, mientras que la modalidad Con



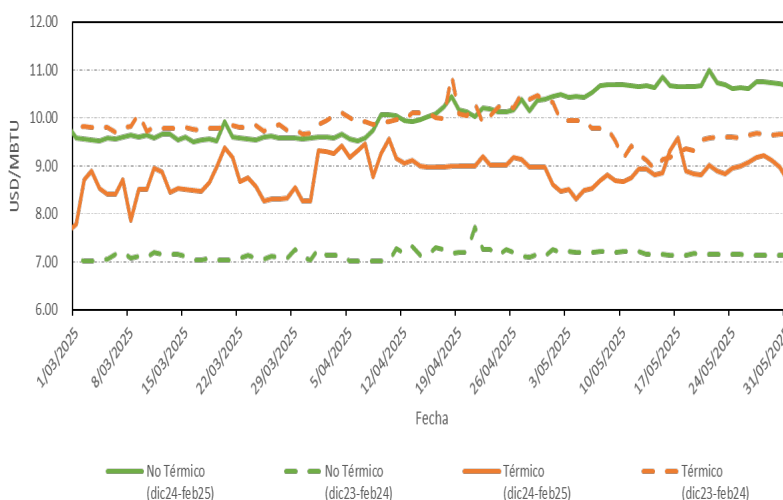
Interrupciones, a pesar de tener un precio generalmente más alto, también tiene un volumen significativo de contratación debido a su mayor flexibilidad.

Precios y cantidades por tipo de uso:

La Figura 2-12 incluye los precios ponderados de los contratos en el mercado secundario según el uso final. El resultado indica que el gas para uso gas para uso distintos a la generación de electricidad mantiene el precio más alto del trimestre, cercano a 10,1 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para uso Térmico alcanzó un valor medio de 8,8 USD/MBTU. Esta diferencia refleja las distintas características de la demanda en cada sector.

Para el caso del No Térmico los valores se ubicaron por encima de los valores registrados en el mismo trimestre del año anterior; mientras que el Térmico presentó una disminución. El aumento interanual en los precios del sector No Térmico sugiere una mayor presión en el mercado de gas natural, mientras que la disminución en el sector Térmico evidencia una caída en la demanda de este sector y por tanto sus precios.

Figura 2-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.

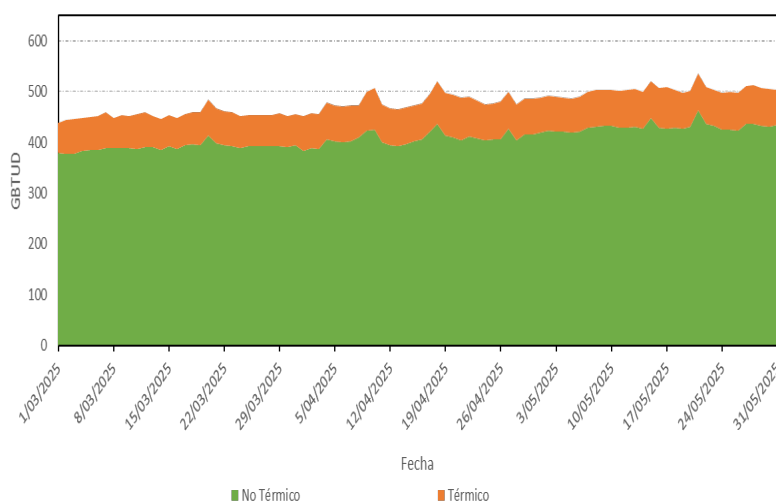


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



El análisis también consideró las cantidades contratadas por tipo de uso (ver Figura 2-13). El resultado muestra que en el Mercado Secundario se tranzaron volúmenes superiores a los 478,6 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 408,8 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 69,8 GBTUD, disminución consecuencia del incremento en los aportes hídricos.

Figura 2-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

2.1.3 Mercado minorista de gas natural¹

El tercer segmento denominado Mercado Minorista, está diseñado para facilitar operaciones de compraventa de gas natural que no encajan dentro de las modalidades tradicionales del mercado primario ni del mercado secundario. Este segmento cumple un rol en la diversificación y flexibilidad

¹ Mercado minorista de gas natural: Hace referencia a información de transacciones de los usuarios no regulados en el Mercado Minorista, conforme lo establece el numeral 3 del anexo 1 de la Resolución CREG 102 015 de 2025. Esta información empieza a operar a partir del 1 de junio de 2025. Para la ventana de análisis de este informe se refiere a la información de sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios No Regulados de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.



del mercado, permitiendo transacciones que complementan las actividades de suministro y transporte realizadas en los mercados primario y secundario.

En este apartado se analiza la dinámica de las negociaciones realizadas entre comercializadores y usuarios no regulados, considerando los criterios de precios y cantidades según la modalidad contractual. Además, se presenta un desglose detallado del destino del gas natural, clasificado en dos grandes grupos: el segmento Térmico, que incluye el gas destinado a generación eléctrica y otras aplicaciones relacionadas con calor y energía; y el segmento No Térmico, que abarca industrias, comercio y otros usos finales no relacionados directamente con la generación térmica. Este enfoque permite identificar patrones de consumo y comercio, así como evaluar cómo las condiciones de flexibilidad inherentes a este segmento contribuyen a la estabilidad y competitividad del mercado mayorista.

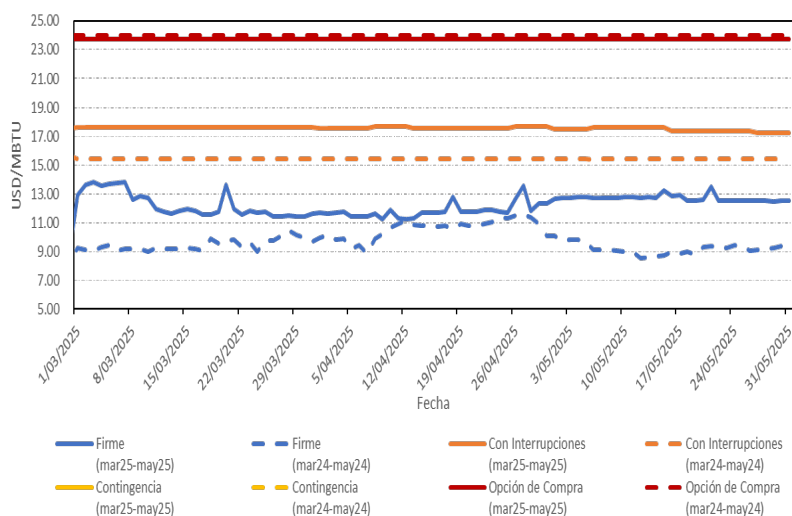
Precios y cantidades por modalidad:

Complementando el análisis, se llevó a cabo una revisión de los precios promedio en la modalidad del Mercado Minorista los cuales se presentan en la Figura 2-14. Del registro se evidencia que los precios del gas natural varían significativamente según la modalidad de contratación, en este segmento de mercado. La modalidad Opción de Compra alcanza el Precio promedio más alto, cercano a 23,7 USD/MBTU, en tanto el precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 12,3 USD/MBTU.

La diferencia significativa de precios entre las modalidades refleja las características y riesgos asociados a cada una. En la categoría Opción de Compra el mayor precio se asocia con la flexibilidad que se ofrece al comprador para adquirir o no el gas según sus necesidades. En la modalidad Firme el menor precio en comparación con la Opción de Compra, el comprador asume el compromiso de adquirir el volumen contratado.



Figura 2-15: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.

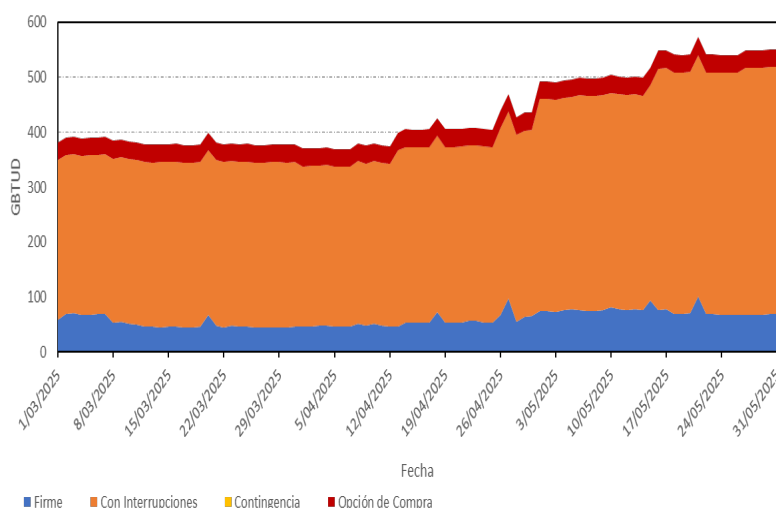


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo concerniente a volúmenes contratados según modalidad contractual en esta fracción del mercado, se infiere que la modalidad con Interrupción es la que tiene el mayor volumen de gas contratado, seguida de las modalidades Firme y Opción de Compra, tal y como se presenta en la Figura 2-15. Esto indica que los participantes del mercado están priorizando la rentabilidad sobre la certeza del suministro y los compradores están dispuestos a aceptar el riesgo de posibles interrupciones en el suministro a cambio de precios más bajos mostrando una mayor tolerancia a la suspensión del suministro, ya que pueden tener la capacidad de cambiar a fuentes de combustible alternativas o tener planes de contingencia para gestionar las interrupciones del suministro.



Figura 2-16: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

La modalidad de Interrupción puede resultar atractiva para compradores con patrones de demanda flexibles, como los usuarios industriales que pueden ajustar sus procesos de producción en respuesta a interrupciones en el suministro.

Las modalidades Firme y de Opción de Compra tienen un uso más limitado y muestran un menor volumen de gas contratado frente a la categoría con Interrupción, que podría deberse a la búsqueda de equilibrio entre costo y certeza de suministro. Definitivamente la preferencia por distintas modalidades varía según los distintos sectores de consumo, pues aquellos con operaciones flexibles o menor dependencia del gas pueden optar por la modalidad de Opción de Compra para equilibrar costos y flexibilidad.

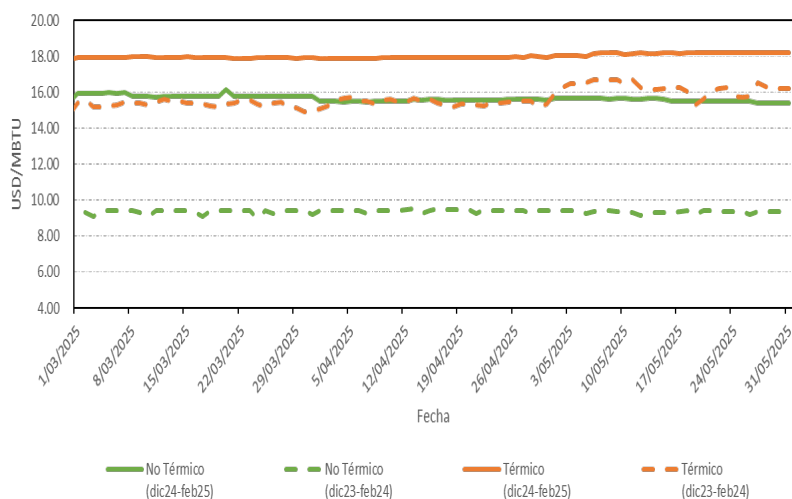
La modalidad con Interrupciones transó durante el trimestre un volumen medio cercano a 342,5 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 74,3 GBTUD. Adicionalmente, se observa un incremento en el total de las cantidades contratadas de 16,2% frente al trimestre anterior.



Precios y cantidades por tipo de uso:

Durante el trimestre analizado, se observaron dos tendencias principales en los precios del gas natural negociados en el mercado minorista, diferenciados por su tipo de uso (ver Figura 2-16). En el sector Térmico se negociaron contratos con un precio medio de 18,0 USD/MBTU y en comparación con el mismo trimestre del año anterior, los precios del sector Térmico experimentaron un incremento de 2,3 USD/MBTU. En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 15,7 USD/MBTU, este sector experimentó un aumento de 6,3 USD/MBTU con respecto al mismo trimestre del año anterior.

Figura 2-17: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En general, el análisis de los precios por tipo de uso revela algunas fluctuaciones en los precios durante el período, pero la tendencia es al alza en ambos sectores, siendo el sector No Térmico el que experimenta el mayor incremento.

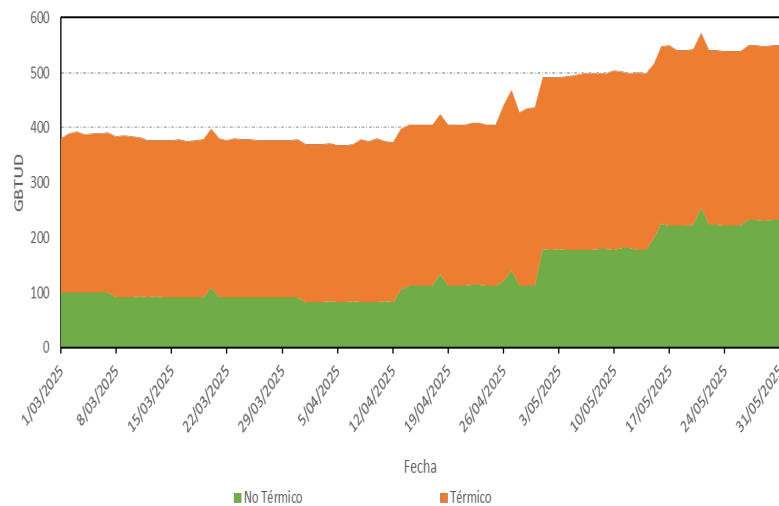
Para finalizar el análisis, en la Figura 2-17 ilustra la distribución de volúmenes de gas natural negociados en el Mercado Minorista durante el trimestre analizado, diferenciados por su tipo de uso. Los resultados indican transacciones por un volumen total de 300,7 GBTUD de gas natural



con destino Térmico, lo que representa un 69,2% del volumen total negociado en este segmento de mercado durante el período, mientras que para uso No Térmico se negociaron 134,1 GBTUD de gas natural, lo que representa el 30,8% restante del volumen total negociado en el Mercado Minorista.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior, el volumen de gas natural negociado para uso Térmico experimentó un incremento de 4,3%, igualmente el volumen de gas natural para uso No Térmico subió en 56,0%.

Figura 2-18: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



2.1.4 Índice de precios nacional vs importado

Con el propósito de evaluar la competitividad relativa del gas natural producido localmente en comparación con el gas importado, se calcula la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos del Mercado Primario para cada campo de gas nacional y el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado recibidos en SPEC durante el trimestre de análisis, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$IPar_{Ni} = \frac{PPN_i}{PI}$$

Donde:

PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

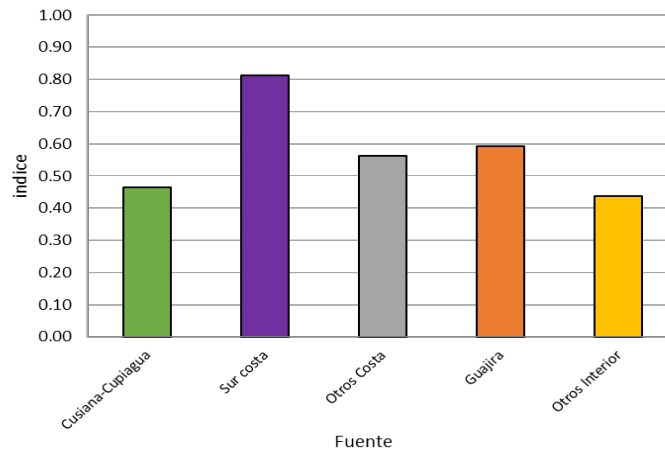
PI : es el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado.

El índice refleja una mayor competitividad (más económico) del gas nacional en la medida que su resultado sea menor a 1.

El análisis del Índice de Precios Nacional vs. Importado por campo de gas revela que, a pesar de la estabilidad en los precios internacionales, el gas nacional continúa manteniendo una ventaja competitiva en general. Esta ventaja es particularmente evidente en los campos Cusiana – Cupiagua y otros campos del Interior, donde los precios se encuentran significativamente por debajo del gas importado. El mayor valor presentado corresponde a los campos Sur Costa se mantienen por encima de las demás fuentes pero por debajo a los niveles del gas importado, como se registra en la Figura 2-18.



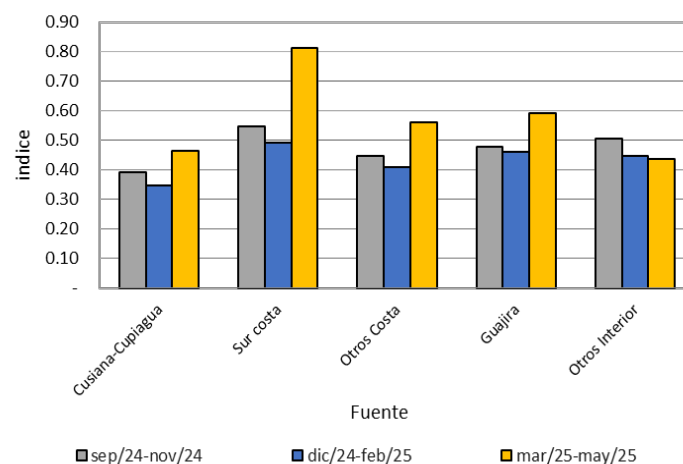
Figura 2-19: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

La evolución del Índice de Precios Nacional vs. Importado en los últimos tres trimestres (ver Figura 2-19) muestra un incremento del indicador para el trimestre en evaluación, para todas las fuentes a excepción de otros campos del interior. Lo anterior indica que el gas nacional es más competitivo en relación con el gas importado durante este período.

Figura 2-20: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes



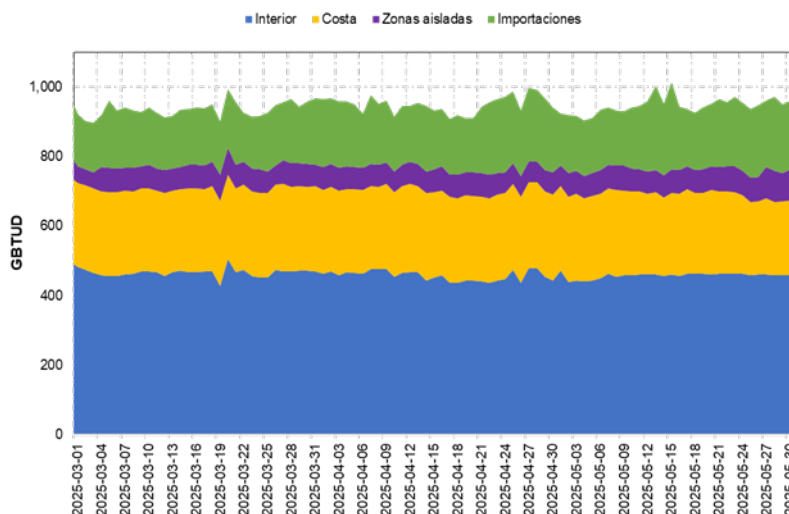
2.2 Seguimiento operativo

Esta sección presenta un análisis detallado del comportamiento de variables operativas asociadas con la producción y demanda del gas natural durante el trimestre. Se examinaron variables clave como el volumen de producción, flujo en los gasoductos y disponibilidad de su infraestructura en función de los mantenimientos programados y no programados, ocurridos durante el trimestre y seguimiento de la demanda sectorial.

2.2.1 Producción

La producción nacional de gas natural promedió 789,2 GBTUD durante el periodo analizado y con las importaciones la oferta total aumentó a 966,3 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 461,1 GBTUD, seguida por zona Costa con 240,2 GBTUD y los restantes 87,9 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas. (ver Figura 2-20).

Figura 2-21: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

La gráfica, muestra una tendencia durante el trimestre sin eventos de impacto que afectaran el suministro.



La inyección desde la planta de regasificación ubicada en Cartagena presentó un mayor valor en mayo debido consumo para generación térmica.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó una disminución de 7,3%, equivalente a 75,8 GBTUD. A nivel regional se observan variaciones así: el Interior del país disminuyó 35,6 GBTUD su producción, las importaciones disminuyeron en 36,6 GBTUD, la región Costa disminuyó 26,5 GBTUD su aporte y las Zonas Aisladas aumentaron en 22,9 GBTUD. La Tabla 2-1 contiene las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).

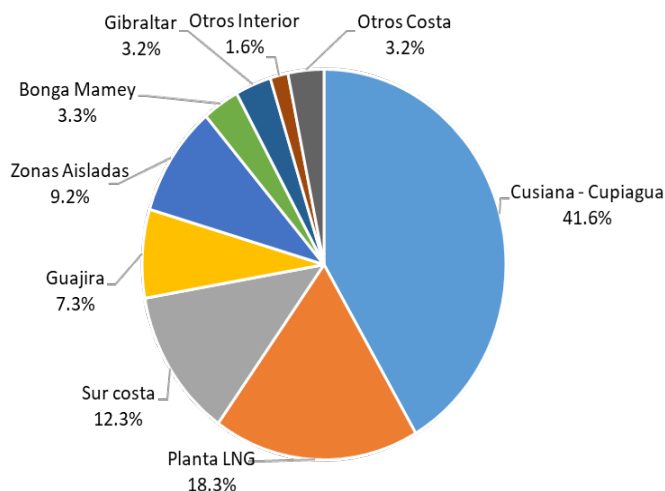
Zona	Dic. 24 – Feb. 25	Mar. 25 – May. 25	Variación
Interior	496,7	461,1	-10.8%
Costa	266,7	240,2	-7.0%
Importaciones	213,7	177,1	-32.1%
Zonas aisladas	65,0	87,9	-3.0%
Total	1.042,1	966,3	-15.0%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Durante el trimestre marzo 2025 – mayo 2025, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 41,6% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 12,3% y el gas de la Guajira lo hizo con 7,3%. Las Zonas Aisladas proporcionaron 9,2% y el campo Gibraltar suplió 3,2%, los que fueron adicionados en 4,8% por las categorías Otros Interior y Otros Costa, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 18,3% ver la Figura 2-21.



Figura 2-22: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Gas Natural Importado:

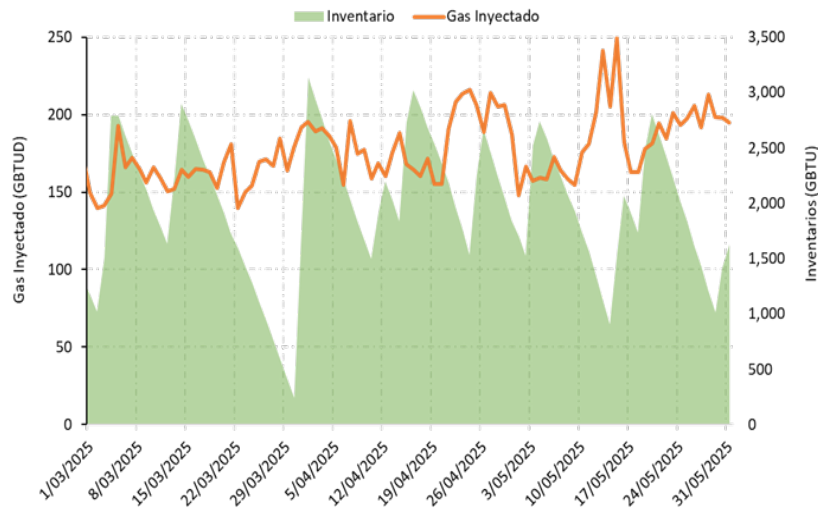
La Figura 2-22 registra el comportamiento del inventario de GNL (representado por el área verde) en la planta de regasificación de Cartagena durante el trimestre analizado. También se observa la cantidad de energía entregada al Sistema Nacional de Transporte (línea continua naranja).

Al inicio del período (1 de marzo de 2025), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 1.162,3 GBTU y al final del período (último día de mayo 2025), el volumen almacenado alcanzó los 1.628,2 GBTU, representando 40,7% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Además, se registraron operaciones de inyección de gas importado todos los días del trimestre, logrando el 15 de mayo de 2025 el valor máximo diario de inyección con 249,5 GBTU. El promedio trimestral de inyección fue de 177,1 GBTUD.

Desde finales de noviembre, se ha registrado un cambio en la participación de los niveles de inventario de la planta, relacionado con la comercialización de gas importado destinado a usuarios distintos a la generación térmica. La participación de este gas, para el trimestre analizado, ha alcanzado un promedio del 14,1 %.



