



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

JUN 2023 – AGO 2023

Superintendencia Delagada para  
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados  
de Energía y Gas Natural

Dagoberto Quiroga Collazos

**Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios**

Orlando Velandia Sepúlveda

**Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible**

**EQUIPO DE TRABAJO UMMEG**

**EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA**

Aidee Buitrago Gutiérrez

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

Camilo Táutica Mancera

**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



## Contenido

Resumen Ejecutivo .....	12
1 Mercado Mayorista de Gas Natural.....	14
1.1 Seguimiento de mercado.....	14
1.1.1 Mercado Primario .....	14
1.1.2 Mercado Secundario.....	20
1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM.....	26
1.1.4 Índice de precios nacional vs importado .....	29
1.2 Seguimiento operativo.....	30
1.2.1 Producción.....	30
1.2.2 Demanda .....	33
1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural .....	42
1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural .....	46
2 Consumo de Gas Natural de las Plantas de Generación que Respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Nacional y Gas Natural Importado ....	49
2.1 Consumo total de gas natural de las plantas que respaldan sus OEF con gas natural.....	50
2.1.1 Consumo de gas natural de las plantas del Grupo Térmico .....	50
2.1.2 Consumo de gas natural agregado de las plantas que no hacen parte del grupo térmico .....	52
2.2 Conclusiones.....	53
3 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica .....	55
3.1 Análisis de mercado .....	55
3.1.1 Indicadores de concentración .....	55
3.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa .....	60
3.1.3 Precios representativos del mercado .....	61
3.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación.....	68
3.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores .....	69
3.2.2 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme .....	70

3.2.3	Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores	70
3.2.4	Comparación de variables por agente.....	71
3.3	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	78
3.3.1	Demanda regulada contratada .....	79
3.3.2	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores.....	79
3.3.3	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado .....	81
3.3.4	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado .....	82
3.3.5	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado.....	83
3.3.6	Contratos entre agentes vinculados e integrados .....	84
3.3.7	Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP .....	88
3.4	Seguimiento operativo.....	89
3.4.1	Hidrología del sistema .....	90
3.4.2	Hidrología por plantas .....	91
3.4.3	Generación de energía por recurso .....	96
3.4.4	Demanda .....	97
3.4.5	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito .....	99

## Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario. ....	15
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	16
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.....	16
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción. ....	17
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad. ....	18
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad. ....	18
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	19
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural. ....	20
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario jun. 23.....	21
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario jul. 23.....	21
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario ago. 23. ....	22
Figura 1-12: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario. ....	23
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad. ....	24
Figura 1-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad. ....	25
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	25
Figura 1-16: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso. ....	26
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad. ....	27
Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad. ....	27
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural. ..	28
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural. ....	28
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción. ....	29
Figura 1-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores. ....	30
Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre. ....	31
Figura 1-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis. ....	32
Figura 1-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis. ....	33

Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	34
Figura 1-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	34
Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis. ....	36
Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	37
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis. ....	37
Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis. ...	38
Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis. ....	39
Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis. ....	40
Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis. ....	41
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	41
Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis. ....	42
Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte. ....	43
Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	44
Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro. ....	44
Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente. ....	45
Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena. ....	45
Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo. ....	46
Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción. ....	47
Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción. ....	47
Figura 2-1: Consumo total de gas natural de plantas que respaldan OEF con gas natural .....	50
Figura 2-2: Consumo agregado de gas natural de las plantas del Grupo Térmico (Nacional + Importado).....	51
Figura 2-3: Consumo detallado de gas natural de las plantas del Grupo Térmico (Nacional + Importado).....	51
Figura 2-4: Consumo agregado de gas natural de las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico .....	52
Figura 2-5: Consumo detallado de gas natural de las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico .....	53
Figura 3-1 Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman. ....	56
Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal. ....	57
Figura 3-3 Índice de oferta residual (sin disponibilidad de plantas menores) – Pivotal. ....	58

Figura 3-4: Índice de oferta residual – Bipivotal.....	59
Figura 3-5: Fijación precios de bolsa por planta.....	60
Figura 3-6 Precio de bolsa y Volumen útil.....	61
Figura 3-7: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos. ....	62
Figura 3-8 Precios representativos del mercado. ....	63
Figura 3-9: Precio de oferta promedio por recurso energético. ....	64
Figura 3-10: Precio promedio de contratos vs. CERE. ....	66
Figura 3-11: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa. ....	67
Figura 3-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos). ....	68
Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	69
Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme .....	70
Figura 3-15: Generación real / Ventas en contratos.....	71
Figura 3-16: Comparación de variables: AES Colombia.....	72
Figura 3-17: Comparación de variables: Celsia. ....	73
Figura 3-18: Comparación de variables: Enel. ....	74
Figura 3-19: Comparación de variables: EPM. ....	76
Figura 3-20: Comparación de variables: Isagen.....	77
Figura 3-21: Resumen precios promedio y energía total por mercado. ....	78
Figura 3-22: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre. ....	79
Figura 3-23: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.....	80
Figura 3-24: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura. ....	81
Figura 3-25: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.....	83
Figura 3-26: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado. ....	84
Figura 3-27: Evolución de las convocatorias.....	89
Figura 3-28: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes. ....	90
Figura 3-29: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)..	91
Figura 3-30. Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.....	93
Figura 3-31. Aportes y volumen útil por planta de media regulación.....	94
Figura 3-32. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	95
Figura 3-33. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas. ....	95

Figura 3-34: Participación de la generación por recurso. ....	96
Figura 3-35: Participación de generación térmica.....	97
Figura 3-36: Generación térmica por combustible.....	97
Figura 3-37: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037 .....	98
Figura 3-38: Evolución de la demanda diaria del SIN. ....	99
Figura 3-39: Costo de restricciones y precio de bolsa.....	99
Figura 3-40: Generación fuera de mérito por área.....	100



## Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario. ....	22
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD). ....	31
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual). ....	33
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD). ....	35
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD). ....	35
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD). ....	38
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD). ....	39
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD). ....	40
Tabla 2-1: Centrales de generación térmicas con OEF. ....	49
Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente. ....	61
Tabla 3-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE. ....	64
Tabla 3-3: Precio de oferta promedio por recurso energético. ....	65
Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE. ....	66
Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia. ....	72
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia. ....	74
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel. ....	75
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM. ....	76
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen. ....	78
Tabla 3-10: Resumen estadísticas Mercado Regulado. ....	82
Tabla 3-11: Resumen estadísticas Mercado No Regulado. ....	83
Tabla 3-12: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado. ....	85
Tabla 3-13: Contratos entre agentes vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado. ....	85

Tabla 3-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado Regulado.....	86
Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.....	86
Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el Mercado No Regulado.....	87
Tabla 3-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado No Regulado.....	88
Tabla 3-18: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados. .....	92

## Lista de siglas

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

CERE: Costo Equivalente Real de Energía

CNO Gas: Consejo Nacional de Operación del Sector Gas

CNO Eléctrico: Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico

CREG: Comisión de Regulación de Energía Gas

GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular

GNL: Gas Natural Licuado

GT: Grupo Térmico

HHI: Índice Herfindahl-Hirschman

IOR: Índice de Oferta Residual

MC: Precio Promedio de Ponderado de Contratos

MEM: Mercado de Energía Mayorista

MME: Ministerio de Minas y Energía

OCG: Opción de Compra de Gas

OEF: Obligaciones de Energía Firme

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

PC: Pague lo Contratado

PD: Pague lo Demandado

SICEP: Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SNT: Sistema Nacional de Transporte

STN: Sistema de Transmisión Nacional

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

USD: Dólar Estadounidense

## Resumen Ejecutivo

El presente Boletín de seguimiento a los Mercados Mayoristas de Energía Eléctrica y Gas Natural correspondiente al periodo comprendido entre los meses junio a agosto de 2023, está conformado por los siguientes capítulos: 1. Mercado Mayorista de Gas Natural, 2. Consumo de Gas Natural de las Plantas de Generación que Respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Nacional y Gas Natural Importado y 3. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

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 realizan 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 y 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 7,3 USD/MBTU.

Para el Mercado Secundario, se presenta un análisis de las transacciones realizadas, encontrando que durante el trimestre se realizaron en total 1,241 transacciones cuyos precios oscilaron entre 1,4 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 7,4 USD/MBTU.

Respecto a las OTMM se resalta que, el promedio del total de cantidades contratadas se ubicó alrededor de 528,0 GBTUD, con una participación de la modalidad Con Interrupciones de 299,4 GBTUD y de la modalidad Firme con un valor medio de 228,8 GBTUD.

Dando continuidad al análisis del Capítulo 3 del Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Electricidad y Gas, marzo a mayo 2023, en el capítulo 2 se presenta el seguimiento al comportamiento de los consumos reales de gas natural (cantidades, fuente y modalidad contractual) de las plantas de generación térmicas que respaldan sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad con gas natural. Entre los resultados del análisis se encuentra que el consumo de gas natural nacional durante el periodo de análisis fue en promedio 160,4 GBTUD. De esta cantidad las plantas del Grupo Térmico consumieron 103,5 GBTUD y las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico consumieron los 56,9 GBTUD restantes.

Finalmente, en el capítulo 3 se desarrolla el análisis correspondiente 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 1.341,7 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 (1.0), lo que implica que significa que durante el periodo de análisis la demanda no dependió de un agente en particular.

Así mismo, en el capítulo de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, también se presentan indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores, así como 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.

# 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 consideran 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:

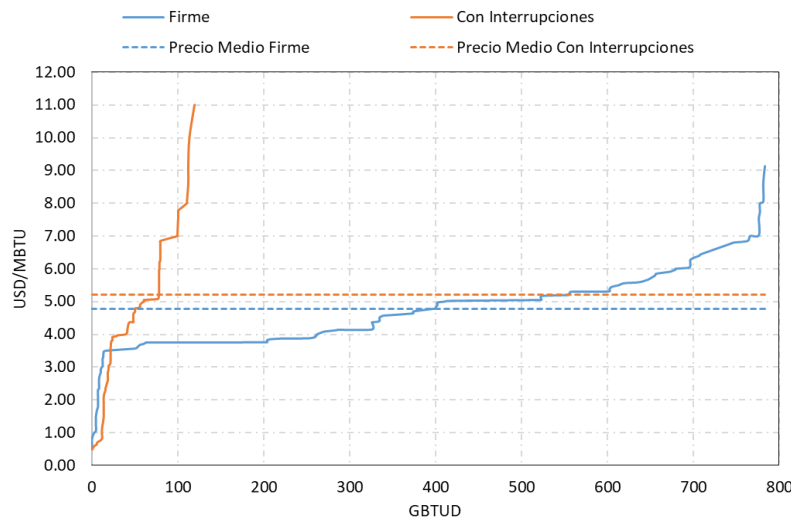
En la Figura 1-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja). En el análisis se tuvieron en cuenta los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de agosto de 2023.

---

<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 33,4%.
- Cerca del 17,9% 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 35,3%.
- Finalmente, el 13,3% 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:

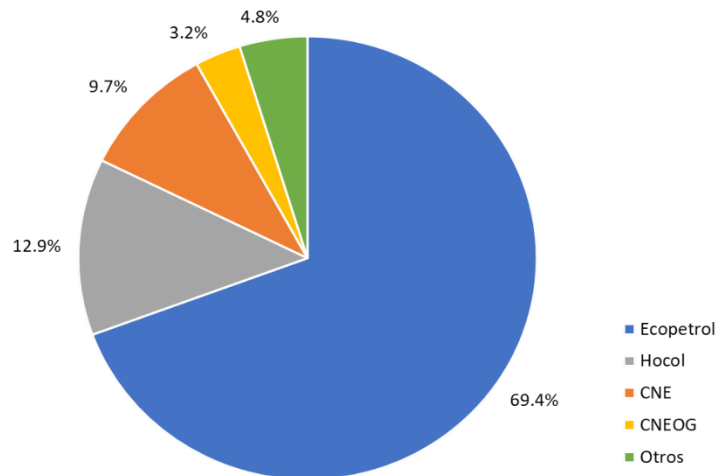
- El precio promedio ponderado se ubicó en 5,2 USD/MBTU.
- Cerca del 24,1% de los contratos registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 24,6%.
- El 16,6% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 34,7% 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 69,4% 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 Hocol presenta una participación de 12,9% y los agentes CNE y CNEOG participaron en proporciones de 9,7% y 3,2% respectivamente.

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

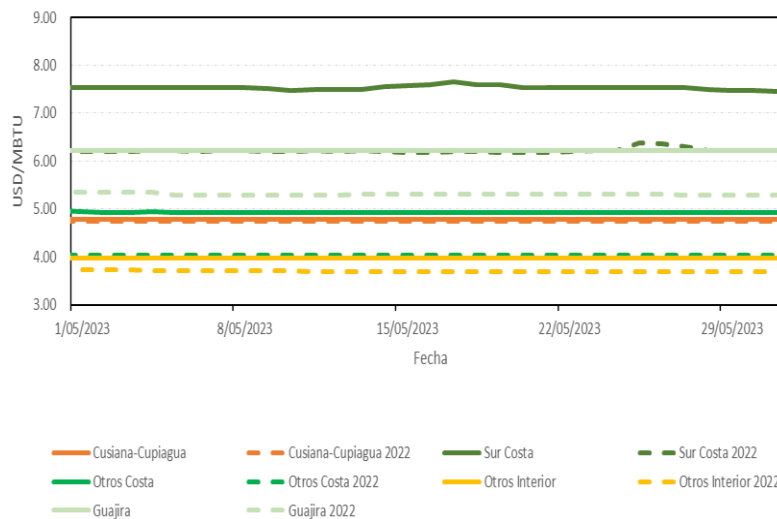


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

### 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 7,3 USD/MBTU, 0,1 USD/MBTU por debajo del precio de los mismos campos durante el mismo trimestre del año anterior. Seguido a los precios de Sur Costa se encuentran los precios de Guajira, que para el trimestre estuvieron cercanos a 6,2 USD/MBTU.

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

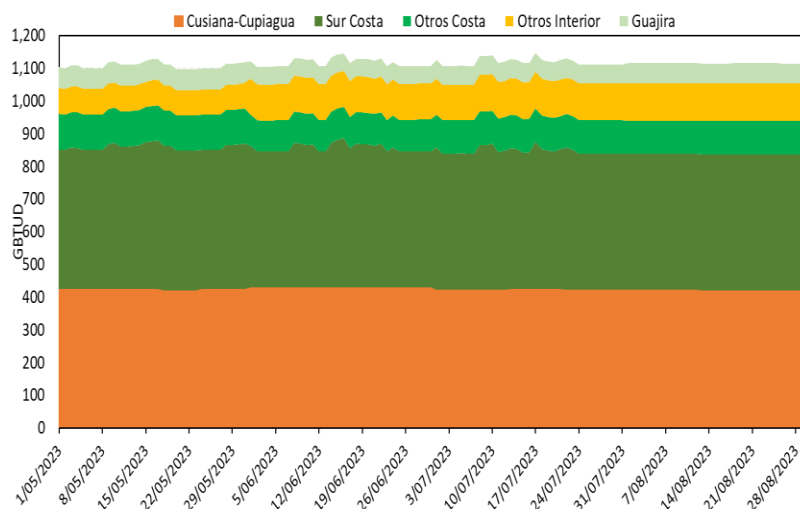


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



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 Cusiana-Cupiagua con un valor medio durante el trimestre de 424,6 GBTUD, seguido de cerca por el volumen de los campos Sur Costa con un valor medio aproximado de 422,8 GBTUD. Frente al trimestre anterior, se observa una disminución de cercana al 1,1%.

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 0,9 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.

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

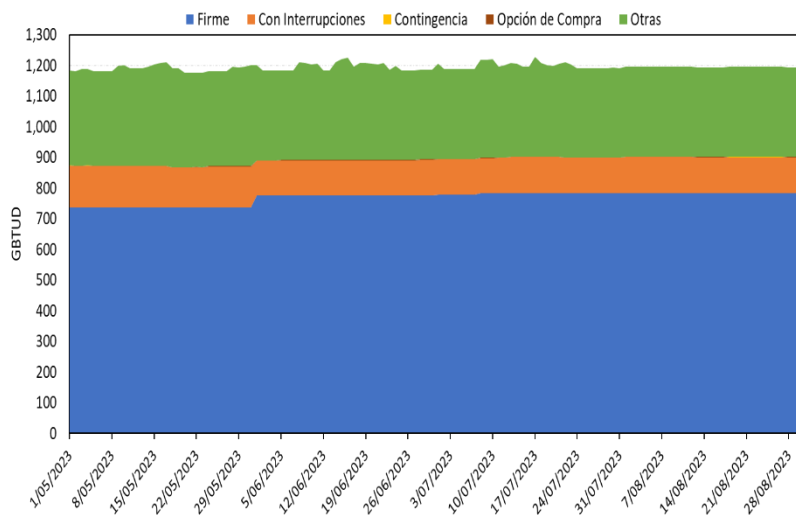


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 1-6 se observa que el mayor volumen corresponde a gas contratado bajo la modalidad Firme con un valor medio que superó 780,7 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Otras, cuyo valor fue cercano a 298,9 GBTUD.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.195,0 GBTUD, con respecto al trimestre anterior se observa una caída de 1,1%.

Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.



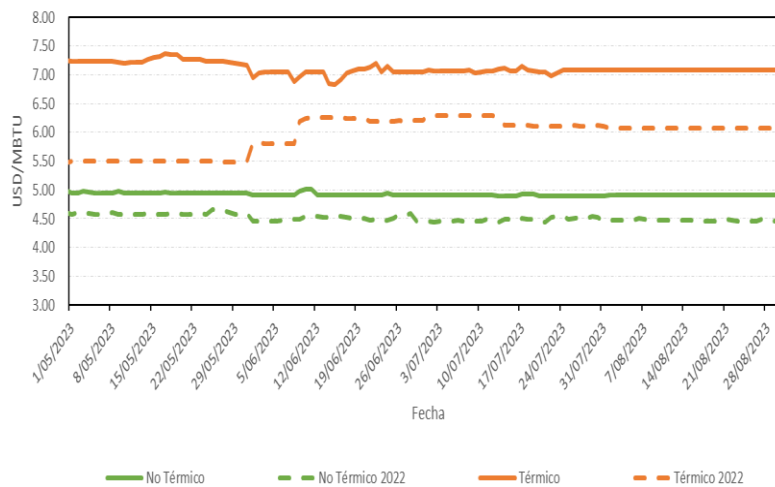
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

### 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 4,9 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.

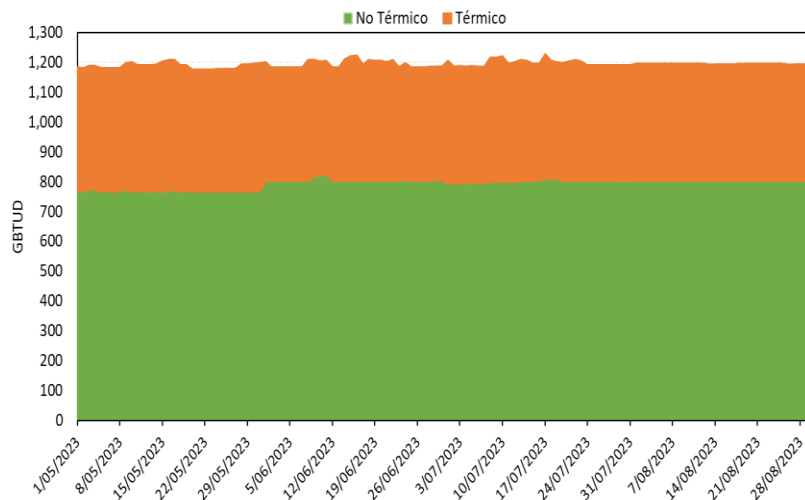
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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

Complementando el análisis, se presentan 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 801,3 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio de 395,6 GBTUD. Se observa que frente a trimestre anterior presentó una caída aproximada de 1,1%.

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

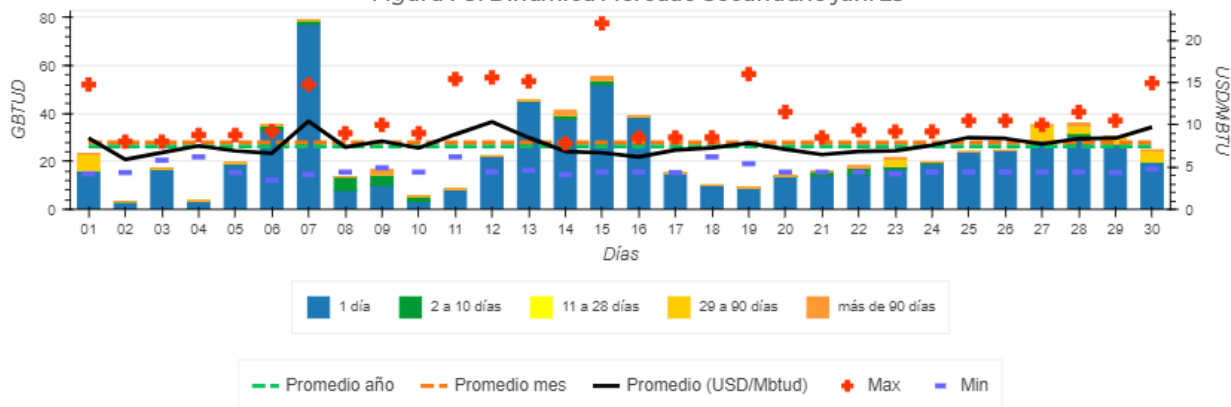
### 1.1.2 Mercado Secundario

De acuerdo con la regulación vigente (Resolución CREG 186 de 2020), 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 mensuales de 440 transacciones durante el mes de julio de 2023, de las cuales 377 presentan una duración diaria. Dentro de esos volúmenes, el Mercado Secundario de corto plazo se destaca por registrar contrataciones diarias que oscilan entre los 0,0 GBTUD y 79,0 GBTUD, como se puede apreciar en las figuras mensuales que se presentan a continuación:

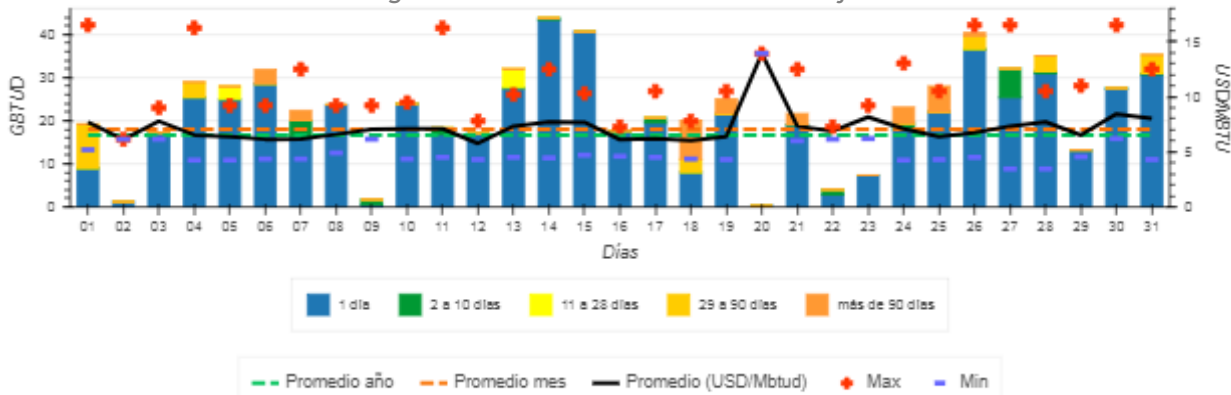
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario jun. 23



Duración\ día	1	02	03	04	05	06	07	08	09	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	9	3	8	5	11	13	16	7	9	3	6	8	8	13	14	14	6	7	4	11	13	16	10	13	11	15	16	17	13	8	307
2 a 10 días						2	1	6	2	2				2	2				1	1	1	3	2	1				3	1	30	
11 a 28 días		1				1	1																							3	
29 a 90 días	11				1																		1				1	1	3	6	24
más de 90 días								2				1	1	1							2	1	1		1	1	1	2	1	14	
Total transacciones	20	4	8	5	12	16	18	13	13	5	6	8	9	16	17	14	6	7	5	12	14	21	14	15	11	16	17	22	18	16	378

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

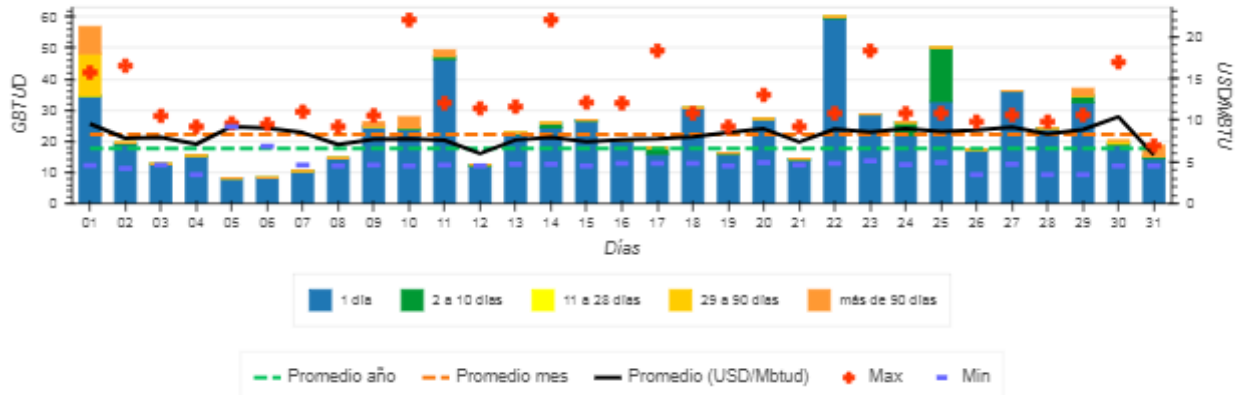
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario jul. 23.



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	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	1	7	15	18	20	11	15	1	12	7	16	22	33	16	15	17	9	17	1	14	2	3	10	12	18	19	13	5	10	10	377
2 a 10 días							6	1	2				1			1				1	1	1	2	1	4	2		1	1	1	24	
11 a 28 días				1								1																			2	
29 a 90 días	10			1														1	1						1		3		1	18		
más de 90 días					2	2											6	2		1			2	2	2					19		
Total transacciones	18	1	7	16	19	22	19	15	2	12	9	16	23	34	16	15	18	16	20	1	16	3	3	14	14	22	23	18	5	11	12	440

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

Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario ago. 23.



