



Superservicios

BOLETÍN DE

Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas

JUN 2024 – AGO 2024

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados de
Energía y Gas Natural



Sandra Milena Téllez Gutiérrez

Superintendente Delegada para Energía y Gas Combustible

Equipo de trabajo UMMEG

Equipo Energía Eléctrica

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

Juan Pablo Ortega Walteros

Equipo Gas Natural

Laura Eva Barragán Torres

Beatriz Herrera Jaime

Equipo de Apoyo Tecnológico

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Coordinador

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

Contenido

Lista de Figuras.....	6
Lista de Tablas.....	11
Lista de siglas	13
Resumen Ejecutivo	14
1 Mercado Mayorista de Gas Natural	16
1.1 Seguimiento de mercado	17
1.1.1 Mercado Primario	17
1.1.2 Mercado Secundario	26
1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	37
1.1.4 Índice de precios nacional vs importado.....	41
1.2 Seguimiento operativo	43
1.2.1 Producción	43
1.2.2 Demanda.....	47
1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural.....	61
1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural.....	66
2 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	70
2.1 Análisis de mercado.....	70
2.1.1 Indicadores de concentración.....	70
2.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa.....	74
2.1.3 Precios representativos del mercado	76
2.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación.....	88
2.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	89

2.2.2	Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme.....	90
2.2.3	Relación OEF / ENFICC para agentes generadores.....	91
2.2.4	Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores ..	92
2.2.5	Comparación de variables por agente.....	93
2.3	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores.....	128
2.3.1	Demanda regulada contratada	129
2.3.2	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores	130
2.3.3	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado	132
2.3.4	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado.....	133
2.3.5	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado	134
2.3.6	Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP.....	136
2.3.7	Contratos entre agentes vinculados	139
2.4	Seguimiento operativo	145
2.4.1	Hidrología del sistema	145
2.4.2	Hidrología por plantas	147
2.4.3	Vertimientos	153
2.4.4	Generación de energía por recurso.....	154
2.4.5	Demanda.....	156
2.4.6	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito.....	159
3	Lecciones aprendidas fenómeno de El Niño Mayo 2023 – Junio 2024	161
3.1	Conceptos generales	162
3.2	Impactos del fenómeno de El Niño	166
3.3	Efectos en Colombia.....	170

3.4	El impacto en el sector energético colombiano	172
3.5	Acciones de Inspección Vigilancia y Control - IVC adelantadas	185
3.5.1	Visitas a las plantas de generación	185
3.6	Impactos del fenomeno de El Niño en el sistema energético colombiano	187
3.6.1	Dependencia de combustibles fosiles	188
3.6.2	Impacto en los precios de electricidad y gas natural	188
3.6.3	Impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico.....	189
3.6.4	Interdependencia entre los sectores de gas natural y electricidad	189
3.6.5	Desviaciones en las Obligaciones de Energía en Firme	190
3.6.6	Estrechez del mercado de contratos por agentes con portafolio hídrico	192
3.7	Conclusiones y recomendaciones	195
3.8	Referencias.....	198

Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario agosto 2024.....	18
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.....	20
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.....	21
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.....	21
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.....	22
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.....	23
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	24
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	24
Figura 1-9: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural.....	26
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario jun. 24.....	27
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario jul. 24.....	28
Figura 1-12: Dinámica Mercado Secundario ago. 24.....	28
Figura 1-13: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	30
Figura 1-14: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.....	32
Figura 1-15: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.....	33
Figura 1-16: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	34
Figura 1-17: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	34
Figura 1-18: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas Natural.....	35
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	38
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	39
Figura 1-21: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.....	40
Figura 1-22: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.....	41
Figura 1-23: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.....	42
Figura 1-24: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	43

Figura 1-25: Producción agregada de gas durante el último trimestre.....	44
Figura 1-26: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	45
Figura 1-27: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	46
Figura 1-28: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	48
Figura 1-29: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	48
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	51
Figura 1-31: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.	52
Figura 1-32: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	53
Figura 1-33: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.....	54
Figura 1-34: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis....	56
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	58
Figura 1-36: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.	58
Figura 1-37: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	59
Figura 1-38: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	60
Figura 1-39: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	61
Figura 1-40: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	62
Figura 1-41: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.....	63
Figura 1-42: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.....	64
Figura 1-43: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.....	65
Figura 1-44: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.	66
Figura 1-45: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	67
Figura 1-46: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	68
Figura 2-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*	72
Figura 2-2 Índice de oferta residual – Pivotal.	73
Figura 2-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.....	74
Figura 2-4: Fijación precios de bolsa por planta.	75
Figura 2-5 Precio de bolsa y Volumen útil.	77
Figura 2-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas alta regulación.....	78
Figura 2-7: Indicador de aportes bajos, plantas de media regulación.....	79
Figura 2-8 Precios representativos del mercado.	80
Figura 2-9: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.	82

Figura 2-10: Precio promedio de contratos vs. CERE.	84
Figura 2-11: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.	86
Figura 2-12: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.	87
Figura 2-13: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).	88
Figura 2-14: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.	90
Figura 2-15: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme.....	91
Figura 2-16: OEF/ENFICC	92
Figura 2-17: Generación real / Ventas en contratos.	93
Figura 2-18: Comparación de variables: AES Colombia.....	94
Figura 2-19: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia	96
Figura 2-20: Comparación de variables: Celsia.....	97
Figura 2-21: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia.....	98
Figura 2-22: Comparación de variables: Enel.....	99
Figura 2-23: Generación y compras de energía vs ventas – Enel	101
Figura 2-24: Comparación de variables: EPM.	102
Figura 2-25: Generación y compras de energía vs ventas – EPM.....	104
Figura 2-26: Comparación de variables: Isagen.	105
Figura 2-27: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen.....	107
Figura 2-28: Comparación de variables: Urrá.....	108
Figura 2-29: Generación y compras de energía vs ventas - Urra	109
Figura 2-30 Comparación de variables Gensa	110
Figura 2-31: Generación y compras de energía vs ventas - Gensa.....	111
Figura 2-32 Comparación de variables Gecelca.....	112
Figura 2-33: Generación y compras de energía vs ventas - Gecelca	113
Figura 2-34 Comparación de variables Sochagota.....	114
Figura 2-35: Generación y compras de energía vs ventas - Sochagota	115
Figura 2-36: Comparación de variables Nitro Energy.....	116
Figura 2-37: Generación y compras de energía vs ventas – Nitro Energy.....	117
Figura 2-38 Comparación de variables TEBSA.....	118
Figura 2-39 Comparación de variables Termocandelaria	120
Figura 2-40 Comparación de variables Prime	122
Figura 2-41: Comparación de variables Proeléctrica	124

Figura 2-42 Comparación de variables TermoEmcali.....	126
Figura 2-43 Comparación de variables Termonorte	127
Figura 2-44: Resumen precios promedio y energía total por mercado.	128
Figura 2-45: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.....	130
Figura 2-46: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura.....	131
Figura 2-47: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.	132
Figura 2-48: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.....	134
Figura 2-49: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.	135
Figura 2-50: Evolución de las convocatorias.	136
Figura 2-51: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.	146
Figura 2-52: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).	146
Figura 2-53: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.	149
Figura 2-54: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.	150
Figura 2-55: Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.	151
Figura 2-56. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.	152
Figura 2-57. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	152
Figura 2-58: Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.	153
Figura 2-59: Participación de la generación por recurso.	154
Figura 2-60: Participación de generación térmica.	155
Figura 2-61: Generación térmica por combustible.....	156
Figura 2-62: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037.....	157
Figura 2-63: Evolución de la demanda diaria del SIN.....	158
Figura 2-64: Comportamiento mensual de la demanda.....	159
Figura 2-65: Costo de restricciones y precio de bolsa.....	159
Figura 2-66: Generación fuera de mérito por área.....	160
Figura 3-1: Regiones El Niño Pacífico Ecuatorial	163
Figura 3-2: Índice ONI – Región Pacífico Central 3.4	165
Figura 3-3: Oferta total de gas natural 2023-2024.....	178

Figura 3-4: Demanda de gas natural	179
Figura 3-5: Generación eléctrica total por tipo de recurso	181
Figura 3-6: Consumo de recursos fósiles en la generación térmica nacional	182
Figura 3-7: Consumo de gas natural en generación eléctrica térmica	184
Figura 3-8: Ubicación geográfica de las plantas inspeccionadas.....	185
Figura 3-9 Desviaciones de OEF, Octubre de 2023	190
Figura 3-10 Liquidación desviaciones de OEF, Octubre 2023.....	191
Figura 3-11 Desviaciones de OEF, Abril 2024.....	191
Figura 3-12 Liquidación desviaciones de OEF, Abril 2024	192
Figura 3-13 Dias de inventario hídrico vs ventas en contratos (agentes con portafolio hidro).....	193

Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.....	29
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).	45
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).	47
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	49
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	50
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	55
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	55
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).	57
Tabla 2-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.	76
Tabla 2-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.	81
Tabla 2-3: Precio de oferta promedio por recurso energético.	83
Tabla 2-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	85
Tabla 2-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.	95
Tabla 2-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.....	98
Tabla 2-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	100
Tabla 2-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.....	103
Tabla 2-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.....	106
Tabla 2-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.....	109
Tabla 2-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa	111
Tabla 2-12 Estadísticos básicos Gecelca	113
Tabla 2-13 Estadísticos básicos Sochagota	115
Tabla 2-14: Estadísticos básicos Nitro Energy.....	117

Tabla 2-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.....	119
Tabla 2-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria.....	121
Tabla 2-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime	123
Tabla 2-18: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica.....	125
Tabla 2-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali.....	126
Tabla 2-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte	128
Tabla 2-21: Resumen estadísticas Mercado Regulado.....	133
Tabla 2-22: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.....	135
Tabla 2-23: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.....	137
Tabla 2-24: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.....	138
Tabla 2-25: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.....	139
Tabla 2-26: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.....	139
Tabla 2-27: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.....	140
Tabla 2-28: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.....	141
Tabla 2-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.....	141
Tabla 2-30: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.....	143
Tabla 2-31: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.....	143
Tabla 2-32: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.....	144
Tabla 2-33: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.....	148
Tabla 2-34 Energía vertida por área (Cifras en GWh).....	154
Tabla 3-1: Asignación de obligaciones de energía en firme 2024-2025.....	175

Lista de siglas

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

Resumen Ejecutivo

El presente Boletín de Seguimiento a los Mercados Mayoristas de Energía Eléctrica y Gas Natural, correspondiente al periodo de junio a agosto de 2024, ofrece un análisis detallado de las principales variables que definen la dinámica de estos mercados en Colombia. Este documento se estructura en tres capítulos: 1. Mercado Mayorista de Gas Natural, 2. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y 3. Lecciones Aprendidas del Fenómeno de El Niño 2023-2024.

En el primer capítulo, dedicado al Mercado Mayorista de Gas Natural, se presentan los análisis de los contratos, participaciones de mercado y precios de las transacciones tanto en el Mercado Primario como en el Secundario, así como en las Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM). El análisis compara precios según las fuentes de producción y sectores de consumo, y evalúa la concentración de oferta y demanda en ambos mercados. Adicionalmente, se incluye un indicador que permite comparar el precio del gas nacional con el del gas importado, junto con un seguimiento exhaustivo de variables operativas clave: producción, demanda por región y sector de consumo, importaciones y disponibilidad y uso de la infraestructura de transporte, entre otros factores.

En cuanto al Mercado Primario, se observa que el gas proveniente de los campos Sur Costa presenta el valor promedio más alto, alcanzando los 8,5 USD/MBTU. Asimismo, la modalidad de contratación Opción de Compra registró los precios más altos del trimestre, con un promedio ponderado de 14,1 USD/MBTU, nivel que se mantuvo estable respecto al trimestre anterior.

Para el Mercado Secundario, se ofrece un análisis de las 1.133 transacciones realizadas en el trimestre, donde destaca el gas destinado a generación térmica, que tuvo el precio promedio más alto, de aproximadamente 9,7 USD/MBTU, representando un incremento frente al trimestre anterior.

En las OTMM, el promedio del total de cantidades contratadas fue de 441,3 GBTUD, de los cuales el 77,9 % se destinó a generación térmica, mientras que el 22,1 % restante se dirigió a sectores no térmicos, excepto el residencial. Durante el periodo analizado, el consumo promedio de gas natural fue de 1.028,4 GBTUD, alcanzando un máximo de 1.254,8 GBTUD el 23 de agosto de 2024, un pico asociado principalmente a la demanda térmica.

El segundo capítulo se enfoca en el análisis del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, presentando indicadores clave como el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) y el Índice de Oferta

Residual (IOR), ambos esenciales para evaluar el grado de concentración y competitividad del mercado. El HHI, aplicado a la disponibilidad declarada de generación eléctrica, evidenció una concentración media-alta, con un promedio de 1.330,3 unidades y un rango que varió entre 1.210,7 y 1.460,4.

Durante este trimestre, 16 agentes participaron en la fijación del precio de bolsa (tres menos en comparación con el trimestre de marzo a mayo de 2024). De estos agentes, tres (Enel, Isagen y EPM) intervinieron en la fijación del precio el 87,9 % de las veces, indicando una significativa influencia en el mercado. Además, este capítulo incorpora indicadores de contratación tanto para generadores como para comercializadores, junto con el monitoreo de variables operativas del sistema, como la generación de energía por tipo de recurso, la evolución de la demanda y las restricciones del sistema.

También se realiza un seguimiento detallado de los precios en el mercado de bolsa y de los precios de los contratos, permitiendo observar tendencias y analizar la dinámica de precios en respuesta a variaciones en la oferta y demanda del sistema

En el tercer capítulo se examinan las lecciones aprendidas del Fenómeno de El Niño 2023-2024, con un enfoque en los impactos sectoriales y en los precios del sistema energético colombiano. El capítulo destaca la importancia del gas natural en la generación eléctrica durante periodos de escasez hídrica, así como las adaptaciones necesarias para responder a las condiciones que impone este tipo de eventos climáticos. Se incluyen también recomendaciones orientadas a enfrentar los desafíos derivados de un contexto de calentamiento global acelerado, donde los eventos extremos son cada vez más frecuentes e intensos.

1 Mercado Mayorista de Gas Natural

Este capítulo presenta de manera detallada análisis y seguimiento de las principales variables e indicadores del Mercado Mayorista de Gas Natural en Colombia, el cual se rige por las fuerzas de la oferta y la demanda, donde se negocian las transacciones de gas natural que permite el abastecimiento a los consumidores finales a precios competitivos. se compone de tres segmentos: el Mercado Primario, el Mercado Secundario y las Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM).

Las condiciones de compraventa de gas natural se establecen mediante distintas modalidades de contratación, diseñadas para adaptarse a las necesidades específicas de los participantes. Estas modalidades buscan ofrecer flexibilidad, transparencia y previsibilidad en las transacciones, además de garantizar el abastecimiento. Los tipos de contratos se regulan según la topología contractual establecida en el Decreto 1073 de 2015, y se dividen en contratos firmes (que garantizan la firmeza, ideales para usuarios que requieren seguridad y confiabilidad) y contratos interrumpibles (que no garantizan firmeza y ofrecen flexibilidad al permitir interrupciones bajo ciertas condiciones).

Este informe incluye también un monitoreo detallado de los aspectos operativos del sistema, enfocado en la infraestructura de oferta y transporte, los precios, y el comportamiento del mercado en general. Entre los aspectos analizados se encuentran la producción y la demanda de gas natural, así como la disponibilidad de infraestructura. Finalmente, se realiza un análisis de los indicadores clave sobre la estructura del mercado mayorista, que incluye la comparación de precios según las fuentes de producción, la comparación entre precios de gas nacional e importado, y el estudio de indicadores de concentración y participación en el mercado.

Este análisis integral permite comprender la dinámica del mercado mayorista de gas natural en Colombia y su capacidad para responder a las necesidades de abastecimiento en un contexto de competencia y diversidad de actores, identificando tendencias, desafíos y oportunidades para mejorar su eficiencia y competitividad

1.1 Seguimiento de mercado

En línea con las Resoluciones CREG 186 de 2020 y 102 009 de 2024, este análisis incorpora todas las modalidades contractuales definidas, las cuales facilitan no solo transacciones de tipo Firme e Interrumpible, sino también mixtas. Las modalidades mixtas combinan compromisos de volúmenes firmes e interrumpibles, permitiendo la comercialización de gas natural proveniente de fuentes en situaciones excepcionales. En este marco, las modalidades contractuales de suministro en el mercado primario se agrupan de la siguiente manera:

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

Para garantizar un mercado de gas natural eficiente, transparente y competitivo, que promueva precios justos y estables, se realiza un monitoreo continuo de indicadores de desempeño, eficiencia, concentración y participación de los agentes. Estos instrumentos permiten identificar y anticipar tendencias que podrían limitar la competencia y generar precios desfavorables para los consumidores. Se evalúan aspectos como la participación de mercado de los agentes, la evolución de los precios y la eficiencia de la infraestructura; seguimiento esencial para preservar la calidad y asequibilidad del servicio público domiciliario de gas natural.

1.1.1 Mercado Primario

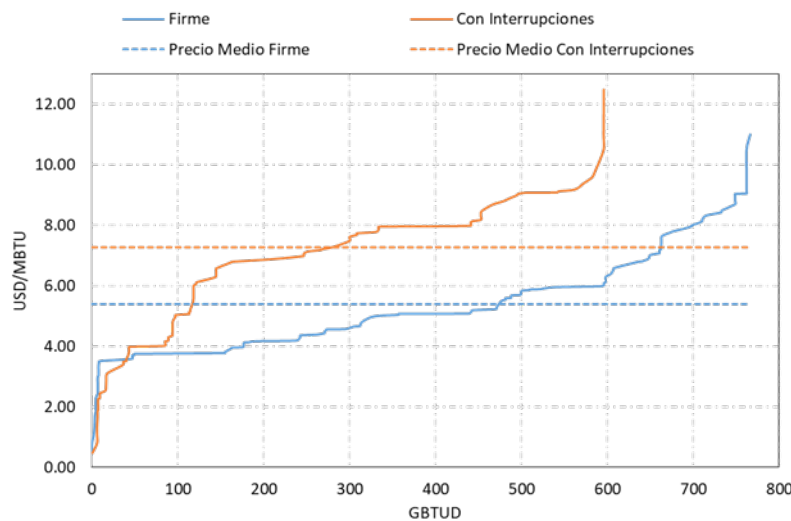
El mercado primario desempeña un rol importante en la contratación de suministro de gas natural y de acuerdo con la regulación vigente es el escenario donde se establecen las condiciones iniciales para la compra y venta de gas natural a gran escala, se ofrece capacidad de transporte necesaria para llevar el gas natural desde los puntos de producción hasta los puntos de consumo y se establecen precios a través de subasta o negociación directa, que luego sirven como referencia para los precios del gas natural en los demás mercados.

A continuación, se presenta la curva agregada de oferta, la cual representa la cantidad total de gas natural que los productores están dispuestos a ofrecer a diferentes precios. así como el análisis de precios y cantidades y la modalidad contractual, con lo cual se ofrece una visión general de la capacidad de producción del mercado y su sensibilidad a las variaciones del precio.

Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

En la Figura 1-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario de gas, diferenciada por las modalidades Firme (azul) y Con Interrupciones (naranja). El análisis considera los contratos vigentes durante el mes de agosto de 2024.

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario agosto 2024.



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

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

- El precio promedio ponderado de los contratos bajo esta modalidad fue de 5,5 USD/MBTU.
- Un 22,3% de las cantidades contratadas alcanzaron precios inferiores a 4,0 USD/MBTU, indicado que una pequeña porción de compradores pudo negociar precios más bajos.
- Alrededor del 18,2% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU, mostrando diversidad de precios a los que se adquirió el gas en esta modalidad.

- En el rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se adquirió alrededor del 34,2% de la cantidad total de gas durante el período.
- Las categorías de precios más altas, entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU y por encima de 7,0 USD/MBTU, representaron el 7,1% y el 18,2% de la cantidad contratada, respectivamente.

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

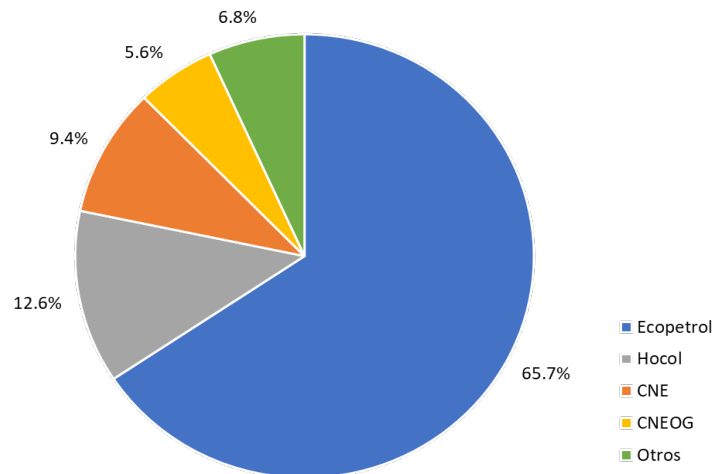
- El precio promedio ponderado de los contratos de gas en la modalidad Con Interrupciones fue de 7,8 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 8,7% del total de gas contratado registró precios inferiores a 4,0 USD/MBTU. Si bien este porcentaje es pequeño, sugiere que algunos compradores pudieron negociar precios más bajos.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 11,3%, representando una porción baja de los contratos.
- El 4,6% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU. Esta categoría también representa una porción menor de los contratos. Igualmente, los contratos con precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 2,8% del total de cantidades contratadas.
- Es importante destacar que el 72,5% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 7,0 USD/MBTU.
- La distribución de precios en la modalidad Con Interrupciones muestra una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

En la Figura 1-2 se ilustra la distribución de la participación de los productores en los contratos en modalidad Firme del Mercado Primario. Durante este trimestre, Ecopetrol mantuvo la participación más alta en el mercado, con un 65,7% del volumen total negociado, una tendencia que ha persistido desde el inicio del desarrollo de este boletín. Además, Hocol registró una participación del 12,6% durante el periodo analizado, mientras que los agentes CNE y CNEOG participaron con un 9,4% y un 5,6%, respectivamente.

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

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



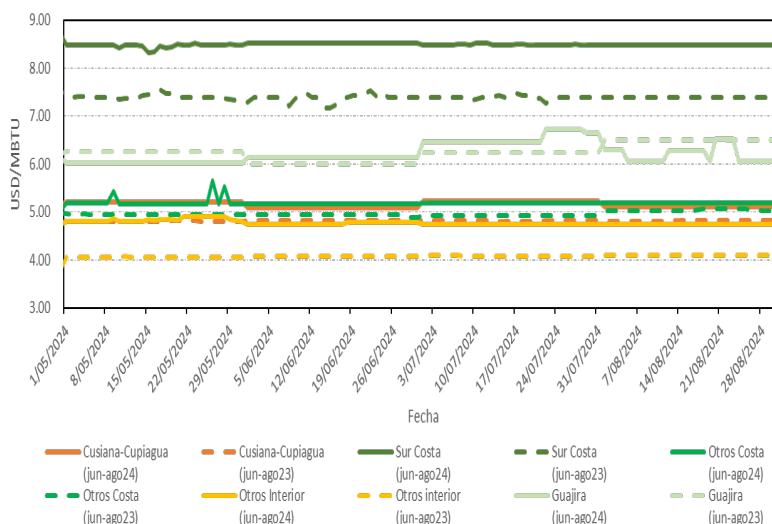
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

Continuando con el análisis del Mercado Primario, la Figura 1-3 muestra el precio promedio ponderado de los contratos según la fuente de producción. Los contratos asociados a los campos Sur Costa registraron el precio promedio ponderado más alto, alcanzando los 8,5 USD/MBTU durante el trimestre. Esta cifra representa un aumento de 1,1 USD/MBTU en comparación con el mismo trimestre del año anterior, consolidando a Sur Costa como la fuente de producción con mayor costo en el mercado.

Por otra parte, los precios de los contratos provenientes del gas Guajira se ubicaron en segundo lugar, alcanzando un promedio cercano a los 6,3 USD/MBTU durante el trimestre. Si bien este precio es inferior al de Sur Costa, representa un aumento significativo en comparación con trimestres anteriores. En general, los precios medios ponderados por fuente de producción en el Mercado Primario revelan una tendencia al alza.

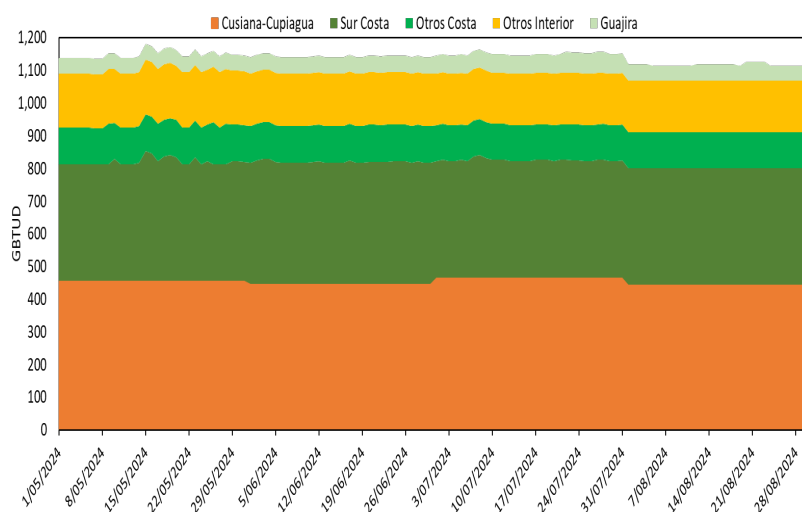
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



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). Este análisis revela que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Cusiana-Cupiagua, con un promedio de 452,3 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Sur Costa, con un promedio aproximado de 362,8 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento cercano al 0,3% del volumen total.

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



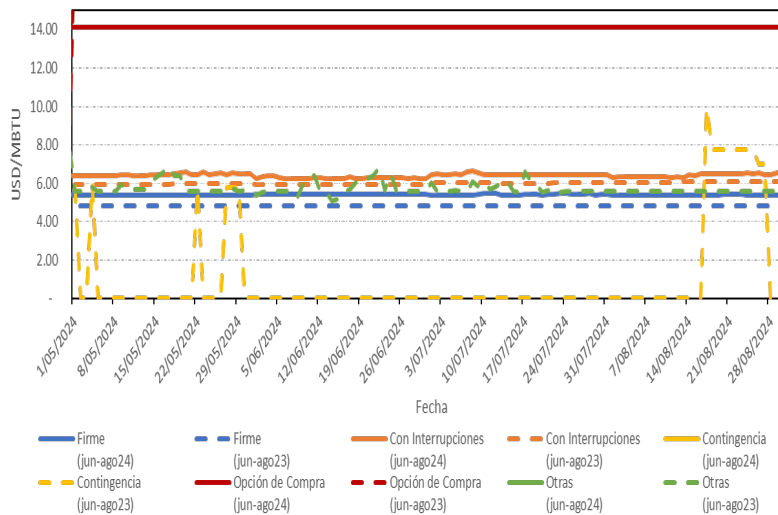
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por modalidad:

También se llevó a cabo el seguimiento de la contratación en el Mercado Primario por modalidad. En este contexto, se observa que La modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, alcanzando un valor cercano a los 14,1 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio se mantiene sin cambios en comparación con el trimestre anterior, consolidando a la Opción de Compra como la modalidad más costosa del Mercado Primario (ver Figura 1-5).

Los contratos bajo la modalidad Con Interrupciones se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 6,4 USD/MBTU. Este precio no presenta aumento en comparación con el trimestre anterior. La diferencia de precios entre Opción de Compra y Contingencia refleja las distintas características de estas dos modalidades, en términos de flexibilidad y riesgo para los compradores.

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

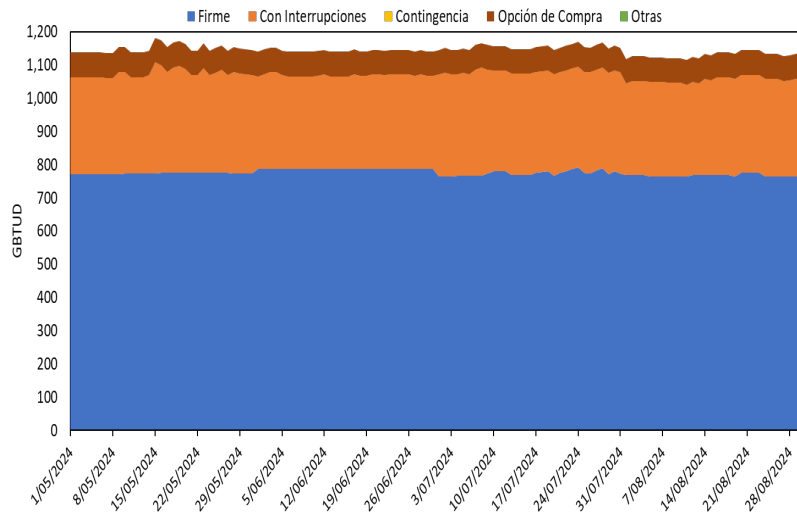


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 1-6 muestra que la contratación en Firme alcanzó el mayor volumen con un valor medio que superó los 776,6 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 291,5 GBTUD, siendo ésta, una modalidad atractiva para algunos compradores que buscan optimizar sus costos. Además, la gráfica revela que el valor total

medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.142,3 GBTUD, registrando un incremento del 0,8%, en comparación con el trimestre anterior.

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):

En el análisis del Mercado Primario también se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. Los contratos de gas natural con destino al sector Térmico registraron los precios promedio ponderados más altos durante el trimestre, alcanzando valores cercanos a los 8,0 USD/MBTU. Esta cifra representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior (ver Figura 1-7). En tanto que, el gas natural para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNCV y Otros) se contrató a precios promedio de 5,7 USD/MBTU, valor que igualmente representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior.

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

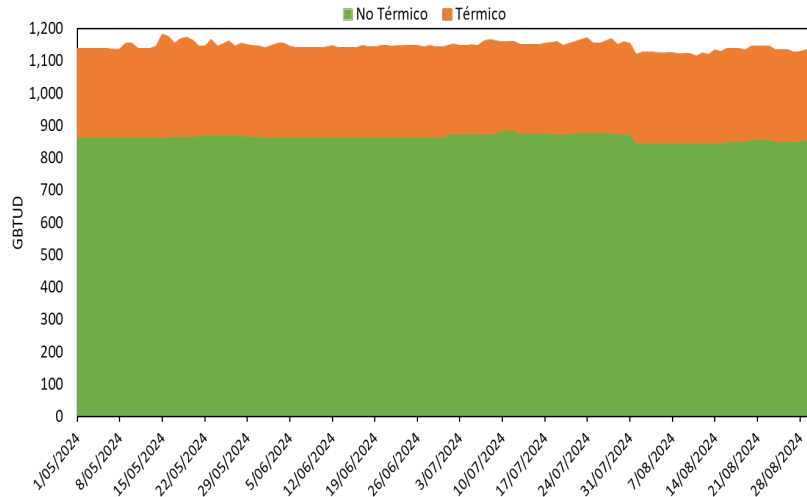
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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

Complementando el análisis, se presenta la evolución de la distribución de las cantidades contratadas por tipo de uso del gas natural en el Mercado Primario (ver Figura 1-8). El gas natural con destino No Térmico registró el mayor volumen contratado durante el trimestre, con un promedio de 862,9 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 279,4 GBTUD.

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

Concentración y participación en el mercado

Este apartado presenta los resultados de la estimación del Índice de Concentración y Participación en el mercado primario de gas natural en Colombia. El análisis revela que este mercado presenta una alta concentración, tanto en términos del Índice Herfindahl-Hirschman HHI como del Coeficiente de Concentración de las cuatro principales empresas. Esta alta concentración implica que un reducido número de empresas tiene un dominio significativo, lo cual puede impactar negativamente la competencia y limitar la flexibilidad de precios.

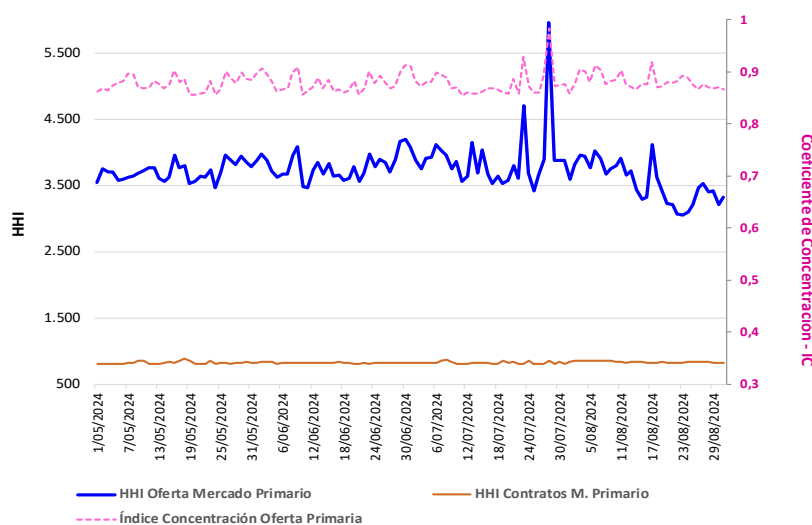
La Figura 1-9 presenta los indicadores Herfindahl-Hirschman (HHI)¹ y de Concentración IC, correspondientes al mercado primario tanto en la oferta de contratos como en la demanda. El HHI de la oferta evidencia una mayor volatilidad, lo cual sugiere que la concentración se ve influenciada por factores como cambios en la producción y variaciones en la demanda de grandes compradores. Se observan valores alrededor de 3.500, con picos que superan los 5.000, lo que indica una elevada concentración en el mercado. Este nivel de concentración es indicativo de que pocas empresas dominan la oferta, especialmente en períodos de alta demanda, lo que podría reducir la competitividad y aumentar el poder de mercado de los actores dominantes.

La variabilidad en el HHI de la oferta durante la segunda mitad de julio es especialmente notable. En este período, se observaron reducciones en las entregas de algunos de los principales campos de producción en el sur de la costa, junto con una disminución en la inyección de gas por parte de la planta de regasificación. Esto resultó en un aumento de la cuota de mercado del principal productor nacional, destacando cómo las fluctuaciones en la oferta pueden impactar la concentración en el mercado.

En cuanto al Índice de Concentración de la demanda en el mercado primario, se observa una mayor estabilidad en comparación con el HHI de la oferta, lo cual sugiere una estructura de mercado más consolidada en términos de contratos. El menor HHI de la demanda indica una competencia relativamente más intensa en este segmento, aunque todavía presenta una concentración moderada, en tanto la mayor volatilidad en el HHI de oferta sugiere que las dinámicas de producción y suministro pueden tener un mayor impacto en la concentración del mercado que los contratos a largo plazo.

¹ Se considera que un HHI superior a 1.500 e inferior a 2.500 es un mercado moderadamente concentrado. Los mercados que superan los 2.500 puntos son considerados altamente concentrados.

Figura 1-9: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural



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

El Coeficiente de Concentración de las cuatro mayores empresas en la oferta del mercado primario se sitúa en torno al 0.88. Este valor revela una participación notable de estas empresas en la oferta y se mantiene estable durante el período analizado, con ligeras variaciones que reflejan el control constante de los actores dominantes. Un coeficiente cercano a 1 confirma el elevado grado de control que ejercen las principales empresas, alineándose con los valores elevados del HHI en la oferta del mercado primario. Esto subraya la importancia de monitorear la concentración para prevenir prácticas anticompetitivas que puedan afectar el bienestar del mercado y los consumidores.