Figura 2-23: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

En la Tabla 2-2 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección de gas natural importado al sistema, así como los valores medios de inventarios.

Tabla 2-2: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).

Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectada (GBTUD)
Mar. 25	1.771,8	162,9
Abr. 25	2.272,1	183,5
May. 25	1.882,3	184,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

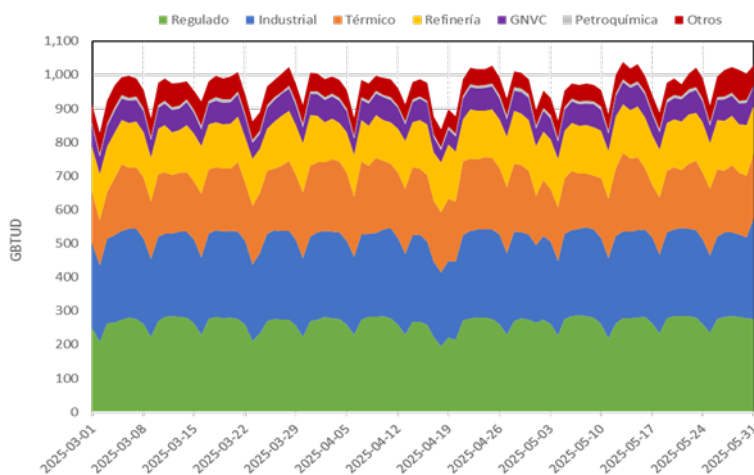


2.2.2 Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 967,1 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.038,9 GBTUD el 13 de mayo de 2025, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el valor mínimo fue de 827,4 GBTUD el 2 de marzo de 2025.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el Regulado, Industrial y Térmico, los cuales representaron en conjunto cerca del 72,3% de la demanda nacional, el restante 27,7% corresponde a consumo de gas natural para las operaciones de Refinación, GNVC, Petroquímica y la categoría de Otros que abarca consumo para estaciones de compresión, demanda de gas natural comprimido y distintos usos finales (ver Figura 2-23)².

Figura 2-24: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



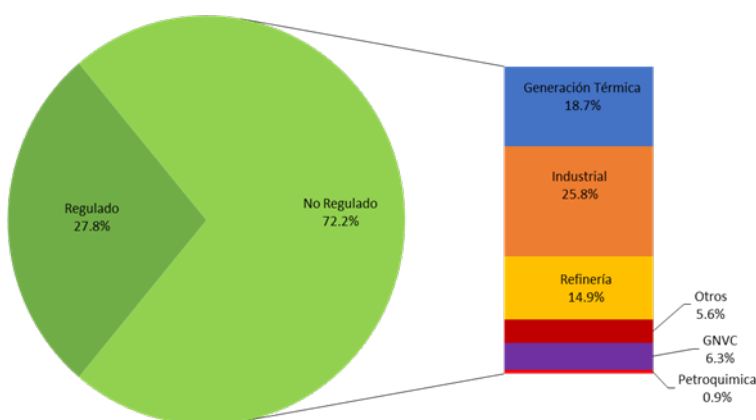
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

² El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.



De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 27,8% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 72,2% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 2-24). Entre los usuarios No Regulados el de mayor consumo correspondió al sector Industrial con una participación de 25,8% del total, seguido por el sector Generación Térmica y la Refinería con 18,7% y 14,9% correspondientemente.

Figura 2-25: Distribución de la demanda por tipo de usuario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Revisando la evolución de la demanda, se encuentra que el consumo del trimestre presentó una disminución de 70,3 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con una caída de 77,1 GBTU (ver Tabla 2-3).



Tabla 2-3: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).

Sector	Dic. 24 – Feb. 25	Mar. 25 – May. 25	Variación
Regulado	258,8	264,9	2,4%
Industrial	245,5	250,9	2,2%
Generación Térmica	264,6	187,5	-29,1%
Refinería	140,4	139,9	-0,4%
GNCV	60,2	60,3	0,2%
Petroquímica	9,2	8,8	-4,3%
Otros	58,7	54,8	-6,6%
Total	1.037,4	967,1	-6,8%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En mayo de 2025, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 3,8% en comparación con mayo de 2024. Esta caída representa un total de 38,9 GBTUD (ver Tabla 2-4). La demanda de gas natural por parte de los usuarios regulados aumentó 5,1% en comparación con mayo de 2024, lo mismo que el consumo de GNVC cuyo incremento alcanzó 1,0% puntos porcentuales.

Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio para mayo 2025 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	May. 24	May. 25	Variación
Regulado	262.9	268.2	2.0%
Industrial	265.0	250.5	-5.5%



Sector	May. 24	May. 25	Variación
Generación Térmica	362.1	178.1	-50.8%
Refinería	148.9	138.6	-6.9%
GNCV	59.5	61.9	3.9%
Petroquímica	23.5	8.7	-62.9%
Otros	65.7	57.1	-13.1%
Total	1,187.6	963.2	-18.9%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

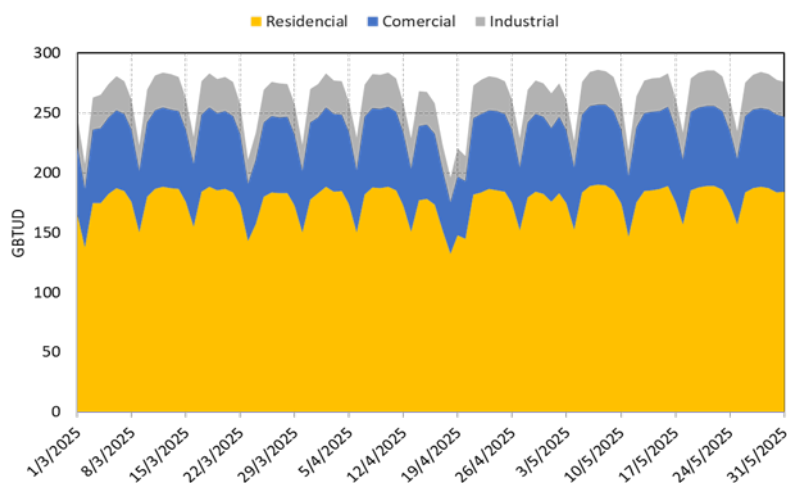
A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los sectores durante el periodo de análisis:

Sector Regulado:

El sector Regulado presenta un comportamiento estable, con ciclos semanales de consumo claramente marcados, con un mayor consumo de lunes a viernes y un menor consumo los fines de semana. En este sector, la demanda está dominada por el consumo residencial, que tiene un valor promedio de 176,0 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 61,5 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 27,0 GBTUD (ver Figura 2-25).



Figura 2-26: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

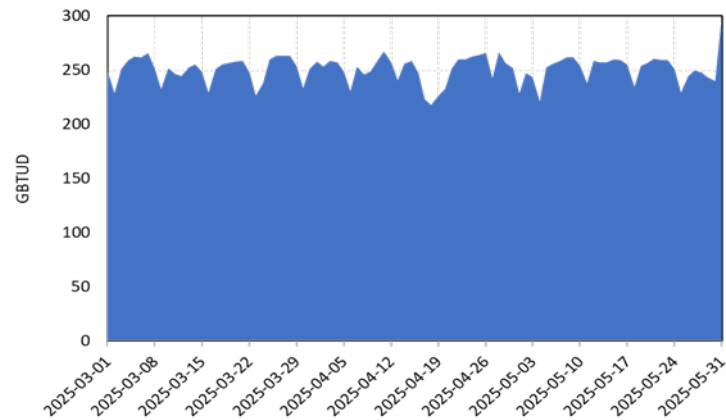
En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones, salvo la disminución semana santa (propia de estas fechas), este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 264,9 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector Industrial durante el período de marzo de 2025 a mayo de 2025 se ubicó en un promedio de 250,8 GBTUD (ver Figura 2-26). Esta cifra refleja una relativa estabilidad en el consumo durante el período analizado y un comportamiento estacional con mayores consumos de lunes a viernes y disminución durante los fines de semana. En lo referente a los valores extremos, el consumo más alto se registró el 31 de mayo con 298,8 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 18 de abril (semana santa) con 217,6 GBTUD.



Figura 2-27: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.



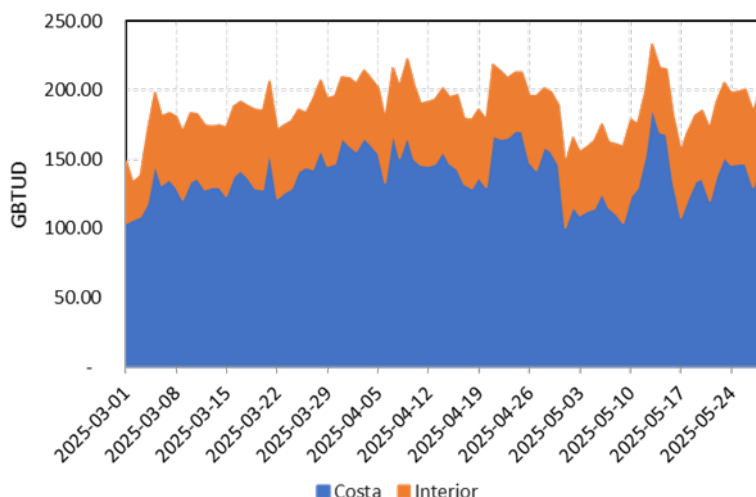
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado promedió 187,5 GBTUD, mostrando una concentración regional significativa. La región Costa consumió 139,3 GBTUD, lo que representa el 74,3% del total, mientras que la región Interior alcanzó 48,2 GBTUD, equivalente al 25,7% del total (ver Figura 2-27).



Figura 2-28: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.

El consumo de gas para generación de electricidad presenta variabilidad a lo largo del periodo, con un pico de demanda el día 13 de mayo de 2024 de 187,5 GBTUD y un valle de demanda el día 2 de marzo de 2024 de 133,3 GBTUD.

Durante este trimestre se observa una disminución en el consumo de gas natural para generación térmica con respecto al mismo trimestre del año anterior. Pasando de un promedio de 421,5 GBTUD para el trimestre marzo 2024 a mayo 2024 a 187,5 GBTUD este trimestre. La disminución se debió principalmente al incremento en los aportes hídricos.

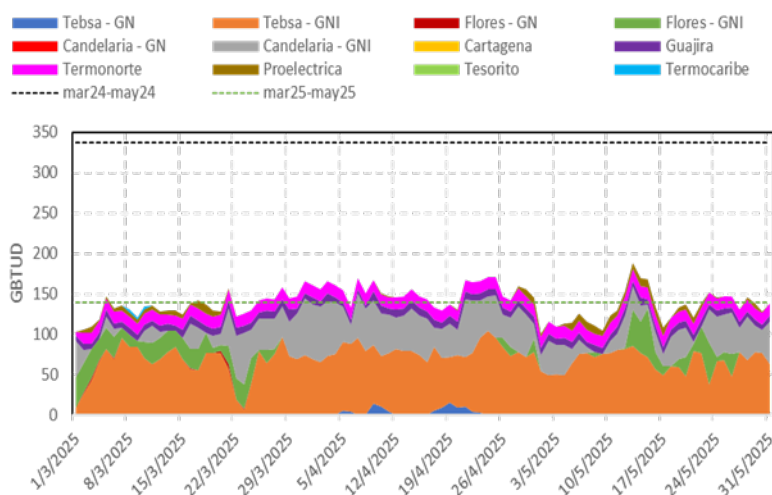
- **Sector Térmico – Costa Atlántica:**

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 139,3 GBTUD durante el período analizado. Este consumo presentó una disminución notable con respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de 337.3 GBTUD en 2024 a 139.3 GBTUD este trimestre en análisis.



Con respecto a la variación los consumos presentan valores que oscilan entre un máximo de 188,3 GBTUD registrado el 13 de mayo de 2025 y un mínimo de 100,6 GBTUD el 1 de mayo de 2025. La central Tebsa se posicionó como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 69,8 GBTUD, equivalente al 50,1% del consumo total de la región. Le siguieron las plantas Candelaria y Termonorte, con consumos promedio de 32,9 GBTUD (23,6%) y 14,4 GBTUD (10,3%) tal y como se presenta en la Figura 2-28.

Figura 2-29: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte, las plantas Flores, Guajira, Cartagena, Tesorito, Termocaribe y Proelétrica consumieron en conjunto 22,3 GBTUD representando 16,0% del total.

En la figura anterior, no solo evidencia el consumo total de gas natural para generación eléctrica en la región Costa Atlántica, sino que también permite identificar el consumo específico de Gas Natural Importado (GNI) por parte de las plantas del grupo Térmico.

En la Tabla 2-5 se muestra que durante el trimestre el mayor consumo de GNI correspondió a Tebsa con un valor medio trimestre de 68,8 GBTUD, equivalente al 61,2%. Las plantas Flores y



Candelaria también presentan consumos de GNI, con 10,8 GBTUD (9,6%) y 32,9 GBTUD (29,2%), respectivamente.

Tabla 2-5: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	TEBSA (GNN)	TEBSA (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Mar. 25	0,0	64,2	0,6	19,1	0,0	23,7	107,6
Abr. 25	3,1	76,3	0,0	1,4	0,0	48,0	128,8
May. 25	0,0	66,1	0,0	11,6	0,0	27,4	105,0
Promedio Trimestre	1,0	68,8	0,2	10,8	0,0	32,9	113,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 2-6 ofrece un análisis detallado del consumo de gas natural durante el trimestre en las plantas de generación de la Costa Atlántica que no forman parte del Grupo Térmico. La planta Termonorte se posiciona como la mayor consumidora de gas natural entre las plantas que no pertenecen al Grupo Térmico, con una demanda media trimestral de 14,4 GBTUD, equivalente al 10,3% del consumo total. Le siguen en su orden Guajira, con un consumo medio trimestral de 8,1 GBTUD, representando el 5,8% del total y Proeléctrica con un consumo medio trimestral de 3,1 GBTUD, representando el 2,2% del total.

Las plantas Termocaribe, Termocartagena y Tesorito presentan consumos de gas natural significativamente menores, representando en conjunto el 0,1% del total del grupo con un consumo de 0,1 GBTUD. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 18,4% del consumo total de la región Costa Atlántica durante el trimestre.



Tabla 2-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	Termocartagena	Termoguajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Termocaribe	Total
Mar. 25	0,0	8,3	13,9	3,3	0,0	0,3	25,8
Abr. 25	0,0	8,3	14,6	0,8	0,0	0,0	23,7
May. 25	0,0	7,8	14,6	5,0	0,0	0,0	27,4
Promedio Trimestre	0,0	8,1	14,4	3,1	0,0	0,1	25,7

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

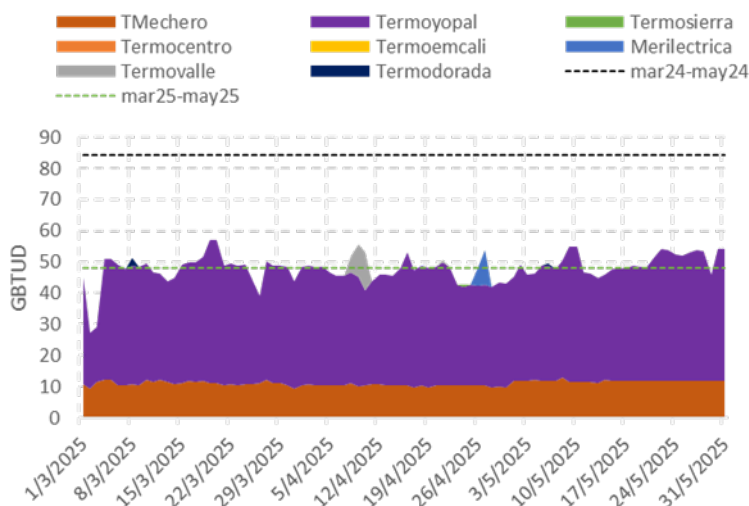
- **Generación térmica – Interior:**

El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 48,2 GBTUD. Con respecto a la variación, los consumos presentan valores que oscilan entre un máximo de 57,1 GBTUD registrado el 19 de marzo de 2025 y un mínimo de 27,3 GBTUD el 2 de marzo de 2025. Esta variabilidad puede estar asociada a diversos factores, como la demanda de electricidad, la disponibilidad de otras fuentes de energía, restricciones del sistema y/o condiciones climáticas.

En la Figura 2-29, también se observa una tendencia sostenida de operación constante y estable en las plantas Termoyopal y Termomechero.



Figura 2-30: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 2-7 ilustra de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en la región del Interior del país durante el trimestre analizado. La planta Termoyopal se posiciona como la principal consumidora de gas natural en la región, con un consumo mensual promedio de 36,6 GBTUD, equivalente al 75,9% del total del consumo en el interior del país. Este dato refleja la importancia fundamental de esta planta en la generación de electricidad en la región.

Durante este trimestre el consumo se centra en las plantas Termomechero y Termoyopal, las demás plantas del interior presentan un consumo promedio mensual de 0,5 GBTUD aportan en conjunto el 1,1% del total del consumo en el interior del país para el trimestre en análisis.



Tabla 2-7: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).

	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Mar. 25	0,0	0,0	0.1	0,0	0,0	0,0	11,1	36,1	47,3
Abr. 25	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	10,3	35,7	47,5
May. 25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,9	37,9	49,8
Promedio Trimestre	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	11,1	36,6	48,2

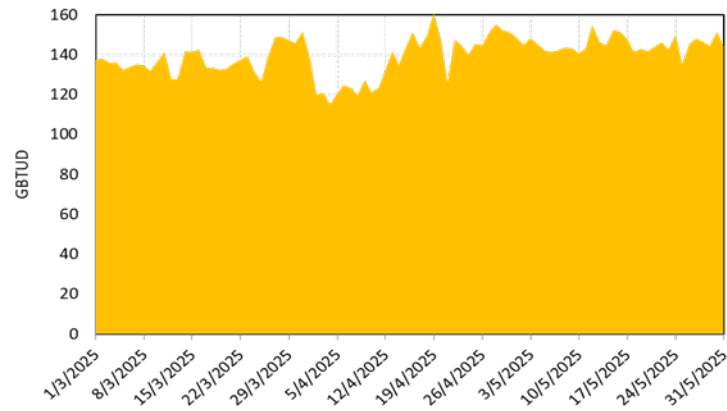
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 139,9 GBTUD durante el período analizado (ver Figura 2-30). Esta cifra evidencia un consumo relativamente constante a lo largo del trimestre, con algunas variaciones puntuales. El consumo máximo de gas natural se registró el día 19 de abril de 2025, llegando a 160,9 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 4 de abril, con 115,0 GBTUD. Las variaciones en el consumo pueden estar asociadas a diversos factores, como la demanda de productos refinados, la disponibilidad de gas natural y las condiciones operativas de las refinerías.



Figura 2-31: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.



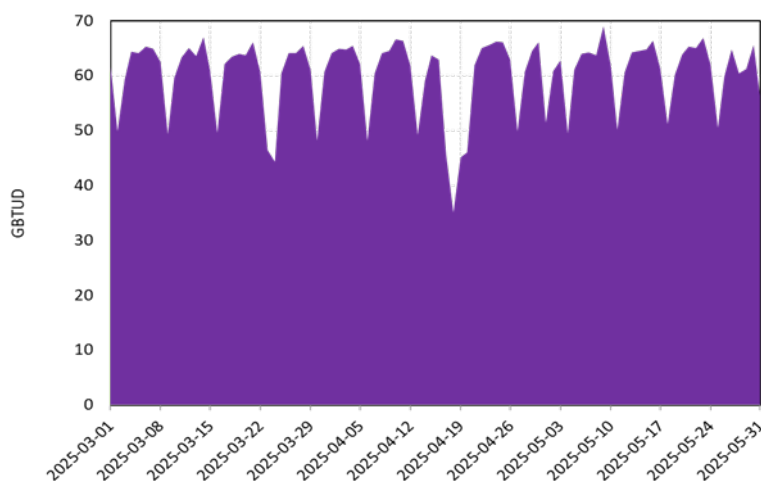
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV):

La Figura 2-31 ilustra el consumo de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre analizado. Se observa un comportamiento estable en general, con una estacionalidad semanal típica. Esto significa que el consumo presenta variaciones predecibles a lo largo de la semana, con días de mayor consumo, generalmente a principio de semana, y días de menor consumo durante los fines de semana.



Figura 2-32: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El consumo promedio de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre fue de 60,3 GBTUD, 0,2% por encima del trimestre anterior. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 69,0 GBTUD el 9 de mayo y un consumo mínimo de 35,1 GBTUD el 18 de abril.

Petroquímica:

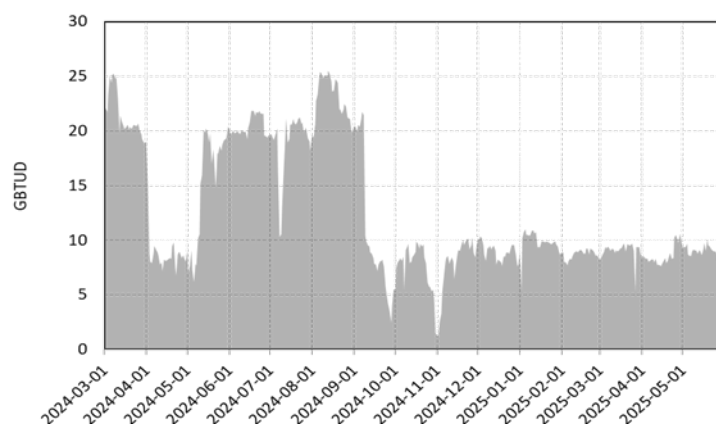
La Figura 2-32 ilustra el comportamiento del consumo de gas natural en el sector Petroquímico durante el período analizado. Este sector registró un consumo medio trimestral de gas natural de 8,8 GBTUD durante el período analizado. A lo largo del trimestre se alcanzó un máximo de 10,6 GBTUD en marzo y un mínimo de 2,4 GBTUD a finales del mes de mayo.

La variabilidad del consumo de gas natural en el sector Petroquímico puede estar influenciada por diversos factores, entre los que se destacan: disponibilidad de gas natural a precios competitivos, o condiciones operativas de las plantas petroquímicas, como mantenimientos o paradas no programadas. La demanda de gas natural tiende a ser más alta a principios del trimestre y



disminuye hacia el final. Esto podría estar relacionado con la demanda estacional de productos petroquímicos.

Figura 2-33: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Otros sectores:

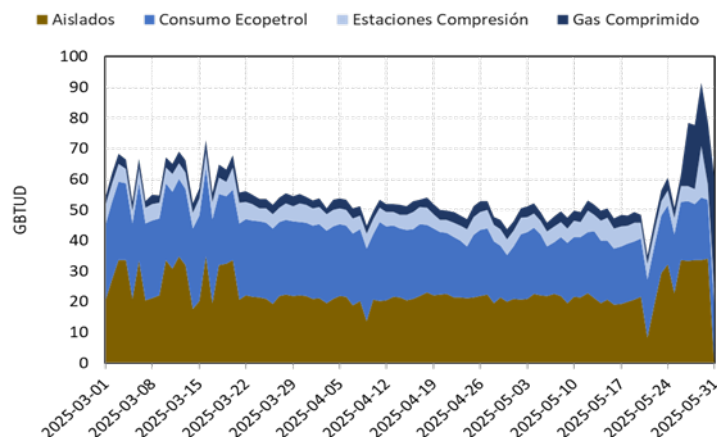
La Figura 2-33 muestra la demanda de gas natural de los sectores agrupados bajo la categoría "Otros sectores" durante el trimestre analizado. Esta categoría agrupa demanda asociada con: estaciones de compresión, consumos de Ecopetrol (incluye consumo para plantas Termo Ocoa y Termo Suria), demanda atendida por campos aislados y gas comprimido.

Los cuatro subsectores agrupados en "Otros sectores" presentaron un consumo agregado promedio de 54,8 GBTUD, demanda que es moderada, frente a otros sectores. Sin embargo, se destaca que la demanda dentro de esta categoría puede presentar variaciones notables entre los diferentes sectores, por la cantidad de usos asociados. La demanda máxima de 91,5 GBTUD ocurrió el 29 de mayo y el menor consumo fue de 35,0 GBTUD el 21 de mayo.



De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 23,1 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 22,0 GBTUD y Estaciones de compresión con 5,4 GBTUD.