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	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	10	15	9	6	2	2	4	9	15	15	23	12	9	13	16	14	9	22	9	17	9	14	14	10	14	6	14	13	13	12	15	365
2 a 10 días		2		1						1	1	1	1	1	1		1		1		1	1		4	10	1			2	2	1	33
11 a 28 días																																
29 a 90 días	13																													1		14
más de 90 días	4								1	1	2														1			1		1		11
Total transacciones	27	17	9	7	2	2	4	9	16	17	26	13	10	14	17	14	10	22	10	17	10	15	14	14	25	7	14	13	16	15	17	423

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)
Jun. - 23	378	307	3,0	79,0	7.9
Jul. - 23	440	377	0,0	44,0	7.0
Ago. - 23	423	365	8,0	60,0	8.3

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

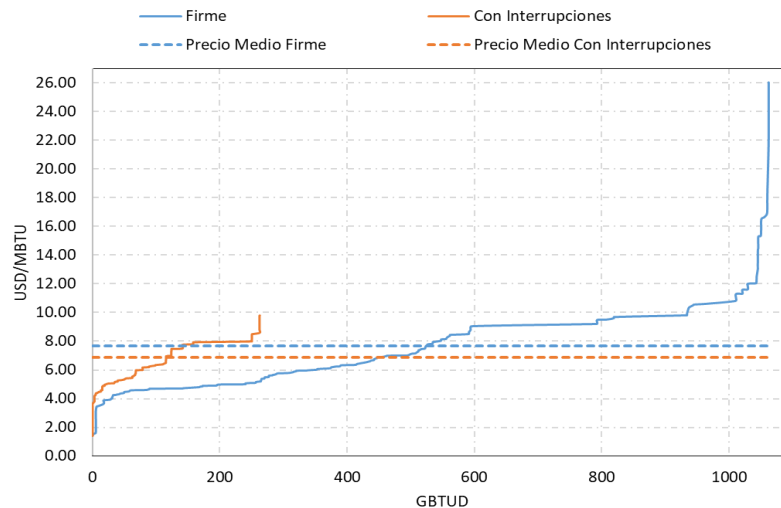
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales oscila entre los 378 y 440.
- 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: 307, 377 y 365 para jun. 23, jul. 23 y ago. 23 respectivamente.
- Los precios promedio presentaron una variación entre 7,0 USD/MBTU y 8,3 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 agosto 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 7,7 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, corresponden al 2,7%.
- Cerca del 16,0% 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 13,8% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se destaca que el 67,5% 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:

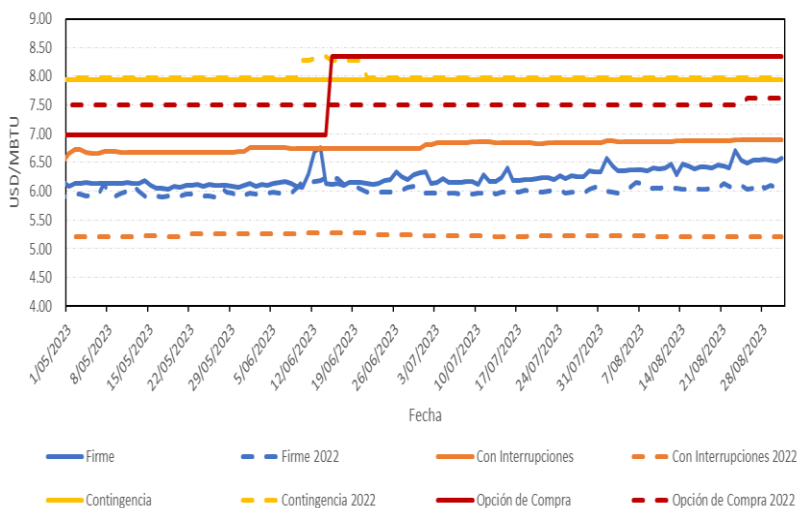
- El precio medio se ubicó en 6,9 USD/MBTU.
- Cerca del 1,4% de las cantidades contratadas registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 6,0%.
- El 18,7% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 73,9% 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. De los datos se observa que, la modalidad Opción de Compra registró los valores más altos del trimestre ubicándose en promedio en 8,1 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 6,3 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.

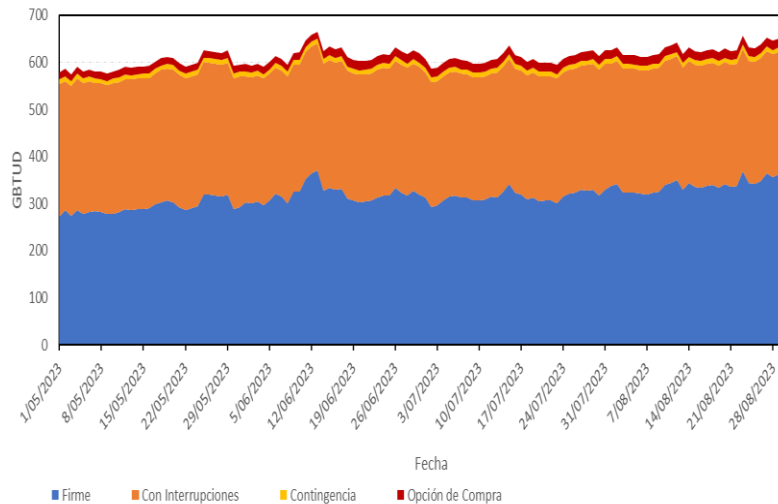


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 324,9 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 264,6 GBTUD. Frente al trimestre anterior se observa un incremento de 4,7% en las cantidades totales contratadas.



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



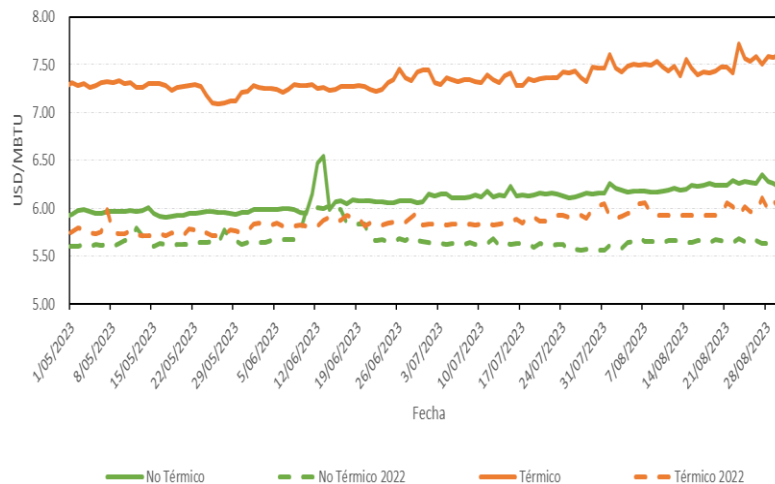
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

### 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 7,4 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 6,1 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.

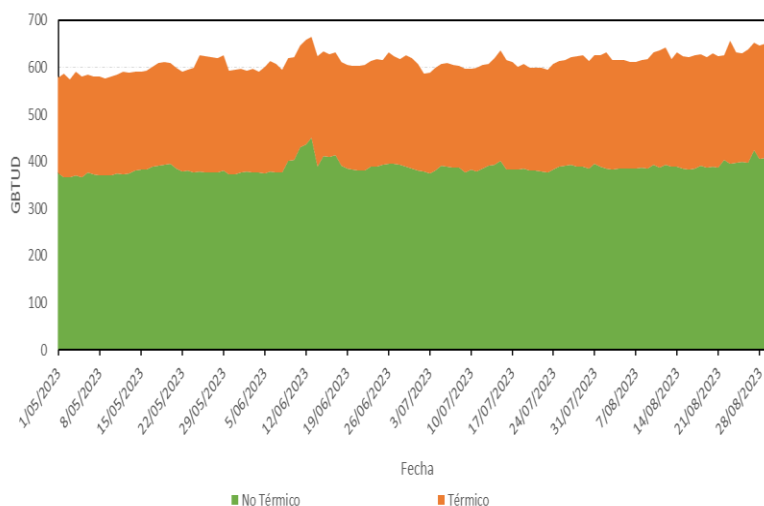
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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 227,4 GBTUD y para el No Térmico valores próximos a 390,3 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 – OTMM<sup>4</sup>

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 2020. Se presenta el análisis de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

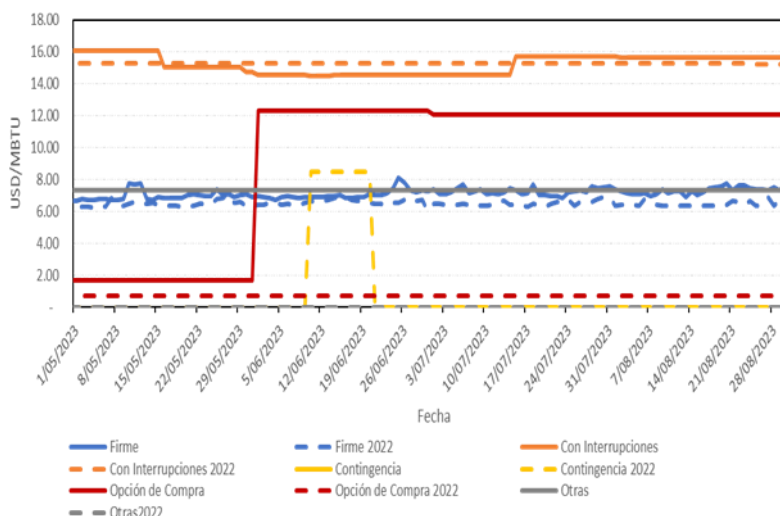
#### Precios y cantidades por modalidad:

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 15,1 USD/MBTU. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 7,2 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.

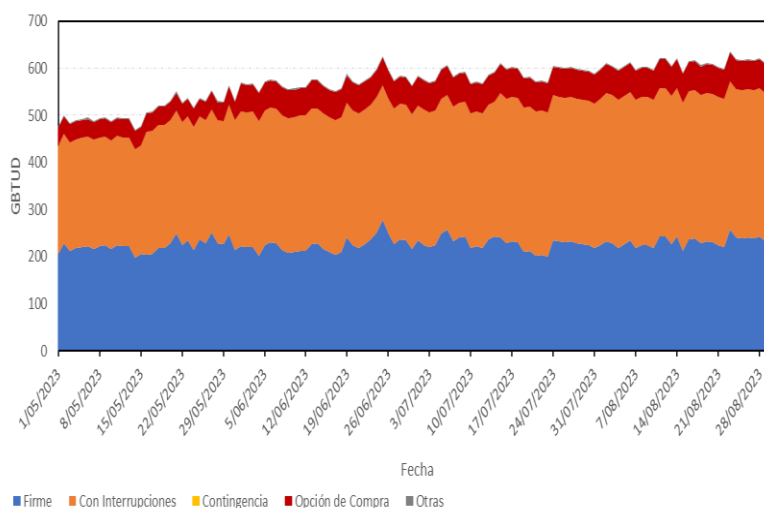
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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 299,4 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 228,8 GBTUD (ver Figura 1-18). Se observa un incremento en las cantidades contratadas de 20.2% frente al trimestre anterior.

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



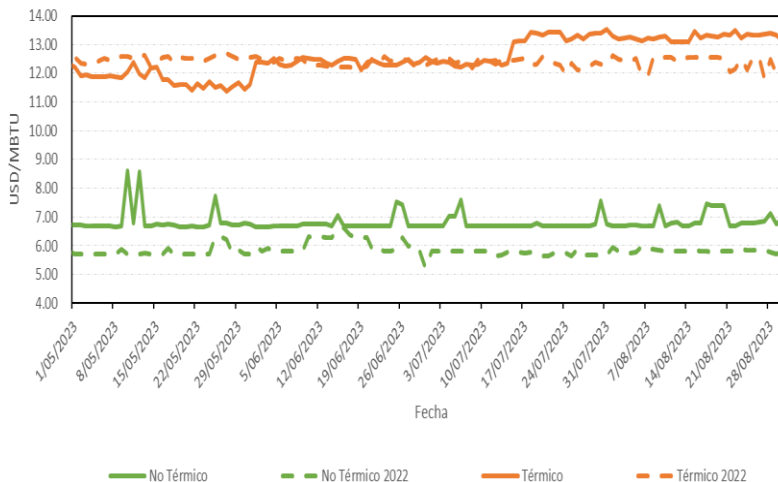
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

### 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 12,8 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 0,5 USD/MBTU.

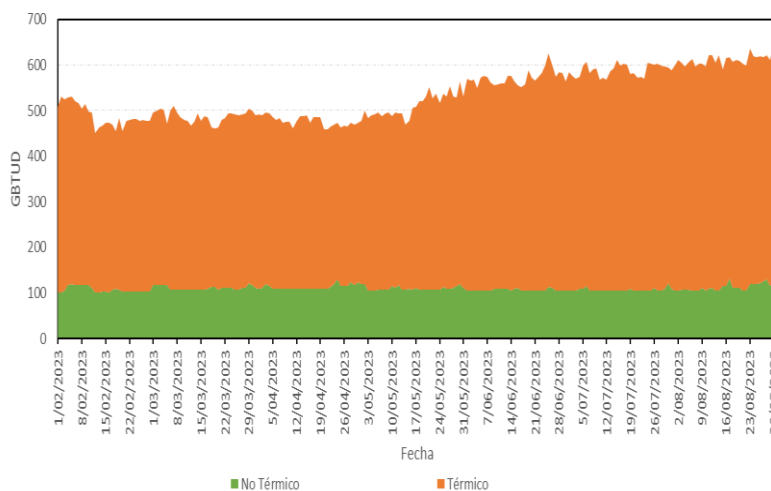
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



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 481,9 GBTUD, mientras que el No Térmico presentó un valor de 108,9 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:

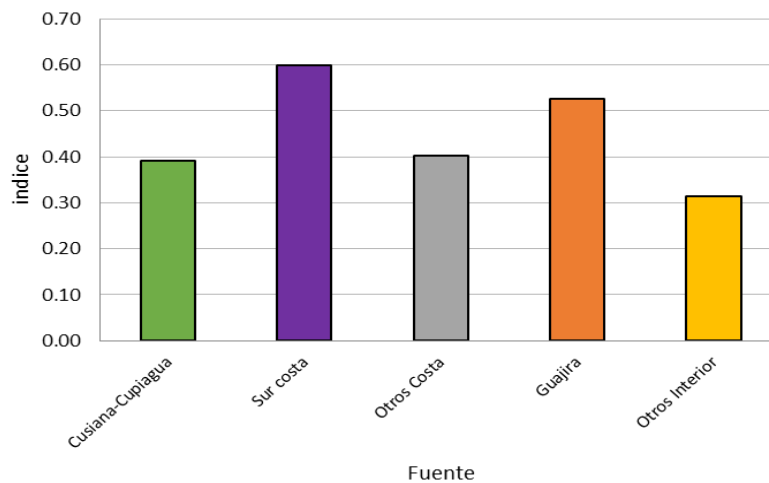
$PPN_i$ : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo  $i$ .

$PI$ : 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 no han presentado variaciones significativas, 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).

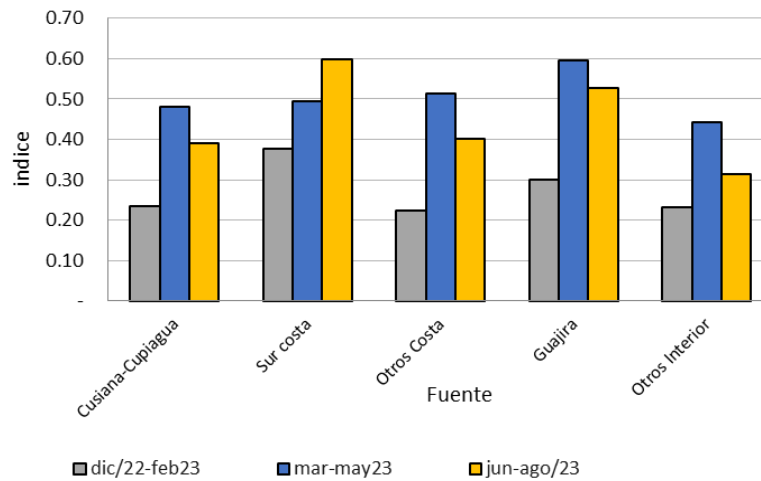
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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 jun. 23 – ago. 23 el indicador disminuye su valor para todas las fuentes, excepto para Sur Costa. De manera particular, se encuentra que durante este trimestre la competitividad del gas nacional de todas las fuentes analizadas decreció (con excepción Sur Costa), 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 asociadas a 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.

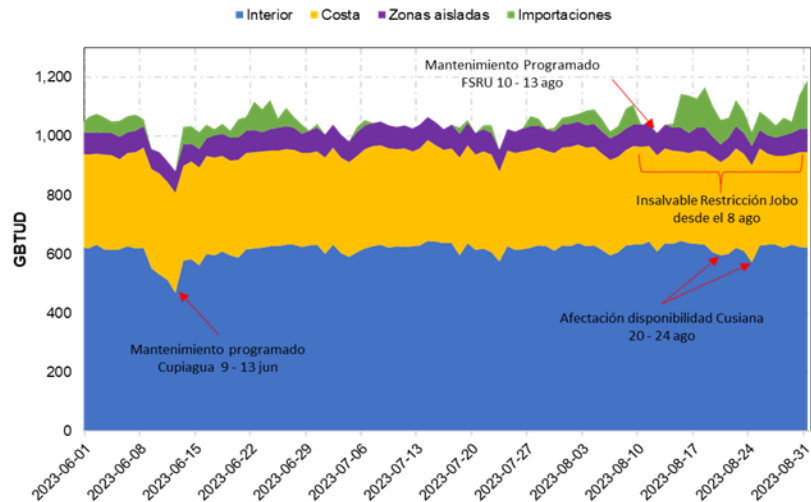
### 1.2.1 Producción

La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.051,0 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 615,6 GBTUD, seguida por la Costa con 325,5 GBTUD (ver Figura 1-23).

En la gráfica se observa que la producción de Cupiagua se vio afectada del 9 al 13 de junio durante un mantenimiento programado, registrando una disminución de 11.0%. Así mismo, del 20 al 24 de agosto se presentó una afectación en la disponibilidad de Cusiana derivado de problemas de evacuación del GLP por cierres en la Vía al Llano.

Adicionalmente, en la gráfica se puede observar una afectación en la oferta de gas en la región Costa debida a la insalvable restricción declarada en el punto Jobo desde el 8 de agosto. Esta insalvable inició el 8 de agosto con 23,0 GBTUD y a partir del 31 de agosto se incrementó a 37,6 GBTUD.

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 2,8%, equivalente a un incremento de 29,0 GBTUD. A nivel regional se observa que, la producción del Interior, las importaciones y las Zonas aisladas registraron un incremento de 11,4 GBTUD, 27,3 GBTUD y 4,3 GBTUD respectivamente, mientras que la región Costa presentó una caída de 14,0 GBTUD. (ver Tabla 1-2).

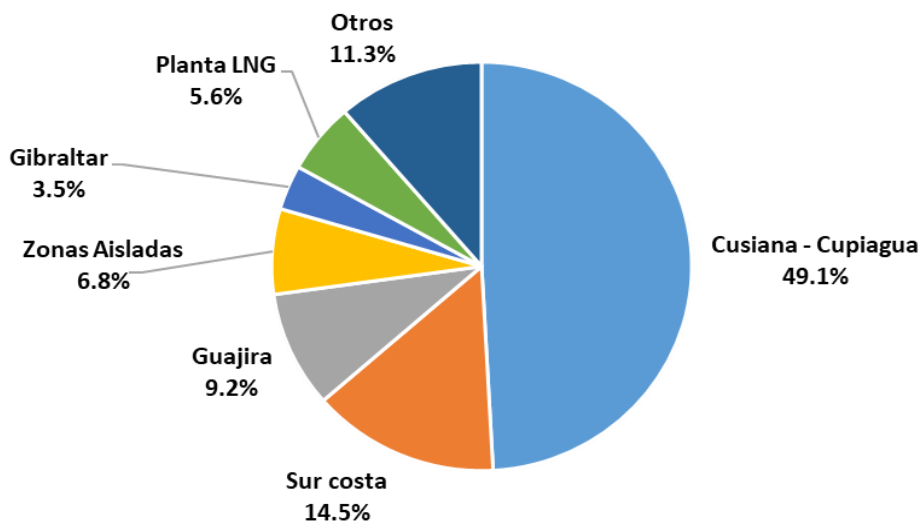
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Mar. 23 – May. 23	Jun. 23 – Ago. 23	Variación
Interior	604,2	615,6	1,9%
Costa	339,5	325,5	-4,1%
Importaciones	8,8	36,1	310,2%
Zonas aisladas	69,5	73,8	6,2%
<b>Total</b>	<b>1.022,0</b>	<b>1.051,0</b>	<b>2,8%</b>

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

Para el periodo Jun. 23 – Ago. 23 los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 49,1% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos Sur Costa (14,5%), Otros campos (11,3%), La Guajira (9,2), Zonas aisladas (6,8%) y la planta de regasificación (5,6%) tal y como se presenta en la 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:

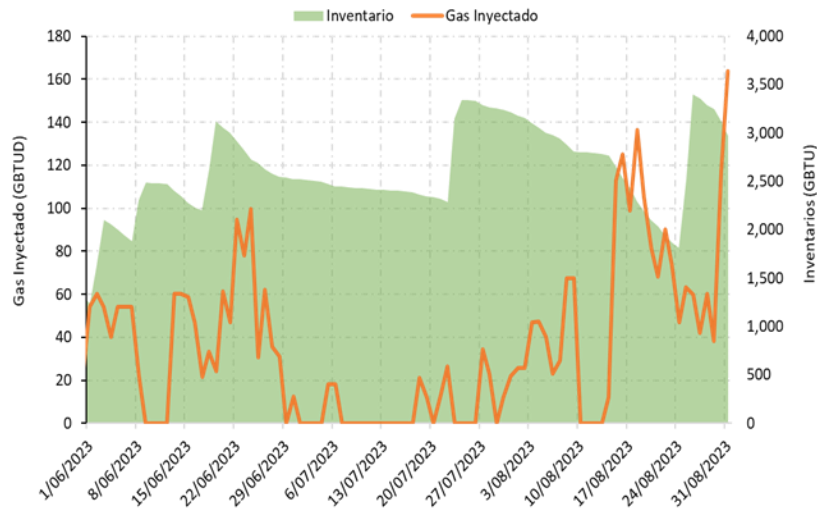
En la *Figura 1-25* se presenta la evolución del inventario estimado de GNL (área verde) en la planta de regasificación de Cartagena y la cantidad de energía entregada (línea continua naranja) al Sistema Nacional de Transporte.

En la gráfica se puede observar que en el mes de junio el inventario estuvo alrededor de los 2.410,0 GBTU. Al final del periodo (último día de agosto) el volumen almacenado fue cercano a 2.960,0 GBTU, equivalente a 74,1% de la capacidad total de almacenamiento de la planta.

Respecto a la inyección de gas importado al sistema, se registraron 25 operaciones en junio, 10 en julio y 27 en agosto. El valor máximo de inyección diario registrado fue de 163,9 GBTU y el promedio trimestral de inyección fue de 36,1 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)
Jun. 23	2.410,6	41,7
Jul. 23	2.664,5	6,5
Ago. 23	2.734,2	60,3

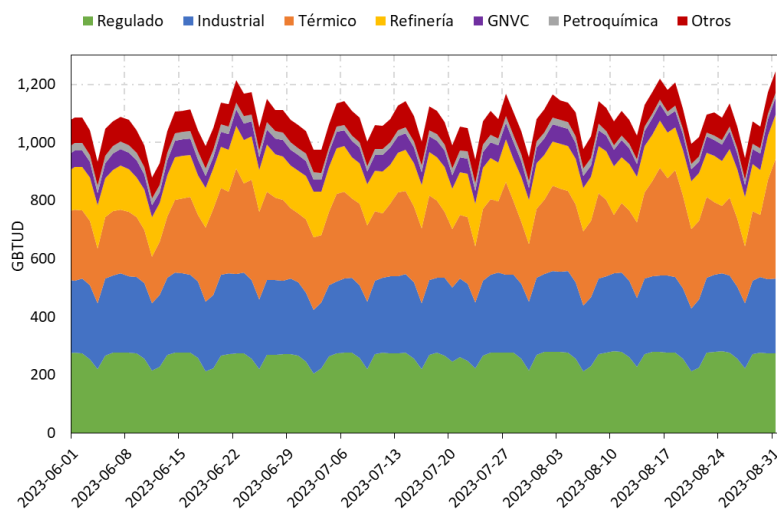
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

## 1.2.2 Demanda

En cuanto al consumo de gas natural, se observa un valor promedio de 1.080,0 GBTUD. Así mismo, el valor máximo registrado fue de 1.246,1 GBTUD el 31 de agosto, correspondiente a un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el menor registro fue de 878,8 el 11 de junio, que coincide con el mantenimiento programado de Cupiagua.

Al igual que el trimestre anterior, los mayores sectores de consumo fueron en su orden el Regulado, Térmico e Industrial que de manera agregada representaron cerca del 72,0% de la demanda media nacional (ver Figura 1-26)<sup>5</sup>.

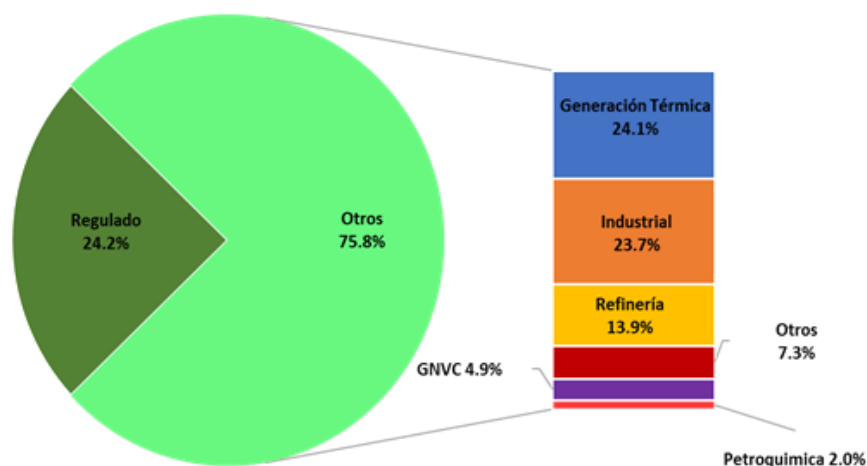
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Así mismo, las cifras muestran que el 24,2% 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 Térmico con una participación de 24,1% del total, seguido por el sector industrial y las Refinerías con 23,7% y 13,9% respectivamente.

