



# BOLETÍN DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA Y GAS

MARZO - MAYO 2023

Superintendencia Delegada para Energía  
y Gas

Unidad de Monitoreo para Mercados de  
Energía y Gas





## **DAGOBERTO QUIROGA COLLAZOS**

**Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios**

## **Orlando Velandia Sepúlveda**

**Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible**

### **EQUIPO DE TRABAJO**

#### **EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA**

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

#### **EQUIPO GAS NATURAL**

Laura Eva Barragán Torres

Jairo Alberto Agudelo Susa

#### **EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO**

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Juan Sebastián Alcina Rodríguez

#### **COORDINADOR**

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

BOLETÍN DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO DE LOS  
MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA Y GAS  
2023



## Contenido

Resumen Ejecutivo .....	10
1 Mercado Mayorista de Gas Natural .....	11
1.1 Seguimiento de mercado .....	11
1.1.1 Mercado Primario.....	11
1.1.2 Mercado Secundario .....	17
1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM.....	23
1.1.4 Índice de precios nacional vs importado.....	25
1.2 Seguimiento operativo .....	27
1.2.1 Producción.....	27
1.2.2 Demanda .....	29
1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural .....	38
1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural .....	42
2 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	46
2.1 Análisis de mercado.....	46
2.1.1 Indicadores de concentración .....	46
2.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa.....	50
2.1.3 Precios representativos del mercado.....	52
2.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación .....	59
2.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores.....	60
2.2.2 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme .....	61
2.2.3 Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores.....	62
2.2.4 Comparación de variables por agente.....	63
2.3 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores .....	70
2.3.1 Demanda regulada contratada.....	71
2.3.2 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores .....	72
2.3.3 Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado.....	73
2.3.4 Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado.....	74
2.3.5 Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado .....	76
2.3.6 Contratos entre agentes vinculados e integrados.....	77
2.4 Seguimiento operativo .....	80



2.4.1	Hidrología del sistema .....	80
2.4.2	Hidrología por plantas .....	82
2.4.3	Generación de energía por recurso.....	86
2.4.4	Demanda .....	87
2.4.5	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito .....	89
3	Contratación de gas natural para respaldar Obligaciones de Energía Firme (OEF): Periodo diciembre 2022 – noviembre 2024.....	91
3.1	Gas natural requerido para atender las Obligaciones de Energía Firme. ....	92
3.2	Contratación de gas natural en el mercado mayorista de gas para respaldar Obligaciones de Energía Firme del sector termoeléctrico.....	93
3.3	Gas natural contratado vs. Gas natural requerido para cumplir con las OEF .....	95
3.3.1	Plantas No Grupo Térmico. ....	95
3.3.2	Plantas Grupo Térmico .....	96
3.4	Conclusiones.....	99



## Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario. ....	12
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario. ....	13
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción. ...	14
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción. ....	14
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.....	15
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad. ....	16
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural. ....	16
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural. ....	17
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario marzo/23.....	18
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario abril/23.....	18
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario mayo/23.....	19
Figura 1-12: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	20
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad. ....	21
Figura 1-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.....	21
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso. ....	22
Figura 1-16: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	23
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	24
Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	24
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural. ....	25
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural. ....	25
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción. ....	26
Figura 1-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores. ....	26
Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre. ....	27
Figura 1-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis. ....	28
Figura 1-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis. ....	29
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	30
Figura 1-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	30
Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis. ....	32
Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	32
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	33
Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis. ....	34
Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	35
Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	36
Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.....	37
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis. ....	37



Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis. ....	38
Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte. ....	39
Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana. ....	40
Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro. ....	40
Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente. ....	41
Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena. ....	42
Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo. ....	42
Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción. ....	43
Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción. ....	44
Figura 2-1 Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman. ....	46
Figura 2-2 Índice de oferta residual – Pivotal. ....	48
Figura 2-3 Índice de oferta residual (sin disponibilidad de plantas menores) – Pivotal. ....	49
Figura 2-4: Índice de oferta residual – Bipivotal. ....	50
Figura 2-5: Fijación precios de bolsa por planta. ....	51
Figura 2-6 Precio de bolsa y Volumen útil. ....	52
Figura 2-7: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos. ....	53
Figura 2-8 Precios representativos del mercado. ....	54
Figura 2-9: Precio de oferta promedio por recurso energético. ....	55
Figura 2-10: Precio promedio de contratos vs. CERE. ....	57
Figura 2-11: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa. ....	58
Figura 2-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos). ....	59
Figura 2-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores. ....	60
Figura 2-14: Ventas en contratos/OEF. ....	61
Figura 2-15: Generación ideal / Ventas en contratos. ....	62
Figura 2-16: Comparación de variables: AES Colombia. ....	63
Figura 2-17: Comparación de variables: Celsia. ....	64
Figura 2-18: Comparación de variables: Enel. ....	66
Figura 2-19: Comparación de variables: EPM. ....	68
Figura 2-20: Comparación de variables: Isagen. ....	69
Figura 2-21: Resumen precios promedio y energía total por mercado. ....	71
Figura 2-22: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre. ....	72
Figura 2-23: demanda mensual atendida por comercializador y porcentaje de cobertura. ....	73
Figura 2-24: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura. ....	74
Figura 2-25: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado. ....	75
Figura 2-26: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado. ....	76
Figura 2-27: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes. ....	81
Figura 2-28: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho). ....	81
Figura 2-29. Aportes y volumen útil por planta de alta regulación. ....	83
Figura 2-30. Aportes y volumen útil por planta de media regulación. ....	84
Figura 2-31. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas. ....	85



Figura 2-32: Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	85
Figura 2-33: Participación de la generación por recurso.....	86
Figura 2-34: Participación de generación térmica.....	86
Figura 2-35: Generación térmica por combustible. ....	87
Figura 2-36: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME. ....	88
Figura 2-37: Evolución de la demanda diaria del SIN. ....	88
Figura 2-38: Costo de restricciones y precio de bolsa.....	89
Figura 2-39: Generación fuera de mérito por área. ....	90
Figura 3-1: Contratación por modalidad - Cantidades de gas contratadas por plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural para el periodo diciembre 2022 - noviembre 2023. ....	94
Figura 3-2: Contratación por modalidad - Cantidades de gas contratadas por plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural para el periodo diciembre 2023 - noviembre 2024. ....	94
Figura 3-3: Comparativo de cantidades de gas contratadas vs. Gas requerido por Plantas No Grupo Térmico para el periodo diciembre 2022 - noviembre 2024.....	96
Figura 3-4: Comparativo de cantidades de gas contratadas Vs gas requerido por Plantas No Grupo Térmico para el periodo diciembre 2022 - noviembre 2024.....	97



## Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario. ....	19
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD). ....	28
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual). ....	29
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD). ....	31
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD). ....	31
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD). ....	34
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD). ....	35
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD). ....	36
Tabla 2-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente. ....	52
Tabla 2-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE. ....	55
Tabla 2-3: Precio de oferta promedio por recurso energético. ....	56
Tabla 2-4: Precio promedio de contratos vs. CERE. ....	57
Tabla 2-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia. ....	64
Tabla 2-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia. ....	65
Tabla 2-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel. ....	67
Tabla 2-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM. ....	69
Tabla 2-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen. ....	70
Tabla 2-10: Resumen estadísticas Mercado Regulado. ....	75
Tabla 2-11: Resumen estadísticas Mercado No Regulado. ....	76
Tabla 2-12: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado. ....	77
Tabla 2-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el Mercado Regulado. ....	78
Tabla 2-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado Regulado. ....	78
Tabla 2-15: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado. ....	79
Tabla 2-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el Mercado No Regulado. ....	79
Tabla 2-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado No Regulado. ....	80
Tabla 2-18: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados. ....	82
Tabla 3-1: Plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural. ....	91
Tabla 3-2: Cálculo del gas natural requerido por las plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural. ....	92
Tabla 3-3: Cálculo del gas natural requerido por las plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural importado. ....	97



## 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

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional

**SNT:** Sistema Nacional de Transporte

**STN:** Sistema de Transmisión Nacional

**UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética

**USD:** Dólar Estadounidense



## Resumen Ejecutivo

El presente Boletín, correspondiente al periodo marzo/23 – mayo/23, está conformado por los siguientes capítulos: 1. Mercado Mayorista de Gas Natural, 2. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y 3. Contratación de gas natural para respaldar Obligaciones de Energía Firme (OEF): Periodo diciembre 2022 – noviembre 2024.

A lo largo del primer capítulo, denominado Mercado Mayorista de Gas Natural, se desarrollan análisis relacionados con las cantidades contratadas, participaciones en el mercado y sus respectivos precios para los Mercados Primario y Secundario; así como cantidades y precios para lo que se denomina Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM). En este análisis se realizaron comparaciones de precios por fuentes de producción y por sectores de consumo. De manera complementaria, se presenta el indicador de comparación de precio de gas nacional vs gas importado. Igualmente, se presenta el seguimiento de variables operativas, como es el caso de producción, demanda (regional y por sector de consumo), importaciones, disponibilidad uso de infraestructura de transporte, entre otras.

En relación al Mercado Primario; se observa que la modalidad de contratación Otras registró los precios más altos del trimestre, con un valor medio cercano a 8,0 USD/MBTU. Así mismo, respecto a la fuente de suministro, se encuentra que el gas proveniente de los campos Sur Costa tiene el mayor valor, con un promedio de 7,4 USD/MBTU.

Para el Mercado Secundario, se presenta un análisis de las transacciones realizadas, encontrando que durante el trimestre se realizaron en total 954 transacciones cuyos precios oscilaron entre 2,8 USD/MBTU y 26,0 USD/MBTU. En cuanto a precios por tipo de uso se encuentra que el gas destino Térmico registró el mayor valor con un promedio cercano a 7,3 USD/MBTU. Respecto a las OTMM se resalta que, el promedio del total de cantidades contratadas se ubicó alrededor de 490,0 GBTUD, con participaciones similares de las modalidades Firme y Con interrupciones.

Así mismo, en el capítulo de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica se presentan análisis correspondientes a indicadores de mercado, como es el caso del HHI (Herfindahl-Hirschman Index) y del IOR (Índice de Oferta Residual). En términos generales se observa que, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica se ubicó en un nivel medio de concentración un valor promedio de 1.404,5 y del análisis de IOR por agente (incluyendo la totalidad de las plantas) se puede observar en ningún día del trimestre ninguna compañía supera el umbral de la pivotalidad, lo que implica que significa que durante el periodo de análisis la demanda no dependió de un agente en particular.

Complementando el capítulo 2, también se presentan indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores. Adicionalmente, se realizó el seguimiento de variables operativas del sistema, como es el caso de hidrología (niveles de embalses y aportes), generación de energía por recurso, evolución de la demanda y restricciones.

Finalmente, en el capítulo 3 se presenta un análisis del nivel de contratación de gas natural de las plantas de generación térmicas, para cubrir sus Obligaciones de Energía Firme (OEF). En el desarrollo del análisis se realiza una clasificación de las plantas según el origen del combustible de respaldo (nacional o importado) y se considera un horizonte de tiempo hasta noviembre de 2024. Entre los resultados se resalta que se requieren alrededor de 436,0 GBTUD para atender las OEF de todas las plantas a gas en el periodo diciembre 2022 – noviembre 2024.



# 1 Mercado Mayorista de Gas Natural

En este capítulo se presenta el análisis del Mercado Mayorista de Gas Natural el cual involucra el Mercado Primario, Mercado Secundario y las Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) en las modalidades contractuales que garantizan firmeza y contratos con interrupciones. De igual manera, se presenta el seguimiento a variables operativas como la producción de gas natural, demanda, disponibilidad de infraestructura y el análisis de indicadores tales como comparación de precios por fuente de producción y comparación de precios de gas nacional vs. gas importado.

## 1.1 Seguimiento de mercado

Para el análisis se consideraron las siguientes agrupaciones y definiciones de modalidades conforme lo establece la Resolución CREG 186 de 2020:

- Firme: Incluye a las modalidades Firme, Firme al 95%, Firmeza Condicionada y Take or Pay<sup>1</sup>
- Con interrupciones
- Otras<sup>2</sup>
- Opción de compra
- Contingencia

### 1.1.1 Mercado Primario

De acuerdo con la regulación vigente, el Mercado Primario es donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. En este aparte se presenta la curva agregada de oferta, así como el análisis de precios y cantidades por fuente de producción y modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

#### **Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:**

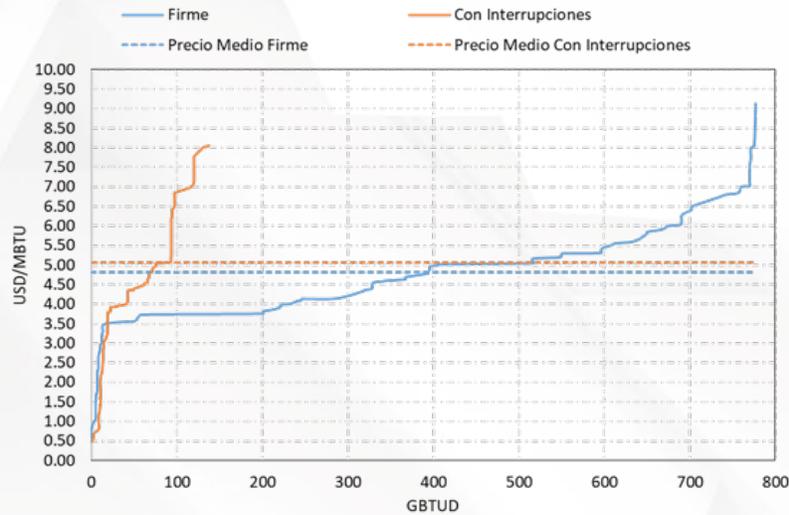
En la Figura 1-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con interrupciones (Naranja). En el análisis se tuvieron en cuenta los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de mayo de 2023.

<sup>1</sup> Take or Pay: Corresponde a contratos que aún se encuentran vigentes y fueron negociados con anterioridad a la Resolución CREG 186 de 2020.

<sup>2</sup> Otras: Clasificación identificada en las consultas realizadas a la información del Gestor del Mercado, que agrupa principalmente a los casos señalados en el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020.



Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.



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 ponderado fue de 4,8 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, fueron de 28,6%.
- Cerca del 22,4% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU.
- Para el rango de precios 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se encuentra que la contratada durante el periodo esta alrededor del 35,6%.
- Finalmente, el 13,4% de las cantidades contratadas tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

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

- El precio promedio ponderado se ubicó en 5,1 USD/MBTU.
- Cerca del 22,0% de los contratos registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 31,5%.
- El 14,4% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 32,1% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

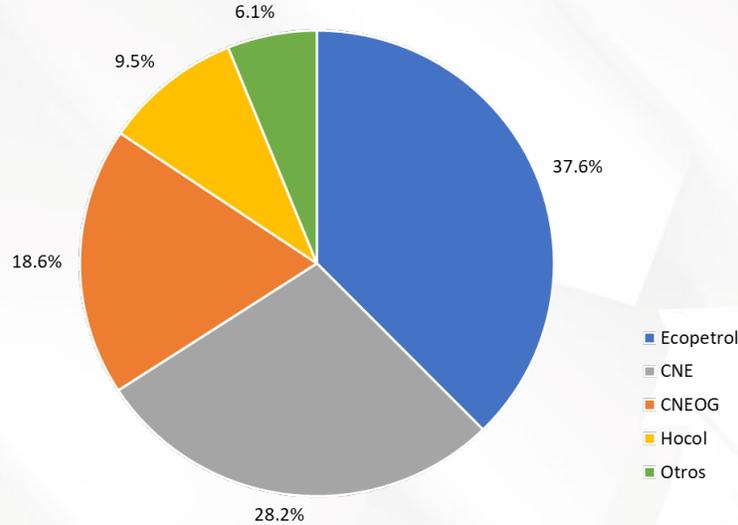


### Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

La Figura 1-2 muestra la distribución de la participación de los productores en la contratación en Firme del Mercado Primario. Para este trimestre, Ecopetrol tuvo una participación del 37,6% del total del volumen negociado, la más alta del mercado tal y como se viene presentando desde el inicio del desarrollo de este boletín.

Así mismo, se encuentra que para el periodo de análisis los agentes CNE y CNEOG participaron en proporciones de 28,2% y 18,6% respectivamente.

Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.



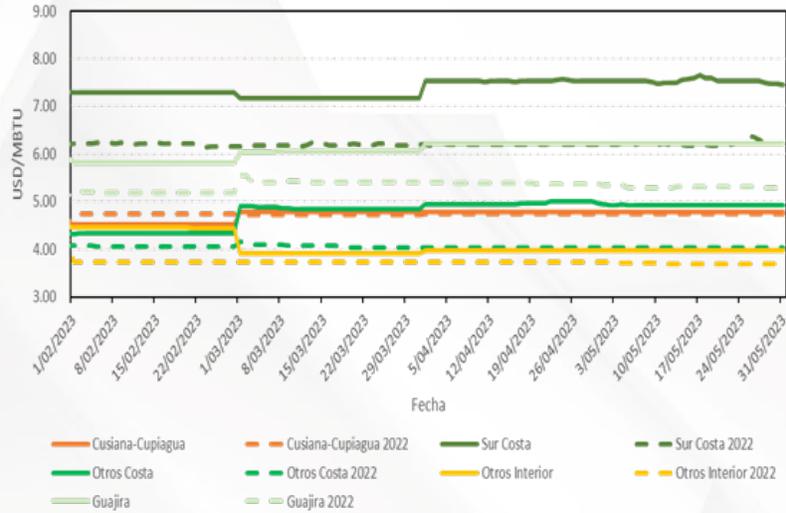
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

Continuando con el análisis del Mercado Primario, en la Figura 1-3 se presenta el precio promedio ponderado de los contratos por fuente de producción. Allí se puede observar que los máximos valores se registraron en los contratos asociados a los campos Sur Costa, cuyo promedio fue de 7,4 USD/MBTU, inclusive por encima del precio de los mismos campos durante el mismo trimestre del año anterior. En contraste se encuentra que los contratos de los campos Otros Interior registraron los menores precios, con valores cercanos a 4,0 USD/MBTU.



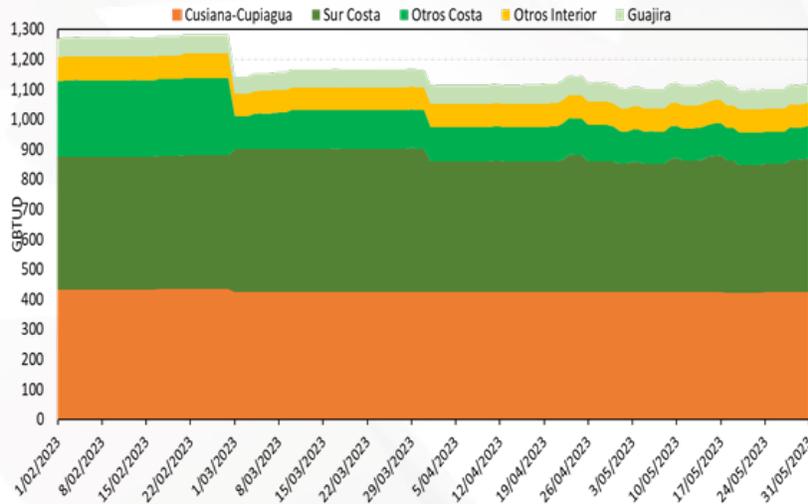
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



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 1-4). En este análisis se encuentra que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Sur Costa con un valor medio durante el trimestre de 449,7 GBTUD, seguido por el volumen de los campos Cusiana-Cupiagua con un valor medio cercano a 424,4 GBTUD. Frente al trimestre anterior, se observa una disminución de cercana a 10,0%.

Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.



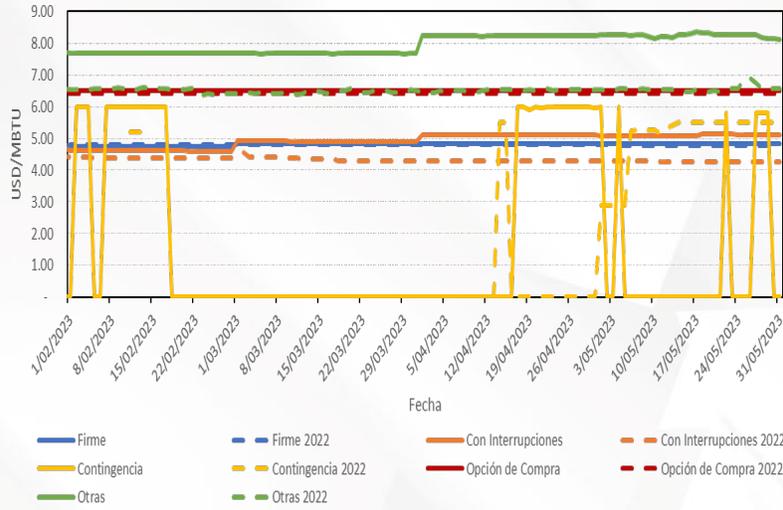
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



**Precios y cantidades por modalidad:**

Igualmente se realizó el seguimiento a la contratación del Mercado Primario por modalidad. En este caso se encuentra que los precios más altos corresponden a la modalidad Otras<sup>3</sup> con un valor ponderado medio alrededor de 8,0 USD/MBTU, que representa un incremento de 1,5 USD/MBTU respecto al precio del mismo trimestre del 2022, seguido por los precios de la modalidad Opción de Compra con un valor de 6,5 USD/MBTU (ver Figura 1-5). En la gráfica también se puede observar que todos los precios se incrementaron en comparación con el mismo periodo del año inmediatamente anterior.

*Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.*



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

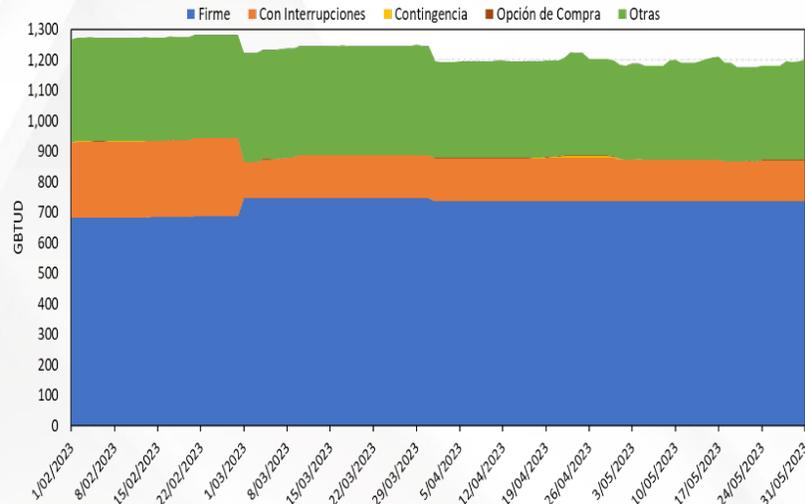
En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 2-6 se observa que el mayor volumen corresponde a gas contratado bajo la modalidad Firme con un valor medio que superó 740,8 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Otras, cuyo valor fue cercano a 331,1 GBTUD.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.209,8 GBTUD, con respecto al trimestre anterior, se observa una caída de 4,0%.

<sup>3</sup> Otras: Clasificación identificada en las consultas realizadas a la información del Gestor del Mercado, que agrupa principalmente a los casos señalados en el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020.



**Figura 1-6: 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):**

Finalmente, en el análisis del Mercado Primario se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. En este caso se observa que los contratos del gas con destino al sector Térmico tuvieron precios más altos con valores medios cercanos a 7,1 US/MBTU (ver Figura 1-7). En contraste, el gas para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNCV y Otros) se contrató a precios que se ubicaron cercanos a 5,0 US/MBTU.

Al igual que los precios por modalidad, los precios por tipo de uso del último trimestre fueron superiores a los precios del mismo periodo del año inmediatamente anterior.

**Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.**



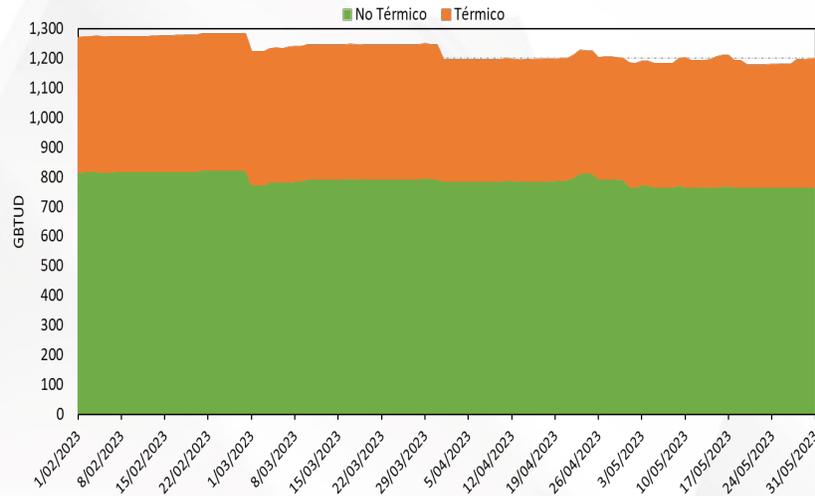
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Complementando el análisis, se presenta las cantidades contratadas por tipo de uso del gas. En la Figura 1-8 se observa que el gas con destino No Térmico alcanzó durante el trimestre un volumen medio de contratación



cercano a 782,1 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio de 427,7 GBTUD. Se observa que frente a trimestre anterior presentó una caída aproximada de 4,0%.

*Figura 1-8: 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

### 1.1.2 Mercado Secundario

De acuerdo con la regulación vigente, el Mercado Secundario es donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado. En este aparte se presenta el análisis de la dinámica de transacciones para el trimestre, la curva agregada de oferta, así como el análisis de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

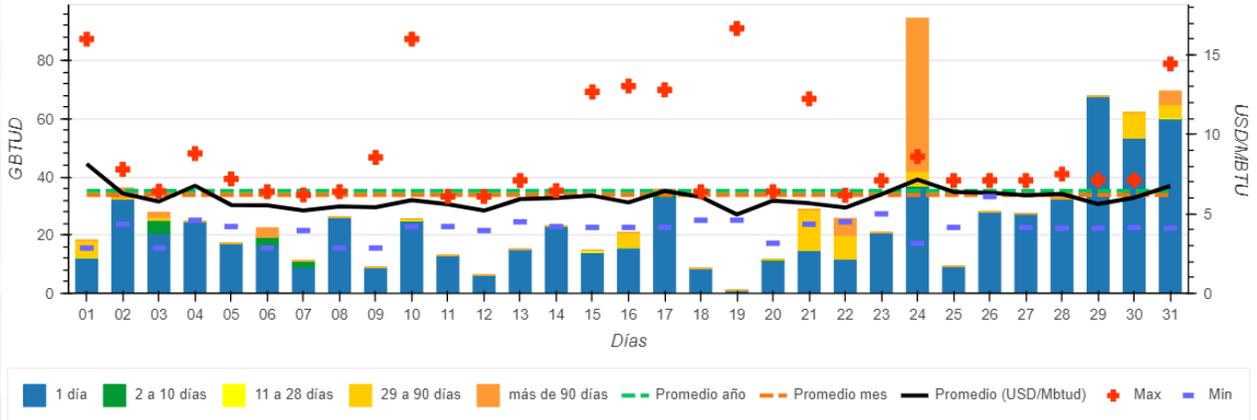
#### **Dinámica transacciones en el Mercado Secundario:**

El Mercado Secundario presenta una base de contratación promedio en el largo, mediano y corto plazo que presentó un máximo de negociaciones diarias durante el trimestre de 322 transacciones en el mes de marzo de 2023, de las cuales 30 presentan una duración entre 29 y 90 días. Dentro de esos volúmenes, el Mercado Secundario de corto plazo se destaca por registrar contrataciones diarias que oscilan entre los 1 GBTUD y 95 GBTUD, como se puede apreciar en las figuras mensuales que se presentan a continuación:



Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario marzo/23.