Figura 2-34: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



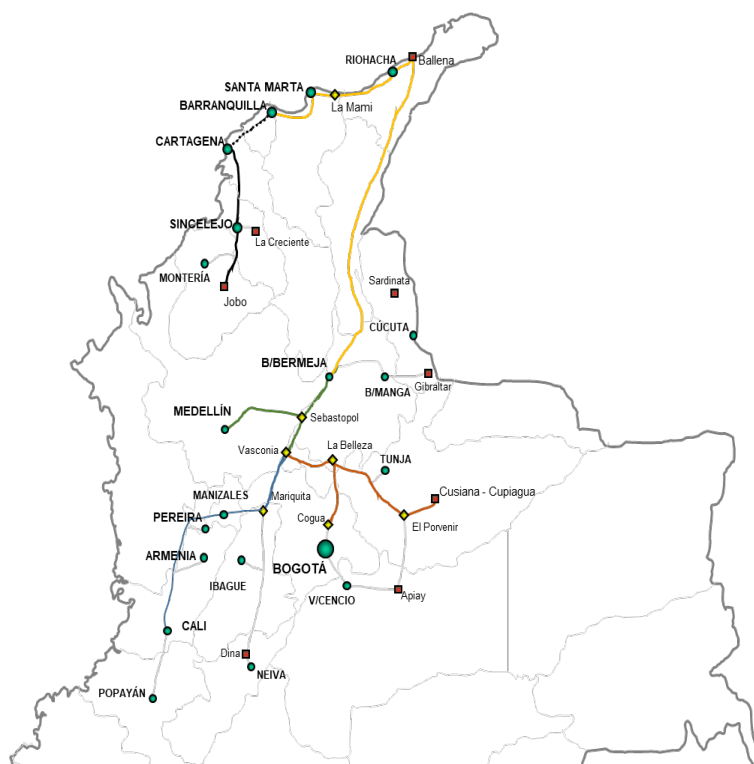
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 2-34 presenta un mapa detallado del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) de Colombia, donde se ilustra la ubicación de los principales gasoductos. Este mapa no solo permite visualizar la extensa red de gasoductos que atraviesan el país, sino que también ofrece información valiosa sobre los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.



Figura 2-35: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

A continuación, se presenta de manera detallada el porcentaje de uso los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte:

Oriente:

La Figura 2-35 ilustra los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan gas natural desde Cusiana hacia el interior del país durante el trimestre analizado. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización en cada tramo, identificando patrones y eventos relevantes.

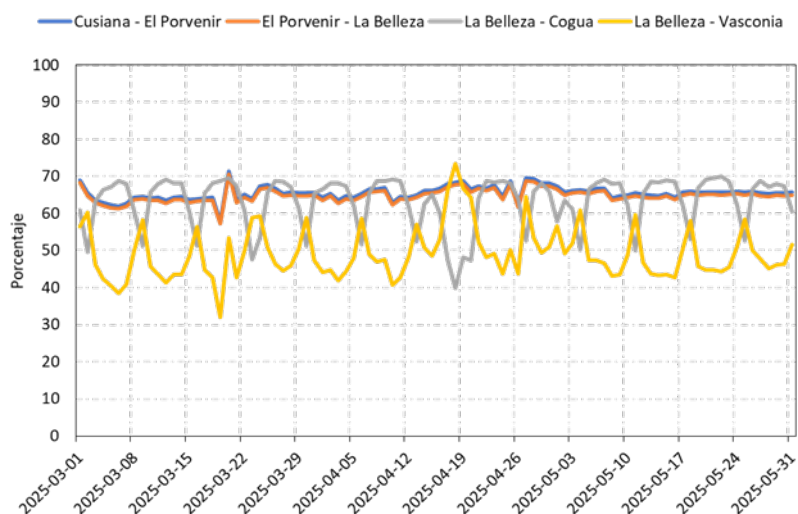
La utilización promedio de los tramos Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, se ubica entre el 60,0% y el 70,0% durante el trimestre. La utilización promedio del tramo La Belleza – Vasconia, varía entre el 40,0% y el 60,0%. Esto indica una alta demanda de gas natural



transportado a través de estos tramos, lo que refleja la importancia de esta ruta para el suministro de gas natural al interior del país.

Por otro lado, el segmento La Belleza – Cogua presentó una utilización más variable en comparación con los tramos anteriores, oscilando entre el 50,0% y el 70,0% aproximadamente.

Figura 2-36: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Centro:

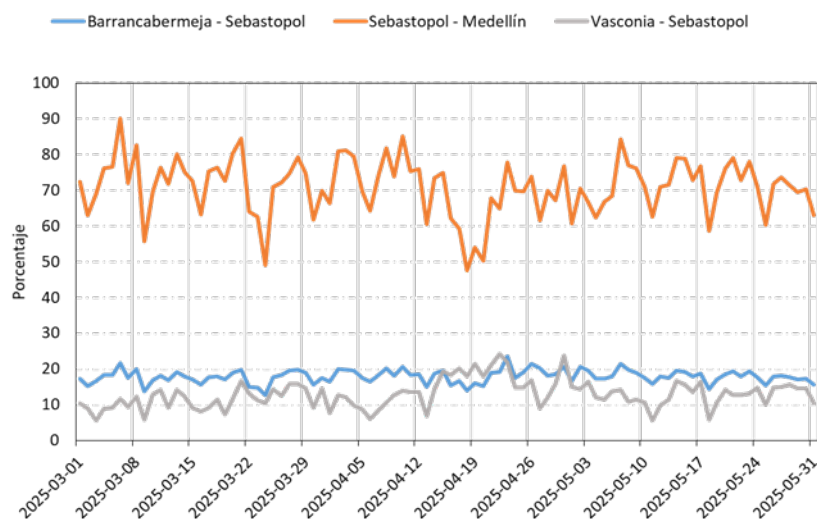
Así mismo, la Figura 2-36 ilustra el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol - Medellín. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización del ducto, identificando patrones y eventos relevantes.

El ducto Sebastopol - Medellín presentó un alto nivel de utilización durante el trimestre, con valores que oscilaron entre el 60,0% y el 80,0%. Se observa una variabilidad en la utilización del ducto a lo largo del trimestre, con picos en algunos días y caídas en otros, lo que podría estar asociada a diversos factores, como: demanda estacional, algunas interrupciones en Sebastopol y factores



económicos. En contraste, los tramos Barrancabermeja – Sebastopol y Vasconia – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron alrededor de 10,0% y 20,0%.

Figura 2-37: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.



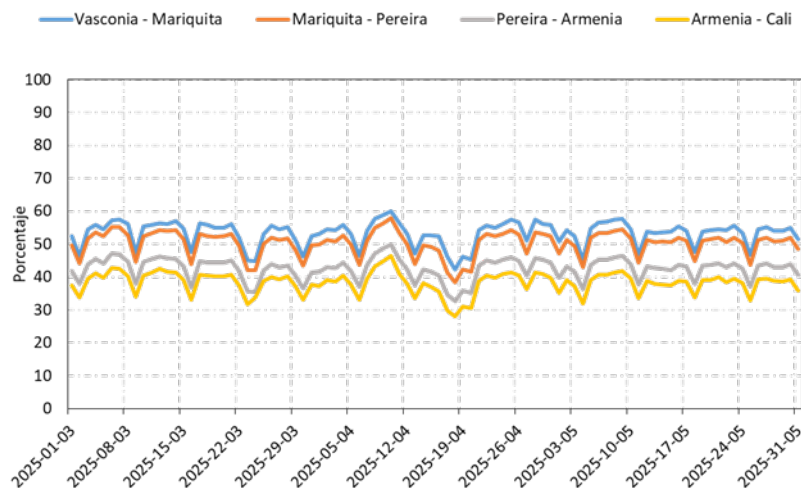
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se observa un comportamiento estable en la utilización de los ductos durante todo el período analizado. Esto indica que la demanda de gas natural en el occidente del país se mantuvo relativamente constante a lo largo del trimestre. Los valores medios de utilización oscilaron entre el 30,0% y el 60,0% la mayor parte del tiempo, lo que refleja una variabilidad moderada en la demanda (ver Figura 2-37).



Figura 2-38: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.



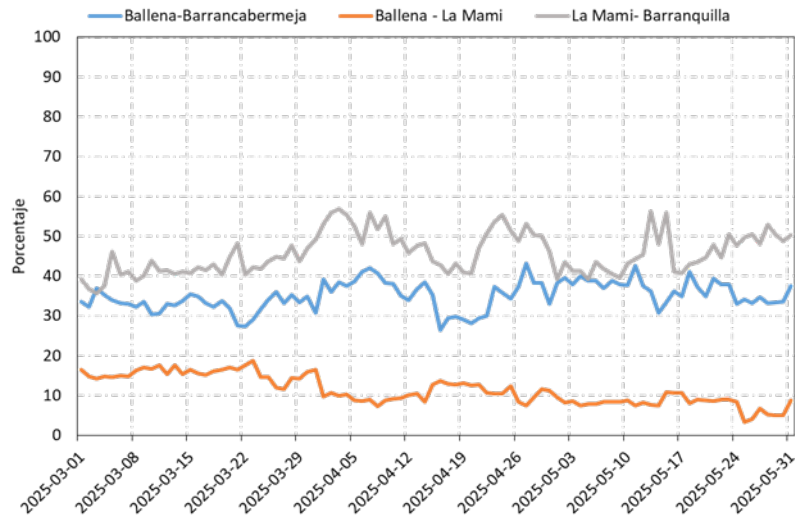
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas producido en los campos de Ballena y Chuchupa, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe. El tramo La Mami – Barranquilla presenta unos picos explicados por el consumo para generación de electricidad (ver Figura 2-38). Mientras que la baja utilización de los segmentos Ballena -Barrancabermeja y Ballena - La Mami está asociada a una menor oferta de los campos de producción mencionados.



Figura 2-39: Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.



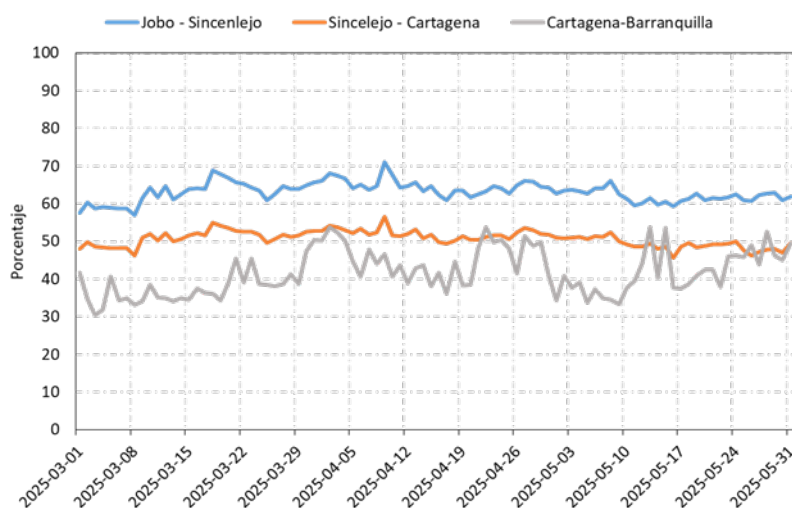
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Sur Costa:

En este sistema de ductos se consideran los segmentos Jobo – Sincelejo, Sincelejo – Cartagena y Cartagena – Barranquilla. La Figura 2-39 ilustra el porcentaje de utilización de los ductos antes mencionados. El primer tramo Jobo – Sincelejo registró un porcentaje de utilización medio superior entre 60,0% y 70,0% de su capacidad, en tanto el Tramo Sincelejo – Cartagena se encuentra alrededor del 50,0% de su capacidad. Así mismo, el tramo Cartagena – Barranquilla, se ubicó entre los 40,0% y 50,0%.



Figura 2-40: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

2.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, y con el fin de tener una adecuada coordinación de los eventos que afectan la disponibilidad de suministro y transporte, los agentes deben reportar al Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-Gas) su plan de mantenimientos.

En el siguiente aparte se lleva a cabo un análisis de los mantenimientos programados y de los eventos no programados que afectaron tanto de la infraestructura de suministro como de transporte durante el trimestre.

Mantenimientos programados:

Durante el periodo comprendido entre marzo 2025 y mayo 2025 se efectuaron 31 mantenimientos programados, 25 corresponden a mantenimientos en la infraestructura de producción de gas



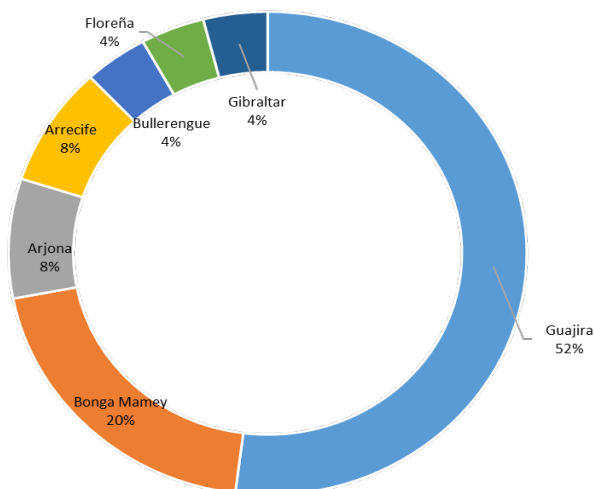
natural del país. En lo que respecta a la infraestructura de transporte, se presentaron seis mantenimientos programados.

A continuación, se presenta las cifras de los mantenimientos programados de la infraestructura de producción que se llevaron a cabo durante el trimestre de análisis:

- **Producción:**

La Figura 2-40 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos fueron Guajira con un total de 13, seguido por Bonga y Mamey con 5, Arjona y Arrecife con un total de 2 y Bullerengue, Floreña y Gibraltar con un total de 1.

Figura 2-41: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.



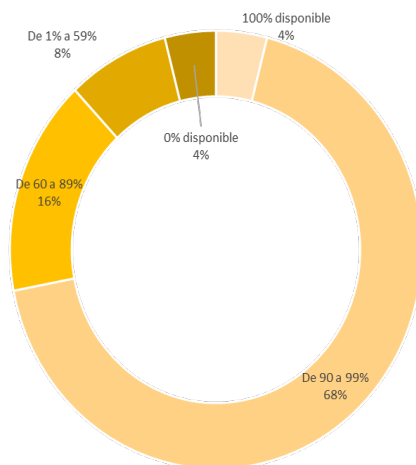
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 88,0% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.



Así mismo, en la Figura 2-41 se puede observar que, del total de mantenimientos hubo un mantenimiento que restringió la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

Figura 2-42: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

También se observa que la mayor proporción de mantenimientos realizados durante el trimestre restringieron la capacidad de producción del campo en valores menores entre 90,0% y 99,0%.

- **Transporte:**

En cuanto a la infraestructura de transporte, se presentaron seis mantenimientos programados durante este trimestre:

- Del 1 al 2 de marzo de 2024 se realizó una sustitución de tramos de tubería en 5 puntos críticos en el gasoducto Floreña - Yopal. Esta declaración generó una restricción total de su capacidad.



- El 2 de marzo de 2025 se realizó un empalme de tubería en el sector denominado la Francia en el Gasoducto-Barranca-Payoa-Bucaramanga. Esta declaración generó una restricción máxima de 12% de su capacidad.
- Del 14 al 15 de marzo de 2025 se realizó la reparación por corte y empalme 22" en Sucre Oriental PK 30+643 del tramo La Belleza – Cogua. Esta declaración no generó restricción de su capacidad.
- El 20 de mayo de 2025 se declaró una parada de emergencia por rotura de la tubería de 22" a la altura del PK 4+095 del ramal Florian en el Tramo La Belleza – Cogua. Esta declaración no generó restricción de su capacidad y se informó su solución el 30 de mayo.
- Del 26 al 28 de mayo de 2025 se declaró una parada de emergencia por posible rotura de tubería de 10" a la altura del PK 25+300 de la troncal Teatinos - Belencito. Esta declaración generó una restricción máxima de su capacidad de 16.4%.
- El 31 de mayo de 2025 se realizó cambio de tramo en el sector de San Pablo PK 48+191 del gasoducto Barranca - Payoa - Bucaramanga. Esta declaración no generó restricción de su capacidad.

Eventos no programados:

Complementando el seguimiento a la disponibilidad de la infraestructura de gas natural, se analizan los registros de eventos no programados. Para este trimestre en particular, se registraron tres eventos. Dos en la infraestructura de producción y otro en la infraestructura de transporte.



- El 19 de marzo de 2025 Ecopetrol informó que alrededor de las 12:30 p.m. se presentó salida de unidades compresoras en el campo Cupiagua lo que llevó la producción a 0 MBTUD. Las cantidades de gas asignadas a cada cliente fueron ajustadas mediante renominación a la baja.
- El 23 de marzo de 2025 Ecopetrol informó sobre presencia de agua y de sedimentos que afectan la operatividad de equipos, válvulas, etc., lo que conllevó a parar la operación del campo para realizar limpiezas y revisiones. El 27 de marzo se informó sobre la estabilización del campo con una producción de 30 MPCD.
- El 26 de mayo TGI informó se presentó rotura del gasoducto Teatinos-Belencito a la altura del PK 25+300, ocasionada por movimientos en masa de suelos por la ola invernal, generando restricción a la demanda en dicha zona. Los puntos afectados durante el evento fueron: Bavaria Tibasosa, Belén, Belencito, Belencito Ind, Cerinza, Combita, Duitama, Duitama II, Eternal, Firavitoba, Floresta, GNV Sol San Martin, Nobsa, Nobsa Pk85, Paipa, Santa Rosa de Viterbo, Senergyc Nobsa, Sogamoso, Sotaquira, Tibasosa, Tobasia, Tuta, Tuta II y Tuta Sideboyaca.



2.3 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Este capítulo desarrolla un análisis del mercado de energía eléctrica analizando los indicadores del mercado y se presenta la revisión de las variables operativas relacionadas con los recursos con los que se atendió la demanda, disponibilidad del recurso hídrico, entre otras.

2.4 Análisis de mercado

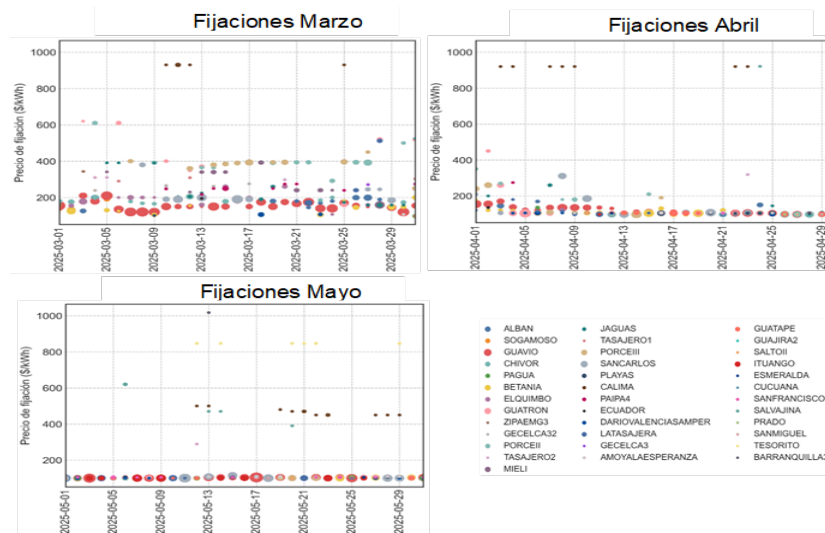
En esta sección se presenta el análisis del seguimiento a la fijación de precios de bolsa de los diferentes agentes y se presentan la evolución de los precios representativos del mercado.

2.4.1 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 37 plantas fijaron el precio de bolsa (ver Figura 3-1). En general, se observó una disminución en la fijación de los precios de bolsa producto del aumento en aportes hídricos durante el trimestre marzo-mayo. Durante marzo, el promedio de precio de bolsa se situó en 216 \$/kWh, en abril, se situó en promedio en 128 \$/kWh y para mayo el promedio mensual fue de 118 \$/kWh.



Figura 3-1: Fijación precios de bolsa por planta.



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM, versión TX1

Tal y como se muestra en la Tabla 3-1, las 10 plantas con el mayor número de fijaciones fueron Guavio, San Carlos, Betania, Guatrón, Albán, Porce 3, El Quimbo, Porce 2, Chivor y la Trasajera, cubriendo un 77,26% de las fijaciones del periodo.

Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta.

Recurso	Agente	Mar.25	Abr.25	May.25
GUAVIO	ENEL	36,42	22,22	19,89
SANCARLOS	ISAGEN	8,06	9,17	11,42
BETANIA	ENEL	5,65	10,83	8,06
GUATRÓN	EPM	3,76	12,08	7,39
ITUANGO	EPM	-	0,14	6,99
ALBAN	CELSIA	8,20	4,03	6,72



Recurso	Agente	Mar.25	Abr.25	May.25
PAGUA	ENEL	0,54	2,36	4,57
ELQUIMBO	ENEL	4,84	3,06	4,30
SOGAMOSO	ISAGEN	2,15	0,42	4,03
PORCE3	EPM	6,05	5,00	3,23
MIEL1	ISAGEN	4,30	1,11	3,23
LATASAJERA	EPM	1,88	3,75	3,23
CHIVOR	CHIVOR	3,90	4,58	2,42
GUATAPE	EPM	0,13	4,58	2,15
PLAYAS	EPM	0,13	4,58	2,02
CALIMA1	CELSIA	0,81	0,97	1,61
SANFRANCISCO	EPM	-	0,14	1,48
AMOYA	ISAGEN	0,13	1,25	1,48
JAGUAS	ISAGEN	2,42	1,67	1,34
DARIOVS	ENEL	0,81	1,39	1,34
TESORITO	CELSIA	-	-	0,81
SALVAJINA	CELSIA	-	0,14	0,67
SALTOII	ENEL	-	0,14	0,54
ESMERALDA	EPM	-	0,14	0,27
SANMIGUEL	ISAGEN	-	0,14	0,27
CUCUANA	CELSIA	-	0,14	0,13



Recurso	Agente	Mar.25	Abr.25	May.25
TASAJERO2	TASAJERO2	0,40	0,14	0,13
BARRANQ3	TEBSA	-	-	0,13
PRADO	CELSIA	-	0,14	0,13
TASAJER1	TASAJERO1	0,40	-	-
GUAJIR21	GECELCA	0,13	-	-
GECELCA32	GECELCA	0,54	-	-
ECUADOR	ECUADOR	0,13	0,14	-
PORCE2	EPM	6,32	5,42	-
PAIPA4	SOCHAGOTA	1,61	0,14	-
GECELCA3	GECELCA	0,13	-	-
ZIPAEMG3	ENEL	0,13	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

Durante el trimestre, 10 agentes fijaron el precio de bolsa. El porcentaje de participación se presenta en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.

AGENTE	Mar.24	Abr.25	May.25
ENEL	48,39 %	40,00 %	38,71 %
EPM	18,28 %	35,83 %	26,75 %
ISAGEN	17,07 %	13,75 %	21,77 %
CELSIA	9,01 %	5,42 %	10,08 %



AGENTE	Mar.24	Abr.25	May.25
CHIVOR	3,90 %	4,58 %	2,42 %
TASAJERO2	0,40 %	0,14 %	0,13 %
TEBSA	0,00 %	0,00 %	0,13 %
ECUADOR	0,13 %	0,14 %	0,00 %
GECELCA	0,81 %	0,00 %	0,00 %
SOCHAGOTA	1,61 %	0,14 %	0,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

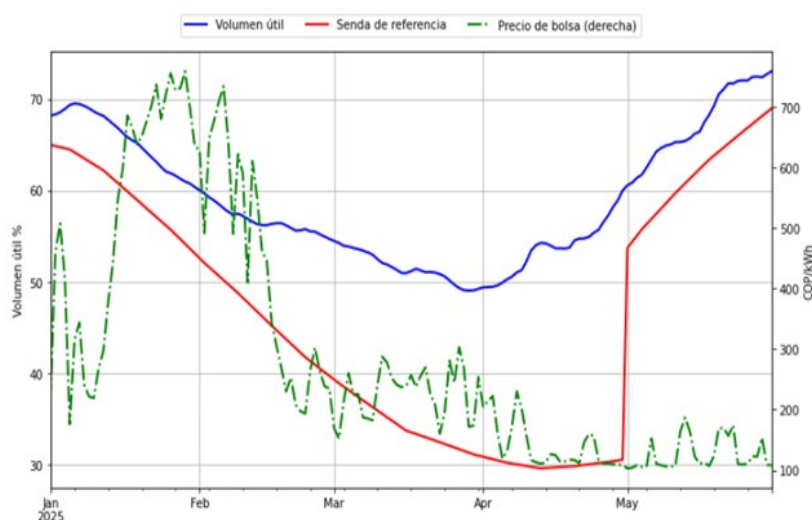
Durante el trimestre en análisis, el volumen útil inició el 1 de marzo en 54,50%, durante el mes se mostró una tendencia decreciente, descendiendo hasta cerca del 49% al finalizar el mes. Esta caída reflejó una menor disponibilidad hídrica, lo que generó presión en el sistema. A partir de abril, el volumen útil comenzó una recuperación gradual, pasando de aproximadamente 49% a inicios de mes hasta superar el 60% a finales de abril. Finalmente, en mayo, la recuperación se consolidó, cerrando el mes en un sólido 73,06%, evidenciando una mejora significativa en el nivel de los embalses.