1.1.2 Mercado Secundario

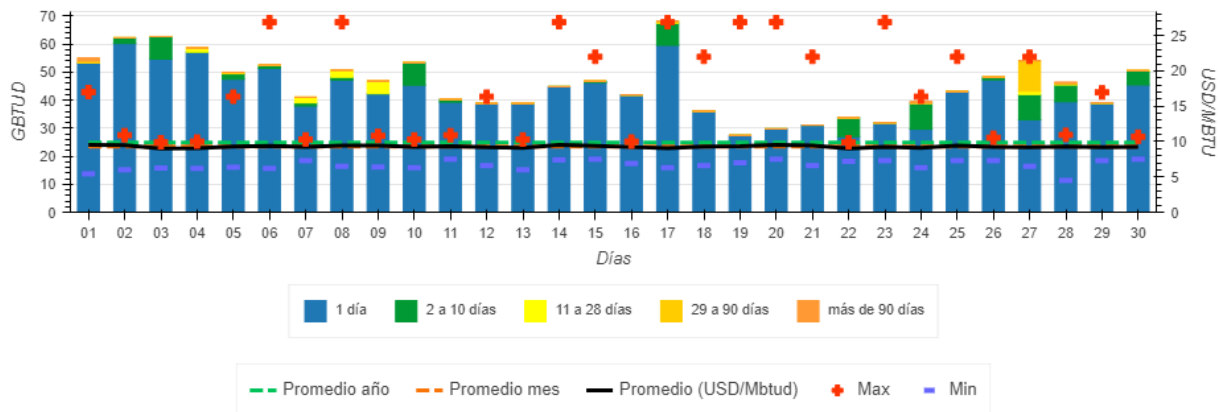
De acuerdo con la regulación vigente (Resolución CREG 186 de 2020), el “*Mercado Secundario es donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los 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 experimentó volúmenes de negociación promedio a corto, mediano y largo plazo, que alcanzaron un máximo de 575 transacciones mensuales en agosto de 2024, de las cuales 534 corresponden a operaciones diarias. Dentro de este volumen, el Mercado Secundario de Corto Plazo se registraron contrataciones diarias que fluctuaron entre 9.0 GBTUD y 87.0 GBTUD, como se ilustra en las figuras que se presentan a continuación, cuya temporalidad es mensual:

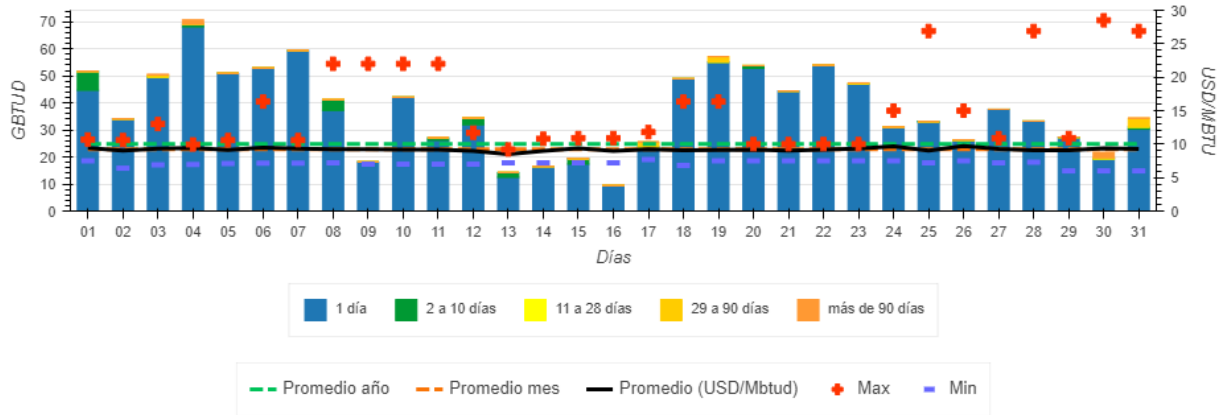
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario jun. 24



Duración\ día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	Total transacciones	
1 día	15	15	13	17	19	23	13	19	14	15	15	17	17	18	11	16	19	16	15	19	24	13	15	18	18	21	22	18	14	13	502	
2 a 10 días		2	4		1	1	2	1		4	1		1		1		4						5		4		1	8	2		1	43
11 a 28 días				1		1	1	1	2																		1	1		1	9	
29 a 90 días	2				1												1										5	2			11	
más de 90 días	5																							1				1	1		8	
Total transacciones	22	17	17	18	21	25	16	21	16	19	16	17	18	18	12	16	24	16	15	19	24	18	15	23	18	22	36	24	15	15	573	

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

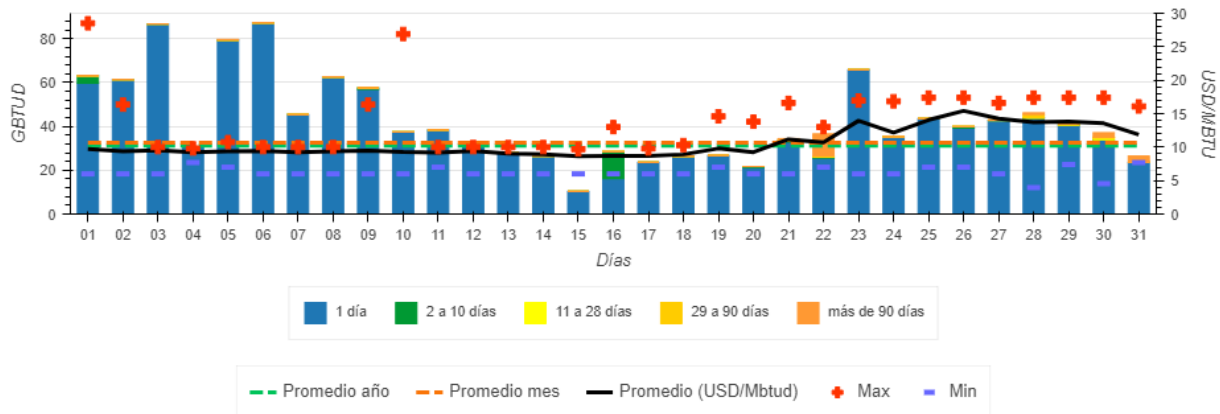
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario jul. 24.



Duración/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones	
1 día	14	19	19	18	29	14	16	12	15	18	17	24	13	11	20	8	19	20	24	16	17	20	14	18	22	14	16	16	14	15	13	525	
2 a 10 días	3			1				3			1	2	1		2										1						2	17	
11 a 28 días																																	
29 a 90 días			2														1		1				1						1	1	6	14	
más de 90 días			1	1											1															1		4	
Total transacciones	17	19	22	20	29	14	16	15	15	18	18	26	14	11	23	8	20	20	25	17	17	20	15	18	23	15	16	16	15	17	21	560	

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

Figura 1-12: Dinámica Mercado Secundario ago. 24.



Duración/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	23	22	20	8	19	21	13	19	22	14	13	17	20	23	12	15	15	13	16	21	22	18	23	16	14	13	11	20	16	18	17	534
2 a 10 días	3								2							6				1	1	1			2						16	
11 a 28 días																					1								1		2	
29 a 90 días																						1	3			1	4	1	1		11	
más de 90 días				1																							4	2	3		12	
Total transacciones	26	22	20	8	20	21	13	19	24	14	13	17	20	23	12	21	15	13	16	22	26	23	23	16	14	15	12	28	17	22	20	575

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. – 24	573	502	27	68	9,3
Jul. – 24	560	525	9	71	9,2
Ago. - 24	575	534	10	87	10,7

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

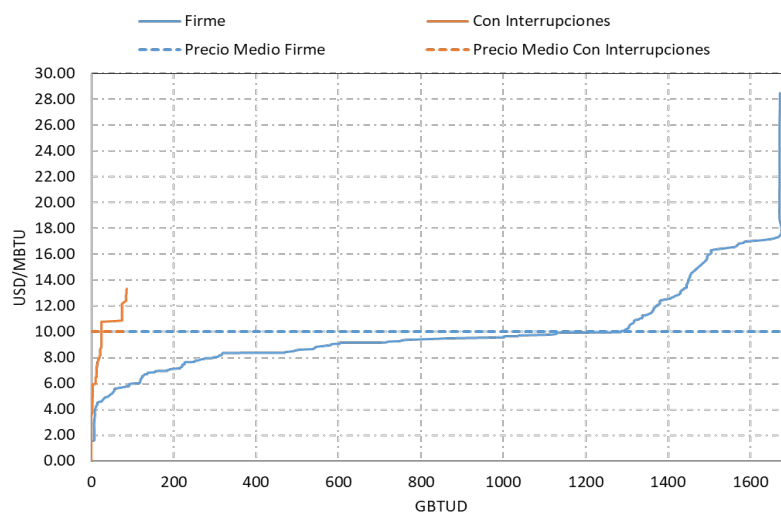
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales fluctuó entre 560 y 575, alcanzando un máximo de 575 en agosto de 2024.
- Se transaron contratos con diversas duraciones: diarias, semanales, mensuales y superiores a un mes. Sin embargo, las transacciones de mayor frecuencia fueron las diarias, registrando 502, 525 y 534 operaciones en junio, julio y agosto de 2024, respectivamente.
- Los precios promedio oscilaron entre 9,2 USD/MBTU y 10,7 USD/MBTU, reflejando una estabilidad durante este trimestre.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 1-13 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja), considerando los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de agosto de 2024.

Figura 1-13: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.



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

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

- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 10,04 USD/MBTU durante el período analizado.
- Una mínima proporción del 2,0% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 5,0 USD/MBTU, señalando que estos precios no son atractivos para los vendedores en la modalidad Firme.
- Alrededor del 3,4% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Las cantidades contratadas entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 3,4%.
- La mayor parte de las cantidades contratadas, representando el 90,6%, se ubicaron en el rango de precios mayores a 7,0 USD/MBTU, lo que indica que este rango es el más competitivo para este tipo de modalidad, resaltando resalta la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.

En conclusión, la curva de contratos modalidad Firme revela una fuerte demanda a precios superiores a 7,0 USD/MBTU. Esta información es relevante para los actores del mercado que buscan comprender la dinámica de precios y tomar decisiones informadas en la modalidad Firme del Mercado Secundario de gas natural.

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

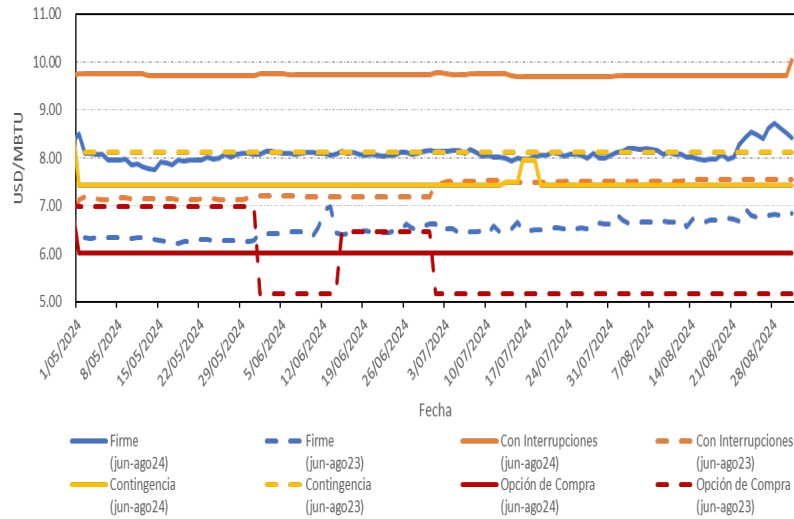
- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 10,0 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 4,2% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, sugiriendo que estos precios no son atractivos para los vendedores, en tanto que cerca del 10,4% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU.
- Una proporción baja del 4,7% de las cantidades contratadas de suministro se ubicaron en el rango de precios entre 7,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.
- Por último, se destaca que una mayoría significativa del 80,7% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios superiores a 8 USD/MBTU.
- La distribución de precios refleja una mayor tolerancia al riesgo por parte de los compradores que optan por la modalidad Con Interrupciones, ya que están dispuestos a pagar precios más altos a cambio de una mayor flexibilidad en el suministro.

Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el Mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 1-14. La modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre, con un precio promedio de 9,7 USD/MBTU, mientras que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el precio más bajo del trimestre con una media de 6,0 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad firme que tuvo una media de 8,1 USD/MBTU, siendo 1,5 USD/MBTU superior al valor medio del mismo período en 2023.

Figura 1-14: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.

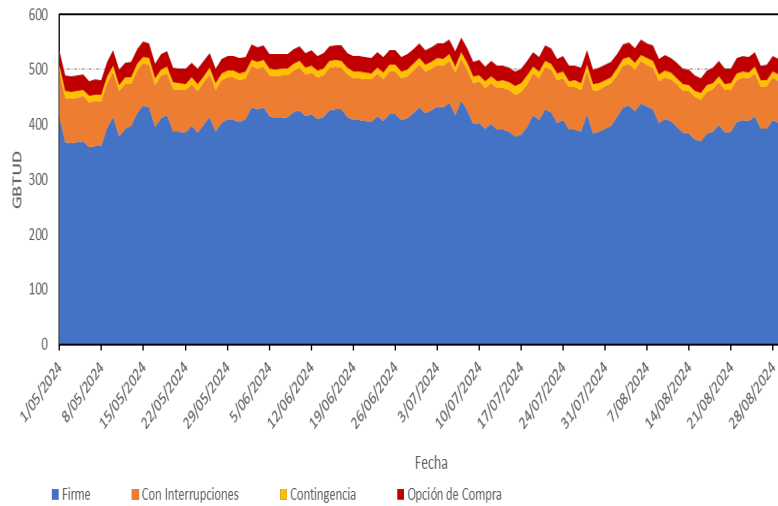


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

En el mismo sentido, se revisó el volumen contratado por modalidad, presentado en la Figura 1-15 que muestra la distribución del volumen contratado durante el trimestre. La cantidad promedio de gas contratado en la modalidad Firme superó los 408,4 GBTUD, convirtiéndose en la modalidad con mayor volumen contratado. Por otro lado, el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubicó en segundo lugar, con un valor medio de 76,3 GBTUD durante el trimestre.

Figura 1-15: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.



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

En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento del 4,7% en las cantidades totales contratadas. La distribución del volumen contratado por modalidad refleja las preferencias de los compradores en cuanto a flexibilidad y precio. La modalidad Firme, con su mayor seguridad de suministro, suele tener un mayor volumen contratado, mientras que la modalidad Con Interrupciones, a pesar de tener un precio generalmente más alto, también tiene un volumen significativo de contratación debido a su mayor flexibilidad.

Precios y cantidades por tipo de uso:

La Figura 1-16 incluye los precios ponderados de los contratos en el mercado secundario según el uso final. El resultado indica que el gas para uso Térmico mantiene el precio más alto del trimestre, cercano a 9,7 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para usos distintos a la generación de electricidad alcanzó un valor medio de 7,2 USD/MBTU. Esta diferencia refleja las distintas características de la demanda en cada sector.

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. El aumento interanual en los precios de ambos tipos de gas sugiere una mayor presión en el mercado de gas natural.

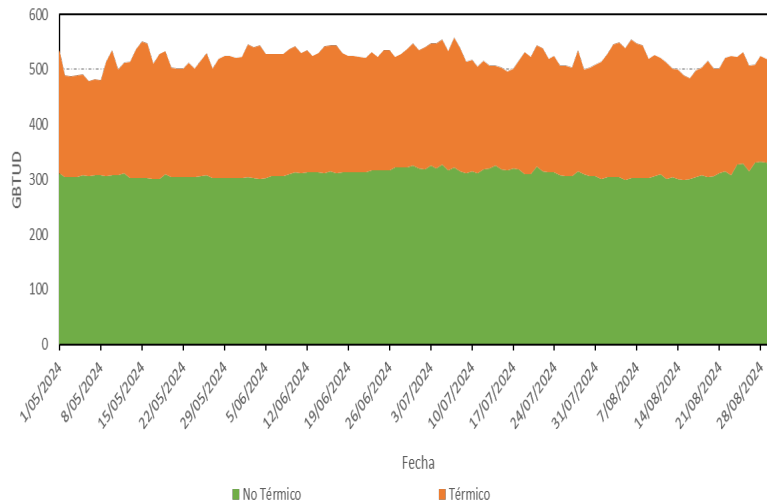
Figura 1-16: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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

El análisis también consideró las cantidades contratadas por tipo de uso (ver Figura 1-17). El resultado muestra que en el Mercado Secundario se transaron volúmenes superiores a los 524 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 312,2 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 211,9 GBTUD, aun cuando hacia el final del periodo disminuyó como consecuencia de menores requerimientos de electricidad por finalización del fenómeno de “El Niño”.

Figura 1-17: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.

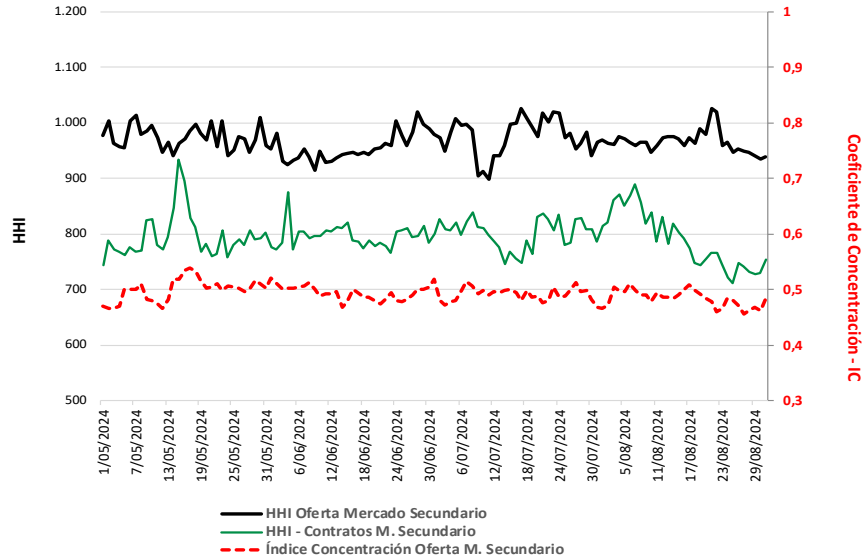


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Concentración y participación en el mercado

Al igual que en el mercado primario, se evaluaron indicadores de concentración para comprender la distribución de la participación de mercado entre los participantes del mercado secundario, cuyos resultados se presentan en la Figura 1-18.

Figura 1-18: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas Natural



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

El HHI de oferta en el mercado secundario presenta una mayor volatilidad en comparación con el HHI de contratos y se mantiene por debajo de 1.000 puntos durante el periodo de estudio, indicando una concentración moderada y relativamente estable, lo que conlleva que hay un número limitado de empresas que tienen una participación significativa, pero no al nivel de dominancia total. Esto implica que la oferta en el mercado secundario está más distribuida entre varios actores, lo cual es positivo para la competencia y puede contribuir a precios más competitivos.

Hay cierta volatilidad a lo largo del tiempo, con un pico de concentración más pronunciado alrededor de finales de julio y comienzos de agosto. Este incremento podría estar relacionado con situaciones específicas de oferta, como reducciones temporales en la producción o cambios en la demanda de grandes consumidores

En el mercado secundario el HHI de contratos también muestra fluctuaciones, pero mantiene valores más bajos que el HHI de la oferta, oscilando entre 700 y 900, con estabilidad indicando una

estructura de mercado más consolidada en términos de contratos. Este indicador es más bajo que el de oferta lo que puede sugerir mayor competencia en el segmento de contratos, pese a mantener cierto nivel de concentración. Lo anterior también señala que los vendedores tienen más poder de mercado que los compradores y en consecuencia precios más altos para compradores y usuarios, pues menos vendedores controlan mayor porción de mercado.

Se observa un pico a mediados de mayo y algunas fluctuaciones notables hacia finales de agosto, señalando que en ciertos momentos hubo un aumento en la concentración, probablemente debido a negociaciones intensivas entre un reducido número de actores dominantes.

El índice de Concentración de las cuatro empresas mayores muestra fluctuaciones ubicándose alrededor de 0,5 señalando que estas empresas tienen un control menos pronunciado en comparación con el mercado primario, reflejando un control consistente de las principales empresas en la oferta del mercado secundario, aunque no a un nivel extremo. La menor concentración en el mercado secundario permite una mayor flexibilidad y competitividad, lo cual es beneficioso en términos de acceso y precios para los consumidores que dependen de este mercado.

La estabilidad en el IC indica que, aunque se presentan fluctuaciones en el HHI, los principales actores no han variado significativamente su cuota de mercado relativa, pues los cambios en el HHI pueden deberse a dinámicas de mercado entre actores de menor tamaño o cambios transitorios en la participación de ciertos proveedores. Un IC estable también indica una concentración que no varía bruscamente, lo que puede contribuir a una cierta previsibilidad en la oferta del mercado secundario. Sin embargo, la estabilidad también resalta la necesidad de monitorear cualquier cambio sustancial en la estructura del mercado para evitar que se desarrollen prácticas anticompetitivas.

En general, el mercado secundario presenta una concentración moderada, tanto en la oferta total como en los contratos, ofrece un grado de diversificación y competencia que podría amortiguar los efectos de choques de oferta y demanda en comparación con el mercado primario. Aun así, la presencia de unas pocas empresas con alta participación subraya la necesidad de continuar monitoreando estas concentraciones para asegurar que se mantengan condiciones competitivas.

1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM²

El tercer segmento del mercado mayorista denominado Otras Transacciones del Mercado Mayorista facilita el desarrollo de operaciones de compraventa de gas natural que no se ajustan a las modalidades de contratación del mercado primario ni del mercado secundario; juega un papel fundamental en la diversificación y flexibilidad del mercado, complementando las transacciones de suministro y transporte que se realizan en el mercado primario y secundario. Los participantes tienen la libertad de negociar las condiciones de la transacción, como el precio, la cantidad, forma de entrega, entre otros elementos, favoreciendo la comercialización de gas natural en situaciones excepcionales, ayudando a promover la competencia y proporcionar facilidad para gestionar posiciones y optimizar estrategias.

En este aparte se efectúa un análisis sobre las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados, así como de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

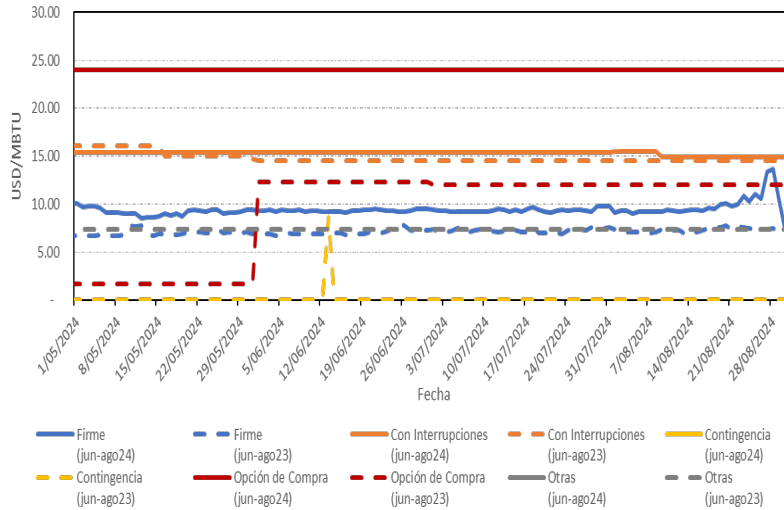
Precios y cantidades por modalidad:

Complementando el análisis, se llevó a cabo una revisión de los precios promedio en la modalidad de Otras Transacciones del Mercado Mayorista los cuales se presentan en la Figura 1-19. Del registro se evidencia que los precios del gas natural varían significativamente según la modalidad de contratación, en este segmento de mercado. La modalidad Opción de Compra alcanza el Precio promedio más alto, cercano a 24,0 USD/MBTU, en tanto el precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 9,5 USD/MBTU.

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

² 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.

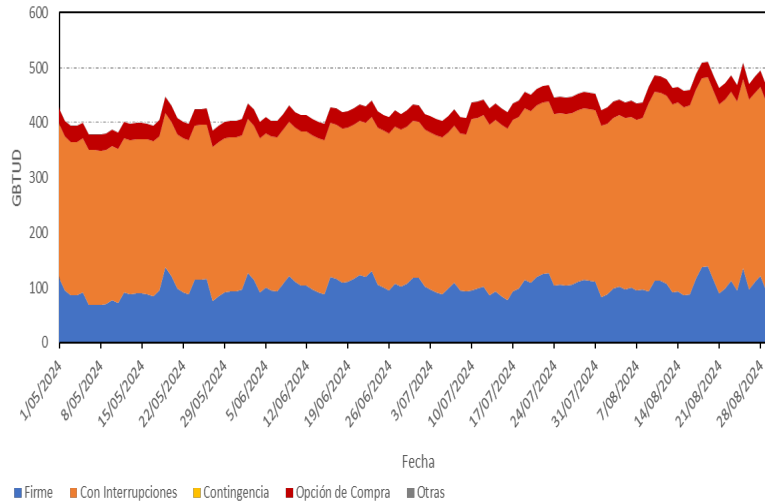
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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

En lo concerniente a volúmenes contratados según modalidad contractual en esta fracción del mercado, se infiere que la modalidad con Interrupción es la que tiene el mayor volumen de gas contratado, seguida de las modalidades Firme y Opción de Compra, tal y como se presenta en la Figura 1-20. Esto indica que los participantes del mercado están priorizando la rentabilidad sobre la certeza del suministro y los compradores están dispuestos a aceptar el riesgo de posibles interrupciones en el suministro a cambio de precios más bajos mostrando una mayor tolerancia a la suspensión del suministro, ya que pueden tener la capacidad de cambiar a fuentes de combustible alternativas o tener planes de contingencia para gestionar las interrupciones del suministro.

Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.



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

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

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

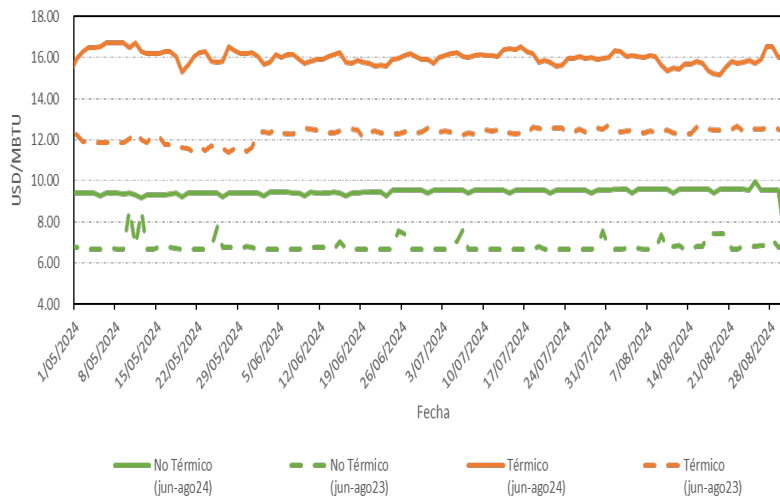
La modalidad con Interrupciones transó durante el trimestre un volumen medio cercano a 307,0 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 104,8 GBTUD. Adicionalmente, se observa una caída en el total de las cantidades contratadas de 0.7% frente al trimestre anterior.

Precios y cantidades por tipo de uso:

Durante el trimestre analizado, se observaron dos tendencias principales en los precios del gas natural negociados en la OTMM, diferenciados por su tipo de uso (ver Figura 1-21). En el sector Térmico se negociaron contratos con un precio medio de 15,9 USD/MBTU y en comparación con el mismo trimestre del año anterior, los precios del sector Térmico experimentaron un incremento de 3,5 USD/MBTU, lo que representa un aumento del 28,3%.

En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 9,5 USD/MBTU, que, si bien no experimentó un aumento tan significativo como el sector Térmico, refleja un incremento en comparación con el mismo período del año anterior.

Figura 1-21: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

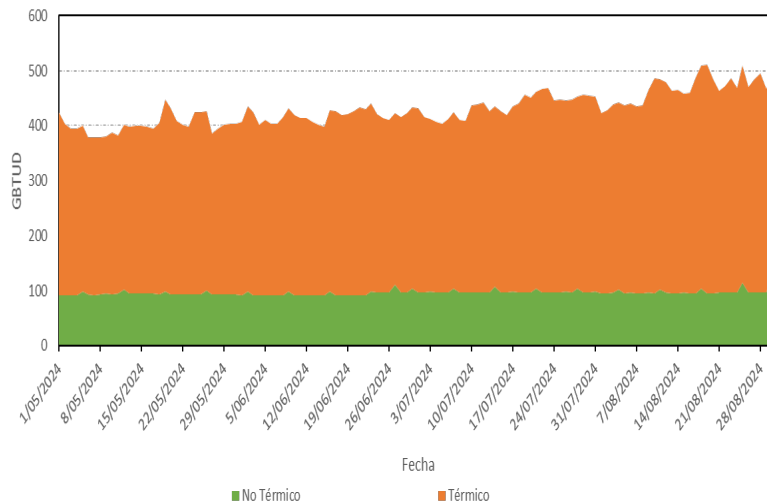
En general, el análisis de los precios por tipo de uso en la OTMM revela algunas fluctuaciones en los precios durante el período, pero la tendencia es al alza en ambos sectores, siendo el sector Térmico el que experimenta el mayor incremento.

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 1-22 ilustra la distribución de volúmenes de gas natural negociados en la OTMM durante el trimestre analizado, diferenciados por su tipo de uso. Los resultados indican transacciones por un volumen total de 344,0 GBTUD de gas natural con destino Térmico, lo que representa un 77,9% del volumen total negociado en este segmento de

mercado durante el período, mientras que para uso No Térmico se negociaron 97,3 GBTUD de gas natural, lo que representa el 22,1% restante del volumen total negociado en la OTMM.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior, el volumen de gas natural negociado para uso Térmico experimentó una caída del 1,8%, mientras que el volumen de gas natural para uso No Térmico se incrementó en un 3,8%.

Figura 1-22: 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

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

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

Donde:

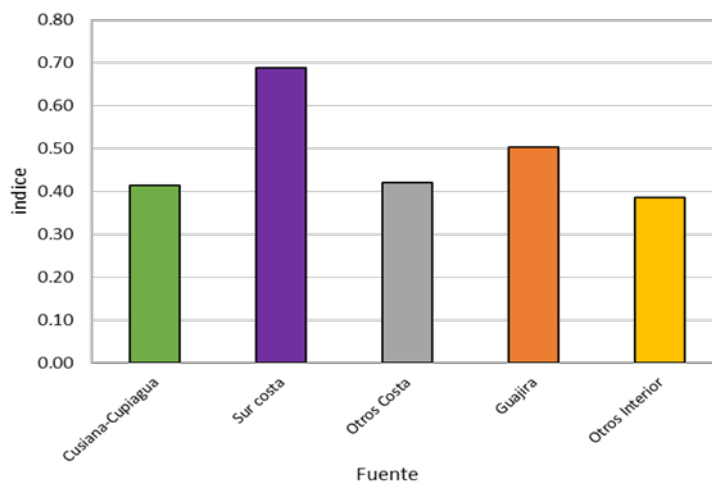
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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

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

El análisis del Índice de Precios Nacional vs. Importado por campo de gas revela que, a pesar de la estabilidad en los precios internacionales, el gas nacional continúa manteniendo una ventaja competitiva en general. Esta ventaja es particularmente evidente en los campos del Interior, donde los precios se encuentran significativamente por debajo del gas importado. En contraste, los precios en los campos Sur Costa se acercan más a los niveles del gas importado, lo que sugiere una menor competitividad en esta región, como se registra en la Figura 1-23.

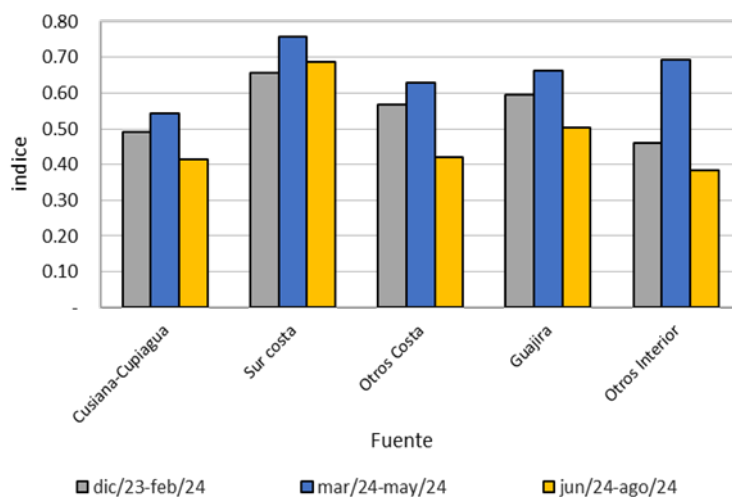
Figura 1-23: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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

La evolución del Índice de Precios Nacional vs. Importado en los últimos tres trimestres (ver Figura 1-24) registra un incremento generalizado del indicador para todas las fuentes durante el trimestre junio-agosto de 2024. Este aumento refleja mayor competitividad del gas nacional en comparación con el gas importado durante este período. El índice del gas nacional ha aumentado a un ritmo más lento que el índice del gas importado, lo que indica que el gas nacional se ha vuelto más competitivo en relación con el gas importado durante este período.

Figura 1-24: 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

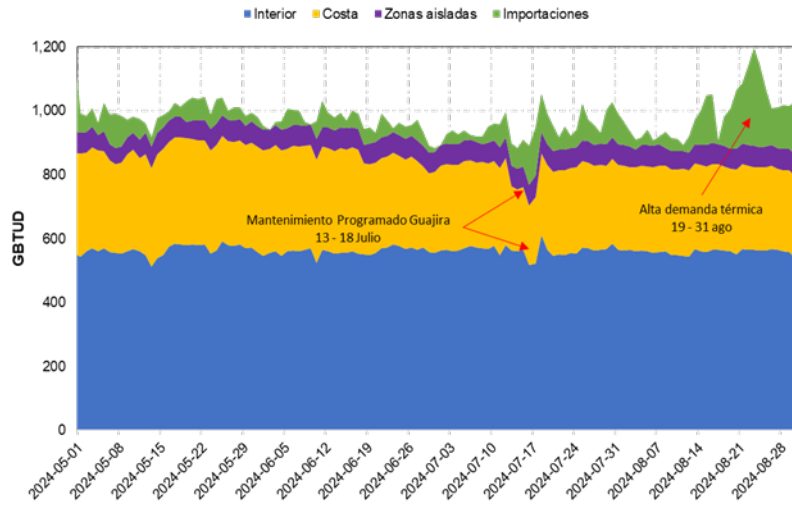
1.2 Seguimiento operativo

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

1.2.1 Producción

La producción nacional de gas natural promedió 898.8 GBTUD durante el periodo analizado y con las importaciones la oferta total aumentó a 969,7 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 560,6 GBTUD, seguida por zona Costa con 274,3 GBTUD y los restantes 63,9 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas (ver Figura 1-25).

Figura 1-25: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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

La gráfica, además muestra una disminución en la producción del interior y la costa durante los días 13 al 18 de julio debido a un mantenimiento programado en Guajira. Este mantenimiento provocó una reducción del 95,3% en la producción durante ese período. Así mismo, durante los últimos días de agosto, se observa un incremento equivalente al 28,6% en la inyección de gas desde la planta de regasificación ubicada en Cartagena. Este incremento se debe a una mayor demanda por parte del sector térmico.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó una disminución del 20,5%, equivalente a 249,9 GBTUD. A nivel regional se observan variaciones así: el Interior del país disminuyó 15,1 GBTUD su producción y las importaciones también disminuyeron en 201,5 GBTUD. Mientras que la Zonas no Interconectadas y Aisladas aumentaron en 1,9 GBTUD y la región Costa aumentó 35,2 GBTUD su aporte. La Tabla 1-2 contiene las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

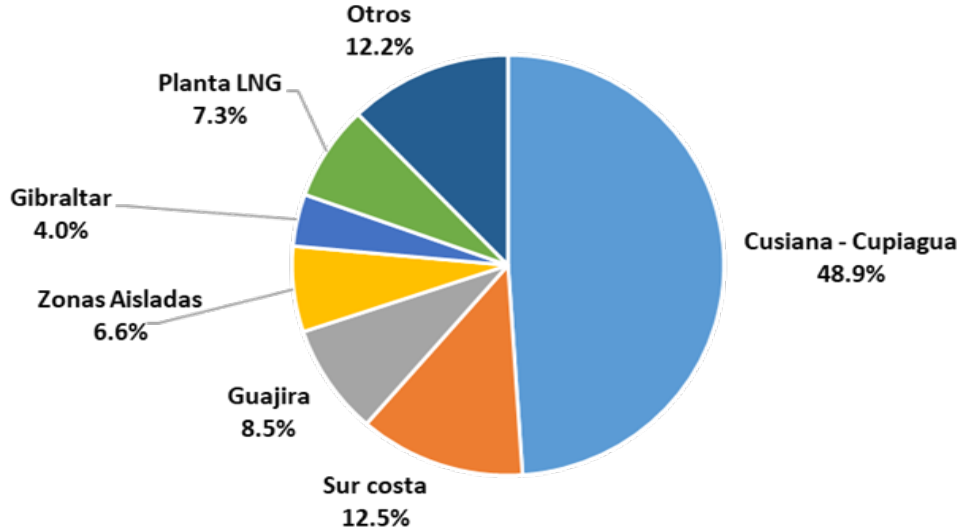
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Mar. 24 – May. 24	Jun. 24 – Ago. 24	Variación
Interior	575,7	560,6	-2,6%
Costa	309,5	274,3	-11,4%
Importaciones	272,4	70,9	-74,0%
Zonas aisladas	62,0	63,9	3,1%
Total	1.219,6	969,7	-20,5%

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

Durante el trimestre junio-agosto 2024, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 48,9% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 12,5% y el gas de la Guajira lo hizo con 8,5%. La Zonas Aisladas proporcionaron 6,6% y el campo Gibraltar proveyó 4,0%, los que fueron adicionados en 12,2% por la categoría Otros, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 7,3% ver la Figura 1-26.