**Transacciones Mercado Secundario Marzo 2023**

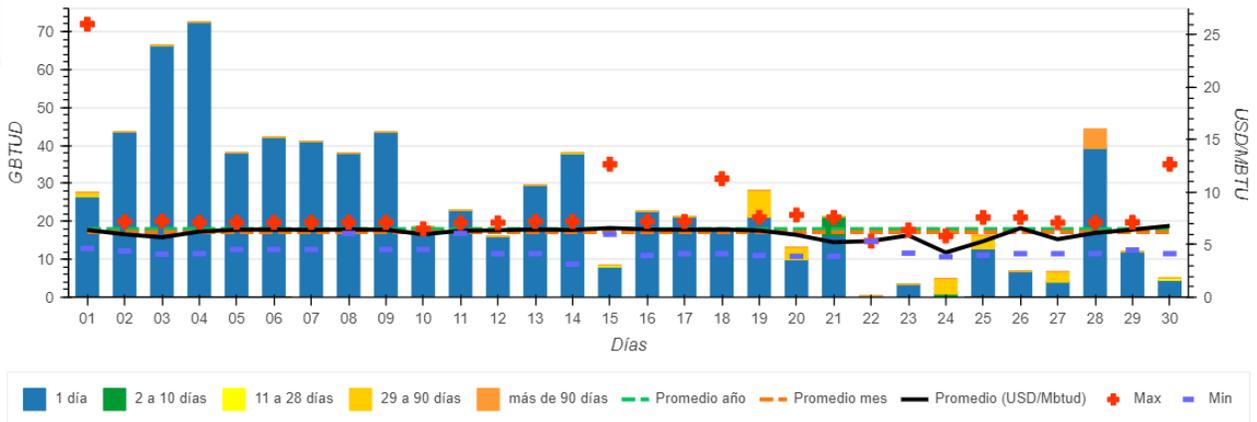


Duración/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	8	13	14	10	8	11	7	10	8	20	9	6	8	14	10	16	16	7	2	5	9	4	7	11	3	8	9	14	21	20	14	322
2 a 10 días			4			1	2		1								1			1				2								12
11 a 28 días	1									1					3	1															2	8
29 a 90 días	12	1	1													1					3	1	1						4	6	30	
más de 90 días		3	2			1											1					3	5			1			3		19	
Total transacciones	21	17	21	10	8	13	9	10	8	22	9	6	8	14	13	18	18	7	2	6	12	8	7	19	3	8	9	15	21	24	25	391

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

Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario abril/23.

**Transacciones Mercado Secundario Abril 2023**



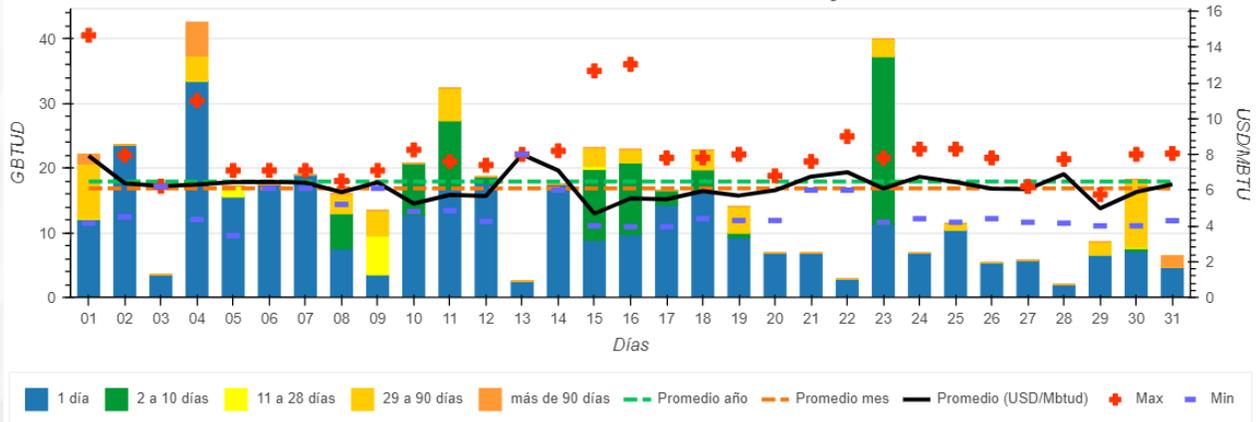
Duración/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	Total transacciones
1 día	8	13	12	16	9	10	8	7	8	5	7	9	12	15	3	12	8	7	6	7	10	1	4	1	7	7	4	10	4	4	234
2 a 10 días																					1		1								2
11 a 28 días	1		1											1	2			1											3	9	
29 a 90 días	4																			2	2		2	1		3				14	
más de 90 días	1																										1			2	
Total transacciones	14	13	13	16	9	10	8	7	8	5	7	9	12	16	5	12	8	8	8	9	11	1	4	4	8	7	7	11	4	7	261

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



Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario mayo/23.

Transacciones Mercado Secundario May 2023



Duración/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	6	7	2	10	5	4	6	2	2	5	8	14	3	7	5	9	12	17	11	7	6	5	12	8	12	9	6	2	8	7	8	225
2 a 10 días								3	1	3	1				5	5	1	4	2				2							2	29	
11 a 28 días	1			1	2				1						2	1														1	9	
29 a 90 días	11			2				1	1		2				2	1		1	2				3		1				1	4	1	33
más de 90 días	1			4																										1	6	
Total transacciones	19	7	2	17	7	4	6	6	4	6	13	15	3	7	14	16	13	22	15	7	6	5	17	8	13	9	6	2	9	14	10	302

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

El resumen del número de transacciones, cantidades transadas y precios de cada mes se presenta en la Tabla 1-1:

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.

Mes	Número transacciones	Transacciones de duración diaria	Cantidad mínima transada en un día (GBTUD)	Cantidad máxima transada en un día (GBTUD)	Precio promedio del mes (USD/MBTU)
Marzo/23	391	322	0,0	67,6	6,2
Abril/23	261	234	0,0	72,5	6,2
Mayo/23	302	225	0,0	33,4	6,1

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

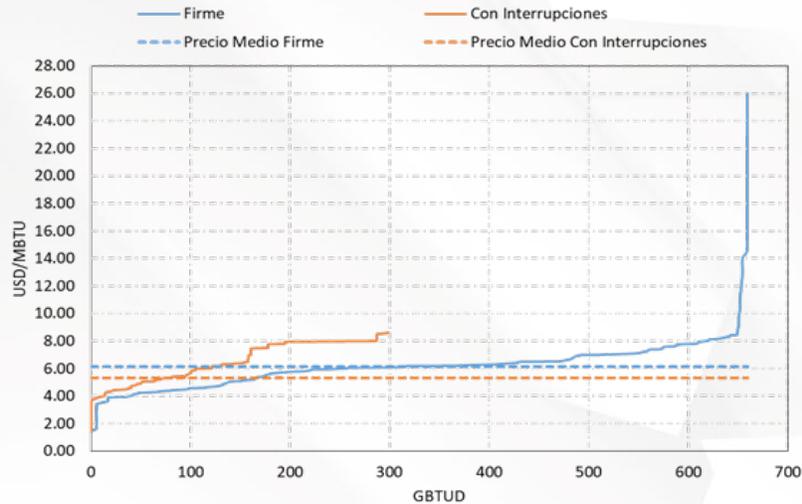
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales oscila entre los 261 y 391.
- En el Mercado Secundario se transaron contratos con diferentes duraciones; tanto diarias, como semanales, mensuales, y mayores a un mes. No obstante, la dinámica mensual refleja que las transacciones de mayor frecuencia corresponden a aquellas de duración diaria, así: 391, 261 y 302 para marzo/23, abril/23 y mayo/23 respectivamente.
- Los precios promedio presentaron una variación entre 6,1 USD/MBTU y 6,2 USD/MBTU.

### Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 1-12 se presenta la curva de oferta agregada de contratos del Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja). En el análisis se incluyen los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de mayo de 2023.

Figura 1-12: 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 medio se ubicó en 6,1 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, corresponden al 5,3%.
- Cerca del 15,1% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU.
- Para el rango de precios 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se encuentran alrededor del 37,0% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se destaca que el 25,4% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7,0 USD/MBTU.

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

- El precio medio se ubicó en 5,3 USD/MBTU.
- Cerca del 2,9% de las cantidades contratadas registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 13,7%.
- El 37,1% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 46,3% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores a 7 USD/MBTU.

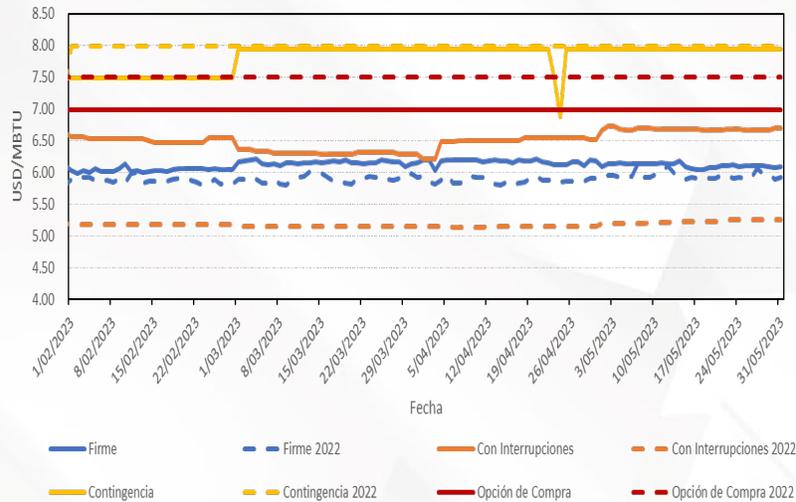


### Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el Mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 1-13. Se observa que la modalidad Contingencia registró los valores más altos del trimestre ubicándose en promedio en 7,9 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad firme tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,1 USD/MBTU, ubicándose 0,2 USD/MBTU por encima del valor medio del mismo periodo del 2022.

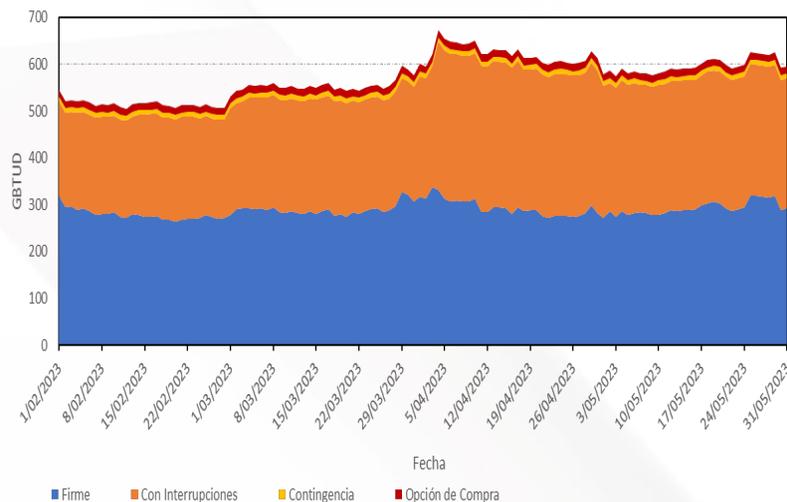
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.



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

De la misma forma, se revisó el volumen contratado por modalidad, el cual se presenta en la Figura 1-14. En este análisis se encuentra que la cantidad media de gas contratado en la modalidad Firme superó los 291,9 GBTUD durante el trimestre. En la gráfica también se observa que el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubica en segundo lugar con un valor medio durante el trimestre de 272,8 GBTUD. Frente al trimestre anterior se observa un incremento de 17,1% en las cantidades contratadas.

Figura 1-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.



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

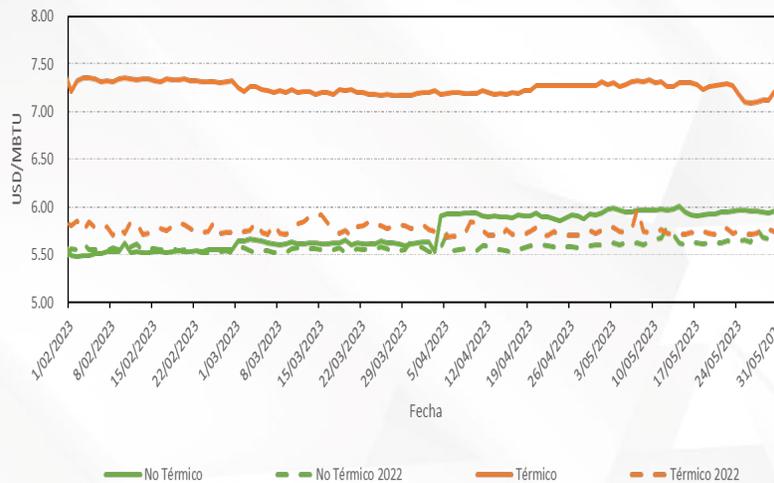


### Precios y cantidades por tipo de uso:

Al revisar los precios contratados en el Mercado Secundario por tipo de uso del gas natural, se encuentra que el gas para uso Térmico tuvo el precio más alto durante el trimestre, con un valor medio cercano a 7,2 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 1-15.

Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 5,8 USD/MBTU. En los dos casos (Térmico y No Térmico) los valores se ubicaron por encima de los valores registrados en el mismo trimestre del año anterior.

Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.

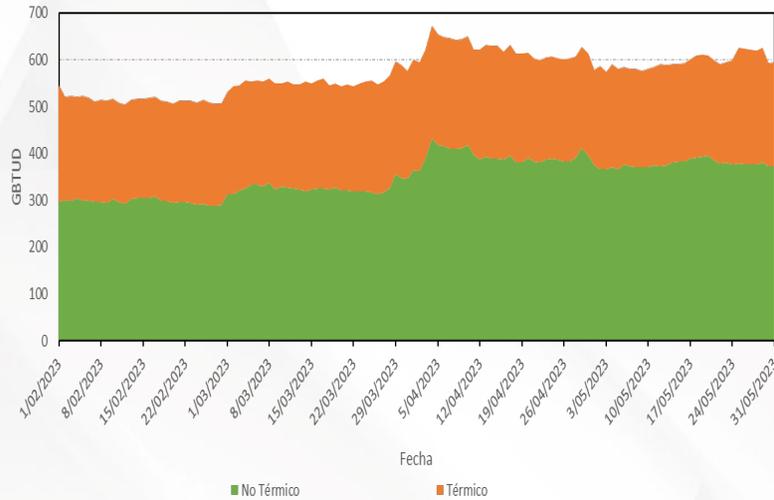


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Por último, como parte del análisis del Mercado Secundario se revisaron las cantidades contratadas por tipo de uso. En la Figura 1-16 se puede observar que las cantidades de gas para las dos clasificaciones de tipo de uso se contrató de la siguiente manera: para el Térmico valores cercanos a 224,7 GBTUD y para el No Térmico valores próximos a 365,3 GBTUD.



Figura 1-16: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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

### 1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM4

En este aparte se efectúa un análisis sobre las negociaciones entre comercializadores y usuarios No Regulados y que por lo tanto no corresponde a Mercado Primario o Mercado Secundario de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de. Se presenta el análisis de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

#### Precios y cantidades por modalidad:

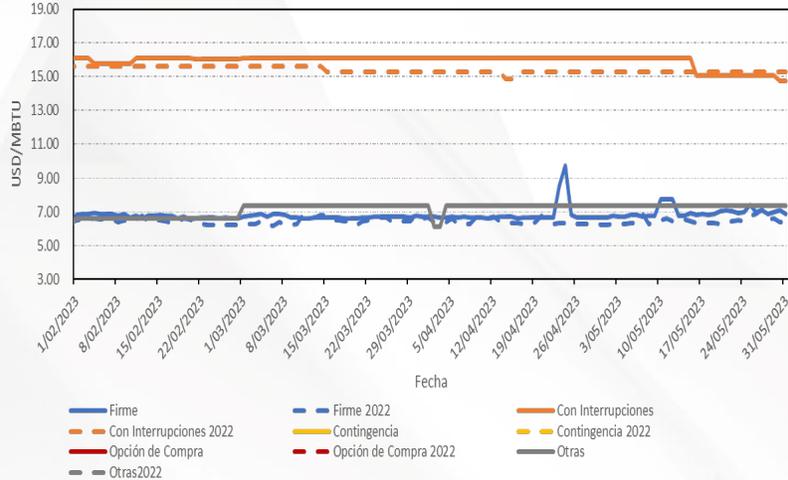
Complementando el análisis del mercado de gas natural del trimestre se revisaron los precios promedio correspondientes a Otras Transacciones del Mercado Mayorista por modalidad, los cuales se presentan en la Figura 1-17.

De los registros se evidencia que el precio medio del gas negociado en la modalidad Con interrupciones es el más alto de todos, con un valor medio cercano a 15,9 USD/MBTU. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 6,8 USD/MBTU.

<sup>4</sup> Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Hace referencia a la información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios No Regulados y que por lo tanto no corresponde a Mercado Primario o Secundario de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.



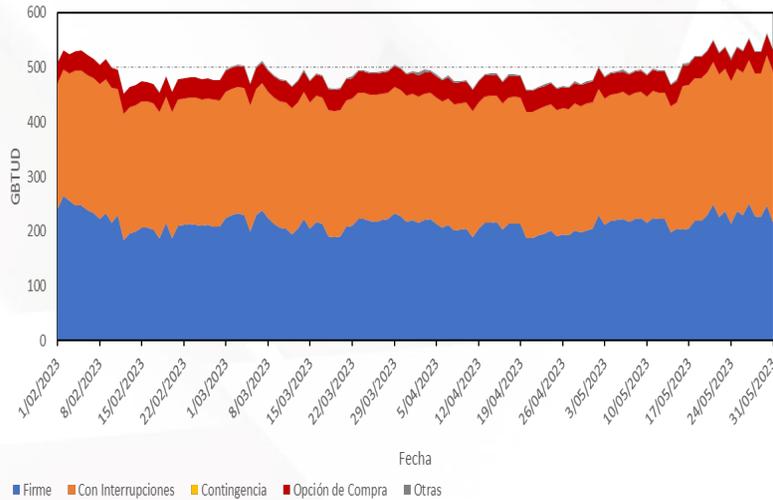
*Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.*



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

Al revisar los registros de OTMM se encuentra que las cantidades de la modalidad Con Interrupciones son las más transadas durante el trimestre, con un valor medio cercano a 236,7 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 214,2 GBTUD (ver Figura 1-18). Se observa un incremento en las cantidades contratadas de 2.6% frente al trimestre anterior.

*Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.*



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

**Precios y cantidades por tipo de uso:**

En cuanto a los precios por tipo de uso del energético negociado en OTMM, se observa que durante el trimestre solo se negociaron contratos para el sector Térmico, que tuvo un valor medio de 12,0 USD/MBTU (ver Figura 1-19). Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 6,8 USD/MBTU.



Frente al mismo trimestre del año 2022, los precios de sector Térmico presentaron un incremento de 0,3 USD/MBTU.

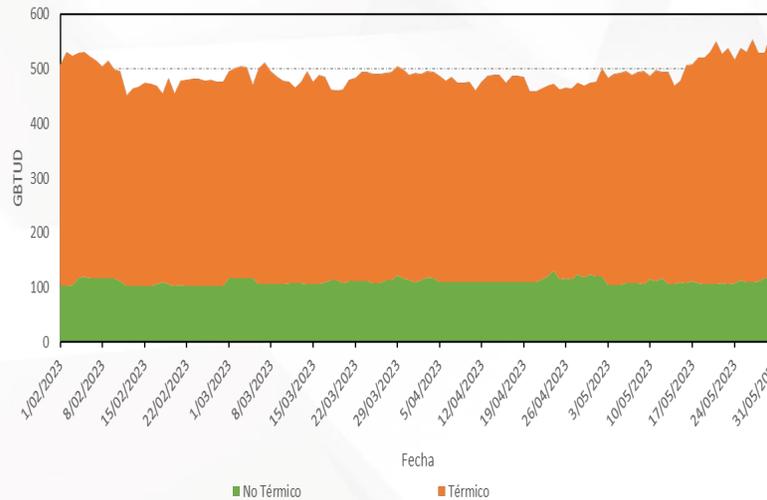
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 1-20 se presentan las cantidades según el tipo de uso, en donde se puede observar que el gas con destino Térmico presentó un valor medio del trimestre de 380,3 GBTUD, mientras que el No Térmico presentó un valor de 111,4 GBTUD.

Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

### 1.1.4 Índice de precios nacional vs importado

Este indicador corresponde a 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:

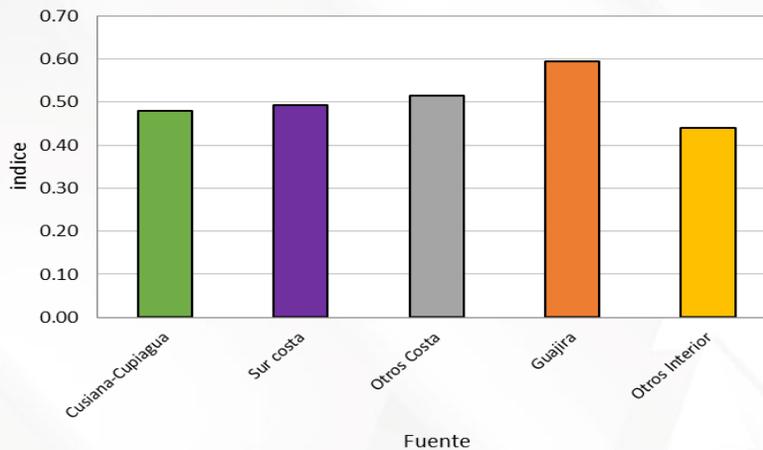
$PPN_i$ : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo  $i$ .

$PI$ : 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.

Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra que, si bien los precios internacionales han bajado, los precios nacionales siguen siendo más competitivos. De manera particular se encuentra que los campos del Interior continúan siendo más competitivos que los campos Sur Costa (ver Figura 1-21).

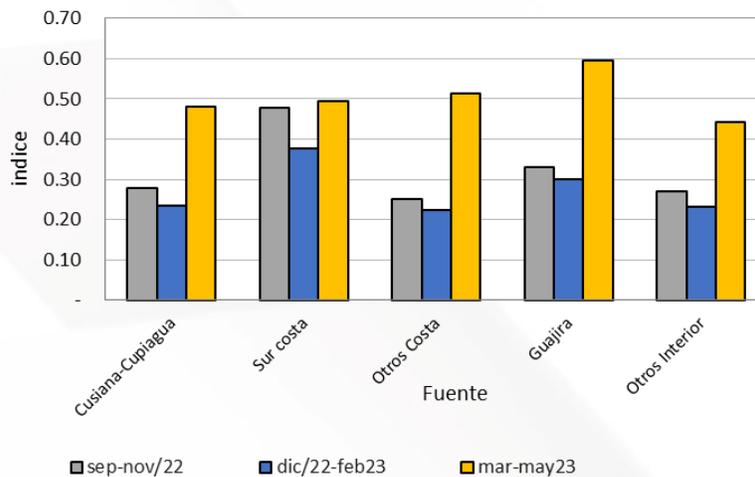
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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

Así mismo, al observar la evolución de este indicador en los últimos 3 trimestres (ver Figura 1-22) se identifica que para el trimestre marzo/23 – mayo/23 el indicador incrementa su valor para todas las fuentes. De manera particular, se encuentra que durante este trimestre la competitividad del gas nacional de todas las fuentes analizadas decreció; sin embargo, continúan teniendo un desempeño favorable respecto al gas importado.

Figura 1-22: 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



## 1.2 Seguimiento operativo

En esta sección se presenta el análisis del comportamiento de variables operativas relacionadas con la producción y demanda del gas natural. Igualmente, se muestra el seguimiento realizado al uso de la infraestructura de transporte, así como a la disponibilidad de la infraestructura en función de los mantenimientos programados y no programados que tuvieron lugar durante el trimestre.

### 1.2.1 Producción

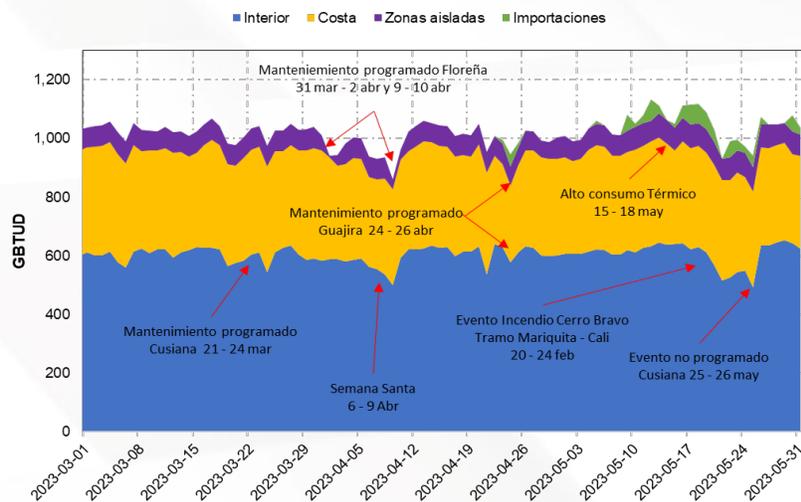
La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.022,0 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 604,2 GBTUD, seguida por la Costa con 339,5 GBTUD (Figura 1-23).

En la gráfica se observa que la producción se vio afectada durante el periodo de Semana Santa, principalmente en el Interior del país (-3.8%).

Adicionalmente, en la gráfica se puede observar una importante caída en la oferta de gas en la región Interior en el periodo comprendido entre el 20 y el 26 de mayo. Lo anterior obedece a la suspensión del servicio por la indisponibilidad de un tramo del gasoducto Mariquita – Cali (del 20 al 24 de mayo) y al evento de fuerza mayor en Cusiana (del 25 – 26 de mayo).

En lo que respecta a la Costa, durante la segunda semana de mayo se registró un incremento explicado por un alto consumo Térmico.

Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, la producción agregada nacional tuvo una variación de -0,8%, equivalente a una caída de 7,9 GBTUD. A nivel regional se observa que la producción del Interior y las importaciones registraron un incremento de 4,2 GBTUD y 4,9 GBTUD respectivamente. Por el contrario, la

región Costa y las Zonas Aisladas presentaron una caída de 13,8 GBTUD y 3,2 GBTUD respectivamente. (ver Tabla 1-2).

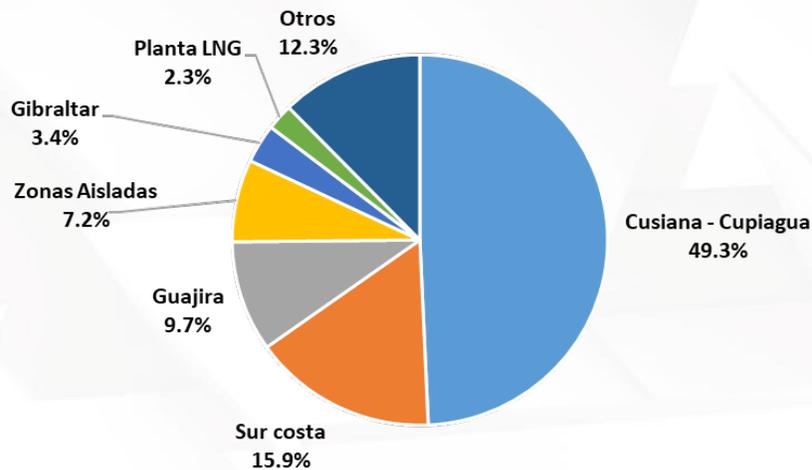
*Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).*

Zona	Dic./22 – Feb./23	Mar./23 – May./23	Var
Interior	600,0	604,2	0,7%
Costa	353,3	339,5	-3,9%
Importaciones	3,9	8,8	126,7%
Zonas aisladas	72,7	69,5	-4,3%
<b>Total</b>	<b>1.029,9</b>	<b>1.022,0</b>	<b>-0,8%</b>

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

Para el periodo marzo/23 – mayo/23, los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 49,3% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos Sur Costa, Otros campos, La Guajira y Zonas aisladas que aportaron 15,9%, 12,3%, 9,7 y 7,2%, respectivamente (ver Figura 1-24).