La senda de referencia durante marzo y abril mantuvo un nivel considerablemente más bajo que el volumen útil real, iniciando en cerca del 39,73% el 28 de febrero y descendiendo progresivamente hasta ubicarse en torno al 31% a finales de abril. Esta senda, sin embargo, sufrió un cambio importante el 1 de mayo, cuando el gestor del mercado publicó una nueva senda de referencia con niveles significativamente más altos, empezando en 53,72%. Esta actualización se mantuvo en ascenso durante mayo, cerrando en 68,99%, con una diferencia de - 4.06 puntos porcentuales con respecto al volumen útil.



Finalmente, los precios en bolsa mostraron una clara relación inversa con el volumen útil y la senda de referencia. En marzo, cuando el volumen útil estaba en descenso, los precios presentaron valores estables, iniciando cerca de 169 \$/kWh y alcanzando picos superiores a 260 \$/kWh durante la primera mitad del mes. Con la recuperación gradual del volumen útil en abril, los precios comenzaron a disminuir, pasando de valores cercanos a 200 \$/kWh a principios de abril hasta situarse en torno a los 110 \$/kWh a finales del mes. En mayo, los precios se mantuvieron estables y relativamente bajos, cerrando cerca de 108 \$/kWh, acompañando la mejora en la disponibilidad hídrica. (ver Figura 3-2).

Figura 3-2 Precio de bolsa y Volumen útil.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Figura 3-3 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas con regulación alta (mayor a 8 semanas) y media (entre 2 y 8 semanas) frente al precio de bolsa. El indicador, se acerca a 1 cuando los aportes para cada planta, son relativamente bajos contra el peor de los promedios históricos con ventana de tiempo de 25 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico. Para efectos de disminuir la volatilidad de la gráfica, se toma para los datos de aportes del trimestre, un promedio móvil de 7 días.

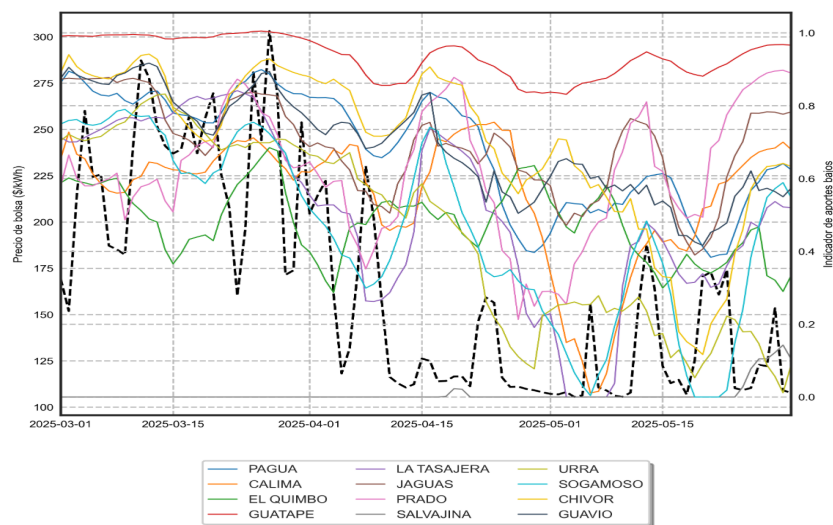


Se observa que, durante el trimestre, el indicador de aportes bajos disminuyó para varios embalses, explicando el comportamiento del precio de bolsa, esto debido al aumento progresivo en los aportes a los diferentes embalses.

Así mismo, el indicador se encuentra en valores por debajo de 0,8 para el mes de marzo para la mayoría de los embalses. Esto quiere decir, que los embalses no tuvieron aportes críticos, sin embargo, dado que el mes de marzo se encuentra en el periodo de verano, los precios no llegaron a mínimos regulatorios, debido a que los aportes no fueron lo suficientemente altos para contrarrestar la tendencia a la baja del volumen útil. En este sentido, los precios de bolsa oscilaron alrededor de los precios ofertados por plantas térmicas a carbón.

Finalmente, durante el final del mes de abril y mayo, se observan altos aportes, que influyeron en el precio de bolsa a la baja, en virtud a que fueron lo suficientemente altos en su conjunto para atender la demanda y llenar los embalses del sistema.

Figura 3-3: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas varias plantas de alta y media regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

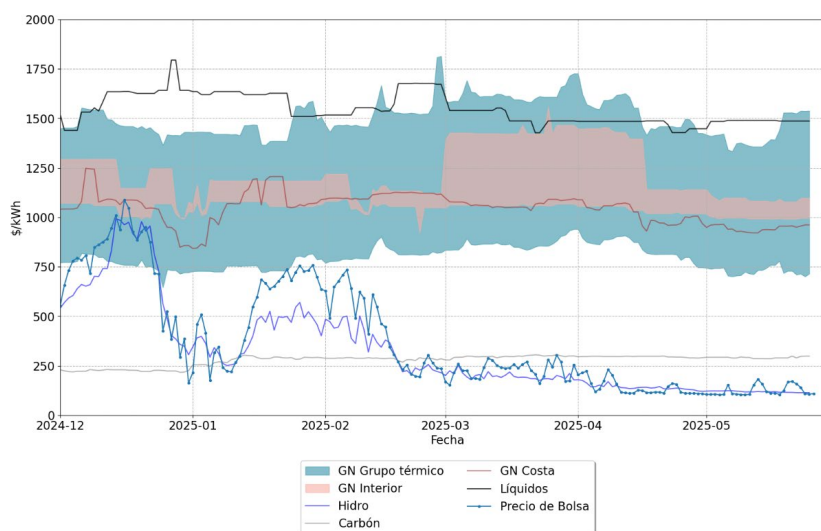


Precios de oferta promedio por energético:

La Figura 3-4 presenta los precios promedio ponderado de las ofertas realizadas por los agentes generadores en el Mercado de Energía Mayorista durante los últimos 6 meses, agrupados por recurso energético. Se incluye el impacto de la entrada en vigencia del mecanismo de sostenibilidad de la confiabilidad establecido por la CREG, en la cual, se reajusta el valor de las plantas hidro al alza, para forzar el embalsamiento de recurso hídrico, cuando el volumen útil se encuentra por debajo de la senda de referencia que evalúa la cantidad mínima de este recurso para atender la demanda futura de mediano plazo.

Para las plantas térmicas que manejan configuraciones, la gráfica presenta el área del promedio ponderado entre las configuraciones más económicas y más costosas.

Figura 3-4: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ofertas presentadas en el MEM.

Durante el trimestre marzo a mayo de 2025 el precio promedio de las ofertas de plantas hidro disminuyó, pasando de cerca de 250\$/kWh en marzo a cerca de 101\$/kWh durante mayo de 2025.



En cuanto a los precios de oferta de las plantas a carbón, se observa que, durante el trimestre analizado, se mantuvieron estables, entre 291 \$/kWh y 296 \$/kWh.

Las plantas que funcionan con Gas Natural deben presentar precios para cada una de sus configuraciones. Para las plantas que usan este energético, que están ubicadas al interior del país, se observó que el comportamiento de sus precios ofertados, disminuyó durante el trimestre, pasando de 1061 \$/kWh en marzo de 2025, a 995 \$/kWh para las configuraciones más económicas, y, para las configuraciones más costosas, disminuyó, pasando en promedio, de 1433\$/kWh en marzo, a 1091\$/kWh en mayo.

Para las plantas del grupo térmico (Flores, Tebsa y Termocandelaria), sus ofertas de configuraciones más económicas, estuvieron en el rango entre 726 \$/kWh en 844 \$/kWh para sus configuraciones más económicas, y para las configuraciones más costosas, se observaron rangos promedio entre 1.1419 \$/kWh y 1619 \$/kWh durante el trimestre marzo a mayo de 2025.

Otras plantas de la costa diferentes al grupo térmico no cuentan con configuraciones por lo que se observa un promedio trimestral que disminuyó en promedio, pasando de 1066 \$/kWh en marzo a 945 \$/kWh en mayo.

Finalmente, las plantas de generación que usan combustibles líquidos tuvieron valores promedio que también disminuyeron durante el trimestre, pasando de 1511\$/kWh en marzo de 2025, a 1.485 \$/kWh durante el trimestre.

La Tabla 3-3 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista por tipo de recurso energético. Se han excluido, las plantas del interior a gas natural con suministro a boca de pozo, las cuales ofertan a mínimos regulatorios.



Tabla 3-3 Precio de oferta promedio por recurso energético.

Mes	Hidro	Carbón	Costa GN	Costa GN GT min	Costa GN GT máx.	Interior GN min	Interior GN máx.	Líquidos
Dic. 24	693,1	224,9	1.042,2	760,8	1.464,0	1.039,5	1.219,7	1.598,7
Ene. 25	405,6	281,8	1.047,5	749,0	1.444,8	1.064,9	1.172,4	1.596,7
Feb. 25	338,7	285,2	1.110,0	810,0	1.522,1	1.053,9	1.134,5	1.586,0
Mar. 25	197,1	296,6	1.066,2	864,9	1.619,0	1.061,7	1.433,3	1.511,4
Abr. 25	141,5	295,4	1.015,4	844,8	1.526,5	1.036,7	1.323,6	1.473,1
May. 25	118,5	291,0	945,1	726,8	1.419,1	995,3	1.091,2	1.485,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

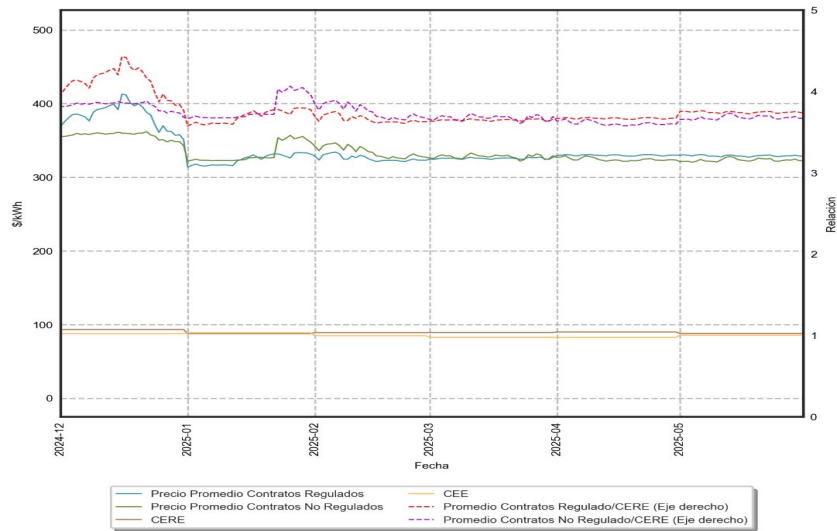
Precios promedio de contratos vs CERE:

La Figura 3-5 La Figura 3-9 presenta los precios promedio del mercado de contratos y su relación con el CERE para la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista desde enero de 2024. En la gráfica se presentan los valores de CERE y CEE calculados por XM, así como la relación entre los precios promedio de contratos y el CERE.

Se observa que, durante el trimestre, los precios promedio, tanto de contratos regulados como no regulados, estuvieron relativamente estables, entre 323 \$/kWh y 329 \$/ kWh.



Figura 3-5: Precio promedio de contratos vs. CERE.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Para el mercado de contratos no regulados, el promedio trimestral de los contratos de energía estuvo alrededor de 308 \$/kWh. Por su parte, el precio promedio de los contratos regulados estuvo alrededor de 321\$/kWh, tal y como se presenta en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.

Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE
Dic. 24	356,47	383,21	93,23	87,75	3,82	4,11
Ene. 25	332,48	324,13	87,81	88,76	3,79	3,69
Feb. 25	334,6	325,79	89,09	84,81	3,76	3,66
Mar. 25	328,07	325,62	89,28	82,67	3,67	3,65
Abr. 25	324,44	329,91	89,92	82,54	3,61	3,67



Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE
May. 25	323,34	329,22	87,93	85,55	3,68	3,74

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

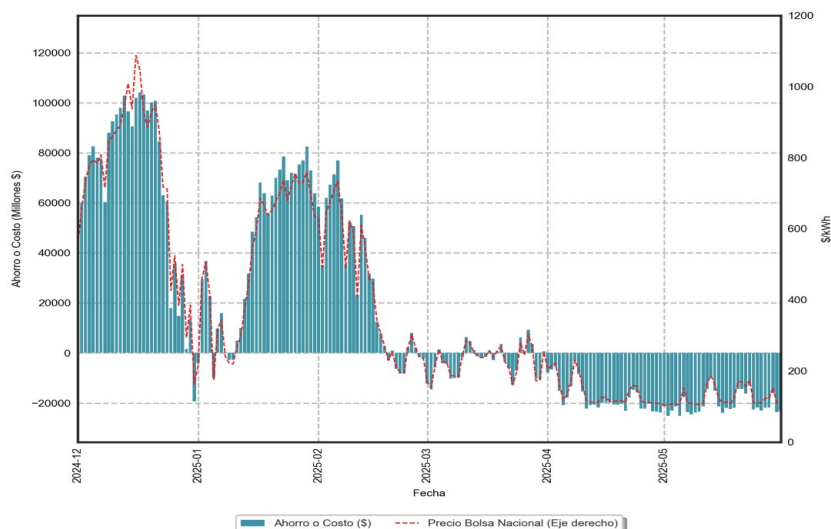
Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado:

Para visualizar el desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado, se ha estimado el ahorro o gasto del sistema en términos monetarios, asumiendo que la energía contratada en el Mercado Regulado hubiera sido comprada a precio de bolsa, tomando como fuente la demanda real regulada y las compras en contratos en dicho sector, descontando las ventas en contratos desde la actividad de comercialización, para el sector Regulado, tomando como base los datos registrados en Sinergox.

La Figura 3-6 presenta el resultado de este cálculo, donde un valor positivo es un ahorro del sistema, es decir, dado que el precio de bolsa es superior al precio promedio de contratos, el mercado como sistema observa un ahorro frente al escenario que no existiera el mercado de contratos y toda la energía fuera adquirida en el mercado de corto plazo (precio de bolsa).



Figura 3-6: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa en el mercado regulado.



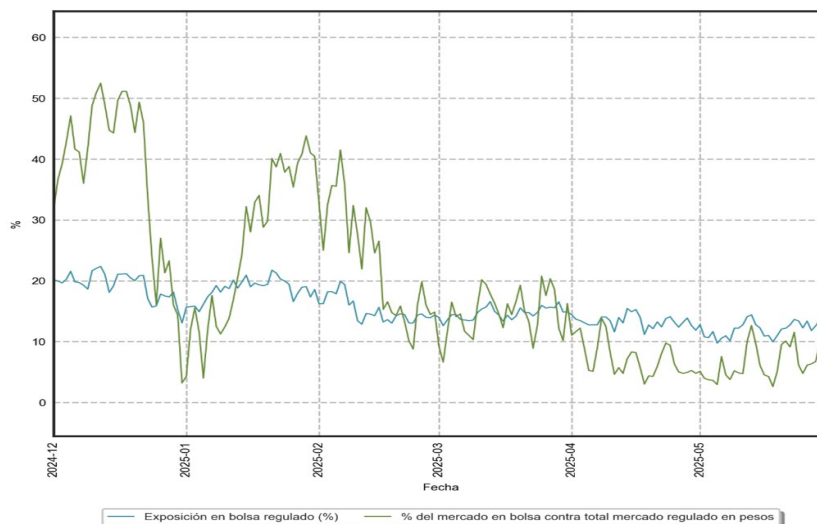
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Al comparar la evolución del costo evitado durante los dos trimestres anteriores, se observa que, durante el trimestre anterior, el mercado de contratos tuvo un ahorro significativo, y en contraste, durante el trimestre marzo a mayo de 2025, se observa que hay muy poco ahorro durante marzo, y cuando el precio de bolsa es inferior al promedio de precios de contratos, se observa un ahorro negativo, es decir que el mercado de contratos genera un costo en virtud a ser un mecanismo de balance. Se observa, que si bien, el costo evitado durante diciembre llegó a cerca de 100.000 millones de pesos al día, durante los meses de abril y mayo, el costo adicional que paga el usuario es cercano a 20.000 millones de pesos al día. Esto implica, que el mecanismo de contratos funciona a favor de los usuarios, en el sentido que es más alto el costo que se evita, que el costo efectivo cuando el precio de bolsa es bajo.

La Figura 3-7 presenta la exposición en bolsa calculada y su impacto en el porcentaje de dinero en el mercado regulado. Al comparar el trimestre marzo- mayo con el trimestre diciembre a febrero, se observa una disminución de la exposición en bolsa, pasando de cerca de 20% en diciembre a cerca de 12% en el mes de mayo. En términos monetarios, durante el trimestre, se observó que el dinero en compras en bolsa fue cercano al 15% en marzo, disminuyendo a promedios cercanos a 8% en abril y mayo, esto debido, a los bajos precios de bolsa del trimestre



Figura 3-7: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.5 Indicadores para agentes generadores

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes más representativos del mercado con generación tanto hídrica como térmica.

2.5.1 Comparación de variables por agente

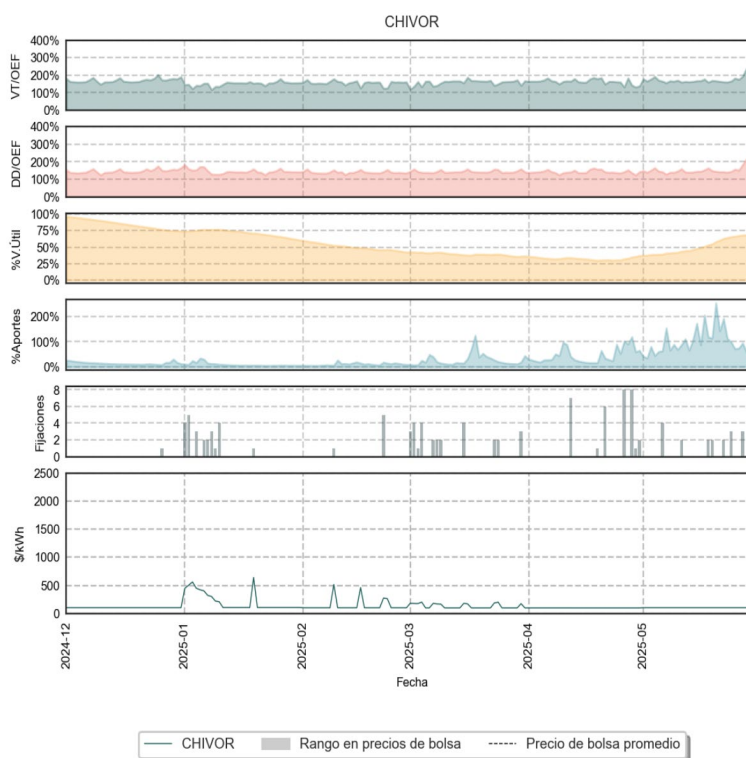
Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes más representativos del mercado con generación tanto hídrica como térmica.

AES Colombia:

Para AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 67.4% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-8).



Figura 3-8: Comparación de variables: AES Colombia.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 48.9% superior a sus Obligaciones de Energía Firme, en promedio trimestral, con un aumento a cerca de 80% por encima de sus OEF para el mes de mayo.

En relación al volumen útil de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. se registraron valores promedio de 39.5% en promedio para marzo, 32,9% en abril, y para mayo tuvieron un promedio de 52.2%

Al revisar los aportes, los mismos fueron, comparados contra el percentil 95 de su histórico, de un 27.1% para marzo, 45.6% para abril, y aumentando para el mes de mayo a un promedio de 98.8%.

En la Tabla 3-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre marzo - mayo.



Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

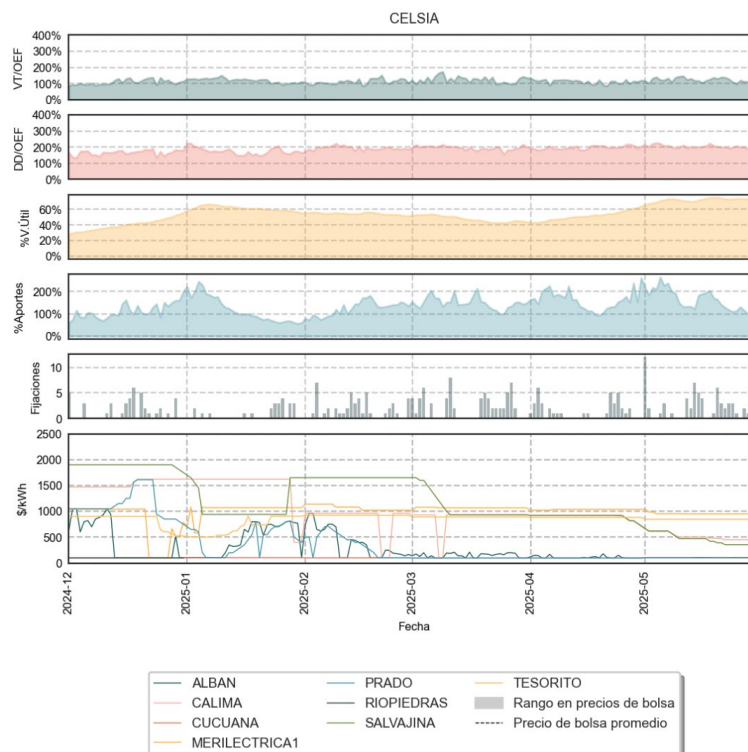
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	108,95	97,37	27,60	97,24	201,14

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Celsia:

Las ventas totales de energía de CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. fueron en promedio, 19,5% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado. (ver Figura 3-9).

Figura 3-9: Comparación de variables: Celsia.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, se registró un valor promedio de 99.5% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Durante el trimestre, el volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 48.5% en el mes de marzo, 51,8% en abril, y aumentando significativamente a 72,3.7% en promedio durante mayo.

El agente tuvo importantes aportes hídricos durante el trimestre. Los mismos, fueron en promedio 149,6% en comparación a su percentil 95 histórico para marzo, 161.6% durante abril, y 160,3% durante mayo.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 3-6.

Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	120,17	100,25	34,14	97,24	210,00
Calima	760,05	920,00	220,51	97,37	930,00
Cucuana	98,90	97,37	2,49	97,24	104,40
Merilectrica 1	1.018,57	1.037,04	48,49	950,12	1.077,58
Prado	98,48	97,37	1,80	97,24	104,40
Riopiedras	816,37	921,00	306,48	355,00	1.650,00
Salvajina	872,91	881,91	19,14	846,66	890,44
El Tesorito	120,17	100,25	34,14	97,24	210,00

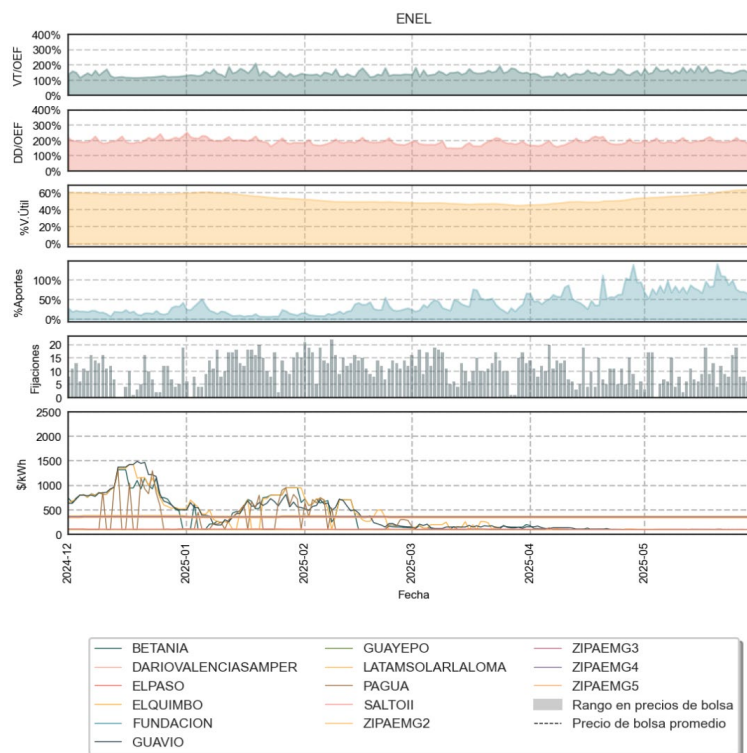
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Enel:

Para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP las ventas totales de energía del trimestre, fueron en promedio 52.7% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 3-10).