Figura 1-26: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



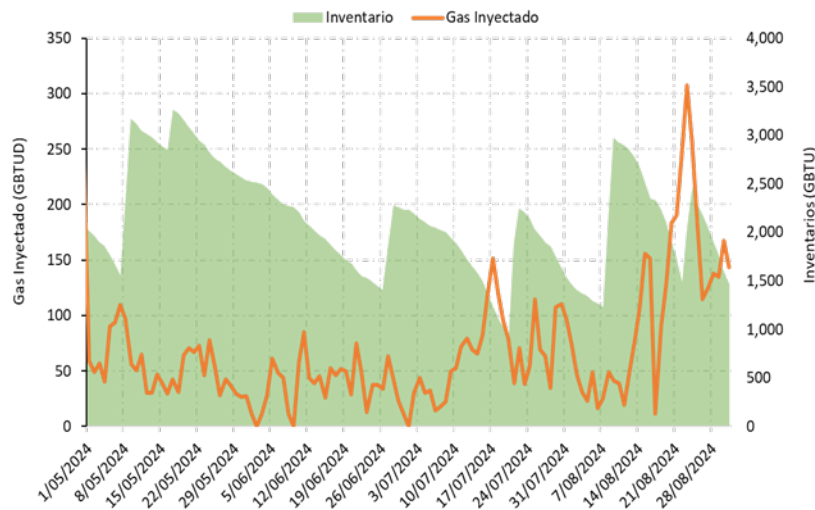
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Gas Natural Importado:

La Figura 1-27 registra el comportamiento del inventario de GNL (representado por el área verde) en la planta de regasificación de Cartagena durante el trimestre analizado. También se observa la cantidad de energía entregada al Sistema Nacional de Transporte (línea continua naranja).

Al inicio del período (1 de junio), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 2.516,8 GBTU y al final del período (último día de agosto), el volumen almacenado alcanzó los 1.459,8 GBTU, representando 36,5% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Además, se registraron operaciones de inyección de gas importado todos los días del trimestre, a excepción del 1 de julio, logrando el 23 de agosto el valor máximo diario de inyección con 307,6 GBTU. El promedio trimestral de inyección fue de 70,9 GBTUD.

Figura 1-27: 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-24	2.009,3	37,4
Jul-24	1.798,8	65,3
Ago-24	2.034,9	108,8

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

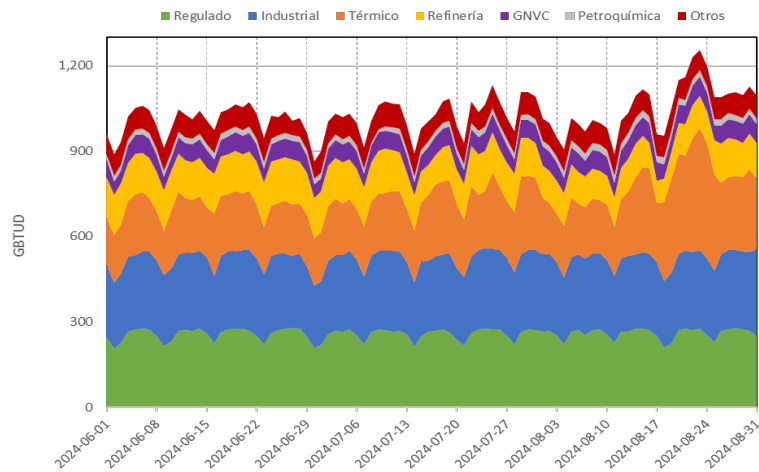
1.2.2 Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 1.028,4 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.254,8 GBTUD el 23 de agosto de 2024, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el valor mínimo fue de 863,8 GBTUD el 30 de junio de 2024.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el Industrial, Regulado y Térmico, los cuales representaron en conjunto cerca del 72,1% de la demanda nacional, el restante 27,9% corresponde a consumo de gas natural para las operaciones de Refinación, Petroquímica, y la categoría de Otros que abarca consumo para estaciones de compresión, demanda de gas natural comprimido y distintos usos finales (ver Figura 1-28)³.

³ El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.

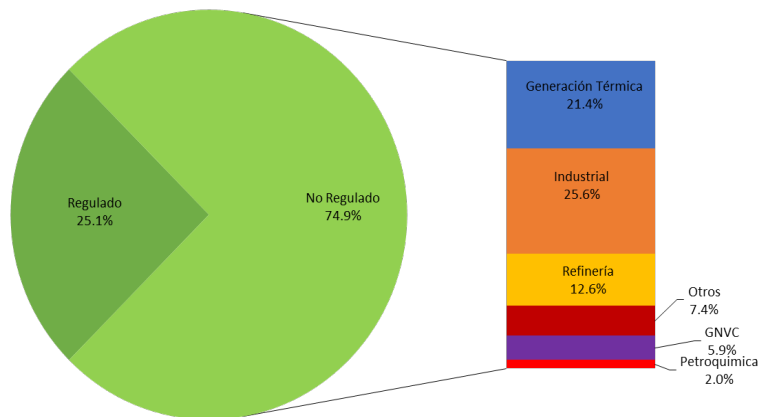
Figura 1-28: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 25,1% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 74,9% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 1-29). Entre los usuarios No Regulados el de mayor consumo correspondió al sector industrial con una participación de 25,6% del total, seguido por el sector generación térmica y las refinerías con 21,4% y 12,6% correspondientemente.

Figura 1-29: Distribución de la demanda por tipo de usuario.



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

Revisando la evolución de la demanda, se encuentra que el consumo del trimestre presentó una caída de 202,1 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con una disminución de 200,6 GBTU (ver Tabla 1-4).

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

Sector	Mar. 24 – May. 24	Jun. 24 – Ago. 24	Variación
Regulado	253,3	258,0	1,9%
Industrial	263,6	263,6	0,0%
Generación Térmica	420,8	220,2	-47,7%
Refinería	145,3	129,1	-11,1%
GNCV	58,5	60,6	3,6%
Petroquímica	15,3	20,8	35,9%
Otros	73,8	76,2	3,3%
Total	1.230,6	1.028,5	-16,4%

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

En agosto de 2024, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 4,4% en comparación con agosto de 2023. Esta caída representa un total de 48,3 GBTUD (ver Tabla 1-5). La demanda de gas natural por parte de los usuarios regulados disminuyó en comparación con agosto de 2023, lo mismo que el consumo para la generación de electricidad cuya reducción alcanzó el 20.4%, al igual que el uso de gas natural para refinería que perdió 47,0 puntos porcentuales.

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

Sector	Ago. 23	Ago. 24	Variación
Regulado	264,2	260,1	-1,6%
Industrial	256,1	264,4	3,3%
Generación Térmica	278,2	257,8	-7,3%
Refinería	158,5	111,5	-29,6%
GNCV	53,2	62,8	18,2%
Petroquímica	18,5	23,0	24,2%
Otros	75,3	76,0	0,9%
Total	1.103,9	1.055,6	-4,4%

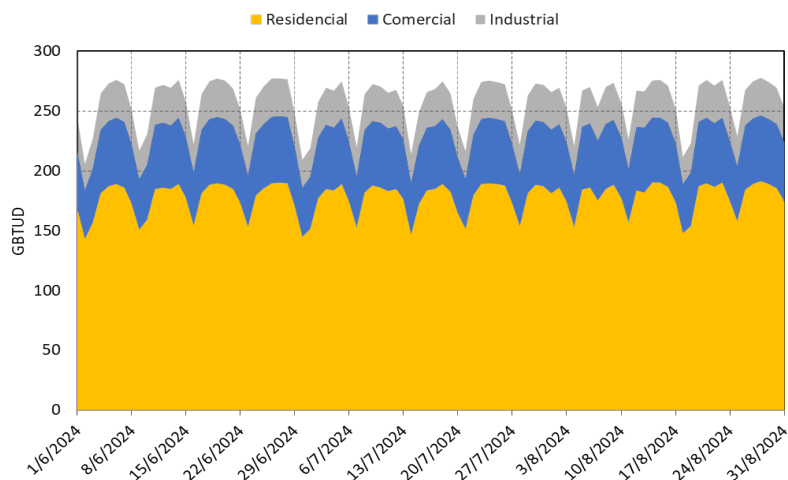
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

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

Sector Regulado:

El sector Regulado presenta un comportamiento estable, con ciclos semanales de consumo claramente marcados, con un mayor consumo de lunes a viernes y un menor consumo los fines de semana. En este sector, la demanda está dominada por el consumo residencial, que tiene un valor medio semanal de 177,7 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 51,1 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 29.2 GBTUD (ver Figura 1-30).

Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



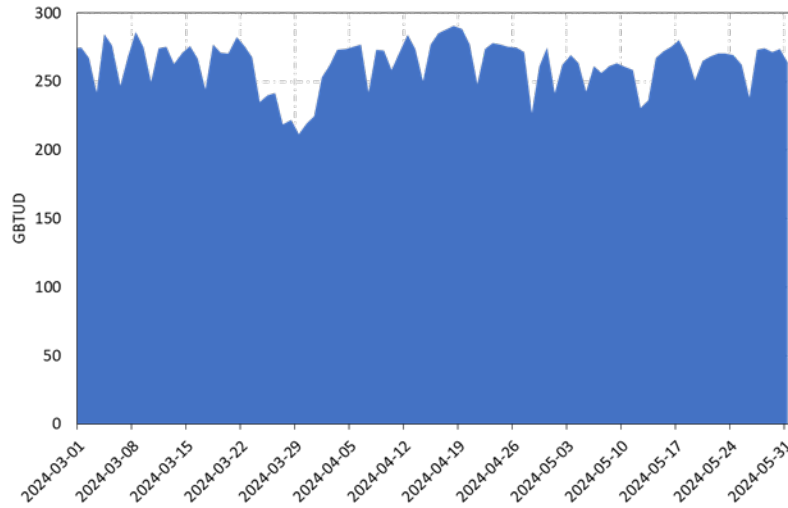
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 258,0 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector Industrial durante el período de junio a agosto de 2024 se ubicó en un promedio de 263,5 GBTUD (ver Figura 1-31). Esta cifra refleja una relativa estabilidad en el consumo durante el período analizado y un comportamiento estacional con mayores consumos de lunes a viernes y disminución durante los fines de semana. En lo referente a los valores extremos, el consumo más alto se registró el 31 de agosto de 2024 con 301,5 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 30 de junio de 2024 con 216,9 GBTUD.

Figura 1-31: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.

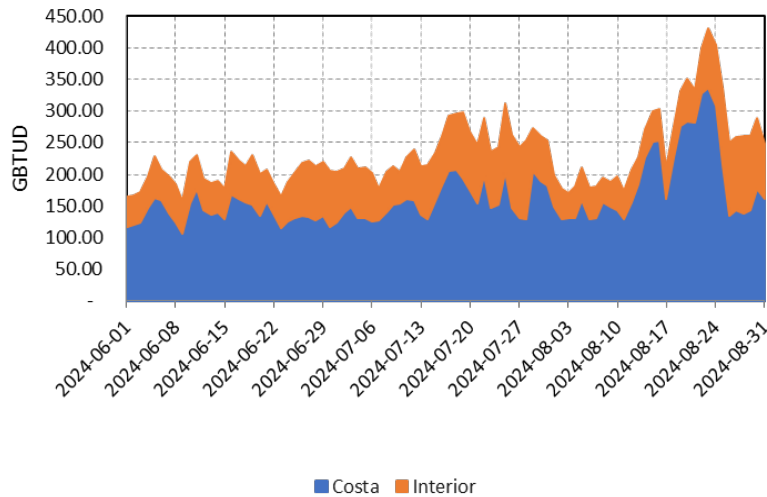


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado promedió 233,2 GBTUD, mostrando una concentración regional significativa. La región Costa consumió 163,1 GBTUD, lo que representa el 69,9% del total, mientras que la región Interior alcanzó 70,1 GBTUD, equivalente al 30,1% del total (ver Figura 1-32). Se destaca en particular el consumo a finales de agosto, lo anterior se explica principalmente por el elevado requerimiento de generación térmica asociado a los bajos aportes hídricos.

Figura 1-32: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.



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

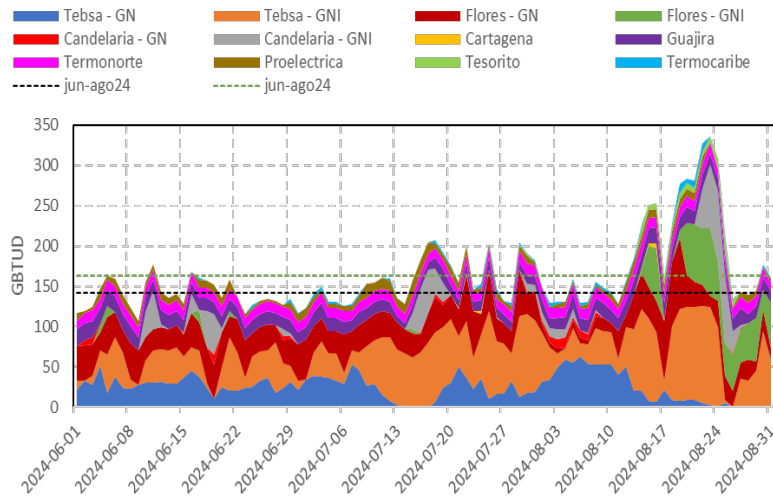
El consumo de gas para generación de electricidad presenta variabilidad a lo largo del periodo, con un pico de demanda el día 23 de agosto de 2024 de 430,2 GBTUD y un valle de demanda el día 9 de junio de 2024 de 157,1 GBTUD.

Durante este trimestre se observa incremento en el consumo de gas natural para generación térmica, pasando de un promedio de 194,8 GBTUD en mayo a 199,8 GBTUD en junio. Este incremento se debió principalmente al incremento de generación térmica por la falta de aportes hídricos.

- Sector Térmico – Costa Atlántica:

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 163,1 GBTUD durante el período analizado. Este consumo presentó una variabilidad notable, con un máximo de 336,0 GBTUD registrado el 23 de agosto y un mínimo de 106,6 GBTUD el 9 de junio de 2024. La central Tebsa se posicionó como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 73,7 GBTUD, equivalente al 45,2% del consumo total de la región. Le siguieron las plantas Flores y Guajira, con consumos promedio de 41,2 GBTUD (25,3%) y 15,5 GBTUD (16,0%) tal y como se presenta en la Figura 1-33.

Figura 1-33: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte, las plantas Termocandelaria, Cartagena, Termonorte, Tesorito, Termocaribe y Proeléctrica consumieron en conjunto 32,7 GBTUD representando 29,6% del total.

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

En la Tabla 1-6 se muestra que durante el trimestre el mayor consumo de GNI correspondió a TEBSA con un valor medio trimestre de 48,7 GBTUD, equivalente al 73,3%. Las plantas Flores y Candelaria también presentan consumos de GNI, con 8,9 GBTUD (13,5%) y 8,8 GBTUD (13,2%), respectivamente.

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 24	28,4	28,7	35,0	1,5	1,2	7,2	101,9
Julio 24	23,1	59,4	34,2	0,2	0,4	6,8	124,2
Agosto 24	23,3	59,3	27,2	25,0	2,0	12,5	149,2
Promedio Trimestre	25,0	48,7	32,3	8,9	1,2	8,8	124,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 1-7 ofrece un análisis detallado del consumo de gas natural durante el trimestre en las plantas de generación de la Costa Atlántica que no forman parte del Grupo Térmico. La planta Guajira se posiciona como la mayor consumidora de gas natural entre las plantas que no pertenecen al Grupo Térmico, con una demanda media trimestral de 15,5 GBTUD, equivalente al 16,0% del consumo total de este segmento. Termonorte se ubica en segundo lugar, con un consumo medio trimestral de 12,5 GBTUD, representando el 13,0% del total.

Las plantas Termocaribe, Termocartagena, Proeléctrica y Tesorito presentan consumos de gas natural significativamente menores, representando en conjunto el 10,5% del total del grupo con un consumo de 10,2 GBTUD. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 22,7% del consumo total de la región Costa Atlántica durante el trimestre.

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	Termocaribe	Total
Junio 24	0,0	17,2	12,6	6,8	0,0	0,3	36,6
Julio 24	0,3	12,9	12,1	8,8	0,1	1,6	34,2
Agosto 24	0,4	16,3	12,9	5,8	3,7	2,7	39,1
Promedio Trimestre	0,2	15,5	12,5	7,2	1,3	1,5	36,7

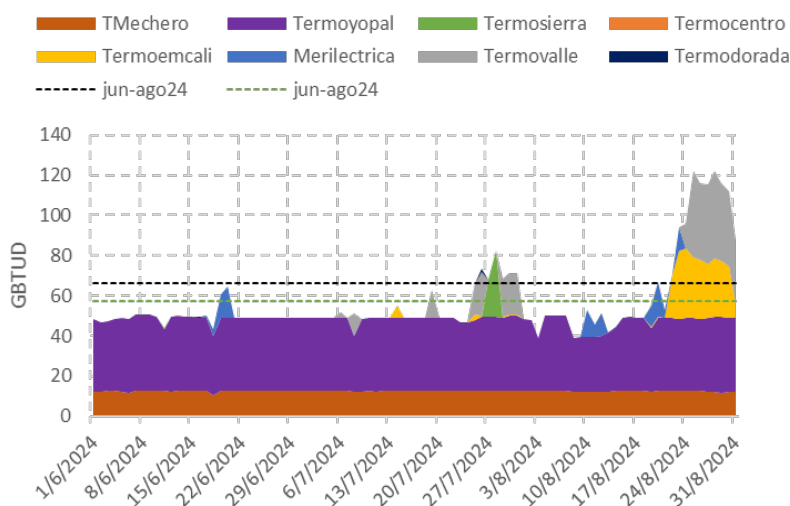
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- Generación térmica – Interior:

El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 70,1 GBTUD. Sin embargo, se presentó una variabilidad notable en el consumo diario, con un pico máximo de 123,1 GBTUD registrado el 28 de julio y un mínimo de 38,9 GBTUD el 8 de agosto. Esta variabilidad puede estar asociada a diversos factores, como la demanda de electricidad, la disponibilidad de otras fuentes de energía, restricciones del sistema y/o condiciones climáticas.

En la Figura 1-34, también se observa una tendencia sostenida de operación constante y estable en las plantas Termoyopal y Termomechero.

Figura 1-34: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 1-8 ilustra de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en la región del Interior del país durante el trimestre analizado. La planta Termoyopal se posiciona como la principal consumidora de gas natural en la región, con un consumo mensual promedio de 35,4 GBTUD, equivalente al 62,0% del total del consumo en el interior del país. Este dato refleja la importancia fundamental de esta planta en la generación de electricidad en la región. Por otra parte, Termomechero, ubica en el tercer lugar, con un consumo de 12,5 GBTUD, equivalente al 21,8% del total del consumo en el interior del país.

Las demás plantas, en conjunto, presentan un consumo promedio mensual de 9,3 GBTUD que aportan el 16,2% del consumo total del interior del país, lo que subraya su relevancia en la matriz energética regional.

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

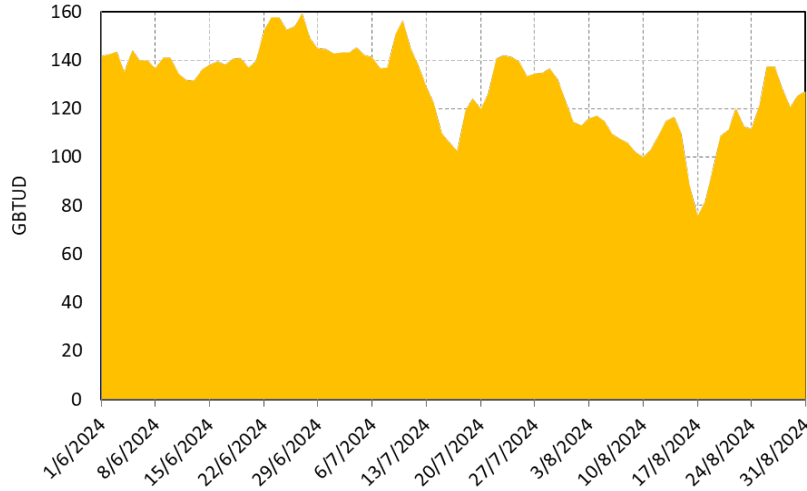
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Junio 24	1.1	-	0.0	-	0.0	-	12.4	36.1	49.6
Julio 24	-	-	0.1	0.4	1.7	4.0	12.6	36.0	54.7
Agosto 24	2.4	-	0.1	8.6	0.0	9.2	12.4	34.2	66.8
Promedio Trimestre	1.1	-	0.1	3.0	0.6	4.5	12.5	35.4	57.1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 129,1 GBTUD durante el período analizado (ver Figura 1-35). Esta cifra evidencia un consumo relativamente constante a lo largo del trimestre, con algunas variaciones puntuales. El consumo máximo de gas natural se registró el día 27 de junio de 2024, llegando a 159,2 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 17 de agosto, con 75,8 GBTUD, explicado por un evento de fuerza mayor en la refinería. Las demás variaciones en el consumo pueden estar asociadas a diversos factores, como la demanda de productos refinados, la disponibilidad de gas natural y las condiciones operativas de las refinerías.

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

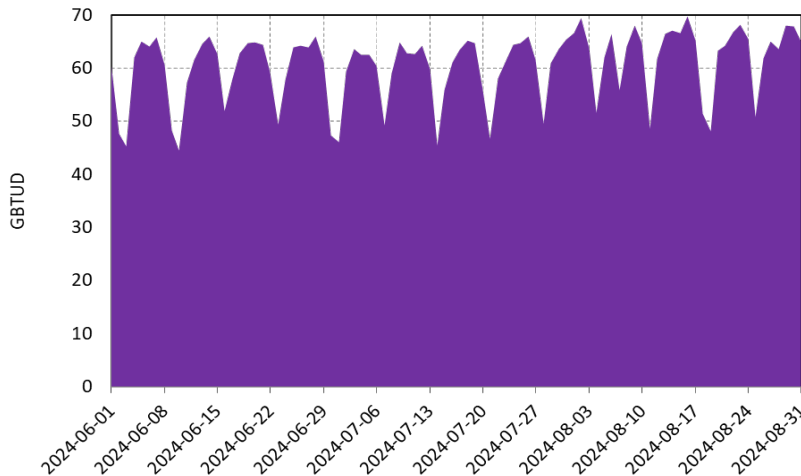


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV):

La Figura 1-36 ilustra el consumo de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre analizado. Se observa un comportamiento estable en general, con una estacionalidad semanal típica. Esto significa que el consumo presenta variaciones predecibles a lo largo de la semana, con días de mayor consumo, generalmente a principio de semana, y días de menor consumo durante los fines de semana.

Figura 1-36: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.



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

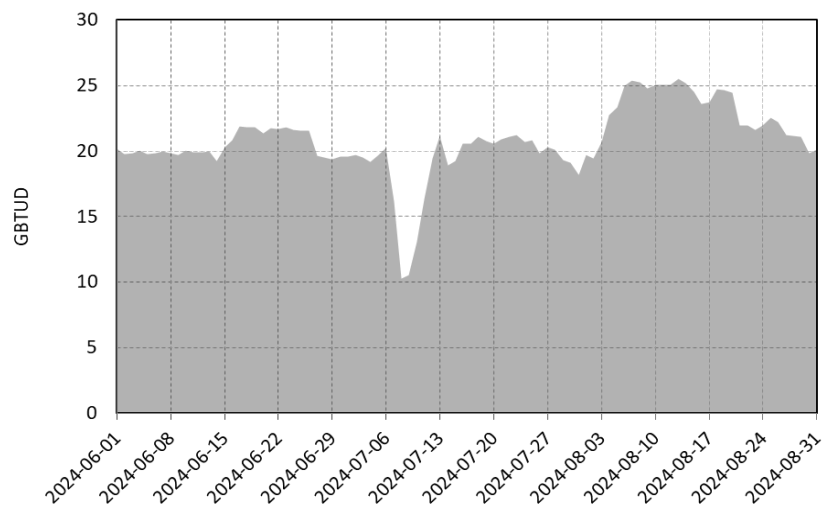
El consumo promedio de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre fue de 60,6 GBTUD. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 69,7 GBTUD y un consumo mínimo de 44,5 GBTUD.

Petroquímica:

La Figura 1-37 ilustra el comportamiento del consumo de gas natural en el sector Petroquímico durante el período analizado. Este sector registró un consumo medio trimestral de gas natural de 20,8 GBTUD durante el período analizado. Es importante destacar la variabilidad en la demanda a lo largo del trimestre, con un máximo de 25,5 GBTUD alcanzado en agosto y un mínimo de 10,3 GBTUD en el mes de julio.

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

Figura 1-37: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.



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

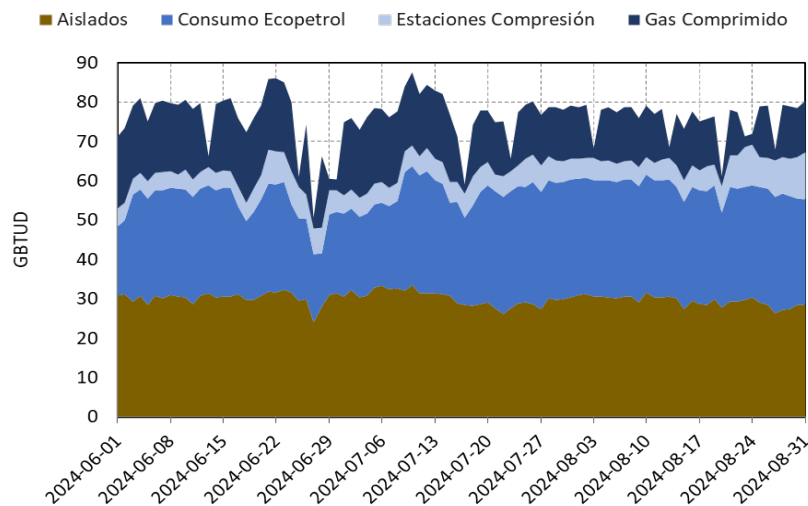
Otros sectores:

La Figura 1-38 muestra la demanda de gas natural de los sectores agrupados bajo la categoría "Otros sectores" durante el trimestre analizado. Esta categoría agrupa demanda asociada con: estaciones de compresión, consumos de Ecopetrol (incluye consumo para plantas Termo Ocoa y Termo Suria), demanda atendida por campos aislados y gas comprimido.

Los cuatro subsectores agrupados en "Otros sectores" presentaron un consumo agregado promedio de 76,2 GBTUD, demanda que es moderada, frente a otros sectores. Sin embargo, se destaca que la demanda dentro de esta categoría puede presentar variaciones notables entre los diferentes sectores, por la cantidad de usos asociados. La demanda máxima de 87,5 GBTUD ocurrió el 10 de julio y el menor consumo fue de 50,6 GBTUD el 27 de junio.

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 29,5 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 28,9 GBTUD y Gas comprimido con 10,9 GBTUD.

Figura 1-38: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 1-39 presenta un mapa detallado del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) de Colombia, donde se ilustra la ubicación de los principales gasoductos. Este mapa no solo permite visualizar la extensa red de gasoductos que atraviesan el país, sino que también ofrece información valiosa sobre los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.

Figura 1-39: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.



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

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

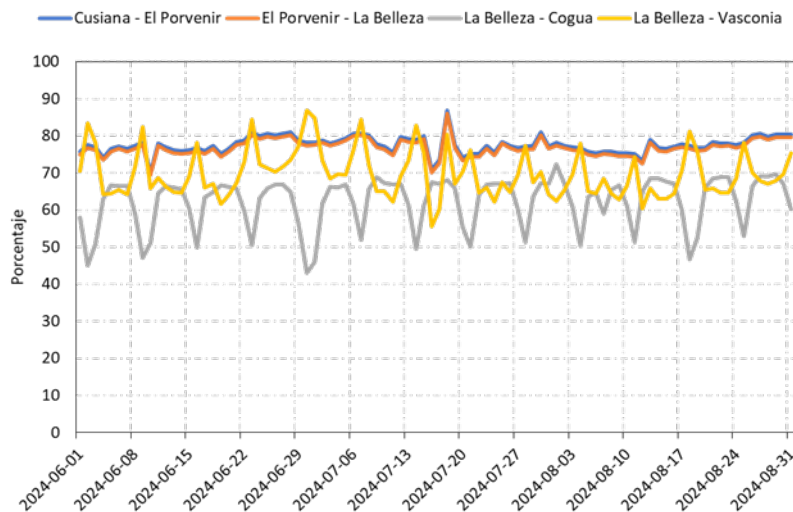
Oriente:

La Figura 1-40 ilustra los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan gas natural desde Cusiana hacia el interior del país durante el trimestre analizado. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización en cada tramo, identificando patrones y eventos relevantes.

La utilización promedio de los tramos Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia, se aproxima al 80,0% durante la mayor parte del trimestre. Esto indica una alta demanda de gas natural transportado a través de estos tramos, lo que refleja la importancia de esta ruta para el suministro de gas natural al interior del país.

Por otro lado, el segmento La Belleza – Cogua presentó una utilización más variable en comparación con los tramos anteriores, oscilando entre el 50% y el 65% aproximadamente.

Figura 1-40: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.



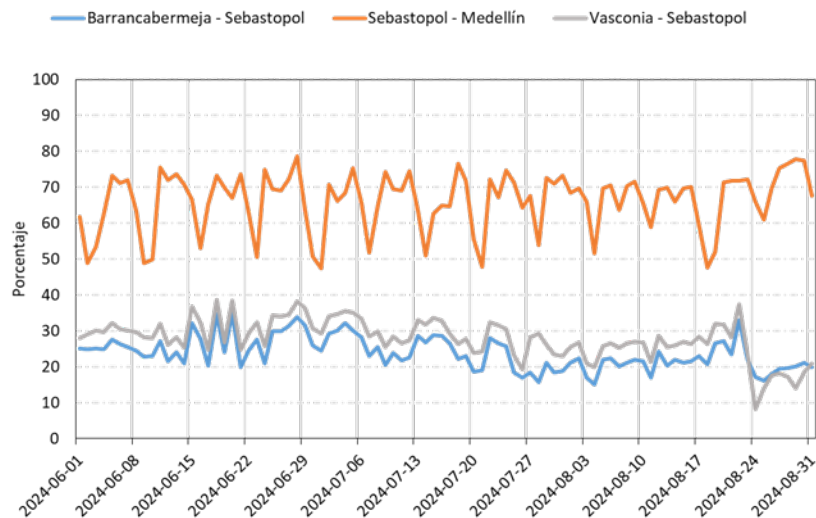
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Centro:

Así mismo, la Figura 1-41 ilustra el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol - Medellín. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización del ducto, identificando patrones y eventos relevantes.

El ducto Sebastopol - Medellín presentó un alto nivel de utilización durante el trimestre, con valores que oscilaron entre el 50,0% y el 70,0%. Se observa una variabilidad en la utilización del ducto a lo largo del trimestre, con picos en algunos días y caídas en otros, lo que podría estar asociada a diversos factores, como: demanda estacional, algunas interrupciones en Sebastopol y factores económicos. En contraste, los tramos Barrancabermeja – Sebastopol y Vasconia – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron entre el 20,0% y 40,0%, con una caída hacia el final del periodo de análisis.

Figura 1-41: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.

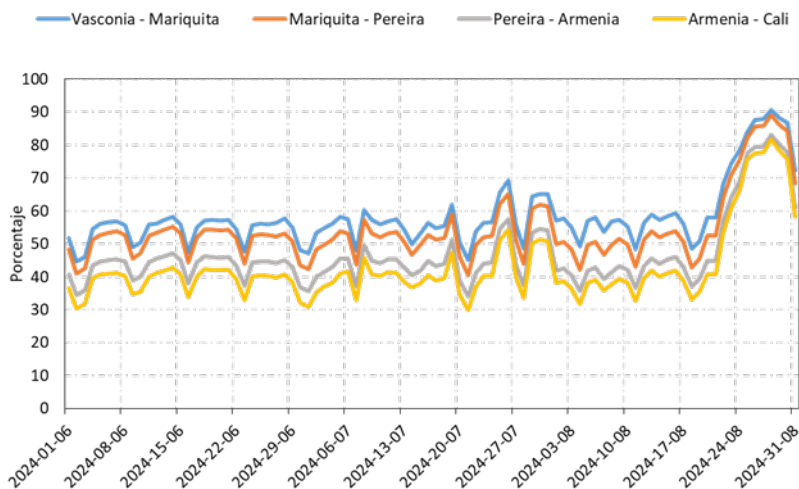


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se observa un comportamiento estable en la utilización de los ductos durante todo el período analizado. Esto indica que la demanda de gas natural en el occidente del país se mantuvo relativamente constante a lo largo del trimestre. Los valores medios de utilización oscilaron entre el 30% y el 60,0%, lo que refleja una variabilidad moderada en la demanda (ver Figura 1-42).

Figura 1-42: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.



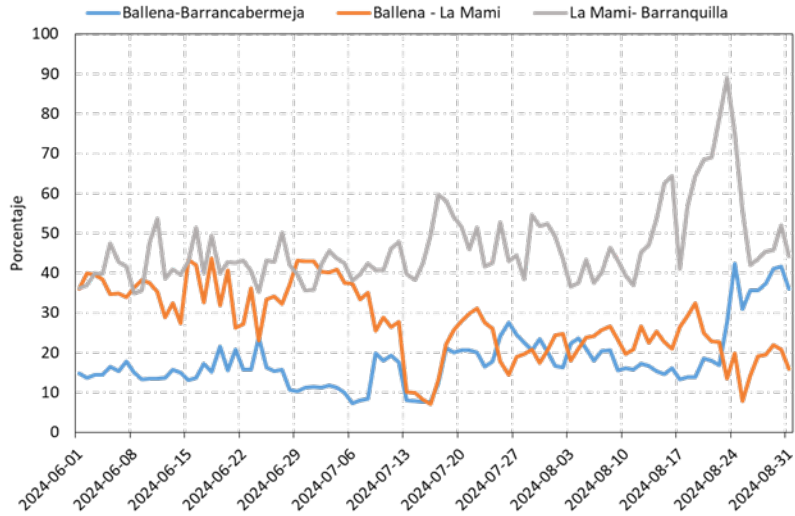
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Se observa un comportamiento creciente al final del mes de agosto que coincide con el incremento en la demanda térmica.

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas producido en los campos de Ballena y Chuchupa, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe, registraron un porcentaje de utilización medio inferior al 50,0% durante el trimestre (ver Figura 1-43). El tramo La Mami – Barranquilla presenta unos picos explicados por el alto consumo para generación de electricidad principalmente al final de agosto. Mientras que la baja utilización de los segmentos Ballena -Barrancabermeja y Ballena - La Mami está asociada a una menor oferta de los campos de producción mencionados. La caída en el tramo Ballena – La Mami durante el 13 al 18 de agosto corresponde al mantenimiento programado en Guajira.

Figura 1-43: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.



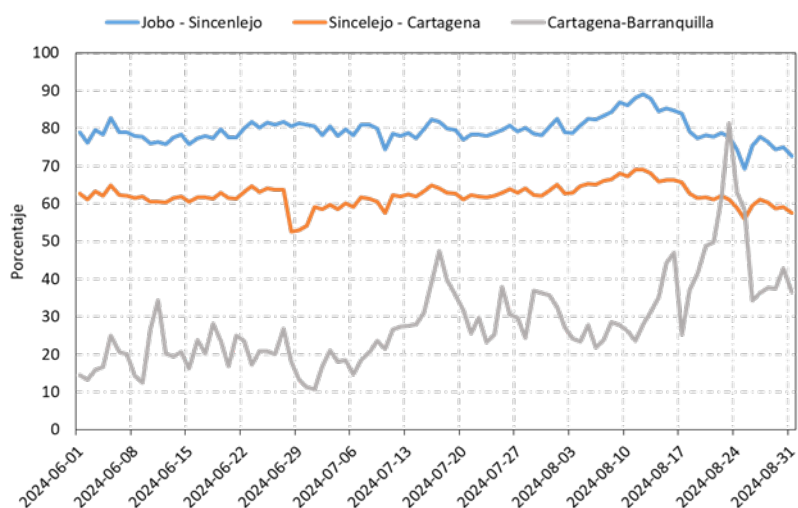
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Sur Costa:

En este sistema de ductos se consideran los segmentos Jobo – Sincelejo, Sincelejo – Cartagena y Cartagena – Barranquilla. La Figura 1-44 ilustra el porcentaje de utilización de los ductos antes mencionados. El primer tramo Jobo – Sincelejo registró un porcentaje de utilización medio superior al 70,0% de su capacidad, en tanto el Tramo Sincelejo – Cartagena se encuentra entre el 50,0% y el 60,0% de su capacidad.

El tramo Cartagena – Barranquilla se encuentra por debajo del 50,0% durante el periodo de análisis salvo para finales de agosto donde alcanza el 80,0% de su capacidad. Este pico se explica por el alto consumo térmico en la región que se presentó a finales de agosto.

Figura 1-44: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



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

En general, el porcentaje de utilización del sistema de ductos sur costa permite concluir que la demanda de gas natural en la región presentó un comportamiento estable durante el trimestre analizado. Los tramos Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena registraron una demanda sostenida, mientras que el tramo Cartagena – Barranquilla presentaron una demanda con variaciones que se pueden asociar con los consumos térmicos.