*Figura 1-24: 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:**

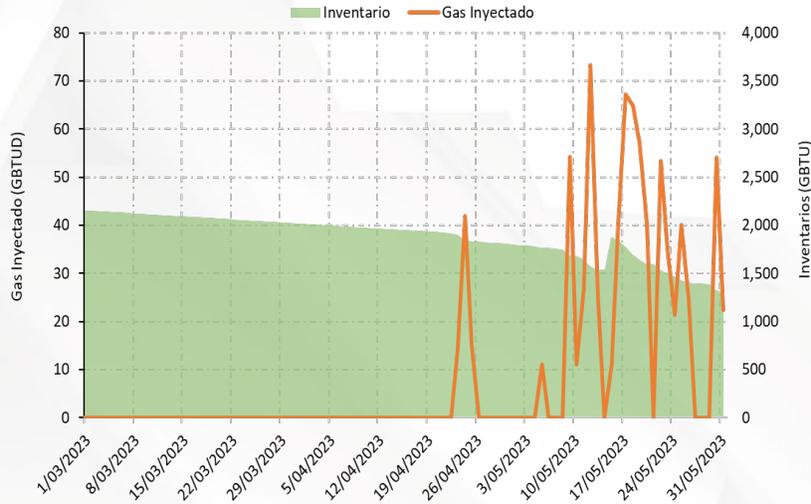
En la Figura 1-25 se presenta la evolución del inventario estimado de GNL (área verde) en la planta de regasificación de Cartagena y la cantidad de energía entregada (línea continua naranja) al Sistema Nacional de Transporte.

En la gráfica se puede observar que en el mes de marzo el inventario estuvo alrededor de los 2.017,6 GBTU. Al final del periodo el volumen almacenado fue cercano a 1.297,8 GBTU, equivalente a cerca del 36,0% de la capacidad total de almacenamiento de la planta.

Respecto a la inyección de gas importado al sistema, se registraron tres operaciones del 23 al 25 de abril y 19 operaciones durante el mes de mayo. El valor máximo de inyección diario registrado fue de 73,3 GBTU y el promedio trimestral de inyección fue de 8,8 GBTUD.



Figura 1-25: 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 1-3 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección de gas natural importado al sistema, así como los valores medios de inventarios.

Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).

Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectado (GBTUD)
Marzo/23	2.085,2	0,0
Abril/23	1.930,5	2,4
Mayo/23	1.612,2	23,7

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

### 1.2.2 Demanda

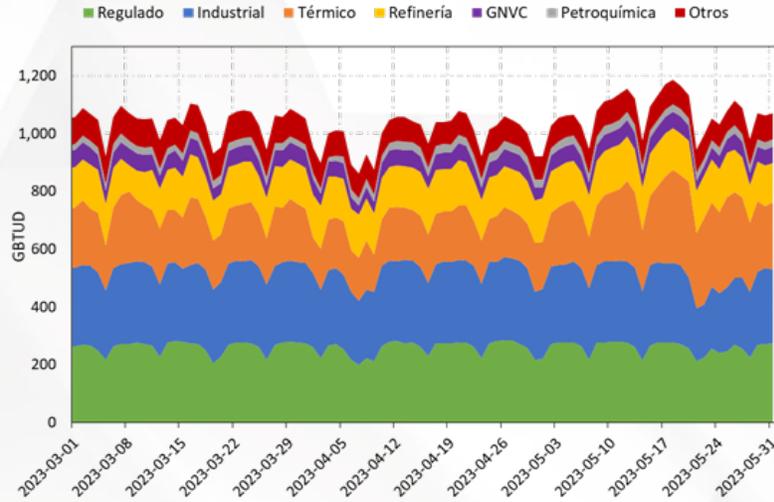
En cuanto al consumo de gas natural, se observa un valor promedio de 1.038,0 GBTUD. Así mismo, el valor máximo registrado se ubica cerca de 1.185,0 GBTUD el 18 de mayo, correspondiente a un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el menor registro fue de 862,7 el 7 de abril, que coincide con los días de Semana Santa.

Al igual que el trimestre anterior, los mayores sectores de consumo fueron en su orden el Industrial, Regulado y Térmico que de manera agregada representaron cerca del 70,0% de la demanda media nacional<sup>5</sup> (ver Figura 1-26).

<sup>5</sup> El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.



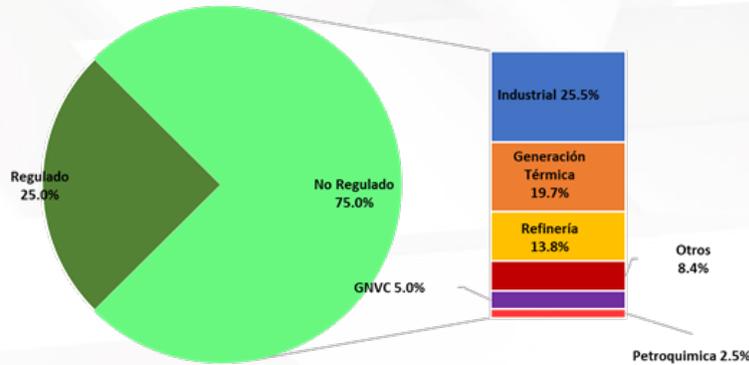
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Así mismo, las cifras muestran que el 25,0% del gas natural consumido tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 75,0% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 1-27). Entre los usuarios No Regulados el mayor consumo corresponde al sector Industrial con una participación de 25,5% del total, seguido por las plantas de Generación térmica y las Refinerías con 19,7% y 13,8% respectivamente.

Figura 1-27: 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 un incremento de 6.20 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Regulado con un incremento de 5.5 GBTU (ver Tabla 1-4).



*Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).*

Sector	Dic./22 – Feb./23	Mar./23 – May./23	Var (%)
Regulado	254,5	260,0	2,2%
Industrial	261,9	264,5	1,0%
Generación Térmica	206,2	204,1	-1,0%
Refinería	141,3	143,6	1,6%
GNCV	52,5	52,2	-0,6%
Petroquímica	24,8	26,4	6,5%
Otros	90,5	87,1	-3,8%
<b>Total</b>	<b>1.031,7</b>	<b>1.037,9</b>	<b>0,6%</b>

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

Al comparar la demanda media del mes de mayo de 2023 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una variación total de 1,9 %. La principal variación se dio en el sector Industrial con una caída de 8,2 %, tal y como se observa en la Tabla 1-5.

*Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).*

Sector	Mayo/22	Mayo/23	Var (%)
Regulado	259,5	259,4	-0,1%
Industrial	276,3	253,6	-8,2%
Generación Térmica	243,0	249,3	2,6%
Refinería	142,2	145,9	2,6%
GNCV	54,2	51,2	-5,7%
Petroquímica	25,6	27,2	5,9%
Otros	90,0	83,3	-7,4%
<b>Total</b>	<b>1.090,9</b>	<b>1.069,8</b>	<b>-1,9%</b>

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

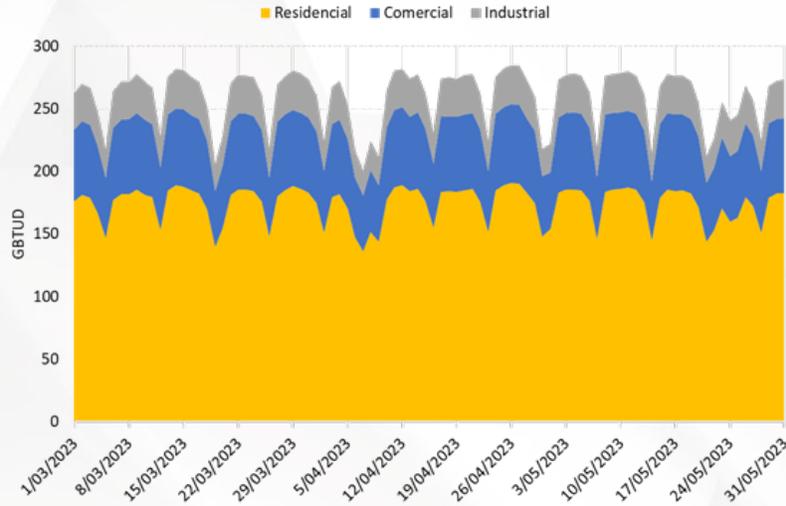
A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los sectores durante el periodo de análisis:

### **Sector Regulado:**

En cuanto al sector Regulado, se observa un comportamiento estable en el cual se evidencian los ciclos semanales de consumo. Igualmente, se encuentra una participación predominante de la demanda Residencial cuyo valor medio trimestral fue de 174,6 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 56,9 GBTUD (ver Figura 1-28).



Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



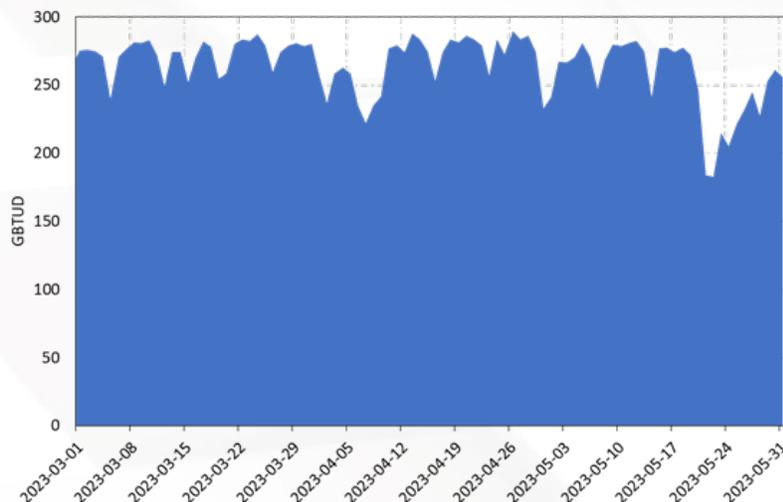
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector Residencial, se observan dos disminuciones durante el trimestre. La primera durante los primeros días de abril, que coincide con los días de Semana Santa y la segunda durante la semana del 20 al 24 de mayo que correspondió con el cierre del gasoducto Mariquita – Cali. Finalmente, y de manera agregada la demanda del sector Regulado tuvo un valor medio de 260,0 GBTUD durante el periodo.

**Industrial:**

El consumo de gas natural del sector Industrial registró un valor medio de 264,5 GBTUD durante los meses de marzo a mayo de 2023 (ver Figura 1-29). El mayor registro durante este periodo fue de 289,5 GBTUD, el día 26 de abril, mientras que el menor registro fue de 182,6 GBTUD, el día 22 de mayo de 2023, que coincide con la menor demanda por el evento del Gasoducto Mariquita - Cali.

Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.



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

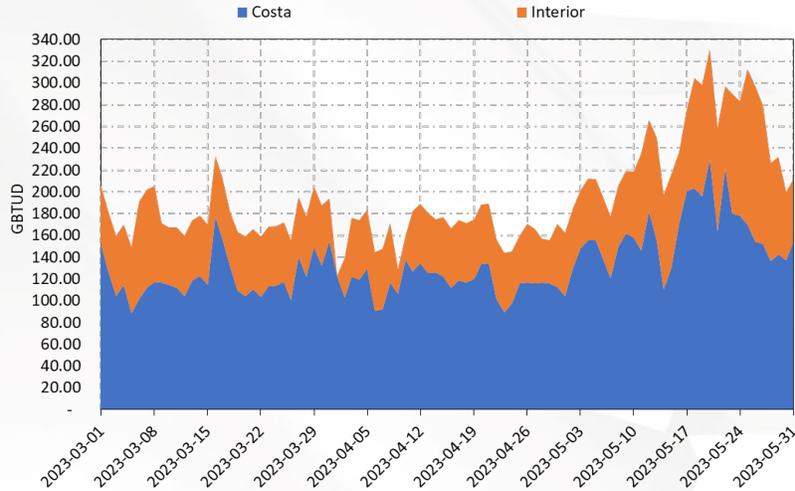
En la gráfica se observa la caída del consumo durante Semana Santa, lo cual es un comportamiento habitual para estas fechas.



**Sector Térmico:**

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 195,4 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que para este trimestre la región Costa presenta la participación del consumo con 132,6 GBTUD (67,8%) y el Interior con 62,8 GBTUD (32,2%) (ver Figura 1-30).

*Figura 1-30: 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.

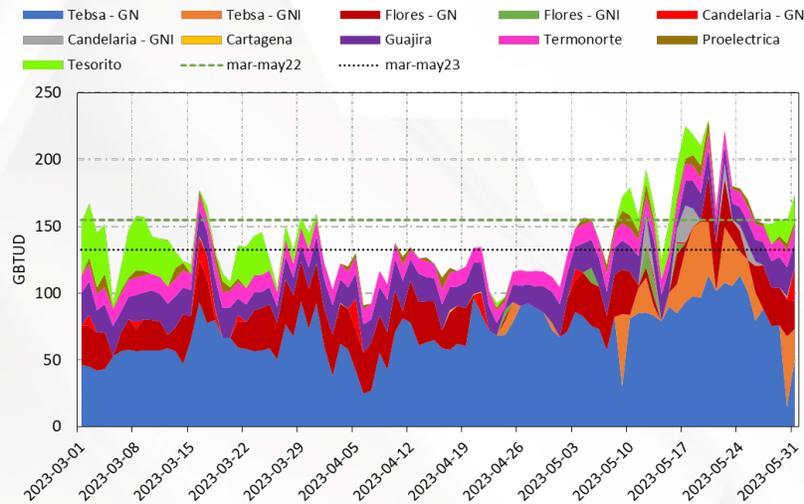
Durante el trimestre se presentó un pico de consumo entre el 10 y 27 de mayo, alcanzando un máximo de 331,3 GBTUD.

- Sector Térmico – Costa Atlántica:

Revisando en detalle el consumo de gas para generación en la región Costa Atlántica, se encuentra que el valor medio fue de 132,6 GBTUD. En la Figura 1-31 se puede observar que el mayor consumo de Gas Natural Nacional correspondió al de la central de generación TEBSA con un valor medio de 69,8 GBTUD, seguido por el consumo de la planta Flores, cuyo valor medio fue de 20,1 GBTUD.



Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Durante el trimestre se presentaron dos picos de consumo. El primero fue de 177,3 GBTUD el día 16 de marzo de 2023, que correspondió con una generación de seguridad adicional por eventos en una línea de transmisión. El segundo se presentó durante los días 10 a 17 de mayo mencionados anteriormente. En contraste, la menor demanda del periodo fue 88,5 GBTUD el 5 de marzo de 2023.

En la figura también se puede observar que durante el trimestre se registraron consumos de Gas Natural Importado (GNI) por parte de las plantas del grupo Térmico. En la Tabla 1-6 se muestra que durante el trimestre el mayor consumo de GNI correspondió a TEBSA con un valor medio trimestre de 6,3 GBTUD.

Tabla 1-6: 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
Marzo/23	62,2	0,0	22,7	0,0	1,9	0,0	86,8
Abril/23	65,5	1,0	17,8	0,2	1,3	0,0	85,9
Mayo/23	81,6	17,6	19,6	1,6	1,4	3,5	125,2
<b>Promedio Trimestre</b>	<b>69,8</b>	<b>6,3</b>	<b>20,1</b>	<b>0,6</b>	<b>1,5</b>	<b>1,2</b>	<b>99,4</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

El consumo detallado de las plantas de generación de la Costa Atlántica que no hacen parte del Grupo Térmico se presenta en la Tabla 1-7, donde se encuentra que la planta con mayor consumo del trimestre fue Termoguajira con una demanda media de 18,2 GBTUD, seguido por el consumo de Termonorte con un valor de 12,0 GBTUD.



Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	Termocartagena	Termoguajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Total
Marzo/23	0,1	18,5	12,4	2,3	19,3	52,6
Abril/23	0,1	18,3	11,0	1,3	0,1	30,8
Mayo/23	0,0	17,9	12,5	3,8	7,9	42,0
<b>Promedio Trimestre</b>	<b>0,1</b>	<b>18,2</b>	<b>12,0</b>	<b>2,5</b>	<b>9,2</b>	<b>41,9</b>

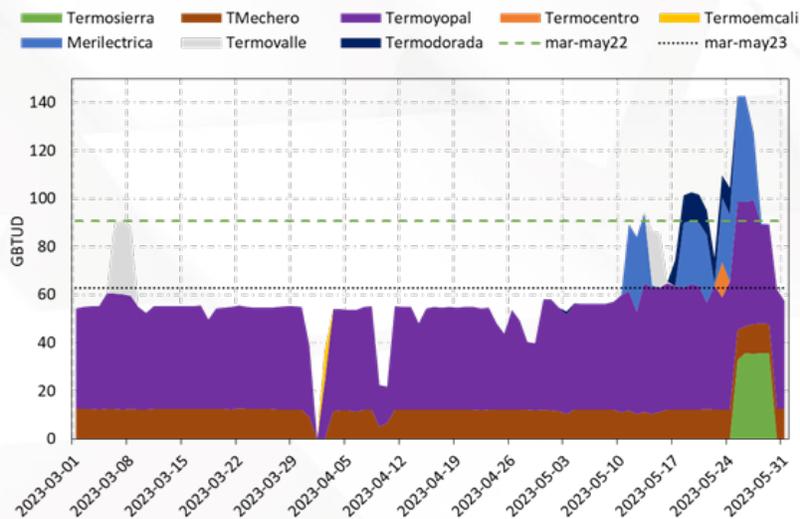
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- Generación térmica – Interior:

En cuanto al consumo para la generación al Interior del país, se mantiene la tendencia por parte de las plantas Termoyopal y Termomechero como principales actores, con operación constante y estable durante la mayor parte del tiempo (ver Figura 1-32).

El consumo medio del periodo fue de 62,9 GBTUD, con un pico de consumo de 142,6 GBTUD el 25 de mayo.

Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Tabla 2-8 se presenta de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en el Interior, allí se observa que el mayor consumo en el trimestre fue de Termoyopal que ascendió a un promedio de 42,5 GBTUD.

*Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).*

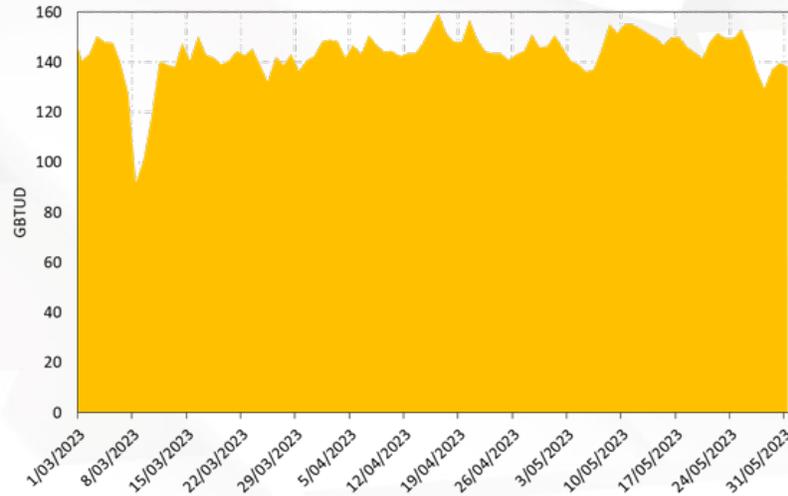
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Marzo/23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	12,3	42,6	57,7
Abril/23	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	10,9	36,8	48,2
Mayo/23	11,9	0,5	2,9	0,0	5,7	1,5	11,9	47,9	82,1
<b>Promedio Trimestre</b>	<b>4,0</b>	<b>0,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>1,9</b>	<b>1,5</b>	<b>11,7</b>	<b>42,5</b>	<b>62,9</b>

**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos de XM.

**Refinería:**

El sector de Refinería registró un valor medio de consumo de 143,6 GBTUD, con un máximo de 159,6 GBTUD el día 20 de abril de 2023 y un mínimo de 91,8 GBTUD el 8 de marzo. (ver Figura 1-33).

*Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.*



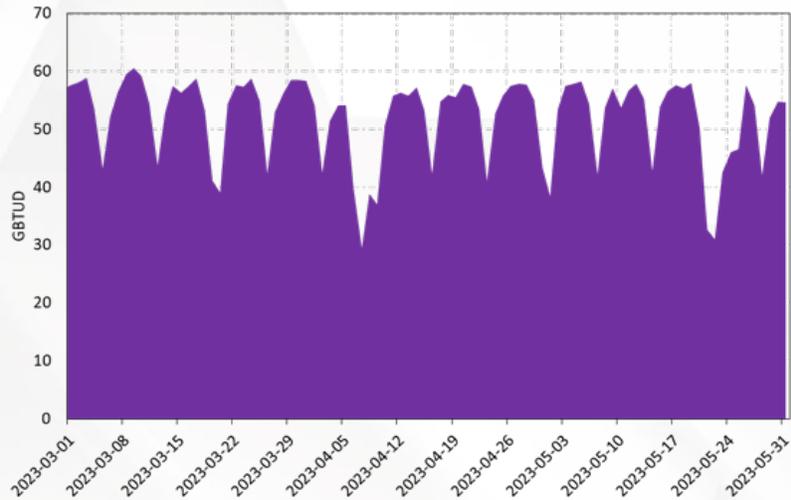
**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

**GNCV:**

En la Figura 1-34 se puede observar que el consumo del sector GNCV tuvo un comportamiento estable, con una estacionalidad semanal típica a lo largo del trimestre. Su consumo medio fue de 52,2 GBTUD, con un valor máximo de 60,5 GBTUD el 9 de marzo. Se observa que estos consumos se vieron afectados por la temporada de Semana Santa y por la indisponibilidad del gasoducto Mariquita – Cali.



Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.

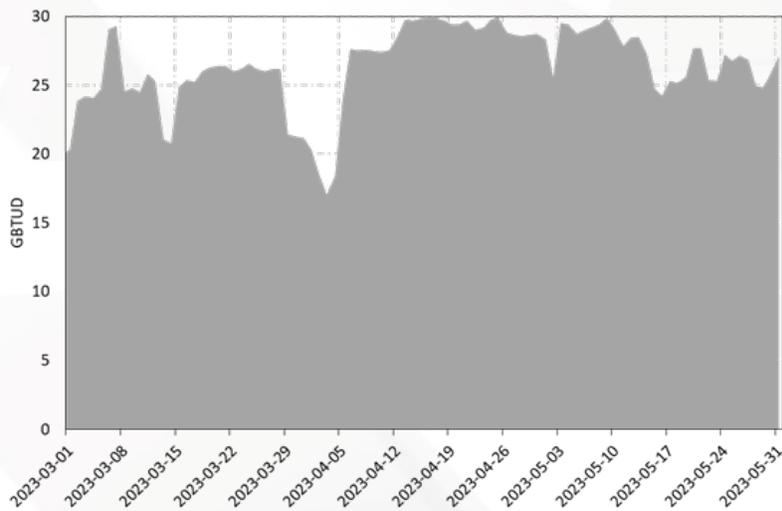


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

### Petroquímica:

Para el sector Petroquímica se registró un consumo medio trimestre de 26,4 GBTUD (ver Figura 1-35). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 30,0 GBTUD en el mes de abril y un mínimo de consumo de 17,0 GBTUD en el mismo mes.

Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.



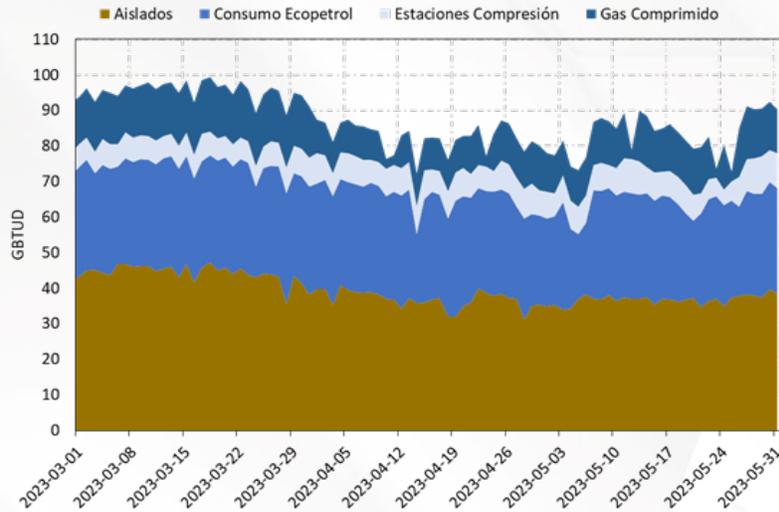
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



**Otros sectores:**

En la Figura 1-36 se puede observar que la demanda denominada Otros sectores agrupa los consumos de gas natural asociados a Estaciones de compresión, Consumos Ecopetrol<sup>6</sup> y por la demanda atendida por los campos Aislados y por Gas Comprimido. Estos cuatro sectores tuvieron un consumo agregado promedio de 87,1 GBTUD durante el trimestre.

Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con un valor medio de 39,3 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 28,9 GBTUD y Gas comprimido con 11,7 GBTUD.

**1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural**

En la Figura 1-37 se ilustra de manera representativa la ubicación de los gasoductos a lo largo de la geografía nacional. En este mapa también se puede identificar los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.

<sup>6</sup> Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.



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

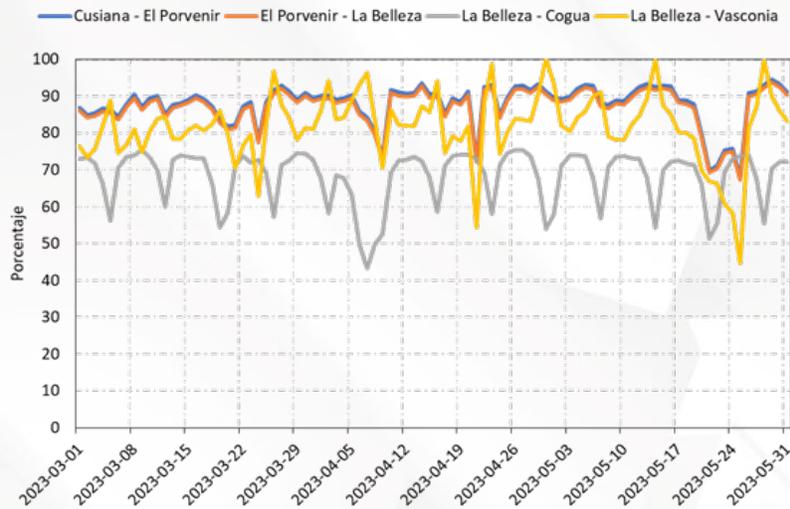
A continuación, se presenta de manera detallada el porcentaje de uso los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte:



**Oriente:**

En la Figura 1-38 se ilustran los registros correspondientes a los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan el gas desde Cusiana hacia el Interior del país. Allí se puede observar que el porcentaje de utilización de los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza se ubicaron por encima del 70,0% durante la mayor parte del trimestre, a excepción del periodo de Semana Santa y durante el evento del tramo Mariquita – Cali. Respecto al tramo La Belleza – Cogua, su porcentaje de utilización osciló entre 50,0% y 70,0% aproximadamente, salvo para el periodo de Semana Santa.

Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.

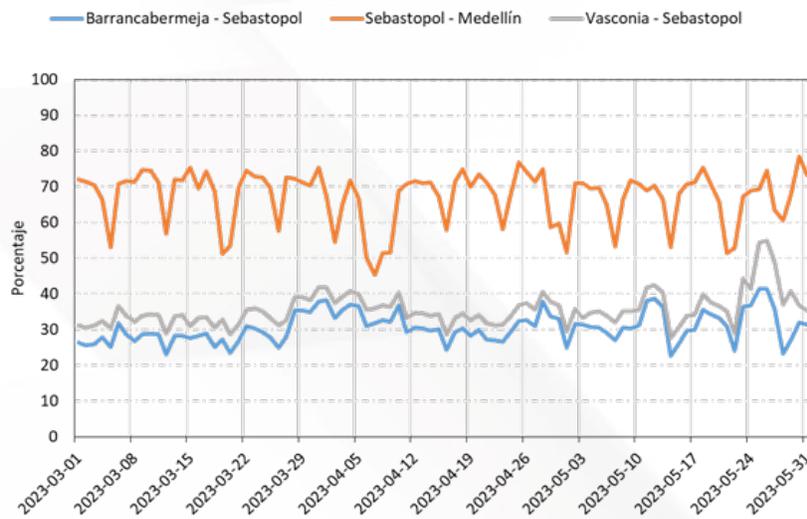


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

**Centro:**

Revisando el sistema de ductos que transportan gas en el centro del país, se puede observar que el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol – Medellín fue el mayor con valores que oscilaron entre el 50,0% y 70,0% (ver Figura 1-39).

Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.