Figura 1-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.



<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.

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 42,2 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con un incremento de 56,2 GBTU (ver Tabla 1-4).

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

Sector	Mar. 23 – May. 23	Jun. 23 – Ago. 23	Var (%)
Regulado	260,0	260,9	0,3%
Industrial	264,5	256,4	-3,1%
Generación Térmica	204,1	260,3	27,5%
Refinería	143,6	149,9	4,4%
GNCV	52,2	52,5	0,6%
Petroquímica	26,4	21,7	-17,8%
Otros	87,1	78,4	-10,0%
<b>Total</b>	<b>1.037,9</b>	<b>1.080,1</b>	<b>4,1%</b>

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

Al comparar la demanda media del mes de agosto de 2023 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una variación total de 0,7 %. La principal variación se dio en el sector Generación Térmica con un incremento de 15,2 %, tal y como se observa en la Tabla 1-5.

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

Sector	Ago. 22	Ago. 23	Var (%)
Regulado	269,1	264,2	-1,8%
Industrial	272,1	256,1	-5,9%
Generación Térmica	241,4	278,2	15,2%
Refinería	151,0	158,5	4,9%
GNCV	55,1	53,2	-3,5%
Petroquímica	24,9	18,5	-25,5%
Otros	83,2	75,3	-9,5%
<b>Total</b>	<b>1.096,8</b>	<b>1.103,9</b>	<b>0,7%</b>

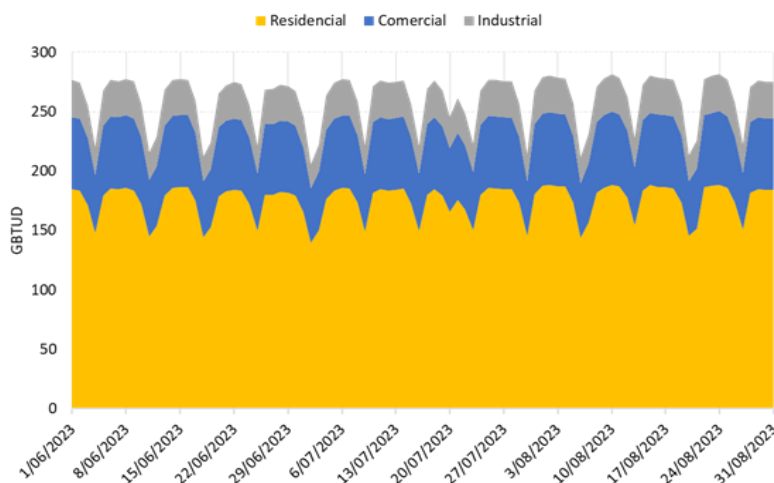
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

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 175,4 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 57,0 GBTUD (ver Figura 1-28).

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



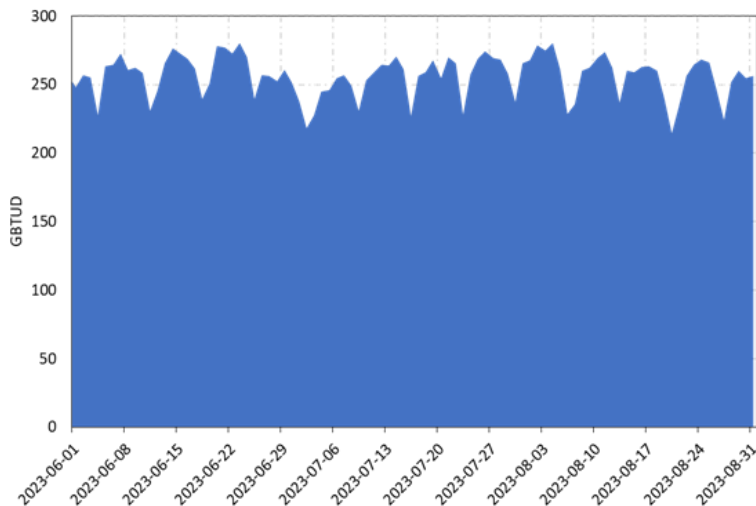
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector Regulado, se observa una leve disminución durante el trimestre. Esta disminución coincide con el festivo del 20 julio. Finalmente, y de manera agregada la demanda del sector Regulado tuvo un valor medio de 260,9 GBTUD durante el periodo.

### Industrial:

El consumo de gas natural del sector Industrial registró un valor medio de 256,3 GBTUD durante los meses de junio a agosto de 2023 (ver Figura 1-29). El mayor registro durante este periodo fue de 280,6 GBTUD, el día 4 de agosto, mientras que el menor registro fue de 214,6 GBTUD, el día 20 de agosto de 2023.

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



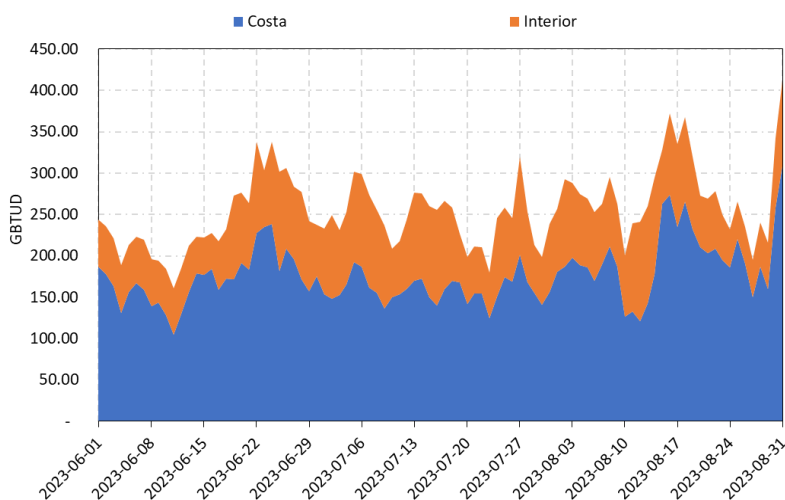
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En la gráfica se observa la caída del consumo durante la afectación en la producción de Cusiana del 20 al 24 de agosto.

### Sector Térmico:

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 255,0 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que el consumo de la región Costa fue de 176,5 GBTUD (69,2%) y el del Interior de 78,5 GBTUD (30,8%) (ver Figura 1-30).

Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.



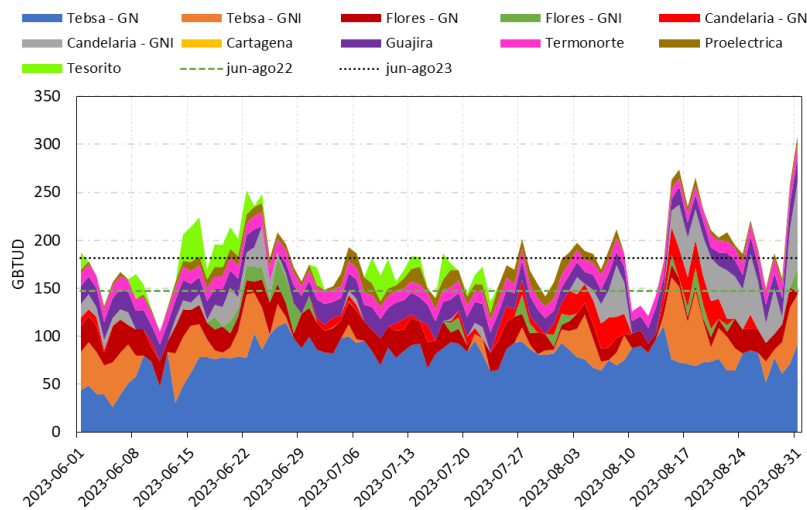
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.

En la gráfica se puede observar que, a partir del 15 de agosto se incrementó considerablemente el consumo alcanzando un máximo de 411,7 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 176,5 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 77,9 GBTUD, seguido por el consumo de la planta Flores, cuyo valor medio fue de 18,5 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 tres consumos altos a resaltar: el primero fue de 236,8 GBTUD promedio para los días 23 y 24 de junio de 2023; el segundo fue de 268,4 GBTUD promedio para los días 15 y 16 de agosto y el tercero con 309,2 GBTUD que se presentó el 31 de agosto. En contraste, la menor demanda del periodo fue 104,6 GBTUD el 11 de junio de 2023 durante el mantenimiento programado de Cusiana.

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 17,6 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
Junio 23	70,6	25,0	22,7	6,0	1,2	10,1	135,6
Julio 23	85,3	2,2	20,0	2,1	5,9	0,9	116,4
Agosto 23	77,6	25,9	13,0	3,6	14,1	28,9	163,0
<b>Promedio Trimestre</b>	<b>77,9</b>	<b>17,6</b>	<b>18,5</b>	<b>3,9</b>	<b>7,1</b>	<b>13,3</b>	<b>135,6</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 17,7 GBTUD, seguido por el consumo de Termonorte con un valor de 12,7 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
Junio 23	0,1	16,7	13,0	5,8	9,7	45,3
Julio 23	0,0	19,6	12,4	10,9	6,8	49,7
Agosto 23	0,0	16,7	12,7	5,9	0,0	35,3
<b>Promedio Trimestre</b>	<b>0,0</b>	<b>17,7</b>	<b>12,7</b>	<b>7,6</b>	<b>5,5</b>	<b>45,3</b>

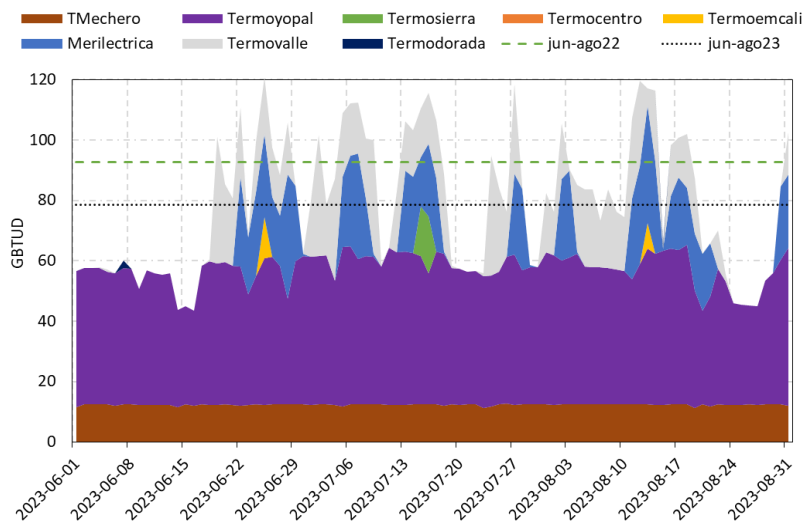
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- **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 78,5 GBTUD, con un pico de 120,7 GBTUD el 25 de junio explicado por pruebas de la central Termoemcali.

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 1-8 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 45,1 GBTUD.

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

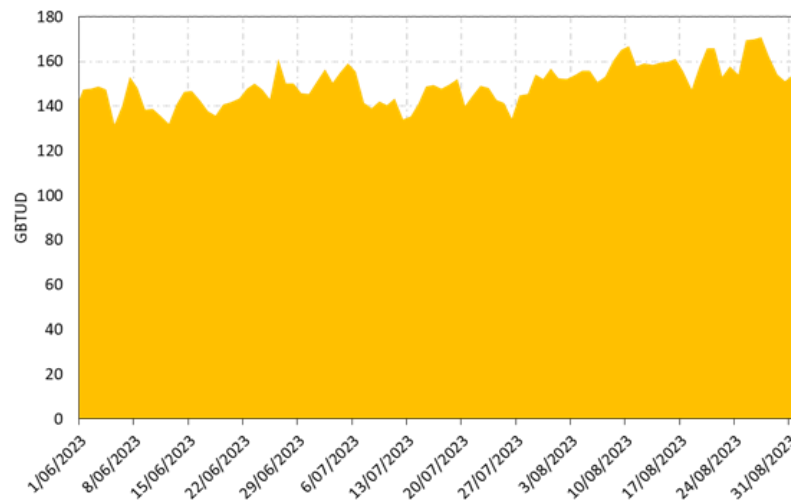
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Junio 23	6,9	-	0,1	0,5	-	6,6	12,2	43,4	69,6
Julio 23	9,0	-	-	-	1,1	15,6	12,3	47,6	85,7
Agosto 23	11,3	-	0,0	0,3	-	11,8	12,4	44,2	79,9
<b>Promedio Trimestre</b>	<b>9,1</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>11,4</b>	<b>12,3</b>	<b>45,1</b>	<b>78,5</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

### Refinería:

El sector Refinería registró un valor medio de consumo de 149,9 GBTUD, con un máximo de 170,8 GBTUD el día 27 de agosto de 2023 y un mínimo de 131,9 GBTUD el 11 de junio (ver Figura 1-33).

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



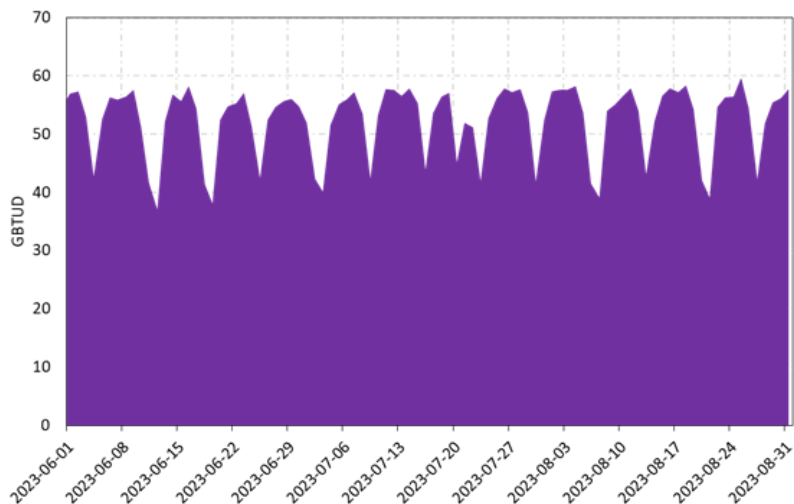
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

### Gas Natural Comprimido Vehicular (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 52,5 GBTUD, con un valor máximo de 59,6 GBTUD. Se observa que estos consumos se vieron afectados levemente por el festivo del 20 de julio.



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

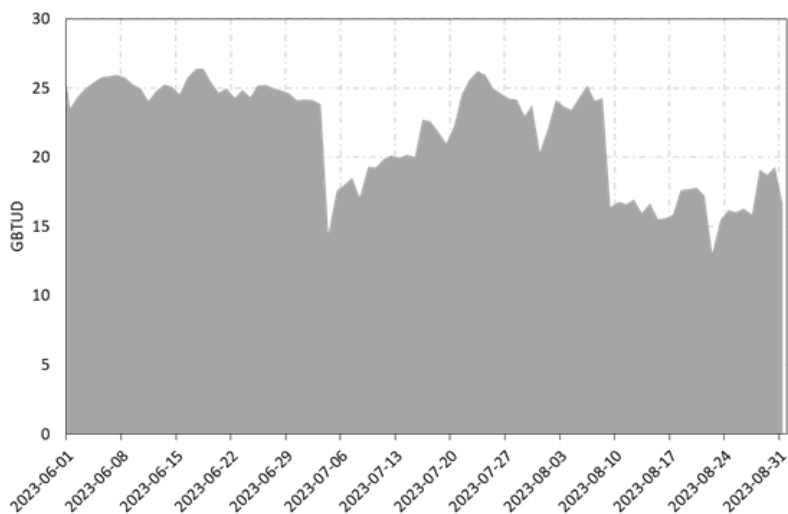


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

### Petroquímica:

Para el sector Petroquímica se registró un consumo medio trimestre de 21,7 GBTUD (ver Figura 1-35). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 26,4 GBTUD (junio) y un mínimo de consumo de 13,1 GBTUD en agosto.

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

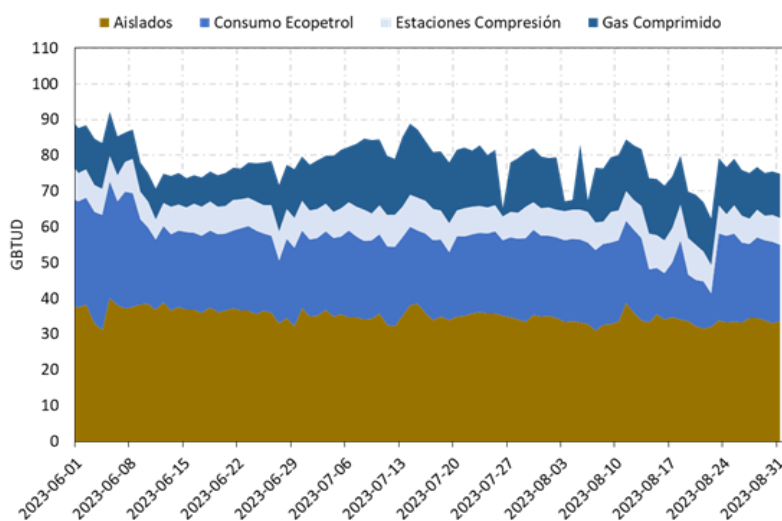


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

### 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 78,4 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 35,1 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 22,2 GBTUD y Gas comprimido con 13,0 GBTUD.

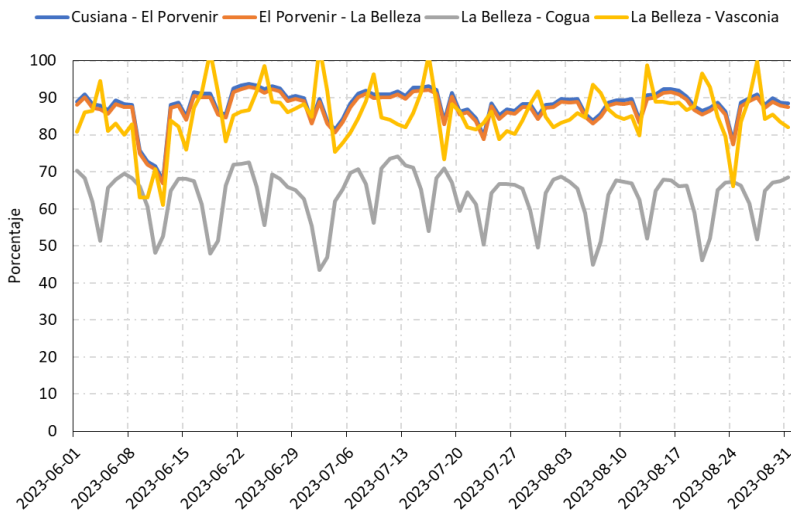
### 1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

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

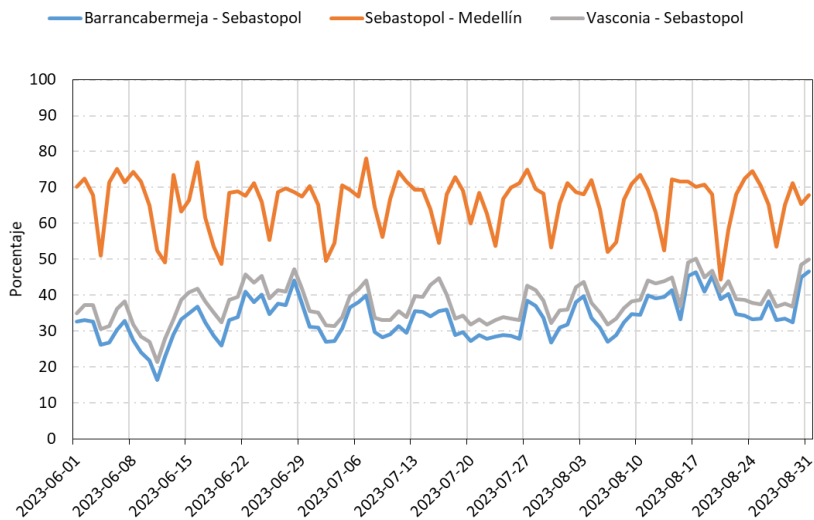


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

### 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.



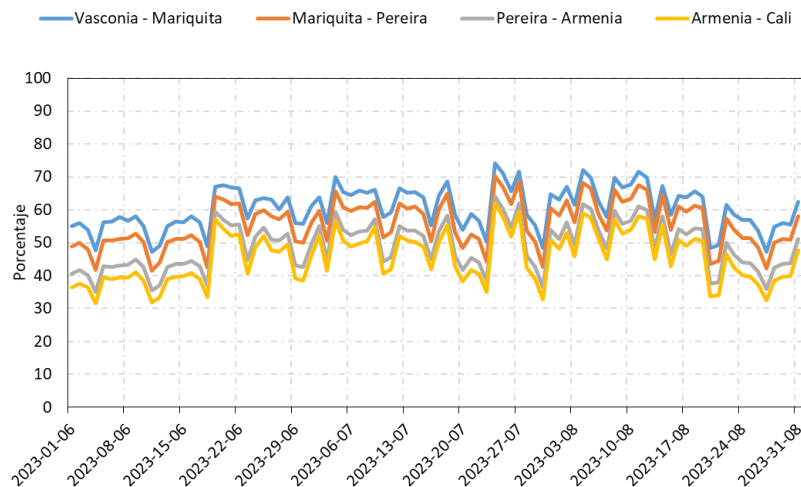
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

En contraste, el tramo Barrancabermeja – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron por debajo de 50,0% durante el trimestre en análisis.

### Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se evidencia un comportamiento estable durante todo el periodo con valores medios entre 30,0 y 70,0% (ver Figura 1-40).

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

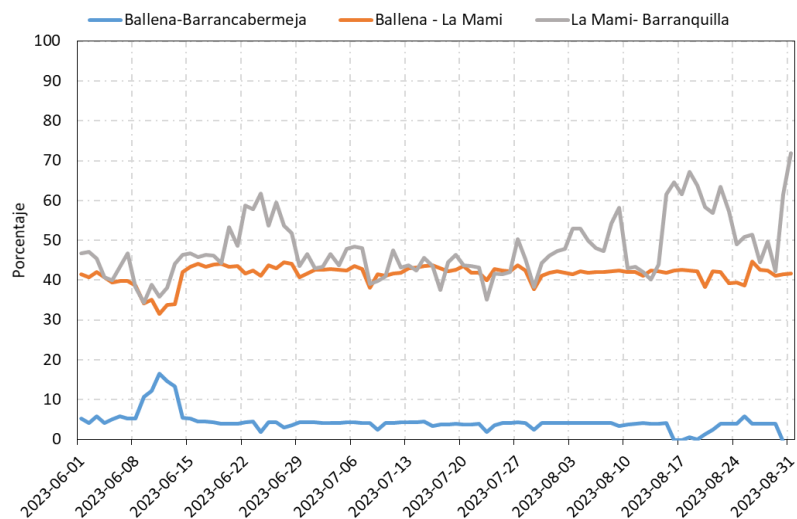


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

### 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 unos picos explicados por el alto consumo Térmico. El incremento en la utilización del tramo Ballena – Barrancabermeja en el mes de junio corresponde al mantenimiento en Cupigua (ver Figura 1-41).

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

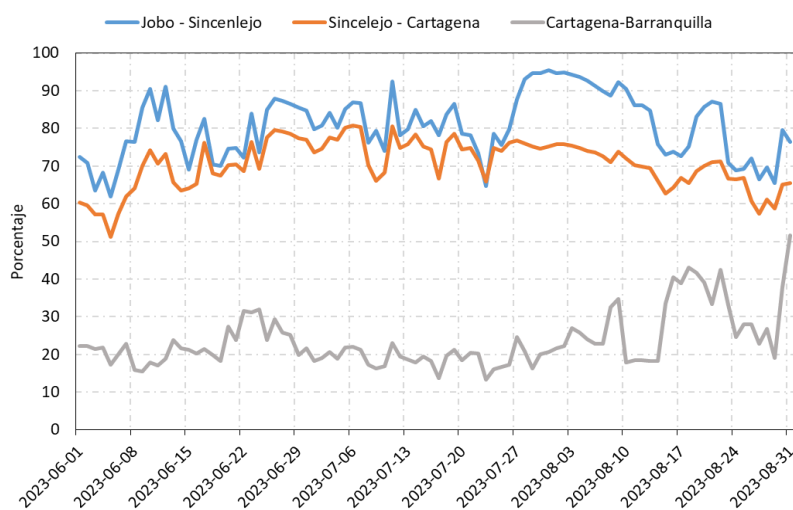


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

### 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 agosto 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:

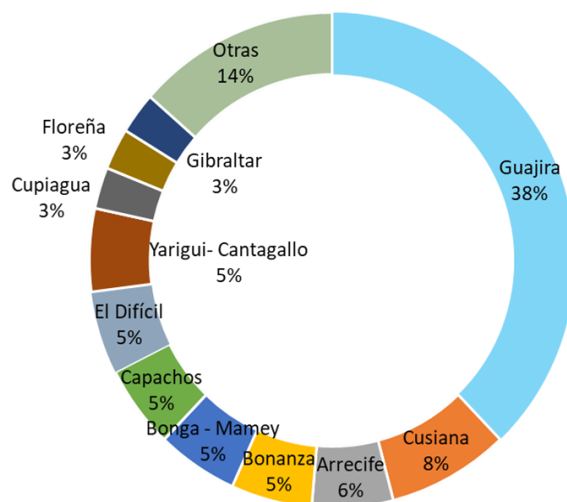
Durante el periodo comprendido entre junio y agosto de 2023 se efectuaron 54 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 71,7% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 28,3% a la de transporte. Se resalta durante este periodo el mantenimiento anual preventivo de la FSRU el cual se realizó entre el 10 y el 12 de agosto.

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 14 registros, de los cuales 2 fueron paradas de emergencia; seguidos por Cusiana con 3 registros.

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

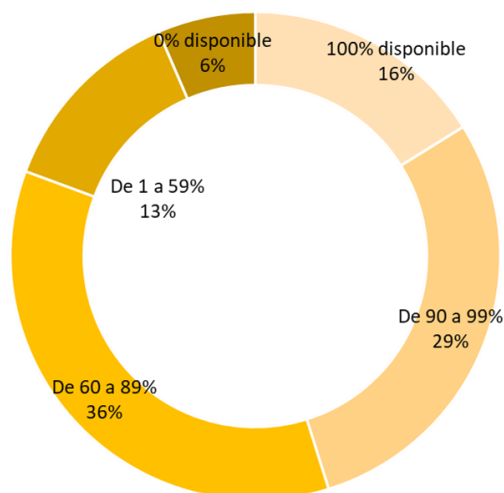


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 51,4% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.