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:

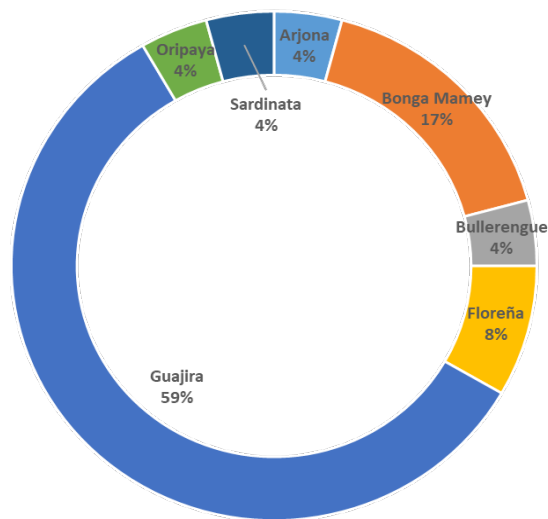
Durante el periodo comprendido entre junio y agosto de 2024 se efectuaron 24 mantenimientos en la infraestructura de producción de gas natural del país. En lo que respecta a la infraestructura de transporte, se presentaron dos mantenimientos programados y una parada de emergencia.

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

- Producción:

La Figura 1-45 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos fueron Guajira con un total de 14, seguido por Bonga y Mamey con 4 y Floreña con un total de 2.

Figura 1-45: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.

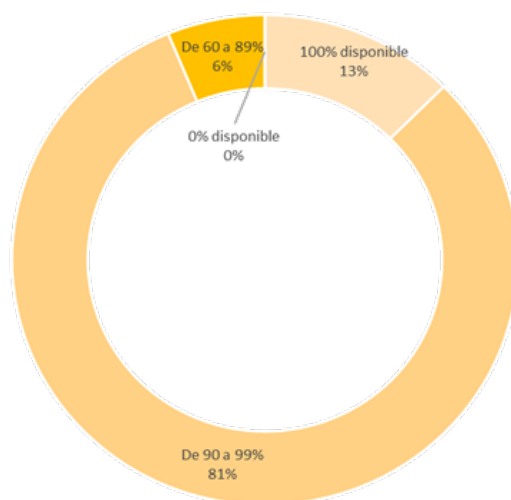


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 79,2% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.

Así mismo, en la Figura 1-46 se puede observar que del total de mantenimientos no hubo mantenimientos que restringieran la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

Figura 1-46: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

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

- Transporte:

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

- Entre el 19 y 20 de junio se llevaron a cabo las tareas de Instalación de tubería flexible el tramo Otero-Santana, presentando una restricción máxima de 46,4 % de su capacidad.
- Entre el 5 al 8 de julio se llevaron a cabo las tareas correctivas derivadas del evento de fuerza mayor en el tramo Apiay - Usme declarado el 26 de junio de 2024, presentando una restricción máxima de 50,0 % de su capacidad.

Eventos no programados:

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

- El 4 de julio de 2024, se declaró un evento de fuerza mayor en el gasoducto Ballena - Barranca. Se presenta en el predio Las Mercedes de la vereda San José de Taguaje,

jurisdicción del municipio de Pailitas (Cesar), donde se identifica una pérdida de contención en el gasoducto Ballena - Barrancabermeja, catalogando el evento como de origen humano intencional realizado por terceros. Este evento presentó una restricción máxima de 24,3% de su capacidad y las tareas de recuperación finalizaron el 8 de julio.

- El 16 de julio de 2024 se identificó un taponamiento en válvulas del sistema del campo Cupiagua para entrega de gas al SNT de TGI en Cusiana, con disminución de cantidades de gas. Esta condición conllevó a una intervención en estas válvulas iniciando el día 16 de julio a las 06:00 p.m. y finalizando el 17 de julio alrededor de las 06:00 a.m. Se informó de una restricción aproximada de 77 GBTUD para el sector industrial.
- EL 26 de julio de 2024, se informó sobre la necesidad de cambiar válvulas del sistema del campo Cupiagua para entrega de gas al SNT de TGI considerando que se presenta taponamiento en las mismas. Estos trabajos iniciaron el 26 de julio a las 03:00 p.m., y culminaron el 27 de julio alrededor de las 03:00 a.m. Para atender la totalidad de la demanda se entregó gas adicional desde Cusiana (aprox. 60 MPCD adicionales), es decir, la demanda esencial y no esencial (industria) fue atendida.
- El 30 de agosto sobre la afectación que presenta la operación de Gibraltar cuyo despacho está en despacho (cero) 0 MPCD. Esta afectación es por causas ajenas a la operación del campo. Por un lado, los atentados al oleoducto Caño limón - Coveñas que impide la evacuación de líquidos y por otro lado los bloqueos por parte de la comunidad U 'Wa, que impiden el paso de condesados en camión cisterna con destino Estación Banadía.

2 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Este capítulo desarrolla un análisis del mercado de energía eléctrica, inicia analizando los indicadores del mercado, seguido por una descripción de los niveles de contratación. Finalmente, se presenta la revisión de las variables operativas relacionadas con los recursos con los que se atendió la demanda, disponibilidad del recurso hídrico, entre otras.

2.1 Análisis de mercado

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

2.1.1 Indicadores de concentración

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

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

Este indicador permite medir la concentración en un mercado, considerando la participación de mercado de cada uno de los agentes involucrados; su uso es sugerido como un indicador de concentración de mercado, ya que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa el cual se desarrolla en el informe semestral de seguimiento de enero-junio de 2019⁴.

⁴ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

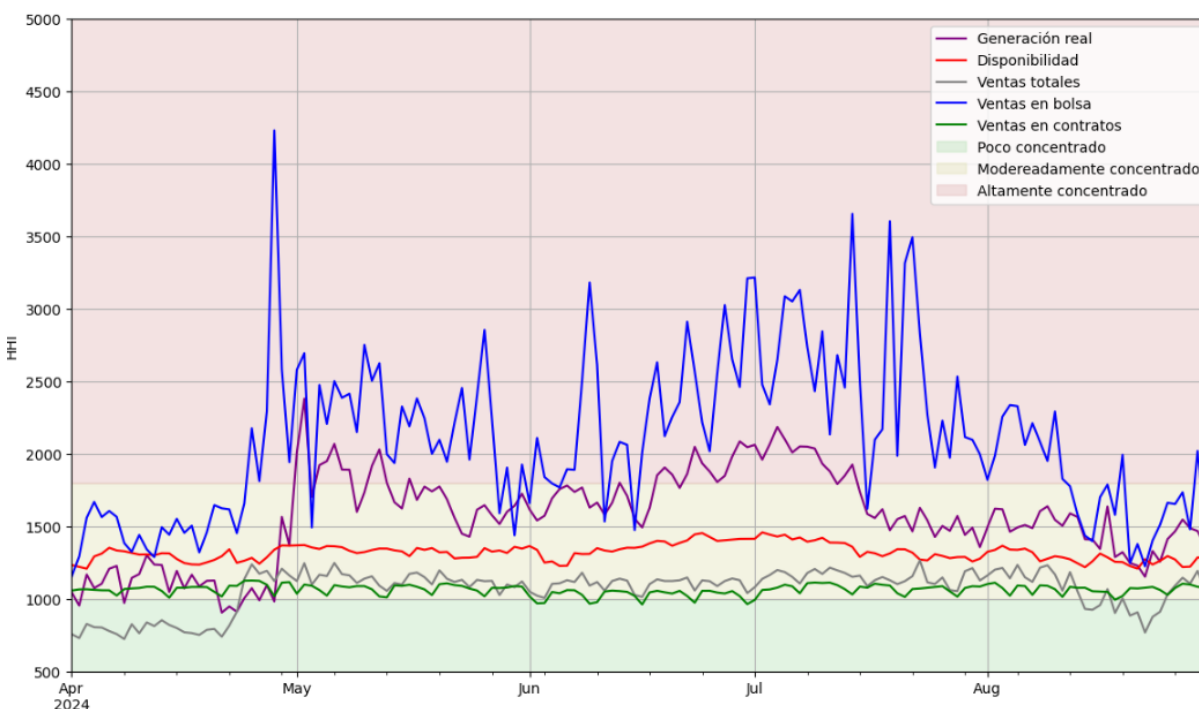
Para el análisis del comportamiento diario del indicador se usarán las categorías definidas por Departamento de Justicia y de comercio de EE.UU. sobre otras categorías de calificación como fueron abordadas en el “Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas – Septiembre a Noviembre 2023”.⁵

Durante el de análisis del presente documento, el HHI asociado a la información de generación real en el sistema se identifica en la categoría de moderadamente concentrado en las primeras semanas del periodo de análisis y apartir de la segunda semana del mes de julio hasta el final del periodo de análisis, mientras en el periodo restante el indicador se ubico como altamente concentrado, como consecuencia del aumento de los aportes de junio y julio que revirtió en un escenario inesperado de reducción de aportes que que aumento la participación de mas agentes generadores destro de la matriz de generación diaria. En resumen, el indicador presentó un valor promedio en el trimestre de 1.652,6, un mínimo de 1154,7 y un máximo de 2.187,2 (ver Figura 2-1).

Por otro lado, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica se categoriza como moderadamente concentrado en todo el periodo con un valor promedio de 1.330,3. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.460,4 y el valor mínimo de 1.210,7.

⁵ Este informe puede ser consultado en la página web de la SSPD o en el siguiente enlace <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-UMMEG-sept-nov-2023.pdf>

Figura 2-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM, *Se usa la clasificación de Departamento de Justicia y de comercio de EE.UU. (2023).

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 que, durante el periodo analizado, se clasifica como moderadamente concentrado, con una media en el indicador de 1107,2, un máximo de 1.266,9 y un mínimo de 770,1.

Este comportamiento se puede descomponer en las dos fuentes de ingresos del balance, por un lado, los contratos de largo plazo muestran un comportamiento muy estable sobre el nivel de concentración del indicador el cual fluctuó en el periodo de análisis entre 963,7 y 1.114,6, por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa puede ser categorizada como moderadamente concentrada en la segunda mitad del mes de agosto. El resto del tiempo se puede categorizar como altamente concentrado, comportamiento usual considerando que, en la medida en la que entre más generación hidroeléctrica disponible en la matriz de generación real, las participaciones de pocas plantas hídricas concentran las ventas en bolsa.

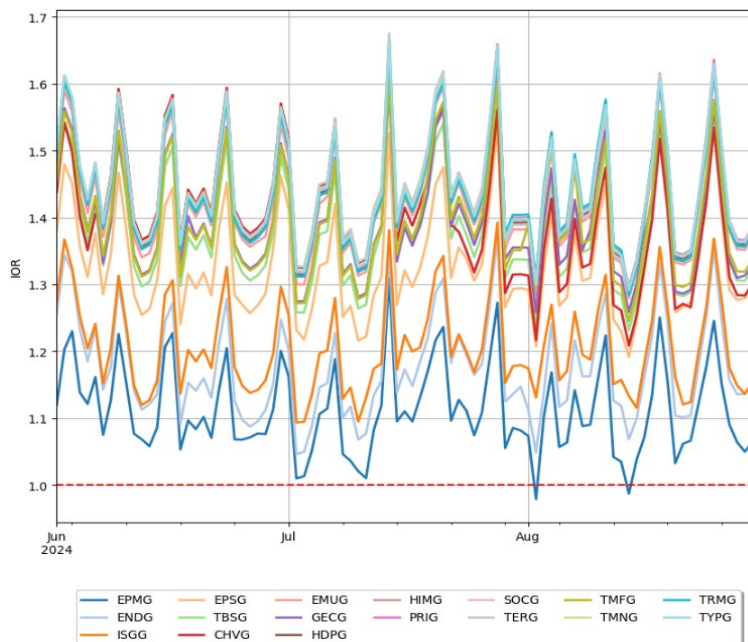
Índice de Oferta Residual – IOR:

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):

En la Figura 2-2 se muestra la evolución del indicador durante el trimestre analizado junio – agosto de 2024, ilustrando el valor mínimo diario para cada agente obtenido para cada agente seleccionado por su capacidad instalada.

Figura 2-2 Índice de oferta residual – Pivotal.



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

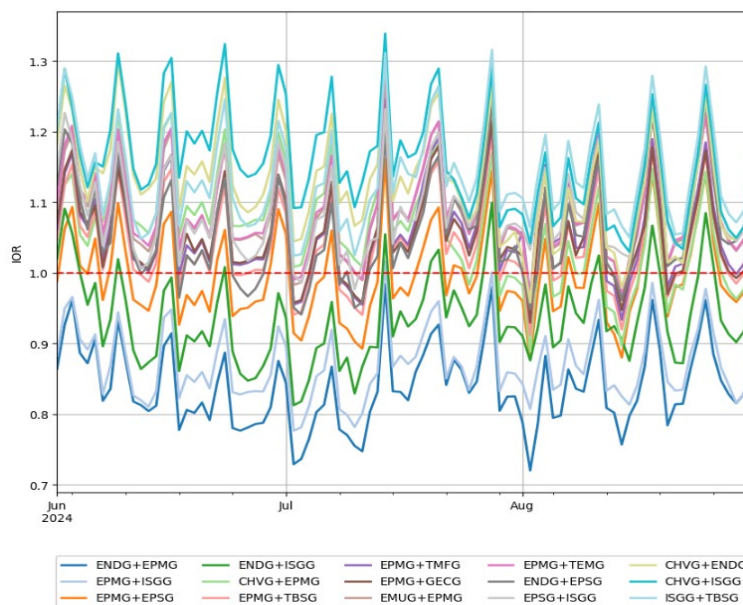
En la Figura 2-2 también se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, en 2 días del periodo analizado se superó el indicador. En ambas ocasiones el agente EPM por un total de 2 horas ambas a las 9 pm. Lo anterior resulta diferente a la validación en el pre-despacho realizada por XM a la luz de la metodología desarrollada a partir de la Resolución CREG 101 018 de 2023 en dónde en ningún momento se ha activado el indicador.

- Análisis Bipivotal (por agente):

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

En la Figura 2-3, se presentan las 15 combinaciones con menores índices de oferta residual bipivotal analizados en el pasado, resaltándose que, las combinaciones entre agentes principales Enel-EPM, EPM – Isagen y Enel-Isagen tienen el IOR bipivotal promedio por debajo de 0,9.

Figura 2-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.

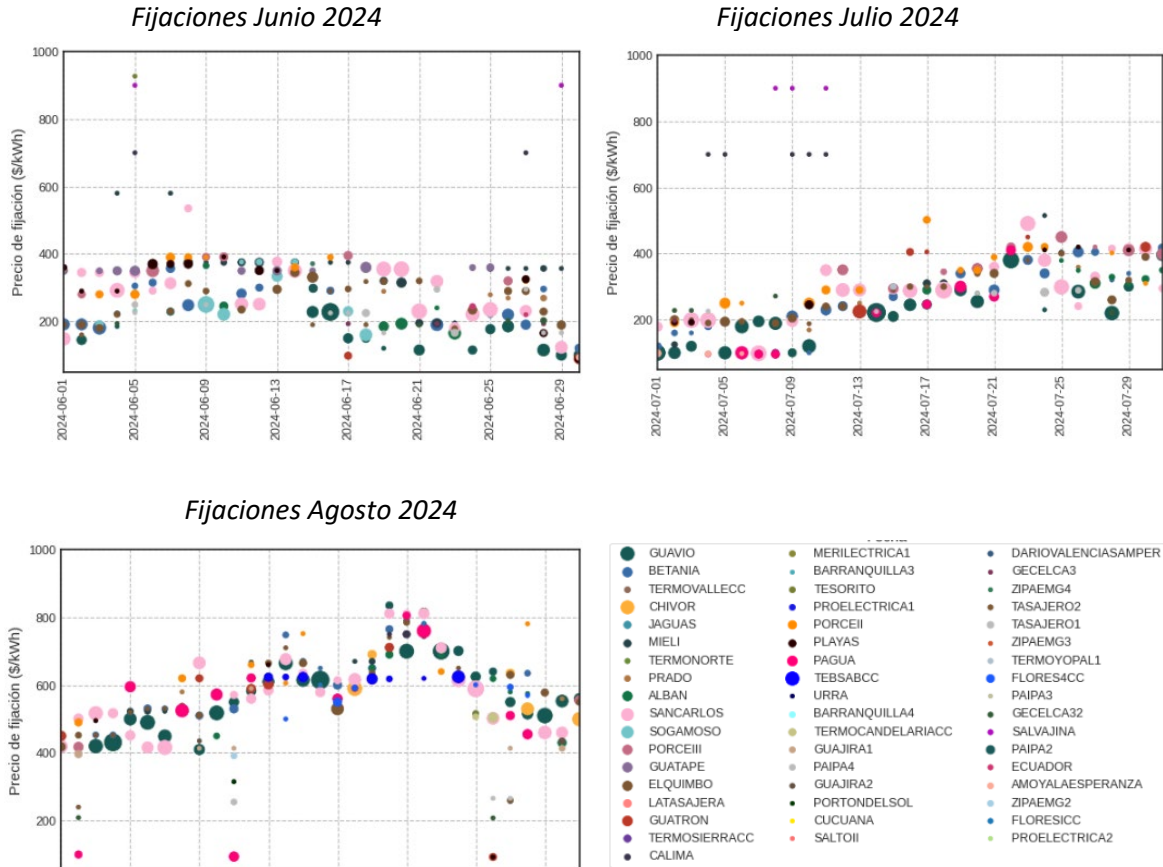


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

2.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 38 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante junio de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 264,6 \$/kWh (ver Figura 2-4). Así mismo, para el mes de julio de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue 276,3 \$/kWh y para agosto de 558,4 \$/kWh.

Figura 2-4: Fijación precios de bolsa por planta.



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

Las plantas con el mayor número de fijaciones fueron Guavio, San Carlos, Guavio, Betania, El Quimbo, Pagua, Porce III, Porce II, Albán y Miel I, siendo responsables de cerca del 81,5%.

Durante el trimestre, 16 agentes fijaron el precio de bolsa (3 menos que en el trimestre marzo - mayo 2024), de los cuales tres fijaron el 87,9 % de las veces. Estos agentes fueron Enel, Isagen y EPM como se presenta en la Tabla 2-1.

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

AGENTE	Jun./24	Jul./24	Ago./24
ENEL	34.3%	49.9%	50.3%
ISAGEN	37.5%	26.2%	24.7%
EPM	17.9%	16.7%	6.9%
CELSIA	5.7%	4.7%	3.6%
CHIVOR	0.0%	0.0%	5.0%
GECELCA	1.1%	0.8%	1.9%
TEBSA	0.0%	0.0%	3.8%
TASAJERO1	1.0%	1.3%	0.3%
SOCHAGOTA	1.5%	0.1%	0.4%
PRIME T.FLORES	0.0%	0.0%	1.7%
T.CANDELARIA	0.0%	0.0%	0.9%
TASAJERO2	0.4%	0.0%	0.4%
GENSA	0.6%	0.0%	0.0%
T.YOPAL	0.0%	0.3%	0.0%
PARQUE SOLAR PORTON DEL SOL	0.0%	0.0%	0.1%

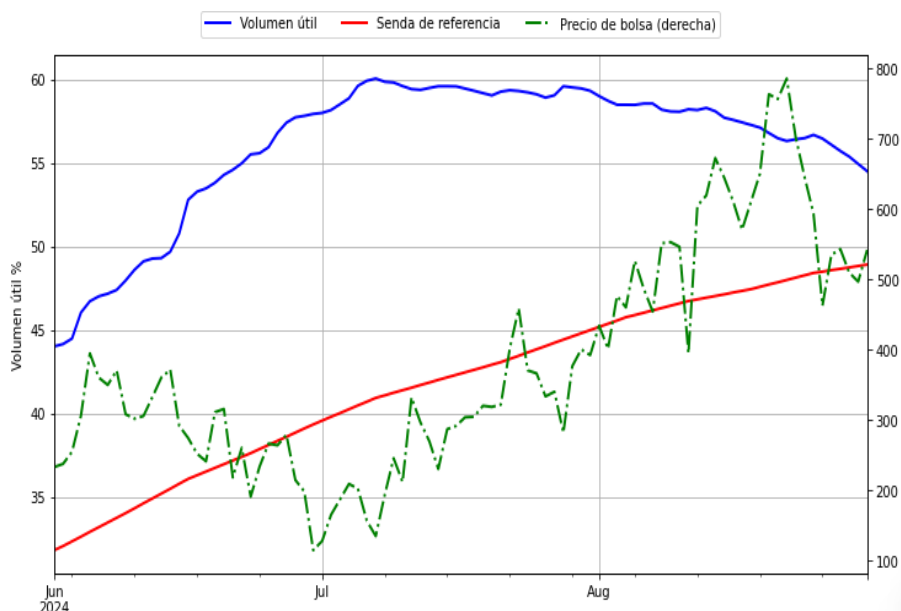
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

2.1.3 Precios representativos del mercado

Precio de Bolsa Vs Volumen Útil (sistema):

Después de superar el periodo más crítico del fenómeno de El Niño 2023-2024, inició el tercer trimestre junio – agosto con un volumen útil de 44,0%, durante este periodo se registraron aportes hídricos de hasta 60,0% en la primera semana de julio. Finalizando el mes de agosto el volumen en útil disminuyó, llegando a 54,5%. Con relación a la senda de referencia se ubicó en 19,0 % en la segunda semana de julio y finaliza en agosto con alrededor de 6 puntos porcentuales (ver Figura 2-5).

Figura 2-5 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

El precio promedio en bolsa del tercer trimestre fue 378,0 \$/kWh, inició junio a 232,0 \$/kW y en la medida que el porcentaje del volumen útil se separaba al de la senda por los aportes hídricos finalizando junio e iniciando julio, el precio mínimo en bolsa llegó a los 115,0 \$/kWh cuando el volumen útil llegó a su valor máximo. A falta de lluvias empezaron a descender los niveles de los embalses reduciéndose la brecha con la senda de referencia, lo anterior repercutió en el precio de bolsa alcanzando valores de hasta 785,0 \$/kWh durante el trimestre de análisis.

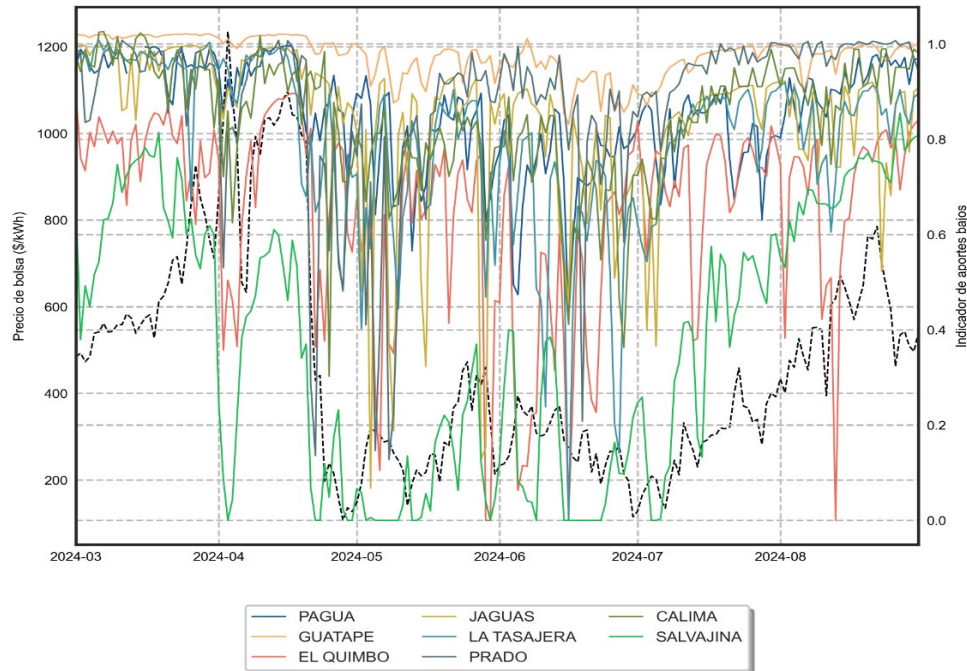
Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

La Figura 2-6 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas de alta regulación (mayor a 8 semanas) frente al precio de bolsa. El indicador, se acerca a 1 cuando los aportes para cada planta, son relativamente bajos contra el peor de los promedios históricos con ventana de tiempo de 14 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

Se observa que, durante el mes de junio, varias plantas tuvieron aportes por lo que su indicador disminuyó, influyendo en la percepción de riesgo de corto plazo de los agentes, creando una tendencia de precio de bolsa hacia la baja, comparado contra los meses de marzo y abril, durante

el fenómeno de El Niño. Así mismo varias plantas fueron aumentando paulatinamente su indicador desde julio, incluyendo Pagua, Jaguas, Salvajina, Calima y Prado.

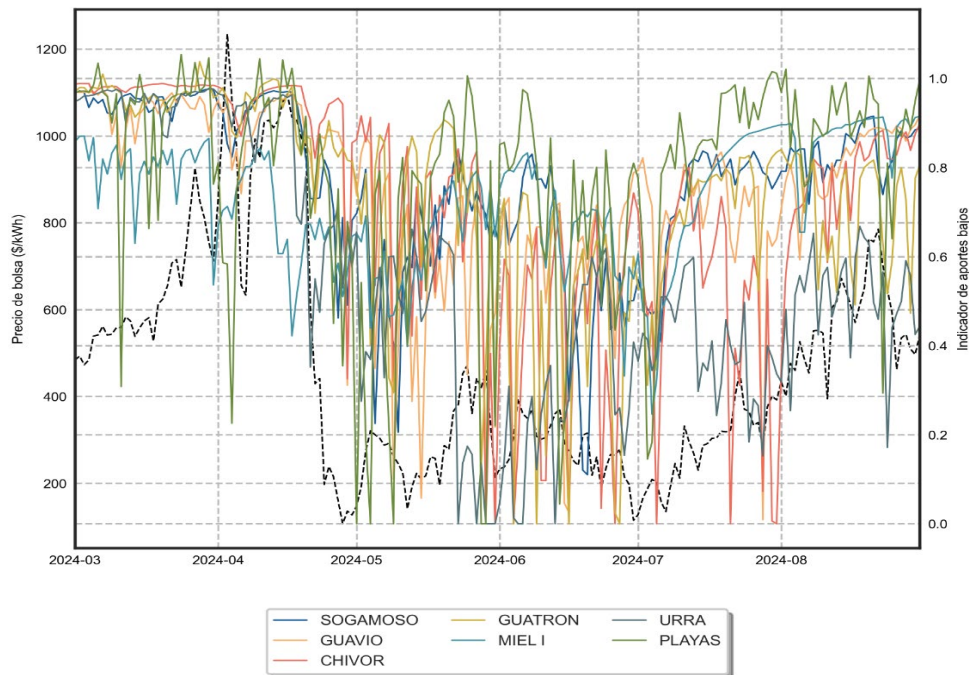
Figura 2-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas alta regulación.



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

La Figura 2-7 presenta el indicador para las plantas de media regulación (2 a 8 semanas). Se observa que, en comparación con los meses de marzo y abril, el indicador para estas plantas disminuye por debajo de 0,8 para los meses de mayo y junio, aumentando en julio y agosto para plantas como Chivor, Guatrón y Guavio.

Figura 2-7: Indicador de aportes bajos, plantas de media regulación

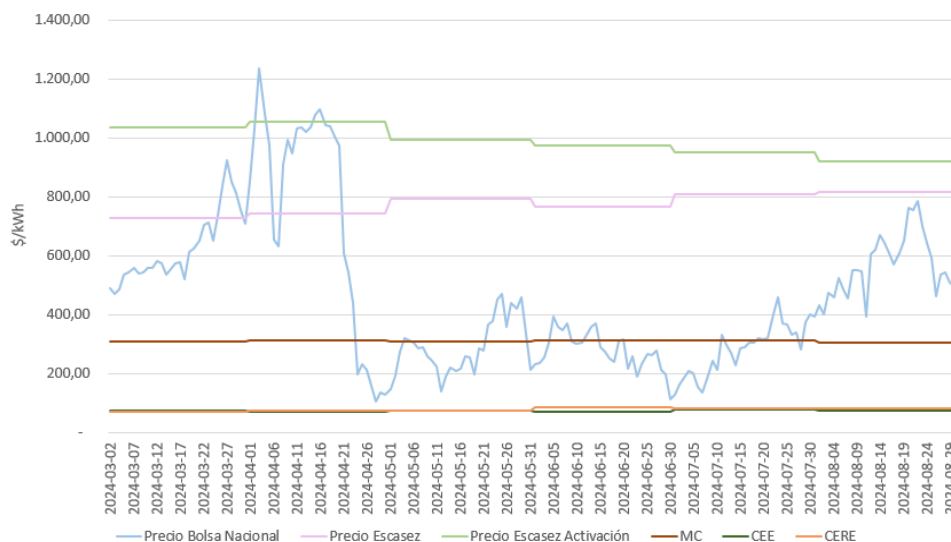


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precios de referencia:

Para el trimestre junio – agosto, el precio promedio trimestral de contratos (MC) estuvo cerca de 310,0 \$/kWh (ver Figura 2-8). Por su parte, el precio de bolsa estuvo alrededor de 280,3 \$/kWh en junio, aumentando a 567,5 \$/kWh en promedio para agosto.

Figura 2-8 Precios representativos del mercado.



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

El Costo Equivalente Real de Energía (CERE) promedio aumentó en cerca de 10 \$/kWh respecto al trimestre anterior, pasando en promedio trimestral de 74,5 \$/kWh para los meses de marzo a mayo de 2024, a un promedio trimestral de 84,5 \$/kWh en el trimestre junio – agosto de 2024.

El Precio de Escasez (PE) aumentó durante el trimestre, pasando de 766,5 \$/kWh en junio, a 818,4 \$/kWh en agosto. En cuanto al Precio de Escasez de Activación (PEA), el mismo disminuyó durante el trimestre, pasando de 975,9 \$/kWh en junio a 920,8 \$/kWh en agosto de 2024. En la Tabla 2-2 se presenta una comparación de los precios referencia del mercado.

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

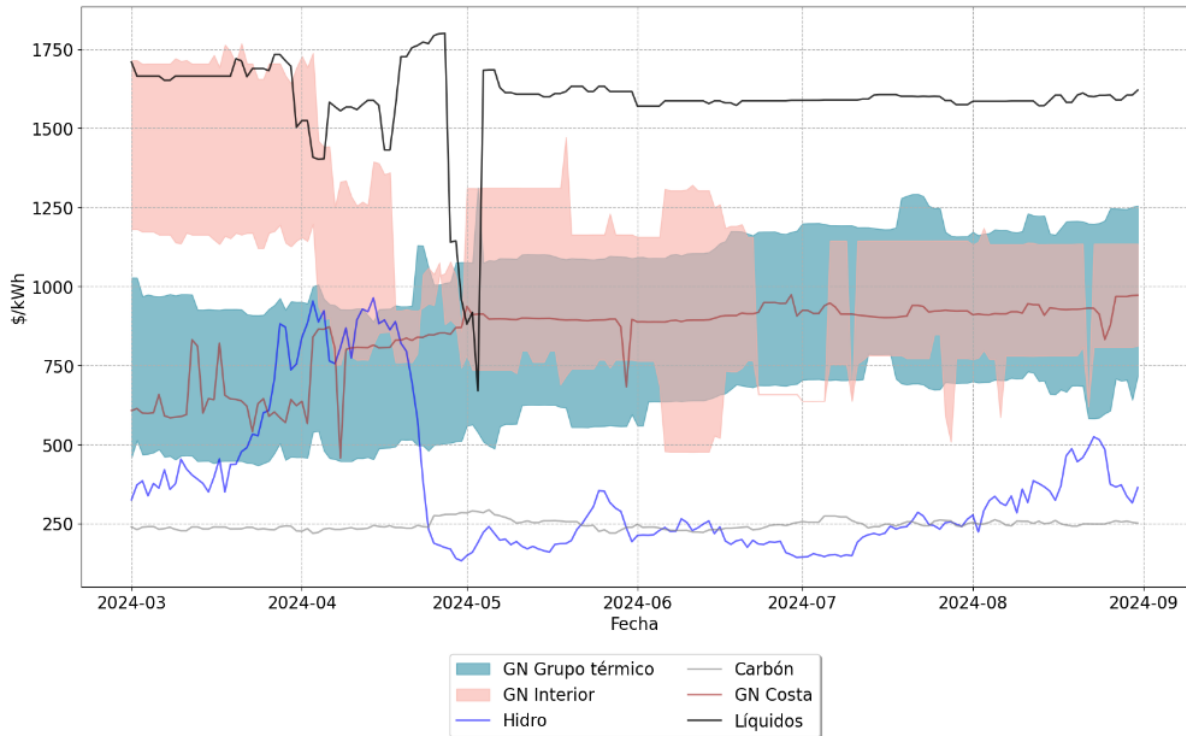
Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)
mar-24	621,6	727,8	1.034,4	309,8	71,9
abr-24	748,5	742,7	1.056,6	312,9	74,9
may-24	291,0	793,3	993,8	308,4	76,8
jun-24	280,3	766,5	975,9	312,5	86,8
jul-24	284,8	810,7	951,3	312,9	83,2
ago-24	567,5	818,4	920,8	306,3	83,7

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

Precios de oferta promedio por energético:

La Figura 2-9 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 que manejan configuraciones, la gráfica presenta el área del promedio ponderado entre las configuraciones más económicas y más costosas.

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



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

Para las plantas hidro se observa que, el precio promedio ofertado estuvo alrededor de 208,2 \$/kWh durante junio, pasando a cerca de 211,3 \$/kWh en julio y aumentando durante agosto a cerca de 372,3 \$/kWh.

Los precios de oferta de las plantas a carbón estuvieron relativamente estables frente a los presentados el trimestre anterior. Los precios para este energético, estuvieron alrededor de 240,0 \$/kWh en promedio.

Para las plantas que funcionan con Gas Natural deben presentar precios para cada una de sus configuraciones. Para las plantas del interior se observó que, durante el trimestre, oscilaron entre 656,5 \$/kWh a 778,7 \$/kWh para las configuraciones más económicas, mientras que, para las configuraciones más costosas, se tuvieron valores entre 1.080,5\$/kWh a 1.125 \$/kWh en promedio. Así mismo, se observa que en general, estas plantas estuvieron en un rango similar a las plantas que generan con gas importado pertenecientes al grupo térmico.

Para las plantas del grupo térmico (Flores, Tebsa y Termocandelaria), sus ofertas de configuraciones más económicas, estuvieron en el rango de 655,9 \$/kWh a 706,0 \$/kWh en promedio mes, mientras que, para las configuraciones más costosas, se observaron valores promedio mes oscilando entre 1.133,1 \$/kWh a 1.023,2 \$/kWh durante el trimestre junio agosto.

Otras plantas de la costa diferentes al grupo térmico vieron no cuentan con configuraciones por lo que se observa un promedio que oscila entre los 906 \$/kWh y 925,8 \$/kWh en el trimestre.

Finalmente, las plantas de generación que usan combustibles líquidos tuvieron valores superiores a 1.580.0 \$/kWh durante el trimestre.

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

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

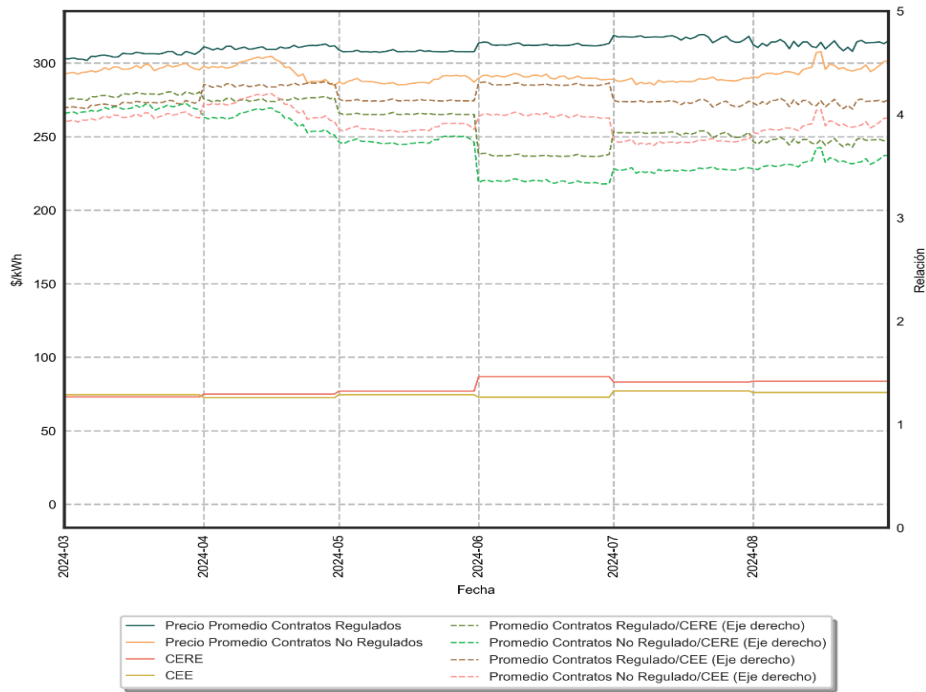
Mes	Hidro	Carbón	Costa GN	Costa GN GT min	Costa GN GT max	Interior GN min	Interior GN max	Líquidos
Mar. 23	485,8	235,0	640,5	457,2	948,8	1.157,7	1.704,5	1.672,4
Abr. 24	663,2	242,6	811,2	484,0	972,2	891,9	1.272,5	1.544,4
May. 24	219	255,6	894,4	575,0	1.096,8	752,1	1.241,6	1.546,8
Jun. 24	208,2	235,1	906,8	655,9	1.133,1	656,5	1.096,3	1.583,0
Jul. 24	211,3	253,6	917,5	706,5	1.203,2	743,9	1.080,5	1.593,6
Ago. 24	372,3	250,9	925,8	674,6	1.201,0	778,7	1.125,5	1.591,6

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

Precios promedio de contratos vs CERE:

La Figura 2-10 presenta los precios promedio del mercado de contratos y su relación con el CERE para la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista. En la gráfica se presentan los valores de CERE y CEE calculados por XM, así como la relación entre los precios promedio de contratos y el CERE.