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

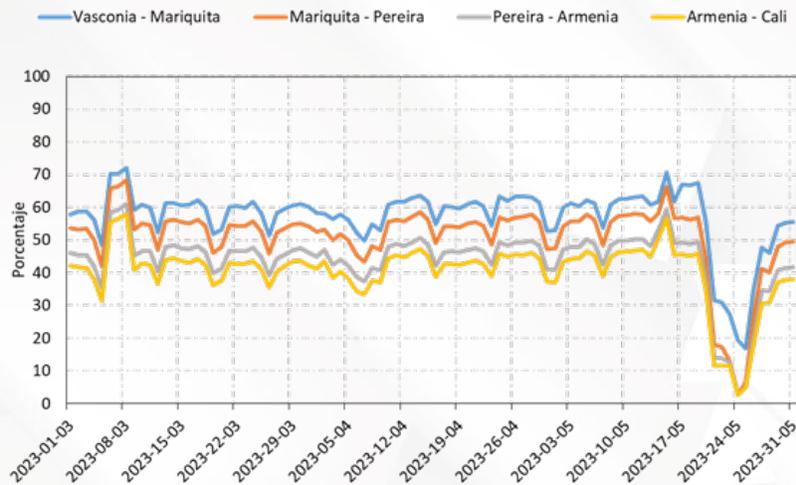


En contraste, el tramo Barrancabermeja – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron por debajo de 40,0% la mayor parte del tiempo.

### Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se evidencia un comportamiento estable durante todo el periodo, a excepción del cierre del gasoducto Mariquita – Cali entre el 20 y el 24 de mayo. En todos los casos el porcentaje de utilización tuvo un valor medio entre 40,0 y 60,0% (ver Figura 1-40).

Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.



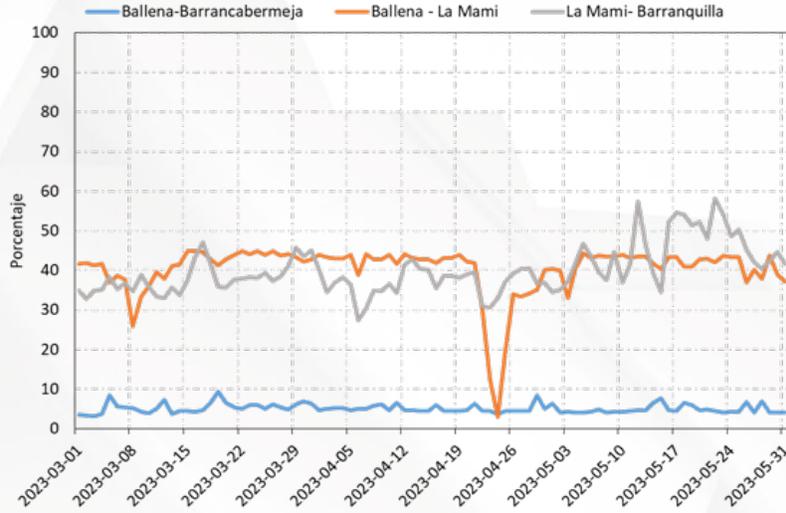
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

### Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas origen campo Ballena, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe, registraron un porcentaje de utilización medio inferior al 50,0% durante el trimestre a excepción del tramo La Mami – Barranquilla que presenta un incremento durante los últimos días del mes de mayo debido al alto consumo Térmico. La caída de utilización del tramo Ballena – La Mami el 25 de mayo corresponde a un mantenimiento en los campos de producción de la Guajira (ver Figura 1-41).



Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.

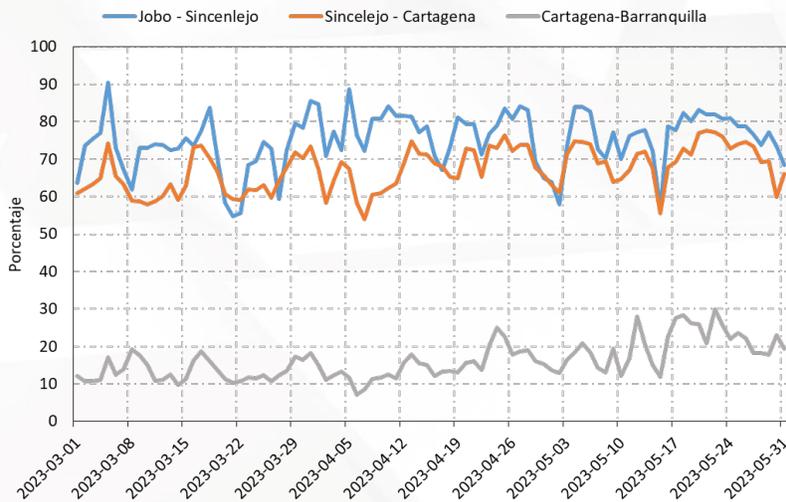


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

**Sur Costa:**

De este sistema de ductos se encuentra que los tramos Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena registraron un porcentaje de utilización medio superior al 60,0% de su capacidad (ver Figura 1-42). En contraste se observa que el tramo Cartagena – Barranquilla tuvo un porcentaje de utilización que se ubicó por debajo del 30,0% la mayoría del tiempo, salvo para los últimos días de mayo dónde se presentó un alto consumo Térmico.

Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



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

**1.2.4 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:

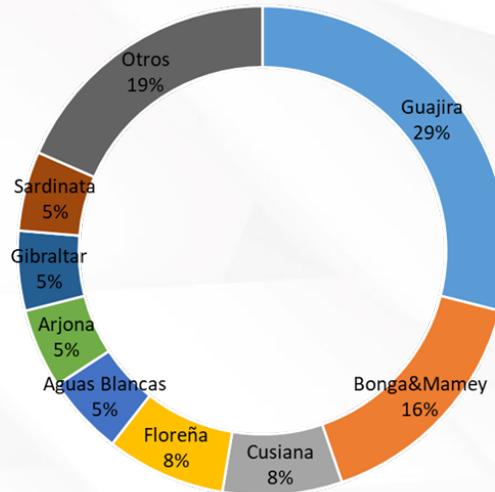
Durante el periodo comprendido entre marzo y mayo de 2023 se efectuaron 45 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 84,4% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 15,6% a la de transporte.

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

- Producción:

La Figura 1-43 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. El campo de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fue Guajira con un total de 9 registros, de los cuales 2 fueron paradas de emergencia; seguidos por Bonga – Mamey con 6 registros, de los cuales hubo 1 parada de emergencia y Cusiana y Floreña con 3 registros cada uno.

Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.



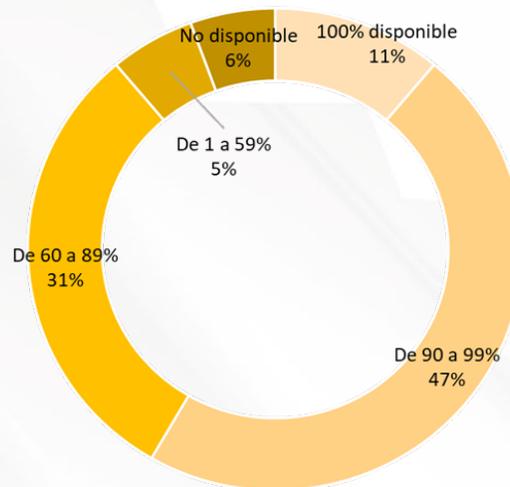
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Cerca del 47,4% del total de mantenimientos en la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.

Así mismo, en la Figura 2-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo 2 que restringieron la totalidad del suministro al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos, no hubo afectación a la demanda esencial.



Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

La mayor proporción de mantenimientos realizados durante el trimestre presentaron disponibilidad superior al 60,0%.

- Transporte:

En cuanto a los mantenimientos programados de la infraestructura de transporte, se registraron los siguientes eventos:

- Gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga: 26 marzo, 16 y 30 de abril y 21 de mayo.
- Estación compresora Padua: 17 – 18 marzo.
- Gasoducto Floreña-Yopal: 31 marzo – 2 abril.
- Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga: 19 de marzo.

#### Eventos no programados:

Complementando el seguimiento a la disponibilidad de la infraestructura de gas natural, se analizan los registros de eventos no programados. En este caso se encontraron seis eventos asociados a la operación y dos eventos ajenos a la operación normal de los activos.

Para el tema de los eventos de fuerza mayor asociados a la operación, se detallan a continuación:

- Ramal Yumbo: el 9 de marzo de 2023, se identificó la presencia de un escape de gas en una válvula de 8". Esta situación fue superada el mismo día y no afectó la atención de la demanda.
- Bonga – Mamey: el 4 de abril de 2023 se identificaron problemas técnicos que afectaban la calidad del gas. Esta situación fue superada e 14 de abril sin afectación a la demanda esencial.
- Guajira: El 3 de mayo de 2023 se identificaron problemas técnicos asociados al mantenimiento declarado. La situación se superó el siguiente día sin afectación a la demanda esencial.
- Guajira: El día 22 de mayo de 2023 se identificaron problemas técnicos ocasionados por el cierre del pozo Ballena 13 al haberse identificado un pinhole en esa línea. La situación fue superada el día siguiente sin afectación a la demanda esencial.



- Cusiana: el día 25 de mayo se identificaron problemas técnicos derivados del reinicio de operaciones por el Gasoducto Mariquita – Yumbo. La situación fue superada el día siguiente sin afectación a la demanda esencial.

Sobre el tema de los incidentes ajenos a la operación de los campos, se pueden señalar los siguientes eventos que pusieron en riesgo su operación:

- Gibraltar: Ecopetrol informó el 28 de marzo, que el sistema Caño Limón Coveñas presentó un nuevo atentado que impidió la inyección del condensado desde el campo Gibraltar. Sumado a lo anterior, por problemas aseguramiento del área no se pudo ingresar equipos y personal para hacer las reparaciones. La situación fue superada el 9 de abril.
- Gasoducto Mariquita – Cali: TGI informó el 20 de mayo, que se detectó una temperatura alta debido a una condición anormal que podría llegar a afectar la integridad de la tubería, aproximadamente en el PK 57+800 correspondiente al gasoducto Mariquita – Cali, por lo anterior, de manera preventiva se despresurizó y se aisló el tramo expuesto al riesgo. La situación afectó la atención de la demanda del eje cafetero y occidente del país y fue superada el 24 de mayo.



## 2 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Este capítulo desarrolla un análisis del mercado de energía eléctrica, inicia analizando los indicadores del mercado, seguido por una descripción de los niveles de contratación. Finalmente, 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.

### 2.1 Análisis de mercado

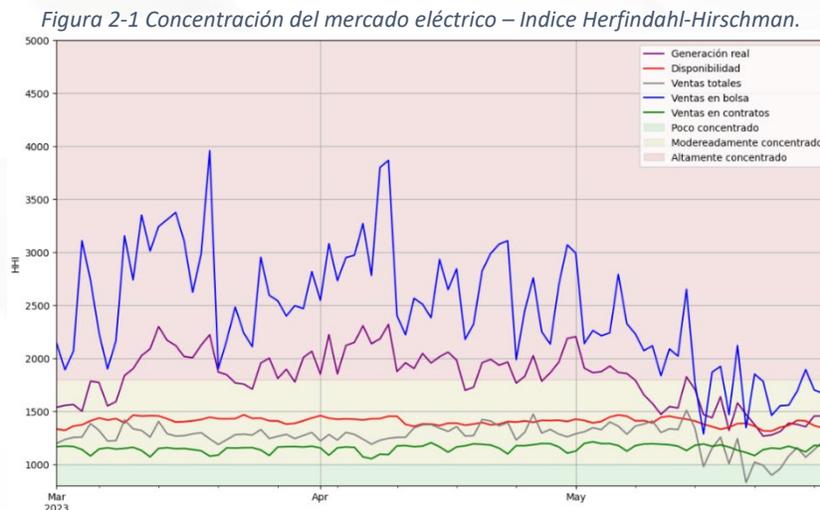
En esta sección se presenta el análisis de indicadores de concentración y participación de mercado, así como el seguimiento a la fijación de precios de bolsa de los diferentes agentes y se presentan la evolución de los precios representativos del mercado.

#### 2.1.1 Indicadores de concentración

Dada la naturaleza oligopólica del mercado eléctrico colombiano; los agentes generadores podrían tener incentivos para ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia. Igualmente, podrían tener disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Para identificar dichos comportamientos, se han aplicado indicadores para determinar el grado de concentración o el impacto que un agente pueda tener en un mercado, como es el caso del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI por sus siglas en inglés), uno de los indicadores más reconocidos por la literatura económica para este fin. De manera complementaria, se analiza el Índice de Oferta Residual (IOR), que permite establecer el nivel de dependencia del sistema a un agente/grupo de agentes específico(s).

#### Concentración y participación de mercado – Herfindahl-Hirschman Index (HHI):

Este indicador permite medir la concentración en un mercado y es sugerido como un indicador de estructura, ya que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa en el mismo<sup>7</sup>. En la Figura 2-1 presenta la evolución de la concentración del mercado eléctrico, calculada mediante el HHI.



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

<sup>7</sup> [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe\\_semestral\\_ummeg\\_consolidado\\_27102019.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf)



Durante el periodo marzo y mayo de 2023, el HHI, asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica, muestra un nivel medio de concentración de acuerdo con la clasificación del Departamento de Justicia de los Estados Unidos<sup>8</sup>, con un valor promedio de 1.404,5. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.468,0 y el valor mínimo de 1.314,2.

Por otro lado, considerando la información de generación real en el sistema el indicador HHI fluctúa entre las clasificaciones de mercado altamente concentrado y moderadamente concentrado, con una media en el indicador de 1.816,3 valor que lo ubica en la frontera inferior de en la clasificación de altamente concentrado. La fluctuación se debe a que la capacidad generación dominante es hidroeléctrica concentrada en pocos agentes especialmente las plantas con mayor capacidad generación instalada. Esto se puede explicar de la siguiente manera; a medida que el recurso hídrico escasea o está en riesgo de escasas, este recurso es reemplazado por generación térmica (principalmente a carbón), diversificando la generación en más agentes como pasa en la primera semana de marzo y a partir de la segunda semana de mayo, contrario a lo que ocurre cuando la condición es de aportes hidrológicos favorables en el sistema.

Finalmente, considerando los ingresos de los agentes generadores en el sistema por concentro de energía vendida en contratos o energía vendida en la bolsa, se observa una clasificación de moderadamente concentrado, con una media del indicador de 1.263,8. Este comportamiento se puede descomponer en las dos fuentes de ingresos del balance, por un lado los contratos de largo plazo muestran un comportamiento muy estable sobre el nivel de concentración del indicador el cual fluctuó en el periodo de análisis entre 1.053,2 y 1.212,5 (muy cercano a la frontera de la clasificación de poco concentrado), y por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa, se observa una alta concentración y volatilidad del indicador, causada principalmente porque en momentos puntuales un solo agente puede llegar a concretar hasta el 70,0% de la energía vendida por medio del mecanismo de la bolsa de energía.

### Índice de Oferta Residual – IOR:

El Índice de Oferta Residual – IOR presenta la dependencia del sistema de un agente/pareja de agentes específico(s). Si el indicador es menor a 1, significa que el sistema depende del agente/pareja de agentes para cubrir la demanda, y en teoría, el agente/pareja de agentes podría(n) fijar el precio de la energía del sistema de manera unilateral/conjunta.

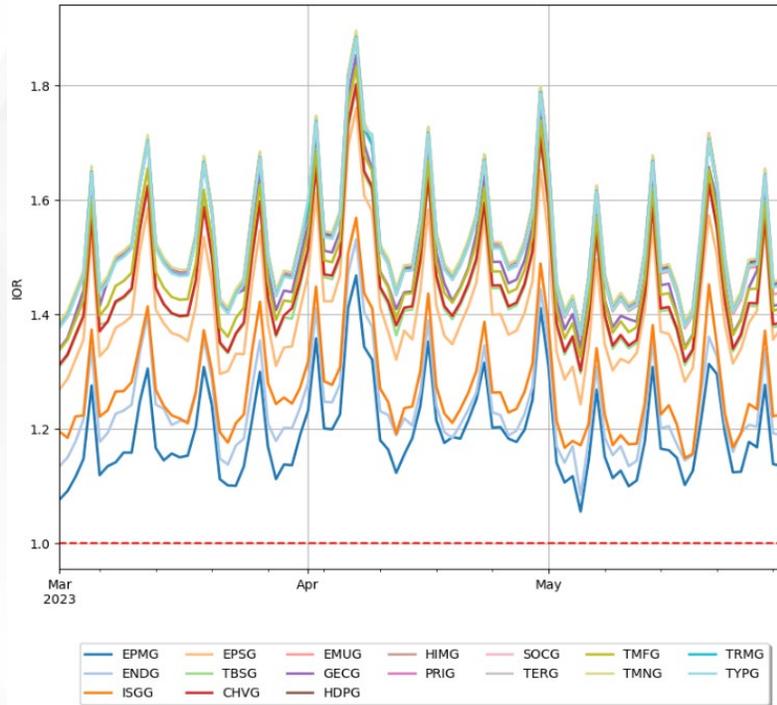
- Análisis Pivotal (por agente):

El Índice de Oferta Residual presenta la dependencia del sistema de un agente específico. Si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende del agente para cubrir la demanda, y en teoría, el agente podría fijar el precio de energía del sistema de manera unilateral. La Figura 2-2 muestra el indicador mínimo diario para cada agente.

<sup>8</sup> [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe\\_semestral\\_ummeg\\_consolidado\\_27102019.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf)



Figura 2-2 Índice de oferta residual – Pivotal.

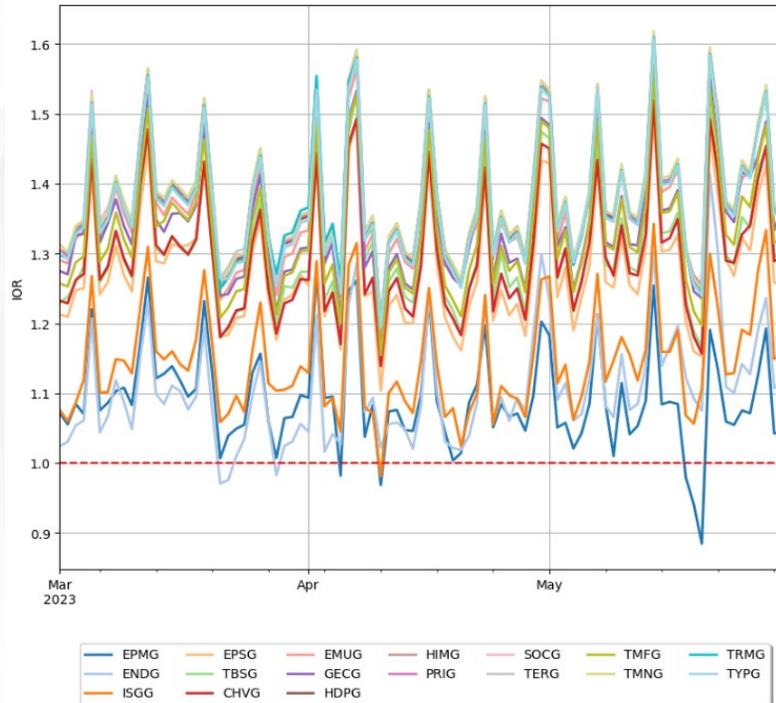


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la Figura 2-2 se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, ninguna compañía superó el umbral de la pivotalidad. Sin embargo, si se descuenta la disponibilidad de las plantas no despachadas centralmente (capacidad inferior al 20 MW) se encuentra para el mes de marzo Enel supero el umbral de pivotalidad en tres días, para el mes de abril se superó el umbral en dos ocasiones con EPM e Isagen, finalmente el mes de mayo se superó el umbral en tres oportunidades como se encuentra en Figura 2-3.



Figura 2-3 Índice de oferta residual (sin disponibilidad de plantas menores) – Pivotal.



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

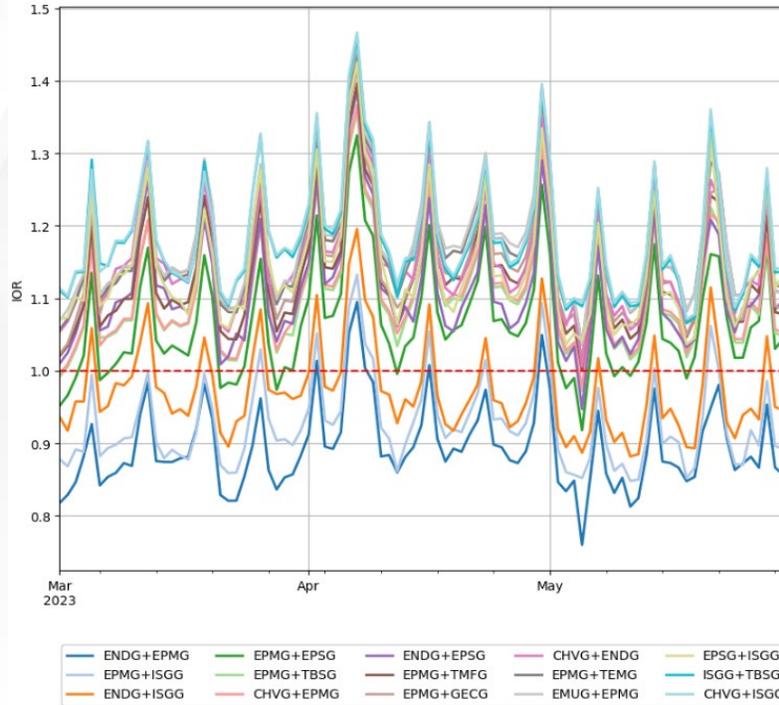
- Análisis Bipivotal (por agente):

El IOR bipivotal muestra como es la dependencia del sistema de dos agentes en forma concurrente. Al igual que el IOR por agente, si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende de estos agentes para cubrir la demanda, y por lo mismo, pueden influir en la fijación del precio de bolsa de manera conjunta.

En la Figura 2-4, se presentan las 15 combinaciones con menores índices de oferta residual bipivotal, resaltándose, que las combinaciones entre agentes principales Enel-EPM, Enel-Isagen Y EPM-Isagen, tienen el IOR bipivotal promedio por debajo de 0,9.



Figura 2-4: Índice de oferta residual – Bipivotal.



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

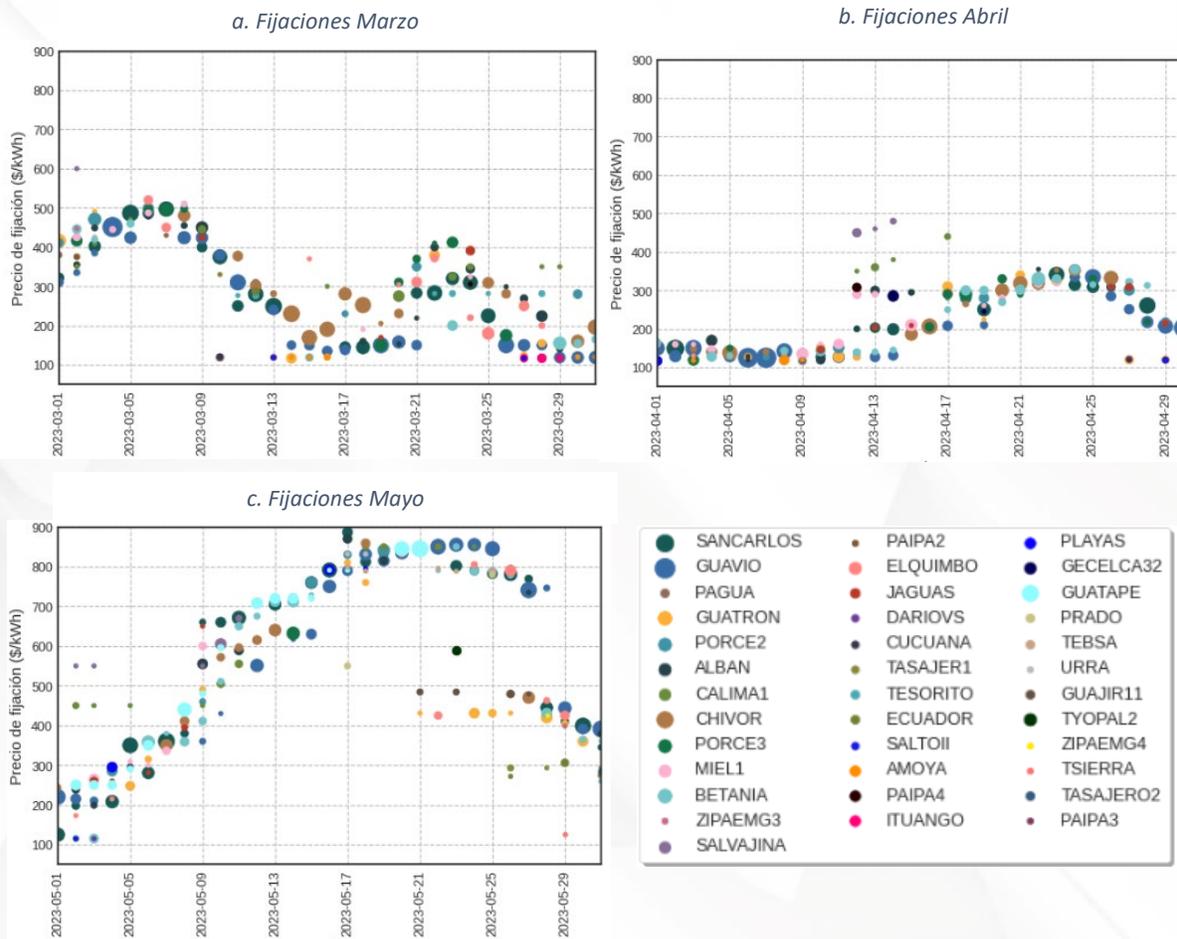
También es de resaltar, que no solo las combinaciones indicadas de los agentes principales pueden afectar el precio de bolsa, existen combinaciones tales como Enel-Gecelca, EPM-TEBSA, Enel-Chivor o Isagen-Celsia, entre otros, que podrían afectar el precio de bolsa de forma combinada.

### 2.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 36 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante marzo, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 288,5 \$/kWh (ver Figura 2-5). Así mismo, para el mes de abril, la fijación del precio de bolsa promedio fue 220,1 \$/kWh y para mayo el promedio fue de 569,9 \$/kWh.



Figura 2-5: Fijación precios de bolsa por planta.



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

Las plantas que más fijaciones tuvieron fueron Guavio, San Carlos, Chivor, Betania, Guatron, Porce II y Porce III, siendo responsables de un 75,3% del total del periodo.

En marzo, se observaron 24 oportunidades, en las cuales el precio de bolsa horario fue superior al promedio de día en un factor significativo (1.4 veces), mientras que para abril se observaron en 15 oportunidades, y en mayo fue de 8 oportunidades.

Durante el trimestre, 13 agentes fijaron el precio de bolsa. Para todos los meses, cinco agentes fijaron más del 98,0% de los precios de bolsa en el mercado. Estos agentes fueron Enel, Isagen, EPM, Chivor y Celsia como se presenta en la Tabla 2-1 presenta el resumen de participaciones para cada mes del periodo analizado.



Tabla 2-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.

	Mar./23	Abr./23	May./23
<b>Enel</b>	33,5%	37,9%	33,1%
<b>Isagen</b>	24,1%	23,1%	25,1%
<b>EPM</b>	16,5%	17,5%	23,7%
<b>Chivor</b>	14,9%	13,9%	5,5%
<b>Celsia</b>	10,2%	6,1%	8,1%
<b>Gecelca</b>	0,0%	1,0%	1,1%
<b>TEBSA</b>	0,0%	0,0%	0,9%
<b>Tasajero 1</b>	0,1%	0,0%	0,5%
<b>Sochagota</b>	0,1%	0,6%	0,0%
<b>T. Yopal</b>	0,0%	0,0%	0,5%
<b>Urrea</b>	0,0%	0,0%	0,3%
<b>Tasajero 2</b>	0,0%	0,0%	0,3%
<b>Gensa</b>	0,1%	0,0%	0,0%

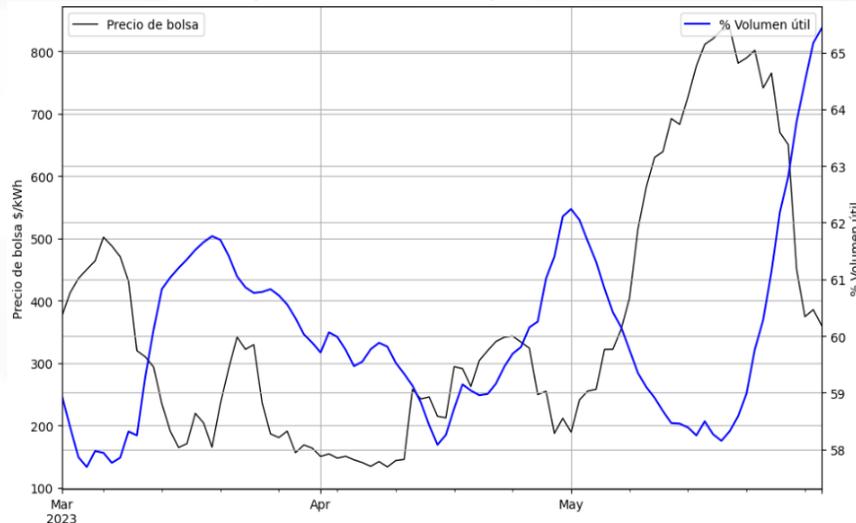
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

### 2.1.3 Precios representativos del mercado

#### Precio de Bolsa Vs Volumen Útil (sistema):

El Volumen Útil inició en el mes de marzo en 58,9%, fluctuando entre 57,7% y 65,9% como consecuencia de la transición del periodo seco al húmedo del primer semestre del año tal y como se presenta en la Figura 2-6.