Así mismo, en la Figura 1-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo 2 que restringieron la totalidad del suministro del campo asociado 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.

También se observa que la mayor proporción de mantenimientos realizados durante el trimestre restringieron la capacidad de producción del campo en valores menores o iguales al 40,0%.

- **Transporte:**

En cuanto a los mantenimientos programados de la infraestructura de transporte, se registraron 15 eventos de los cuales el 73,0% no representaron restricción en la infraestructura. Del total de eventos programados para en la infraestructura de transporte, 8 fueron programados para el Gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga, 4 para el gasoducto Ballena-Barrancabermeja y 3 para el gasoducto Gualanday-Neiva.

**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 10 eventos asociados a la operación y un evento ajeno a la operación normal de los activos.

Los eventos de fuerza mayor asociados a la operación se detallan a continuación:

- Buenos Aires - Ibagué (26 de junio de 2023): Impacto directo sobre el activo en el PK 13+620 (sector Picalaña), afectando la ciudad de Ibagué. El incidente fue ocasionado por terceros.
- Gasoducto Pradera-Jamundí-Popayán (29 de junio de 2023): Impacto a la tubería de 4" del gasoducto Pradera-Jamundí-Popayán, afectando las poblaciones de Popayán, Piendamó y Cajibío. El incidente fue ocasionado por una retroexcavadora de la Concesión Vial que trabaja en la zona.
- Guajira (30 de junio de 2023, 29 de julio de 2023, 30 de julio de 2023, 3 de agosto de 2023, 7 de agosto de 2023 y 20 de agosto de 2023): Salidas por diferentes eventos técnicos en los campos de producción de Guajira. Los incidentes no generaron restricción en la demanda esencial.
- Jobo (inicia 8 de agosto de 2023): Canacol Energy informó que debido a la situación presente en algunos pozos de su yacimiento (presencia de agua) y en la planta 3 de superficie, se generó una reducción en el suministro de gas de alrededor de 23,0 GBTUD. La empresa también informó que a partir del 31 de agosto la restricción se incrementó a 37,6 GBTUD. A la fecha de elaboración del presente informe el evento no se había superado.
- Bonga – Mamey (20 de agosto de 2023): Limitación técnica en los campos de producción de Bonga & Mamey por falla en el WHCP del pozo Mamey 3 sin afectación a la demanda esencial.

Sobre el tema de los incidentes ajenos a la operación de los campos, se puede señalar el siguiente evento que puso en riesgo la operación de Cusiana y Cupiagua:

- Ecopetrol informó que ante la imposibilidad de lograr el tránsito de los camiones cisterna por los cierres viales en la vía al Llano Se tomaron las siguientes acciones:

Cupiagua: Recirculación y reinyección de GLP en el campo Cupiagua, de tal manera no se afecte la producción de gas natural, manteniéndose en 225 MPCD.

Cusiana: Quema autorizada de gas en el campo Cusiana que ha permitido disponer de entre 225-230 MPCD de gas natural, lo que representa una restricción a la demanda de entre 20-15 MPCD.



## 2 Consumo de Gas Natural de las Plantas de Generación que Respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Nacional y Gas Natural Importado

Durante el presente año, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM ha señalado que el país se encuentra atravesando una temporada con alta probabilidad de ocurrencia de fenómeno de El Niño, como lo menciona su documento SEGUIMIENTO AL CICLO ENOS: El Niño – Oscilación del Sur (Boletín No. 182):

*“El Pacífico tropical está experimentando actualmente condiciones de El Niño como resultado de cambios rápidos y sustanciales en las condiciones oceánicas observados en los últimos meses. Las predicciones de los modelos y las evaluaciones de los expertos indican que existe un 90 % de probabilidad de que El Niño se presente durante la segunda mitad de 2023, con solo un 10% de probabilidad de que se debilite a un estado neutral. La probabilidad de desarrollo de La Niña es insignificante.”*

Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis presentado en el Capítulo 3 del Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Electricidad y Gas, Marzo a Mayo 2023, junto con otras consideraciones operativas y de mercado de los sectores eléctrico y gas natural, se hace necesario monitorear el comportamiento de los consumos reales de gas natural (cantidades, fuente y modalidad contractual) de las plantas de generación térmicas que respaldan sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad con gas natural (ver Tabla 2-1).

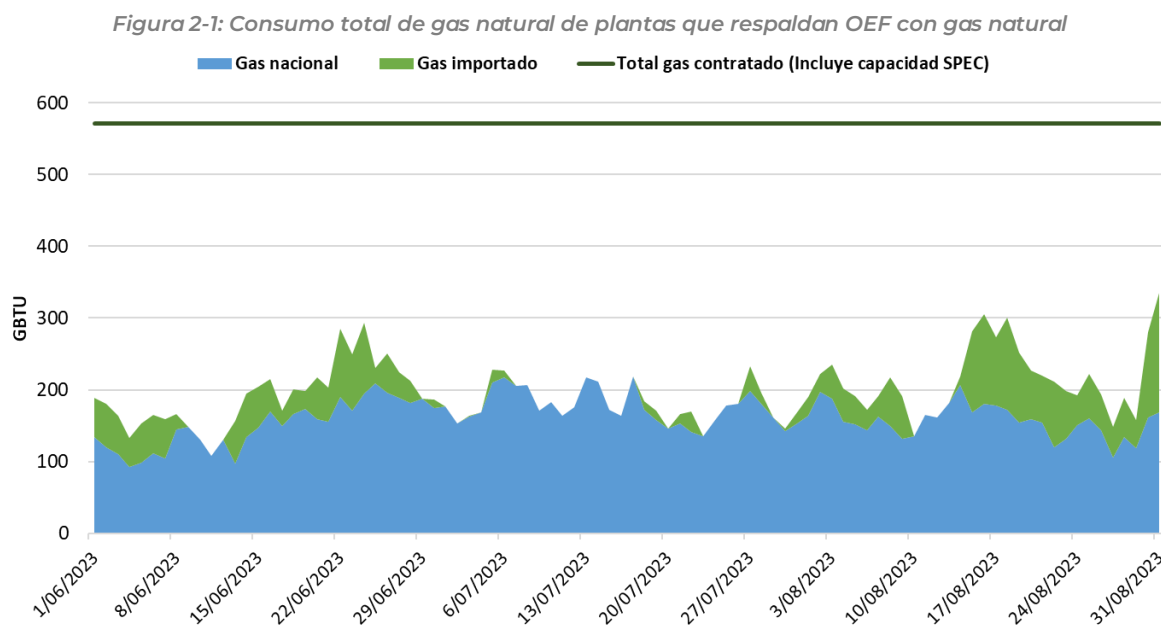
Tabla 2-1: Centrales de generación térmicas con OEF

Planta	Origen gas respaldo OEF
TEBSA	Importado
Termocandelaria	Importado
Termoflores	Importado
El Tesorito	Nacional
Merieléctrica	Nacional
Termoyopal	Nacional
Proelectrica	Nacional

Así mismo, es relevante contrastar estos consumos de gas con las cantidades de gas contratadas en contratos que garantizan firmeza, tanto para el caso del gas natural nacional, cómo para la capacidad de almacenamiento y regasificación contratada por las plantas que tienen acceso a la infraestructura de importación de SPEC.

## 2.1 Consumo total de gas natural de las plantas que respaldan sus OEF con gas natural

La Figura 2-1 muestra que para el trimestre correspondiente a los meses junio, julio y agosto de 2023 el promedio de gas natural utilizado por las 7 plantas fue de 195,2 GBTUD de los cuales 160,4 GBTUD corresponden a gas natural producido localmente y 34,8 GBTUD corresponden a gas natural importado a través de la infraestructura de importación SPEC, instalada en Cartagena.



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

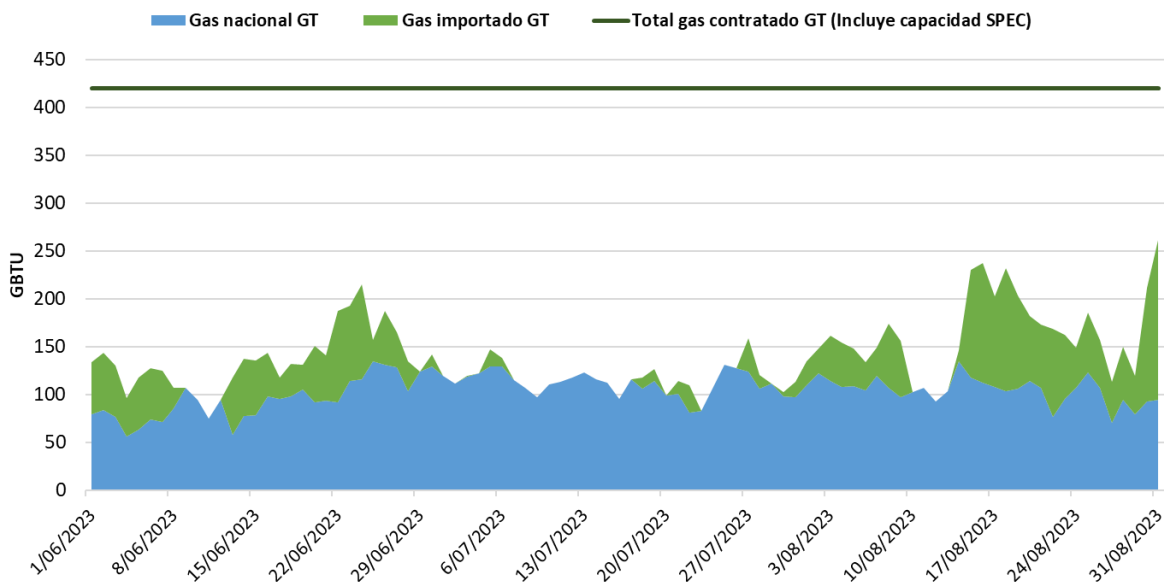
Las cantidades totales de gas natural contratadas mediante contratos que garantizan firmeza (incluyendo la capacidad de la Infraestructura de importación SPEC) fue de 571,2 GBTUD durante el periodo de tiempo de este análisis. Cuando se compara esta cantidad con el consumo promedio de 195,2 GBTUD, se observa que las cantidades consumidas corresponden a cerca del 34,0% de las cantidades contratadas.

### 2.1.1 Consumo de gas natural de las plantas del Grupo Térmico

A continuación, se presenta el análisis de los consumos de gas natural de las plantas TEBSA, Termocandelaria y Termoflores, que conforman el Grupo Térmico y respaldan sus OEF con gas natural importado.

En la Figura 2-2 se ilustra el consumo agregado de gas natural de las plantas que hacen parte del Grupo Térmico, diferenciando entre el gas de origen nacional así como el gas importado. En total el gas natural utilizado por estas plantas fue en promedio 138,4 GBTUD, de los cuales, cerca del 75,0% (103,5 GBTUD) corresponde a gas producido localmente y el 25,0% (34,8 GBTUD) restante a gas natural importado.

Figura 2-2: Consumo agregado de gas natural de las plantas del Grupo Térmico (Nacional + Importado)

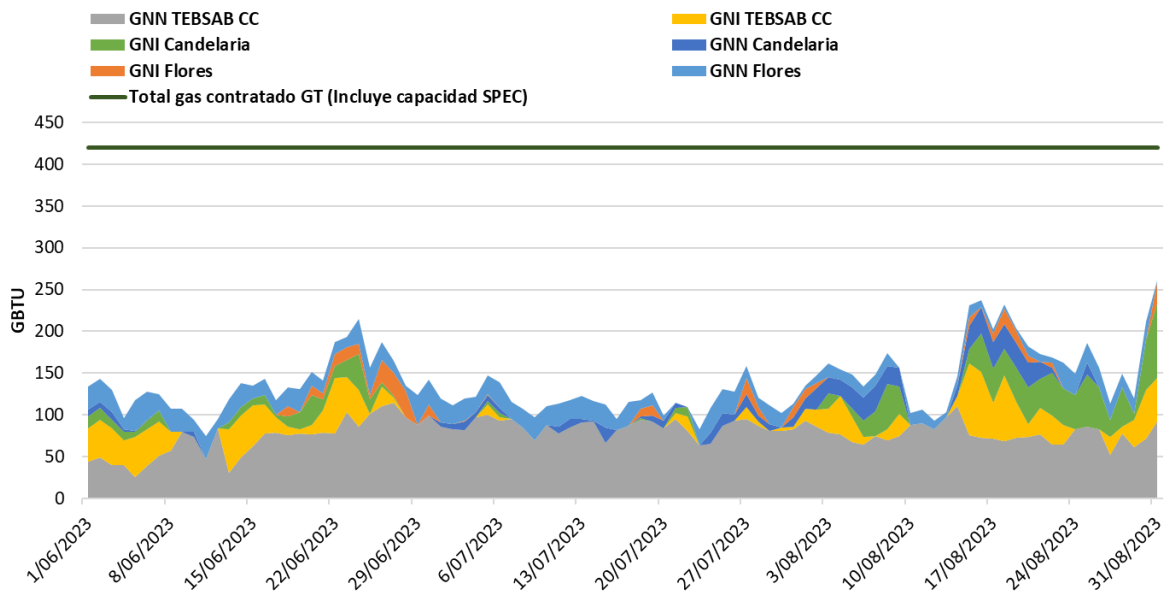


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Los consumos promedio de gas de 138,4 GBTUD durante el trimestre análisis, corresponden a aproximadamente el 34,0% de las cantidades de gas que las plantas del Grupo Térmico tienen en contratos que garantizan firmeza (incluyendo la capacidad de almacenamiento y regasificación en SPEC).

Así mismo, se presenta de manera detallada el consumo de cada planta de generación del Grupo Térmico, en la Figura 2-3 se observa su consumo tanto de gas natural producido localmente como de gas natural importado.

Figura 2-3: Consumo detallado de gas natural de las plantas del Grupo Térmico (Nacional + Importado)



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

De los datos se observa que, TEBSA presentó un consumo promedio durante el trimestre de 95,5 GBTUD, de los cuales 77,9 GBTUD (82,0%) corresponden a gas nacional y 17,6 GBTUD (12,0%) corresponden a gas importado.

Por su parte, Termocandelaria consumió en promedio 20,4 GBTUD. Este consumo fue conformado por 13,3 GBTUD de gas natural importado y 7,1 GBTUD de gas natural nacional.

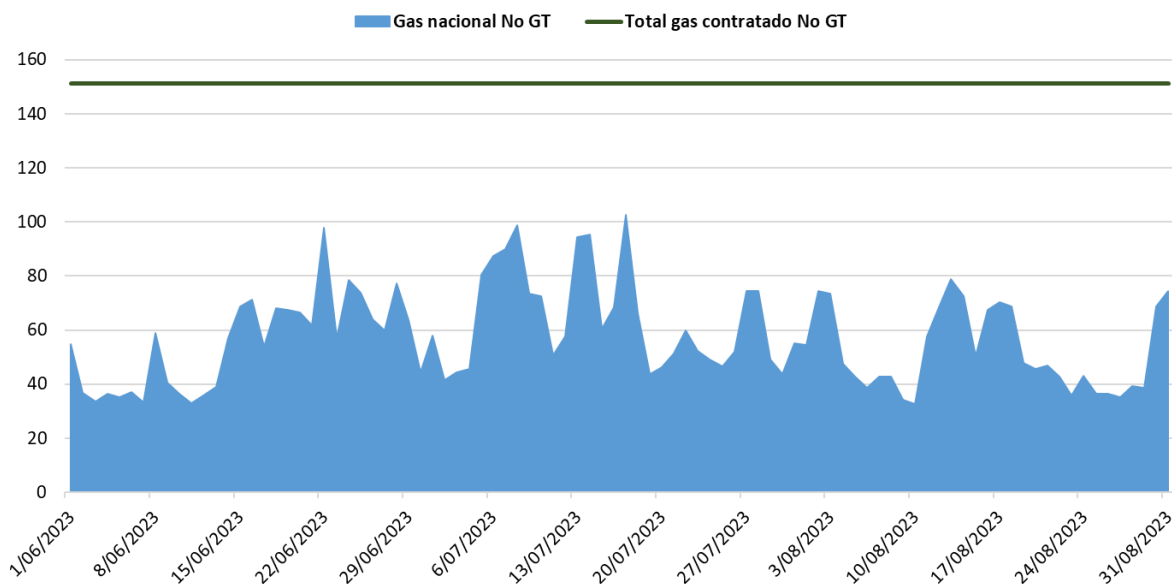
Finalmente, el consumo medio de Termoflores fue de 22,4 GBTUD, de los cuales 18,5 GBTUD (83,0%) fueron de gas natural nacional y el restante 3,9 GBTUD (17,0%) corresponde a gas natural importado.

## 2.1.2 Consumo de gas natural agregado de las plantas que no hacen parte del grupo térmico

Completando el ejercicio, se presenta el consumo de las plantas de generación que respaldan sus OEF con gas natural pero no hacen parte del Grupo Térmico. En este caso se encuentran Proeléctrica, El Tesorito, Merilectrica y Termoyopal.

En la Figura 2-4 se puede observar que estas 4 plantas tienen contratos que garantizan firmeza para respaldar sus OEF por un total de 151,2 GBTUD. Durante el trimestre del análisis tuvieron un consumo agregado en promedio de 56,9 GBTUD, lo cual representa el 37,6% de sus cantidades de gas contratadas.

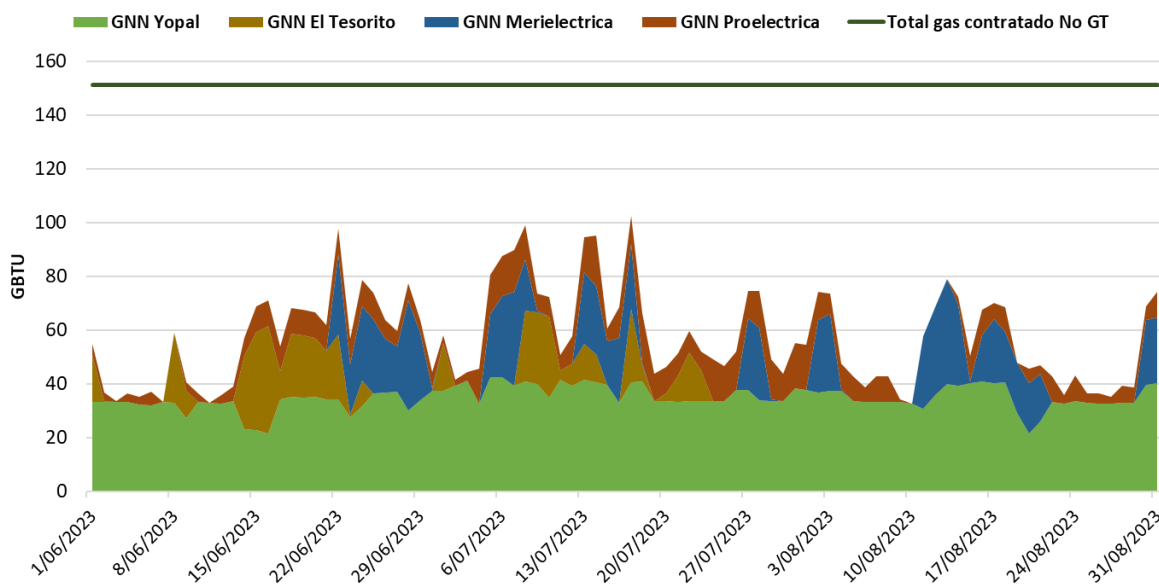
Figura 2-4: Consumo agregado de gas natural de las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico



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

Al revisar el consumo detallado por planta (ver Figura 2-5) se encuentra que, de los 56,9 GBTUD de gas natural que en promedio consumieron las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico, Termoyopal tuvo la mayor participación con el 61,0% (34,8 GBTUD) del gas consumido, seguido por Merieléctrica que consumió en promedio 9,1 GBTUD (16%).

Figura 2-5: Consumo detallado de gas natural de las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico



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

Así mismo, se observa que el consumo de gas natural de Proeléctrica durante el trimestre del análisis fue de 7,5 GBTUD (13,0%), mientras que El Tesorito consumió gas natural para generación en el orden de 5,6 GBTUD, equivalente al 10,0% de las cantidades totales de este grupo de plantas.

## 2.2 Conclusiones

- Siete plantas conectadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y despachadas centralmente respaldan sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad con gas natural como combustible. Cuatro de ellas respaldan sus OEF con gas natural nacional y las otras tres con gas natural importado. El consumo agregado en promedio de estas plantas fue de 195,2 GBTUD, equivalente al 34,0% de sus cantidades contratadas.
- El consumo de gas natural nacional durante el periodo de análisis fue en promedio 160,4 GBTUD. De esta cantidad las plantas del Grupo Térmico consumieron 103,5 GBTUD y las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico consumieron los 56,9 GBTUD restantes.
- De las plantas que no hacen parte del Grupo Térmico, Termoyopal fue el mayor consumidor de gas natural nacional con valor medio de 34,8 GBTUD, seguido por Merieléctrica con 9,1 GBTUD, Proeléctrica con 7,5 GBTUD y finalmente la planta El Tesorito con 5,6 GBTUD.
- El consumo de gas natural importado fue en promedio 34,8 GBTUD, siendo TEBSA la planta con mayor consumo (17,6 GBTUD en promedio), seguida por Termocandelaria con un promedio de 13,3 GBTUD y por último Termoflores con 3,9 GBTUD en promedio.
- Se evidenció durante el trimestre de análisis que, en conjunto, las cantidades de gas consumidas por estas plantas, estuvieron por debajo de las cantidades de gas contratadas por las mismas para respaldar OEF.

- Finalmente se resalta que, las cantidades de gas contratadas en contratos que garantizan firmeza incluyendo las capacidades de almacenamiento y regasificación de la infraestructura de importación son en total 571,2 GBTUD.

### 3 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.

#### 3.1 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.

##### 3.1.1 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).

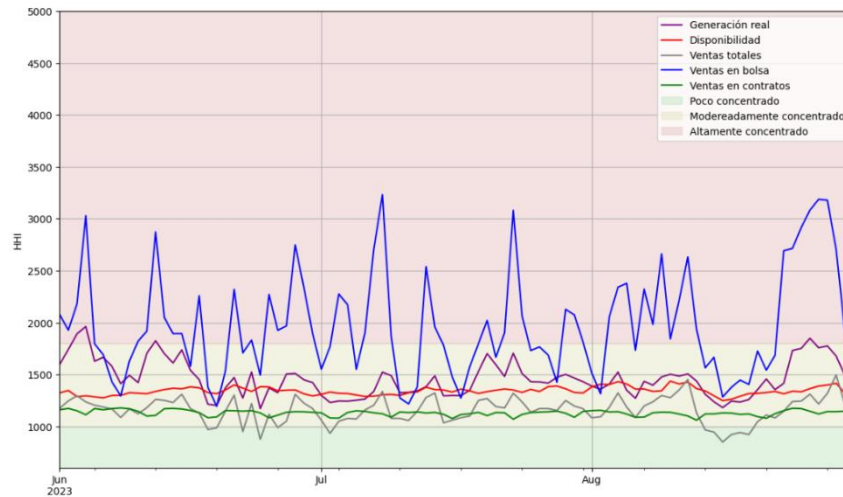
##### Concentración y participación de mercado – Herfindahl-Hirschman Index (HHI):

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 3-1 presenta la evolución de la concentración del mercado eléctrico, calculada mediante el HHI.

---

<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)

Figura 3-1 Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman.



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

Durante el periodo junio y agosto de 2023, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica, muestra un nivel medio de concentración<sup>8</sup>, con un valor promedio de 1.341,7. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.437,5 y el valor mínimo de 1.249,5.

Por otro lado, considerando la información de generación real en el sistema, el indicador HHI fluctúa entre las clasificaciones de mercado moderadamente concentrado y altamente concentrado en pocas oportunidades, con una media en el indicador de 1.460,3, valor que lo ubica en la clasificación de moderadamente 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 escases, este recurso es reemplazado por generación térmica (principalmente a carbón), diversificando la generación en más agentes como ocurre en la mayoría del periodo, contrario a lo que ocurre cuando la condición es de aportes hidrológicos favorables en el sistema como es el caso de las primeras semanas de junio y la penúltima semana de agosto.

Finalmente, considerando los ingresos de los agentes generadores en el sistema por concepto de energía vendida en contratos o energía vendida en la bolsa, se observa una clasificación de moderadamente concentrado, con una media del indicador de 1.155,7, con una alta volatilidad que reduce su categoría por momentos a una clasificación de poco concentrado.

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

<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)



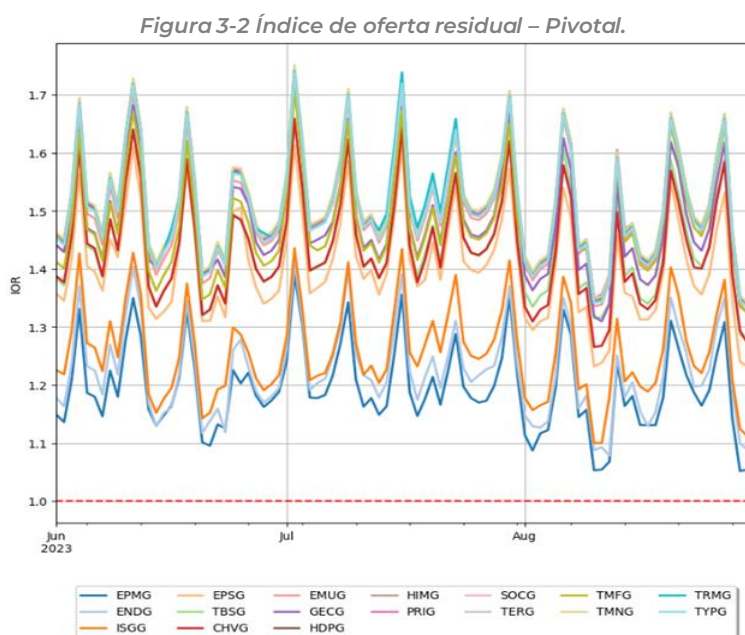
el cual fluctuó en el periodo de análisis entre 1.060,6 y 1.178,1 (muy cercano a la frontera de la clasificación de poco concentrado), y por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa se observa una alta concentración y volatilidad del indicador, causada principalmente porque en momentos puntuales un solo agente puede llegar a concretar hasta el 70,0% de la energía vendida por medio del mecanismo de la bolsa de energía que se reducen fuertemente cuando se ingresa al sistema por mérito cada vez más energía térmica.