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



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

Se observa, que el CERE y el CEE fueron algo superiores comparados con el trimestre anterior. El CERE aumentó en promedio cerca de 9,5\$/kWh, y el CEE, aumentó en promedio, cerca de 1,5\$/kWh. precio promedio de los contratos regulados fue superior al trimestre anterior. Durante junio, el promedio de los contratos regulados, fue cerca de 311,8 \$/kWh; en julio, el mismo fue cercano a 313,8 \$/kWh, y disminuyó a cerca de 308,0 \$/kWh durante agosto.

Por su parte, el precio promedio de los contratos No Regulados tuvieron estuvo cerca de 288,7 \$/kWh durante junio, aumentando durante julio y ubicándose en 285,2 \$/kWh y finalizando el trimestre en agosto con un valor promedio de 290 \$/kWh. La Tabla 2-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

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

Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos Regulado/ CERE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE
Mar. 23	292,5	301,8	73,0	74,5	4,1	4,0
Abr. 24	284,9	308,9	75,0	72,5	4,1	3,8
May. 24	285,4	307,4	76,9	74,5	4,0	3,7
Jun. 23	288,7	311,8	86,8	72,9	3,6	3,3
Jul. 24	285,2	313,8	83,2	77,1	3,8	3,4
Ago. 24	290,0	308,0	83,7	76,0	3,7	3,5

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

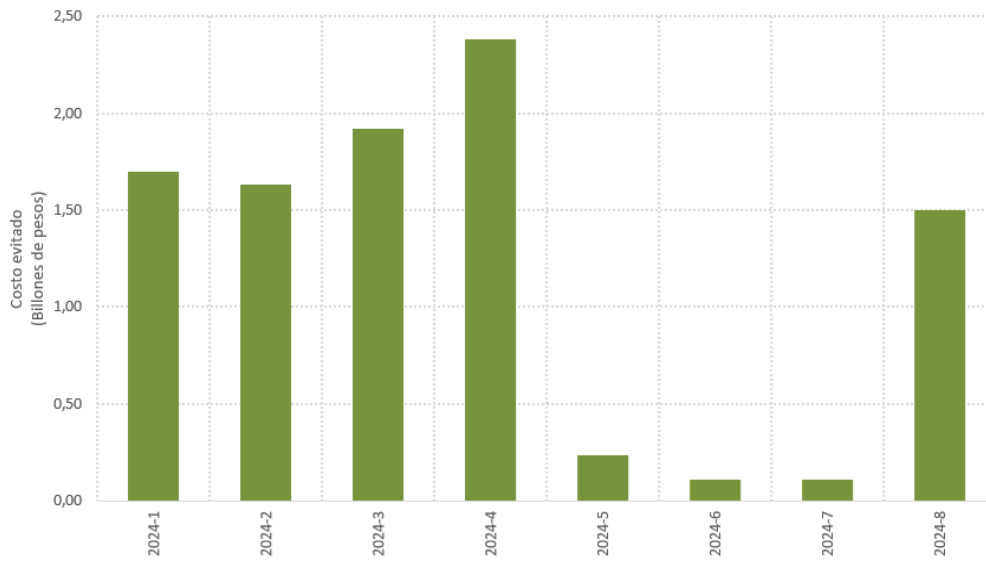
Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado

Regulado:

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

La Figura 2-11 presenta el resultado de este cálculo, donde un valor positivo es un ahorro del sistema, es decir, dado que el precio de bolsa es superior al precio promedio de contratos, el mercado como sistema observa un ahorro frente al escenario que no existiera el mercado de contratos y toda la energía fuera adquirida en el mercado de corto plazo (precio de bolsa).

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

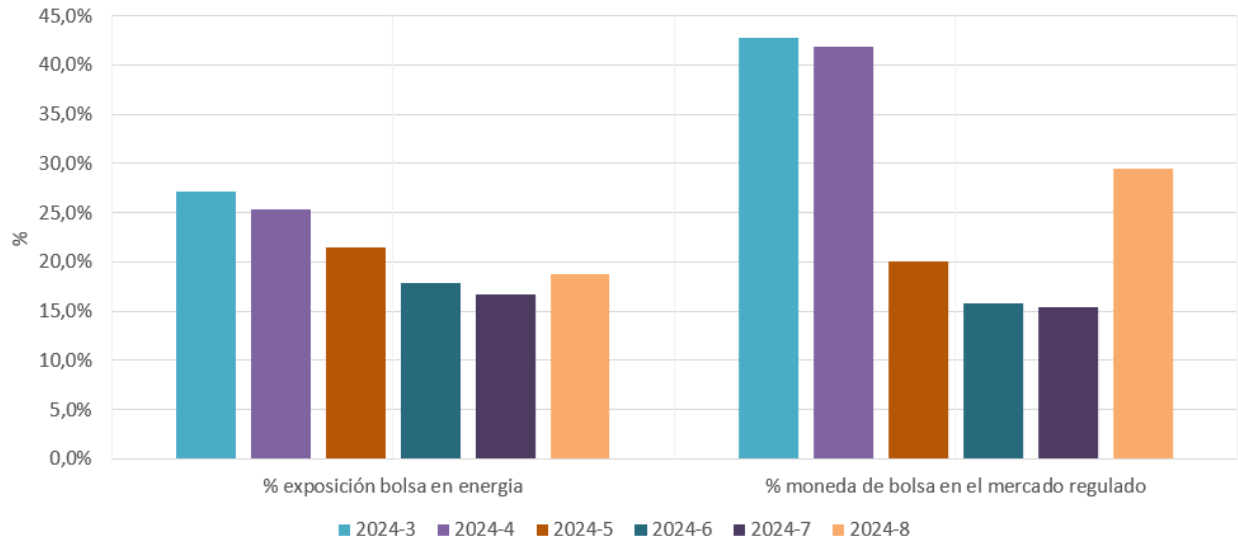


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El costo evitado fue inferior para el trimestre junio-agosto comparado contra el trimestre marzo a mayo de 2024. Para el trimestre marzo – mayo, el costo evitado fue cercano a los 4,54 Billones de pesos, mientras que para el trimestre junio – agosto fue cercano a 1,72 Billones de pesos. Durante junio y julio de 2024, el costo evitado fue cercano a 109 mil millones de pesos mientras que, para agosto, fue de cerca de 1,5 Billones de pesos. Eso se debe a que, durante los meses de junio y julio, los precios de bolsa fueron relativamente bajos, mientras que, en agosto, los precios de bolsa aumentaron.

En cuanto a la exposición en bolsa, se observa que la misma disminuyó en relación al trimestre anterior pasando de 24,6% a 17,8% en el promedio trimestral. Para junio, la exposición en bolsa fue de 17,9% mientras que, para julio fue de 16,6%, aumentando en agosto a 18,8%. Al observar el impacto en el mercado en términos monetarios, la exposición de bolsa en junio, implicó que el porcentaje de dinero en bolsa en el regulado, fuera cerca de 15,8%, disminuyendo a 15,5% en julio, y aumentando a y a 29,5% en mayo (ver Figura 2-12).

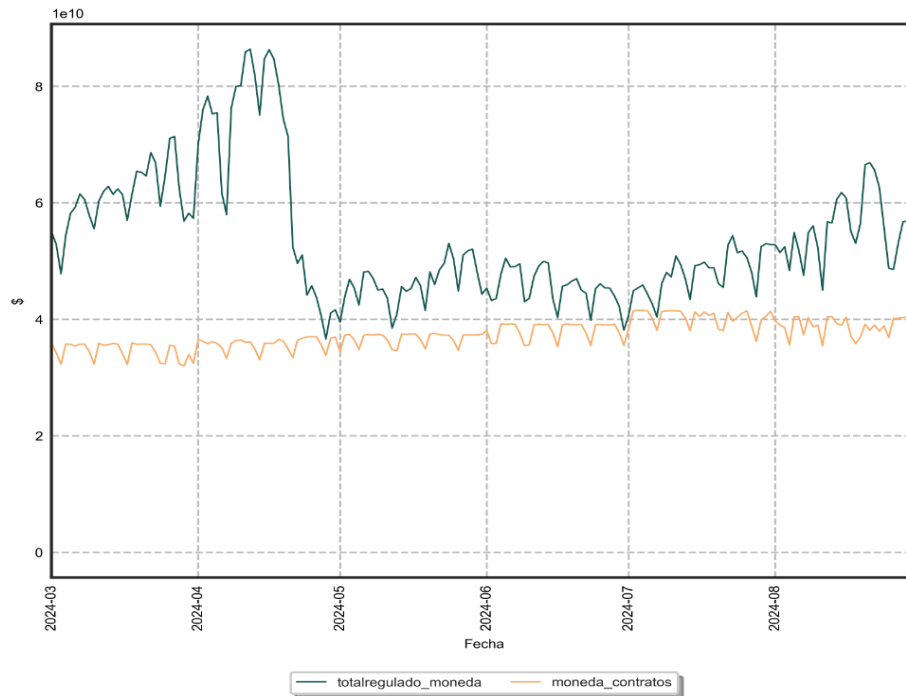
Figura 2-12: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



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

En cuanto al tamaño del mercado regulado, en promedio diario, en junio fue de 45.498 millones de pesos (7.454 en bolsa y 38.044 en contratos), en julio fue de 47.888 millones de pesos (7.594 en bolsa – 40.293 en contratos), y en el mes de agosto fue de 55.502 millones de pesos (16.675 en bolsa – 38.827 en contratos) (ver Figura 2-13).

Figura 2-13: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).



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

2.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación

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

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

2.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

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

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

Donde:

CC: Compras de energía en contratos

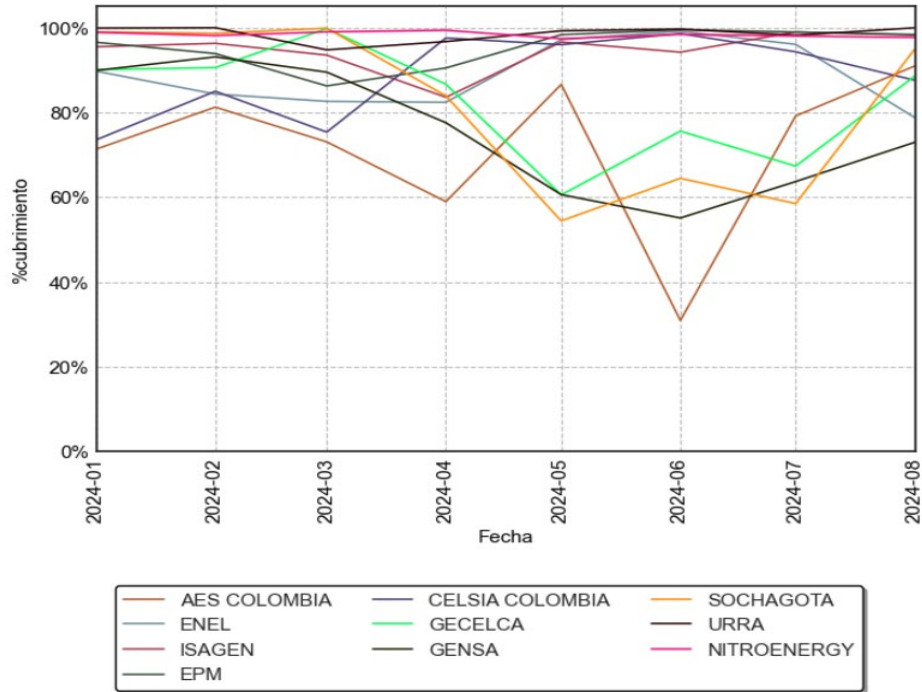
CB: Compras de energía en bolsa

GI: Generación ideal del agente

En la Figura 2-14, se observa la evolución de este indicador para varios agentes generadores. Durante el trimestre junio – agosto, se observa que los agentes Isagén, Nitroenergy y EPM, mantienen un valor alto del indicador, superior al 90%. Los agentes térmicos a carbón, Gecelca, Sochagota y Gensa, aumentaron el indicador para el mes de agosto, mientras que, para los meses anteriores, el mismo fue menor, oscilando entre el 55% y 75% durante el trimestre.

Los agentes Celsia y Enel disminuyeron este indicador durante agosto, dado que, durante los meses de mayo, junio y julio, los agentes aprovecharon su temporada de lluvias para generar todo lo posible, sin embargo, ante la disminución de aportes del mes de agosto, estos agentes generadores han quedado un poco más expuestos en bolsa.

Figura 2-14: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



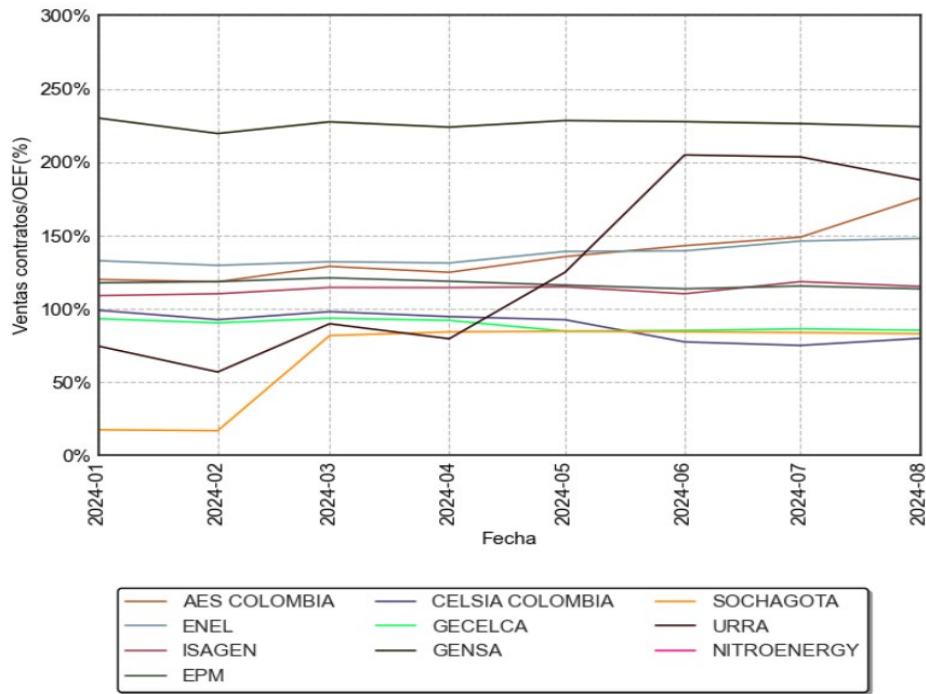
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.2.2 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

El indicador de ventas en contratos sobre Obligaciones de Energía Firme, permite analizar hasta qué grado los agentes usan el mecanismo de contratos para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones de energía, independiente del precio de bolsa. Un valor de 100% indica que las ventas en contratos son iguales a las Obligaciones de Energía Firme.

En la Figura 2-15 se observa que los agentes Gecelca, Sochagota y Celsia Colombia, han tenido ventas en contratos algo inferiores a sus obligaciones de energía en firme. Por otro lado, los agentes Gensa y Urrá, tuvieron durante el trimestre, ventas en contratos, superiores a 1,8 veces sus obligaciones de energía en firme. Nitroenergy, tiene ventas en contratos superiores a 19 veces sus obligaciones de energía en firme.

Figura 2-15: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme

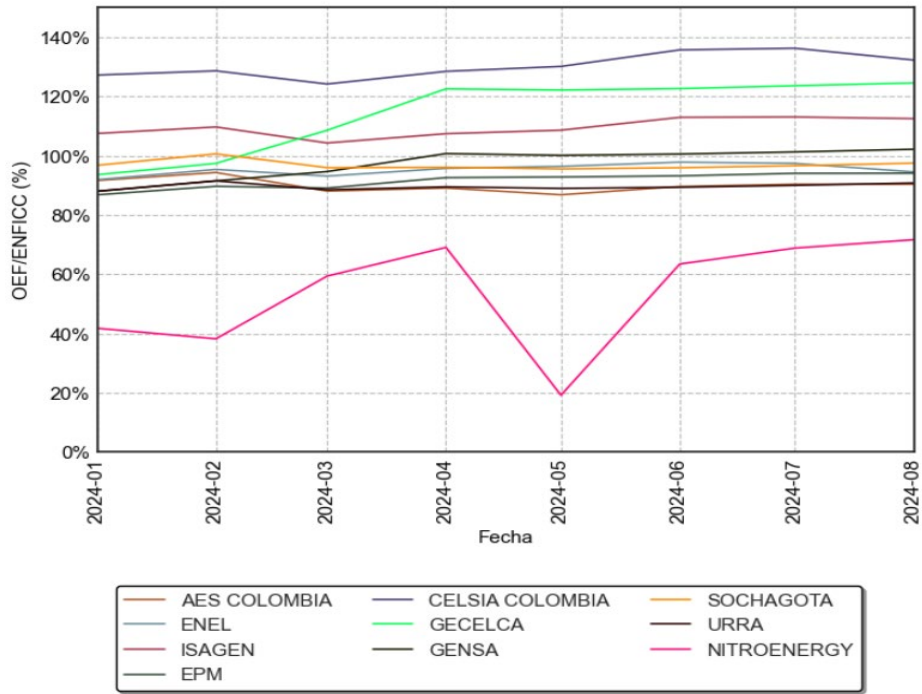


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.2.3 Relación OEF / ENFICC para agentes generadores

En la Figura 2-16 presenta la relación entre Obligaciones de Energía en Firme y ENFICC para varios agentes generadores. Los agentes Celsia, Gecelca e Isagen, tuvieron OEF superiores a su ENFICC en más de un 12,0% (Celsia tuvo sus OEF en promedio 34,0% por encima de su ENFICC Gecelca 23,0% por encima, e Isagen 12% por encima de sus OEF). Los agentes Sochagota, Gensa, Enel, EPM, Aes y Urrá terminaron el trimestre con OEF muy similares a su ENFICC. Nitro Energy tuvo OEF muy inferiores a su ENFICC (en promedio 68,0%).

Figura 2-16: OEF/ENFICC



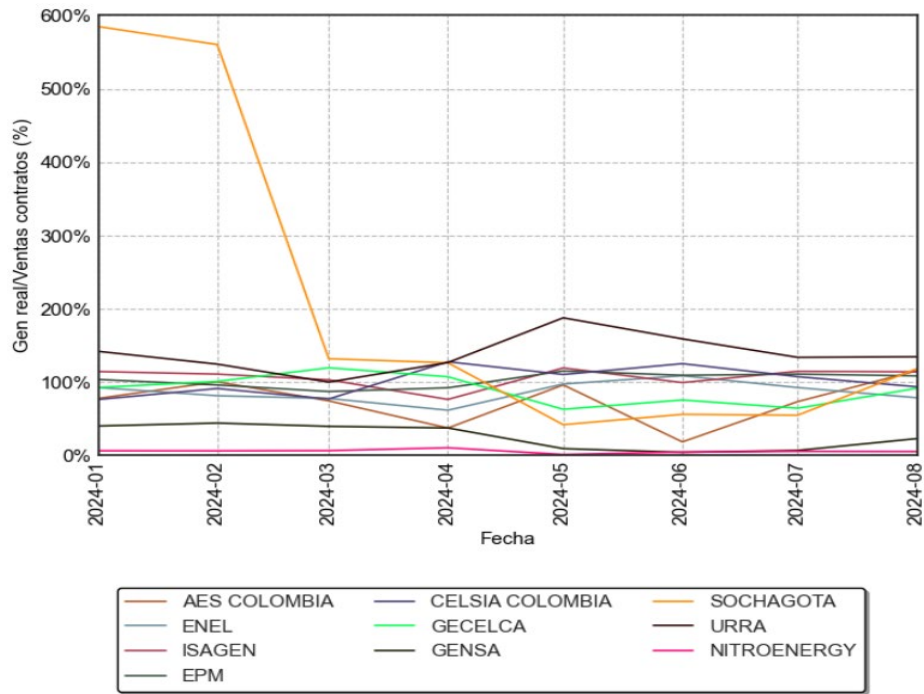
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.2.4 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 Nitroenergy y Gensa tuvieron el indicador más bajo, con una generación real inferior al 11,0% de sus ventas en contratos. Por su parte, los agentes Sochagota, Gecelca y Aes Colombia, aumentaron este indicador durante el trimestre, teniendo promedios trimestrales de generación real entre 69,0% y 80,0% en relación con sus ventas en contratos. Enel tuvo un promedio trimestral de 93,0% y los demás agentes, tuvieron este indicador por encima del 100,0%, es decir, tuvieron una generación real mayor a sus ventas en contratos (ver Figura 2-17).

Figura 2-17: Generación real / Ventas en contratos.



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

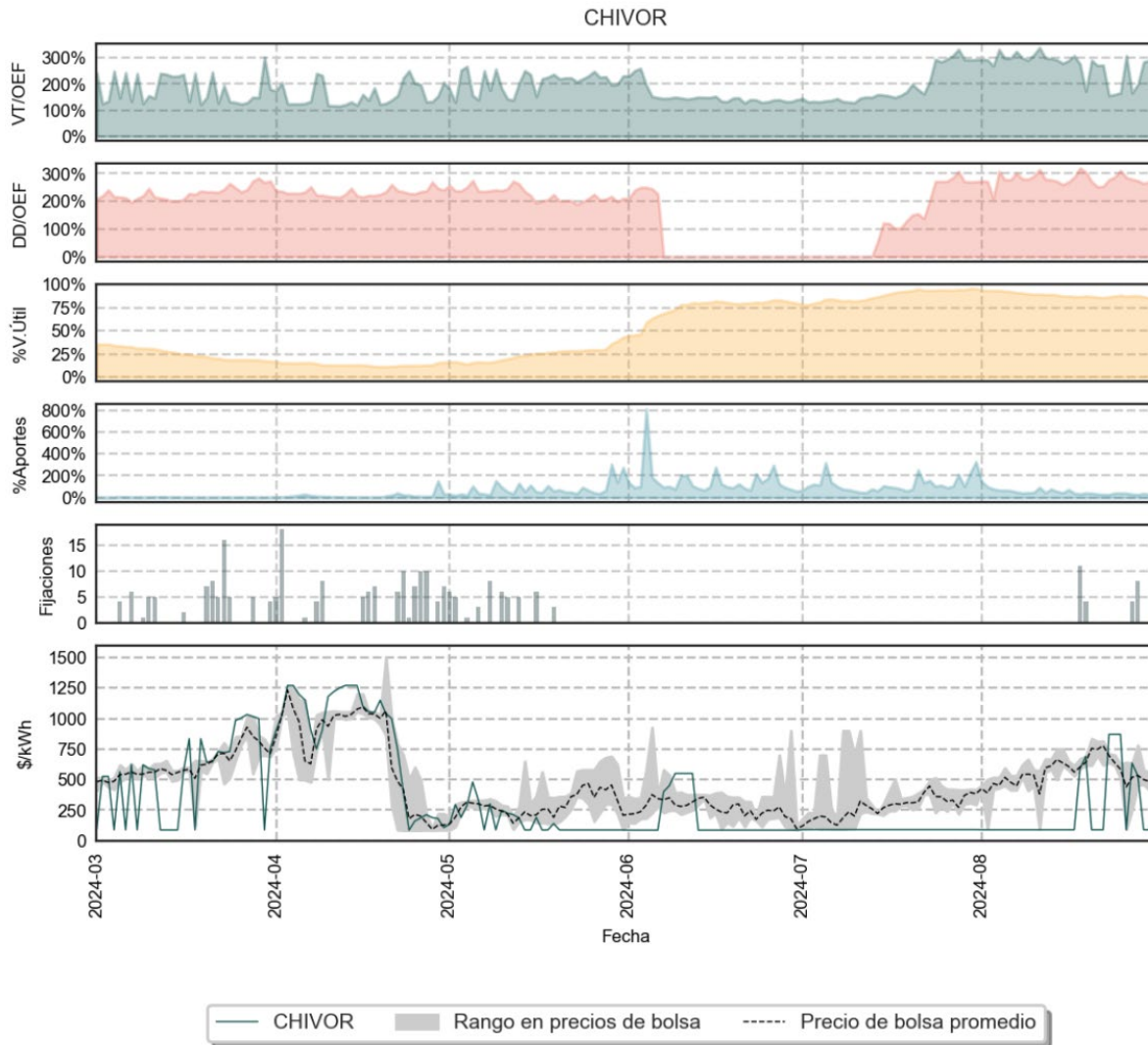
2.2.5 Comparación de variables por agente

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

AES Colombia:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P., fueron en promedio 105,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 2-18).

Figura 2-18: Comparación de variables: AES Colombia.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 47.9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. tuvo un promedio de 74.5% durante el mes de junio, mientras que para el mes de julio el promedio fue de 88.5%, y durante agosto, fue de 89.0%.

Durante el trimestre, los aportes hídricos que recibió el agente fueron en promedio 152,3% de su percentil 95, para junio, 121,4% durante julio, y 52,9% durante agosto.

Durante el trimestre junio – agosto, la planta Chivor presentó una indisponibilidad total, debido a la inundación de parte de su casa de máquinas, así como del ingreso de sedimentos en turbinas, las cuales fueron inoperantes durante más de un mes. Se observa que el agente tuvo aportes por cerca del 800% del percentil histórico de aportes en un día, el cual llevó a la indisponibilidad de la planta, y así mismo, el volumen útil aumentó de forma significativa. A mediados de julio, una vez recuperada la planta, los precios ofertados fueron mínimos durante el resto del periodo, a excepción de 3 periodos donde se observa que el agente aumenta sus precios para que el embalse no disminuya, dados los bajos aportes que el agente tuvo durante agosto.

En la Tabla 2-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre junio - agosto.

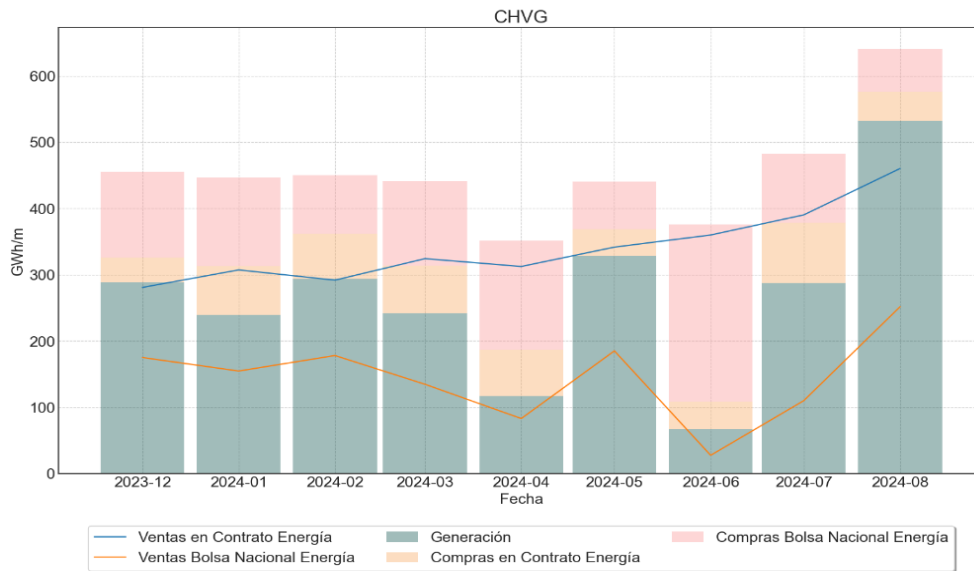
Tabla 2-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	168,3	88,8	198,9	85,6	870,0

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

La Figura 2-19 presenta la generación y compras de energía del agente frente a sus ventas en contratos y bolsa. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 403,5 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 129,8 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 295,7 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 58,4 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 145,7 GWh/mes.

Figura 2-19: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia

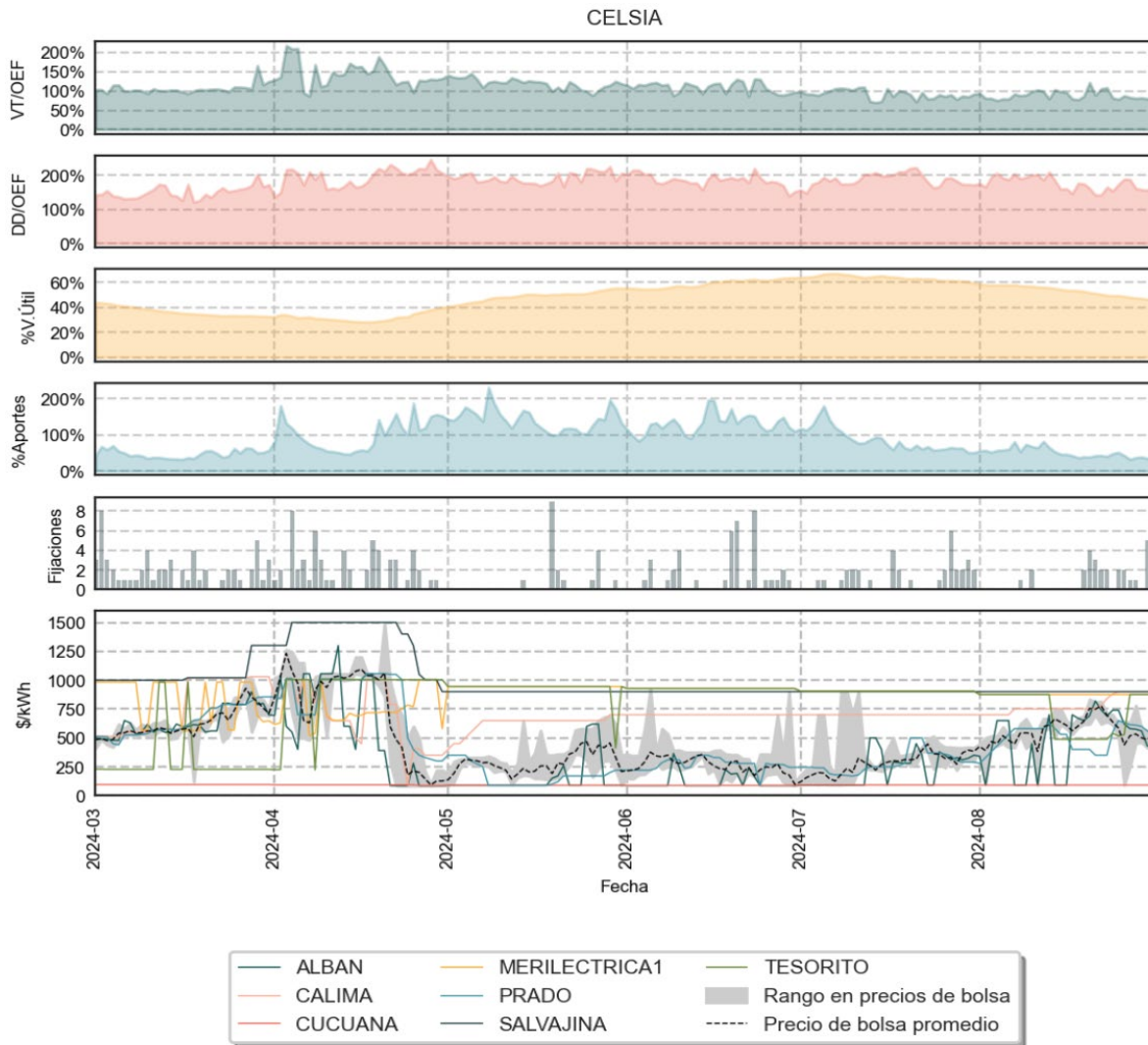


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Celsia:

Para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 3,4% inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 2-20).

Figura 2-20: Comparación de variables: Celsia.



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

La energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 82,4% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre, el volumen útil registró valores promedio de 59,2% en promedio para junio, 63,9% para julio, y para agosto tuvieron un promedio de 53,5%.

Respecto a los aportes, se registraron valores promedio de 130,2% para junio, 86,7% para julio y 51,4% para el mes de agosto, en relación al percentil 95 de los aportes históricos del agente.

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

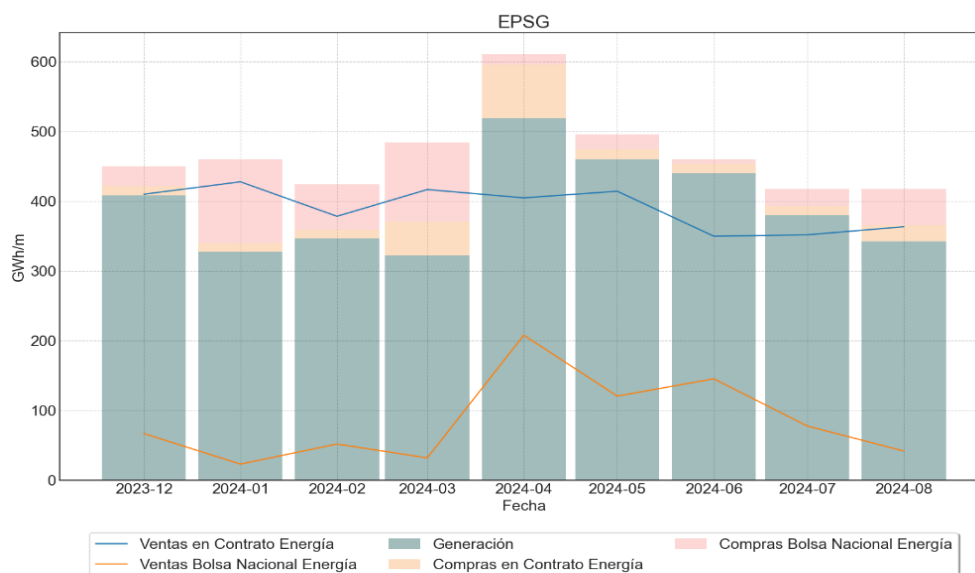
Tabla 2-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Albán	274,3	127,4	227,7	85,6	820,0
Calima	727,6	700,0	57,7	700,0	899,0
Cucuana	90,1	90,8	1,8	87,6	91,9
Merilectrica 1	901,6	903,7	21,5	874,8	927,1
Prado	352,6	307,0	138,2	85,6	650,0
Salvajina	900,0	900,0	0,0	900,0	900,0
El Tesorito	848,2	903,7	144,5	488,0	927,1

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

En cuanto al balance de ventas en contratos vs. respaldos se observa que, el agente Celsia tuvo una generación aproximada a sus ventas. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 355,0 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 88,4 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 387,6 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 16,5 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 27,7 GWh/mes (ver Figura 2-21).