Figura 2-6 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

En la gráfica también se observa que, durante el mes de marzo el precio de bolsa paso de estar entre los 400,0 \$/kWh y 500,0 \$/kWh, descendiendo hasta alcanzar un mínimo de 153,3 \$/kWh. En el mes de abril el precio



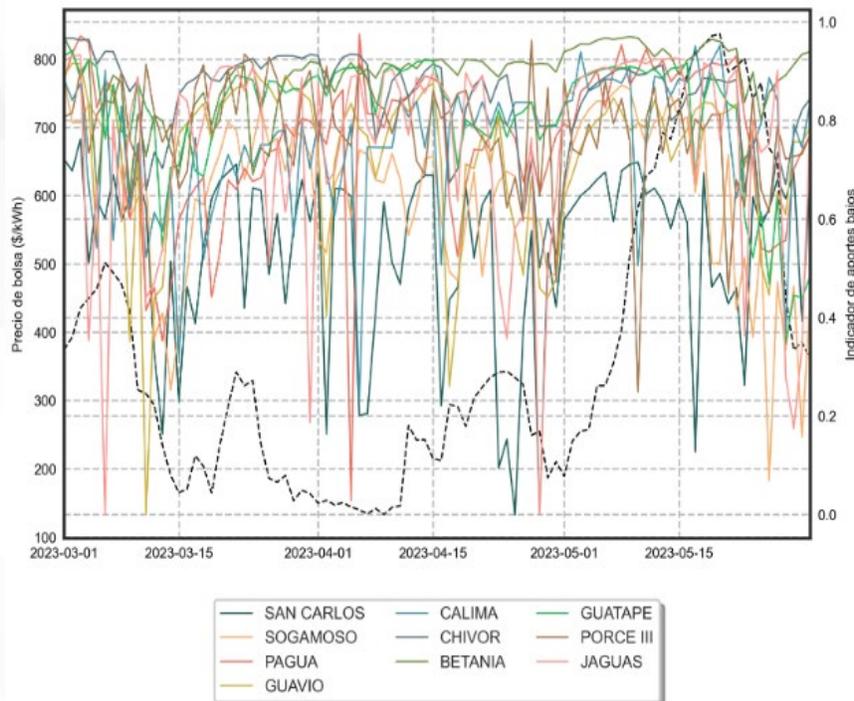
fluctuó entre 133,1 \$/kWh y un máximo 343,1 \$/kWh y una media de \$226,8 \$/kWh. Finalmente, el mes de mayo se observó un periodo de aportes bajos que condujeron a una reducción del volumen útil y elevó el precio de bolsa hasta un máximo de 836,8 \$/kWh alcanzado el 20 de mayo, una vez se recuperaron los aportes el precio bajó y el volumen útil aumentó a su máximo en el trimestre.

**Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):**

La Figura 2-7 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas contra el precio de bolsa. El indicador, se acerca a 1 cuando los aportes, para cada planta, son relativamente bajos contra el mínimo histórico del promedio de 15 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

En la gráfica se observa que, al inicio del periodo, varios embalses tienen el indicador alto, por lo que sus aportes son bajos, y se observa que el precio de bolsa aumenta. Después que los embalses Jaguas San Carlos y Guavio comienzan a recibir aportes, el precio disminuye, manteniéndose por debajo de 350 pesos hasta finales de abril.

Figura 2-7: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos.



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

Se observa que el indicador de aportes bajos aumenta de forma importante desde mayo, lo cual es atípico para el sistema, por lo que los precios ofertados aumentan y, por tanto, aumenta el precio de bolsa de forma importante. Estos aportes bajos se registraron durante los primeros quince días de mayo, haciendo que el precio de bolsa aumentara por encima de 800,0 \$/kWh.

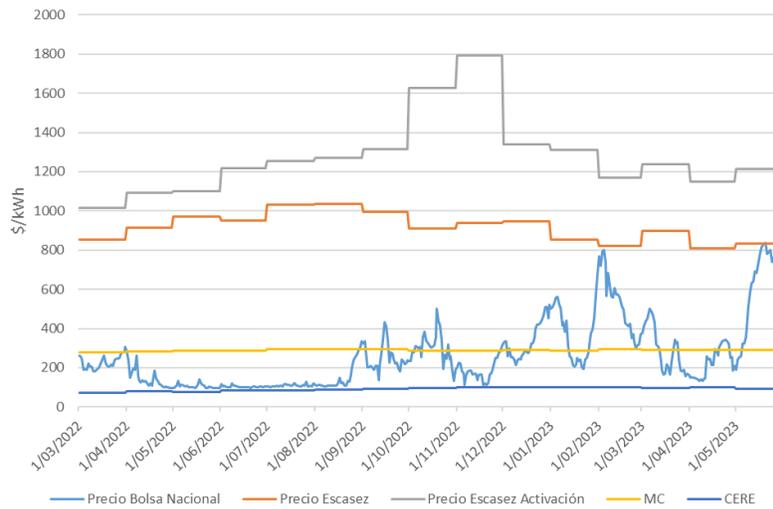


Desde la segunda mitad de mayo, los aportes mejoraron de forma importante, haciendo que el precio de bolsa disminuyera desde el 21 de mayo hasta el fin del trimestre. Es de resaltar, que no es usual, que se tengan aportes bajos en la primera quincena de mayo.

**Precios de referencia:**

Durante el trimestre analizado el precio de bolsa osciló alrededor del promedio del MC, durante el mes de marzo y mayo la mayor parte del tiempo se mantuvo por encima del MC, mientras el promedio del mes de abril fue inferior al MC. (ver Figura 2-8).

Figura 2-8 Precios representativos del mercado.



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

El MC promedio del trimestre fue 289,9 \$/kWh, equivalente a una reducción de -0,6 \$/kWh (-0,2%) con respecto al trimestre anterior que se ubicó en 290,6 \$/kWh. Por su parte el CERE, tuvo un valor promedio de 97,0 \$/kWh, 4,3% por debajo del trimestre anterior, cuyo promedio fue 101,3 \$/kWh.

El Precio de Escasez, pasó en promedio de 875,6 \$/kWh en el trimestre anterior a 847,7 \$/kWh en el trimestre marzo – mayo de 2023, reduciéndose un 3,2%. Por su parte, el Precio de Escasez de Activación se redujo de 1.276,38 \$/kWh en promedio durante el trimestre anterior, a 1.201,25 \$/kWh durante el trimestre analizado (-5,89%).

La Tabla 2-2 presenta una comparación de precios del mercado. Se puede observar que, el porcentaje del precio de bolsa comparado contra el CERE fue 198,2% durante marzo, 122,5% durante abril y para el mes de mayo en 526,9%. Así mismo, el precio de bolsa promedio, comparado contra el MC fue negativo en el mes de abril, es decir, que el precio de bolsa fue inferior al MC en 21,5% mientras en los meses de marzo y mayo el precio de bolsa fue superior al MC en 0,7% y 96,8% respectivamente.



Tabla 2-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.

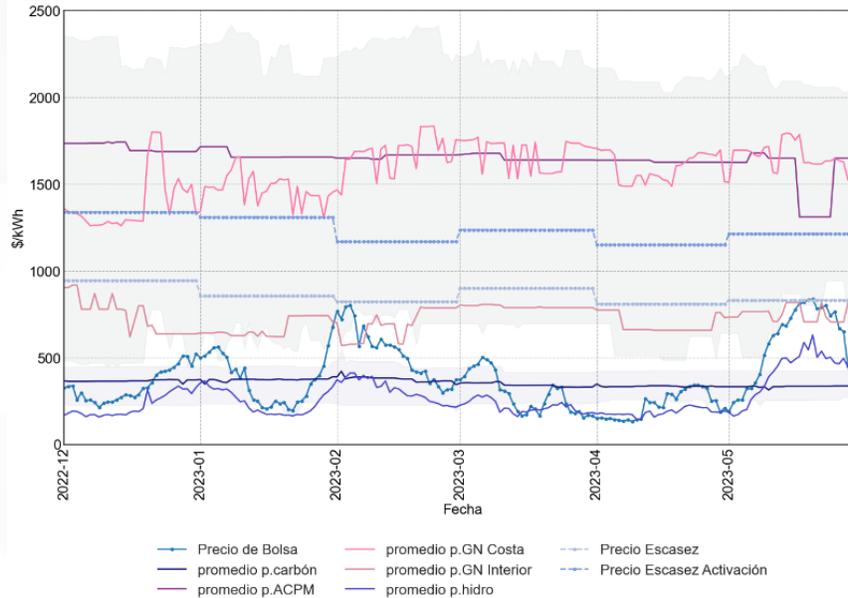
Mes	Precio Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio Escasez (\$/kWh)	Precio Escasez Activación (\$/kWh)	MC (\$/kWh)	CERE (\$/kWh)	%PB mayor al CERE	%PB vs MC	%MC vs CERE
Diciembre/22	338,1	945,1	1.339,8	289,4	102,46	229,9	16,8	282,5
Enero/23	371,9	854,8	1.309,8	288,5	99,06	275,5	28,9	291,3
Febrero/23	526,7	821,7	1.169,1	294,1	102,48	413,9	79,1	286,9
Marzo/23	293,5	899,7	1.236,9	291,5	98,43	198,2	0,7	296,1
Abril/23	226,9	810,4	1.150,9	288,9	101,94	122,5	-21,5	283,4
Mayo/23	569,7	831,8	1.214,3	289,4	90,87	526,9	96,8	318,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

**Precios de oferta promedio por energético:**

La Figura 2-9 presenta los precios promedio de las ofertas presentadas por los agentes generadores en el Mercado de Energía Mayorista durante los últimos 6 meses, agrupados por recurso energético.

Figura 2-9: Precio de oferta promedio por recurso energético.



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

Para las plantas hidroeléctricas, las ofertas presentadas durante el trimestre marzo/23 – mayo/23, fueron mayores en cerca de 11\$/kWh a las presentadas en el trimestre inmediatamente anterior, pasando de un valor promedio trimestral de 259,0 \$/kWh a 270,5 \$/kWh.



Por su parte, los precios promedio ofertados por plantas a carbón disminuyeron cerca de 34\$/kWh en el trimestre de análisis, pasando de 371,91 \$/kWh en el trimestre anterior, a un valor medio de 337,09 \$/kWh durante el trimestre marzo/23 – mayo/23.

Los precios ofertados por plantas a gas natural en el Interior del país fueron superiores a los del trimestre anterior, pasando en de 703,1 \$/kWh a 746,5\$/kWh. Para las plantas a gas natural de la Costa se encuentra el mismo comportamiento, aumentando frente al trimestre anterior en cerca de 131,0 \$/kWh, pasando de 1.513,4 \$/kWh a 1.645,3 \$/kWh. Es de resaltar, que, para el cálculo, se tomaron los precios ofertados de las configuraciones más costosas presentadas por los agentes térmicos.

La Tabla 2-3 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista por tipo de recurso energético.

*Tabla 2-3: Precio de oferta promedio por recurso energético.*

Mes	Hidro	Carbón	Interior-GN	Costa-GN	Líquidos
Dic./22	222,5	366,3	744,2	1.392,8	1.712,7
Ene./23	241,7	373,0	671,4	1.471,4	1.669,
Feb./23	312,8	376,4	693,7	1.676,3	1.659,9
Mar./23	216,9	342,8	793,3	1.678,9	1.650,7
Abr./23	185,8	334,9	691,3	1.597,8	1.631,5
May./23	408,9	333,5	754,9	1.659,5	1.558,9

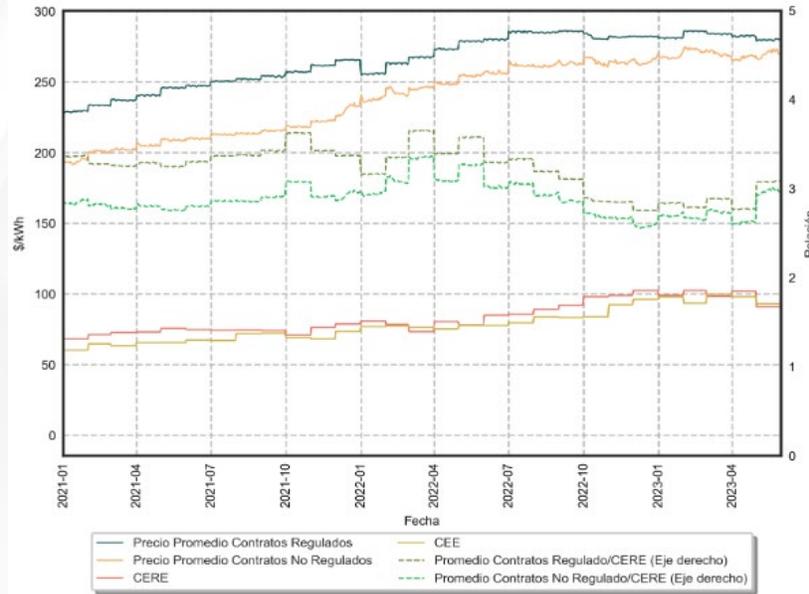
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

### **Precios promedio de contratos vs CERE:**

La Figura 2-10 presenta el desempeño del mercado de contratos en términos de su relación con el CERE desde 2021. Esta información hace referencia a la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista. 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.



Figura 2-10: Precio promedio de contratos vs. CERE.



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

En la gráfica se observa que, para el trimestre marzo/23 – mayo/23, el precio promedio de contratos ha venido disminuyendo. En particular, el precio promedio de los contratos Regulados, disminuyó de 284,0 \$/kWh en marzo de 2023 a 279,8 \$/kWh en mayo de 2023.

Por otro lado, la relación entre el precio promedio de contratos y el CERE, aumentó en el trimestre, pasando de 2,9 en marzo a 3,1 en mayo, debido a la disminución del CERE durante mayo.

La Tabla 2-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

Tabla 2-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.

Mes	Precio Promedio Contrato	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE
Dic./22	282,2	264,4	282,2	102,5	96,2	2,75	2,75	2,58
Ene./23	281,1	267,5	281,1	99,1	98,0	2,84	2,84	2,7
Feb./23	285,9	272,8	285,9	102,5	93,5	2,79	2,79	2,66
Mar./23	284,0	270,0	284,0	98,4	99,6	2,89	2,89	2,74
Abr./23	282,4	267,1	282,4	101,9	98,1	2,77	2,77	2,62
May./23	279,8	269,8	279,8	90,9	93,1	3,08	3,08	2,97

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 ventas en contratos para el sector Regulado en Sinergox.

La Figura 2-11 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 2-11: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.



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

En los resultados se observa que, durante el trimestre marzo de 2023 a mayo de 2023, el mercado de contratos permitió un ahorro de cerca de 2.04 billones de pesos en el Mercado Regulado, en total frente a si esa energía hubiera sido transada en bolsa totalmente. De estos, 1,69 Billones, se ahorraron durante el mes de mayo de 2023.

Adicionalmente, en la Figura 2-12 se presenta el porcentaje de exposición del mercado, y lo contrasta con el porcentaje monetario de la energía transada en bolsa contra el total del Mercado Regulado. Se observa que, el porcentaje de exposición en bolsa aumentó en cuanto a energía se refiere, 23,0% en diciembre de 2022, a valores cercanos a 28,0% promedio en mayo de 2023.



Figura 2-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).



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

Por su parte, el porcentaje en dinero tuvo fluctuaciones, debido al aumento del precio de bolsa durante mayo de 2023 principalmente. Durante marzo y abril, el porcentaje de dinero en el mercado en bolsa, fue de 27% y 22%, pero en mayo, este porcentaje fue en promedio un 43% del mercado.

## 2.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación

En esta sección se presentan los siguientes indicadores para los agentes generadores:

- **Porcentaje de cubrimiento:** Representa el porcentaje de los respaldos con los que cuenta un agente generador para cubrir sus obligaciones diferentes al uso de la bolsa de energía para este fin.
- **Porcentaje de ventas en contratos contra Obligaciones de Energía Firme:** Este indicador representa la disposición del agente a cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme.
- **Generación para ventas:** Representa el porcentaje de generación ideal con que el agente cuenta adicional a las ventas de energía en contratos. En este sentido, representa si su generación ideal es suficiente o no para cubrir sus obligaciones contractuales, y/o si tiene excedentes para vender en bolsa.



## 2.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

El Porcentaje de Cubrimiento es la relación entre la energía disponible de un agente generador, correspondiente a la generación propia y/o energía adquirida en contratos y la totalidad de sus respaldos incluyendo la energía adquirida en bolsa, el cual se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\%C = (CC + GI) / (CC + CB + GI)$$

Donde:

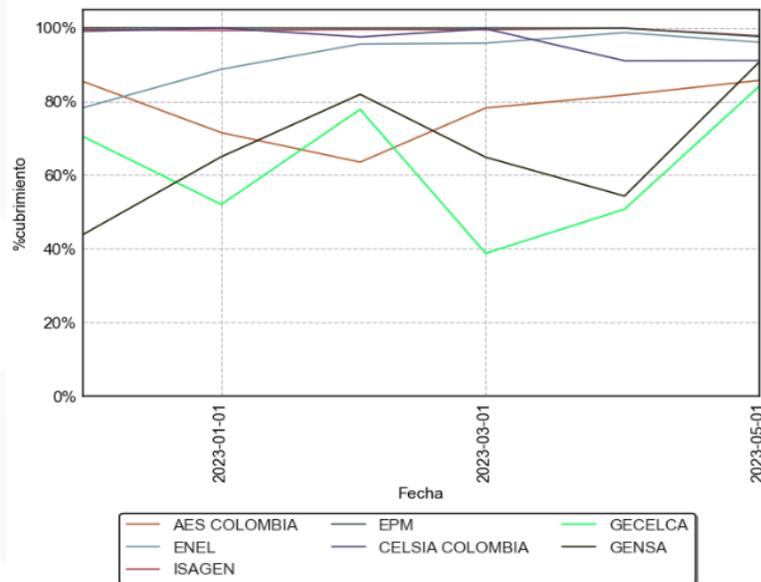
*CC: Compras de energía en contratos*

*CB: Compras de energía en bolsa*

*GI: Generación ideal del agente.*

En la Figura 2-13, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos en los dos trimestres anteriores. En la gráfica se observa que los agentes Celsia, Enel, EPM e Isagen cuentan con este indicador muy cercano a 100,0% durante el trimestre marzo a mayo de 2023, lo que indica que no tienen una dependencia importante de compras en bolsa para cubrir sus obligaciones en el mercado de energía mayorista.

Figura 2-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



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

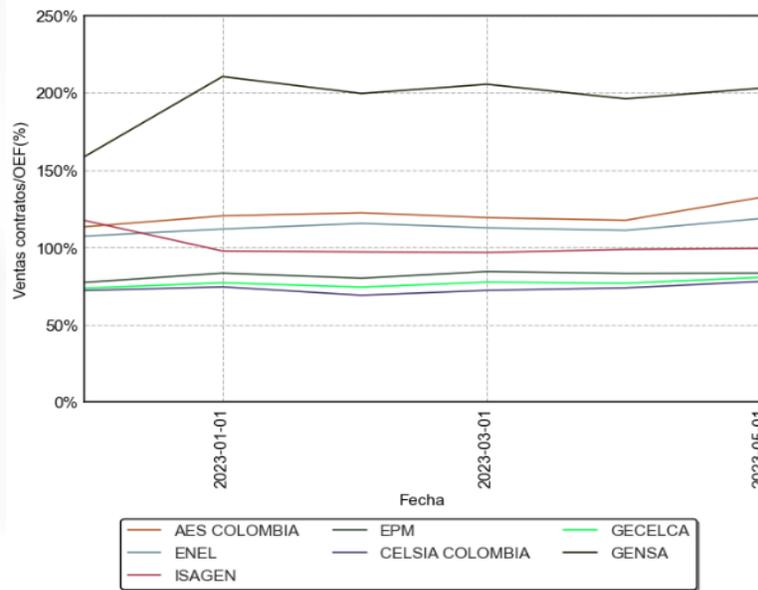
Por su parte, los agentes AES Colombia, Gecelca y Gensa, aumentaron su porcentaje de cubrimiento durante el trimestre, logrando un cubrimiento superior al 80,0%.

## 2.2.2 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

El indicador de ventas en contratos sobre Obligaciones de Energía Firme, permite entender cómo es el comportamiento de los agentes y su visión de mediano plazo reflejada a través de sus ventas en contratos frente a sus Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre, el indicador fue relativamente estable para los agentes generadores (ver Figura 2-14). Los agentes Celsia, EPM y Gecelca tuvieron ventas en contratos inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre. En el caso de Celsia, el indicador estuvo en promedio alrededor de 73,2%, mientras que para EPM el valor fue de 81,9% y para Gecelca las ventas en contratos fueron en promedio un 76,6% de sus Obligaciones de Energía Firme.

Figura 2-14: Ventas en contratos/OEF.



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

Para Isagen, sus ventas en contratos fueron en promedio 1,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme, manteniéndose estable y cerca de 100,0% durante el trimestre.

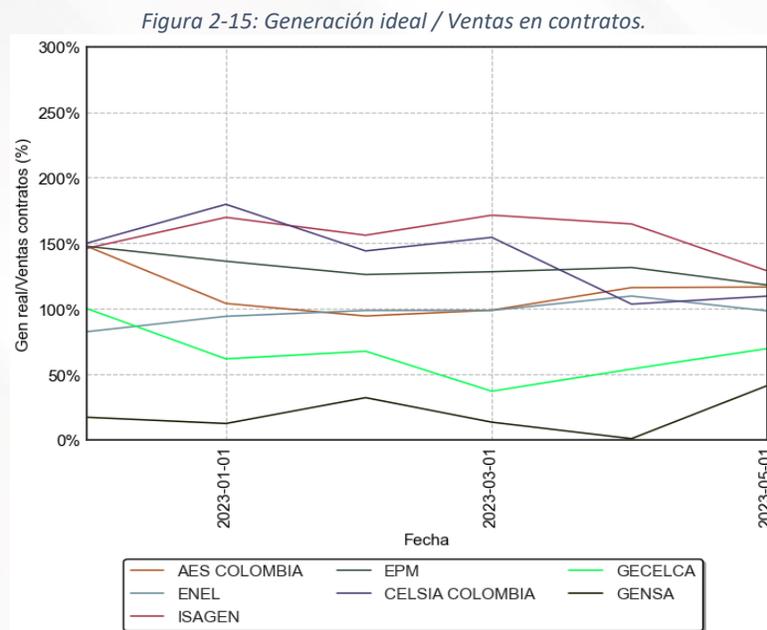
Por su parte, AES Colombia aumentó sus ventas en contratos, pasando de un 19,2%, por encima de sus OEF a 32,2%. Al revisar los registros de Enel, se encuentra que las ventas en contratos aumentaron de 12,6% en marzo a 18,6% en mayo, con relación a sus Obligaciones de Energía Firme. Finalmente, se evidencia que Gensa tuvo este indicador por encima de 100% para los meses de marzo y mayo.



### 2.2.3 Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores

La relación generación real sobre ventas en contratos en el mercado de energía mayorista refleja si el agente está vendiendo en bolsa, más allá de sus ventas en contratos.

Durante el trimestre, los agentes EPM, AES Colombia, Celsia e Isagen, tuvieron una generación real por encima de sus ventas en contratos. El agente que tuvo esta relación más alta fue Isagen, que tuvo generación real con un promedio trimestral de 55,0% por encima de sus ventas en contratos (ver Figura 2-15).



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

Para EPM, su generación real fue superior a sus ventas en contratos, en un 26% durante el trimestre. Para Celsia, este porcentaje fue de 22% superior. Finalmente, para AES, el porcentaje de generación superior a sus ventas en contratos fue de 10%.

Por su parte, para Enel, el indicador estuvo cerca de 100,0% durante el trimestre, con solo 2% de generación por encima de sus ventas en contratos.

Los agentes Gensa y Gecelca tuvieron su generación inferior a sus ventas en contratos, lo que indica que tuvieron que comprar la energía adicional en bolsa o en el caso de Obligaciones de Energía Firme, en los anillos de seguridad del mercado.



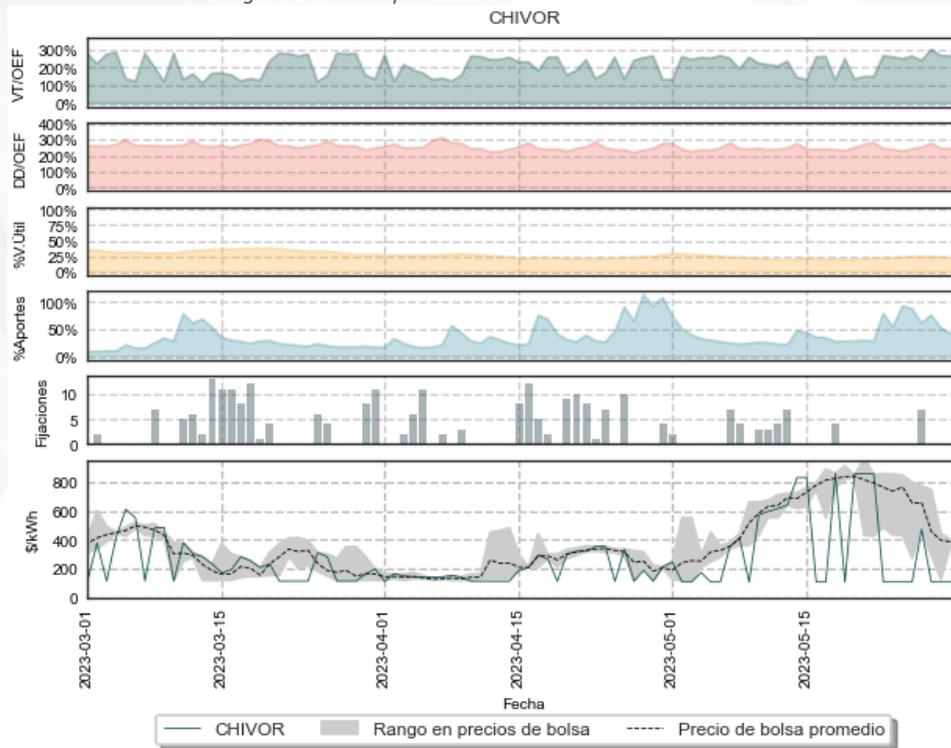
## 2.2.4 Comparación de variables por agente

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes AES Colombia, Celsia, Enel, EPM e Isagen, así como para agentes cuya operación es con plantas térmicas.

### AES Colombia:

Las ventas totales de energía de AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P. fueron 109,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 2-16).

Figura 2-16: Comparación de variables: AES Colombia.



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

En cuanto a la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, se registró un valor promedio de 155,5% superior a sus Obligaciones de Energía Firme del trimestre.

El volumen útil del agente registro promedios de 33,2% en marzo, 24,7% en abril y 23,0% durante mayo.

Durante el trimestre, los aportes hídricos que recibió el agente, fueron en promedio, 26,8% de su percentil 95 en promedio para marzo, 43,0% durante abril, y 42,3% durante mayo.

Los precios ofertados por la planta Chivor iniciaron el trimestre en valores cercanos a 300,0 \$/kWh, disminuyendo durante marzo a valores cercanos a los 180,0 \$/kWh, aumentando a principios de mayo



llegando a superar los 800,0 \$/kWh en algunos momentos. En la Tabla 2-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre.