Figura 3-10: Comparación de variables: Enel.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Para este agente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 88.5% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de las plantas del agente, registró valores promedio de 47.23% para marzo, 49.56% para abril, y 59.06% para mayo.



En cuanto a los aportes hídricos percibidos por el agente ENEL COLOMBIA SA ESP, comparados contra el percentil 95 de su histórico, se registraron valores promedio de 38.86% para marzo, 63.53% para abril, y 81.01% para mayo.

La Tabla 3-7 presenta los estadísticos de precios para este agente.

Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	111,09	104,00	19,95	97,24	200,00
Darío Valencia Samper	102,05	100,25	3,44	97,24	107,00
El paso	97,03	96,80	2,46	94,00	100,00
El Quimbo	118,95	104,05	41,26	97,24	260,00
Fundación	97,03	96,80	2,46	94,00	100,00
Guavio	124,39	110,00	28,17	97,24	210,00
Guayepo	97,03	96,80	2,46	94,00	100,00
Latam solar	97,03	96,80	2,46	94,00	100,00
Pagua	100,25	97,37	7,90	97,24	160,00
Salto II	102,21	100,25	3,59	97,24	107,10
Zipa 2	371,00	371,00	-	371,00	371,00
Zipa 3	344,00	344,00	-	344,00	344,00
Zipa 4	357,00	357,00	-	357,00	357,00
Zipa 5	337,00	337,00	-	337,00	337,00

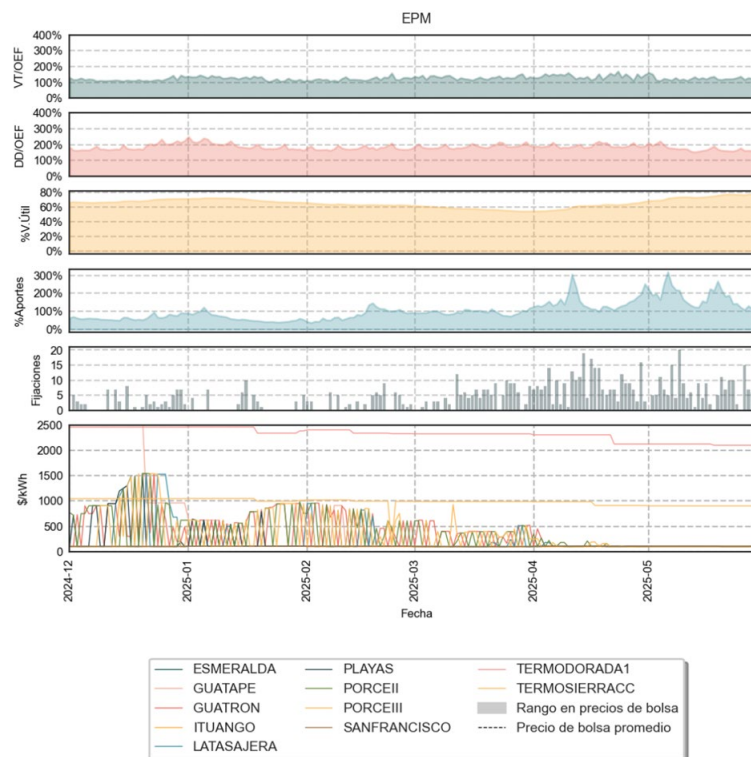
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



EPM:

Para el agente EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. las ventas totales de energía durante el trimestre marzo-mayo, fueron en promedio 31.3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 3-11).

Figura 3-11: Comparación de variables: EPM.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, la misma fue en promedio, 85.1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. durante marzo tuvo un promedio de 58.00%, para abril, el promedio fue de 61.00%, y para mayo, fue de 74.57%.



Los aportes hídricos percibidos por EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., fueron de 95.10% para marzo, 151.91% para abril, y 176.32% para mayo, comparados contra el percentil 95 de su histórico.

La figura presenta para la planta de ciclo combinado Termosierra, la evolución de precios de su configuración más económica. La Tabla 3-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Esmeralda	103,06	103,75	1,94	100,45	105,00
Guatapé	98,80	97,37	2,16	97,24	106,00
Guatrón	187,27	105,00	152,89	100,45	620,00
Ituango	98,30	97,37	1,40	97,24	100,25
La Tasajera	114,54	100,25	63,34	97,24	512,00
Parque solar Tepuy	102,48	103,75	1,97	100,25	105,00
Playas	175,60	100,25	139,72	97,24	610,00
Porce II	167,08	100,25	142,72	97,24	931,00
Porce III	103,06	103,75	1,94	100,45	105,00
San Francisco	2.230,65	2.306,46	100,42	2.101,03	2.325,39
Termodorada 1	947,08	983,67	42,09	901,30	988,91
Termosierra CC (configuración más económica)	1992,98	1894,49	119,78	1857,42	2154,35



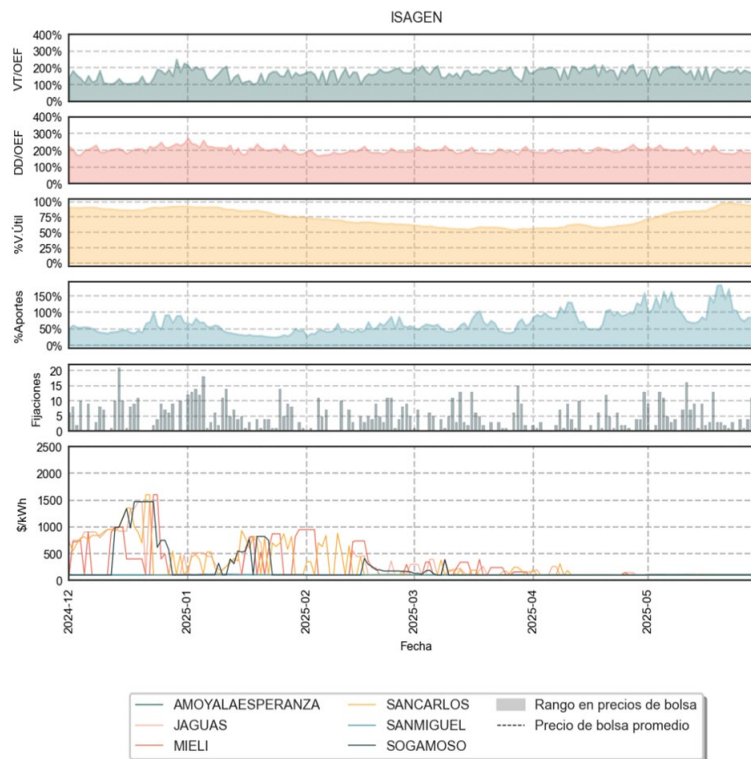
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termosierra CC (configuración más costosa)	103,06	103,75	1,94	100,45	105,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Para ISAGEN S.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 79.6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-12).

Figura 3-12: Comparación de variables: Isagen.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 199.7% superior a sus Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre, el volumen útil de las plantas del agente, registró valores promedio de 57.73% para marzo, 60.80% para abril, y 87.88% para mayo.

Respecto a los aportes hídrico recibidos, se registraron valores promedio de 60.49% para marzo, 93.49% para abril, y 109.06% para mayo, respecto del percentil 95 de su histórico.

La Tabla 3-9 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios ofertados para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista.

Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.

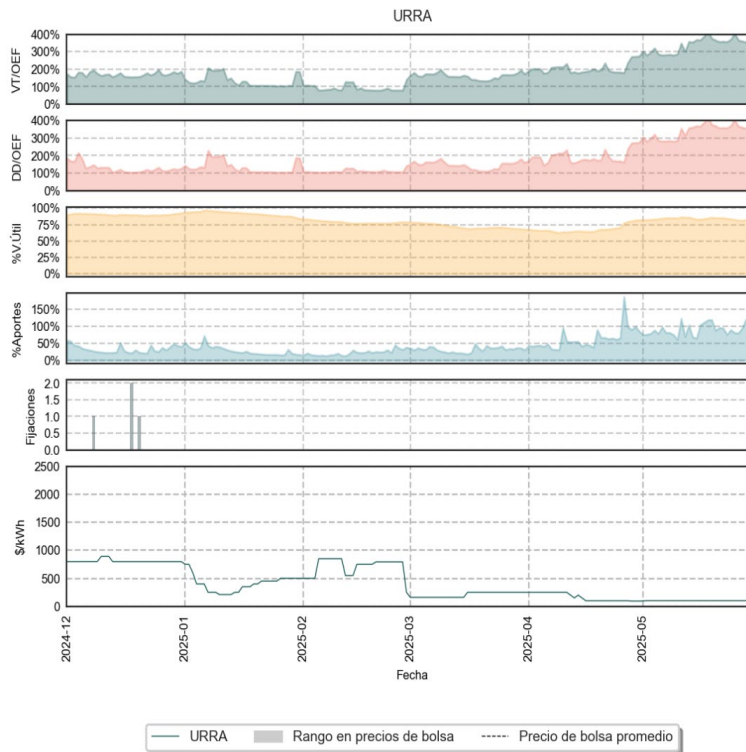
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Amoyá la Esperanza	106,49	105,61	1,77	104,03	109,96
Jaguas	131,75	100,25	67,33	97,24	391,00
Miel I	128,97	100,25	73,81	97,24	395,00
San Carlos	116,38	100,25	48,22	97,24	380,00
San Miguel	98,30	97,37	1,40	97,24	100,25
Sogamoso	104,44	97,37	32,11	97,24	380,00

Urrá:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., fueron en promedio 235.4% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo. (ver Figura 3-13).



Figura 3-13: Comparación de variables: Urrá.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 227.4% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., tuvo un promedio de 72.30% para marzo, 68.40% durante abril, y 83.99% para el mes de mayo.

En cuanto a los aportes recibidos por el agente, comparados contra el percentil 95 de su histórico, se registraron valores promedio de 31.77% para marzo, 62.74% para abril, y 91.26% para mayo.

La Tabla 3-10 presenta los estadísticos de precios para este agente.



Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Urrá	157,17	125,50	65,12	94,00	250,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gensa:

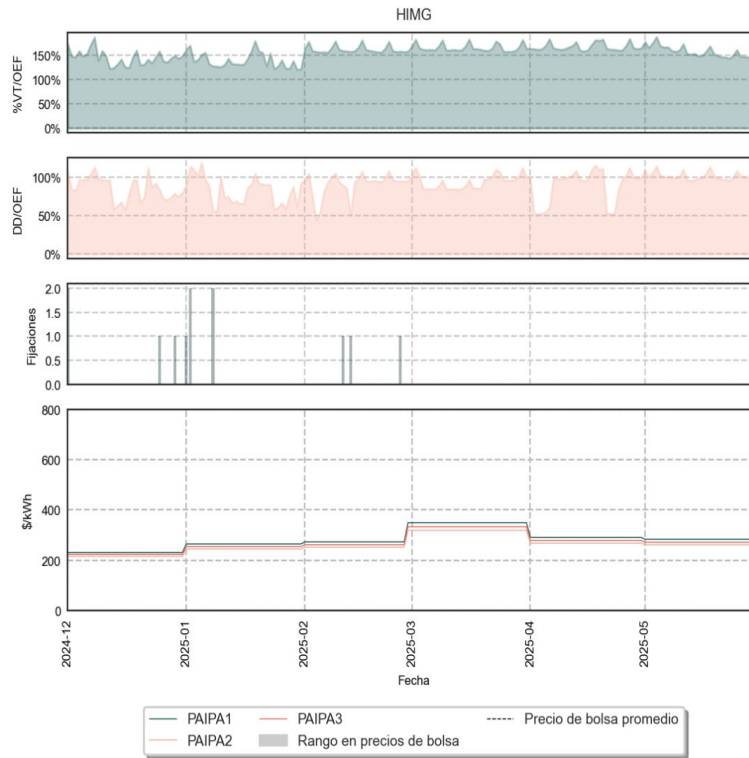
Las ventas del agente en el trimestre marzo - mayo de 2025 fueron similares al trimestre anterior, en cerca de 155.00% de sus Obligaciones de Energía Firme.

Asimismo, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria fue cercana al 100% de sus OEF durante el periodo. (ver Figura 3-14).

Durante el periodo, el agente no tuvo fijaciones de precio de bolsa, y sus precios ofertados han disminuido desde marzo, estabilizándose en cerca de 280 \$/kWh en promedio.



Figura 3-14 Comparación de variables Gensa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 3-11 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente.

Tabla 3-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	307,76	290,61	29,88	282,90	349,21
Paipa2	282,48	267,17	26,11	261,04	318,73
Paipa3	294,33	278,16	27,87	271,29	333,02

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

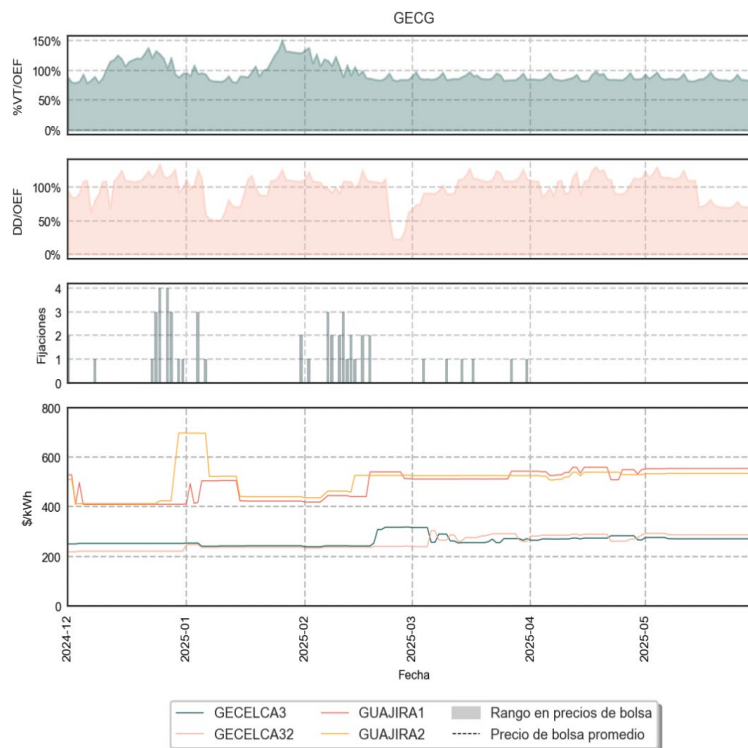


Gecelca:

Durante el período, las ventas totales del agente del agente fueron algo inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-15).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue superior a sus Obligaciones de Energía firme durante los meses de marzo y abril, disminuyendo durante mayo a cerca de 70% de sus OEF.

Figura 3-15 Comparación de variables Gecelca



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 3-12 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca.



Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gecelca

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	272,41	270,50	13,04	253,87	315,65
Gecelca32	280,45	286,56	14,06	238,93	303,02
Guajira1	537,22	542,84	19,25	508,29	558,64
Guajira2	529,13	529,32	6,85	507,40	538,84

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Sochagota:

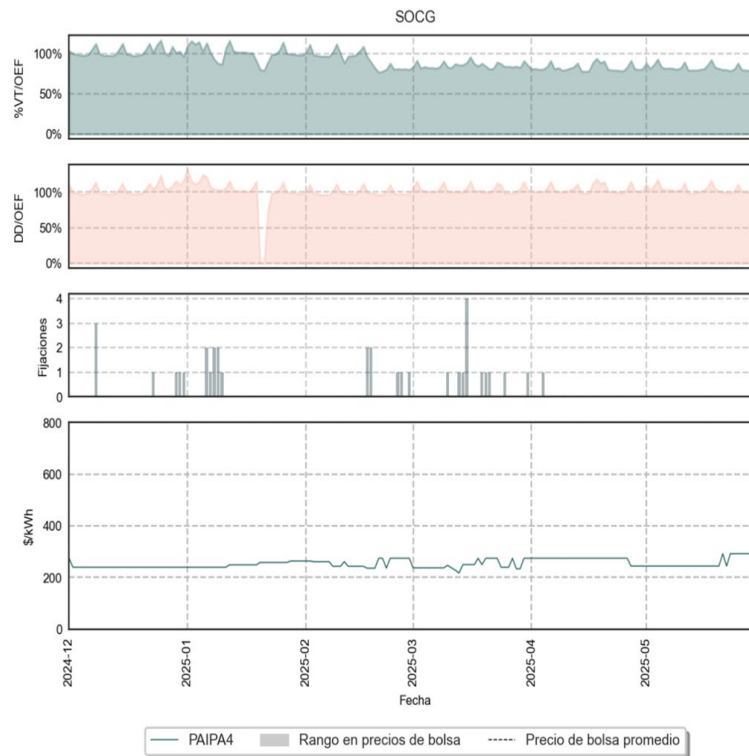
En el trimestre marzo - mayo 2025, el agente vendió en el mercado (contratos + bolsa), cerca del 80.00% de sus Obligaciones de Energía Firme en promedio. (ver Figura 3-16).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue cercana al 100%, y similar al trimestre anterior.

Durante el trimestre, el agente tuvo 13 fijaciones en precio de bolsa, principalmente en marzo.



Figura 3-16 Comparación de variables Sochagota



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a los precios ofertados, el agente presentó ofertas que oscilaron entre 216,9 \$/kWh y 292,1 \$/kWh durante el trimestre marzo - mayo de 2025. La Tabla 3-13 presenta los estadísticos básicos del trimestre.

Tabla 3-13 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Sochagota

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	259,13	249,52	19,65	216,90	292,12

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



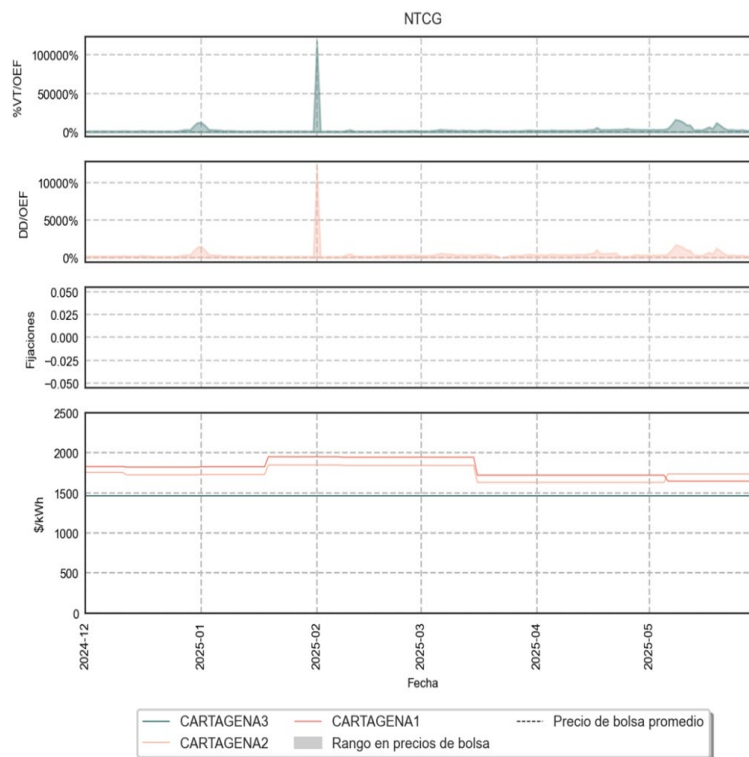
Nitro Energy:

Para el agente Nitro Energy, las Ventas totales son cerca de 18 veces sus OEF. Esto se debe a que el agente no cuenta con muchas Obligaciones de Energía en Firme, y adicionalmente, respalda sus ventas, con compras en contratos principalmente (ver Figura 3-17).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue similar al trimestre anterior, en cerca de 160% frente a sus Obligaciones de Energía firme.

Durante el trimestre, el agente no presentó fijaciones de precio de bolsa.

Figura 3-17: Comparación de variables Nitro Energy



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Los estadísticos básicos de los precios ofertados del agente se presentan en la Tabla 3-14.

Tabla 3-14: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Nitro Energy

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Cartagena 1	1.735,94	1.720,42	97,94	1.646,18	1.944,28
Cartagena 2	1.694,21	1.630,04	79,71	1.630,04	1.841,26
Cartagena 3	1.463,35	1.463,35	-	1.463,35	1.463,35

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

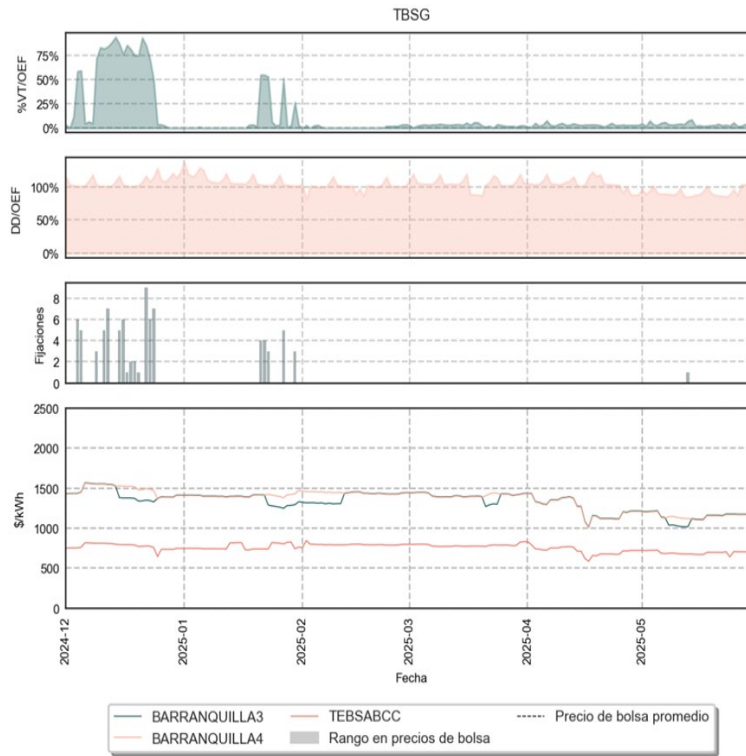
TEBSA:

Las ventas totales del agente fueron cercanas al 8% de sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre marzo - mayo de 2025, esto debido a que los precios de bolsa han estado bajos durante el trimestre, y la energía generada por el agente ha sido principalmente para cubrir generación por seguridad (ver Figura 3-18).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue cercana al 100% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre marzo - mayo de 2025.



Figura 3-18 Comparación de variables TEBSA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 3-15 presenta los estadísticos de precios ofertados para este agente.

Tabla 3-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	1.261,77	1.242,86	133,95	1.012,78	1.447,36
Barranquilla4	1.268,81	1.237,56	128,56	1.005,12	1.441,56
TEBSA CC (Configuración más económica)	732,50	723,83	50,99	587,10	831,34



Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TEBSA CC (Configuración más costosa)	1.937,69	1.970,45	134,40	1.458,96	2.187,88

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

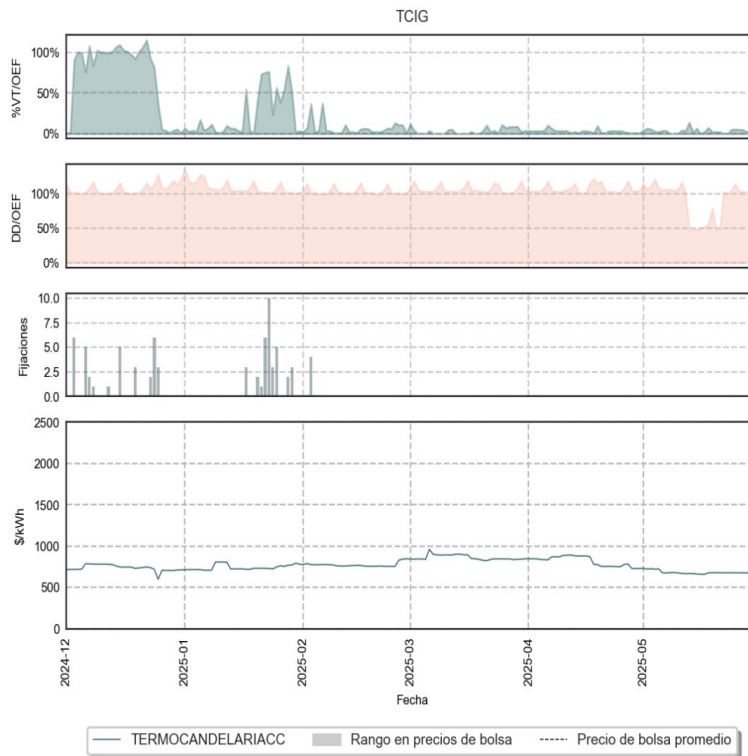
Termocandelaria:

Las ventas totales del agente Termocandelaria fueron cercanas al 4% de a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre marzo – mayo de 2025, disminuyendo en comparación con el trimestre pasado, debido a que, dados los bajos precios de bolsa, su generación se limitó a generación por seguridad.