Figura 2-21: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia

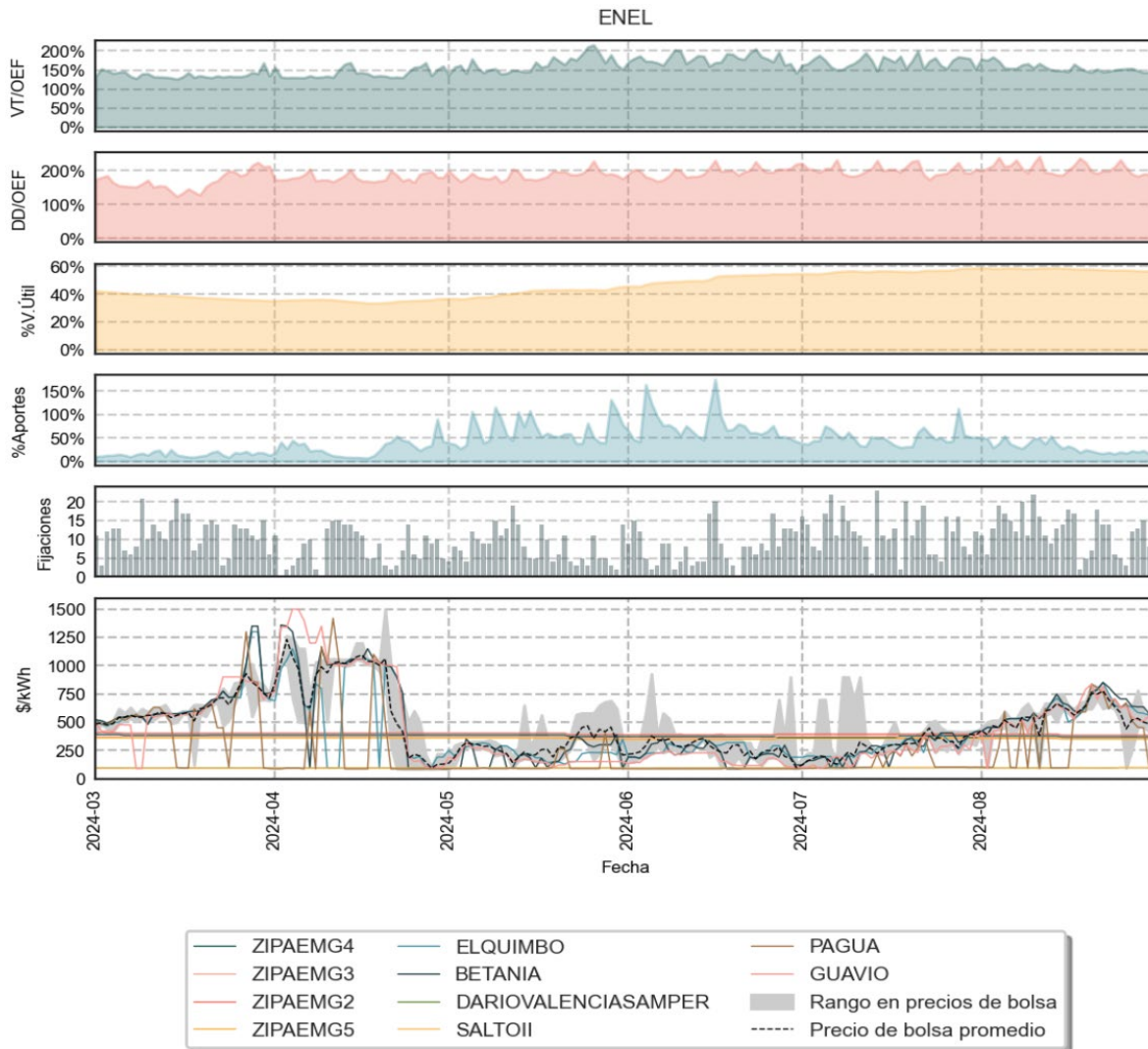


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Enel:

Las ventas totales de energía de ENEL COLOMBIA SA ESP fueron en promedio 68,6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 2-22).

Figura 2-22: Comparación de variables: Enel.



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

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, se registró un valor promedio de 101,9% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

El volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 51,2% en junio, 56,6% en julio, y 58,1% en agosto.

Durante el trimestre, los aportes que recibió el agente fueron en promedio 75,0% de su percentil 95 para junio, 50,4% durante julio, y 30,3% durante agosto.

La Tabla 2-7 presenta los estadísticos de precios para este agente.

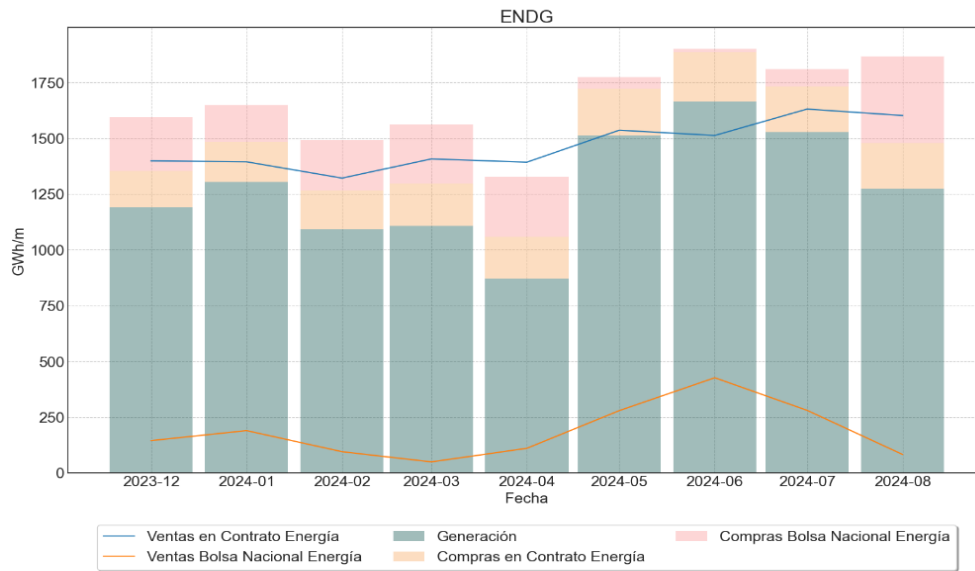
Tabla 2-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	362,3	298,0	204,4	85,6	851,0
Darío Valencia Samper	94,6	95,1	2,3	90,5	98,0
El Quimbo	369,6	316,5	176,8	93,9	850,0
Guavio	321,3	228,5	203,6	88,8	835,0
Pagua	211,8	96,0	212,1	85,6	836,0
Salto II	94,6	95,2	2,3	90,5	98,0
Zipa 2	390,5	394,0	4,1	384,0	395,0
Zipa 3	362,8	362,0	8,4	353,5	376,0
Zipa 4	369,9	371,0	5,9	362,0	379,0
Zipa 5	351,5	353,0	2,7	348,0	356,0

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre junio – agosto de 1.581,8 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 263,2 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 1.489,0 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 210,0 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 161,2 GWh/mes (ver Figura 2-23).

Figura 2-23: Generación y compras de energía vs ventas – Enel

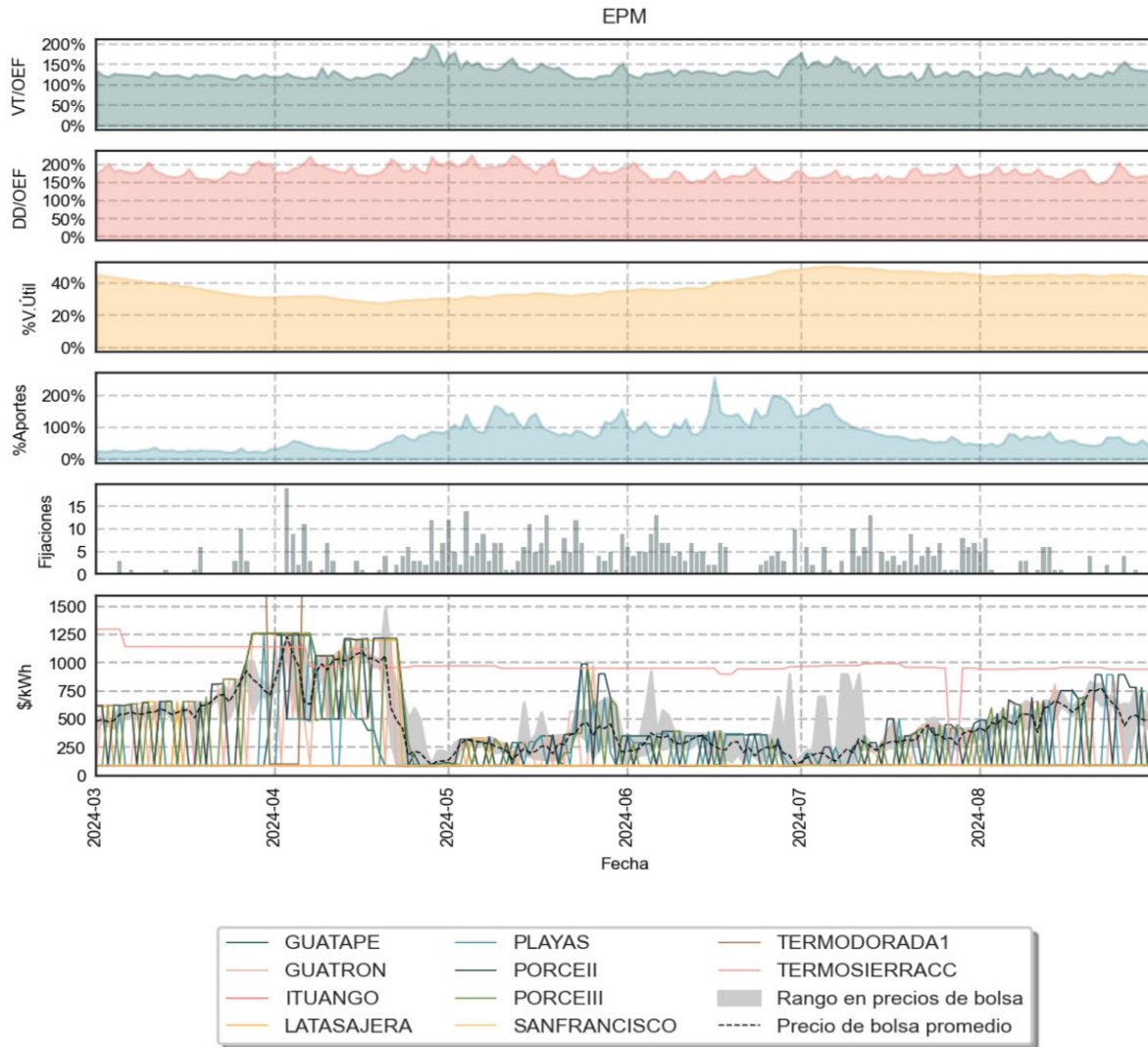


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

EPM:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., fueron en promedio 32,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 2-24).

Figura 2-24: Comparación de variables: EPM.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 71,7% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de las plantas del agente, registró valores promedio de 40,4% en junio, 48,2% en julio, y 45,0%, para el mes de agosto. En cuanto a los aportes para el agente EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., los mismos estuvieron en promedio en 127,1% durante el mes de junio, 90,4% en julio, y 57,5% en agosto, en relación al percentil 95 histórico.

La figura presenta para la planta de ciclo combinado Termosierra, la evolución de precios de su configuración más económica.

La Tabla 2-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatapé	154,8	89,8	137,2	85,6	781,0
Guatrón	211,9	94,0	216,1	89,5	894,0
Ituango	88,1	88,8	1,8	85,6	89,8
La Tasajera	88,1	88,8	1,8	85,6	89,8
Playas	238,1	95,0	200,2	89,5	894,0
Porce II	318,1	280,0	251,9	85,6	894,0
Porce III	186,1	89,3	173,7	85,6	692,0
San Francisco	92,1	92,8	1,9	89,5	94,0
Termodorada 1	2.238,6	2.225,7	41,1	2.111,1	2.331,3
Termosierra CC (config. 16)	935,5	950,5	127,8	90,8	993,5
Termosierra CC (config. 27)	1.962,8	1.978,3	49,4	1.881,5	2.036,5

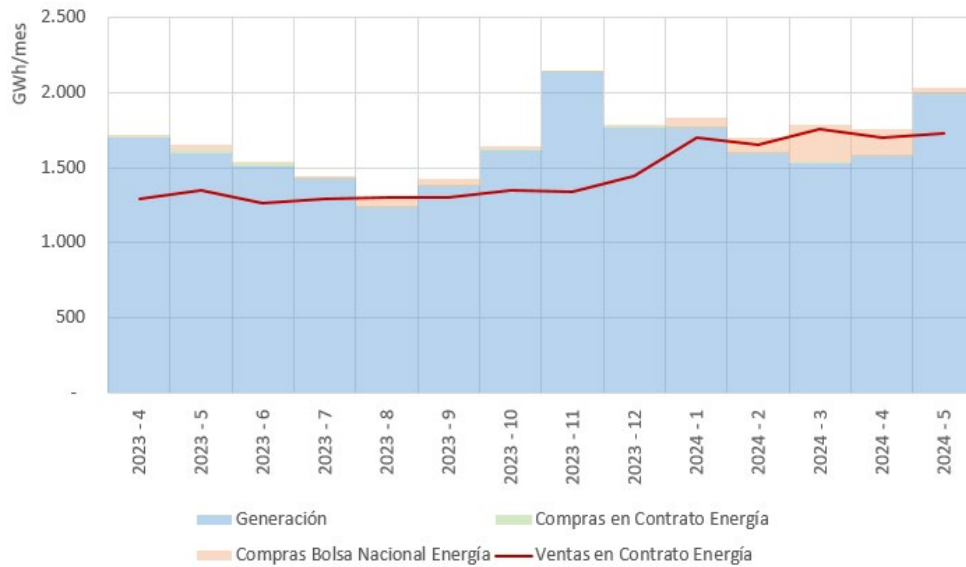
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El agente EPM cubrió las ventas en contratos durante el trimestre con su propia generación. El agente tuvo excedentes para vender en bolsa. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 1.695,3 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 274,2 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 1.862,8 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 5,6 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 20,6 GWh/mes (ver Figura 2-25).

⁶ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

⁷ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 2-25: Generación y compras de energía vs ventas – EPM

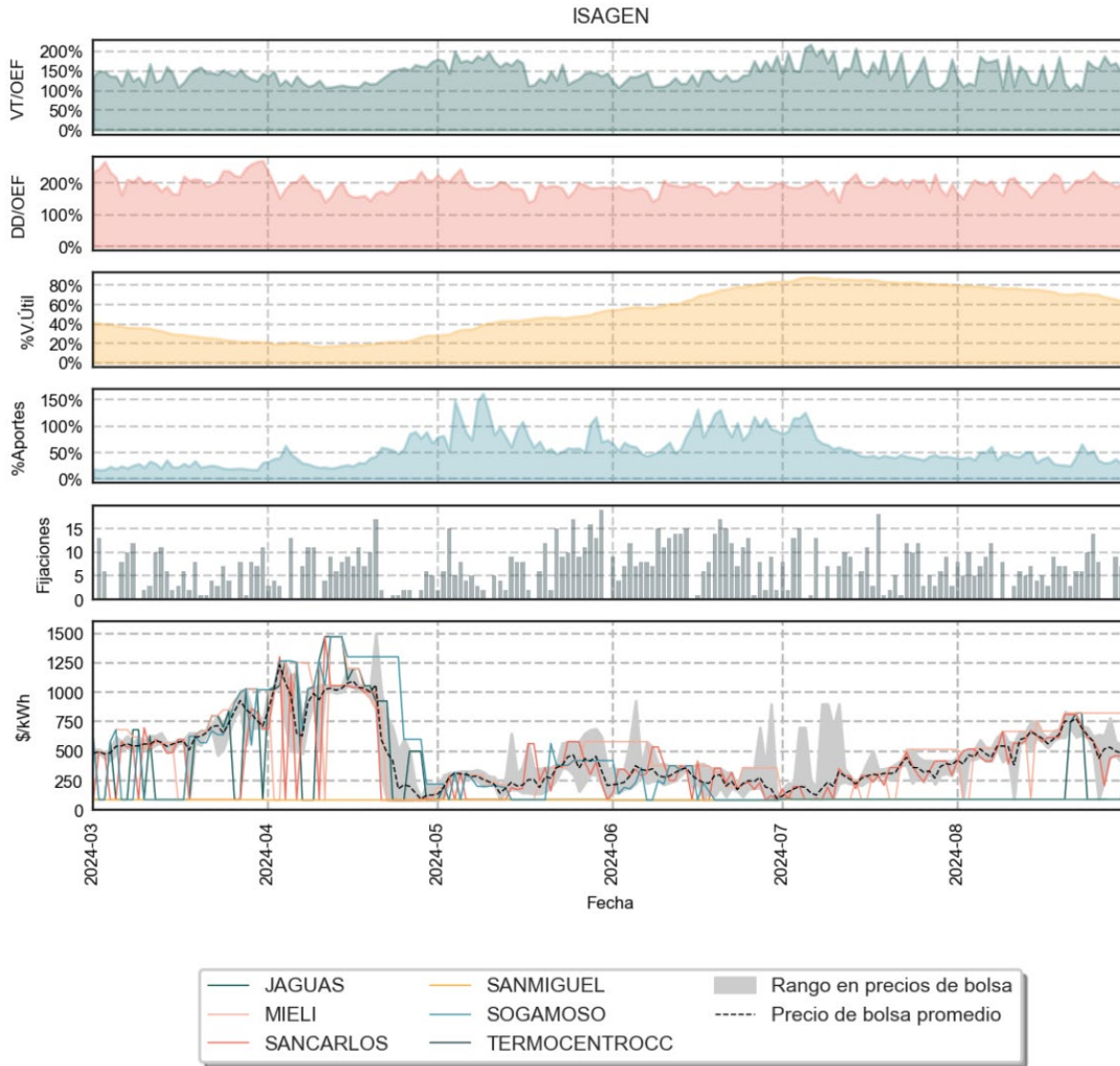


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de ISAGEN S.A. E.S.P., fueron en promedio 47,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 2-26), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

Figura 2-26: Comparación de variables: Isagen.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 91,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme.

El volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 68,1% en junio, 84,7% en julio, y 73,7% en agosto. Así mismo, durante el trimestre, los aportes que recibió el agente fueron en promedio 81,6% de su percentil 95 para junio, 59,2% durante julio, y 40,5% durante agosto.

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

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	116,2	88,8	134,4	85,6	822,0
Miel I	431,9	375,0	242,9	88,8	823,0
San Carlos	359,6	347,5	184,6	85,6	811,0
San Miguel	88,1	88,8	1,8	85,6	89,8
Sogamoso	120,1	89,3	80,7	85,6	420,0
Termocentro CC (config. 18)	1.934,4	1.934,4	0,0	1.934,4	1.934,4
Termocentro CC (config. 29)	2.596,2	2.596,2	0,0	2.596,2	2.596,2

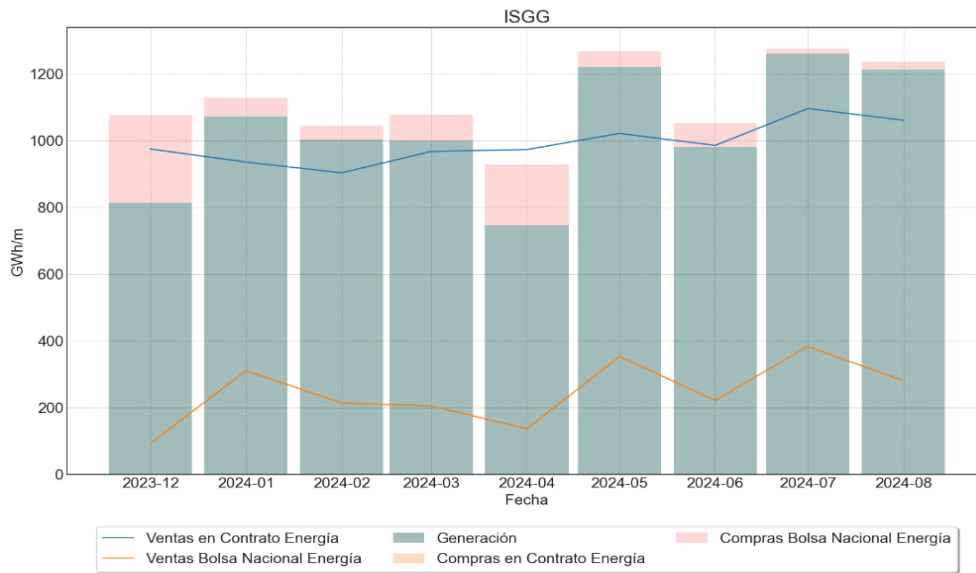
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Para el agente Isagen, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 1047.8GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 295.4GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 1151.4GWh/mes. Así mismo, el agente no tuvo durante el trimestre, energía comprada vía contratos. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 36.7GWh/mes (ver Figura 2-27).

⁸ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

⁹ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 2-27: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen

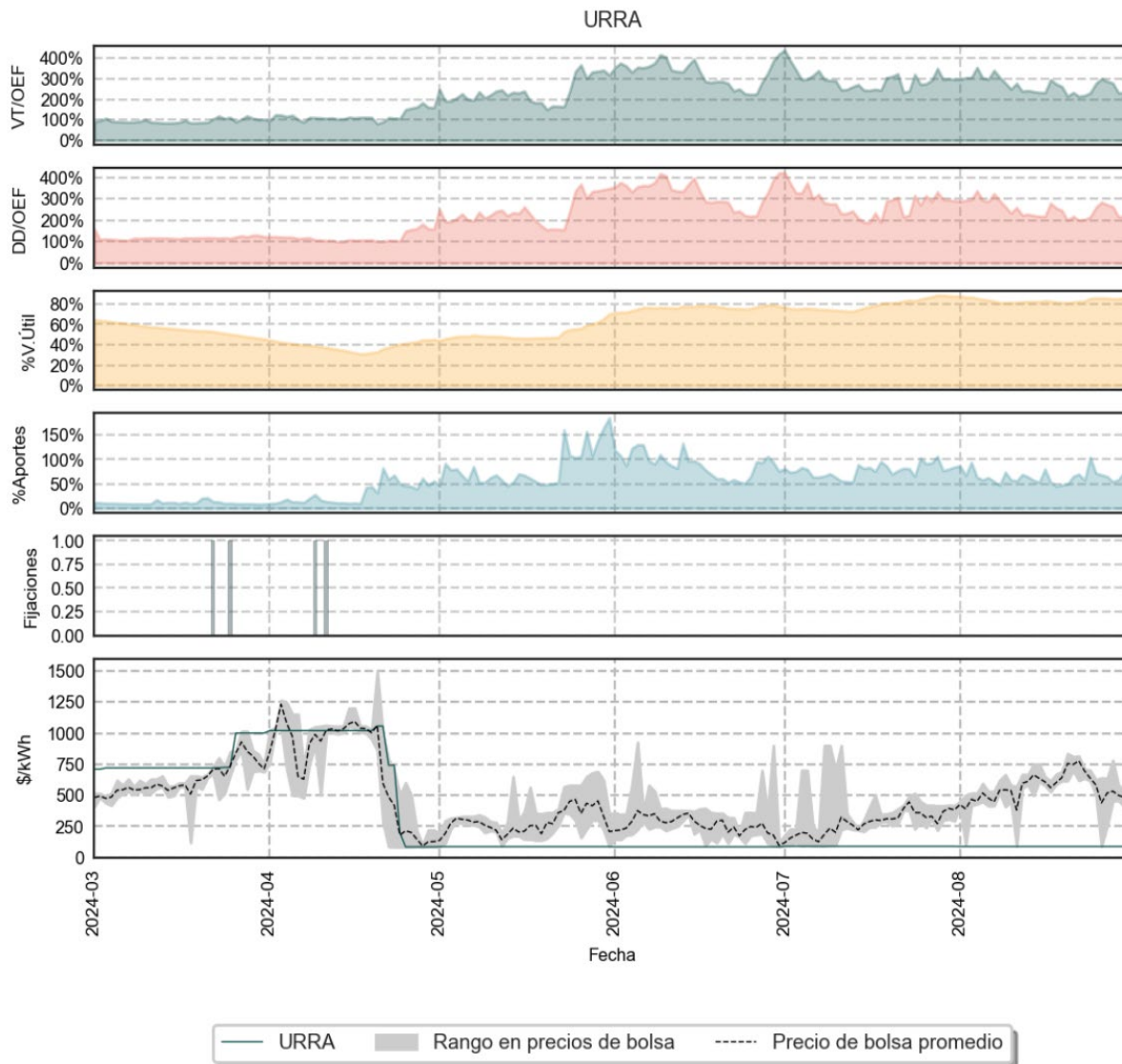


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Urrá:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., fueron en promedio 196,6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 2-28).

Figura 2-28: Comparación de variables: Urrá.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue en promedio 187,3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil de EMPRESA URRRA S.A. E.S.P., la misma tuvo un promedio de 76,3% durante el mes de junio, mientras que para el mes de julio el promedio fue de 79,3%, y durante agosto fue de 83,7%.

Al revisar los aportes, los mismos fueron de 90,0% para el mes de junio, 77,8% para el mes de julio, y 64,8% para el mes de agosto. frente al percentil 95 de sus aportes históricos.

La Tabla 2-10 presenta los estadísticos de precios para este agente.

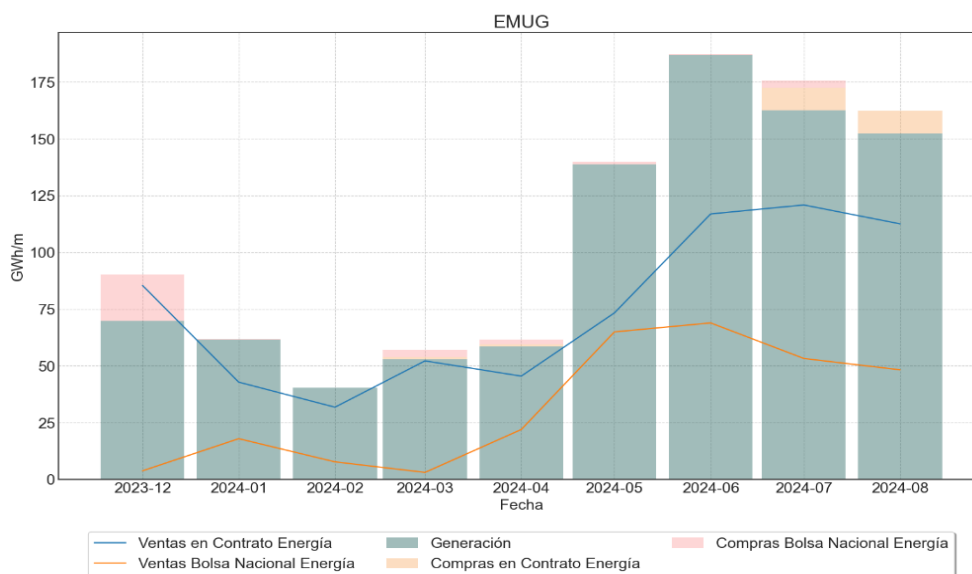
Tabla 2-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Urrá	88,1	88,8	1,8	85,6	89,9

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 116,8 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 56,8 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 167,3 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 6.7GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 1,2 GWh/mes (ver Figura 2-29).

Figura 2-29: Generación y compras de energía vs ventas - Urra



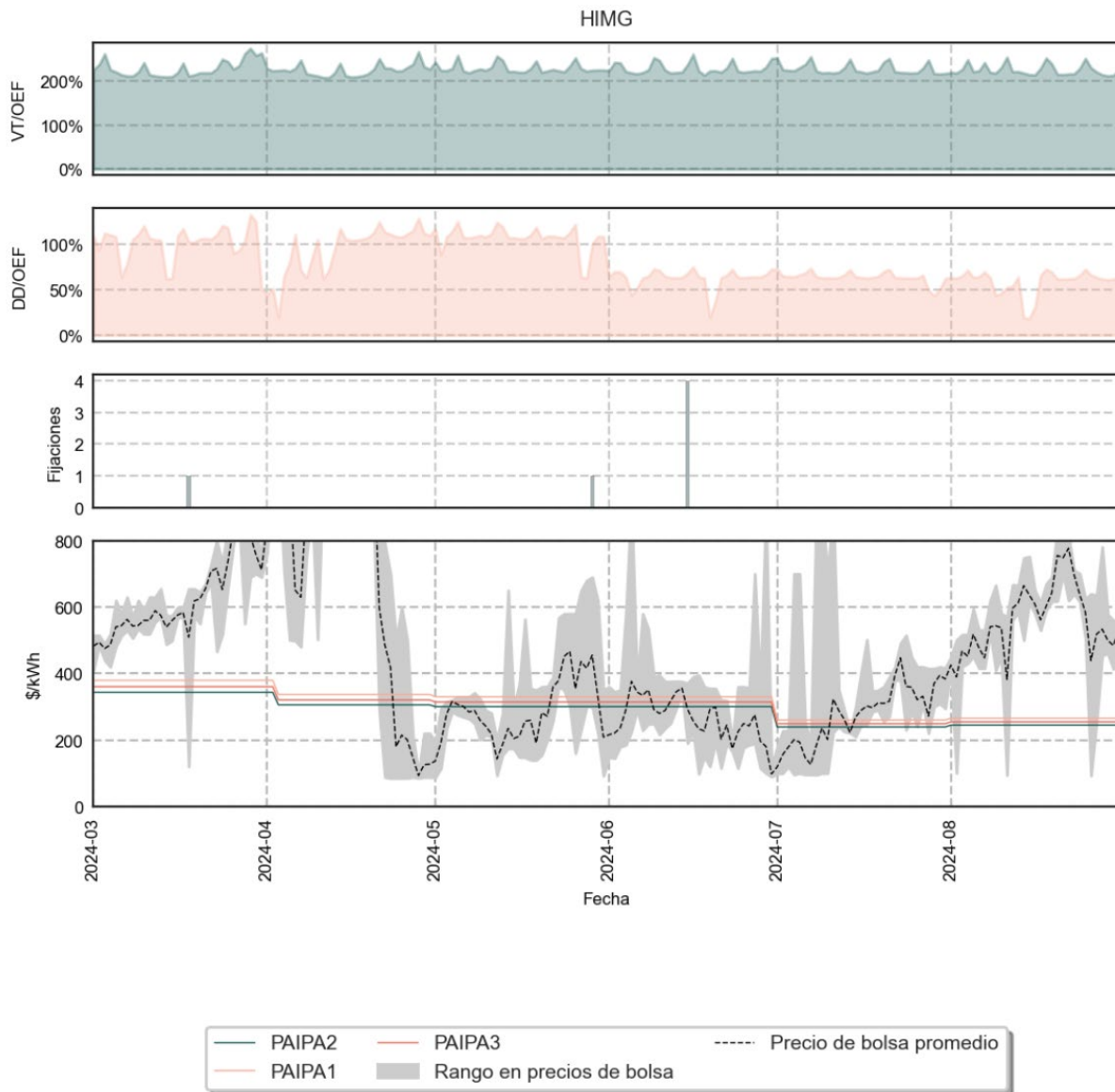
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gensa:

Las ventas totales del agente Gensa fueron 226,7% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, siendo similares en comparación a las del trimestre anterior (227,4%) (ver Figura 2-30).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 62,1% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 101,3%.

Figura 2-30 Comparación de variables Gensa



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

La Tabla 2-11 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente.

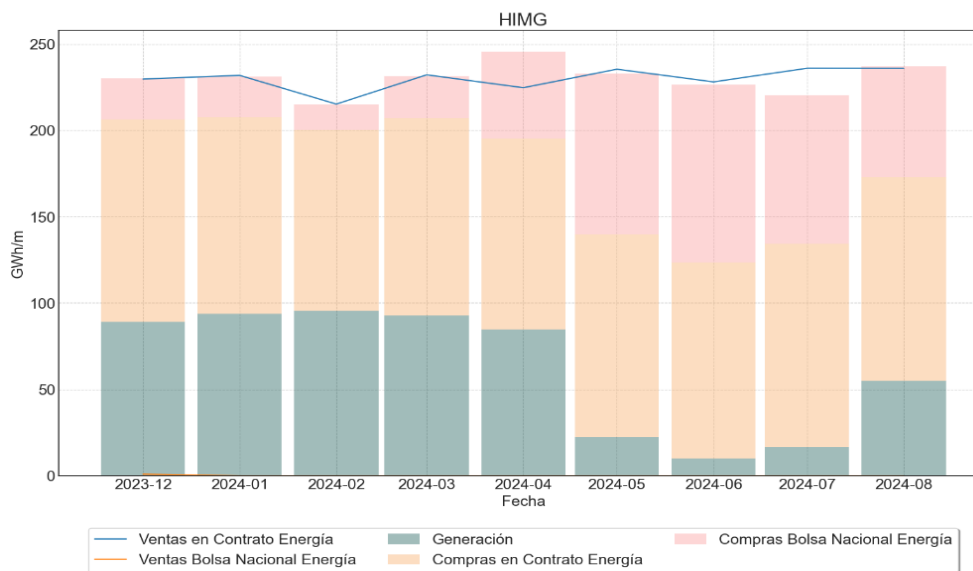
Tabla 2-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	284,6	265,5	31,8	259,9	329,9
Paipa2	260,8	244,6	27,6	239,0	300,3
Paipa3	272,0	254,4	29,6	248,8	314,2

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 233,3 GWh/mes. En cuanto a la energía vendida en bolsa, este agente no registró ventas de este tipo durante el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 27,3 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 116.3GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 84,4 GWh/mes (ver Figura 2-31).

Figura 2-31: Generación y compras de energía vs ventas - Gensa



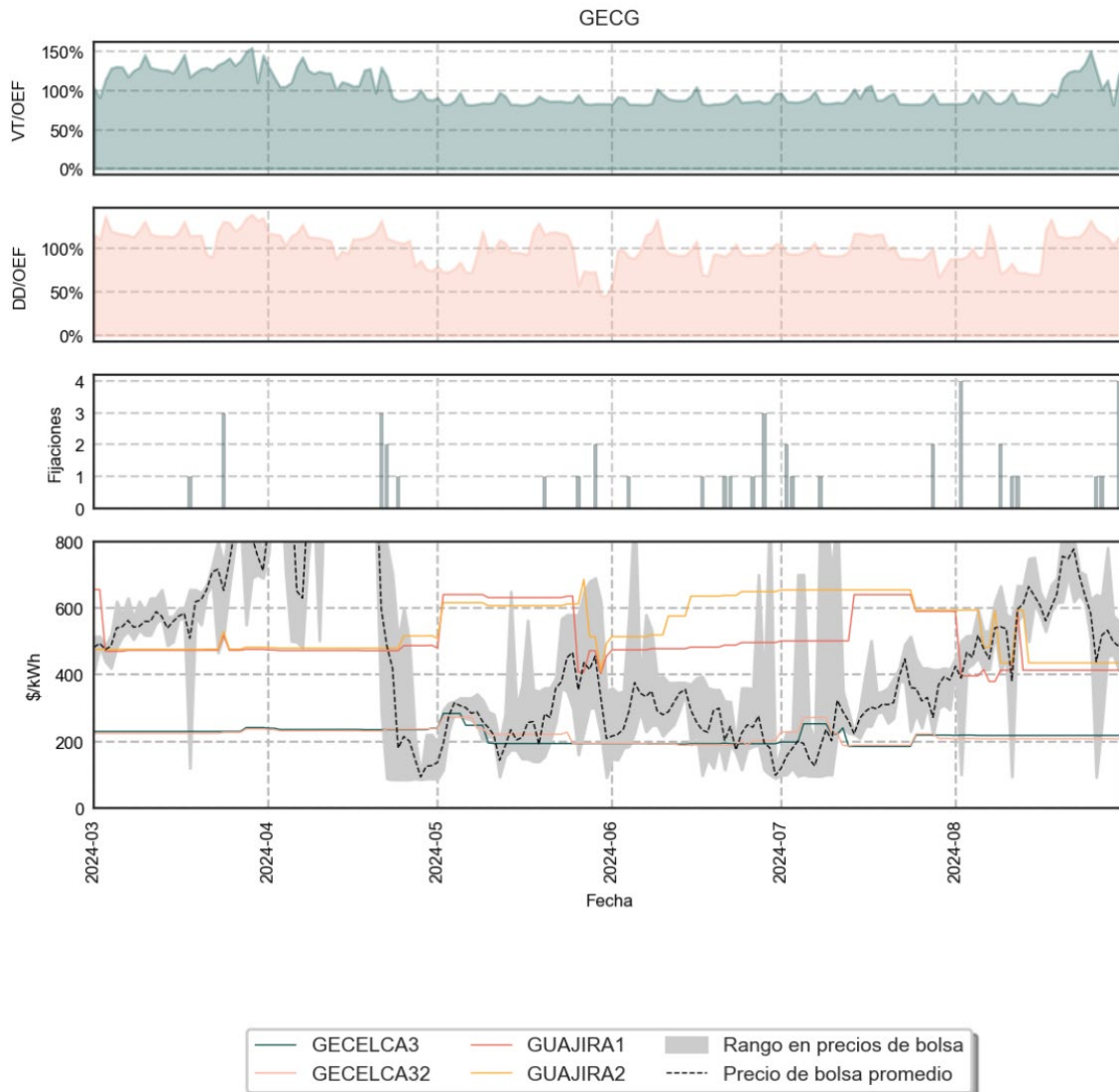
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gecelca:

Las ventas totales del agente fueron 92,2% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, siendo inferiores en cerca de 18,0% en comparación a las del trimestre anterior (108,0%) (ver Figura 2-32).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 97,5% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 105,8%.

Figura 2-32 Comparación de variables Gecelca



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

La Tabla 2-12 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca.