*Tabla 2-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.*

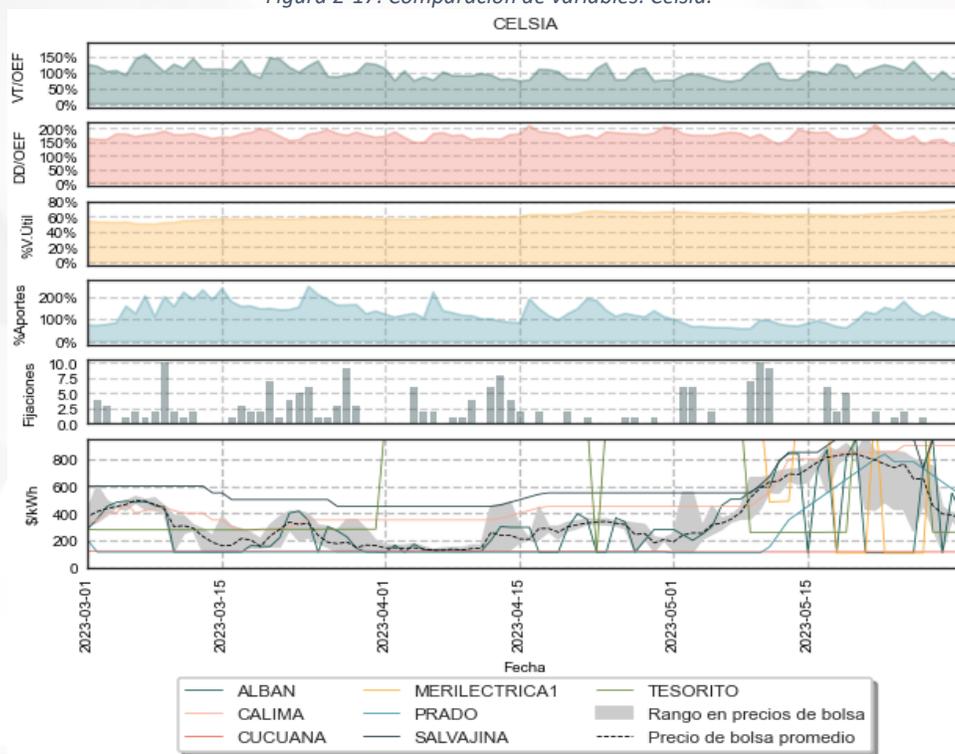
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	261,5	166,6	210,4	105,8	858,6

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

**Celsia:**

Para Celsia Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron 1,54% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 2-17).

*Figura 2-17: Comparación de variables: Celsia.*



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

Por su parte, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada fue 74,1% superior en relación a las Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre el volumen útil registró valores promedio de 55,6% para marzo, 61,6% en abril y 93,6% en mayo.

Respecto a los aportes, se evidencia que el agente tuvo valores favorables, con valores promedio de 158,2% para marzo, 126,0% para abril y 96,3% para el mes de mayo.



En cuanto a los precios de oferta se observó que, para Calima y Salvajina estuvieron usualmente por encima a los precios de bolsa diarios. Es importante mencionar que, Salvajina maneja caudal ambiental, por lo tanto, la planta no entra en mérito de forma continua.

Los estadísticos básicos de precios de oferta se presentan en la Tabla 2-6.

*Tabla 2-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.*

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	302,0	231,5	226,9	105,8	945,0
Calima	490,7	442,5	197,4	275,0	900,0
Cucuana	117,7	118,8	2,8	113,8	120,4
Merilectrica 1	1.069,4	1.214,3	345,8	104,7	1.279,6
Prado	222,1	112,4	222,2	105,8	835,0
Salvajina	609,6	550,0	168,5	450,0	950,0
El Tesorito	682,5	281,6	426,1	109,7	1.153,6

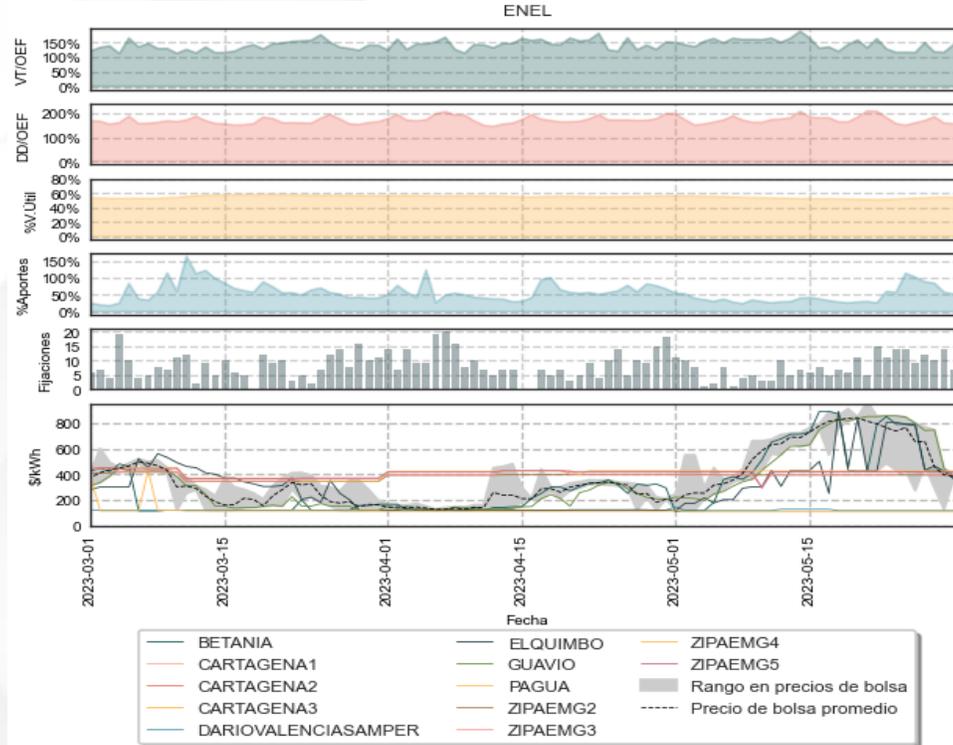
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

#### **Enel:**

Para el agente Enel Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía del trimestre fueron en promedio 42,2% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 2-18), es decir, el agente adicional a los ingresos por OEFs, también tuvo ingresos importantes por ventas en contratos tanto bilaterales como de respaldo, y ventas en bolsa.



Figura 2-18: Comparación de variables: Enel.



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

Para este agente, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio, 70,6% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

De manera general, se observa que su volumen útil estuvo relativamente estable durante el trimestre, con valores promedio de 55,8% en marzo 55,7% en abril y 53,5% en mayo.

En cuanto a los aportes para el agente, se encuentra que fueron relativamente bajos frente a su histórico, con un promedio de 63,5% durante el mes de marzo, 58,1% en abril y 45,2% en mayo.

Para los precios de oferta de las plantas hidráulicas se observó que el agente aumentó sus precios cuando sus aportes por embalse fueron relativamente bajos. Este comportamiento se observa especialmente para las plantas Betania y Guavio, y menor medida para el Quimbo. Los precios ofertados de estas plantas disminuyeron durante marzo, permaneciendo bajos hasta mediados de abril, y aumentando de forma importante a partir desde mayo. Las plantas térmicas, tuvieron precios cercanos a los 400,0 \$/kWh entrando en mérito desde la segunda semana de mayo. La Tabla 2-7 presenta los estadísticos de precios para este agente.



*Tabla 2-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.*

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	305,0	205,5	227,9	105,8	890,0
Cartagena 1	1.631,1	1.612,1	31,9	1.600,8	1.681,7
Cartagena 2	1.607,5	1.588,9	31,4	1.577,7	1.657,3
Cartagena 3	1.724,4	1.704,1	34,1	1.692,9	1.778,3
Dario Valencia Samper	118,3	118,6	3,8	115,1	144,5
El Quimbo	292,9	265,0	193,5	114,5	890,0
Guavio	332,9	242,5	231,9	118,6	855,0
Pagua	116,3	110,8	43,5	105,8	430,0
Zipa 2	383,9	393,2	23,6	342,2	414,6
Zipa 3	393,4	398,5	27,4	298,0	447,2
Zipa 4	412,3	424,8	30,5	346,7	451,4
Zipa 5	408,3	418,0	28,3	290,0	448,2

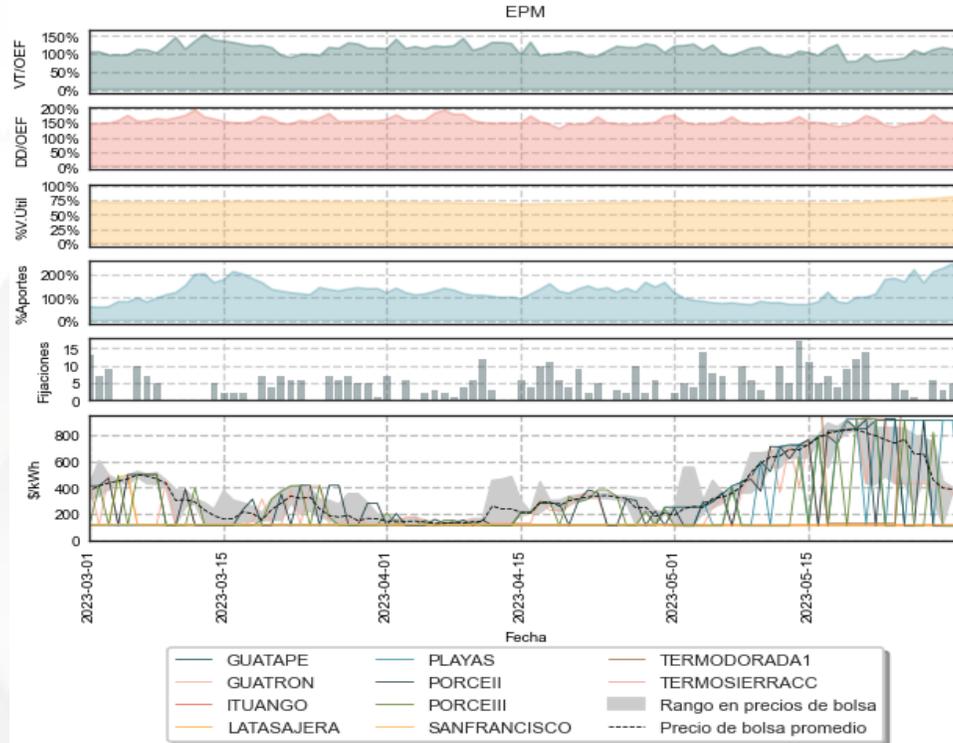
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

**EPM:**

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., fueron en promedio 12,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 2-19).



Figura 2-19: Comparación de variables: EPM.



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

Por su parte, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio, 56,7% mayor a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, EPM. tuvo un promedio de 71,3% durante el mes de marzo, mientras que, para el mes de abril, el promedio fue de 69,9% y durante mayo 72,4%.

Al revisar los aportes se encuentran valores de 132,1% para el mes de marzo, 127,9% para abril y 118,5% para el mes de febrero en relación al percentil 95 histórico. Esto quiere decir que, durante el periodo, este agente tuvo importantes aportes en general.

Del análisis se encuentra que, varias plantas de baja regulación de este agente tuvieron volatilidades relativamente altas en los precios de oferta, como en el caso de Playas, Porce II y Porce III que llegaron a estar con máximos por encima de 900,0 \$/kWh. La planta Guatrón que es de mediana regulación, también tuvo un comportamiento en la oferta volátil, llegando a precios superiores a 900,0 \$/kWh en momentos de aportes bajos. Otras plantas como La Tasajera y Playas tuvieron máximos importantes en momentos específicos, llegando a estar por encima de 900,0 \$/kWh, especialmente durante las dos primeras semanas de mayo 2023. La Tabla 2-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.



Tabla 2-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.

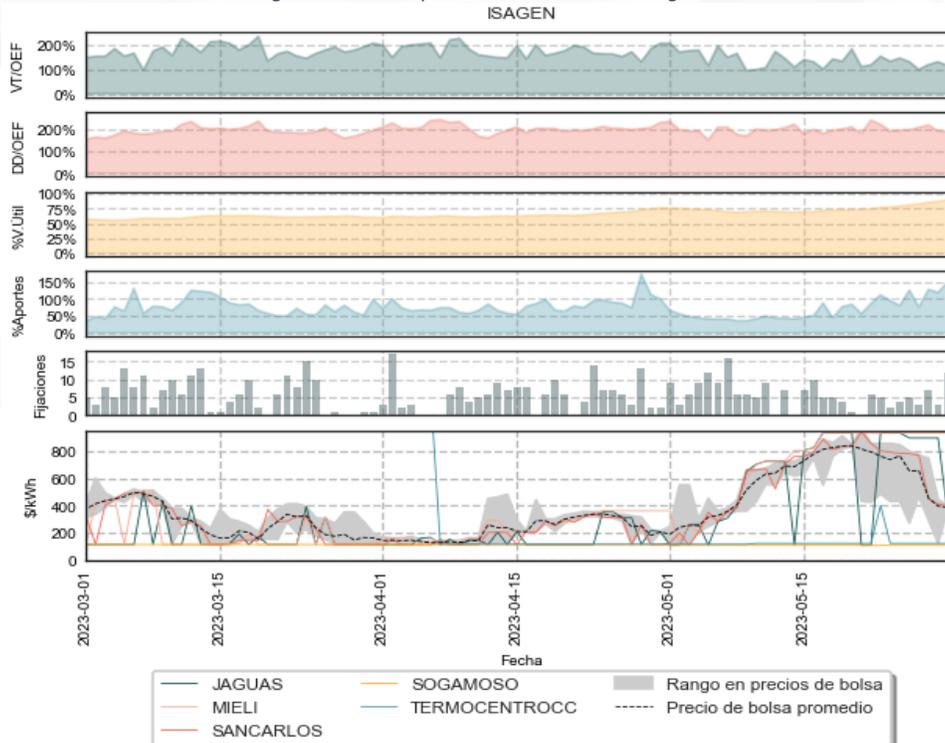
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatape	303,4	112,4	303,7	110,8	910,0
Guatron	278,8	145,5	221,5	113,5	921,0
Ituango	115,7	116,8	1,6	113,5	116,9
La Tasajera	117,8	110,8	55,4	105,8	494,0
Playas	231,7	116,9	261,7	113,5	920,0
Porce II	304,3	215,0	243,1	105,8	922,0
Porce III	241,0	112,4	218,9	105,8	921,0
San Francisco	115,7	116,8	1,6	113,5	116,9
Termodorada 1	1.494,9	1.604,8	433,2	125,7	1804,4
Termosierra CC	1.514,0	1.489,8	66,5	1430,9	1677,3

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

**Isagen:**

Las ventas totales de energía de Isagen S.A. E.S.P. fueron en promedio 64,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 2-20), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

Figura 2-20: Comparación de variables: Isagen.



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



Así mismo, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio 98,1% superior a las Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre, es decir, el agente cuenta con una capacidad excedente que duplica sus obligaciones.

En cuanto al volumen útil, el valor promedio para el mes de marzo fue de 59,8%, mientras que para abril fue de 64,3% y para mayo de 74,9%.

Asimismo, los aportes para Isagen, respecto a sus históricos, fueron en promedio 75,0% durante el mes de marzo, 80,3% en abril, y 68,7% en el mes de mayo.

Durante el trimestre, la planta Sogamoso mantuvo sus precios bajos, pese a que tuvo 2 periodos de aportes bajos. Miel I por su parte, aumentó los precios durante mayo, época en la que tuvo aportes bajos. Por su parte, las plantas Jaguas y San Carlos, presentó aumentos de precios en periodos de aportes bajos durante el trimestre.

La Tabla 2-9 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista.

*Tabla 2-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.*

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	301,9	112,4	288,3	105,8	934,2
Miel I	386,8	295,0	301,1	105,8	933,2
San Carlos	346,4	281,7	245,0	105,8	941,5
Sogamoso	109,7	110,8	2,8	105,8	112,4
Termocentro CC	570,8	121,4	550,1	115,1	1236,9

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

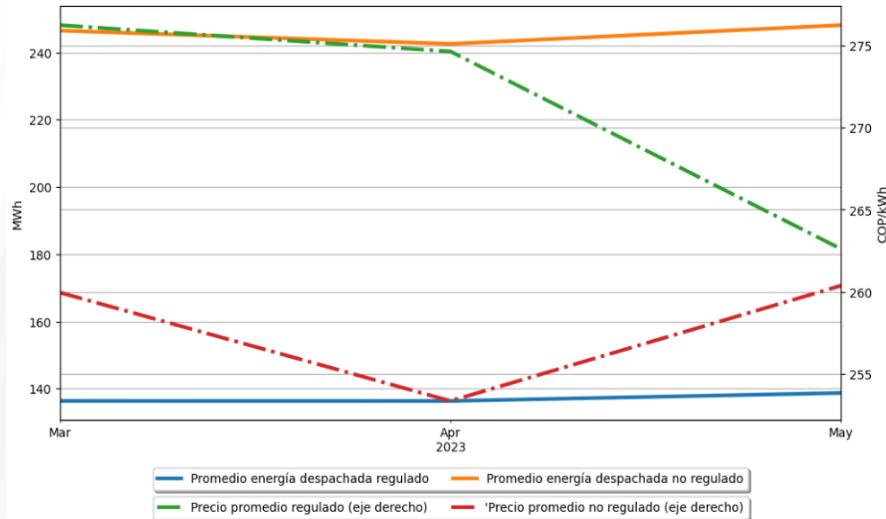
## **2.3 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores**

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.

Durante el trimestre se despacharon 1.417 contratos, con una cantidad total de energía de 22,7 TWh. En la Figura 2-21 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses.



Figura 2-21: Resumen precios promedio y energía total por mercado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

La energía promedio despachada en el Mercado Regulado se mantuvo inalterada de marzo a mayo debido pasando de 136,4 MWh-mes a 136,3 MWh-mes, cerrando el trimestre con una energía despachada promedio de 136,7 MWh-mes. Así mismo, en el Mercado No Regulado la energía promedio se mantiene en valores relativamente constantes de 242,6 MWh-mes a 248,1 MWh-mes.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado se redujo entre marzo y mayo, pasando de 276,3 \$/kWh a 274,6 \$/kWh, cerrando finalmente el trimestre con un precio promedio de 262,6 \$/kWh. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, se encuentra que su valor medio fluctuó levemente entre marzo y mayo de 259,9 \$/kWh a 253,3 \$/kWh, y un valor final medio de 260,4 \$/ kWh durante el mes de mayo.

Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 103 contratos, de los cuales 23 corresponden al Mercado Regulado y 80 al Mercado No Regulado, Así mismo, iniciaron operación comercial 138 contratos, de los cuales 31 corresponden al Mercado Regulado y 107 al Mercado No Regulado.

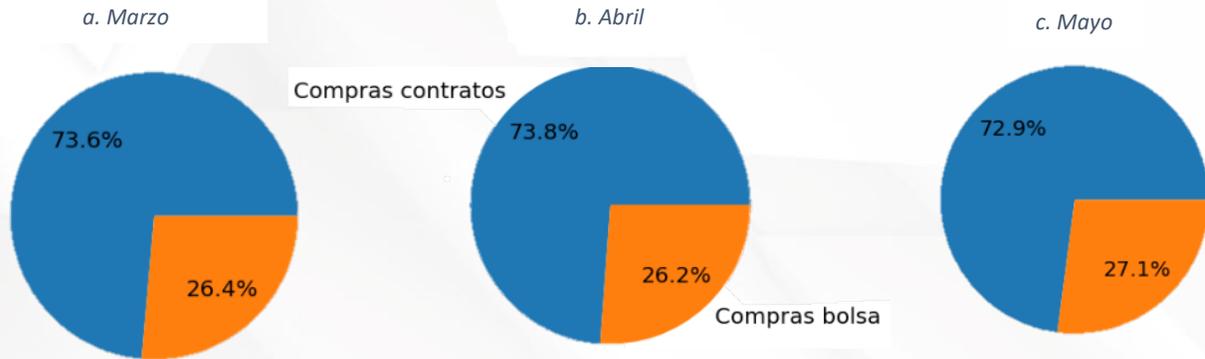
### 2.3.1 Demanda regulada contratada

Esta sección muestra la cobertura general del mercado respecto a la atención de la demanda en el Mercado Regulado.

La cobertura del mercado se puede definir como la cantidad de energía que se encuentra atendida por medio de contratos bilaterales para los comercializadores; de tal manera que, ante variaciones en el precio de bolsa, los usuarios perciban en menor proporción estos cambios en sus tarifas.

La Figura 2-22 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de marzo, abril y mayo.

Figura 2-22: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En general se mantiene la proporción de la cobertura por medio de contratos para el mercado, ya que históricamente los precios de bolsa tienden a aumentar en la transición hacia el verano.

### 2.3.2 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

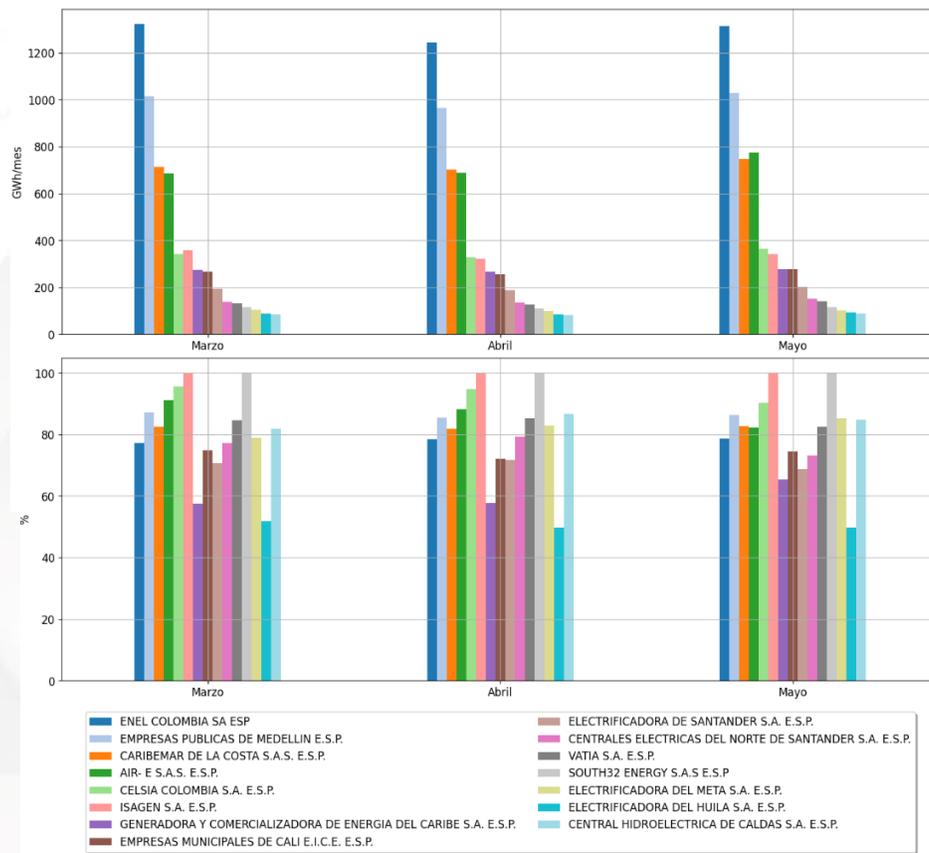
En esta sección se analiza la cobertura por agente comercializador, para estos análisis se toman los 15 comercializadores con mayor demanda atendida en el Sistema Interconectado Nacional.

Inicialmente se analizan los comercializadores que atienden demanda de cualquier tipo (Regulada y No Regulada). En la Figura 2-23 se puede ver la cantidad total de energía por comercializador para cada mes, asociada a la atención de la demanda. En la gráfica se observa que Enel se destaca como el agente con mayor atención de demanda con aproximadamente 1.312,9 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EPM con 1.028,7 GWh/mes.

Por otro lado, en la misma figura se muestra el porcentaje de cobertura tomando en cuenta la energía que cada comercializador tiene contratada respecto a su demanda atendida.



Figura 2-23: demanda mensual atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En cuanto a Isagen y South32 Energy, mantienen una cobertura del 100% de la demanda. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura son Electrificadora del Huila, Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe y Electrificadora de Santander con niveles de cobertura promedio al cierre del trimestre de 50,4%, 60,2% y 70,3% respectivamente.

### 2.3.3 Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado

Para este análisis nuevamente se toman los 15 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso solo se considera la demanda Regulada, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 2-24.

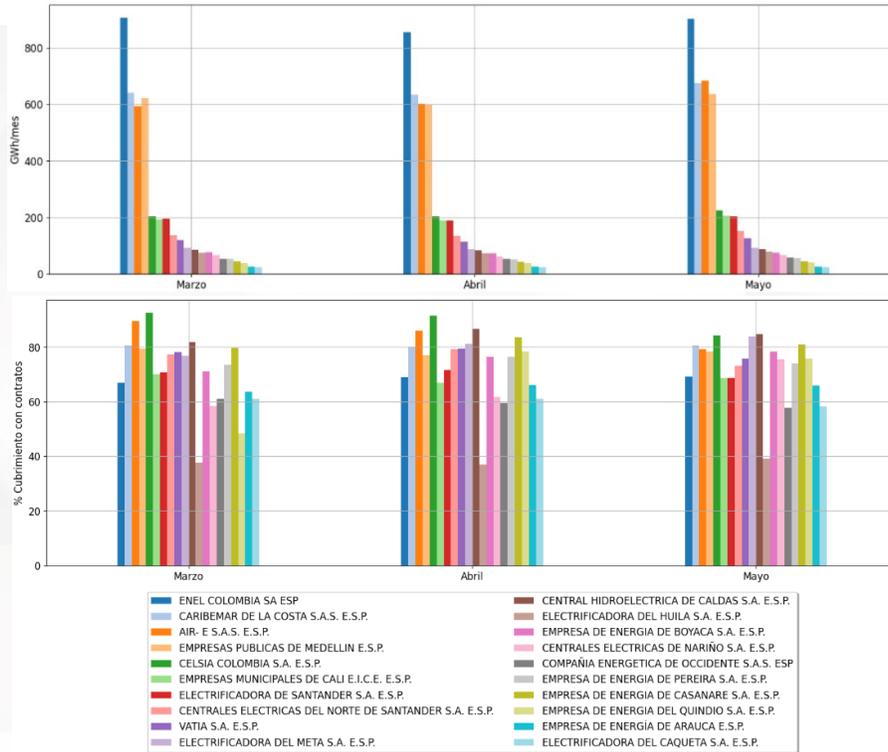
Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda regulada atiende, con 902,9 GWh/mes para el mes de mayo, seguido por Caribemar de la Costa, EPM y AIR-E con 683,2 GWh/mes, 676,5 GWh/mes y 637,5 GWh/mes respectivamente.

Se identifican 14 comercializadores que presentan una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son Empresas Públicas de Medellín, Vatia, Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Empresa De Energía de Boyacá, Empresa de Energía de Pereira, Electrificadora de Santander, Empresas Municipales de



Cali, Enel Colombia, Empresa de Energía del Quindío, Centrales Eléctricas de Nariño, Empresa de Energía de Arauca, Electrificadora del Caquetá, Compañía Energética de Occidente y Electrificadora del Huila; de estas compañías se destaca la baja contratación de Compañía Energética de Occidente y Electrificadora del Huila con 59,4% y 37,9% respectivamente.

Figura 2-24: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En cuanto a los porcentajes de cobertura para la demanda Regulada se recomienda a los comercializadores reducir al mínimo la exposición a la bolsa de energía, es decir, aumentar la cobertura. Lo anterior con el fin de evitar que los aumentos en los precios de bolsa sean trasladados como costo final a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional.

### 2.3.4 Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 806 contratos despachados, de los cuales 777 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC) y 29 al tipo Pague lo Demandado (PD). En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 283,6 \$/kWh, lo cual representa un aumento de 5,2 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo



Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 371,0 \$/kWh, evidenciando un aumento de 21,1 \$/kWh frente al trimestre anterior.

Si se comparan ambos tipos de contrato, se obtiene una diferencia en promedio de aproximadamente 71,5 \$/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 2-10 se muestra un resumen de los datos.