Así mismo, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria en este periodo fue cercana al 100% de sus Obligaciones de Energía firme, a excepción de un periodo entre la 2da y 3ra semana en la cual disminuyó a cerca del 50% (ver Figura 3-19).



Figura 3-19 Comparación de variables Termocandelaria



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 3-16 presenta los valores promedio de la ofertas para las plantas del agente, para su configuración más costosa y más económica.

Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria CC (configuración más económica)	786,62	830,25	87,83	658,17	960,41
Termocandelaria CC (configuración más costosa)	1.351,58	1.377,68	129,10	1.111,87	1.661,92

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

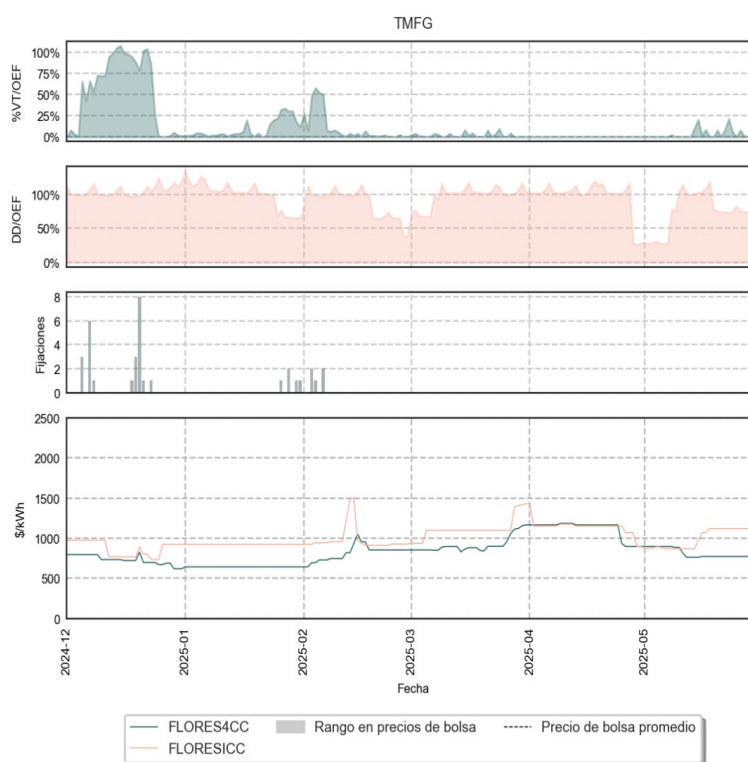


Prime:

Las ventas del agente en el periodo marzo a mayo de 2025 han sido inferiores al 10% de sus Obligaciones de Energía Firme, esto dado que los precios de bolsa han sido muy inferiores a los precios de oferta del agente, generando el mismo, solo por seguridad y no en merito (ver Figura 3-20).

Al observar la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria frente a las OEF del agente, se observa que en general, dicha disponibilidad equivalente, es cercana a sus OEF, a excepción de periodos donde la misma disminuye por mantenimientos realizados.

Figura 3-20 Comparación de variables Prime



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



La Tabla 3-17 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores I CC	1.085,32	1.098,53	127,43	870,04	1.429,17
Flores 4 CC (Configuración más económica)	946,37	897,57	154,68	762,47	1.185,60
Flores 4 CC (Configuración más costosa)	1332.71	1534.69	241.91	1044.56	1534.69

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

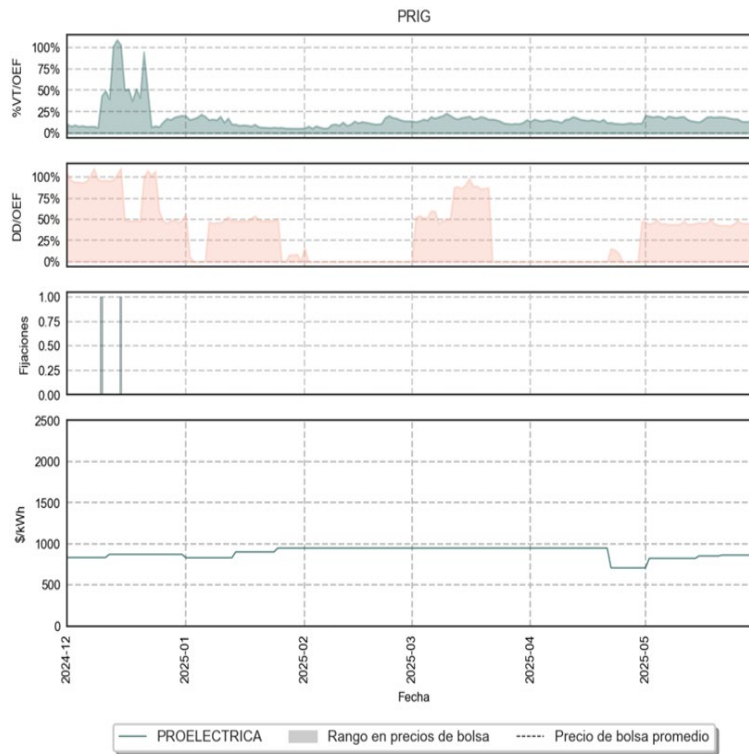
Proeléctrica:

Durante el periodo, las ventas totales del agente fueron cercanas a un 20% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio. Figura 3-21.

Por su parte, en cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada en promedio para el trimestre marzo – mayo de 2025, se observan periodos en los cuales la misma disminuyó a 0% y a 50%, lo cual no representa un riesgo, dado que los bajos precios de bolsa en el mercado, hacen que esta planta no haya sido requerida para generar más allá de generación por seguridad.



Figura 3-21: Comparación de variables Proeléctrica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Los estadísticos básicos de los precios ofertados para este agente se observan en la (ver Tabla 3-18).

Tabla 3-18: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Proeléctrica	888,02	947,67	79,88	707,16	947,67

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



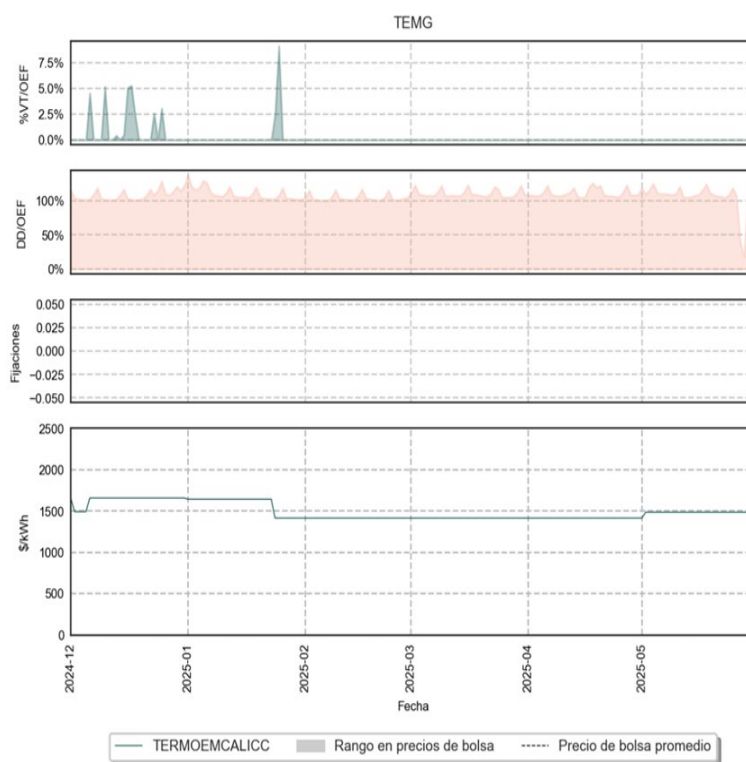
TermoEmcali:

Durante el trimestre marzo a mayo de 2025, el agente no tuvo ventas de energía, por lo que este indicador estuvo en 0% frente a sus Obligaciones de Energía firme, esto debido a los bajos precios de bolsa, que hacen que esta planta no genere más allá de generación por seguridad en momentos esporádicos (ver Figura 3-22).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue cercana al 100% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre marzo a mayor de 2025, siendo similar a la del trimestre anterior (107,94%).

Así mismo, el agente no tuvo fijaciones y sus precios ofertados estuvieron en cerca de 1493 \$/kWh en promedio.

Figura 3-22 Comparación de variables TermoEmcali



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



La Tabla 3-19 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta.

Tabla 3-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.493,26	1.414,93	101,03	1.414,93	1.657,45

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termonorte:

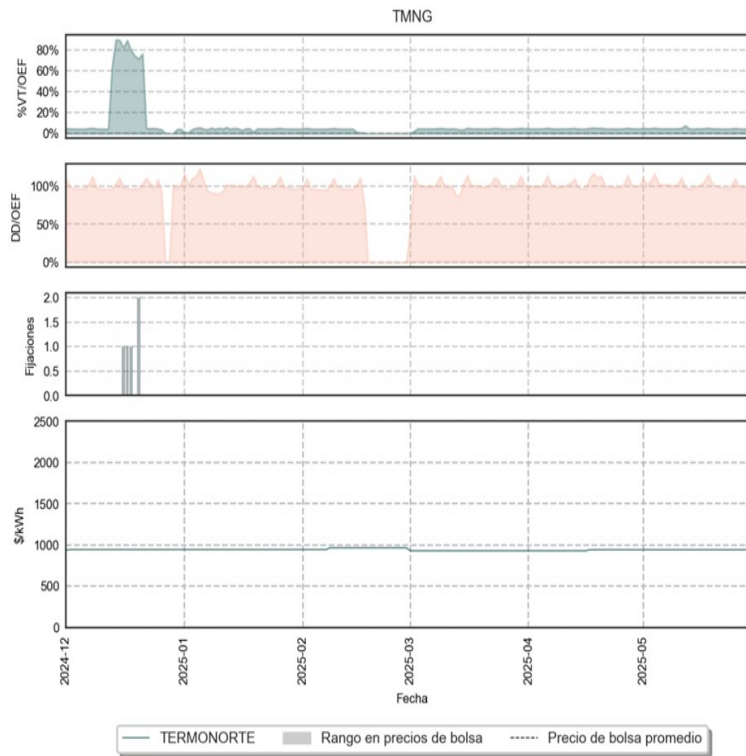
Durante el período marzo - mayo de 2025, las ventas totales del agente fueron inferiores al 10.00% en relación con sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-23).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue cercana a 100% de sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el marzo a mayo de 2025.

Los precios ofertados por esta planta estuvieron cercanos a 1000 \$/kWh, sin tener fijaciones de precio de bolsa.



Figura 3-23 Comparación de variables Termonorte



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 3-20 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

Tabla 3-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	935,87	930,00	6,03	930,00	942,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



2.6 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

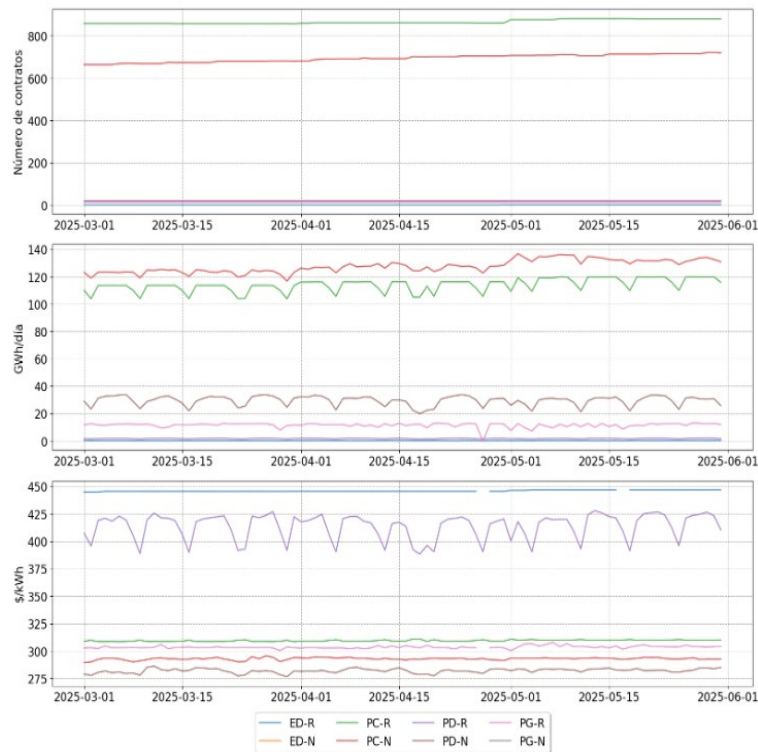
La información presentada en esta sección se basa en los archivos de despacho diario de contratos elaborados por XM para la liquidación de los agentes, así como la información del portal Sinergox y de la API pública.

2.6.1 Caracterización de contratos en el mercado de energía mayorista

Con el fin de evaluar la contratación en el mercado de energía mayorista, se han tomado los registros de contratos despachados en su versión TX2. La Figura 3-24 presenta el resumen de la evolución desde 2024.



Figura 3-24 Evolución del despacho de contratos en el M.E.M.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Se observa, que durante el trimestre hubo un total de 1665 contratos. Los segmentos con mayor número de contratos fueron los de tipo pague lo contratado. Para el sector no regulado, se presentaron un total de 752 contratos y para el regulado, un total de 857 contratos. La Tabla 3-21 presenta la cantidad de contratos para los diferentes tipos de despacho y tipos de mercado despachados diariamente por XM durante el trimestre.

Tabla 3-21 Cantidad de contratos despachados

Tipo de Mercado	Tipo de Despacho	Cantidad de contratos
No Regulado	PC	752
No Regulado	PD	16



Tipo de Mercado	Tipo de Despacho	Cantidad de contratos
Regulado	ED	2
Regulado	PC	857
Regulado	PD	20
Regulado	PG	18

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Así mismo, la Tabla 3-22 presenta el promedio diario de la energía despachada en contratos durante el trimestre. Para los contratos tipo pague lo contratado, en el sector regulado, se observa un precio promedio de 309,58 \$/kWh, y en el no regulado, un promedio de 293 \$/kWh.

En cuanto al segmento pague lo generado, resultante de la resolución CREG 036 de 2024, se observan precios promedio de 303,57 \$/kWh, disminuyendo frente al trimestre anterior, teniéndose un impacto por esta medida de 11,54 GWh/d en promedio, es decir, la medida regulatoria, ha alcanzado un impacto cercano al 5% de la demanda. Se resalta que se espera, que los precios en este segmento, sean inferiores a los de pague lo contratado para el sector regulado, toda vez que ofrecen menos firmeza que los de tipo pague lo contratado.

En cuanto al segmento ED, correspondiente a los contratos habilitados por la Creg para entidades intervenidas, los mismos han tenido un impacto de 0,24 GWh/día, con un precio promedio de 446,17 \$/kWh durante el trimestre marzo a mayo de 2025.

Tabla 3-22 Cantidades y precios contratos despachados

Tipo de Despacho	Tipo de Mercado	Energía Contratos Despachados GWh/día	\$/kWh
ED	R	0,24	446,17
PC	N	127,58	293



Tipo de Despacho	Tipo de Mercado	Energía Contratos Despachados GWh/día	\$/kWh
	R	114,03	309,58
PD	N	29,47	282,2
	R	1,75	415,12
PG	R	11,54	303,57

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.6.2 Evaluación de escenarios de riesgo energético parametrizado tipo “Valor en Riesgo” para el sistema hidro en Colombia

Introducción:

En un sistema eléctrico altamente dependiente de la generación hidroeléctrica como el colombiano, la exposición a fenómenos climáticos extremos, como El Niño, demanda análisis rigurosos que permitan anticipar riesgos sistémicos y mitigar impactos financieros y operativos. El presente capítulo aplica la metodología de Valor en Riesgo (VaR) para evaluar el riesgo asociado a escenarios de estrés hídrico en el sistema eléctrico colombiano.

El análisis de Valor en Riesgo (VaR) permite estimar la posible pérdida financiera en escenarios adversos, indicando cuánto podría perderse en un día determinado con un nivel de confianza del 95% o 99%. Se utiliza ampliamente en finanzas para evaluar riesgos en portafolios de inversión, y en este caso, se adapta al contexto energético para estimar costos potenciales de incumplimientos en la generación hidroeléctrica.

En general, el VaR es un modelo usado para evaluar niveles de riesgo asociados a inversiones y activos financieros como bonos, acciones y derivados financieros, donde el valor en riesgo se



calcula en mediante métodos de Montecarlo, o mediante el uso de información histórica, o métodos de covarianza generándose el valor de la pérdida, con probabilidades del 95% o 99%.

Por ejemplo, si un portafolio de inversión tiene un VaR diario de \$1 millón de dólares con un nivel de confianza del 95%, significa que hay un 95% de probabilidades de que el portafolio no pierda más de \$1 millón de dólares en un solo día. Por el contrario, hay un 5% de probabilidades de que la pérdida supere el millón de dólares³.

En este sentido, la metodología utilizada se asimila a un análisis de Valor en Riesgo, mediante una evaluación de escenarios, calculándose el costo del incumplimiento de la energía hidro con base en información histórica parametrizada tales como los aportes y los contratos desde el primero de enero de 2023 hasta el 31 de mayo de 2025, conteniendo el fenómeno de El Niño de 2023 en su totalidad, e incluyendo un periodo de recuperación en 2024 y 2025.

Metodología para el análisis:

Se utilizan como datos base los siguientes:

- Serie histórica de aportes
- Serie históricas de ventas y compras en contratos
- Serie histórica del volumen útil del embalse
- Serie histórica de los precios de bolsa
- Volumen máximo y mínimo estimados

La metodología se estructura en las siguientes etapas clave:

1. Se establecen dos casos de análisis con energía a contratar. El primero, en el que el sistema hídrico debe cubrir el 95% de la demanda del SIN (caso que atiende a la política de ministerio de disminuir la bolsa al 5%), y el segundo, basado en la energía actualmente contratada.

³ <https://www.crystalfunds.com/insights/understanding-value-at-risk>



2. Para cada caso, se tienen 3 escenarios. El escenario alto, quiere decir que el 100% de la energía a contratar, se cubre en contratos; el escenario medio, calcula que pasa si el 90 de la energía a contratar se cubre en contratos y el escenario bajo, analiza que pasa si el 80% se cubre en contratos.
3. Con base en el volumen útil del primer día (1 de enero de 2023), se calcula el volumen para el día siguiente, con base en la ecuación:

$$EEmb_t = \min((Emb_{t-1}^{cob} + I_t - O_t, Emb_{min}), Emb_{max})$$

Donde:

E_{t-1}^{cob} :	Energía embalsada en el embalse con nivel de cobertura “cob” en el día t, <i>cob</i> puede ser alto, medio o bajo.
I_t :	Ingreso de energía (aportes hídricos).
O_t :	Egreso de energía (Demanda o contratos dependiendo del escenario simulado).
Emb_{min} :	Nivel mínimo de embalse.
Emb_{max} :	Nivel máximo de embalse.

4. Se calcula el incumplimiento, como la energía que no puede ser suministrada, dado que el nivel del embalse llegó a su límite inferior. Para efectos del modelo, se asume que el mínimo embalse es el volumen histórico mínimo, presentado en 2023,
5. Se evalúa el costo del incumplimiento asumiendo que la energía incumplida debe ser comprada en bolsa y vendida en contratos (pérdida del generador).
6. Se calcula el valor en riesgo VaR como el percentil 95, 97 y 99 del costo económico del incumplimiento, en términos absolutos, así como también en \$/kWh.
7. Se presentan gráficas comparadas, que permiten analizar el impacto de cada escenario y sus posibilidades con lo que sucedió realmente, en términos de volumen útil.
8. Se establecen conclusiones y/o recomendaciones.



Caso I. El sistema cubre el 95% de la demanda del SIN

Este caso evalúa que pasa si se quiere cubrir el 95% de la demanda con energía hidro, acorde con el decreto de ministerio que busca llevar a 95% el cubrimiento en contratos manteniendo el mercado SPOT a 5%. Se descuenta de la generación real que se realizó con carbón dado que su costo es inferior a la resolución CREG 066 de 2024. La Figura 80 muestra los resultados de la simulación, donde se comparan los niveles de cobertura y el VaR para el sistema. En azul, se muestran los aportes reales y la evolución del volumen útil real del periodo.

Para el escenario alto, se identifican incumplimientos entre noviembre de 2023 y mayo de 2024, así como en octubre de 2024 y el periodo septiembre 2024 a abril de 2025. El costo del incumplimiento sistémico, se identifica entre 50.000 y 500.000 millones de pesos al día, con cantidades similares a la demanda, superiores a 200GWh/día.

Para el escenario medio, se observan incumplimientos en un rango menor tanto en tiempo donde el primer segmento tiene una duración inferior al escenario alto en 2 meses, así como en cantidad, llegando a incumplimientos cercanos a 200GWh/día. Y, para el escenario bajo, se observa un incumplimiento menor que los otros dos escenarios, con un rango de incumplimiento entre febrero y mayo de 2025. En cantidad de energía, el incumplimiento es inferior a 200GWh/día.

En el panel inferior, se observa el valor en riesgo para un percentil de 95% y 99% para el escenario alto. Para este escenario, el valor en riesgo estimado, se encuentra alrededor de 1.046,96 \$/kWh para el 95% y en 1.883,09 \$/kWh para el 99%. La Tabla 3-23 presenta los diferentes valores de VaR para los escenarios.