### 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):

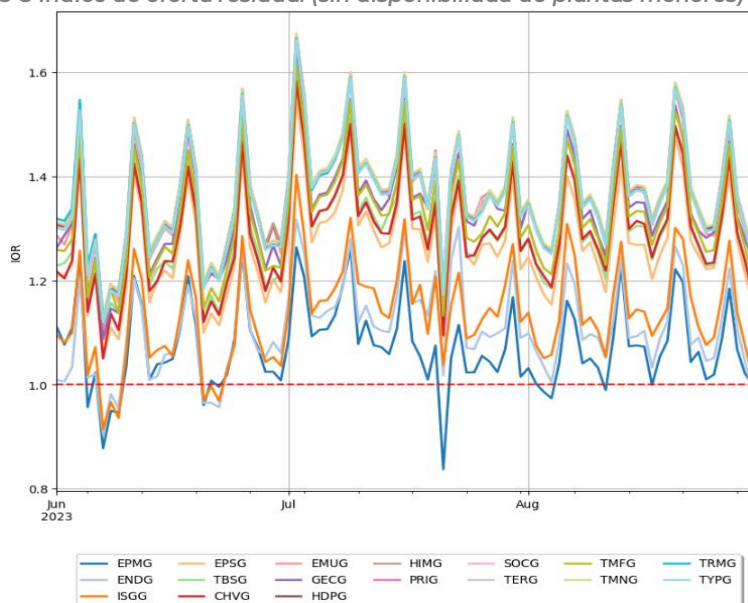
El Índice de Oferta Residual presenta la dependencia del sistema de un agente específico. Si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende del agente para cubrir la demanda, y en teoría, el agente podría fijar el precio de energía del sistema de manera unilateral. La Figura 3-2 muestra el indicador mínimo diario para cada agente.



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

En la Figura 3-2 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 junio ENEL, EPM e ISAGEN superaron el umbral de pivotalidad en 6 días, para el mes de Julio se superó el umbral en una ocasión con EPM, finalmente el mes de agosto se superó el umbral en dos oportunidades para ENEL y 5 días en el caso de EPM como se encuentra en Figura 3-3.

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

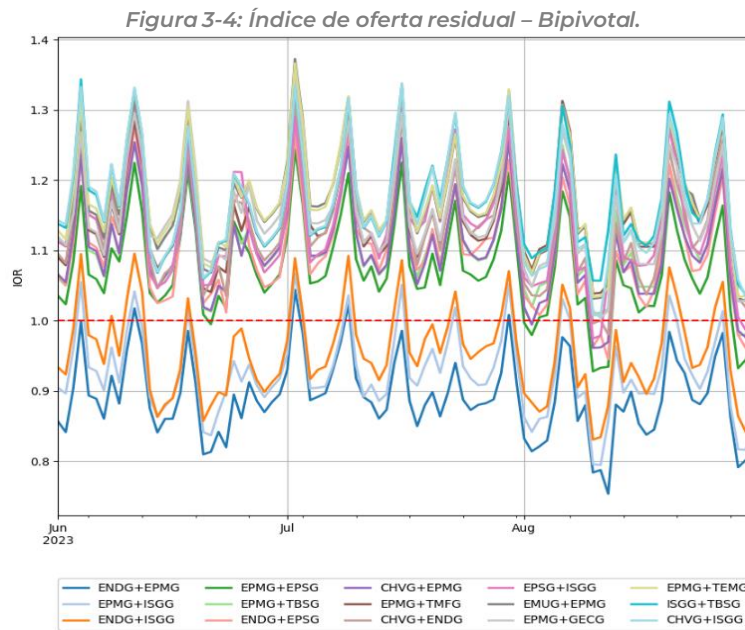


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

- 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 3-4, 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.

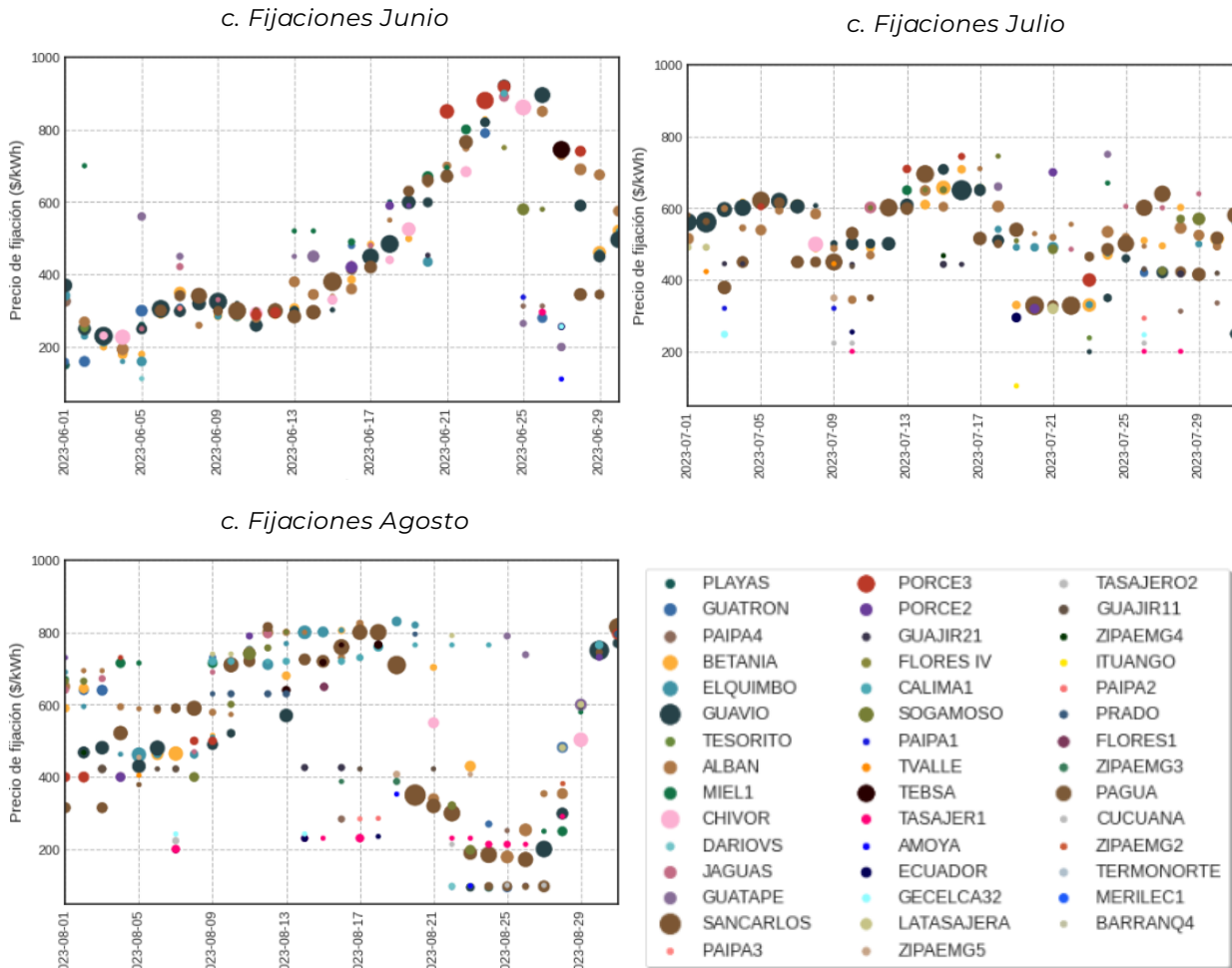


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

Sin embargo, en el mes de agosto una mayor cantidad de duplas se han hecho más relevantes para la atención de la demanda lo cual puede ser explicado entre otras muchas razones por el aumento paulatino de la demanda y la falta de crecimiento a la misma escala del parque de generación.

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

Figura 3-5: Fijación precios de bolsa por planta.



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

Durante el trimestre, 41 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante junio, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 461,4 \$/kWh (ver Figura 3-5). Así mismo, para el mes de julio, la fijación del precio de bolsa promedio fue 519,9 \$/kWh y para agosto de 528,2 \$/kWh.

Las plantas con el mayor número de fijaciones fueron San Carlos, Guavio, Albán, Betania y El Quimbo, siendo responsables del 70,2%.

En junio se observó en nueve oportunidades que el precio de bolsa horario fue superior al promedio día, en un factor de 1,4 veces. Para el mes de julio se observó en ocho oportunidades, y en agosto en 36 oportunidades.

Durante el trimestre, 13 agentes fijaron el precio de bolsa, de los cuales cinco fijaron más del 91,1%. Estos agentes fueron ENEL, Isagen, Celsia y EPM como se presenta en la Tabla 3-1.

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

AGENTE	Jun./23	Jul./23	Ago./23
ENEL	39,8%	39,8%	29,28%
ISAGEN	23,9%	38,2%	37,11%
CELSIA	10,2%	10,8%	12,82%
EPM	14,8%	5,9%	10,80%
CHIVOR	7,1%	1,3%	1,89%
GECELCA	0,3%	2,2%	2,02%
TEBSA	2,1%	0,0%	1,21%
TASAJERO1	0,3%	0,4%	2,29%
SOCHAGOTA	0,9%	0,3%	0,54%
T.VALLE	0,1%	0,3%	0,94%
GENSA	0,3%	0,4%	0,27%
TASAJERO2	0,0%	0,4%	0,40%
PRIME T.FLORES	0,1%	0,0%	0,40%

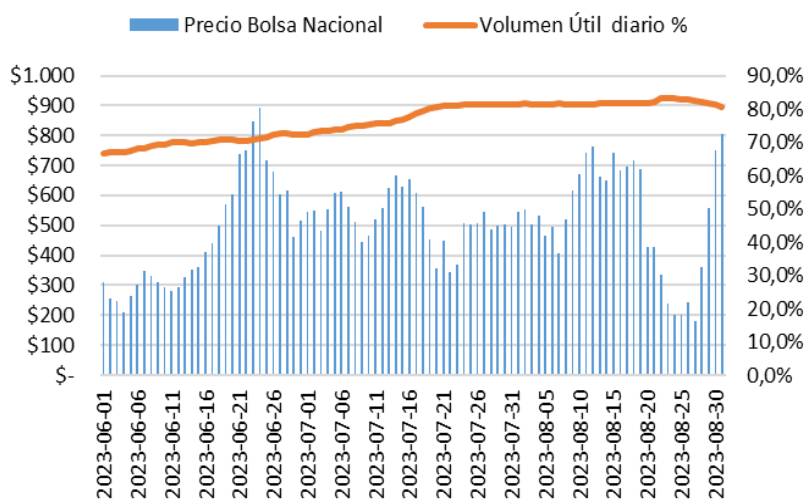
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

### 3.1.3 Precios representativos del mercado

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

Para el trimestre de análisis, el volumen útil inició 66,5%, con promedios mensuales de junio a agosto de 69,9%, 77,7% y 76,0% (ver Figura 3-6.)

Figura 3-6 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

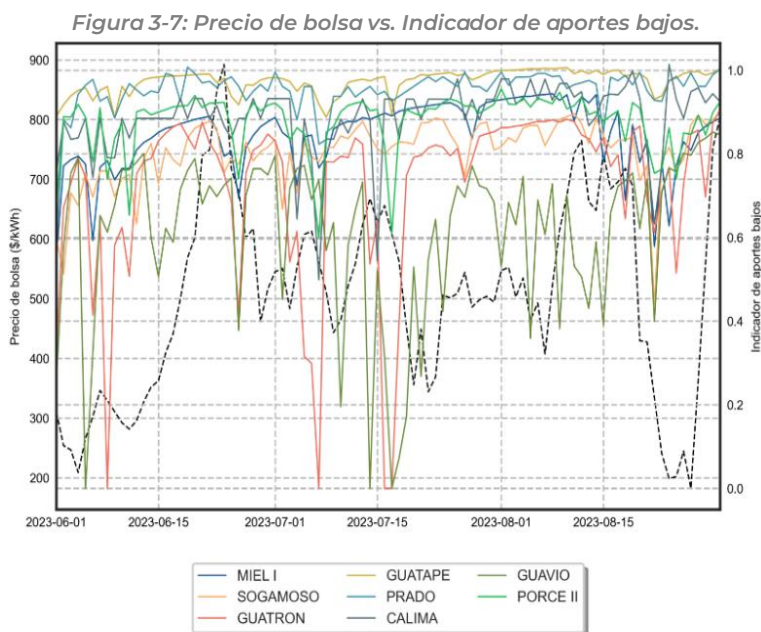
Por otra parte, el precio de bolsa en el trimestre osciló entre 182,2 \$/kWh (precio más bajo: 27 de agosto) y 892,5 \$/kWh el día 24 de junio de 2023.

En la fluctuación del precio de bolsa mensual se observa que en el mes de junio estuvo entre 281,6 \$/kWh – 892,5 \$/kWh, julio 344,1 \$/kWh – 667,9 \$/kWh y agosto 201,8 \$/kWh – 765,2 \$/kWh.

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

La Figura 3-7 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 observan varias plantas como Guatapé, Prado, Miel I, Porce II, Sogamoso y Guatrón con un indicador significativamente alto. En contraparte, se encuentran las plantas Guavio Chivor y El Quimbo.

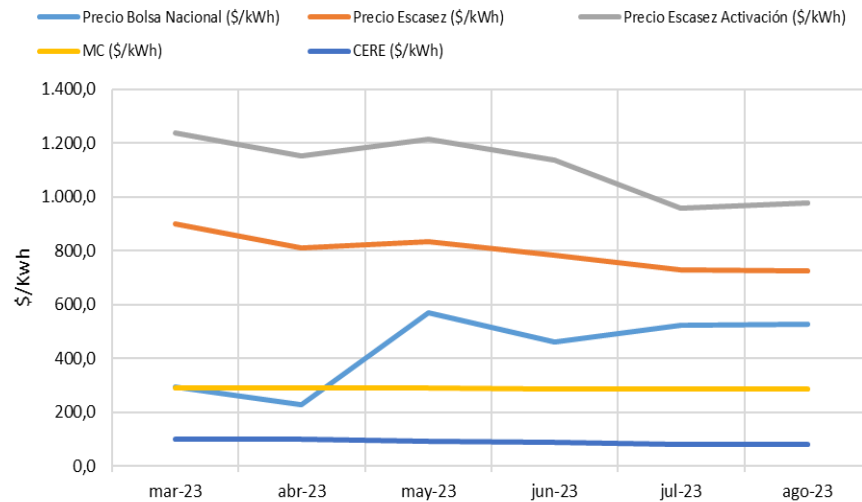


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

### Precios de referencia:

De acuerdo a la información reportada en el sistema de información Sinergox de XM, para el trimestre objeto de análisis, el precio de bolsa promedio mensual osciló entre 400,0 \$/kWh y \$600,0 \$/kWh tal y como se presenta en la Figura 3-8.

Figura 3-8 Precios representativos del mercado.



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

Analizada la variación entre el trimestre junio a agosto de 2023, con relación al trimestre anterior marzo a mayo de 2023, se observa que en el Precio Promedio de Ponderado de Contratos (MC) existe una disminución aproximada de 1,0% al pasar de 289,9 \$/kWh a 286,7 \$/kWh. Así mismo, el Costo Equivalente Real de Energía (CERE) promedio se redujo en 13,0% (12,8 \$/kWh), ubicándose en el trimestre actual en 84,2 \$/kWh.

Con relación al Precio de Escasez (PE) promedio, se observa una disminución del 12,1% (102,4 \$/kWh), pasando de 847,3 \$/kWh en el trimestre mar. 23 – may. 23 a 744,9 \$/kWh en el trimestre del análisis. De igual manera, se registró una disminución de 14,7% (176,7 \$/kWh) en el Precio de Escasez de Activación (PEA) del trimestre junio a agosto fue de 1.023,8 \$/kWh con respecto al trimestre marzo a mayo 1.201,2\$/kWh.

En la Tabla 3-2 se presenta una comparación de los precios referencia del mercado, donde se muestra que el Precio de Bolsa Nacional respecto al CERE fue de 423,3% en el mes de junio, 535,2% durante julio y 541,9% en el mes de agosto. Así mismo, la comparación del el Precio de Bolsa Nacional contra el MC fue en el mes de junio de 61,1%, en julio 82,6% y agosto 83,5% es decir, el precio de bolsa fue superior durante el periodo.

Tabla 3-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.

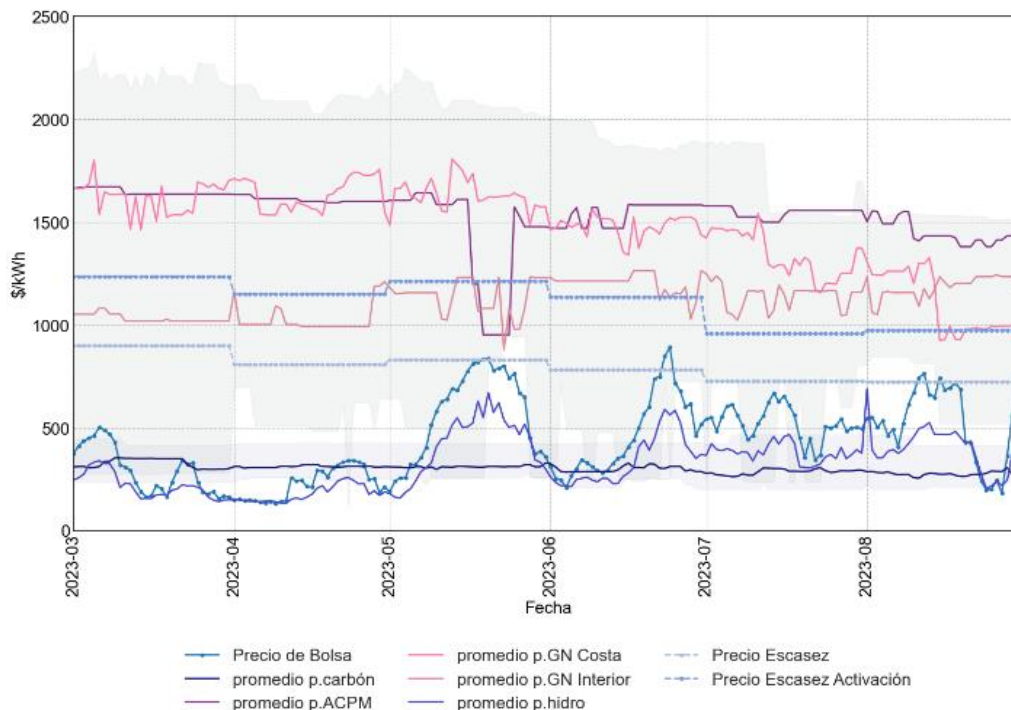
Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE	% PB mayor al CERE	% PB vs MC	% MC vs CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)			
mar-23	293,5	899,7	1.236,9	291,5	98,4	198,2%	0,7%	196,1%
abr-23	226,9	810,4	1.150,9	288,9	101,9	122,6%	-21,5%	183,4%
may-23	569,7	831,8	1.214,3	289,4	90,9	526,9%	96,9%	218,5%
jun-23	461,0	781,7	1.137,3	286,1	88,1	423,3%	61,1%	224,7%
jul-23	521,5	727,7	958,8	285,6	82,1	535,2%	82,6%	247,9%
ago-23	528,9	725,2	975,9	288,3	82,4	541,9%	83,5%	249,9%

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

### Precios de oferta promedio por energético:

La Figura 3-9 presenta los precios promedio ponderado de las ofertas realizadas por los agentes generadores en el Mercado de Energía Mayorista durante los últimos 6 meses, agrupados por recurso energético. Para las plantas térmicas, se tomó la oferta de la configuración más costosa y la disponibilidad declarada asociada a dicha oferta. En caso de tener mismo valor de oferta, se considera la configuración con mayor cantidad de energía ofrecida.

Figura 3-9: Precio de oferta promedio por recurso energético.



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



Los precios de oferta de las plantas hidro registraron valores más altos durante el trimestre de análisis respecto a los del trimestre inmediatamente anterior. En el trimestre junio agosto, el precio promedio ofertado fue de 374,5 \$/kWh mientras que, en el trimestre anterior, fue de 272,1 \$/kWh.

Para las plantas a carbón se ha presentado una ligera disminución, producto de la disminución de los precios de referencia del energético. Para el trimestre anterior, el precio promedio fue de alrededor de 316,0 \$/kWh, y para este trimestre el promedio ponderado fue de 287,6 \$/kWh.

Respecto a las plantas a gas natural de la Costa, se ha presentado una disminución progresiva durante el trimestre, pasando de un promedio de 1.630,1 \$/kWh en el trimestre anterior, a cerca de 1.305,0 \$/kWh en el trimestre actual. Por su parte, el gas natural del Interior tuvo incremento en su promedio ponderado comparado contra el trimestre anterior, pasando de 1.063,0 \$/kWh a 1.178,9 \$/kWh.

Finalmente, en cuanto a combustibles líquidos para generación, sus precios promedio ofertados han estado relativamente estables, pasando de 1.561,3 \$/kWh en el trimestre anterior, a 1.525,2 \$/kWh en promedio para el trimestre junio-agosto.

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

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

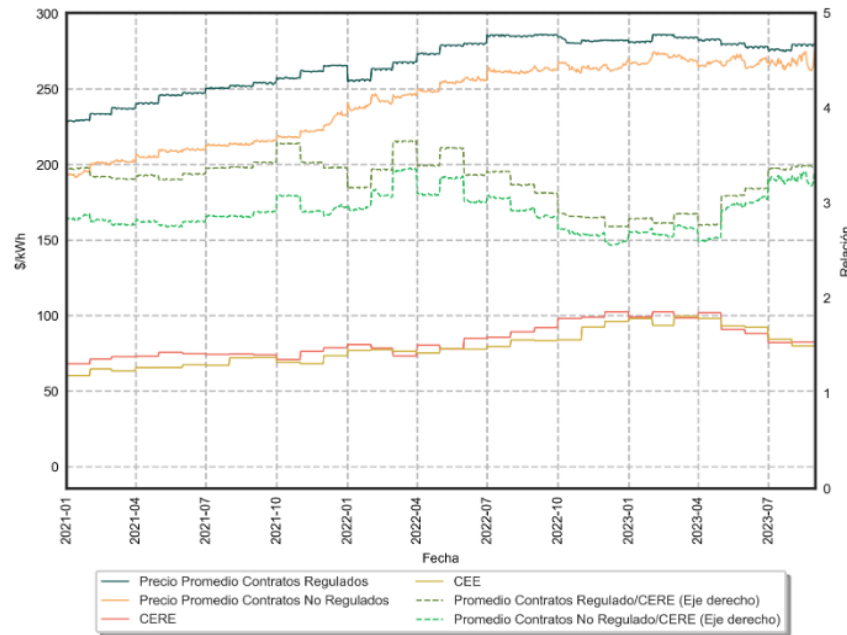
Mes	Hidro	Carbón	Costa-GN	Interior-GN	Líquidos
Mar. 23	218,6	325,4	1618,8	1032,0	1647,7
Abr. 23	179,5	311,8	1637,2	1025,3	1610,5
May. 23	418,2	310,9	1634,5	1134,1	1425,7
Jun. 23	339,4	298,8	1476,8	1204,1	1563,1
Jul. 23	380,1	286,7	1340,2	1144,2	1552,3
Ago. 23	404,2	276,3	1097,3	1188,6	1460,2

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

### Precios promedio de contratos vs CERE:

La Figura 3-10 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 3-10: Precio promedio de contratos vs. CERE.



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

En la gráfica se observa que, para el trimestre jun. 23 – ago. 23 la diferencia entre el precio promedio de contratos Regulados y No Regulados ha disminuido. Mientras que dicha diferencia fue de 14,8 \$/kWh en el trimestre anterior en promedio y para este trimestre la diferencia fue de 10,2 \$/kWh. Así mismo, el precio promedio de los contratos Regulados, se ubicó en promedio, entre 275,0 \$/kWh y 279,0 \$/kWh, y el precio de contratos No Regulados estuvo en promedio entre 266,0 y 269,0 \$/kWh.

En cuanto a la relación entre el precio promedio de contratos y el CERE, aumentó en el trimestre, pasando de 3,0 en junio a 3,2 en agosto, debido principalmente a la disminución del CERE. La Tabla 3-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

Tabla 3-4: 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
Mar. 23	282,2	264,4	282,2	102,5	96,2	2,7	2,7	2,6
Abr. 23	281,1	267,5	281,1	99,1	98,0	2,8	2,8	2,7
May. 23	285,9	272,8	285,9	102,5	93,5	2,8	2,8	2,7
Jun. 23	277,7	266,6	277,7	88,1	92,2	3,1	3,1	3,0
Jul. 23	275,8	266,5	275,8	82,1	84,4	3,4	3,4	3,2
Ago. 23	279,2	268,9	279,2	82,4	79,9	3,4	3,4	3,3

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

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

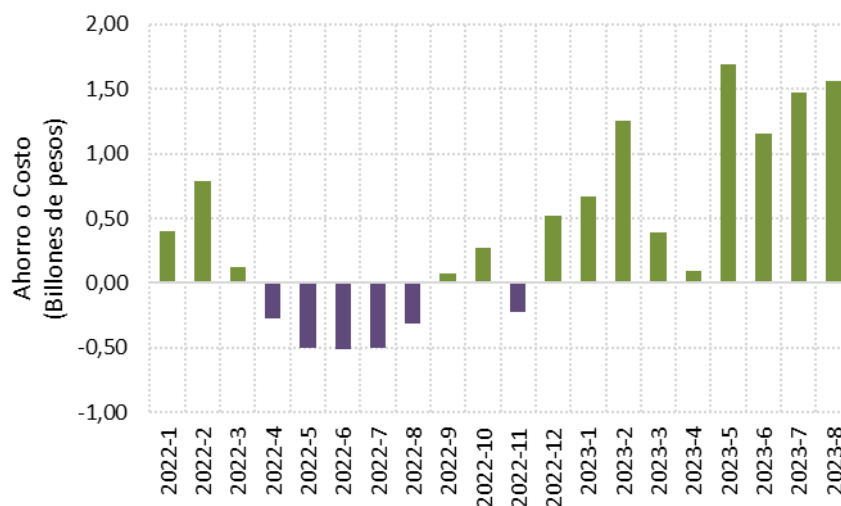
Para visualizar el desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado, se ha estimado el ahorro o gasto del sistema en términos monetarios, asumiendo que la energía contratada en el Mercado Regulado hubiera sido comprada a precio de bolsa, tomando como fuente la demanda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

La Figura 3-11 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).

Analizado el comportamiento durante el trimestre junio a agosto de 2023, el mercado de contratos permitió un ahorro de cerca de 4,19 billones de pesos en el Mercado Regulado, mientras que en el trimestre anterior el ahorro fue de 2,18 billones de pesos.