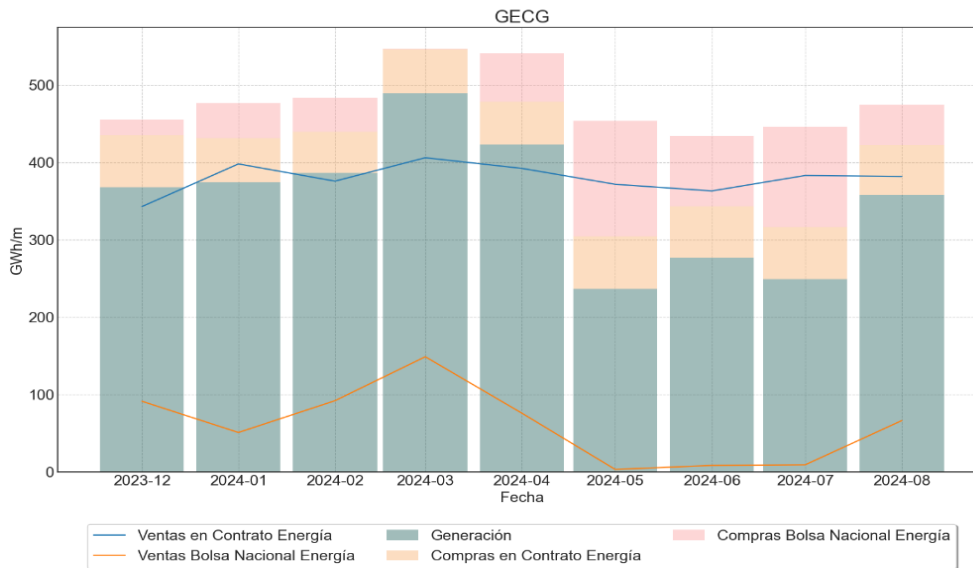
Tabla 2-12 Estadísticos básicos Gecelca

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	206,7	207,8	17,8	184,7	252,5
Gecelca32	205,7	207,9	19,6	186,1	271,5
Guajira1	491,7	482,9	76,8	379,5	640,1
Guajira2	570,1	593,6	86,9	435,5	654,4

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 375,9 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 28,1 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 294,6 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 66,0 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 91,0 GWh/mes (ver Figura 2-33).

Figura 2-33: Generación y compras de energía vs ventas - Gecelca



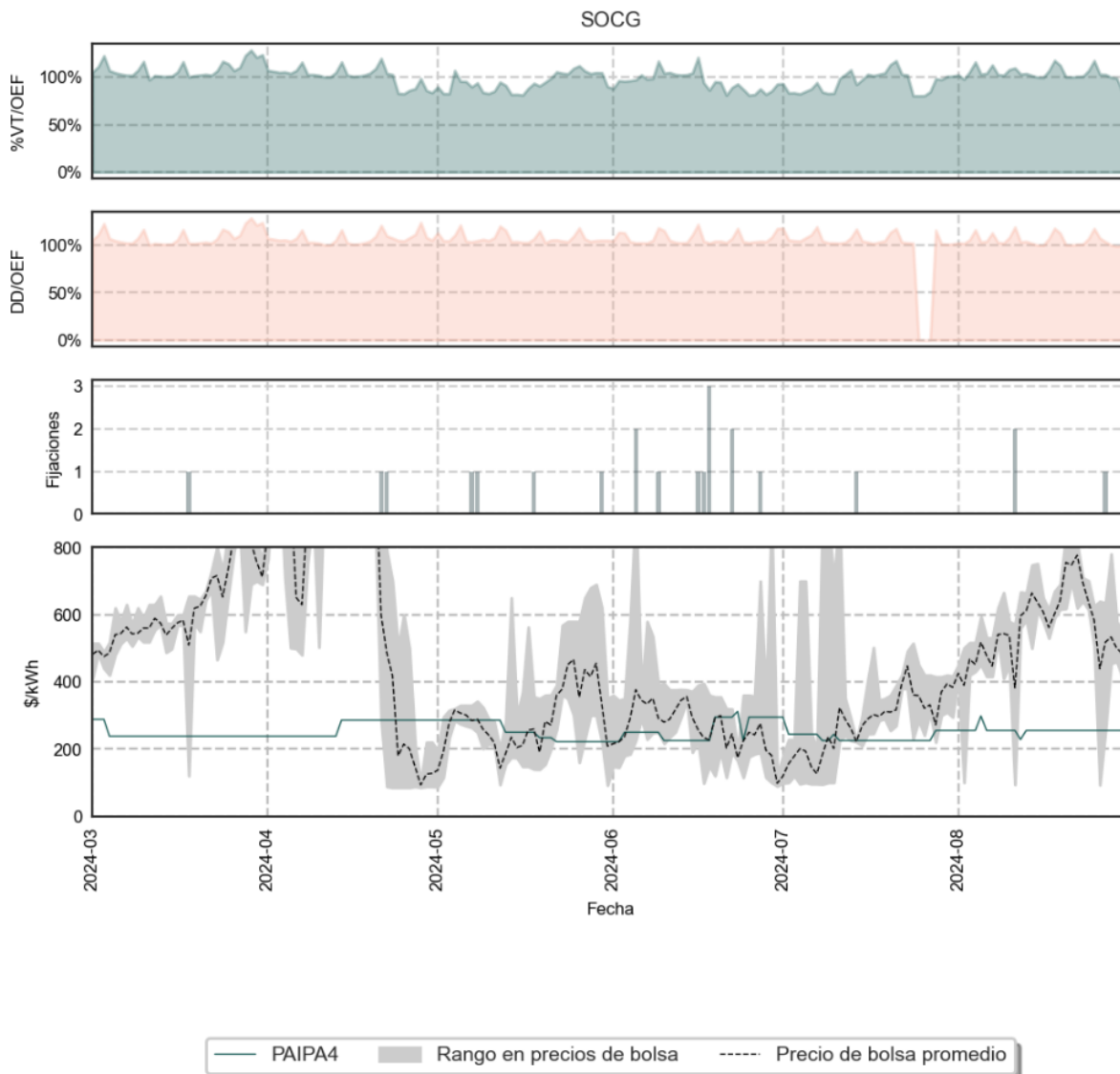
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Sochagota:

Las ventas totales del agente fueron similares (97,9%) frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024. Así mismo, fueron similares en comparación a las del trimestre anterior(101,5%) (ver Figura 2-34).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 102,9% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 107,6%.

Figura 2-34 Comparación de variables Sochagota



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

En cuanto a los precios ofertados, el agente presento ofertas que oscilaron entre 221,0 \$/kWh y 311,0 \$/kWh (Tabla 2-13).

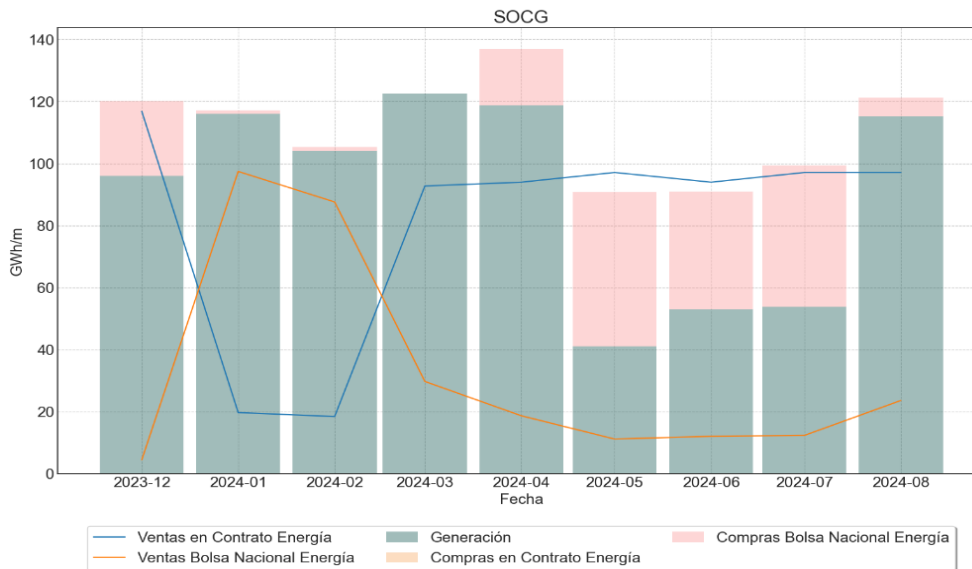
Tabla 2-13 Estadísticos básicos Sochagota

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	249,1	252,3	23,4	221,4	311,6

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 96,0 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 16,0 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 74,0 GWh/mes. Durante el trimestre, este agente no tuvo energía comprada por contratos. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 29,9 GWh/mes (ver Figura 2-35).

Figura 2-35: Generación y compras de energía vs ventas - Sochagota

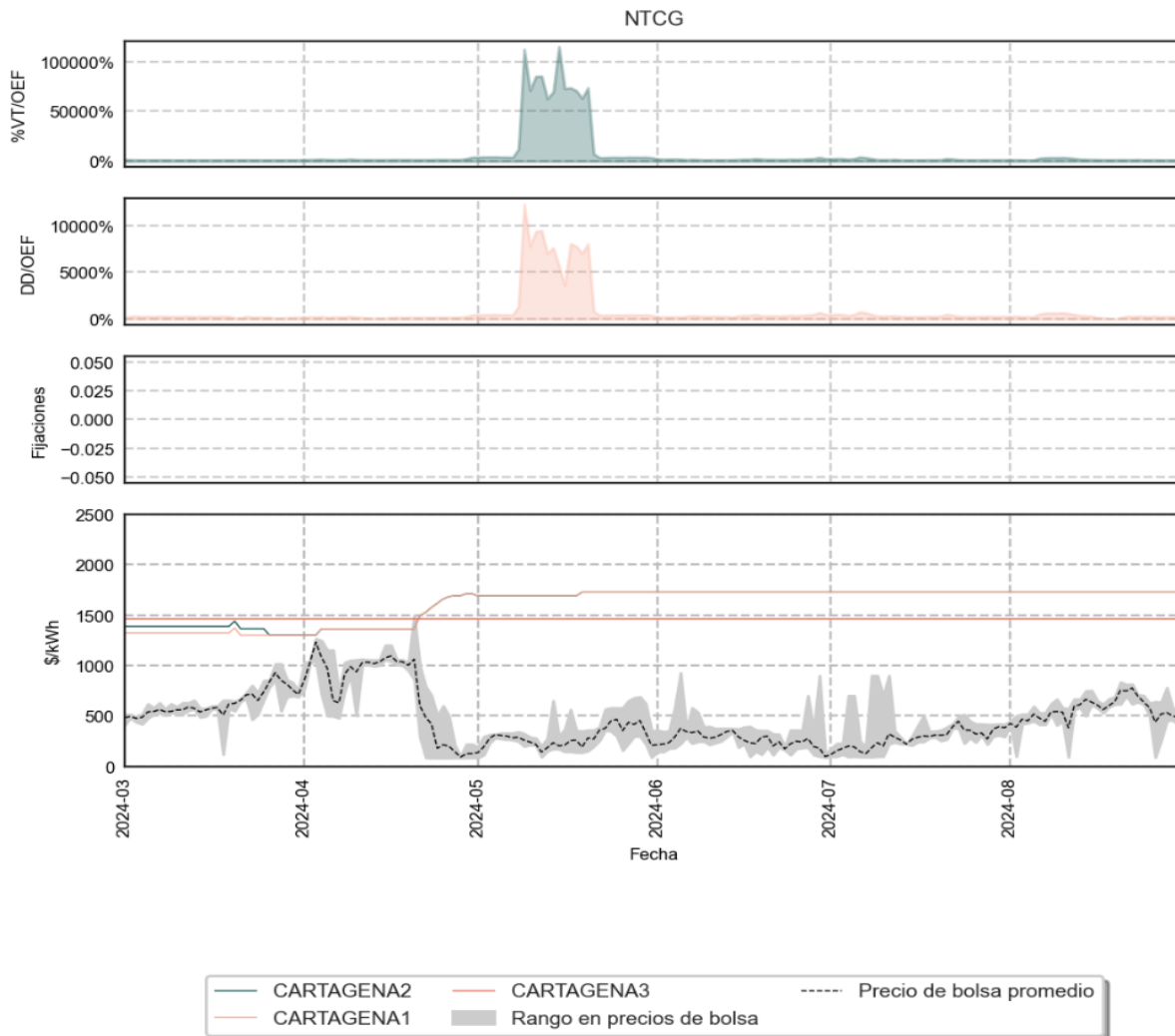


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Nitro Energy:

Para el agente Nitro Energy, las Ventas totales son cerca de 21 veces sus OEF. Esto se debe a que el agente no cuenta con muchas Obligaciones de Energía en Firme, y adicionalmente, respalda sus ventas, con compras en contratos principalmente. En cuanto a la Disponibilidad declarada, la misma es cerca de 35 veces sus OEF (ver Figura 2-36).

Figura 2-36: Comparación de variables Nitro Energy



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

Los estadísticos básicos de los precios ofertados del agente durante el periodo junio – agosto de 2024 se presentan en la Tabla 2-14.

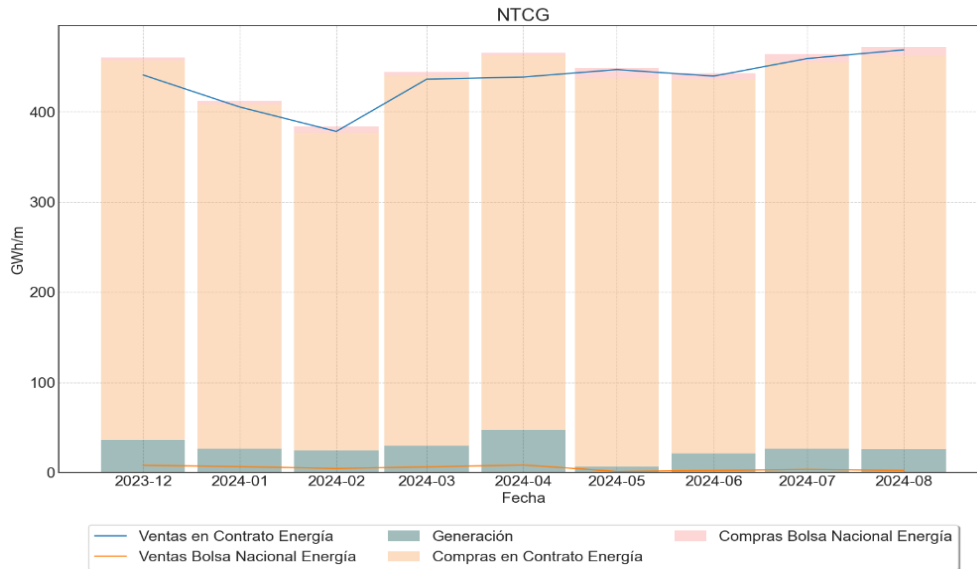
Tabla 2-14: Estadísticos básicos Nitro Energy

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Cartagena 1	1.726,1	1.726,1	0,0	1.726,1	1.726,1
Cartagena 2	1.726,1	1.726,1	0,0	1.726,1	1.726,1
Cartagena 3	1.463,3	1.463,3	0,0	1.463,3	1.463,3

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el trimestre de 455,5 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 2,7 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 24,5 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 425,9 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 8,9 GWh/mes (ver Figura 2-37).

Figura 2-37: Generación y compras de energía vs ventas – Nitro Energy



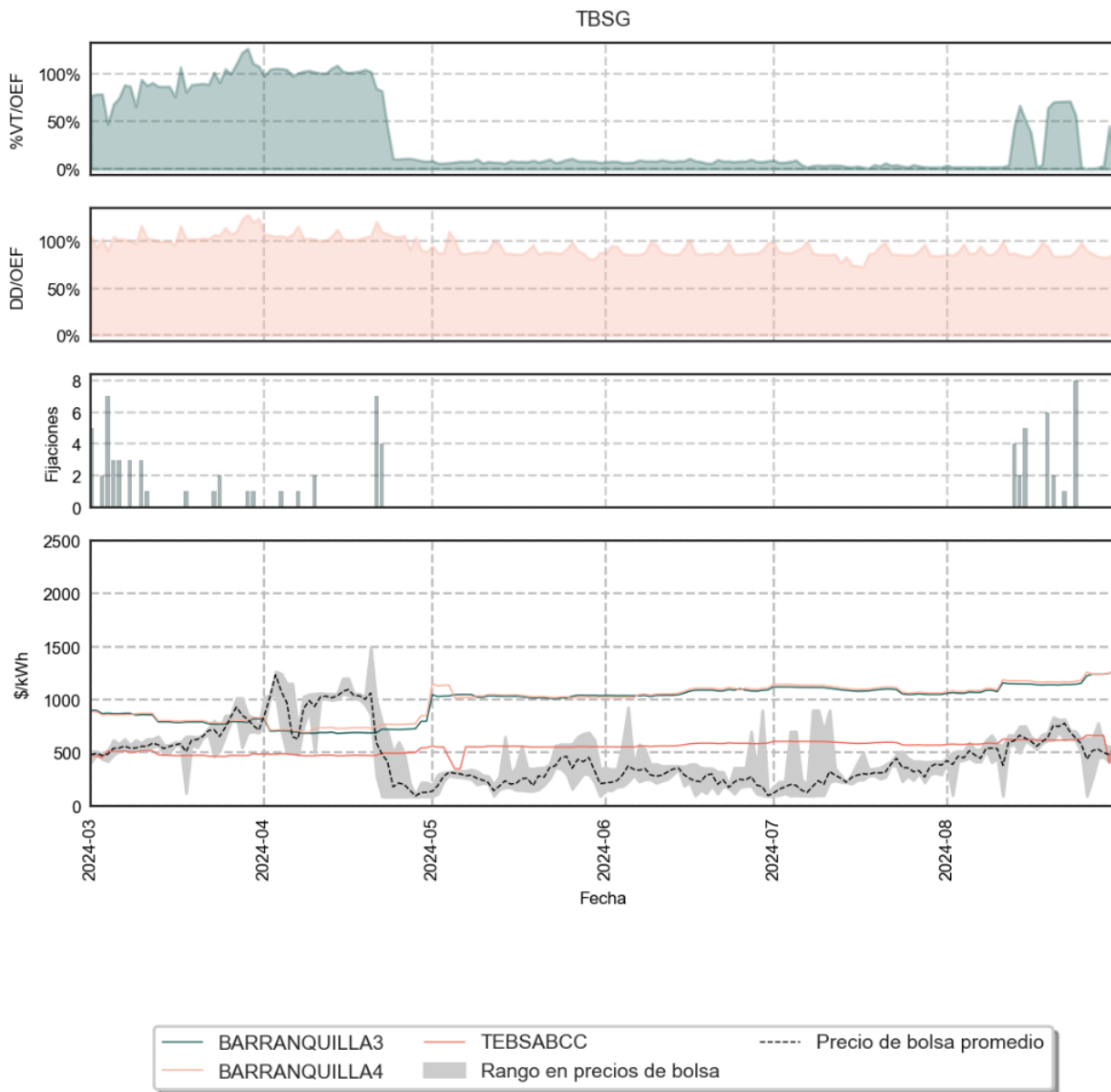
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

TEBSA:

Las ventas totales del agente fueron 11,7% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024), siendo inferiores en comparación a las del trimestre anterior (58,7%) (ver Figura 2-38).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 88,5% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 100,4%.

Figura 2-38 Comparación de variables TEBSA



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

Se observa, que las plantas Barranquilla 3 y Barranquilla 4 aumentaron sus precios desde mayo, siendo relativamente estables, hasta el mes de agosto. Cuando aumentaron su precio.

La Tabla 2-15 presenta los estadísticos de precios ofertados para este agente.

Tabla 2-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	1.098,0	1.088,5	51,8	1.028,8	1.255,1
Barranquilla4	1.113,8	1.107,4	55,3	1.019,4	1.259,9
TEBSA CC (Config. 110)	592,4	589,9	32,8	400,8	669,2
TEBSA CC (Config. 211)	1.501,9	1.489,5	76,0	1.393,6	1.708,1

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

Termocandelaria:

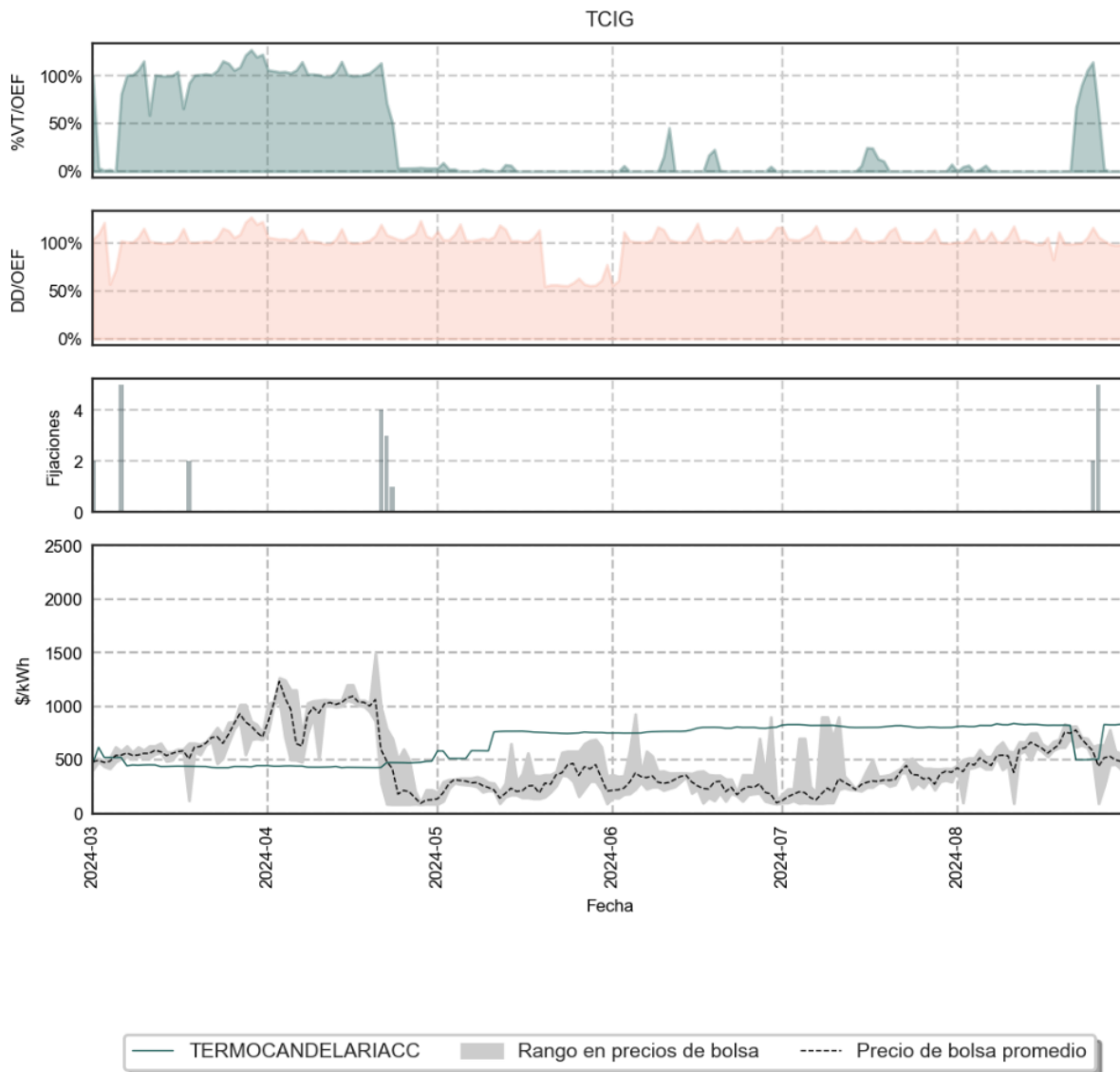
Durante el trimestre, las ventas totales del agente Termocandelaria fueron 7,2% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024. En contraste, para el trimestre anterior fueron mayores (56,3%).

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria fue 103,9% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, y para el trimestre anterior fue de 100,1% (ver Figura 2-39).

¹⁰ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹¹ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 2-39 Comparación de variables Termocandelaria



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

La Tabla 2-16 presenta los valores promedio de las ofertas para las plantas del agente, para su configuración más costosa y más económica.

Tabla 2-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria CC (Config. 112)	788,5	806,0	72,8	499,6	838,6
Termocandelaria CC (Config. 213)	1.072,7	1.077,6	31,8	996,5	1.116,9

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

Prime:

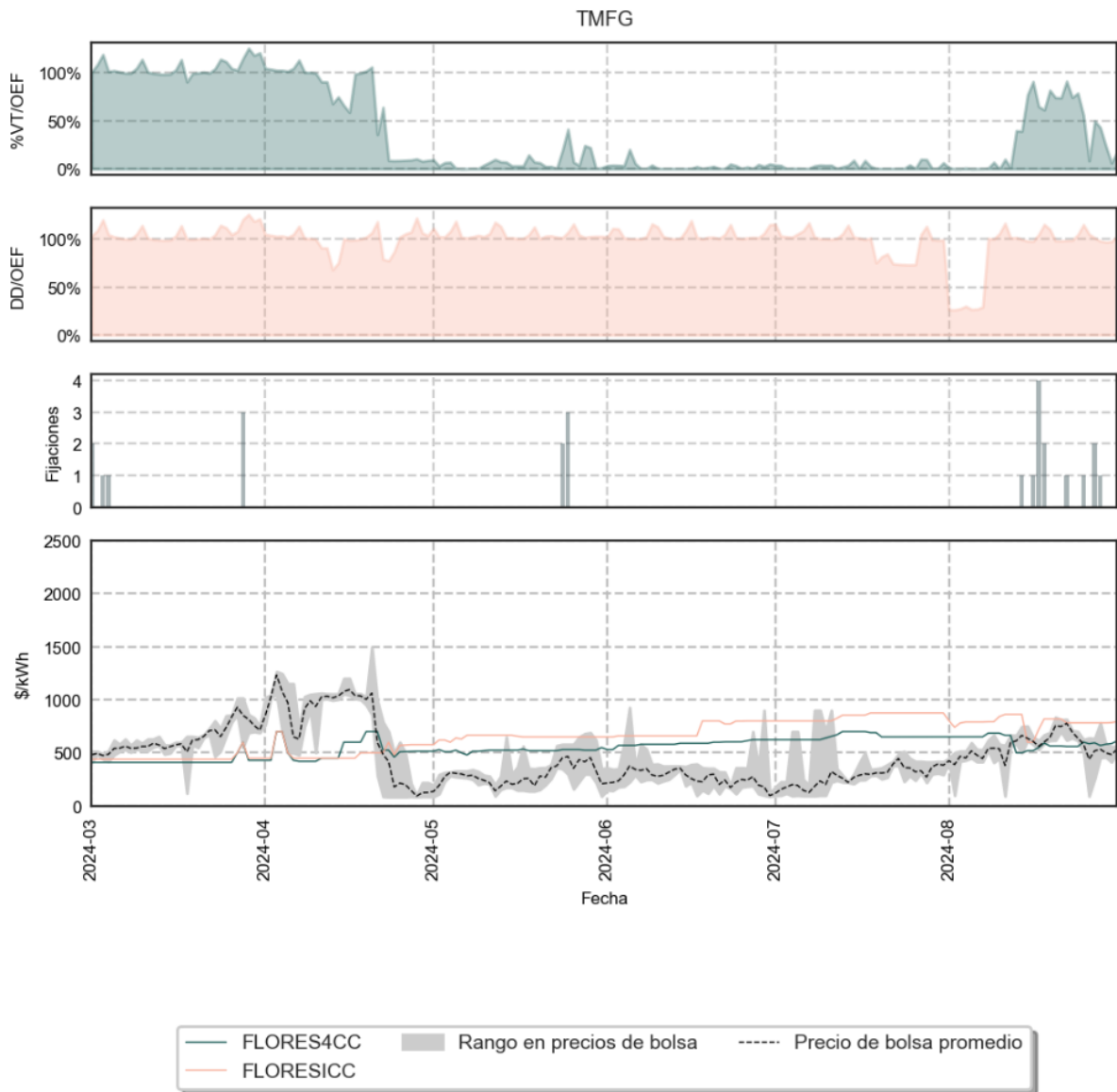
Para Prime TermoFlores, las ventas totales fueron 13,5% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, siendo inferiores en comparación a las del trimestre anterior (60,6%) (ver Figura 2-40).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 95,8% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 103,6%.

¹² Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹³ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 2-40 Comparación de variables Prime



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

La Tabla 2-17 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

Tabla 2-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores 4 CC (Config. 114)	614,7	624,0	47,4	500,0	700,0
Flores 4 CC (Config. 215)	1.078,9	1.100,0	27,1	1.044,6	1.100,0
Flores I CC,	783,5	800,0	75,8	600,0	875,1

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

Proeléctrica:

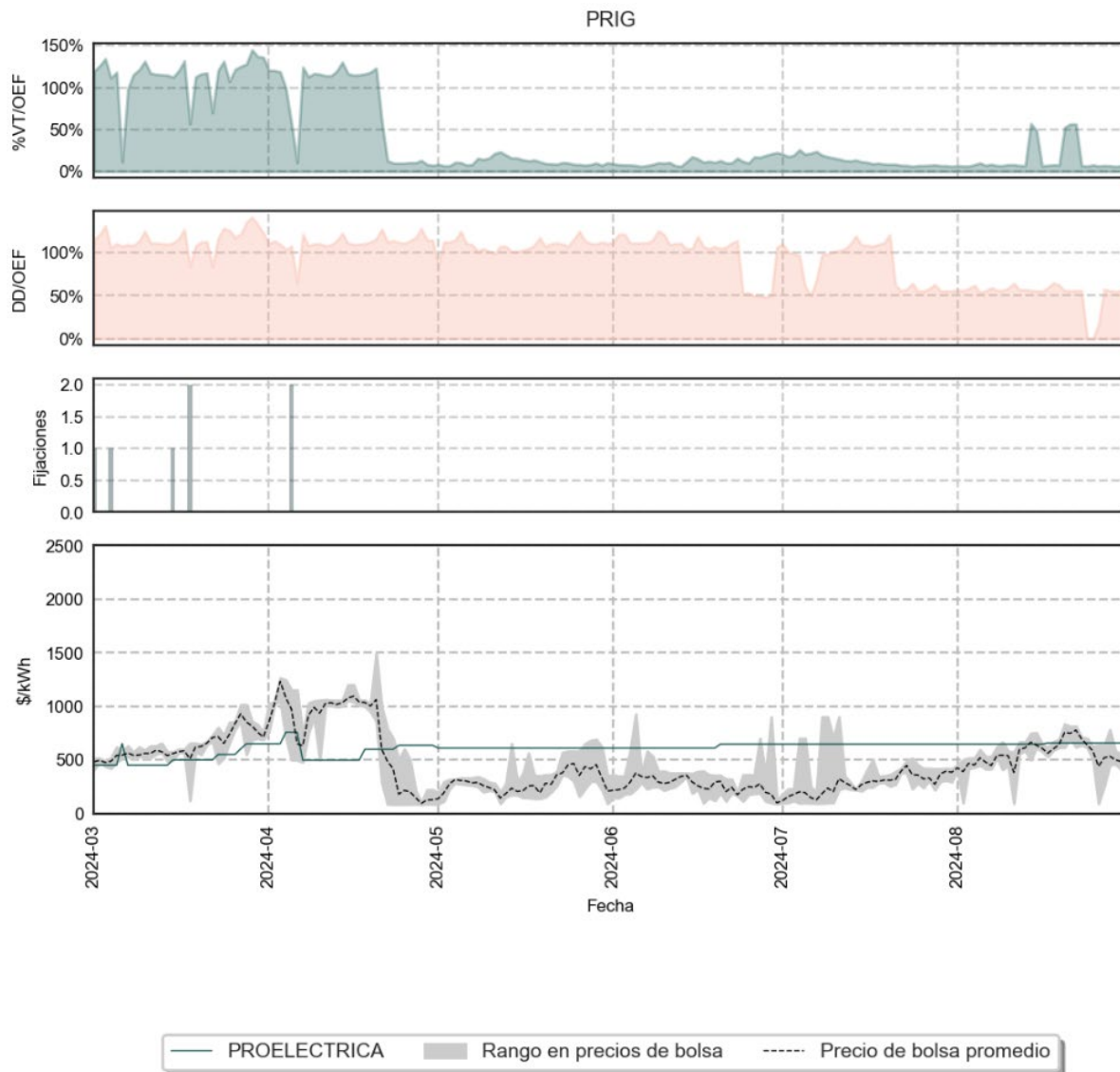
Las ventas totales del agente fueron 13,0% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, siendo inferiores en comparación a las del trimestre anterior 67,8%, tal y como se ilustra en la Figura 2-41.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 78,5% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 111,5%.

¹⁴ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹⁵ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 2-41: Comparación de variables Proeléctrica



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

Los estadísticos básicos de los precios ofertados para este agente se observan en la (ver Tabla 2-18).

Tabla 2-18: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica

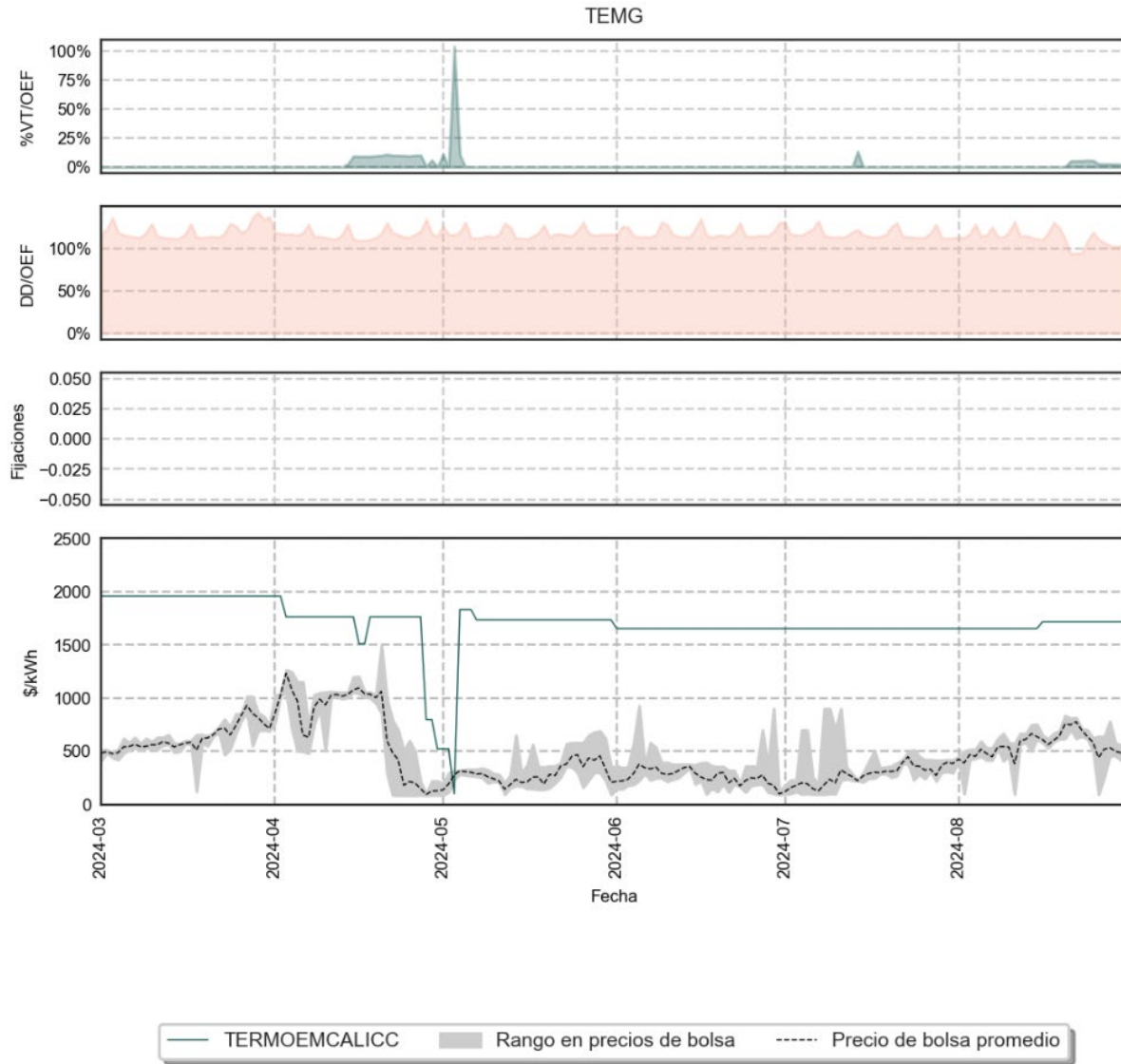
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Proeléctrica	640,5	646,4	16,3	609,7	657,0

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

TermoEmcali:

Las ventas totales del agente fueron 0,6% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, siendo similares en comparación a las del trimestre anterior (2,9%) (ver Figura 2-42). En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 116,0% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 118,1%.

Figura 2-42 Comparación de variables TermoEmcali



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

La Tabla 2-19 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta.