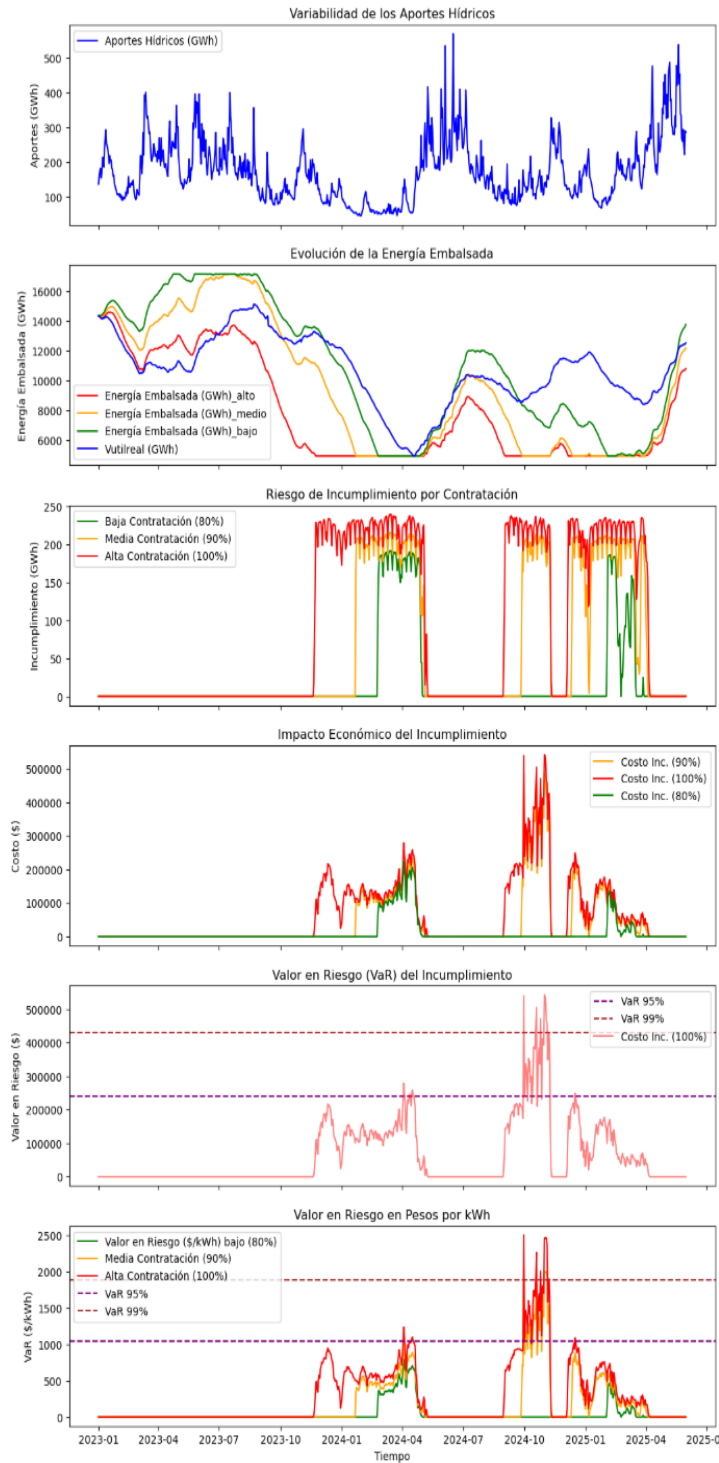


Tabla 3-23 Caso I, precios VaR hidro

	Escenario bajo (\$/kWh)	Escenario medio (\$/kWh)	Escenario alto (\$/kWh)
Var 95%	459,28	942,27	1.046,96
Var 97%	568,21	1.299,68	1.444,09
Var 99%	824,98	1.694,78	1.883,09



Figura 3-25: Caso I. Resultado del modelo de análisis VaR, 95% de la demanda en contratos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

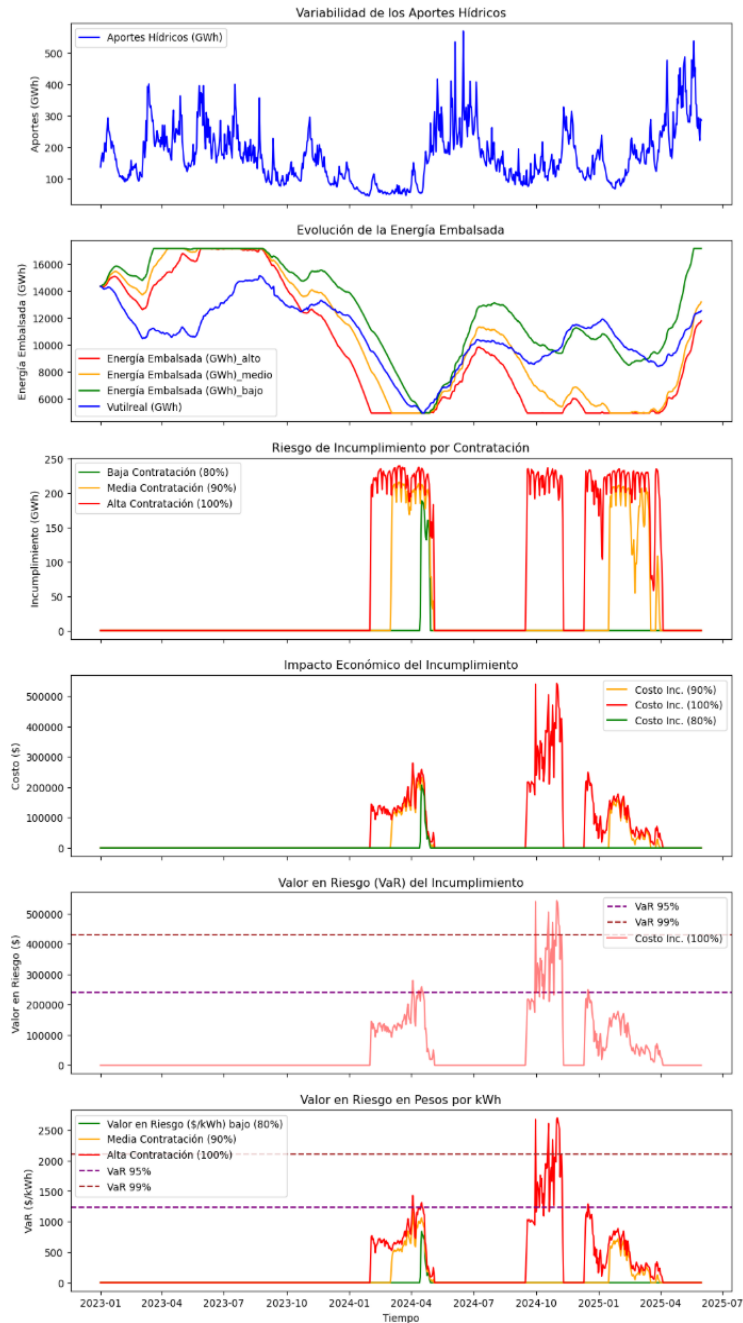


Caso II. El sistema cubre el 100% de lo contratado actualmente

Para este caso, se asume que se requiere el cubrimiento del 100% de las ventas en contratos, descontando las compras en contratos para la actividad generador. Se descuentan las compras en contratos, dado que se analiza la actividad de generación y de esta forma se elimina la intermediación o energía que respalda con alguna firmeza a las ventas en contratos. La Figura 81 presenta los resultados del modelo para este caso.



Figura 3-26: Caso II Resultado del modelo de análisis VaR, ventas en contratos menos compras en contratos, actividad generador.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Comparado con el caso I, se observan tiempos de incumplimientos menores. Así mismo, se observa que el escenario bajo (80% de lo contratado), tiene muy pocos incumplimientos. La Tabla 3-24 presenta los valores VaR para los percentiles 95%, 97% y 99%. En la misma, se observa que para el escenario bajo, los percentiles 95 y 97 son 0, mientras que el percentil 99 es bastante bajo, con cerca de 208 \$/kWh. Para el escenario medio, 90% de lo contratado actualmente, se observa para un VaR de 95%, un valor de 667,91 \$/kWh, y para el 99% de 1080 \$/kWh. Finalmente, para el escenario alto, se observa para el VaR de 95%, un valor de 1231,94\$/kWh y para el 99%, un valor de 2106,46 \$/kWh.

Tabla 3-24 Caso II. Percentiles 95, 97 y 99 VaR escenario contratos actual

	Escenario bajo (\$/kWh)	Escenario medio (\$/kWh)	Escenario alto (\$/kWh)
Var 95%	0	667,91	1231,94
Var 97%	0	760,43	1617,08
Var 99%	208,91	1080,62	2106,46

Conclusiones

A partir de este análisis, se derivan las siguientes conclusiones clave:

- El sistema eléctrico colombiano presenta un riesgo sistémico significativo cuando la generación de plantas hidroeléctricas está sobre contratada.
- Reducir en un 20% la energía contratada podría disminuir considerablemente el riesgo al 95% y 97% de confianza.
- Es recomendable diversificar la matriz energética incluyendo fuentes de generación firme de bajo costo para mitigar riesgos.
- La CREG debe considerar metodologías como VaR para ajustar políticas y precios, minimizando el impacto en la inversión y garantizando la confiabilidad del sistema.
- Los agentes hidro, actualmente perciben algún riesgo sistémico, por el hecho de estar sobre contratados.



- f. Si los agentes tuvieran un 20% menos en contratos, no tendrían riesgos al 95% ni 97%. Esto sugiere, que los agentes pueden estar sobre contratados, y se observó, que varios agentes no lograron cubrir sus obligaciones de energía en firme y sus contratos, entrando tanto a tener que comprar la energía en bolsa para cubrir sus contratos, como a pagar la energía no entregada de sus OEF, comprándola a precio de bolsa
- g. Para disminuir el riesgo sistémico a costos asequibles y valores bajos en riesgo, se podría pensar en adicionar energía firme de bajo costo, con un estimado inicial de un 20% de las ventas en contratos, menos las compras en contratos de la actividad de generación (cerca de 40GWh/día) actuales, es decir una capacidad entre 1500MW y 1800MW hidro o equivalente.
- h. Dado que el sistema es muy sensible en precios a la gran cantidad de embalses con baja regulación, otra alternativa que podría ser evaluada por la CREG, sería la ampliación de embalses de baja regulación en complemento a la conclusión c que implica nueva expansión en generación. Se debe tener en cuenta, que la ENFICC de plantas solares es menor a las hidro, y que se espera que en 2027 entre la segunda fase de Ituango (1200MW), no obstante, esto último, se requeriría una capacidad de cerca de 400-600 MW adicionales hidro, o su equivalente solar o eólico para cubrir esa energía que permita tener precios eficientes, adicionales a lo que requiera la demanda creciente para esos años.
- i. Este acercamiento metodológico, permite analizar el riesgo sistémico del mecanismo de contratos, el cual puede verse reflejado dentro de los análisis de costo de oportunidad de los agentes, razón por la cual, los mismos no se acogieron a la resolución CREG 066 de 2024, dado que su valor en riesgo VaR es mayor al observado por los agentes.
- j. En la medida que los agentes aumentan su contratación, aumenta el riesgo de incumplimiento dado que pueden terminar sin recurso hídrico en menos tiempo.



Implicaciones para el sector:

Este análisis evidencia la necesidad de fortalecer la planeación energética en Colombia, anticipando escenarios críticos para garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Al aplicar una metodología como el VaR, los agentes del mercado y las autoridades regulatorias pueden tomar decisiones más informadas frente a la creciente exposición climática y la dinámica contractual del sector.

2.7 Seguimiento operativo

En esta sección se revisan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan en este documento.

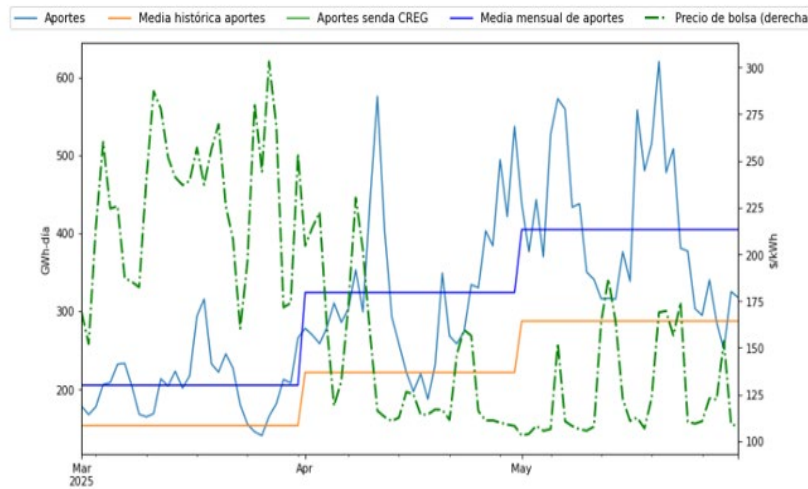
2.7.1 Hidrología del sistema

En la Figura 3-27 se presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media mensual, la media histórica mensual y el supuesto de aportes usado en la definición de la senda de referencia del volumen útil, donde se evidencia que los aportes fueron superiores a la media mensual histórica para todos los meses del trimestre de análisis.

Con respecto al comportamiento diario de los aportes, en marzo se registró un promedio de 204,70 GWh/día, lo cual se reflejó en un precio promedio en bolsa de 228,40 \$/kWh durante ese mes. En abril, los aportes mejoraron significativamente, alcanzando un promedio de 323,75 GWh/día, lo que contribuyó a una disminución del precio promedio en bolsa a 140,63 \$/kWh. Esta tendencia positiva continuó en mayo, mes en el que los aportes promedios aumentaron a 404,55 GWh/día, con picos que llegaron hasta los 620,24 GWh/día, lo que permitió reducir aún más el precio promedio en bolsa a 126,49 \$/kWh.



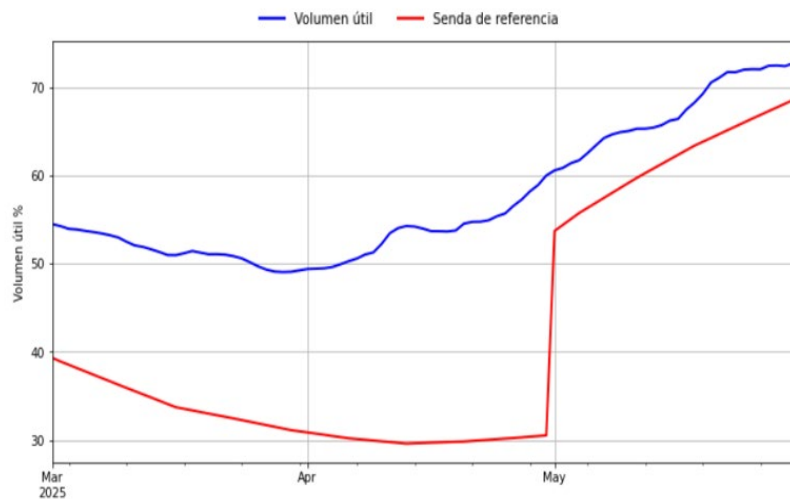
Figura 3-27: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

De manera complementaria, en la Figura 3-28 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-28: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



La construcción de la Senda de Referencia recoge las condiciones hidrológicas observadas y esperadas en el sistema, con el fin de contar con una referencia que permita determinar la condición de los embalses mediante los índices que señalan los niveles de alerta establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014 (modificada por la Resolución CREG 209 de 2020 y la Resolución 210 de 2021).

Durante el trimestre en análisis, el volumen útil comenzó el 1 de marzo en 54,50%, pero a lo largo del mes mostró una tendencia decreciente, descendiendo hasta cerca del 49% al final de marzo, lo que reflejó una menor disponibilidad hídrica y generó presión en el sistema. En abril, el volumen útil inició una recuperación gradual, pasando de aproximadamente 49% a principios de mes a superar el 60% al final de abril, y en mayo la recuperación se consolidó, cerrando el mes en un 73,06%, evidenciando una mejora significativa en los niveles de los embalses. Por otro lado, la senda de referencia durante marzo y abril mantuvo niveles considerablemente más bajos que el volumen útil real, iniciando en un 39,73% el 28 de febrero y descendiendo progresivamente hasta situarse en torno al 31% a finales de abril. Sin embargo, el 1 de mayo, el gestor del mercado actualizó la senda de referencia, estableciendo un nivel más alto, comenzando en 53,72%, y ascendiendo durante todo mayo hasta cerrar en 68,99%, con una diferencia de -4,06 puntos porcentuales respecto al volumen útil.

2.7.2 Hidrología por plantas

En la Tabla 3-25 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación/autonomía, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía).



Tabla 3-25: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
Autonomía mayor a 8 semanas			
PAGUA	600	5.018,2	49,8
GUATAPE	560	4.147,3	43,8
EL QUIMBO	400	1.080,7	16,1
JAGUAS	170	425,7	14,9
LA TASAJERA	306	544,3	10,6
PRADO	51	80,5	10,6
SALVAJINA	315	525,2	9,9
CALIMA	132	219,0	9,9
Autonomía de 2 a 8 semanas			
SOGAMOSO	819	1.032,2	7,5
GUAVIO	1.250	1.449,3	6,9
CHIVOR	1.000	1.124,7	6,7
GUATRON	512	522,5	6,1
MIEL I	396	233,1	3,5
URRÁ	338	159,4	2,8
PLAYAS	207	94,9	2,7
Autonomía menor a 2 semanas			
PORCE II	405	124,6	1,8

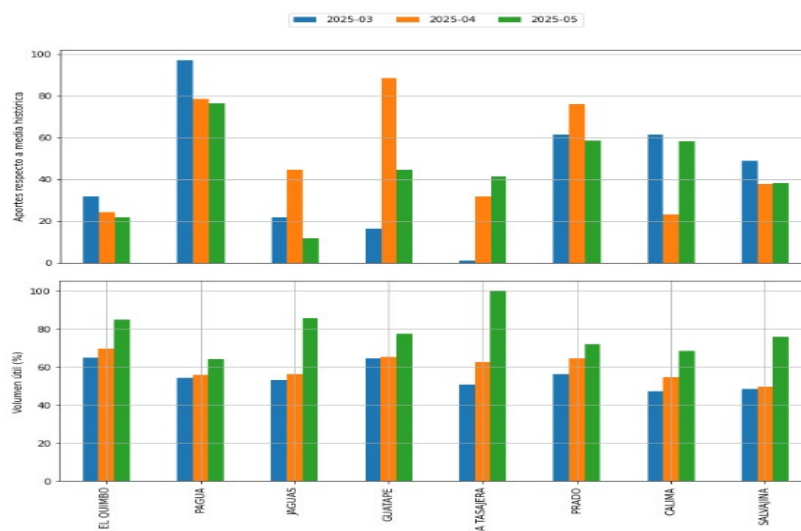


Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
BETANIA	540	120,6	1,3
PORCE III	700	112,1	1,0
ALBAN	427	36,5	0,5
ITUANGO	1.200	65,9	0,3
SAN CARLOS	1.240	65,5	0,3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas, a continuación, se muestra la variación de la media mensual de los aportes recibidos de las plantas respecto a su media histórica (Figura 3-29).

Figura 3-29: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.

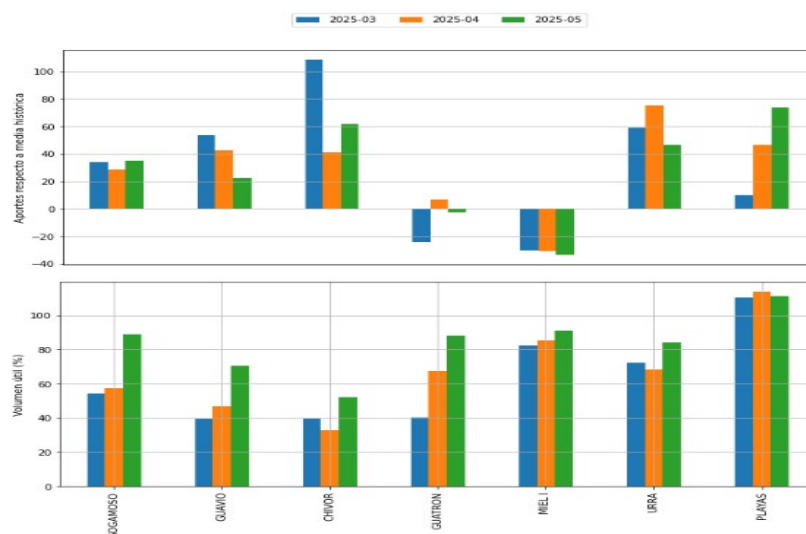


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



A partir de los resultados obtenidos, se concluye que los embalses con mayor autonomía dentro del sistema presentaron una tendencia generalizada positiva a lo largo del trimestre analizado, evidenciada por un incremento sostenido en sus niveles de llenado. Esta evolución favorable refleja una recuperación progresiva de las condiciones hídricas, lo cual ha contribuido a fortalecer la capacidad de almacenamiento del sistema en su conjunto. Adicionalmente, se destaca que todos los embalses evaluados registraron aportes diarios por encima de sus respectivas medias históricas, lo que refuerza el comportamiento atípicamente favorable del periodo. Este desempeño superior a lo esperado no solo mejoró los niveles de los embalses, sino que también incrementó la disponibilidad energética del sistema.

Figura 3-30: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



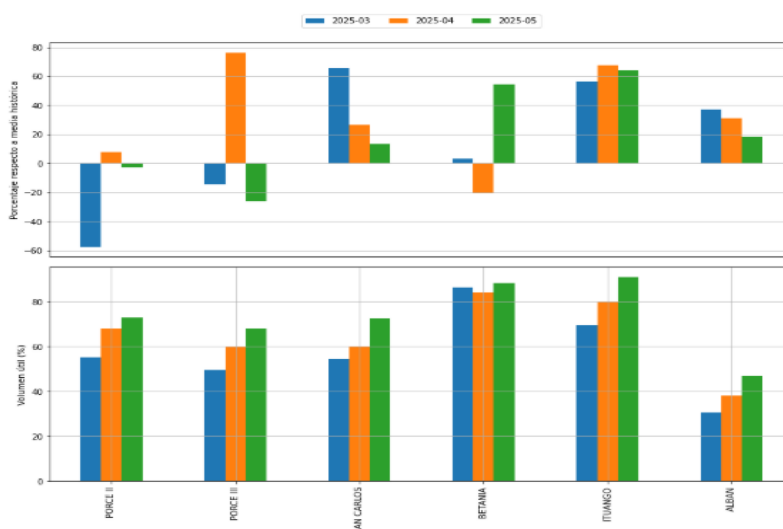
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Para las plantas de media regulación se aplicó el mismo análisis. En la Figura 3-30 se observa que las plantas Guatrón (con excepción de ciertos periodos) y Miel I mantuvieron un déficit en los aportes durante los meses de marzo, abril y mayo, en comparación con su media histórica. En contraste, las plantas Sogamoso, Guavio, Chivor, Urrá y Playas registraron aportes superiores al promedio histórico. En cuanto al volumen útil, las plantas mostraron una tendencia general al alza



durante el trimestre, destacándose incluso eventos de vertimiento en la planta de Playas, como resultado del aumento sostenido en los niveles de almacenamiento.

Figura 3-31: Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

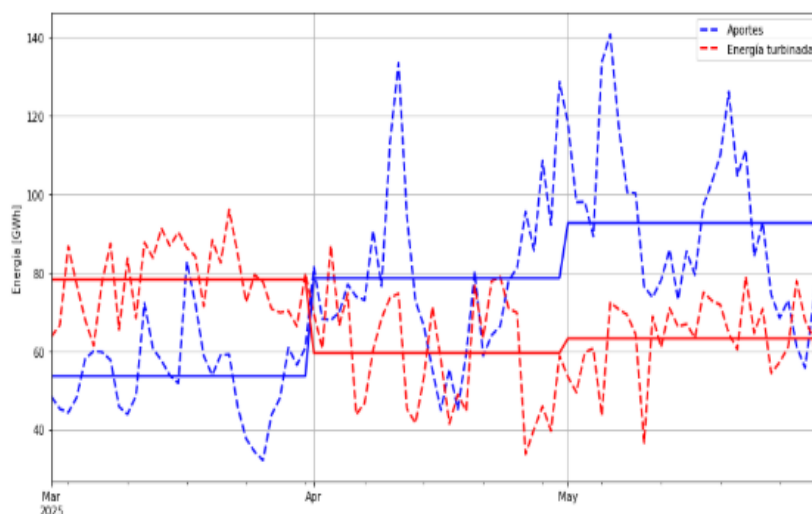
En el caso de las plantas de baja regulación (ver Figura 3-31), se observó que Porce II, Porce III y Betania presentaron déficit en los aportes en algunos periodos del trimestre, en comparación con su media histórica. Por el contrario, las demás plantas de este grupo se mantuvieron consistentemente por encima del promedio histórico durante marzo, abril y mayo. En cuanto al volumen útil, todas las plantas de baja regulación mostraron una tendencia general al alza a lo largo del trimestre, reflejando una mejora en las condiciones de almacenamiento hídrico.

A continuación, se detalla las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de alta, media y baja respectivamente.



En el caso de las plantas con capacidad de regulación superior a ocho semanas (Figura 3-32), se evidenció que durante el mes de marzo el balance entre energía turbinada y aportes fue del 146%, lo que indica una mayor generación respecto al volumen de agua recibido. Sin embargo, en los meses de abril y mayo la situación se revirtió, registrándose aportes superiores a la energía turbinada, lo que se reflejó en indicadores de 75,72% y 68,21%, respectivamente. Esta evolución sugiere una mayor acumulación de agua en los embalses durante el segundo y tercer mes del trimestre, como se ilustra a continuación.

Figura 3-32. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.