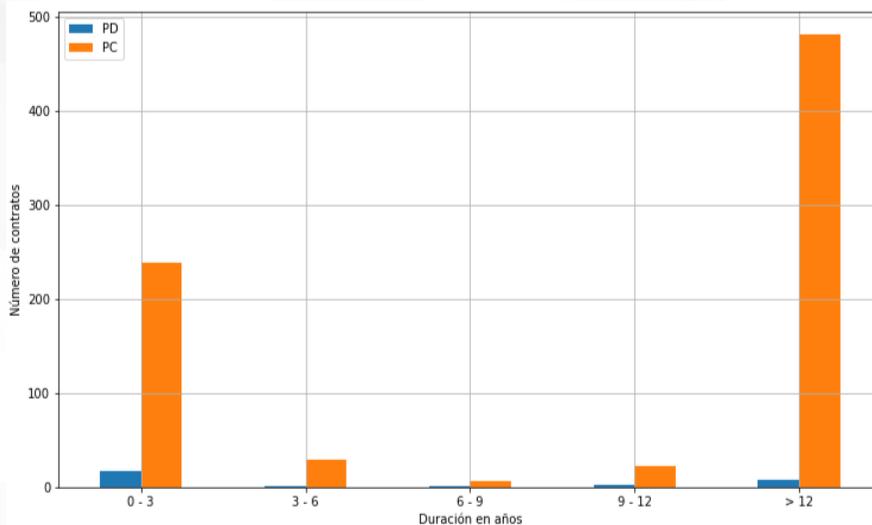
*Tabla 2-10: Resumen estadísticas Mercado Regulado.*

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	777	283,6	140,3	17
PD	29	371,1	230,2	13

**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 2-25 se presenta una clasificación que agrupa los contratos en periodos de duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

*Figura 2-25: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.*



**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

En la gráfica se observa que 239 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de 0 a 3 años (243 menos que en el trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de más de 12 años con un total de 481 (incremento de 5 contratos respecto al trimestre anterior). De los contratos de largo plazo, 184 corresponden a contratos realizados a través de la subasta de largo plazo de ministerio.

Para los contratos de tipo Pague lo Demandado se evidencia una distribución similar, con 17 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.



### 2.3.5 Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 610 contratos despachados (98 menos que en el trimestre anterior), de los cuales 585 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 25 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio de 289,9 \$/kWh, contrastado con 286,9 \$/kWh promedio del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 255,2 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 248,1 \$/kWh. En la Tabla 2-11 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 2-11: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

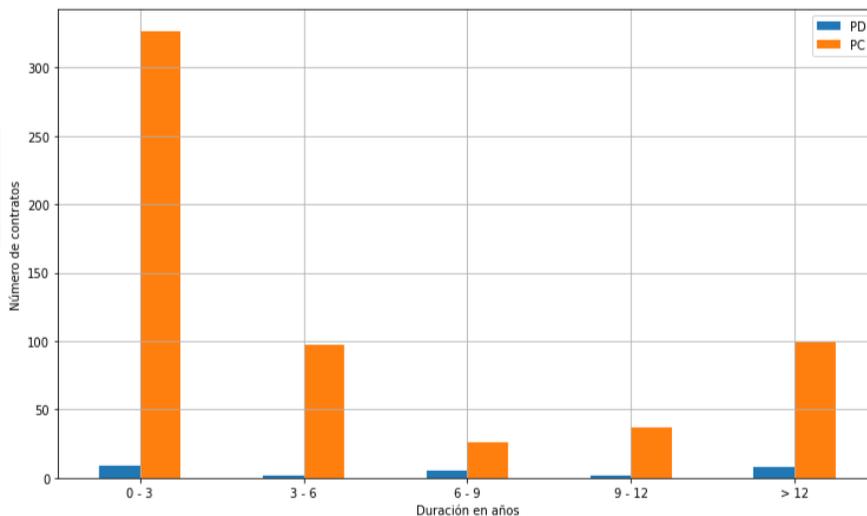
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	585	289,9	119,8	43
PD	25	255,2	1.860,4	3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

De la tabla se precisa, que si bien la cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado es mayor que los contratos tipo Pague lo Demandado, la energía asociada a los contratos Pague lo Demandado es alrededor de 15,5 veces mayor a la energía de los contratos Pague lo Contratado. Así mismo, se observa que el precio promedio de los contratos tipo Pague lo Demandado es menor al de los contratos tipo Pague lo Contratado.

Al revisar esta condición, se encontró que los contratos tipo Pague lo Demandado son usados por grandes agentes integrados como EPM, Isagen y Enel Colombia para trasladar la energía de su agente generador a su agente comercializador a precios inferiores que los vistos del mercado, lo cual desvía el promedio hacia abajo.

Figura 2-26: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM



Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 2-26 se utiliza la misma clasificación que la usada para el Mercado Regulado. En este sentido, que la mayor cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado está en el horizonte de 0 a 3 años con 326 contratos; caso contrario para los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (99) está en el horizonte superior a 12 años.

### 2.3.6 Contratos entre agentes vinculados e integrados

Para este análisis se tiene en cuenta empresas que representan tanto agentes generadores como comercializadores registrados ante el ASIC, a partir de esto se analizan los contratos entre el agente generador y sus agentes comercializadores vinculados o integrados.

#### Mercado Regulado:

Para el análisis del Mercado Regulado, se tienen en cuenta los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos con destino al Mercado Regulado. En la Tabla 2-12 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 2-12: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.

Agente generador	Nombre empresa
ENDG	Enel Colombia S.A. E.S.P.
EPMG	Empresas Públicas De Medellín E.S.P.
ISGG	Isagen S.A. E.S.P.
NTCG	Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.
EPSG	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
EMIG	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.
CHVG	AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P.
GECG	Generadora y Comercializadora de Energía Del Caribe S.A. E.S.P.
EOEG	Eolos Energía S.A.S E.S.P

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

En la Tabla 2-13 y la Tabla 2-14 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato.



Tabla 2-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	283,6	6.467,8	283,5	18.602,1
EPMG	275,6	8.033,8	284,1	11.797,8
ISGG	-	-	275,1	12.174,1
NTCG	-	-	296,8	9.487,4
EPSG	290,8	2.477,5	263,7	4.029,3
EMIG	320,9	3.711,1	-	-
CHVG	-	-	250,3	3.877,8
GECG	-	-	307,7	2.823,8
EOEG	-	-	235,4	2.411,3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Tabla 2-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	284,4	117,7	-	-
EPMG	-	-	285,1	290,2
ISGG	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-
EPSG	309,1	725,5	-	-
EMIG	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Se observa que, para los contratos despachados del Mercado Regulado, hay en general, más energía contratada con no vinculados que con vinculados. Para los contratos tipo pague lo contratado, Enel, cuenta con un 25,8% de la energía para venta de sus vinculados, EPM por su parte, cuenta con 40,5% para sus vinculados y Celsia, cuenta con un 38,1% de contratos despachados a sus vinculados. Para este último agente, se toman como vinculados, los pertenecientes al mismo grupo empresarial que contiene a Celsia quien es el agente generador de mayor tamaño.

También se observa, que la mayor parte de la energía, se encuentra contratada a precios inferiores a 290 \$/kWh.



### Mercado No Regulado:

De la misma manera que en el Mercado Regulado, para el Mercado No Regulado se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos. La Tabla 2-15 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 2-15: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Nombre empresa
EPMG	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
ENDG	Enel Colombia S.A. E.S.P.
ISSG	Isagen S.A. E.S.P.
GECG	Generadora y Comercializadora de Energía Del Caribe S.A. E.S.P.
HIMG	Gestión Energética S.A. E.S.P.
CHVG	AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P.
EPSG	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
GASC	Generarco S.A.S. E.S.P.
SOCG	Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. E.S.P.
NTCG	Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en Tabla 2-16 y Tabla 2-17.

Tabla 2-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	273,7	407,2	299,8	7.483,5
ENDG	207,6	4.668,1	271,0	9.294,9
ISSG	-	-	267,0	6.516,9
GECG	311,1	266,2	278,6	7.017,9
HIMG	-	-	287,1	7.334,1
CHVG	271,9	1.040,1	279,1	5.435,2
EPSG	262,5	49,2	252,8	148,8
GASC	-	-	312,1	4.071,0
SOCG	-	-	274,3	3.768,0
NTCG	-	-	320,3	3.455,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM



Tabla 2-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	287,2	12.122,4	223,4	4.172,4
ENDG	246,7	8.659,1	-	-
ISSG	212,5	11.083,8	270,2	68,9
GECG	312,6	815,7	277,0	375,9
HIMG	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-
EPSG	293,9	4.361,2	242,1	75,9
GASC	-	-	-	-
SOCG	-	-	280,6	3,3
NTCG	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Para el Mercado No Regulado, se observa que, en general, los precios promedio son inferiores a los del Mercado Regulado. También se observa mayor dinámica en el mercado de contratos tipo pague lo demandado, donde se tranzó más de 35GWh/día en promedio durante el trimestre.

## 2.4 Seguimiento operativo

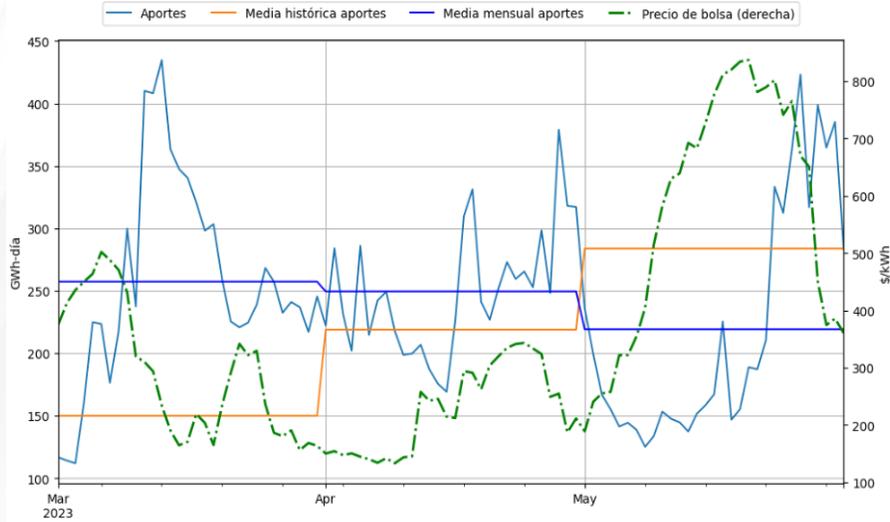
En esta sección se revisan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan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

### 2.4.1 Hidrología del sistema

En la Figura 2-27 se presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media mensual y la media histórica mensual. En general, la media de los aportes recibidos se ubicó cerca a la media histórica, con excepción del mes de mayo. En contraste, los aportes diarios registran una alta variabilidad, oscilando alrededor de la media histórica. De manera general, los aportes para el mes de marzo se ubicaron 71,6% por encima de la media histórica, mientras que para abril presentaron un 13,9% de aumento respecto a la media, lo que contribuyó a la disminución de los precios de bolsa esos meses. Finalmente, durante el mes de mayo cayeron a 22,8% por debajo del registro histórico del mes.



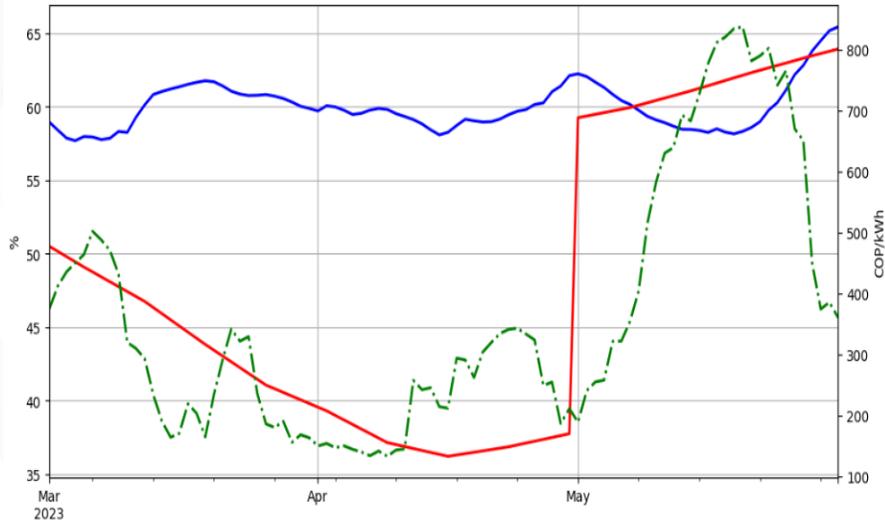
*Figura 2-27: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.*



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

De manera complementaria, en Figura 2-28 a continuación se presenta el Volumen Útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

*Figura 2-28: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).*



**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).



Teniendo en cuenta lo anterior, para el trimestre de análisis se observa que el nivel del embalse agregado se ubicó por encima de la Senda de Referencia en los meses de marzo y abril cuando los embalse se encontraban en recuperación del periodo seco del principio del año. Para el mes de mayo con la actualización de la senda los aportes del sistema superaron por encima, pero debido al déficit de aportes se llegó a consolidar un mínimo de distancia a la senda de 3,81 puntos porcentuales.

## 2.4.2 Hidrología por plantas

En la Tabla 2-18 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía). En la tabla se muestran las plantas con capacidad de regulación mayor a 2 semanas.

Tabla 2-18: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

Planta	Capacidad [MW]	Capacidad útil [GWh]
<i>Regulación de 2 a 8 semanas</i>		
Playas	207	96,6
Urra	338	163,8
Miel 1	396	229,4
Sogamoso	819	974,5
Guatron	512	500,6
Ituango	580	474,2
Salvajina	315	167,7
Prado	51	56,61
Chivor	1.000	1.102,9
<i>Regulación mayor a 8 semanas</i>		
El Quimbo	400	1.065,1
Jaguas	170	423,4
Tasajera	306	555,7
Calima	132	213,8
Guavio	1.250	2.065,4
Pagua	600	4.800,3
Guatape	560	4.086,9

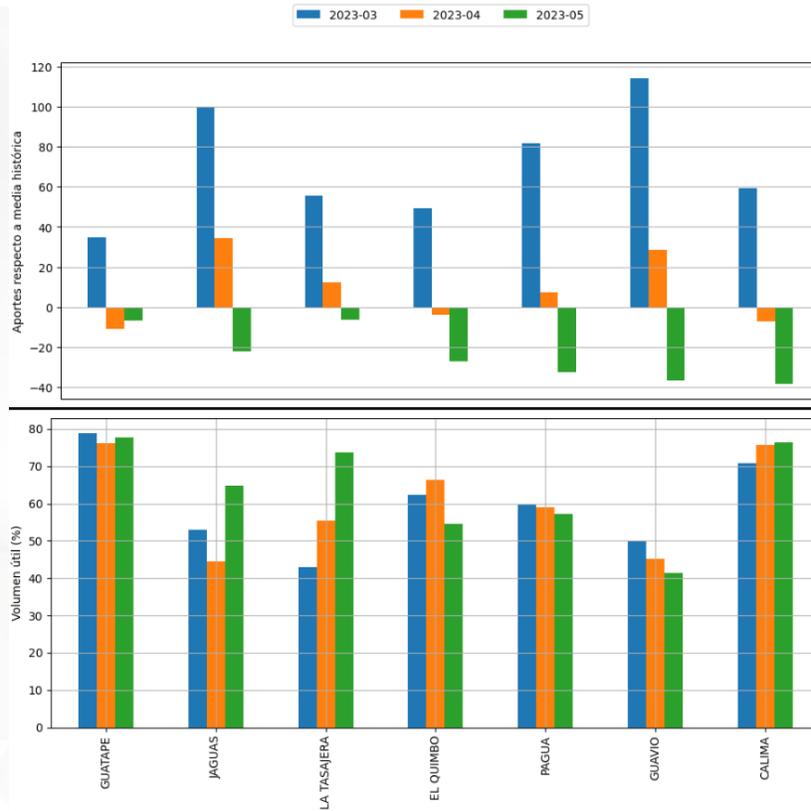
Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas.

El panel superior de la Figura 2-29 siguiente muestra la media mensual de los aportes recibidos de la planta respecto a su media histórica. De los resultados obtenidos se encuentra que durante el mes de bajo se

observaron aportes significativos un 20,0% por encima de la media histórica del mes, mientras en el mes de abril solo en las plantas de Jaguas y Guavio recibieron aportes al menos un 20,0% por encima de la media histórica y finalmente para el mes de mayo se observó un déficit de aportes en todas las plantas de las cuales se destaca un menor déficit en las plantas Guatape y La Tasajera.

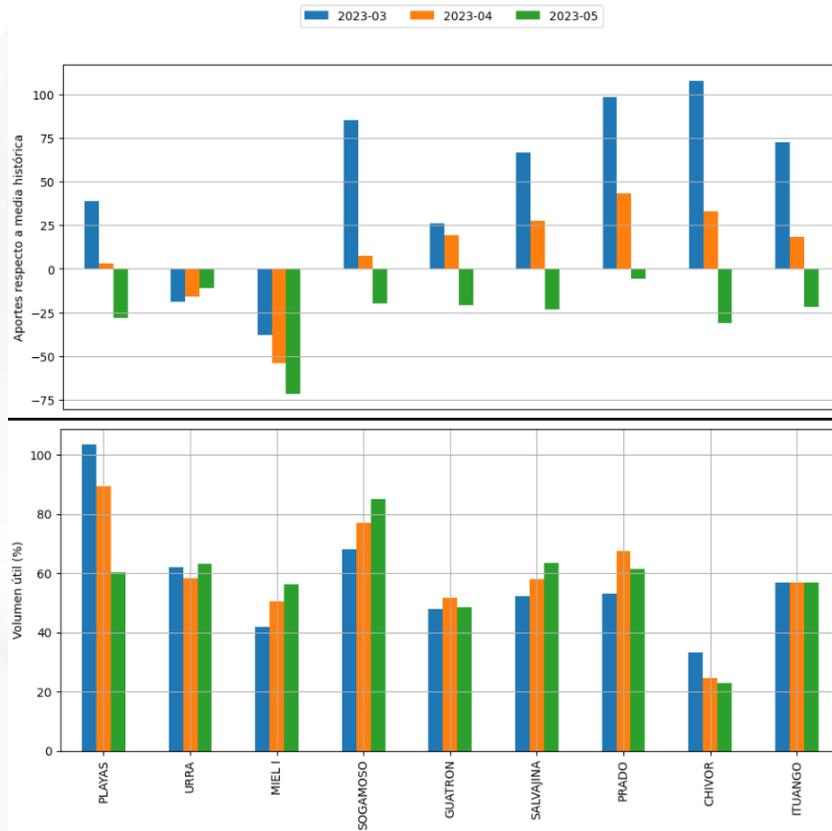
Figura 2-29. Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Para las plantas de media regulación se realiza el mismo análisis. En la Figura 2-30 se puede observar que las plantas de Urra y Miel I fueron las únicas que tuvieron un déficit de aportes con respecto a la media historia durante todo el trimestre analizado, para las demás plantas de mediana regulación se observó aportes altos en el mes de marzo por encima del 25,0% de la media histórica, destacando los aportes recibidos en los embalses de Prado y Chivor que superaron en más del 100,0% la media histórica.

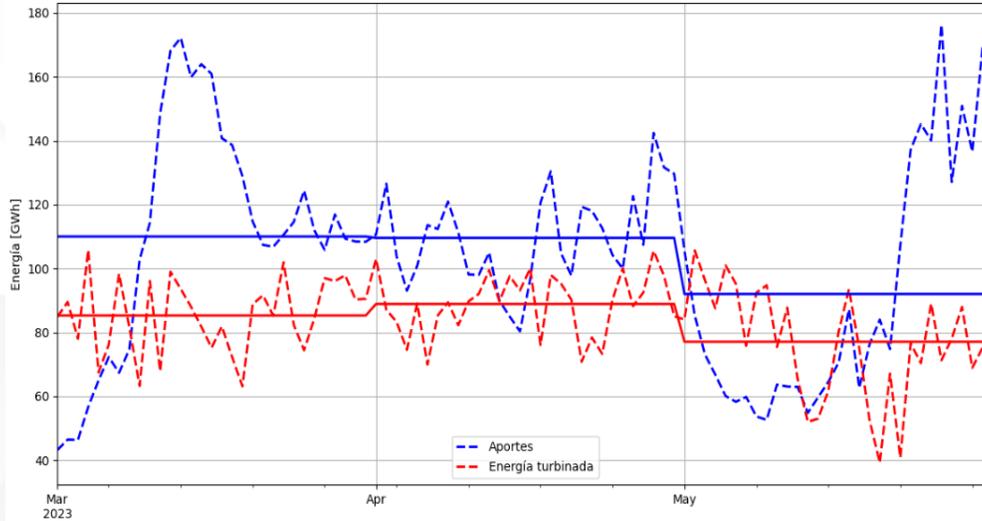
Figura 2-30. Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las Figura 2-31 y Figura 2-32 muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio semanal, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas.

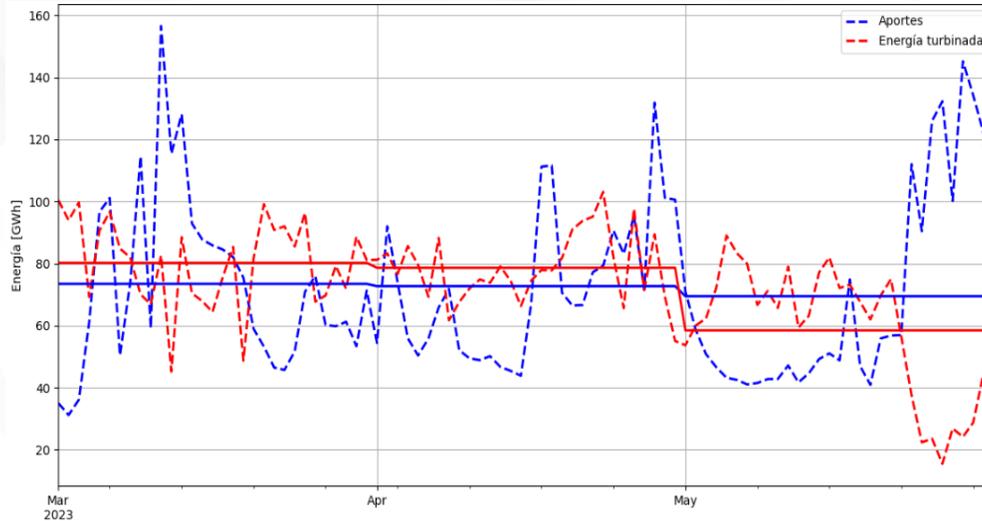
Figura 2-31. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Se destaca que la relación entre los aportes hídricos percibidos y la energía turbinada para la generación de electricidad es diferente para los dos tipos de regulación de embalse. En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas, la energía turbinada correspondió en promedio al 80,0% de los aportes de energía, este escenario contribuyó a que se elevaran el volumen útil del sistema.

Figura 2-32. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

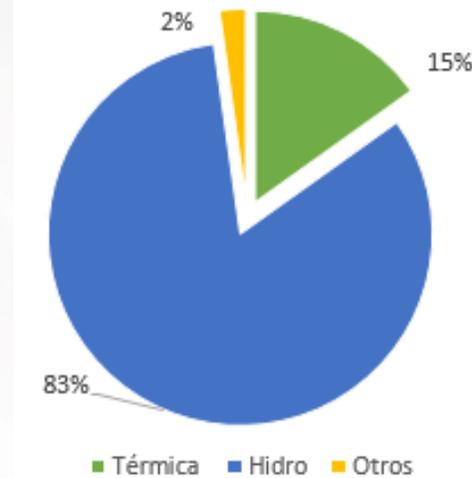
En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas, durante los dos primeros meses del trimestre energía turbinada supero al nivel de aportes lo que condujo que en promedio los aportes representaban el 91,5% de la energía turbinada, para el mes de mayo con la reducción de la energía turbinada los aportes representaron el 118,8% de la energía turbinada.



### 2.4.3 Generación de energía por recurso

En la Figura 2-33 se muestra la participación de la generación total por tipo de recurso: hidráulica, térmica y otros. Para el trimestre se observó una participación del recurso hídrico del 82,7%, de 15,1% con combustibles fósiles, y el 2,2% fueron generados con otros energéticos.

Figura 2-33: Participación de la generación por recurso.

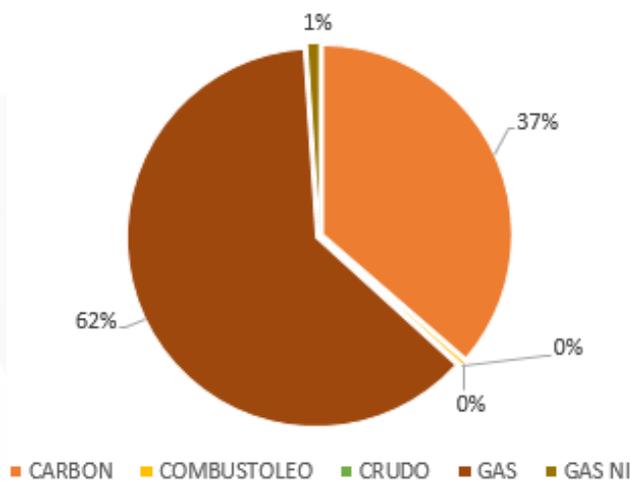


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

En total, con recurso hídrico se generaron 16.281,0 GWh, con recurso térmico, 2.977,0 GWh y con otros, se generaron 433,0 GWh durante el trimestre marzo/23 – mayo/23.

Observando la participación de los combustibles fósiles en la generación térmica (ver Figura 2-34), se encuentra que el recurso con mayor participación es el gas natural nacional, que representó un 62,1% del total, carbón representó un 36,3%. Los otros energéticos térmicos, no superaron el 1,0% durante el trimestre.

Figura 2-34: Participación de generación térmica.

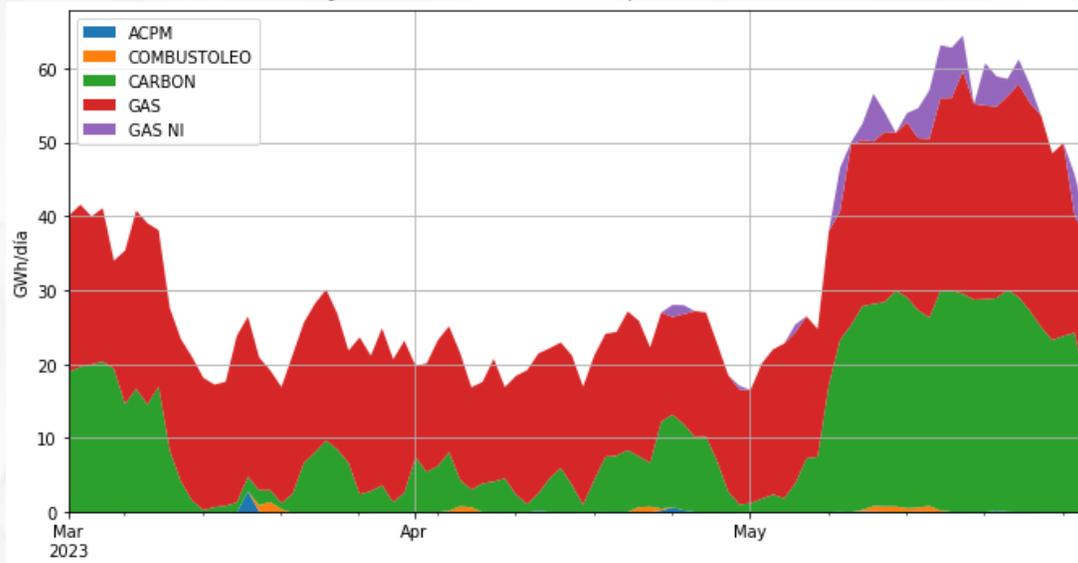


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM



En términos de magnitud de energía, el promedio de generación térmica se ubicó en 32,3 GWh-día. Al desagregar por combustible se observan los siguientes promedios: con gas natural nacional 19,5 GWh-día, con gas importado 3,6 GWh-día, con carbón 11,7 GWh-día y combustóleo y ACPM 0,4 GWh-día y 0,1 GWh-día respectivamente (ver Figura 2-35). Se observa, un aumento importante en la generación a partir de carbón, resultado del aumento de los precios de bolsa durante la primera semana de marzo y durante el mes de mayo, el cual llegó a los 20,0 GWh/día en marzo y hasta 30,0 GWh/día durante mayo.

Figura 2-35: Generación térmica por combustible.