Por otra parte, al analizar el trimestre junio a agosto de 2023 frente al mismo trimestre del año 2022, observamos que en el trimestre 2023 se tiene un ahorro de 4,19 billones de pesos, contrario al trimestre 2022 en el cual se tuvo un costo de 1,33 billones de pesos.

Figura 3-11: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.

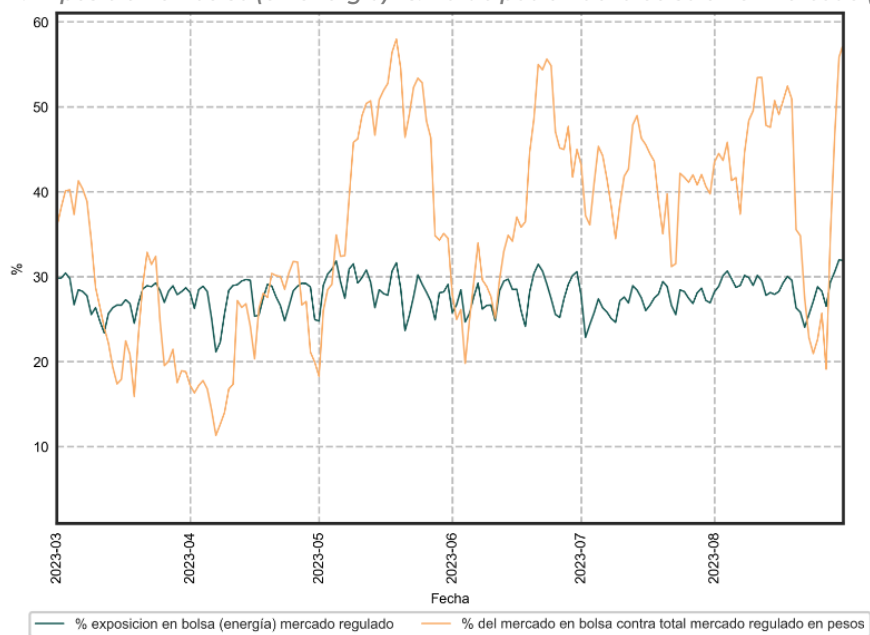


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Es importante mencionar que de enero a agosto de 2022 se visualiza un costo por el mecanismo de contratos de 0,78 billones de pesos, mientras que en el mismo periodo de 2023 se presenta ahorro por el mecanismo de contratos de 8,28 billones de pesos.

Adicionalmente, en la Figura 3-12 se presenta el porcentaje de exposición del mercado. Se observa que, durante el mes de junio el porcentaje de energía expuesta en bolsa fue 27,7%, en julio fue 26,9% y en agosto 28,7%.

Figura 3-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).



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

El porcentaje de dinero en bolsa frente al mercado regulado, aumentó comparando con el trimestre anterior. Para junio, el promedio del dinero correspondiente a la energía en bolsa fue 37,4%, para julio 40,9%, y para agosto 41,9%.

### 3.2 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.

### 3.2.1 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:

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

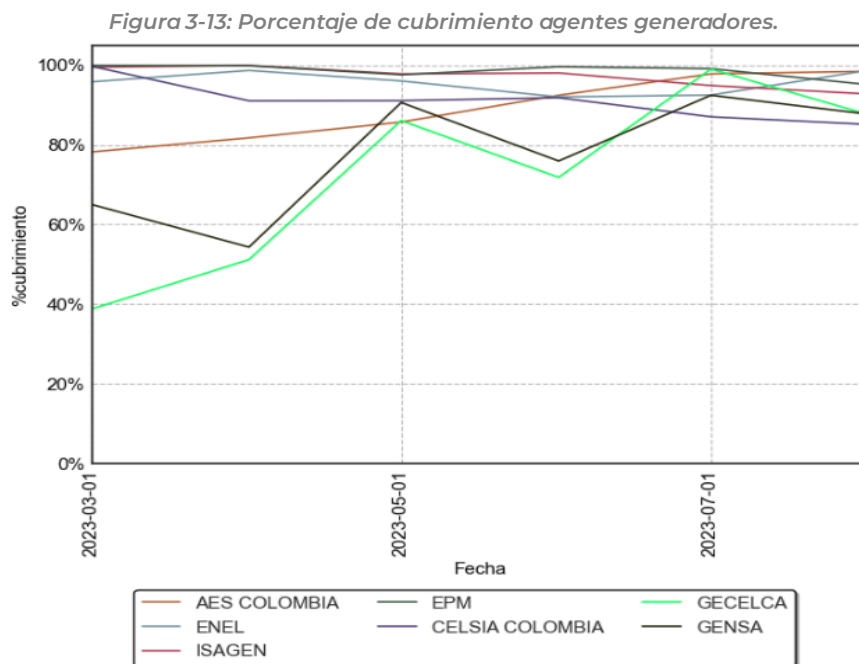
Donde:

*CC: Compras de energía en contratos*

*CB: Compras de energía en bolsa*

*GI: Generación ideal del agente.*

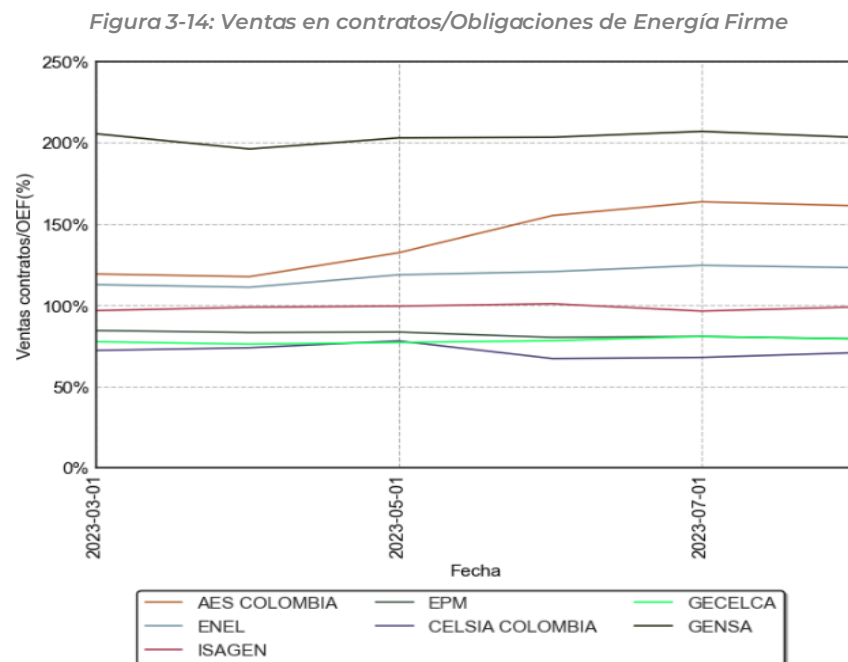
En la Figura 3-13, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos en los dos trimestres anteriores. Se observa que, los agentes generadores AES, Gecelca y Gensa aumentaron su cubrimiento durante el trimestre, comparado contra el trimestre anterior. Por su parte los agentes EPM, Celsia, e Isagén disminuyeron un poco el indicador durante el trimestre de análisis así; EPM terminó el trimestre con un cubrimiento de 95,0%, Celsia con 85,1% e Isagén 92,7%. El agente Enel aumentó el indicador pasando de 92,0% a 98,7% durante el trimestre.



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

### 3.2.2 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.



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

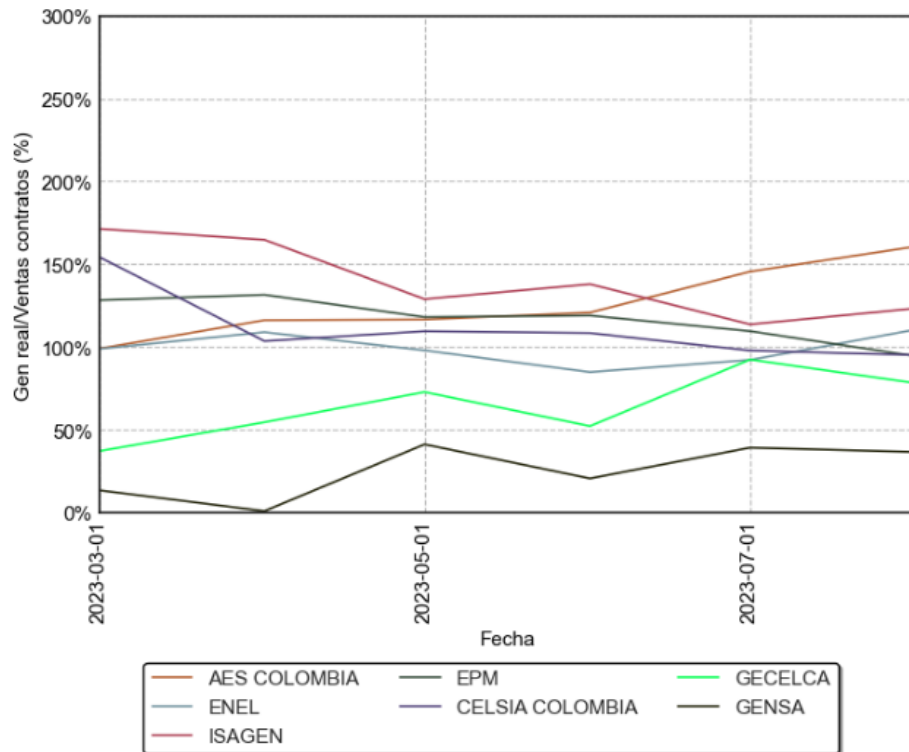
Durante el trimestre analizado junio a agosto de 2023, el indicador fue relativamente estable para los agentes generadores tal y como se observa en la Figura 3-14. Sin embargo, es preciso resaltar los agentes que registraron ventas en contratos inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme, así: Celsia con 68,6%, Gecelca 79,4%, EPM 80,1% e Isagen 98,7%. Por otro lado, se encuentran Gensa con un promedio de 204,4%, AES Colombia 159,9% y Enel con 122,7% como agentes con valores de indicador por encima de 100,0%.

### 3.2.3 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 que tuvieron generación real por encima de sus ventas en contratos fueron AES Colombia con un promedio trimestral de 142,4%, seguido de Isagen con 125,0%, EPM 107,7% y Celsia Colombia 100,5% (ver Figura 3-15).

Figura 3-15: Generación real / Ventas en contratos.



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

Así mismo, los agentes cuya generación real fue inferior a sus ventas en contratos, es decir 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 fueron: Enel 95,9%, Gecelca 74,4% y Gensa 32,2%.

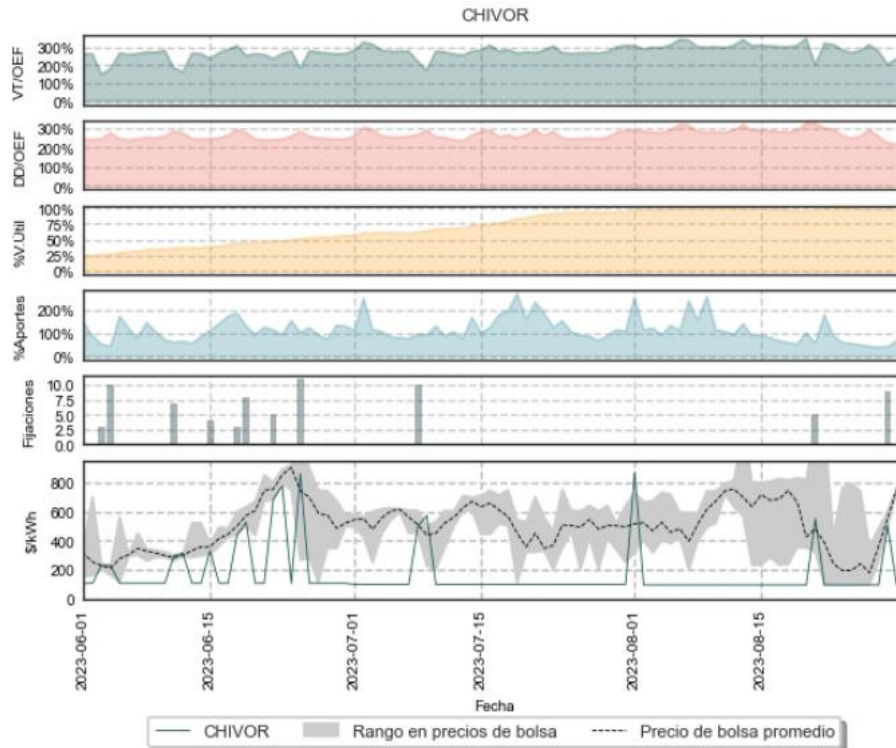
### 3.2.4 Comparación de variables por agente

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes AES Colombia, Celsia, Enel, EPM e Isagen.

#### AES Colombia:

Las ventas totales de energía de AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P. fueron 173,4% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 3-16).

Figura 3-16: 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 165,7% superior a sus Obligaciones de Energía Firme del trimestre.

El volumen útil del agente registro promedios de 40,4% en junio, 76,5% en julio y 97,6% durante agosto.

Durante el trimestre, los aportes hídricos que recibió el agente fueron en promedio 107,4% de su percentil 95, para junio, 126,3% durante julio, y 101,7% durante agosto.

En general, los precios ofertados por esta planta estuvieron por debajo de 200 \$/kWh, con aumentos en algunos periodos cortos. En la Tabla 3-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	165,1	97,2	175,2	92,7	870,0

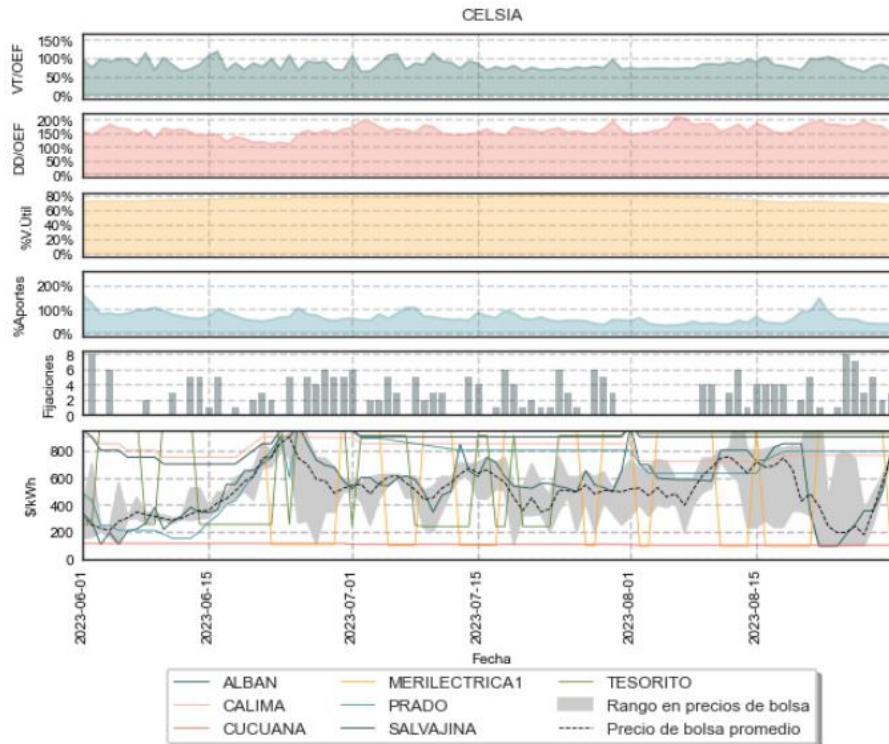
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



**Celsia:**

Para Celsia Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron 17,4% inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo. Por su parte, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada fue 61,0% superior en relación a las Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-17).

Figura 3-17: Comparación de variables: Celsia.



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

Durante el trimestre el volumen útil registró valores promedio de 74,6% para junio, 78,6% en julio y 73,1% en agosto. Respecto a los aportes se registraron valores promedio de 79,1% para junio, 64,2% para julio y 52,7% para el mes de agosto.

En cuanto a los precios de oferta se observó que, para Calima y Salvajina estuvieron usualmente por encima a los precios de bolsa diarios. Los estadísticos básicos de precios de oferta se presentan en la Tabla 3-6.

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

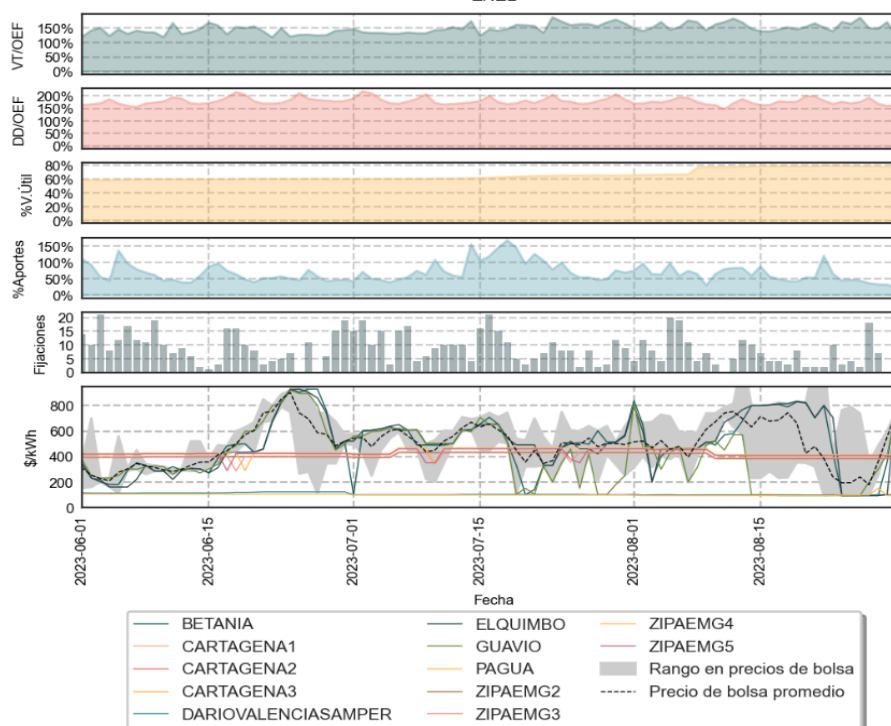
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	549,4	574,0	219,3	92,7	990,0
Calima	808,7	850,0	61,6	720,0	900,0
Cucuana	106,3	105,2	5,1	100,7	113,0
Merilectrica 1	697,6	958,8	457,6	91,6	1214,3
Prado	680,9	795,0	233,3	150,0	993,0
Salvajina	876,0	900,0	76,6	700,0	995,0
El Tesorito	744,3	926,4	336,3	238,4	1080,5

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 41,7% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-18), es decir, el agente adicional a los ingresos por OEFs, también tuvo ingresos por ventas en contratos tanto bilaterales como de respaldo, y ventas en bolsa.

Figura 3-18: 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, 78,8% 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 59,4% en junio 62,3% en julio y 75,3% en agosto. En cuanto a los aportes para el agente, se encuentra un promedio de 60,0% durante el mes de junio, 82,4% en julio y 60,0% en agosto.

Así mismo, se observó que el agente aumentó los precios de sus plantas hidráulicas cuando sus aportes por embalse fueron relativamente bajos. Este comportamiento se observa principalmente en la segunda mitad de junio y la tercera semana de agosto. La Tabla 3-7 presenta los estadísticos de precios para este agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	501,1	495,2	225,5	92,7	930,0
Cartagena 1	1.629,0	1.672,4	85,8	1.477,1	1.683,2
Cartagena 2	1.605,4	1.648,0	84,5	1.455,7	1.658,9
Cartagena 3	1.722,8	1.769,0	90,9	1.561,8	1.779,9
Dario Valencia Samper	105,7	100,3	8,4	97,7	122,3
El Quimbo	509,1	502,0	222,2	92,7	930,0
Guavio	405,4	420,5	229,8	92,7	920,0
Pagua	99,1	97,2	7,3	92,7	150,0
Zipa 2	404,8	397,3	19,5	382,3	429,7
Zipa 3	407,4	402,6	25,1	287,0	436,0
Zipa 4	436,1	429,1	28,7	290,0	467,7
Zipa 5	425,8	422,3	29,6	289,0	459,6

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

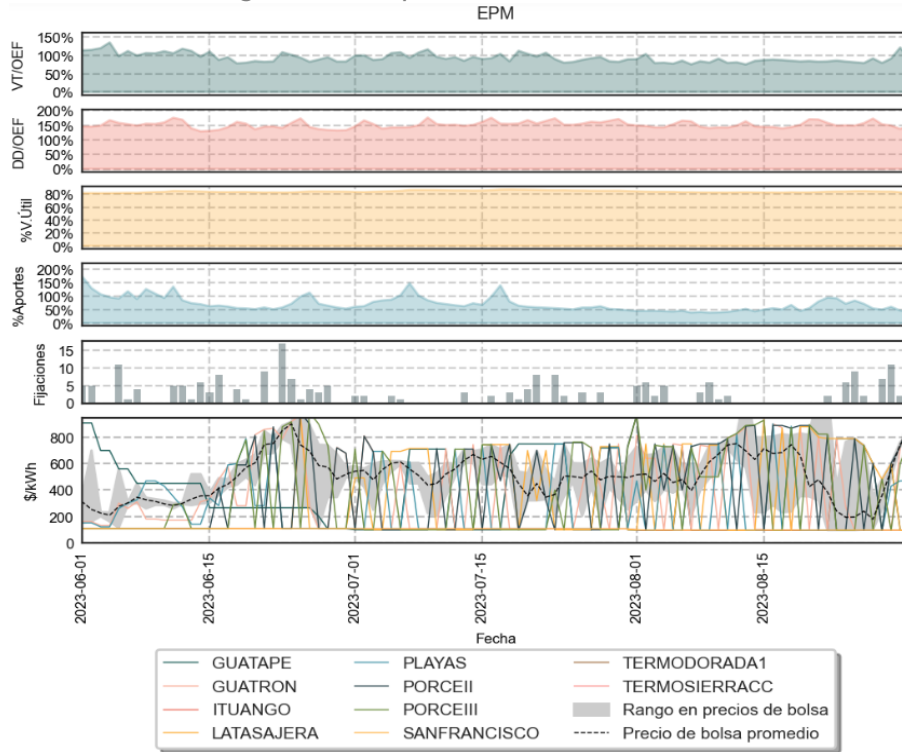
### EPM:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., fueron en promedio 6,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-19).

Por su parte, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio 52,3% mayor a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, EPM. tuvo un promedio de 83,4% durante el mes de junio, mientras que, para el mes de julio, el promedio fue de 85,9% y durante agosto 83,6%. Al revisar los aportes, los mismos disminuyeron durante el trimestre, pasando de valores de 83,7% para el mes de junio, 73,3% para julio a 54,4% para el mes de agosto en relación al percentil 95 histórico.

Figura 3-19: Comparación de variables: EPM.



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

Del análisis se encuentra que las plantas de baja regulación de este agente, tuvieron volatilidades relativamente altas en los precios de oferta, como en el caso de Playas, Porce II, Porce III, Guatrón y la Tasajera. En particular se observaron bajos aportes en estas plantas durante la segunda quincena de junio y la primera semana de agosto. La Tabla 3-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatapé	340,5	265,0	278,3	92,7	910,0
Guatrón	392,8	265,0	314,9	95,0	970,0
Ituango	102,0	104,7	5,0	95,0	106,3
La Tasajera	351,3	105,0	317,6	92,7	960,0
Playas	282,4	106,3	260,8	95,0	904,0
Porce II	428,7	360,0	337,1	92,7	990,0
Porce III	396,6	105,0	333,7	92,7	990,0
San Francisco	102,0	104,7	5,0	95,0	106,3
Termodorada 1	1.377,8	1.381,2	51,1	1.315,8	1.471,1
Termosierra CC	1.225,99	1.254,5	240,7	117,0	1.592,7

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

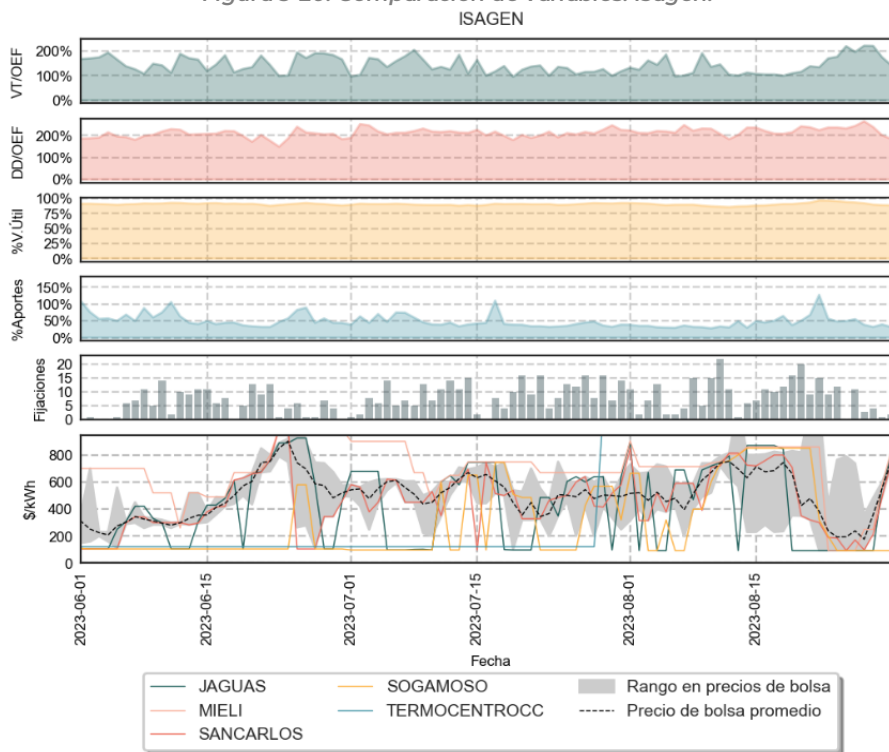
### Isagen:

Las ventas totales de energía de Isagen S.A. E.S.P. fueron en promedio 42,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-20), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

Así mismo, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio 111,9% superior a las Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En cuanto al volumen útil, el valor promedio para el mes de junio fue de 90,9%, para julio fue de 90,3% y para agosto de 90,4%. Asimismo, los aportes para Isagen, respecto a sus históricos, fueron en promedio 57,8% durante el mes de junio, 46,7% en julio, y 43,6% en el mes de agosto.

Figura 3-20: Comparación de variables: Isagen.