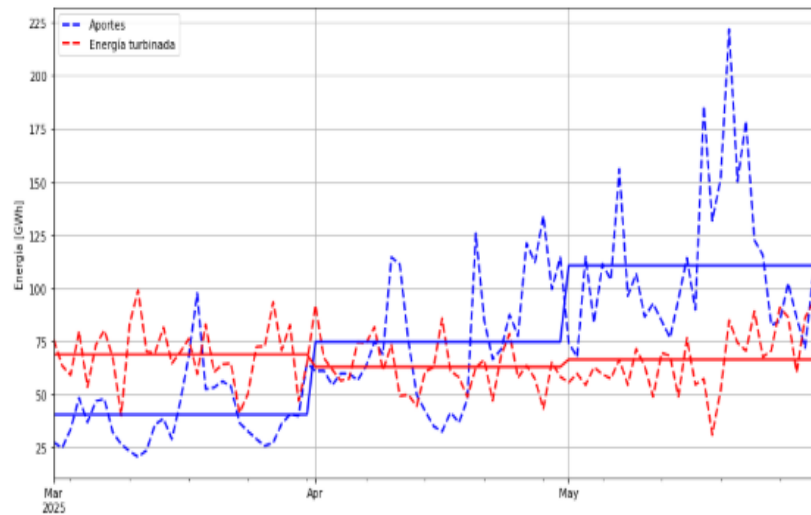


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Un comportamiento similar se observó en las plantas con capacidad de regulación entre dos y ocho semanas (Figura 3-33). Durante el mes de marzo, el balance entre energía turbinada y aportes fue del 169,66%, lo que reflejó una generación significativamente superior al volumen de agua recibido. No obstante, en los meses de abril y mayo esta tendencia se invirtió, registrándose aportes mayores a la energía turbinada, con indicadores del 84,30% y 60,10%, respectivamente. Esta evolución evidenció una acumulación progresiva de agua en los embalses durante los últimos dos meses del trimestre, lo que favoreció la recuperación del volumen útil, como se muestra a continuación.



Figura 3-33. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.

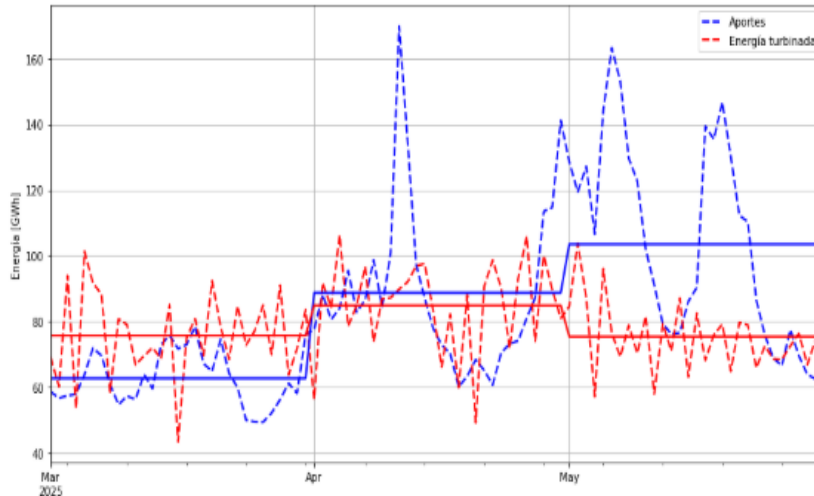


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La misma tendencia se presentó en las plantas con capacidad de regulación menor a dos semanas. El balance entre energía turbinada y aportes fue del 120,74% en marzo, del 95,67% en abril y del 72,83% en mayo, lo que evidenció una reducción progresiva en la relación entre generación y aportes tal y como se muestra en la *Figura 3-34*.



Figura 3-34. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.7.3 Vertimientos

A continuación, se presenta el seguimiento de los vertimientos, los cuales están relacionados con la cantidad de agua que debe ser evacuada en los embalses cuando la reserva sobrepasa la capacidad máxima de almacenamiento de la presa que lo contiene.

Durante el trimestre, se vertió un total de 5.422,01 GWh. De este total, aproximadamente el 22,17% se vertió en marzo, seguido por abril con un 26,25%. El mes de mayo registró los mayores vertimientos del trimestre, con un 51,57% del total. (ver Tabla 3-26).

Tabla 3-26 Energía vertida por área (Cifras en GWh).

ÁREA	Mar. 25	Abr. 25	May. 25	Total Trimestre
Antioquia	1.202,23	1.418,01	2.523,79	5.144,04
Caldas	0,0	0,0	0,0	0,0
Caribe	0,0	0,0	0,0	0,0



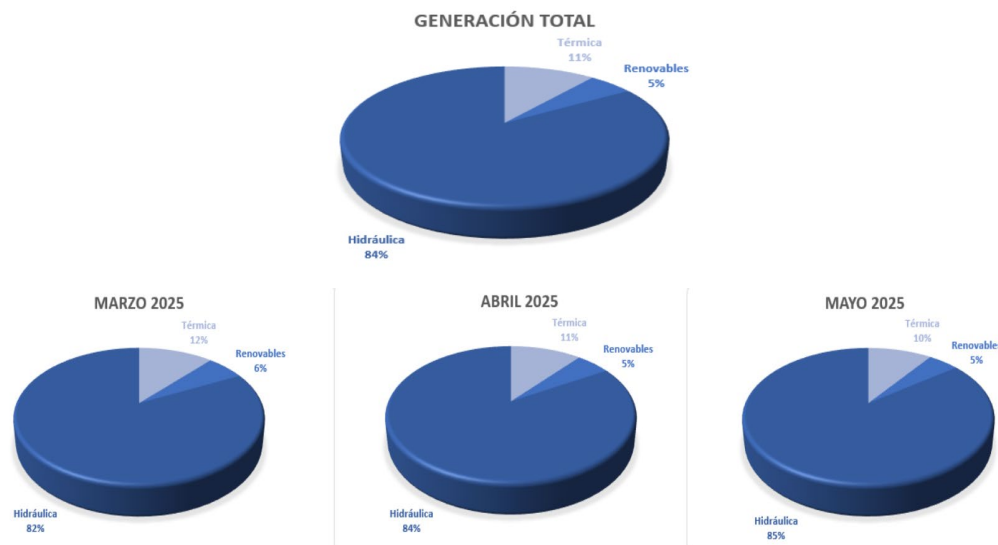
ÁREA	Mar. 25	Abr. 25	May. 25	Total Trimestre
Centro	0,0	5,45	255,13	260,57
Oriente	0,0	0,0	0,0	0,0
Valle	0,0	0,0	17,40	17,40
Total	1.202,23	1.423,46	2.796,32	5.422,01

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

2.7.4 Generación de energía por recurso

Durante el trimestre de marzo a mayo de 2025 la generación total fue 20.653,62 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 84%, seguido de plantas térmicas con 11% y en menor cantidad energías renovables con 5% (Figura 3-35).

Figura 3-35: Participación de la generación por recurso.



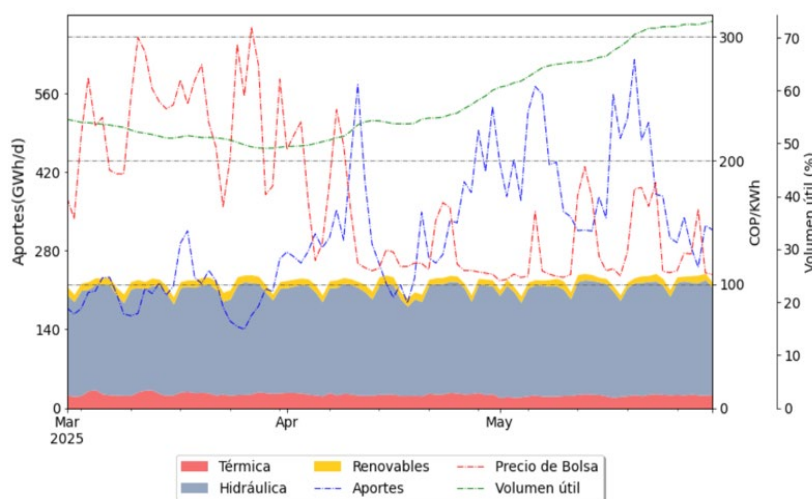
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Durante el trimestre, se observó un aumento en la generación hidráulica, que pasó del 82% en marzo al 84% en abril, alcanzando el 85% en mayo. En contraste, la generación térmica mostró una tendencia a la baja, iniciando con un 12% en marzo, disminuyendo al 11% en abril y llegando al 10% en mayo. Finalmente, la generación promedio de energías renovables durante el trimestre fue de 11.97 GWh/d.

Durante el trimestre, los aportes mostraron una tendencia creciente, con un promedio diario de 310,86 GWh/d. En marzo, el promedio fue de 204,70 GWh/d; en abril aumentó a 323,75 GWh/d, con un pico de 575,53 GWh/d. En mayo, el promedio subió a 404,55 GWh/d, alcanzando un máximo de 620,24 GWh/d el 20 de abril. Esta tendencia se vio reflejada en los precios de bolsa, que promediaron 169,33 \$/kWh en el trimestre. Por meses a lo largo del trimestre, los precios promedio diarios en bolsa fueron de 234,82 \$/kWh en marzo, 143,39 \$/kWh en abril y 128,95 \$/kWh en mayo. (ver Figura 3-36)

Figura 3-36: Participación de generación por fuente.



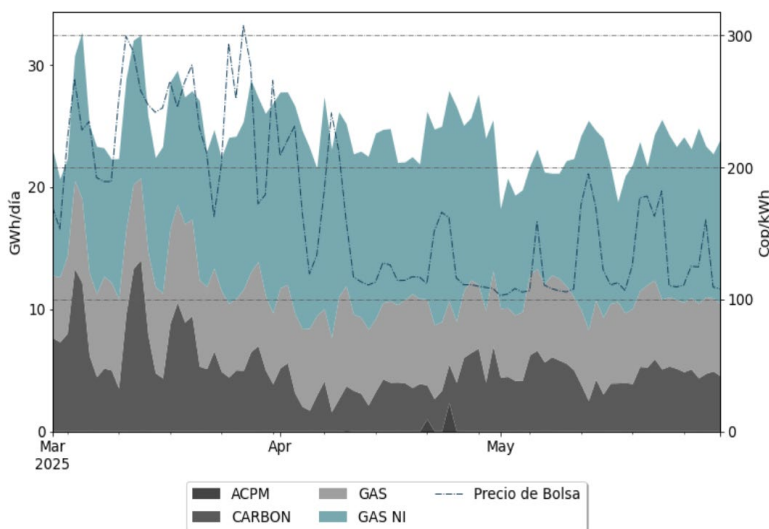
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la generación térmica, la Figura 3-37 muestra la evolución por tipo de combustible. Durante los meses de marzo, abril y mayo, la generación con gas natural importado fue la de mayor demanda, con un promedio de 11.92 GWh/d, 14,45 GWh/d y 11.58 GWh/d, respectivamente. A continuación, se ubicó la generación con gas nacional, con promedios de 6.77



GWh/d, 6.34 GWh/d y 6.11 GWh/d en cada uno de esos meses, seguido de la generación con carbón con promedios de 7.18 GWh/d, 3.80 GWh/d y 4,76 GWh/d, respectivamente. Finalmente, el promedio trimestral de generación con ACPM fue de 0,071 GWh/d.

Figura 3-37: Generación térmica por combustible.

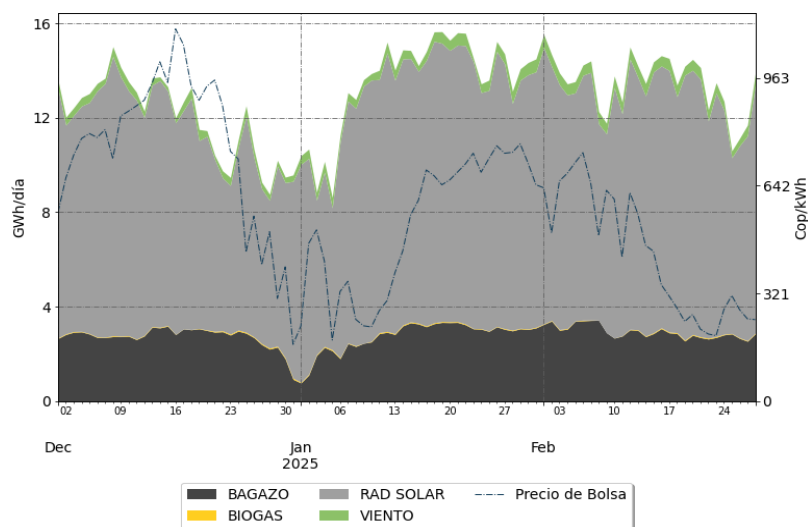


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Respecto a la generación proveniente de otros recursos, la Figura 3-38 muestra el comportamiento de la radiación solar, el bagazo, el viento y el biogás. De estos, la mayor contribución fue la de la radiación solar, con 10.26 GWh/d en marzo, 9.53 GWh/d en mayo y 9.17 GWh/d en mayo. A continuación, se encuentra el bagazo, con 2.47 GWh/d, 1.91 GWh/d y 1.20 GWh/d, respectivamente. En cuanto a la generación eólica, el promedio trimestral fue de 0,43 GWh/d, mientras que el biogás aportó 0,033 GWh/d.



Figura 3-38: Generación otros recursos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.7.5 Demanda

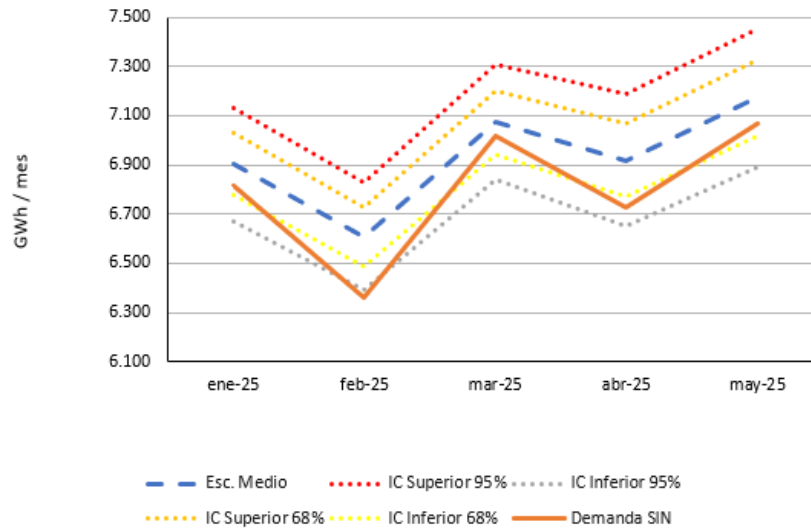
En la Figura 3-39 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional - SIN (línea continua) y se compara con la proyección publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME incluyendo SIN+GCE+ME+GD (las proyecciones 2024 – 2038 corresponden a la revisión de diciembre 2024). En la esta figura se incluyen el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

Según las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME⁴ en la revisión de Diciembre 2024, la demanda en los meses de diciembre, enero y febrero estuvo por encima del escenario IC inferior al 95%, no obstante se mantuvo por debajo de la media.

⁴ Fuente: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/



Figura 3-39: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037

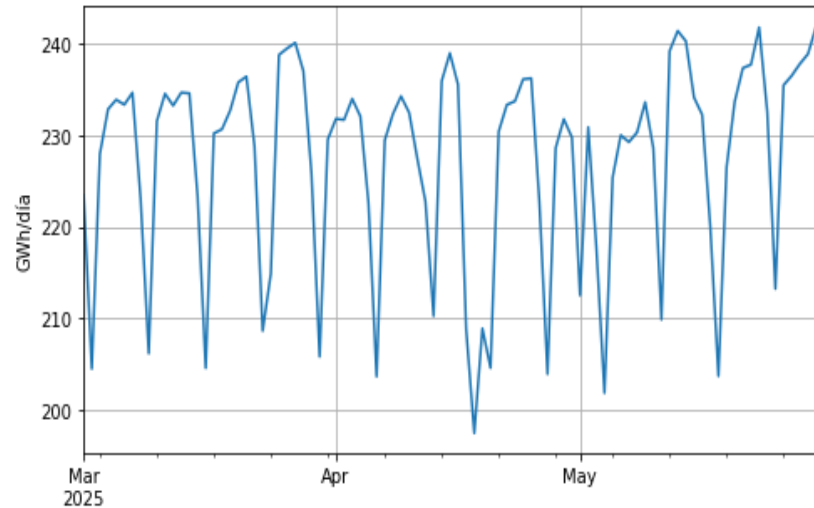


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM y UPME.

En la Figura 3-40 se muestra la evolución diaria de la demanda durante el periodo de análisis. En marzo, la demanda promedio fue de 226,28 GWh/d, con picos de hasta 238,33 GWh/d y mínimos de 202,81 GWh/d. En abril, la demanda promedio se mantuvo en 224,16 GWh/d, con picos de hasta 238,15 GWh/d y un mínimo de 196,61 GWh/d. Al final del trimestre, en mayo, la demanda promedio fue de 227,96 GWh/d, con picos de hasta 241,09 GWh/d y un mínimo de 200,66 GWh/d.



Figura 3-40: Evolución de la demanda diaria del SIN.

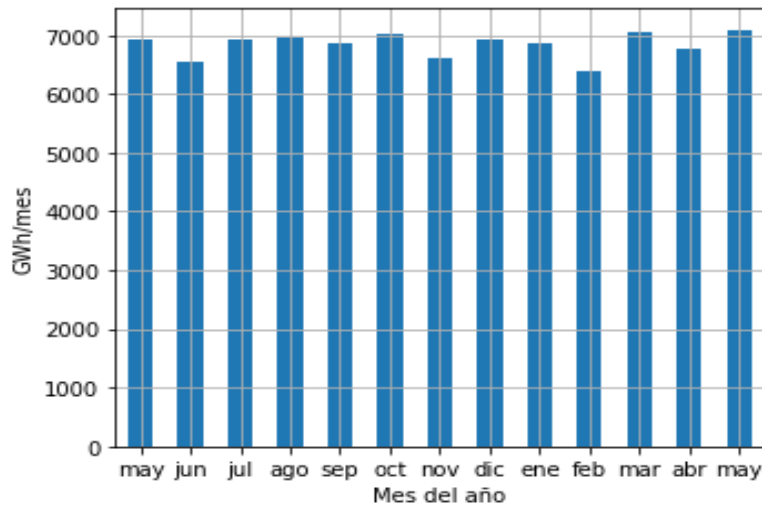


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto al comportamiento mensual de la demanda durante el año 2024, los meses con mayores valores fueron marzo, con 7.047,4 GWh/mes; mayo, con 6.927,4 GWh/mes; julio, con 6.944,3 GWh/mes; agosto, con 6.976,2 GWh/mes; octubre, con 7.023,6 GWh/mes; y diciembre, con 6.915,44 GWh/mes. Por otro lado, en el año 2025, los primeros meses reportaron una demanda de 6.681,07 GWh/mes en enero, 6.392,57 GWh/mes en febrero. En el periodo de análisis marzo 7051.48, abril 6762.01 GWh/mes y mayo 7099.98 GWh/mes como se muestra en la *Figura 3-41*.



Figura 3-41: Comportamiento mensual de la demanda.

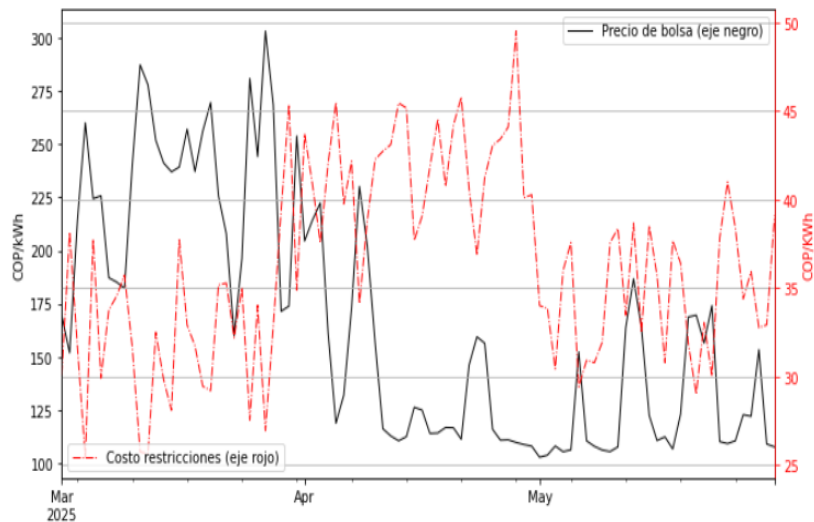


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.7.6 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-42 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa y el costo de restricciones, ambos expresados en COP/kWh.

Figura 3-42: Costo de restricciones y precio de bolsa.



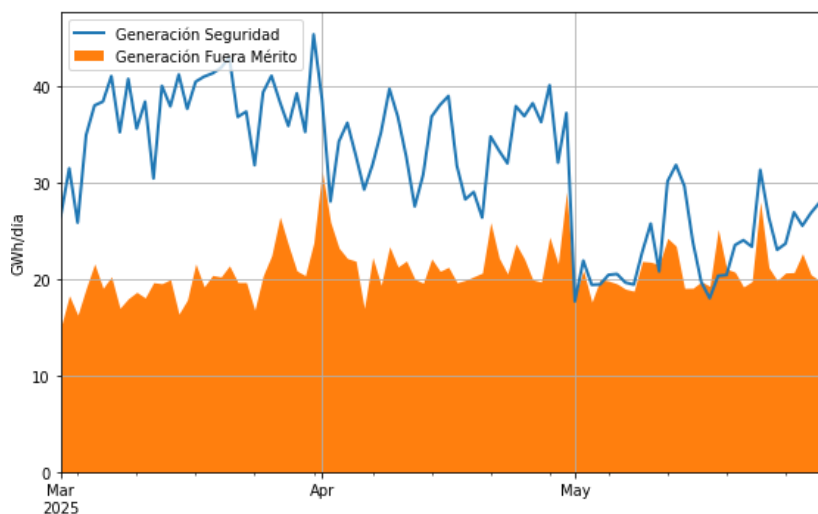
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



El costo de restricciones en promedio trimestral fue de 33,34 COP/kWh. Durante marzo, este costo tuvo un valor de 32,59 COP/kWh, durante el mes de abril aumento a 41,87 COP/kWh, y en el mes de mayo disminuyó a 34,54 COP/kWh por la reducción de los precios de bolsa y las necesidades de generación de seguridad del área caribe especialmente.

Durante el trimestre, la generación de seguridad (Figura 3-43) presentó los siguientes promedios diarios: en marzo se registró un promedio de 37,63 GWh/día; en abril, 34,07 GWh/día; y en mayo, 23,59 GWh/día. Este comportamiento refleja una disminución en los valores a lo largo del trimestre, destacando especialmente el descenso registrado en mayo. En contraste, la generación fuera de mérito mostró promedios diarios de 19,75 GWh/día en marzo, 22,12 GWh/día en abril y 20,87 GWh/día en mayo. Aunque también se observó una ligera fluctuación en los valores mensuales, la variabilidad en los promedios de generación fuera de mérito fue menos pronunciada en comparación con la generación de seguridad como se muestra a continuación.

Figura 3-43: Generación de seguridad vs fuera de mérito [GWh/día]

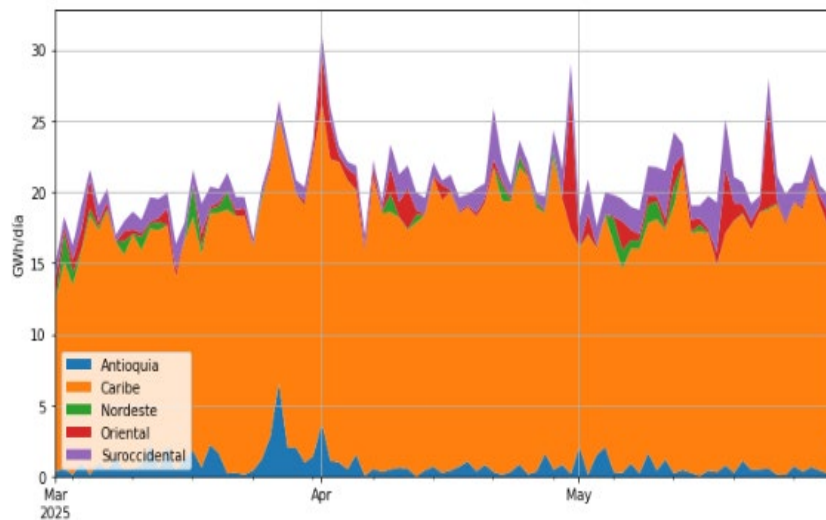


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



En la Figura 3-44 se muestra la distribución de la generación fuera de mérito en el sistema, desglosada por área. Esta generación corresponde a la energía requerida debido a restricciones en el sistema. Durante el trimestre, se observó que la mayor parte de la generación fuera de mérito se concentró en el área Caribe, con un 84,06%, seguida por el área Suroccidental con un 6,33%. A continuación, se encuentran el área Antioquia con un 4,41%, el área Oriental con un 3,40%, y, finalmente, el área Nordeste, que representó el 1,81% del total de la generación fuera de mérito.

Figura 3-44: Generación de fuera de mérito por área [GWh/día]



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.





BOLETÍN DE **Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas**

MARZO 2025 - MAYO 2025

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible
Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas Natural