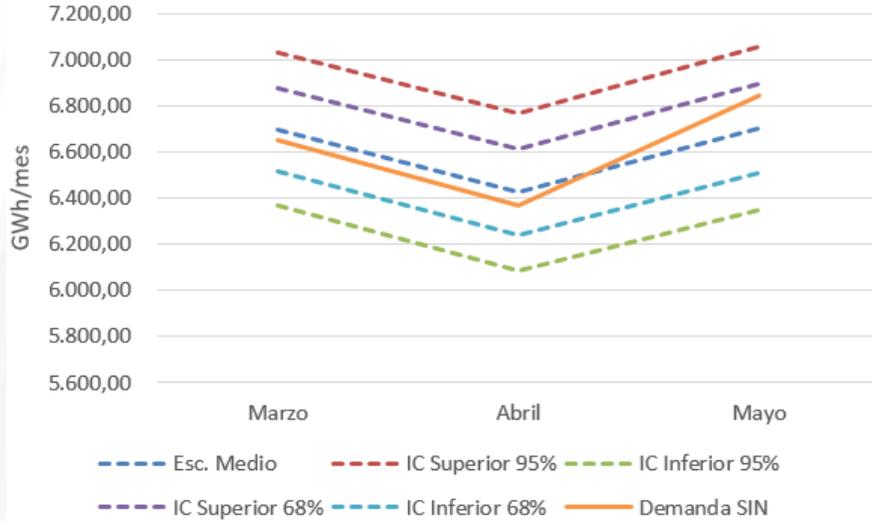
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

#### 2.4.4 Demanda

En la Figura 2-36 se muestra la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional (línea continua) comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME. En esta comparación se incluye las proyecciones de la UPME para el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.



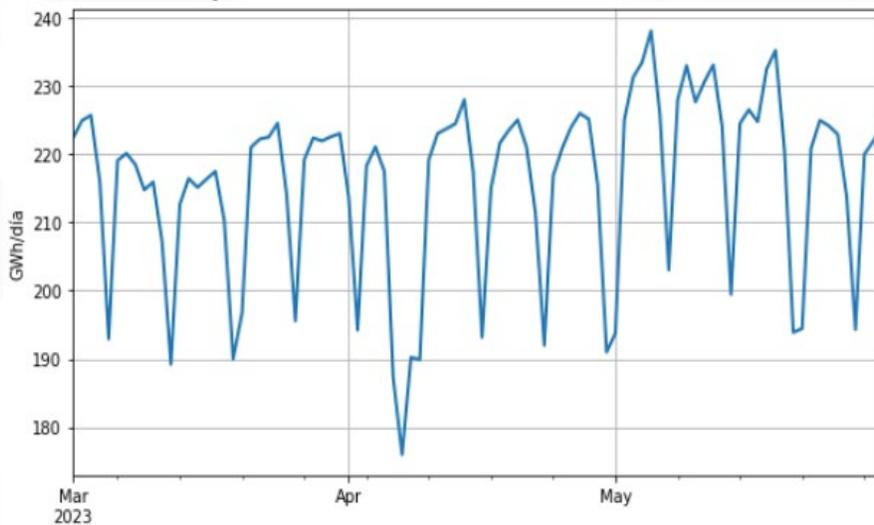
Figura 2-36: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME.



Para el trimestre marzo a mayo de 2023, se observa un comportamiento de la demanda real que se acerca al escenario medio proyectado por la UPME para los meses marzo y abril. Para el mes de mayo, la proyección se acercó al intervalo de confianza del 68,0%.

Por otro lado, la Figura 2-37 muestra la evolución diaria de la demanda en el periodo de análisis. Durante la primera semana de abril, se observa la disminución de la demanda por debajo de 190 GWh/día. Por otro lado, durante mayo, la demanda tuvo valores superiores a 230 GWh/día durante las primeras 3 semanas, acercándose incluso a 240GWh/día.

Figura 2-37: Evolución de la demanda diaria del SIN.



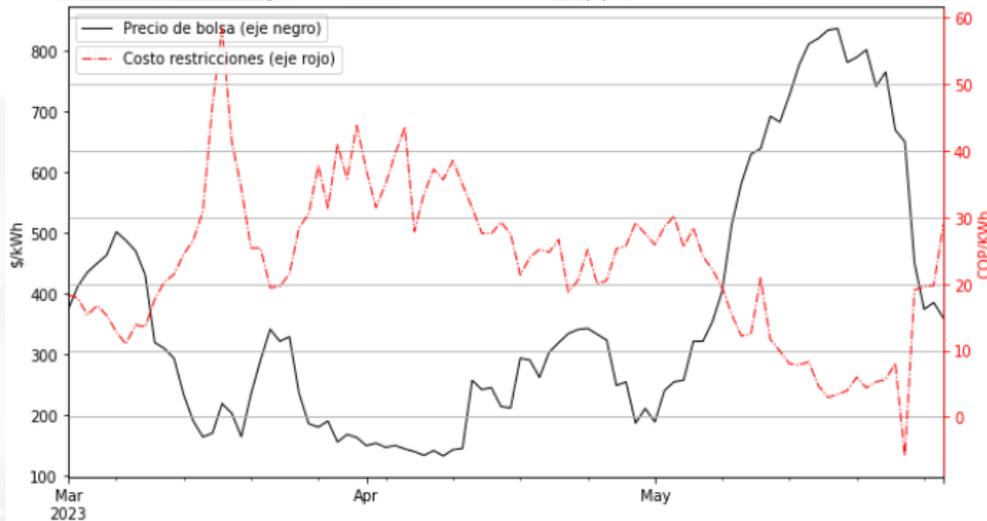
**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME



## 2.4.5 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 2-38 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa (línea continua color negro) y el costo de restricciones (línea punteada color rojo), ambos expresados \$/kWh.

Figura 2-38: Costo de restricciones y precio de bolsa.



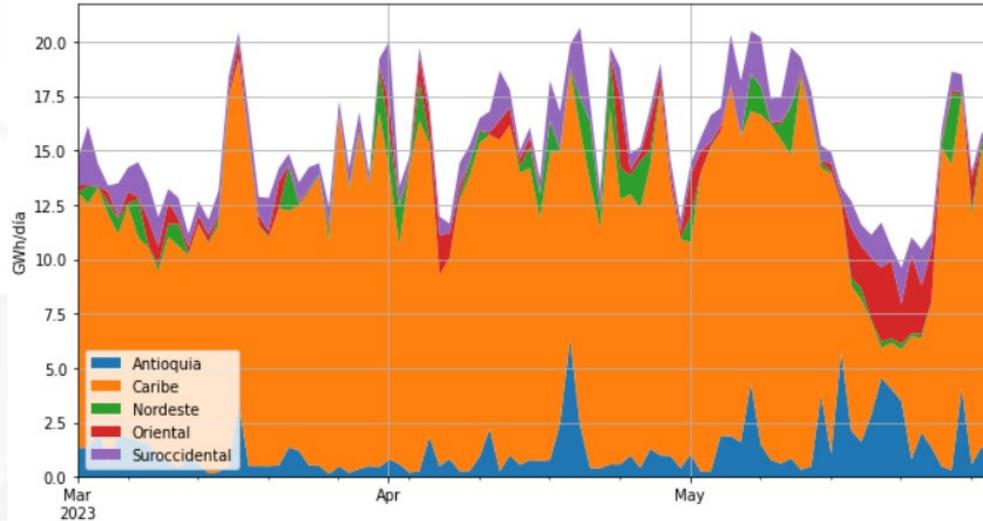
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

Para marzo, el costo promedio de restricciones fue 26,4 \$/kWh, para abril, fue de 29,1 \$/kWh y para mayo, fue de 14,1 \$/kWh. La disminución en el costo de restricciones durante mayo, correspondió al aumento en los precios de bolsa los cuales coinciden temporalmente con las caídas en el costo unitario de restricciones. Al aumentar el precio de bolsa, algunas de las plantas costosas que se requieren por seguridad en el sistema resultan despachadas en mérito, por lo que, su generación, ya no hace parte de la generación por restricciones en el sistema, haciendo que el costo unitario disminuya.

En la Figura 2-39 se puede ver la generación fuera de mérito en el sistema por área, es decir, la generación requerida por restricciones. Dicha generación fue en promedio 15,4GWh/día durante el trimestre, existiendo días en los que superó los 20,0 GWh/día y días donde la generación fue cercana a 10,0 GWh/día.



Figura 2-39: Generación fuera de mérito por área.



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

El área que tuvo más generación fuera de mérito, fue el área Caribe, con un promedio de generación cercana a 11,93GWh, equivalente a 77,4% de la generación fuera de mérito. Al área Caribe, la siguió el área Antioquia con 1,28 GWh/día en promedio (8,3%), y el área Suroccidental con 1GWh/día en promedio (6,5%).



### 3 Contratación de gas natural para respaldar Obligaciones de Energía Firme (OEF): Periodo diciembre 2022 – noviembre 2024

Históricamente, las plantas termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible han tenido una participación importante en las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme. En principio dichas obligaciones fueron respaldadas únicamente con contratos de suministro de gas natural producido localmente. Luego, durante el año 2011 la CREG expidió las Resoluciones 106, 139 y 182, las cuales crearon incentivos para que los generadores térmicos a gas respalden sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Importado (GNI).

De acuerdo con los datos de asignación, reportados por XM, actualmente las Obligaciones de Energía Firme vigentes, asociadas a plantas de generación de electricidad que respaldan dichas obligaciones con gas natural, ascienden a 60.348.190 kWh/ día para el periodo diciembre 2022 – noviembre 2023 y 59.970.212 kWh/día para el periodo diciembre 2023 – noviembre 2024.

En la Tabla 3-1 se muestra el detalle de las OEF asignadas a cada planta que respalda sus obligaciones con gas natural ya sea local o Gas Natural Importado.

*Tabla 3-1: Plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural.*

PLANTAS RESPALDADAS CON GAS NATURAL LOCAL Y GNI	CEN (MW)	OEF 2022-2023 (kWh/día)	OEF 2023-2024 (kWh/día)
Termoflores (GNI)	605	13.783.350	14.016.000
TEBSA (GNI)	911	19.751.472	20.528.006
Termocandelaria (GNI)	540	12.652.668	12.652.668
Proeléctrica (GNN)	90	1.941.017	1.775.880
El Tesorito (GNN)	200	4.559.995	4.559.995
Meriléctrica (GNN)	164	3.648.456	2.663.426
Termoyopal (GNN)	178	4.011.232	3.774.237
<b>TOTAL</b>		<b>60.348.190</b>	<b>59.970.212</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.



### 3.1 Gas natural requerido para atender las Obligaciones de Energía Firme.

Considerando el consumo térmico específico neto o heat rate (MBTU/MWH) publicado por XM en PARATEC, de cada uno de los recursos termoeléctricos que respaldan sus OEF con gas natural, se obtiene el consumo estimado de gas natural local o importado que cada uno de estos recursos requiere para atender a cabalidad sus OEF como se muestra en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Cálculo del gas natural requerido por las plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural.

RECURSOS RESPALDADOS CON GAS NATURAL LOCAL Y GNI	CEN (MW)	OEF 2022-2023 (kWh/día)	OEF 2023-2024 (kWh/día)	HEAT RATE (MBTU/MW.h)	GAS REQUERIDO 2022-2023 (GBTUD)	GAS REQUERIDO 2023-2024 (GBTUD)
Flores 4 CC (GNI)	445	10.260.000	10.368.000	7,0066	72	73
Flores 1 CC (GNI)	160	3.523.350	3.648.000	7,267	26	27
TEBSA CC (GNI)	791	17.501.198	18.275.195	7,1898	126	131
Barranquilla 3 (GNI)	60	1.111.736	1.114.273	10,4846	12	12
Barranquilla 4 (GNI)	60	1.138.538	1.138.538	11,6696	13	13
Termocandelaria (GNI)	157	3.631.666	3.631.666	10,2925	37	37
Termocandelaria 2 (GNI)	157	3.410.942	3.410.942	10,0884	34	34
CC Candelaria (GNI)	226	5.610.060	5.610.060	ND	ND	ND
Proeléctrica	90	1.941.017	1.775.880	8,1713	16	15
El Tesorito	200	4.559.995	4.559.995	7,5166	34	34
Merilectrica 1	164	3.648.456	2.663.426	9,0003	33	24
Termoyopal 2	28	591.235	354.240	12,0234	7	4
Termoyopal G3	50	1.139.999	1.139.999	8,4932	10	10
Termoyopal G4	50	1.139.999	1.139.999	8,3937	10	10
Termoyopal G5	50	1.139.999	1.139.999	8,3937	10	10
<b>TOTAL</b>	<b>2.688</b>	<b>60.348.190</b>	<b>59.970.212</b>		<b>439</b>	<b>433</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

En términos generales, y de acuerdo con el cálculo realizado, las plantas que respaldan sus OEF con gas natural requieren en total 439,0 GBTUD para el periodo noviembre 2022 – diciembre 2023 y 433,0 GBTUD para el periodo noviembre 2023 – diciembre 2024. En el caso del CC Candelaria (GNI) no se encuentra información disponible acerca del consumo adicional de gas natural correspondiente a su proyecto de cierre de ciclo.

Es importante hacer distinción entre las plantas que respaldan sus obligaciones con gas natural local y las que lo hacen con Gas Natural Importado debido a que estas últimas están agrupadas dentro de la figura regulatoria Grupo Térmico (GT) y deben garantizar suministro de GNL en el mercado internacional, y además contar con capacidad de almacenamiento y regasificación del mismo en la infraestructura de importación SPEC (Sociedad Portuaria El Cayao) en Cartagena.



En este sentido, las plantas que optaron por el GNI como respaldo de sus OEF requieren un total estimado de 320 GBTUD y 327 GBTUD para los periodos 2022-2023 y 2023-2024 respectivamente. No obstante, es posible que estas unidades de generación puedan operar con gas nacional.

Así mismo, se estima que las plantas termoeléctricas que respaldan sus OEF con contratos de suministro de gas producido localmente requieren un total de 119,0 GBTUD y 106,0 GBTUD para los periodos 2022-2023 y 2023-2024 respectivamente.

### **3.2 Contratación de gas natural en el mercado mayorista de gas para respaldar Obligaciones de Energía Firme del sector termoeléctrico.**

El artículo 44 de la Resolución CREG 071 de 2006, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía, establece:

*“Los contratos de suministro de combustibles y transporte en firme de gas natural, así como los mecanismos adicionales que emplee el agente generador para sus plantas y/o unidades de generación térmica, deben garantizar el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme de un agente generador. El esquema de atención de las necesidades de combustible de la planta y/o unidad de generación puede incluir contratos en firme de suministro y transporte; almacenamiento e inventarios, Contratos de Respaldo, contratos del mercado secundario de suministro y transporte de gas, según sea el caso.”*

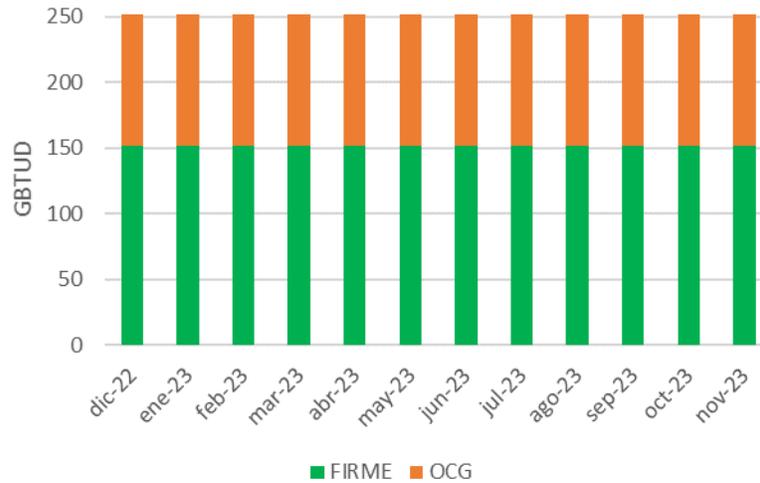
Dentro de este tipo de contratos se encuentran las Opciones de Compra de Gas (OCG) las cuales tienen una condición de firmeza vinculada directamente al Precio Marginal de Activación de la energía eléctrica el cual activa las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

En lo que respecta a las plantas termoeléctricas a gas, los agentes de mercado acceden a la contratación de combustible a través de los mecanismos de comercialización del mercado mayorista de gas.

La gráfica a continuación muestra el consolidado de las cantidades de gas contratadas en contratos que garantizan firmeza para el periodo diciembre 2022 – noviembre 2023, los cuales son utilizados por los agentes para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) en el periodo de tiempo mencionado.



Figura 3-1: Contratación por modalidad - Cantidades de gas contratadas por plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural para el periodo diciembre 2022 - noviembre 2023.



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

Como se observa en el gráfico anterior, para el periodo diciembre 2022 – noviembre 2023, los agentes del sector Térmico a gas con OEF, tienen contratos de suministro de gas producido localmente que garantizan firmeza por 251,2 GBTUD. De esta cantidad 151,4 GBTUD corresponden a la modalidad Firme y 99,8 GBTUD corresponden a la modalidad OCG.

La gráfica a continuación muestra el consolidado de las cantidades de gas contratadas en contratos que garantizan firmeza para el periodo diciembre 2023 – noviembre 2024, los cuales son utilizados por los agentes para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) en el periodo de tiempo mencionado.

Figura 3-2: Contratación por modalidad - Cantidades de gas contratadas por plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural para el periodo diciembre 2023 - noviembre 2024.



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



Como se puede apreciar en el gráfico anterior, las cantidades de gas contratadas tanto en la modalidad firme como OCG ascienden en total a 236,3 GBTUD de los cuales 140,9 corresponden a contratos en Firme y 95,4 GBTUD en OCG para el periodo noviembre 2023 - diciembre 2024.

### **3.3 Gas natural contratado vs. Gas natural requerido para cumplir con las OEF**

A continuación, se presenta una gráfica de balance con el objetivo de identificar si las plantas termoeléctricas con asignación de Cargo por Confiabilidad y OEF respaldadas con gas natural tienen contratos de suministro de gas que garanticen firmeza y en las cantidades suficientes para poder atender sus Obligaciones de Energía Firme en el evento en que estas sean exigibles como consecuencia de incrementos en los precios de bolsa de la electricidad en el periodo diciembre 2022 - noviembre 2024.

Para mayor claridad en el análisis y de acuerdo con la realidad regulatoria, se han clasificado las plantas térmicas a gas en 2 grupos diferentes a saber: Plantas No Grupo Térmico y Plantas Grupo Térmico.

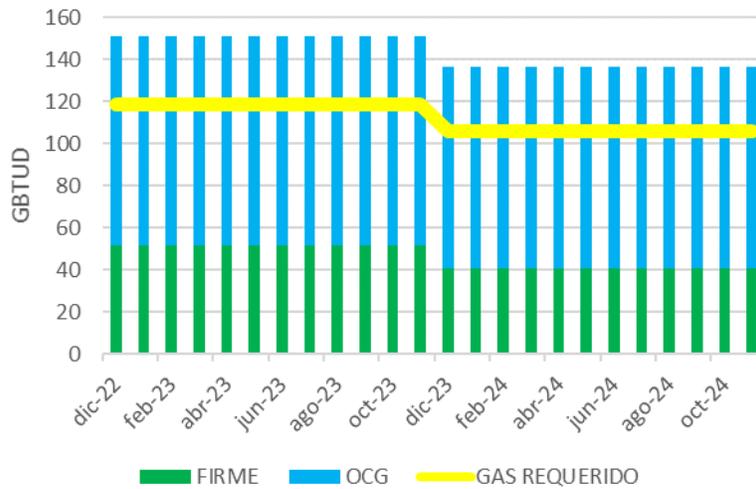
Dentro del grupo de agentes o plantas termoeléctricas que respaldan sus OEF con gas natural es necesario diferenciar las que lo hacen con gas producido localmente de las que optaron por la opción de respaldar sus OEF con Gas Natural Importado (GNI). Este último grupo de plantas termoeléctricas es conocido regulatoriamente como el Grupo Térmico (GT) y actualmente es el usuario exclusivo de la capacidad de almacenamiento y regasificación del terminal de importación de Gas Natural Licuado, Sociedad Portuaria El Cayao SPEC ubicado en Cartagena, Bolívar.

#### **3.3.1 Plantas No Grupo Térmico.**

En lo que respecta a las plantas termoeléctricas a gas que respaldan sus OEF con gas natural producido localmente, se observa en la Figura 3-3 se presenta un comparativo entre sus requerimientos de gas y las cantidades contratadas en modalidades que garantizan firmeza para respaldar sus OEF. Las plantas que conforman este grupo para este análisis son: Proeléctrica, Merilectrica, Termoyopal y El Tesorito.



Figura 3-3: Comparativo de cantidades de gas contratadas vs. Gas requerido por Plantas No Grupo Térmico para el periodo diciembre 2022 - noviembre 2024.



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

Al analizar el gráfico anterior se observa que este grupo de plantas requieren 119 GBTUD para honrar sus OEF en el evento en que sean requeridas en el periodo noviembre 2022- diciembre 2023 y que tienen contratados 151,2 GBTUD que garantizan firmeza en ese mismo periodo con lo cual se evidencia que sus contratos son suficientes para cumplir con sus OEF.

Caso similar se observa para el periodo de tiempo comprendido entre diciembre 2023 – noviembre 2024 en donde las cantidades de gas contratadas son de 136,3 GBTUD superando en 30,4 GBTUD sus potenciales requerimientos los cuales se encuentran en el orden de 105,8 GBTUD.

Es importante señalar que, al realizar un análisis individual de estas plantas se puede observar que cada una de ellas tiene gas natural contratado suficiente para honrar sus OEF. Lo anterior, de acuerdo con el cálculo estimado de gas requerido que se muestra en la Tabla 3-2.

### 3.3.2 Plantas Grupo Térmico

Hacen parte de este grupo de plantas aquellas que se acogieron a la “Opción para participar en las asignaciones del cargo por confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado, OPACGNI” de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 106 de 2011. Estas plantas son: Tebsa, Termoflores y Termocandelaria.

La Tabla 3-3 muestra las OEF de cada uno de los mencionados agentes y el cálculo de las cantidades de gas que dichas plantas requerirían para generar la electricidad de dichas OEF durante los periodos diciembre 2022- noviembre 2023 y diciembre 2023-noviembre 2024.



Tabla 3-3: Cálculo del gas natural requerido por las plantas térmicas que respaldan Obligaciones de Energía Firme (OEF) con gas natural importado.

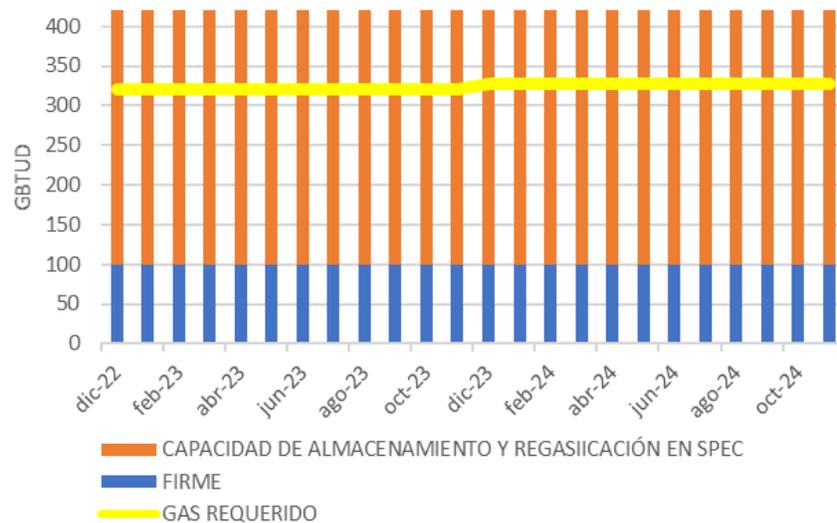
PLANTAS RESPALDADAS CON GAS NATURAL IMPORTADO (GNI)	CEN (MW)	OEF 2022-2023 (kWh/día)	OEF 2023-2024 (kWh/día)	GAS REQUERIDO 2022-2023 (GBTUD)	GAS REQUERIDO 2023-2024 (GBTUD)
Termoflores (GNI)	605	13.783.350	14.016.000	97	99
TEBSA (GNI)	911	19.751.472	20.528.006	151	156
Termocandelaria (GNI)	540	12.652.668	12.652.668	72	72
<b>TOTAL</b>		<b>46.187.490</b>	<b>47.196.674</b>	<b>320</b>	<b>327</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Como se mencionó anteriormente, las plantas del Grupo Térmico (GT) respaldan sus OEF principalmente con contratos de acceso a la infraestructura de almacenamiento y regasificación de la terminal de importación SPEC y con los contratos de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) del mercado internacional. No obstante, se observa que las plantas del Grupo Térmico tienen en conjunto contratos de suministro de gas local que garantizan firmeza, los cuales ascienden a 100,0 GBTUD durante todo el periodo diciembre 2022-noviembre 2024.

La Figura 3-4 muestra el agregado de los contratos de suministro de gas local que garantizan firmeza y la capacidad de almacenamiento y regasificación que el Grupo Térmico tiene como respaldo para sus OEF vs. el gas requerido para cumplir con las mismas.

Figura 3-4: Comparativo de cantidades de gas contratadas Vs gas requerido por Plantas No Grupo Térmico para el periodo diciembre 2022 - noviembre 2024.



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

Si bien en principio se puede identificar que la cantidad en contratos supera en 100,0 GBTUD los requerimientos de gas para atender las OEF de las plantas que hacen parte del Grupo Térmico, es muy



importante aclarar que la capacidad de regasificación que se muestra en la gráfica solo puede ser operativa si el inventario de Gas Natural Licuado que se almacena en la infraestructura de importación es suficiente para garantizar las entregas diarias de gas en el evento en que se hagan exigibles las OEF.

A la fecha, solo una de las plantas de este Grupo Térmico cuenta con contratos de suministro de gas local en Firme, lo cual pone de manifiesto la importancia de la labor que realiza el Comercializador de Gas Natural Importado para garantizar que el inventario permanente de combustible en la infraestructura de importación sea siempre el adecuado.



### 3.4 Conclusiones

- 7 plantas termoeléctricas respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural como combustible para el periodo diciembre 2022 – noviembre 2024.
- De acuerdo con el cálculo realizado utilizando el Heat Rate de cada recurso, se requieren 436,0 GBTUD en promedio para atender las OEF de todas las plantas a gas en el periodo diciembre 2022 – noviembre 2024.
- Para el periodo diciembre 2022 – noviembre 2023 las plantas térmicas a gas tienen contratos de gas local en firme por 151,4 GBTUD y opciones de compra de gas (OCG) por 99,8 GBTUD.
- Para el periodo diciembre 2023 – noviembre 2024 las plantas térmicas a gas tienen contratos de gas local en firme por 140,9 GBTUD y opciones de compra de gas (OCG) por 95,4 GBTUD.
- Las Plantas No Grupo Térmico, esto es, Proeléctrica, El Tesorito, Merilectrica y Termoyopal, tienen en conjunto y en promedio 32,0 GBTUD de gas contratado por encima del gas que requieren para atender sus OEF durante el periodo 2023 – noviembre 2024.
- Las plantas que hacen parte del Grupo Térmico, es decir TEBSA, Termocandelaria y Termoflores, requieren alrededor de 324,0 GBTUD para entregar el total de sus OEF en el momento en que sean exigidas.
- El Grupo Térmico respalda sus OEF con contratos de almacenamiento y regasificación en la terminal SPEC y suministro de gas natural licuado del mercado internacional y son responsables de garantizar su suministro.
- La infraestructura de importación SPEC tiene capacidad de almacenamiento y regasificación suficiente para atender los requerimientos de las plantas del Grupo Térmico cuando sus OEF sean exigidas.
- Para garantizar el uso eficiente de la infraestructura de importación SPEC, se recomienda que el Grupo Térmico a través de su comercializador de gas natural importado mantenga el inventario de GNL siempre en el nivel adecuado para honrar sus OEF con gas natural importado en el evento en que estas sean exigidas.
- Las plantas del Grupo Térmico tienen en conjunto contratos en firme en el mercado local por 100 GBTUD.



x

Carrera 18 No. 84 – 35  
**Bogotá D.C., Colombia**  
(+571) 601-691-3005  
[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)