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

Durante el trimestre, las plantas Sogamoso y San Carlos tuvieron precios volátiles, principalmente en la primera quincena de junio y la segunda quincena de julio. Jaguas también tuvo precios volátiles, y registró aportes bajos en varios momentos, siendo durante la primera semana de agosto el periodo más deficitario. Miel I por su parte, tuvo su periodo de aportes bajos durante la segunda mitad de julio.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	434,84	464,75	300,17	92,73	926,00
Miel I	703,53	715,00	205,21	92,73	995,50
San Carlos	464,56	450,00	224,91	92,73	998,50
Sogamoso	293,13	105,01	277,72	92,73	850,50
Termocentro CC	488,37	121,42	481,90	121,42	1114,35

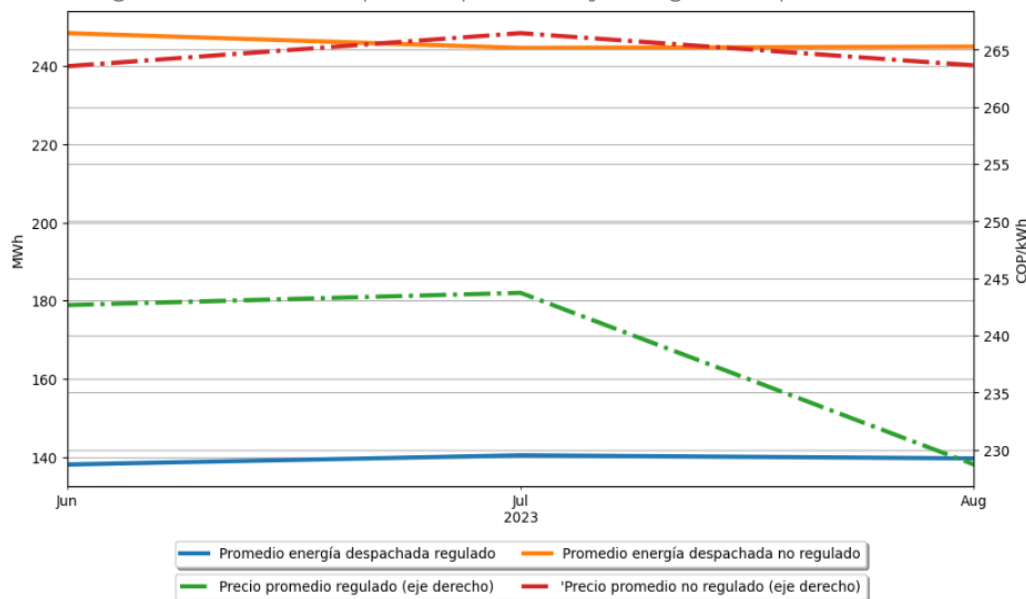
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

### 3.3 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 1.444 contratos, con una cantidad total de energía de 24,0 TWh. En la Figura 3-21 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 3-21: 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 incremento levemente de junio a agosto pasando de 138,0 MWh-mes a 140,4 MWh-mes, cerrando el trimestre con una energía despachada promedio de 139,6 MWh-mes. Así mismo, en el Mercado No Regulado la energía promedio se mantiene en valores relativamente constantes de 248,44 MWh-mes a 245,01 MWh-mes.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado se mantuvo estable entre junio y julio, pasando de 242,7 \$/kWh a 243,7 \$/kWh, cerrando el trimestre con un precio promedio de 228,72\$/kWh. Respecto al precio para

el Mercado No Regulado, se encuentra que su valor medio fluctuó levemente entre junio y julio de 263,6 \$/kWh a 266,5 \$/kWh, y un valor final medio de 263,6 \$/ kWh durante el mes de agosto.

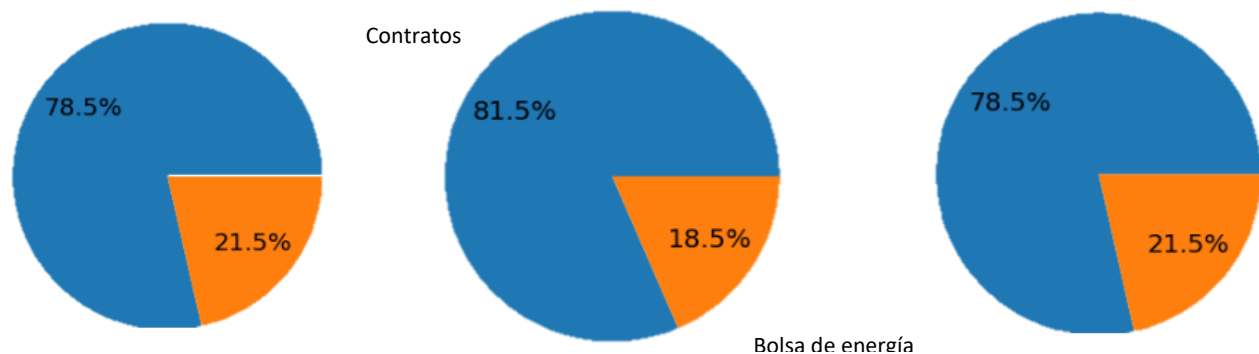
Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 63 contratos, de los cuales 19 corresponden al Mercado Regulado y 44 al Mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 99 contratos, de los cuales 26 corresponden al Mercado Regulado y 73 al Mercado No Regulado.

### 3.3.1 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 3-22 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de junio, julio y agosto. De manera general se observa que mantiene la proporción de la cobertura por medio de contratos para el mercado.

Figura 3-22: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

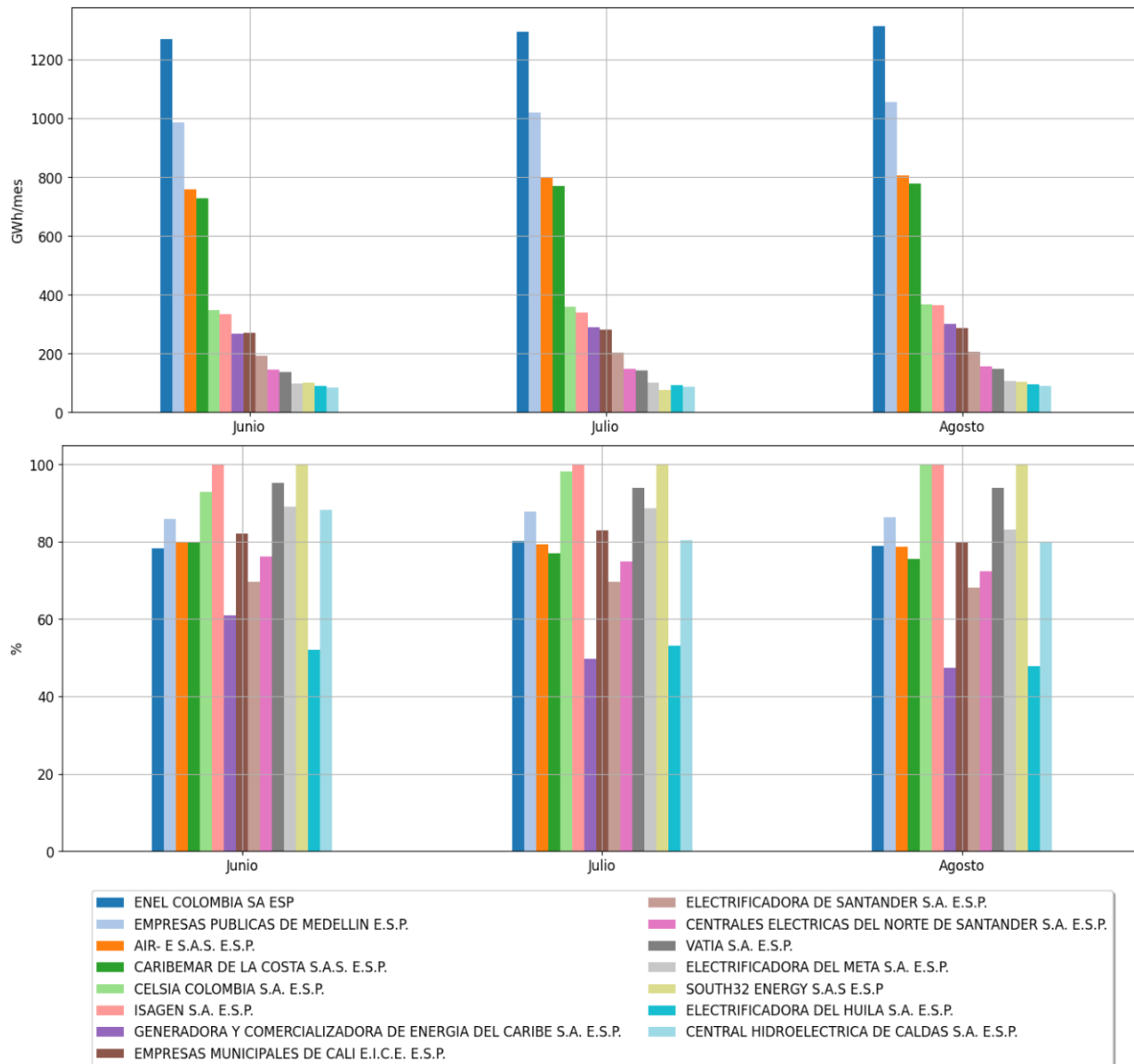
### 3.3.2 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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 3-23 se puede ver la cantidad total de energía por comercializador para cada mes. En la gráfica se observa que Enel se destaca como el agente con la mayor demanda con aproximadamente 1.313,18 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EPM con 1.055,18 GWh/mes.

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

Figura 3-23: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En cuanto a la cobertura, Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura son Electrificadora del Huila y Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe con niveles de cobertura promedio al cierre del trimestre de 50,9% y 52,7% respectivamente.

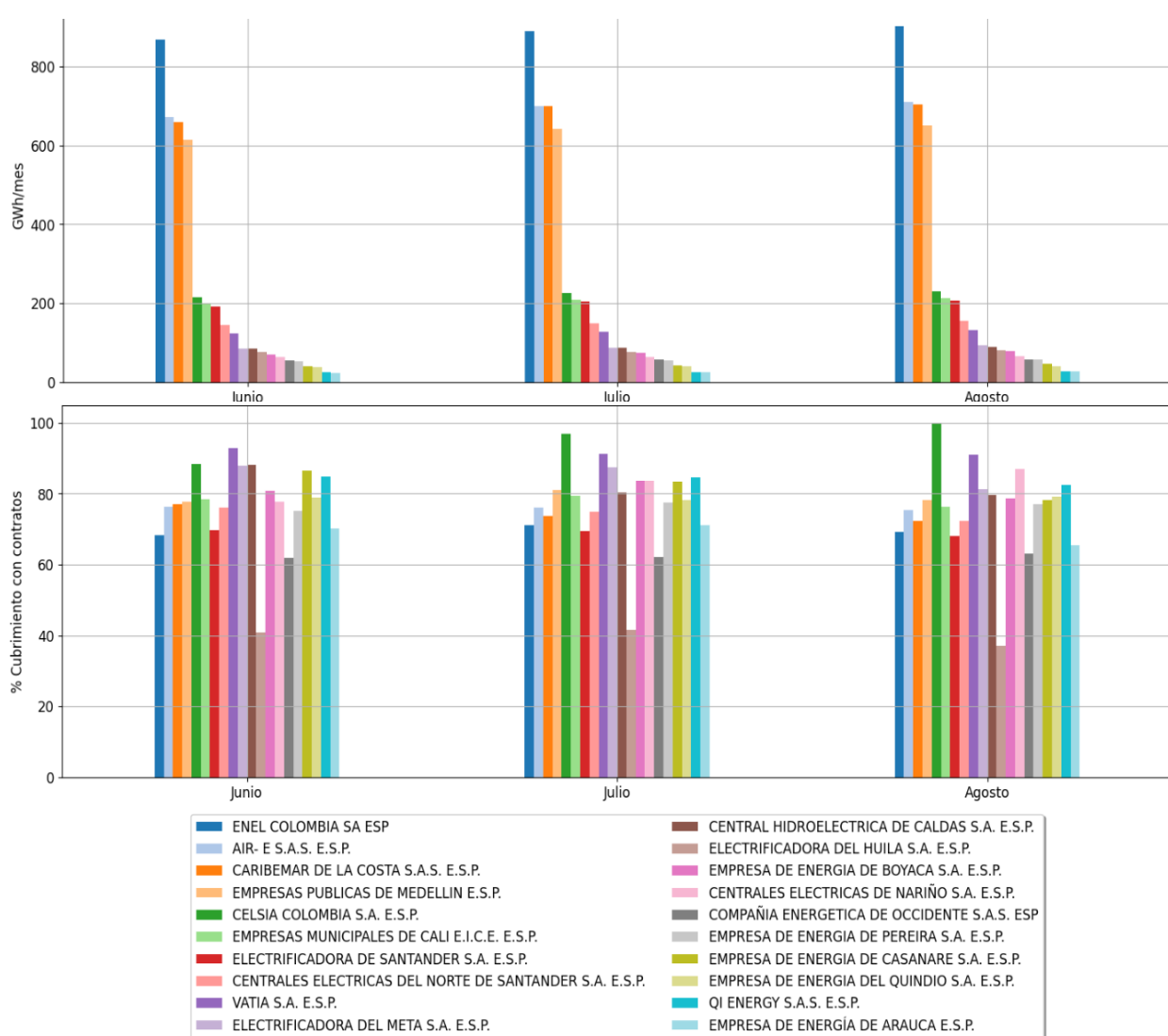


### 3.3.3 Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado

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 3-24.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 902,9 GWh/mes para el mes de agosto, seguido por AIR-E, Caribemar de la Costa, y EPM con 710,2 GWh/mes, 705,1 GWh/mes y 649,8 GWh/mes respectivamente.

Figura 3-24: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Se identifican 12 comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son Empresas Públicas de Medellín, Empresa de Energía del Quindío, Empresas Municipales de Cali, Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Air- E S.A.S. E.S.P., Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Caribemar de la Costa, Enel Colombia, Electrificadora de Santander, Empresa de Energía de Arauca, Compañía Energética de Occidente y Electrificadora Del Huila de estas compañías se destaca la baja contratación de Electrificadora del Huila con 39,8%.

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.

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

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 823 contratos despachados, de los cuales 794 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 278,0 \$/kWh, lo cual representa una reducción de 5,6 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 408,0 \$/kWh, evidenciando un aumento de 37,0 \$/kWh frente al trimestre anterior.

Si se comparan ambos tipos de contrato, se evidencia una diferencia en promedio de aproximadamente 130 \$/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 3-10 se muestra un resumen de los datos.

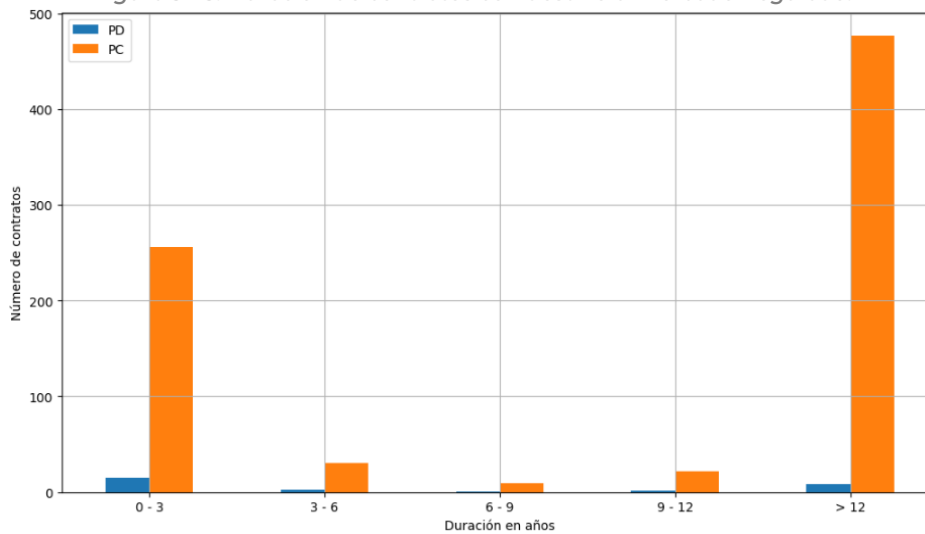
Tabla 3-10: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	794	278,0	145,8	19
PD	29	408,0	232,7	15

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

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-25 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 3-25: 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 477 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (reducción de 4 contratos respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 239 (17 menos que en el 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 15 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.

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

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 620 contratos despachados (10 más que en el trimestre anterior), de los cuales 597 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 21 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio de 287,1 \$/kWh, contrastado con 289,9 \$/kWh del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 256,4 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 255,2 \$/kWh. En la Tabla 3-11 se muestra un resumen de los datos.

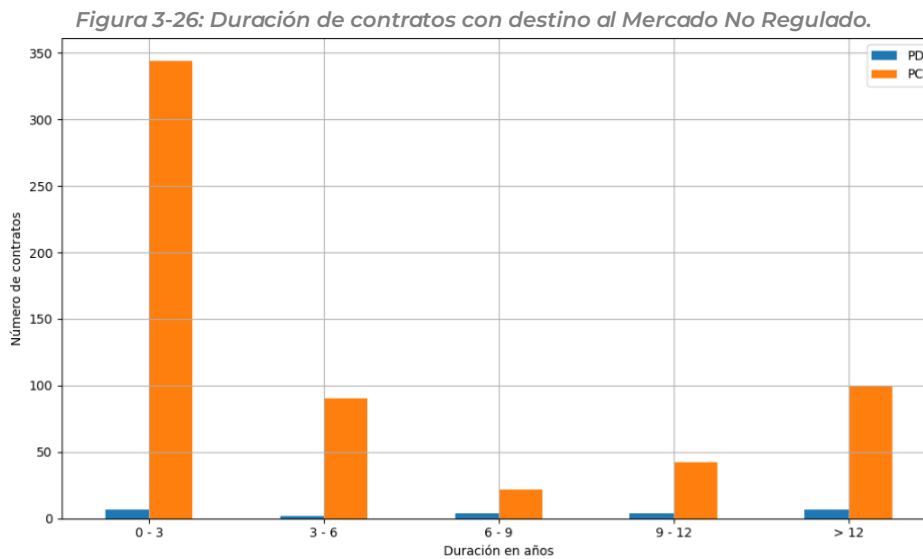
Tabla 3-11: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	597	287,1	192,6	35
PD	24	256,4	2.173,8	4

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 10,3 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.

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-26 se utiliza la misma clasificación que la usada para el Mercado Regulado. En este sentido, la mayor cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado está en el horizonte de 0 a 3 años con 344 contratos (18 contratos más que en el trimestre anterior); caso contrario para los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (7) está en el horizonte superior a 12 años.



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

### 3.3.6 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 3-12 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-12: 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
TRMG	Termotasajero S.A. E.S.P

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

En la Tabla 3-13 y la Tabla 3-14 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato. En total, se transaron 93.245,9 MWh/día durante el trimestre para el tipo de contratos Pague lo Contratado, y 1.222,7 MWh/día para los contratos tipo pague lo demandado.

Tabla 3-13: 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	286,8	6.782,4	279,5	21.886,8
EPMG	271,9	7.634,5	282,1	11.733,5
ISGG	-	-	267,9	12.577,3
NTCG	-	-	288,5	9.615,9
EPSG	283,1	2.416,3	249,6	3.193,8
EMIG	311,4	4.822,8	-	-
CHVG	-	-	251,1	4.967,7
GECG	-	-	291,0	2.840,1
EOEG	-	-	219,8	2.411,3
TRMG	-	-	290,4	2.363,5

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, Enel tuvo un 23,6% de la energía para venta hacia sus vinculados, EPM por su parte 39,4% y Celsia 43,0%.

Tabla 3-14: 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	276,1	130,3	-	-
EPMG	-	-	285,6	322,8
ISGG	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-
EPSG	304,2	769,6	-	-
EMIG	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-
TRMG	-	-	-	-

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

Finalmente, se encuentra que Enel fue el agente que más transó dinero en contratos en el mecanismo de pague lo contratado (31,2%), seguido de EPM (20,8%) e Isagén (13,0%), con precios promedio ponderado entre 267,0\$/kWh y 281,2\$/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 3-15 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Nombre empresa
EPMG	Empresas Públicas de Medellín S.A. 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.
CHVG	AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P.
HIMG	Gestión Energética S.A. E.S.P.
EPSG	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
EMUG	Empresa Urrá S.A. E.S.P.
GASC	Generarco S.A.S. E.S.P.
SOCG	Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. 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 3-16 y Tabla 3-17. Para el Mercado No Regulado se observa que, hay mayor energía tranzada con agentes No vinculados en forma de contratos tipo Pague lo Contratado. También se observa un mayor uso de los contratos tipo Pague lo Demandado, comparado contra el mercado regulado. En total, se transaron 61.459,9 MWh/día durante el trimestre para el tipo de contratos pague lo contratado y 42.346,5 MWh/día para los contratos tipo Pague lo Demandado. En este sentido, el Mercado No Regulado mostró mucha mayor energía en el tipo Pague lo Demandado, comparado con el Mercado Regulado.

El agente con menor precio ponderado por kilovatio hora en los contratos tipo Pague lo Contratado fue Enel, con 241,6 \$/kWh, mientras que el agente con mayor precio ponderado por kilovatio hora fue Celsia, llegando a 466,2 \$/kWh. En total, el 91,5% de la energía en contratos tipo pague lo contratado tuvo precios inferiores a 300,0 \$/kWh en promedio.

Tabla 3-16: 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	269,7	470,2	296,0	5.713,7
ENDG	204,8	3.957,0	259,3	8.255,7
ISSG	-	-	261,6	6.808,4
GECG	324,5	269,5	268,1	7.334,4
CHVG	264,6	1.091,1	272,4	7.161,5
HIMG	-	-	277,4	7.050,8
EPSP	504,5	912,4	239,5	154,2
EMUG	-	-	261,1	4.383,0
GASC	-	-	309,0	4.130,0
SOCP	-	-	266,5	3.768,0

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

Tabla 3-17: 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	278,9	12.119,1	224,8	3.619,8
ENDG	239,3	9.710,1	-	-
ISSG	206,3	11.254,3	262,6	79,0
GECG	303,6	657,7	288,0	441,3
CHVG	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-
EPSG	285,4	4.362,9	229,1	85,1
EMUG	-	-	-	-
GASC	-	-	-	-
SOCG	-	-	270,9	17,2

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

El agente que transó la mayor cantidad de Energía fue Enel con 12.212,0 MWh/día (17,6%), de los cuales, el 67,6% fue a agentes No vinculados, seguido por Chivor con 8.252,6 MWh/día y con un 86,78% de energía contratada con agentes No vinculados. Finalmente, el tercer agente con mayor energía en el segmento de pague lo contratado fue Gecelca, con 7.603,9 MWh/día y un precio promedio ponderado de 270,1 \$/kWh.

En el segmento de pague lo demandado, un total de 6 agentes transaron la energía, siendo el precio promedio ponderado más alto el de Gecelca, con 297,3 \$/kWh y el más bajo el de Isagén con 206,7 \$/kWh.

### 3.3.7 Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP

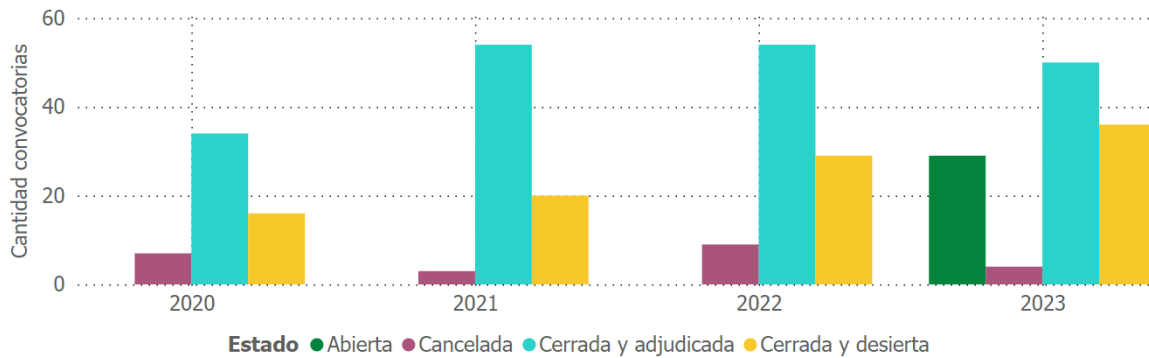
El Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, para las convocatorias públicas de compraventa de energía para el mercado Regulado (obligatorio) y No Regulado, es administrado por el ASIC, en cumplimiento de la Resolución CREG 130 de 2019.

Desde que el mecanismo del SICEP entró en vigencia, en marzo de 2020 y hasta el 30 de octubre de 2023, se han realizado 345 procesos de convocatorias<sup>9</sup>. De los cuales se han adjudicado 192, equivalente al 56%. En contraste, el 36%, es decir 124 procesos no se han adjudicado (suma de las categorías Cancelada y Cerrada y desierta), tal y como se presenta en la Figura 3-27.

<sup>9</sup> Información tomada del aplicativo SICEP en cifras de XM (<https://sicep.xm.com.co/reports>) al 30 de octubre de 2023.



Figura 3-27: Evolución de las convocatorias.



Año	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta
2020		7	34	16
2021		3	54	20
2022		9	54	29
2023	29	4	50	36

Fuente: Plataforma Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP de XM

Al mecanismo han acudido 70 agentes comercializadores, y de éstos 58 (82,8%) han sido adjudicados. Como resultado de la aplicación de este mecanismo se han registrado 789 contratos ante el ASIC.

En cuanto a energía tranzada, el mecanismo ha demandado un total de 703.014,5 GWh, y se han adjudicado 364.543,1 GWh, lo que corresponde al 51,8%.

Vale la pena anotar, que cada convocatoria puede tener diferentes productos, y las asignaciones no necesariamente son completas para todos los productos, sino que puede haber asignaciones parciales o nulas para algunos de ellos.

Esta información refleja la participación de los agentes en el mecanismo, tanto desde la oferta como desde la demanda. A pesar que la participación de los comercializadores que representan demanda regulada es obligatoria y ha venido aumentando respecto al número total de convocatorias (77 convocatorias en 2021 vs. 119 en lo que va de 2023 - Aumento del 54%); por las cifras de convocatorias cerradas desiertas (20 en 2021 vs. 36 en lo que va de 2023 – Aumento del 80%), así como la energía adjudicada, no se evidencia una participación suficiente desde la oferta.

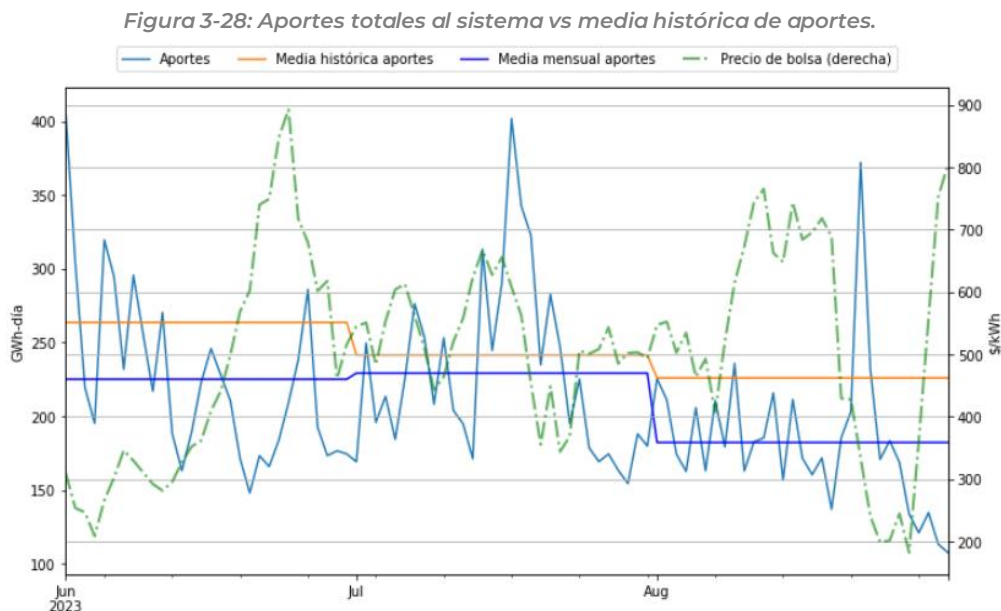
Lo anterior puede deberse, a las situaciones de estrés que ha experimentado el sistema en 2020 y 2023 con alzas en los precios de bolsa y poca disposición a la firma de contratos de largo plazo por parte de la oferta, como también a la forma como se han estructurado las convocatorias y los mecanismos de garantías exigidos por los comercializadores, que en algunos casos hacen más difícil la participación de mayor oferta, entre otros factores.

### 3.4 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.

### 3.4.1 Hidrología del sistema

En la Figura 3-28 se presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media mensual y la media histórica mensual, la cual evidencia que la media de los aportes recibidos se ubicó por debajo de la media histórica durante el trimestre así: Junio (38,5%), julio (12,2%) y agosto (73,8%).

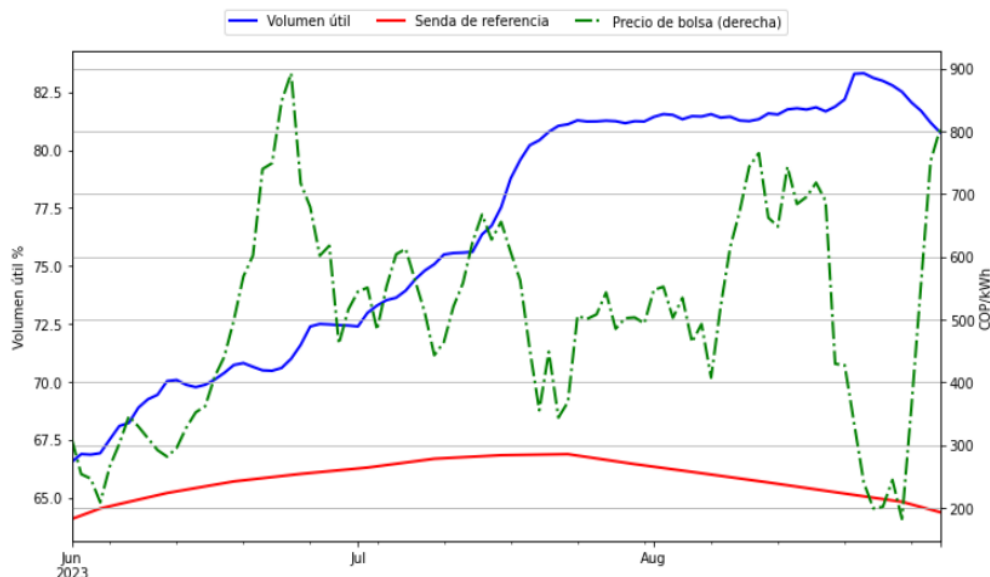


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los aportes diarios registran una alta variabilidad durante el trimestre analizado, en el cual se observa un valor máximo de aportes de 408,1 GWh el día 21 de junio y un registro mínimo de 107,5 GWh el 31 de agosto.

De manera complementaria, en la Figura 3-29 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-29: 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 volumen útil se ubicó por encima de la Senda de Referencia en los meses de junio en 4,5 puntos, julio 11,0 y agosto 16,4.

### 3.4.2 Hidrología por plantas

En la Tabla 3-18 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación/autonomía, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía). En la tabla se muestran las plantas con capacidad de regulación mayor a 2 semanas.

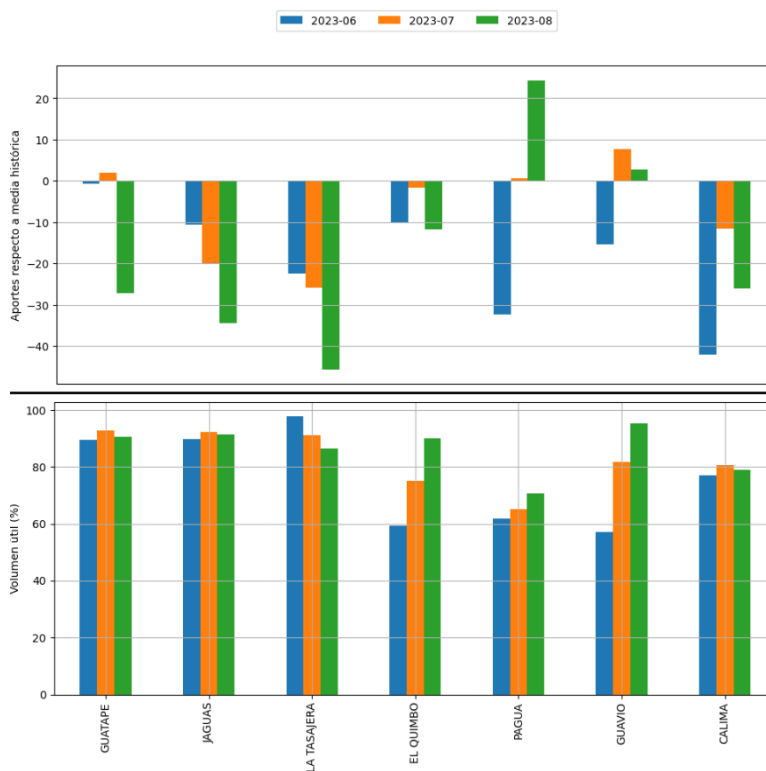
Tabla 3-18: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

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
Guatapé	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 3-30 se 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 junio se registraron aportes por debajo de la media histórica del mes, especialmente sobre los embalses de las plantas Calima, Pagua y La Tasajera, mientras en el mes de julio solo las plantas de La Tasajera y Jaguas recibieron aportes al menos a un 20,0% de la media histórica. Finalmente, para el mes de agosto se observó un déficit de aportes en la mayoría de las plantas salvo a la planta de Pagua y Guavio que tuvieron aportes superiores a la media histórica.

Figura 3-30. 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 3-31 se puede observar que la planta de Chivor fue la única que tuvo un superávit de aportes con respecto a la media historia durante todo el trimestre analizado. Para las demás plantas de media regulación, se observó aportes bajos a lo largo del periodo, destacando el déficit de aportes de Miel I, Sogamoso, Guatrón, Prado e Ituango con valores promedio inferiores al 80,0%.

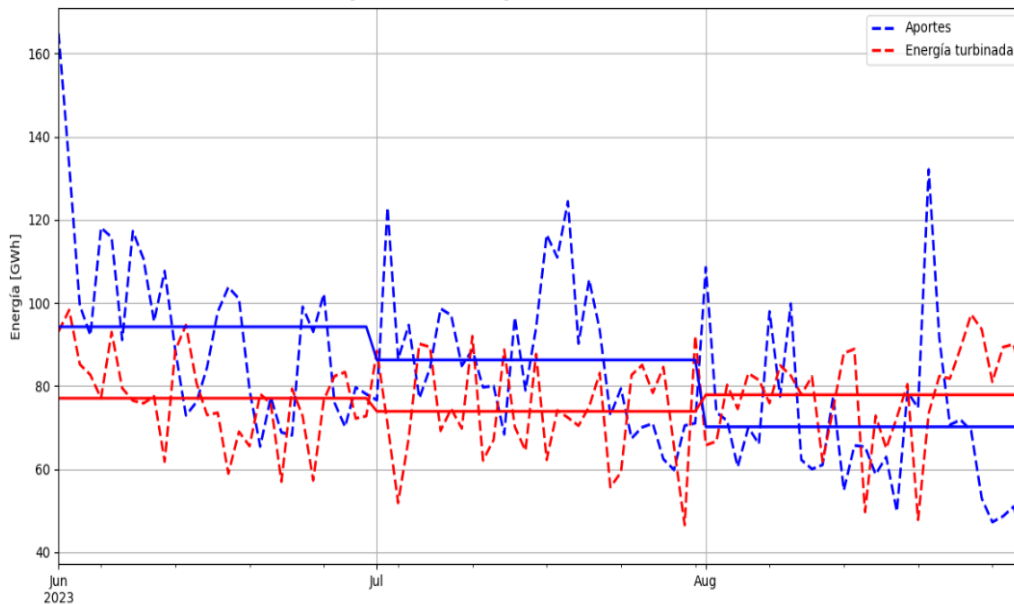
Figura 3-31. Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las Figura 3-32 y Figura 3-33 muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas.

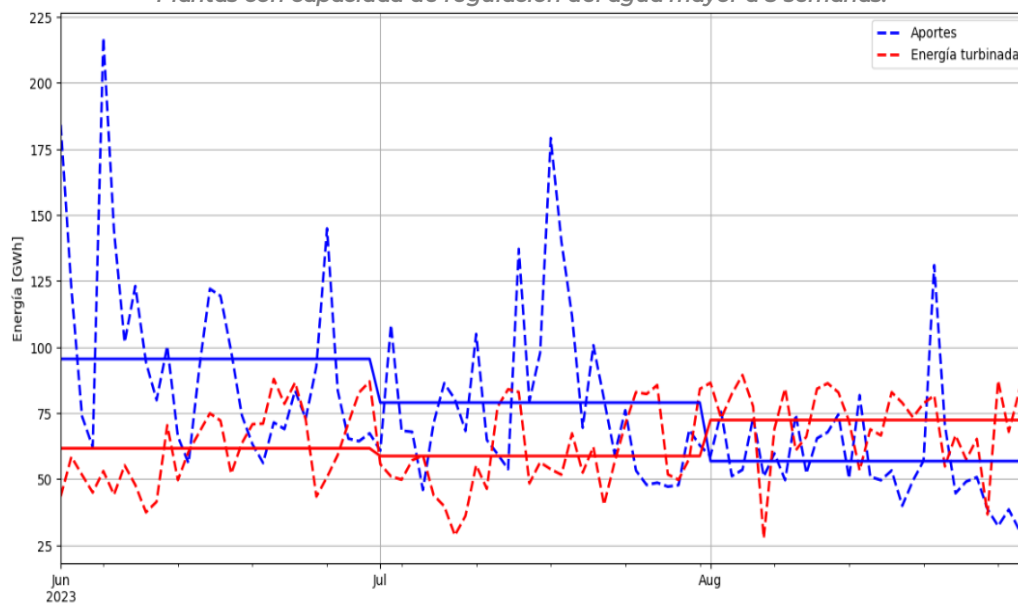
Figura 3-32. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Se destaca que la relación entre los aportes hídricos 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, en los dos primeros meses del trimestre, sin embargo, en el mes de agosto la energía turbinada supero a los aportes en 10,9%.

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



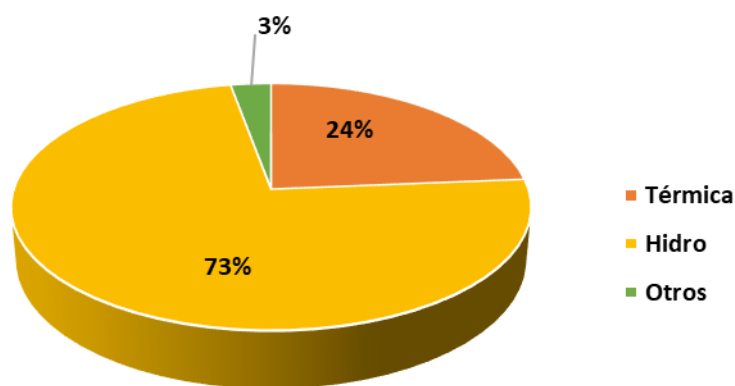
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas, durante los dos primeros meses del trimestre la energía turbinada fue inferior al nivel de aportes, lo que condujo que en promedio la energía turbinada representara el 64,6% y 74,4% de los aportes promedio en los meses de junio y julio. Para el mes de agosto, con la reducción de los aportes, la energía turbinada representó el 127,4% de los aportes promedios.

### 3.4.3 Generación de energía por recurso

La generación total del trimestre junio a agosto de 2023 se ubicó en 24.018 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 73%, seguido de plantas térmica 24% y en menor cantidad otros energéticos con 3%, tal como se observa en la Figura 3-34.

Figura 3-34: Participación de la generación por recurso.

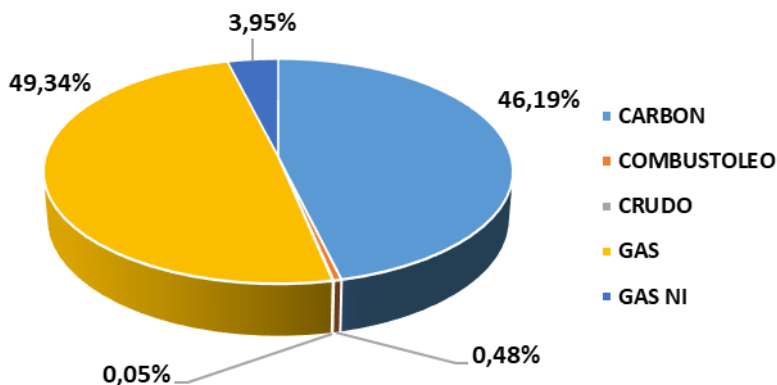


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Por otra parte, al analizar la generación térmica, de un total de 4.362 GWh, el 49,3% corresponde a generación con gas natural nacional, 46,2% carbón y 3,95% gas importado (ver *Figura 3-35* y *Figura 3-36*).

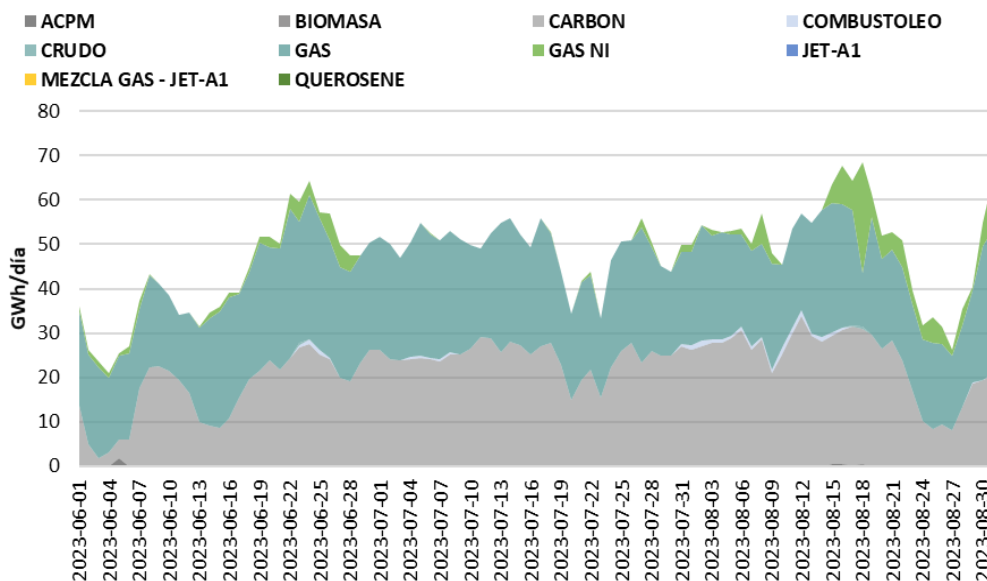


Figura 3-35: Participación de generación térmica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Figura 3-36: Generación térmica por combustible.

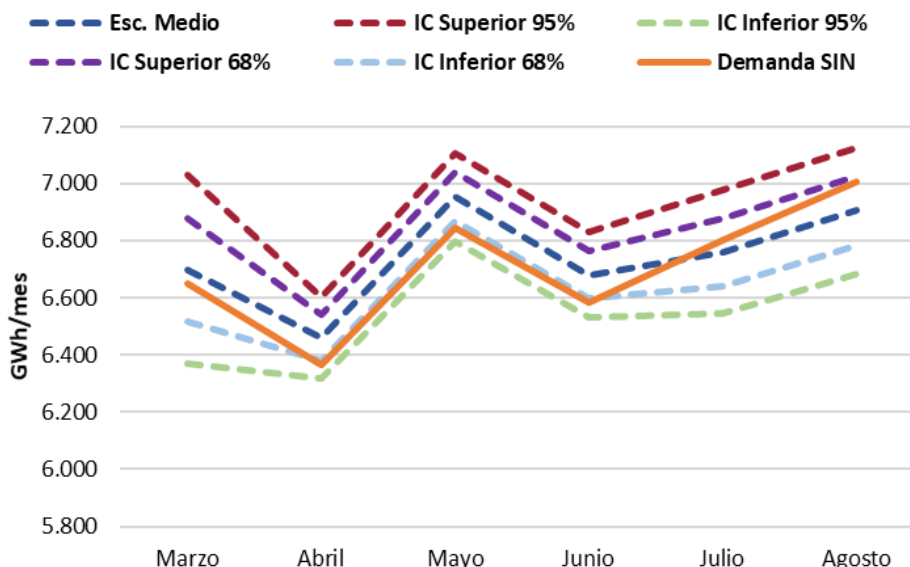


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

### 3.4.4 Demanda

En la Figura 3-37 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional - SIN (línea continua) y se compara con la proyección publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME para el periodo 2023 – 2027. En la figura se incluyen escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

Figura 3-37: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037



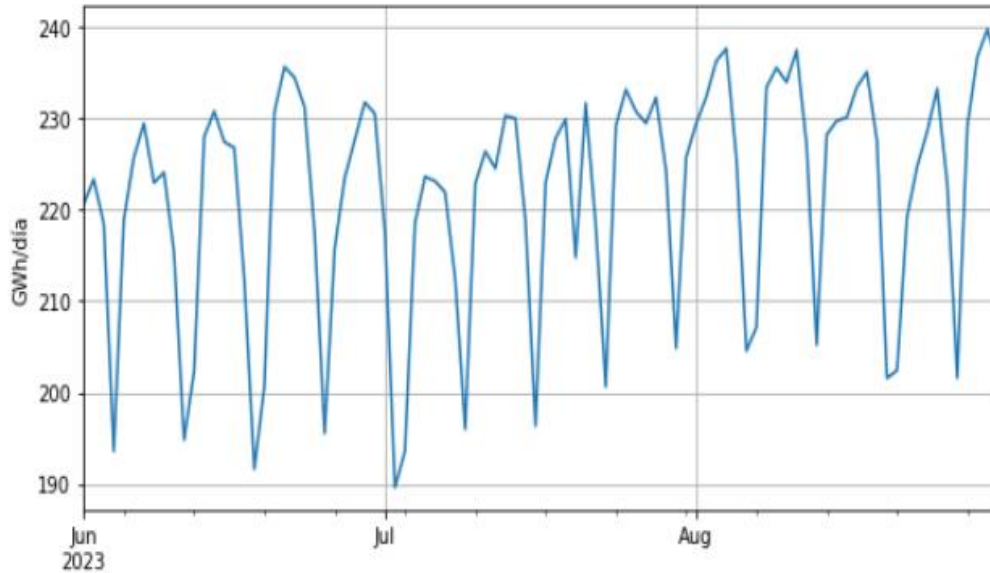
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

Durante el trimestre analizado se observa que la demanda real del mes de junio estuvo por debajo al intervalo de confianza IC inferior 68,0% en 0,27%, mientras que los meses de julio y agosto se acercó al intervalo de confianza IC Superior 68%.

Ahora bien, es importante analizar el comportamiento de la demanda a partir del trimestre comprendido de marzo a mayo de 2023, evidenciando que la demanda del SIN durante ese periodo se ubicó por debajo del intervalo de confianza IC inferior 68,0%. A partir del mes de julio empieza a superar el escenario medio de proyección de la UPME, superando en agosto los 7.000,0 GWh/mes.

Finalmente, en la Figura 3-38 se presenta la evolución diaria de la demanda para el periodo junio a agosto. Durante la primera semana del mes de julio se registró el valor mínimo de demanda diaria del periodo acercándose a 190,0 GWh, mientras que en el mes de agosto fueron recurrentes los valores de demanda superiores a 230,0 GWh, llegando incluso a 240,0 GWh.

Figura 3-38: Evolución de la demanda diaria del SIN.

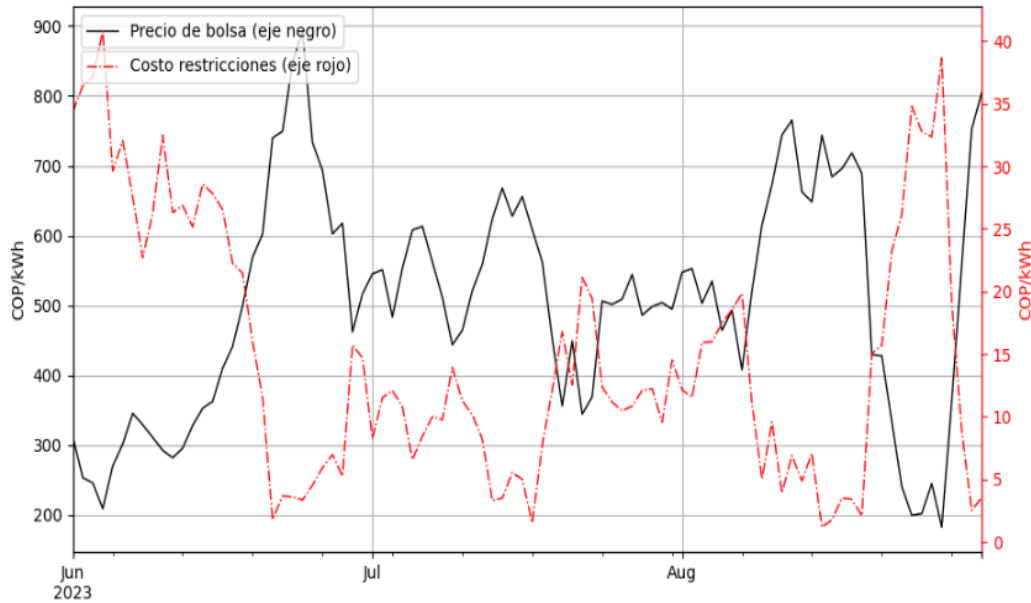


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

### 3.4.5 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-39 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 3-39: Costo de restricciones y precio de bolsa.

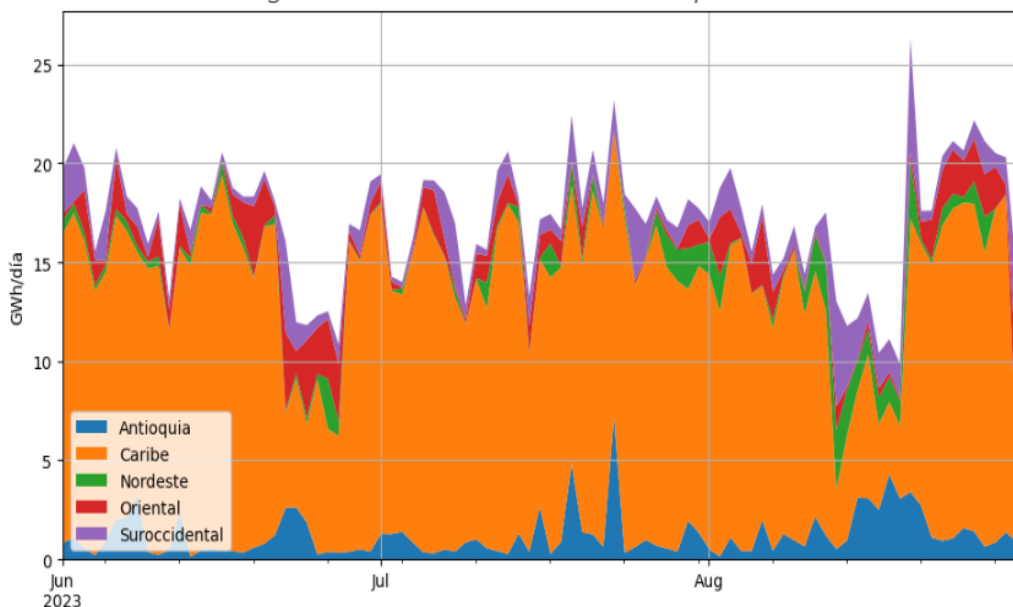


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

Para junio, el costo promedio de restricciones fue 20,6 \$/kWh, para julio fue de 10,4 \$/kWh y para agosto fue de 13,7 \$/kWh. La disminución en el costo de restricciones desde el mes de julio, correspondió al aumento en los precios de bolsa. 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 3-40 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 17,2 GWh/día durante el trimestre, existiendo días en los que superó los 20,0 GWh/día, en contraste hubo días donde la generación fue cercana a 12,0 GWh/día.

Figura 3-40: 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 Caribe, con un promedio de generación de 12,9 GWh/día, equivalente al 75,3% del total de la generación fuera de mérito. Al área Caribe la siguió el área Antioquia con 1,3 GWh/día en promedio (7,5%), y el área Suroccidental con 1,3 GWh/día en promedio (7,3%).



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

**JUN 2023 – AGO 2023**

Superintendencia Delagada para  
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados  
de Energía y Gas Natural



**Carrera 18 No. 84 – 35**  
**Bogotá D.C, Colombia**  
**(57 1) 691-3005**  
**[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)**  
**[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)**