Tabla 2-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.664,1	1.653,2	23,9	1.653,2	1715,9

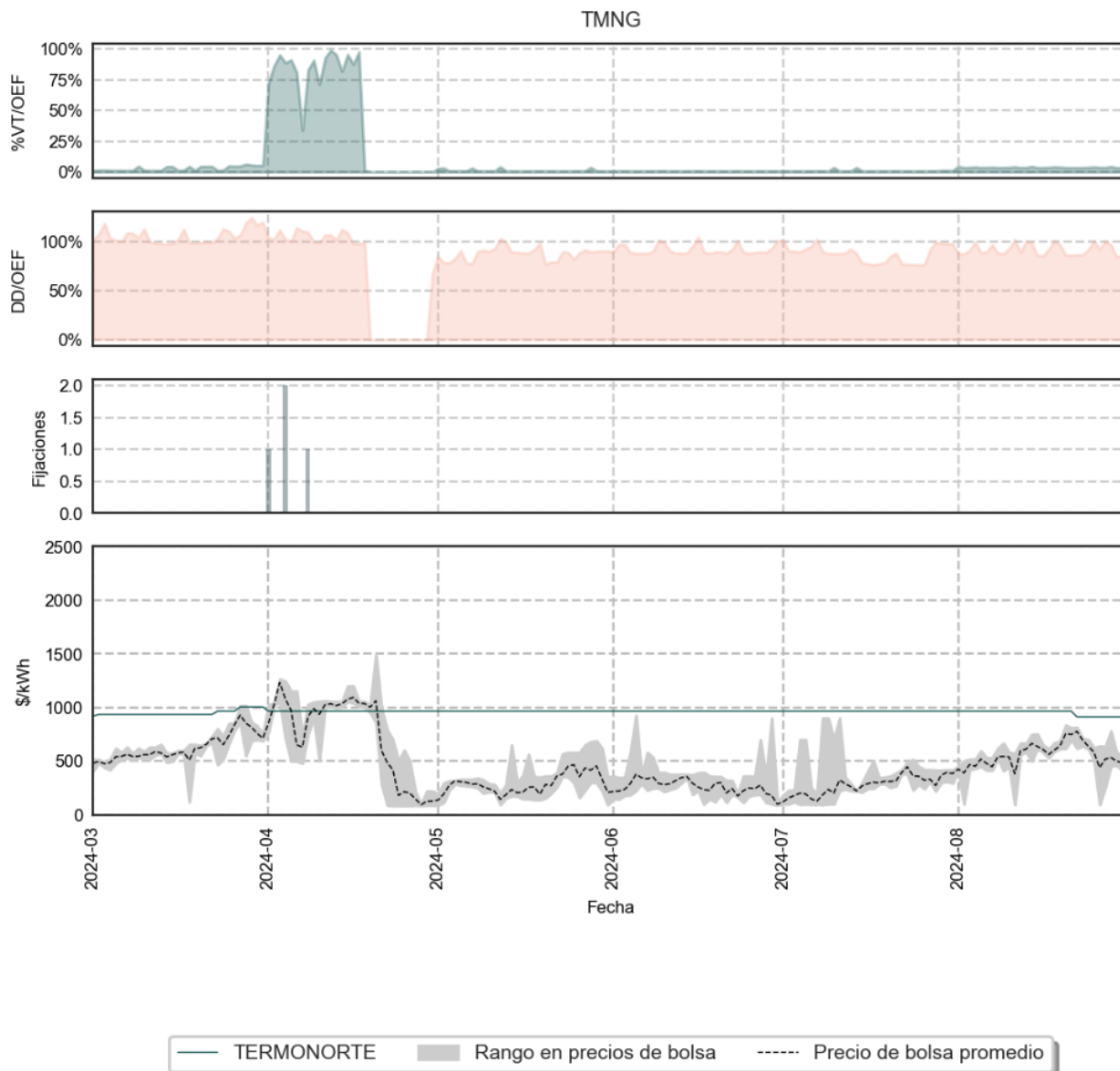
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termonorte:

Durante el trimestre el agente Termonorte tuvo ventas totales que fueron 1,9% de sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, siendo inferiores en comparación a las del trimestre anterior (17,5%) (ver Figura 2-43).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 90,1% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2024, mientras que para el trimestre anterior, fue de 86,1%.

Figura 2-43 Comparación de variables Termonorte



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

La Tabla 2-20 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

Tabla 2-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	959,4	965,0	16,3	913,0	965,0

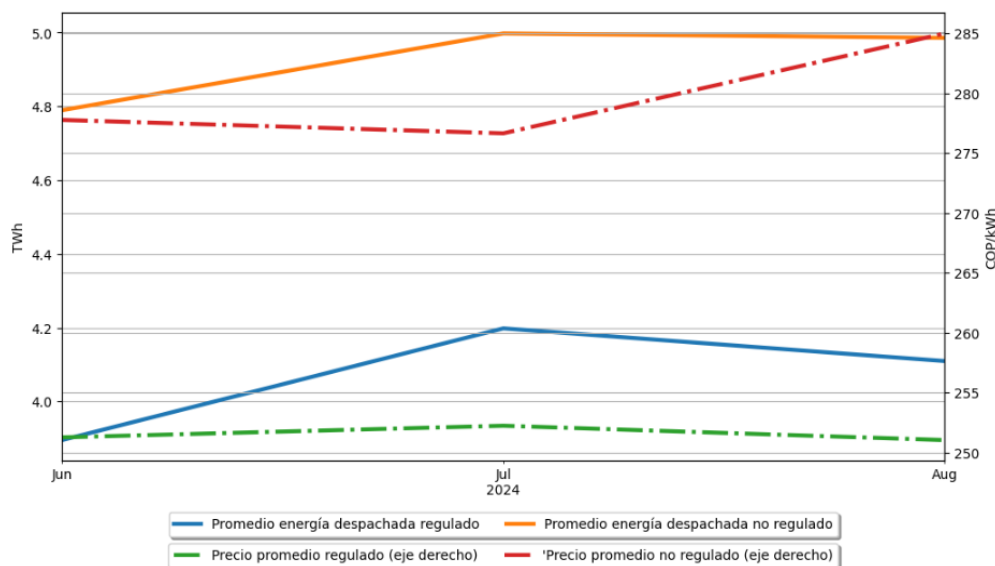
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.3 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

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

Durante el trimestre se despacharon 1.635 contratos, con una cantidad total de energía de 26,9 TWh. En la Figura 2-44 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses.

Figura 2-44: Resumen precios promedio y energía total por mercado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

La energía promedio despachada en el Mercado Regulado se incrementó de junio a julio pasando de 3,9 TWh a 4,2 TWh, cerrando el trimestre con una leve reducción de la energía despachada a 4,1 TWh. Así mismo, en el Mercado No Regulado la energía se presentó un aumento entre los dos primeros meses del periodo analizado de 4,8 TWh a 4,9 TWh terminando el trimestre con una ligera reducción.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado creció durante el periodo pasando de 251,2 \$/kWh a 252,2 \$/kWh. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, en los primeros meses del trimestre el precio se redujo de 277,7 \$/kWh a 276,6 \$/kWh, para un incremento final en el mes de agosto de 284,9 \$/kWh.

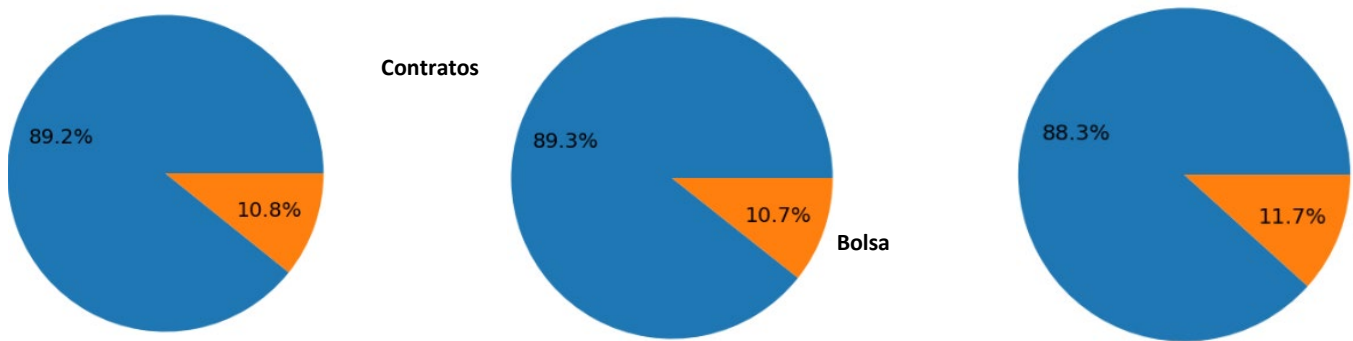
Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 60 contratos, de los cuales 21 corresponden al Mercado Regulado y 39 al Mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 133 contratos, de los cuales 34 corresponden al Mercado Regulado y 99 al Mercado No Regulado.

2.3.1 Demanda regulada contratada

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

La Figura 2-45 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 con valores ha variado muy poco entre 88,3% y 89,2%.

Figura 2-45: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



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

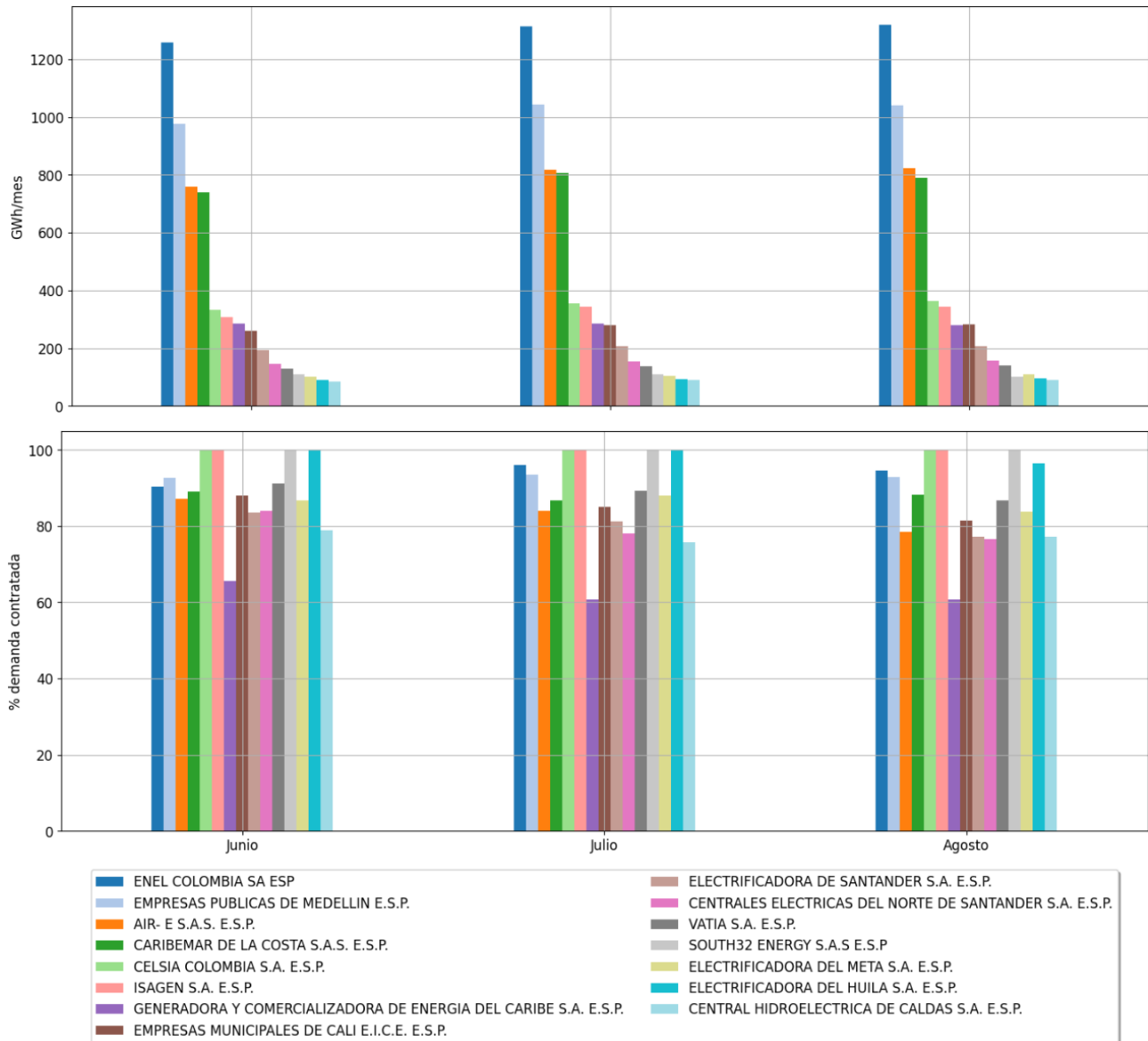
2.3.2 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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

Inicialmente se analizan los comercializadores que atienden demanda de cualquier tipo (Regulada y No Regulada). En la Figura 2-46 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 1.318,6 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EPM con 1.039,4 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 2-46: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



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

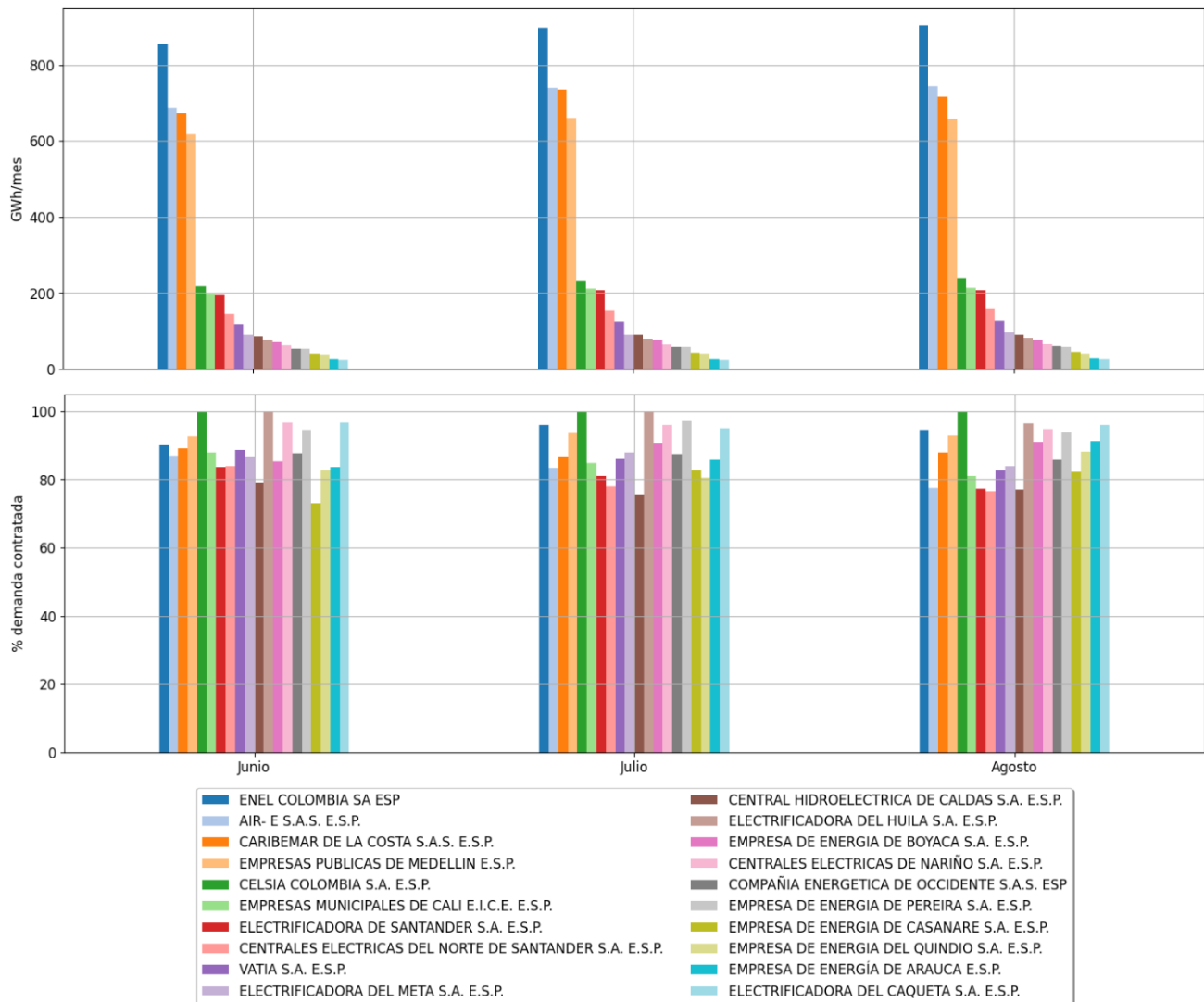
En cuanto a la cobertura de la demanda atendida con contratos de energía, Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda durante todo el trimestre analizado. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura fue Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (GECELCA) con niveles de cobertura promedio de 62,3%.

2.3.3 Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado

Para este análisis nuevamente se toman los 15 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso solo se considera la demanda Regulada, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 2-47.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 904,4 GWh/mes para el mes de agosto, seguido por AIR-E, Caribemar de la Costa y EPM con 742,8 GWh/mes, 716,3 GWh/mes y 657,2 GWh/mes respectivamente.

Figura 2-47: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



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

Se identifican 3 comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Empresa de Energía de Casanare y Central Hidroeléctrica De Caldas. 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 considerando la alta volatilidad de los precios de bolsa que se han venido observando en lo corrido del año 2024.

2.3.4 Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 904 contratos despachados, de los cuales 877 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC) y 27 al tipo Pague lo Demandado (PD). En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 310,3 \$/kWh, lo cual representa un incremento de 3,9 \$/kWh (1,3 %) comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 391,5 \$/kWh, evidenciando una reducción de 36,05 \$/kWh (-8,4 %) frente al trimestre anterior.

Si se comparan ambos tipos de contrato, se evidencia una diferencia en promedio de aproximadamente 81.2 \$/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 2-21 se muestra un resumen de los datos.

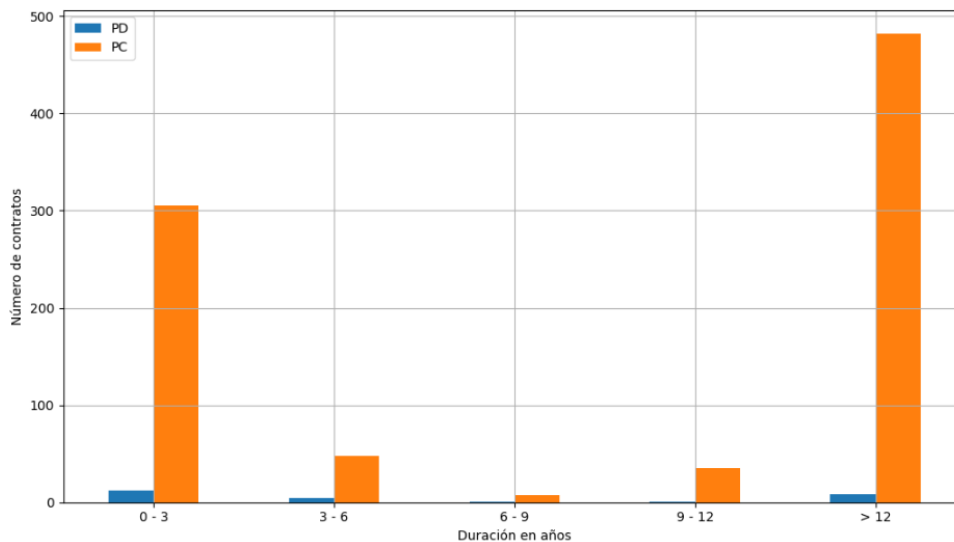
Tabla 2-21: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	877	310,3	165,2	110
PD	27	391,5	243,4	15

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

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 2-48 se presenta una clasificación que agrupa los contratos en periodos de duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

Figura 2-48: 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 483 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (sin cambio respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 303. De los contratos de largo plazo, 150 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 13 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.

2.3.5 Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 706 contratos despachados, de los cuales 688 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 18 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio de 314,53 \$/kWh. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 274,42 \$/kWh. En la Tabla 2-22 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 2-22: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

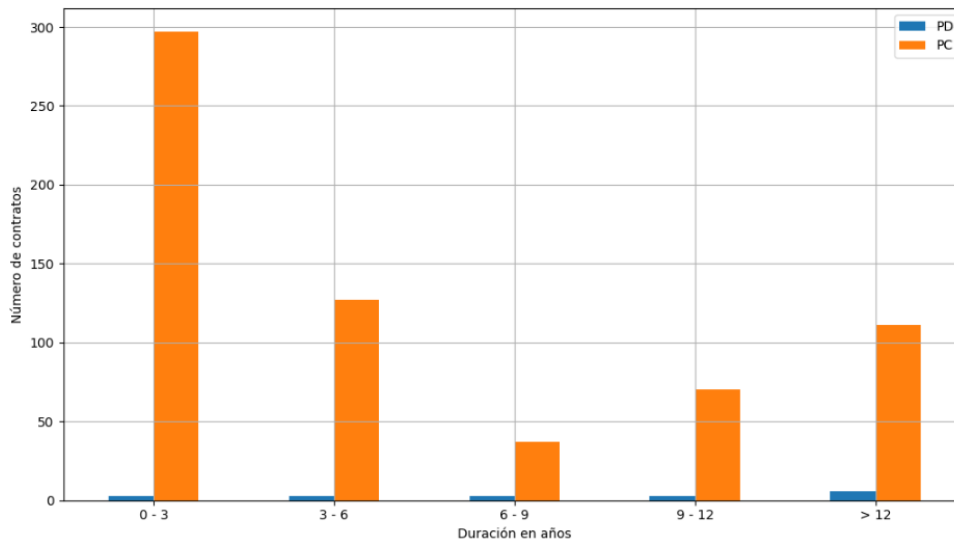
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	688	314.53	220,23	54
PD	18	274,42	2.092,95	2

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 en promedio alrededor de 10,7 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 2-49 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 334 contratos; mientras que en los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (6) es para contratos de más de 12 años.

Figura 2-49: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.



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

2.3.6 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.

En el periodo comprendido entre marzo y mayo de 2024, en el SICEP se llevaron a cabo 21 procesos de convocatorias ¹⁶, de los cuales 14 (67%) se adjudicaron, una convocatoria sigue abierta y 6 (28.57%) no se adjudicaron, tal como se muestra en la Figura 2-50.

Figura 2-50: Evolución de las convocatorias.



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

En la Tabla 2-23 se muestra el número de convocatorias realizadas por cada agente y su estado, así como su porcentaje de adjudicación y el mercado al cual estaban orientadas las convocatorias. En total, 19 agentes comercializadores realizaron entre 1 y 2 convocatorias en el SICEP durante el periodo de análisis.

De los datos también se puede extraer que 10 agentes tuvieron convocatorias adjudicadas; mientras que 9 agentes no lograron ninguna adjudicación en sus convocatorias. El 94,7% de las convocatorias (18) estaban orientadas al mercado Regulado, que es el principal objetivo del SICEP, mientras que solo el 5,3% (1 convocatoria) estuvo orientada al mercado No Regulado.

¹⁶ Información tomada del aplicativo SICEP en cifras de XM (<https://sicep.xm.com.co/reports>) al 1 de marzo de 2024.

Tabla 2-23: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.

Agente	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
AIR- E	0	-	1	1	2	50%	Regulado
CARIBEMAR DE LA CO	0	-	1	0	1	100%	Regulado
CEL	0	-	1	0	1	100%	Regulado
CEMEX ENERGY	0	-	1	0	1	100%	No Regulado
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	0	-	0	1	1	0%	Regulado
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	1	-	0	1	2	0%	Regulado
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	1	-	0	0	1	0%	Regulado
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA	0	-	1	0	1	100%	Regulado
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE	0	-	1	0	1	100%	Regulado
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	0	-	1	0	1	100%	Regulado
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	0	-	0	1	1	0%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA	1	-	0	0	1	0%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA	0	-	1	0	1	100%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO	0	-	1	0	1	100%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO	1	-	0	0	1	0%	Regulado
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	1	-	0	0	1	0%	Regulado
ENEL X COLOMBIA	0	-	0	1	1	0%	Regulado
SOL & CIELO ENERGIA	0	-	0	1	1	0%	Regulado
VATIA	0	-	1	0	1	100%	Regulado
TOTAL	5	0	10	6	21	48%	

Con respecto a la energía transada en las convocatorias y productos del mecanismo SICEP durante el periodo de análisis, tal como se muestra en la Tabla 2-24, en las 10 convocatorias adjudicadas se demandaron 34.843 GWh, y en promedio por cada convocatoria se demandaron 3.167,5 GWh. La máxima cantidad de energía demanda en una convocatoria fue de 20.898 GWh, aproximadamente el 60,0% del total demandado, mientras que la mínima cantidad de energía demandada en una sola convocatoria fue de 80,0 GWh, que corresponde al 0,23% del total

demandado. En cuanto a los productos individuales, el que demandó mayor cantidad de energía fue de 6.763,0 GWh (el 19,4 % del total demandado), y el que menos demandó energía fue de 26,0 GWh (0,07% del total demandado). En promedio por producto se demandaron 757,5 GWh por producto.

En cuanto a la energía adjudicada, mostrada también en la Tabla 2-24, con el mecanismo se adjudicaron 25.893 GWh, lo que representa un 74,3 % de la energía demandada, y en promedio por cada convocatoria se adjudicaron 2.353,9 GWh. La máxima cantidad de energía adjudicada en una convocatoria fue de 16.073 GWh, aproximadamente el 62,0% del total adjudicado, mientras que la mínima cantidad de energía adjudicada en una sola convocatoria fue de 33 GWh. En cuanto a los productos individuales asignados, al que se le asignó la mayor cantidad de energía fue de 6.138 GWh (un poco menos del 24% del total asignado), y al que menos se le asignó energía fue de 1 GWh. En promedio por producto se asignaron 562,9 GWh.

Tabla 2-24: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.

	Energía demandada (GWh)		Energía adjudicada (GWh)	
	Total	%	Total	%
Energía Total	34.843,0	-	25,893,0	74,3
Promedio por convocatoria	3.167,5	9,1	2.353,9	9,1
Máxima por convocatoria	20.898,0	59,9	16.073,0	62,1
Mínima por convocatoria	80	0,23	33	0,13
Promedio por producto	757,46	2,17	562,9	2,17
Máxima por producto	6.763,0	19,4	6.138,0	23,71
Mínima por producto	26	0,07	1	0

La Tabla 2-25 muestra las estadísticas básicas de los precios de las 10 convocatorias y los 46 productos adjudicados. Como se puede ver, los precios ponderados promedios de todas las convocatorias adjudicadas se encuentran en un rango entre 270 y 343 \$/kWh, con un promedio de 308,5 \$/kWh; en el caso de las estadísticas de los precios por producto se presenta un comportamiento muy similar, moviéndose en un rango entre 270,6 y 361 \$/kWh, con un promedio de 313 \$/kWh.

Tabla 2-25: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.

Estadísticas de precios (\$/kWh)	Total de convocatorias	Total de productos
Promedio	308.5	313
Mínimo	270	270
Máximo	343	361

2.3.7 Contratos entre agentes vinculados

Para este análisis se tiene en cuenta empresas que representan tanto agentes generadores como comercializadores registrados ante el ASIC, y se analizan los contratos entre los agentes generadores y sus agentes comercializadores vinculados (integrados o con situación de control).

Mercado Regulado:

Para el análisis del Mercado Regulado, se tienen en cuenta los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos con destino al Mercado Regulado. En la Tabla 2-26 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 2-26: 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.
SPRG	Espacio Productivo S.A.S E.S.P
EOEG	Eolos Energía S.A.S. E.S.P

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

En la Tabla 2-27, la Tabla 2-28 y Tabla 2-29 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 3.196,8 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Contratado, 36,0 GWh/mes en contratos tipo pague lo demandado y 121,3 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Generado, para un total de 3.354,1 GWh/mes.

Tabla 2-27: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados		Energía promedio Total [MWh/día]
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	
ENDG	285,9	218,24	290,6	665,5	883,7
EPMG	284,3	337,43	288,7	525,5	862,9
ISGG	-	-	288,8	395,7	395,7
NTCG	-	-	322,0	335,7	335,7
EPSG	284,8	68,23	250,5	99,7	167,9
EMIG	316,2	142,39	-	-	142,4
CHVG	-	-	251,8	160,8	160,8
GECG	-	-	311,9	73,8	73,8
SPRG	-	-	348,7	119,5	119,5
EOEG	-	-	330,2	54,1	54,1
TOTAL		766,28		2.430,5	3.196,8

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

Tabla 2-28: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados		Energía promedio Total [MWh/día]
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	
ENDG	280,7	11,5	-	-	11,5
EPMG	-	-	303,0	9,9	9,9
ISGG	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-
EPSG	309,7	14,6	-	-	14,6
EMIG	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-	-
TOTAL		26,1		9,9	36,0

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

Tabla 2-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados		Energía promedio Total [MWh/día]
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	
ENDG	-	-	448,8	11,3	11,3
EPMG	396,6	3,1	397,3	19,1	22,2
ISGG	-	-	465,6	79,1	79,1
NTCG	-	-	-	-	-
EPSG	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	417,5	8,7	8,7
GECG	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-	-
TOTAL		3,1		39,1	121,3

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, el 76,0% se despachó entre agentes no vinculados, y el 23,9% restante entre agentes vinculados. Solo 4 agentes (ENEL, EPM, Celsia y EMCALI) despacharon contratos con sus vinculados, ENEL tuvo un 24,7% de su energía despachada a sus vinculados, mientras que EPM tuvo 39,1%, Celsia 40,6% y EMCALI el 100%.

De la información analizada se puede ver que Enel fue el agente que más transó energía en contratos del tipo pague lo contratado (27,6%), seguido por EPM (26,9%) e Isagen (12,4%).

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, el 72,5% de la energía se despachó entre agentes vinculados, y correspondió a los agentes ENEL y Celsia; mientras que el 27,4% restante correspondió al agente EPM, que fue el único que negoció este tipo de contratos solo con agentes no vinculados. Celsia fue el agente que transó mayor cantidad de energía con el tipo de contratos Pague lo Demandado (40,7%).

En cuanto a los precios de los contratos Pague lo Contratado para el mercado regulado, el promedio para los agentes vinculados y no vinculados fue de 290,7 \$/kWh y 294,8 \$/kWh, respectivamente, lo que quiere decir que los contratos con vinculados se negocian, en promedio, a precios un 1,4% más bajo. El precio promedio de los contratos Pague lo Demandado con agentes vinculados fue de 296,9 \$/kWh, mientras que con no vinculados fue de 303,0 (solo EPM).

En este periodo se dio la negociación de contratos Pague lo Generado, y de los 10 agentes analizados, solo 4 presentaron este tipo de contratos, ENEL (9,3%), EPM (18,3%), Isagen (65,2%) y AES (7,2%), siendo EPM el único que negoció este tipo de contratos con sus vinculados. Los precios promedio para no vinculados (449,4 \$/kWh) estuvieron un 13,3% más altos que el promedio de los precios para vinculados (396,6 \$/kWh).

Mercado No Regulado:

De la misma manera que en el Mercado Regulado, para el Mercado No Regulado se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos. La Tabla 2-30 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 2-30: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Nombre empresa
ISGG	Isagen S.A. E.S.P.
EPMG	Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.
ENDG	Enel Colombia 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.
GASC	Generarco S.A.S. E.S.P.
EMUG	Empresa Urrá S.A. E.S.P.
SOCCG	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 2-31 y Tabla 2-32. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 2.316,2 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Contratado y 990,8 GWh/mes en contratos tipo pague lo demandado, para un total de 3.307,1 GWh/mes.

Tabla 2-31: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados		
	Precio promedio [\$ /kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Precio promedio [\$ /kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Energía promedio Total [MWh/día]
ISGG	227,9	398,6	272,8	172,4	570,9
EPMG	297,8	26,8	293,7	281,9	308,7
ENDG	204,7	68,4	277,3	266,6	335,0
GECG	349,8	35,8	274,0	233,4	269,2
CHVG	334,4	42,3	294,1	191,6	233,8
HIMG	-	-	277,9	208,7	208,7
EPSG	393,3	43,8	236,8	4,9	48,8
GASC	-	-	384,0	136,1	136,1
EMUG	-	-	262,5	108,9	108,9
SOCCG	-	-	330,6	96,0	96,0
TOTAL		615,6		1.700,6	2.316,2

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

Tabla 2-32: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados		Energía promedio Total [MWh/día]
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	
ISGG	-	-	279,5	1,9	1,9
EPMG	292,0	375,3	230,6	116,6	491,9
ENDG	243,8	340,6	-	-	340,6
GECG	264,8	19,3	295,3	13,6	32,9
CHVG	-	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-	-
EPSG	290,7	120,8	234,6	2,5	123,4
GASC	-	-	-	-	-
EMUG	-	-	-	-	-
SOCG	-	-	-	-	-
TOTAL		856,1		134,7	990,8

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado en el mercado No Regulado se puede ver que hay un mayor número de agentes que tranzan con sus vinculados, y un mayor porcentaje de la energía despachada (26,6% se despachó entre agentes vinculados), mientras que casi el 73,4% se despachó entre agentes no vinculados, porcentaje ligeramente menor al del mercado regulado. CELSIA despacho el 89,9% de la energía con vinculados en estos contratos, mientras que ISAGEN lo hizo en un 69,8% y ENEL los siguió con el 20,4%.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, para los cuales se despacharon en promedio 990,8 GWh/mes, el 86,4% de la energía se transó entre agentes vinculados, valor considerablemente mayor al negociado en este tipo de contratos para el mercado regulado (856,1 GWh/mes vs. 26,1 GWh/mes), mientras que el 13,6% restante correspondió a contratos con agentes no vinculados. EPM fue el agente que transó mayor cantidad de energía con el tipo de contratos Pague lo Demandado, (491,9 GWh/mes en promedio).

En cuanto a los precios de los contratos para el mercado no regulado, los contratos Pague lo Contratado con vinculados presentaron un promedio de 256,4 \$/kWh, un 18,1% más frente a los no vinculados, mientras que los contratos con no vinculados tuvieron un promedio de 303,9 \$/kWh.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado con vinculados, el precio promedio fue de 272,1 \$/kWh, 6,1% más que el tipo Pague lo Contratado y 8,4% menos que para el mercado regulado. Finalmente, el precio promedio de los contratos Pague lo Demandado con no vinculados en el mercado no regulado fue de 237,9 \$/kWh, y es el menor precio de todos los tipos de contrato y mercados analizados.

2.4 Seguimiento operativo

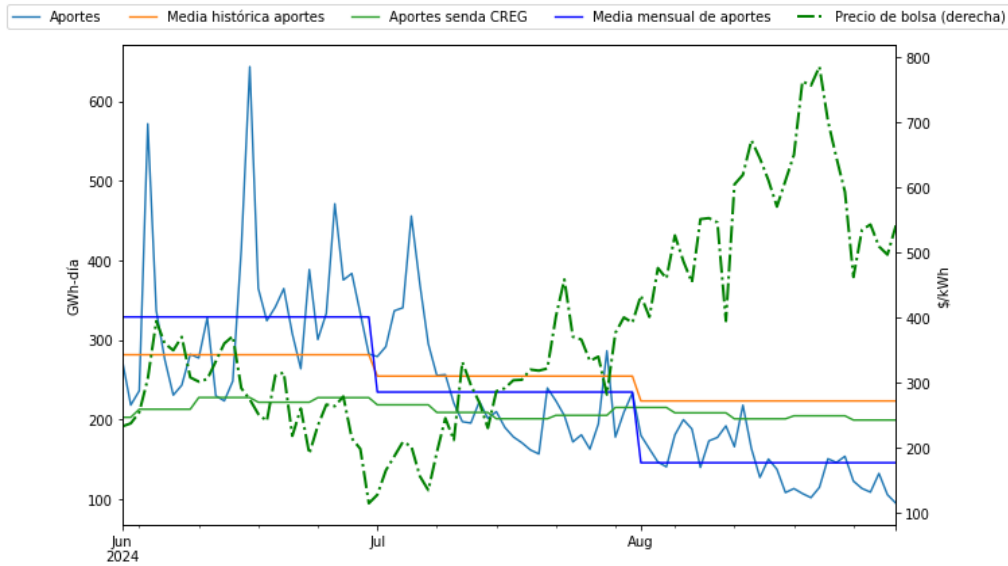
En esta sección se revisan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan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

2.4.1 Hidrología del sistema

En la Figura 2-51 presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media mensual, la media histórica mensual y el supuesto de aportes usado en la definición de la senda de referencia del volumen útil, donde se evidencia que para el mes de junio la media mensual de aportes fue superior en 16,8% respecto a la media histórica de aportes, evidenciándose a mediados junio picos de hasta 643,0 GWh /día. En contraste, para los meses de julio y agosto se registró un déficit con respecto a la media historia de aportes de 7,8% para julio y 34,7% en agosto.

Frente al comportamiento diario de los aportes se evidencio que en el mes de junio y la primera semana de julio se generaron aportes los aportes por encima de la media histórica debido a la proyección de recarga en los recursos hídricos, no obstante, a medida que se cerraba la brecha entre el volumen útil y la senda se redujo considerablemente los aportes en el mes de julio y agosto marcando una tendencia de los aportes.

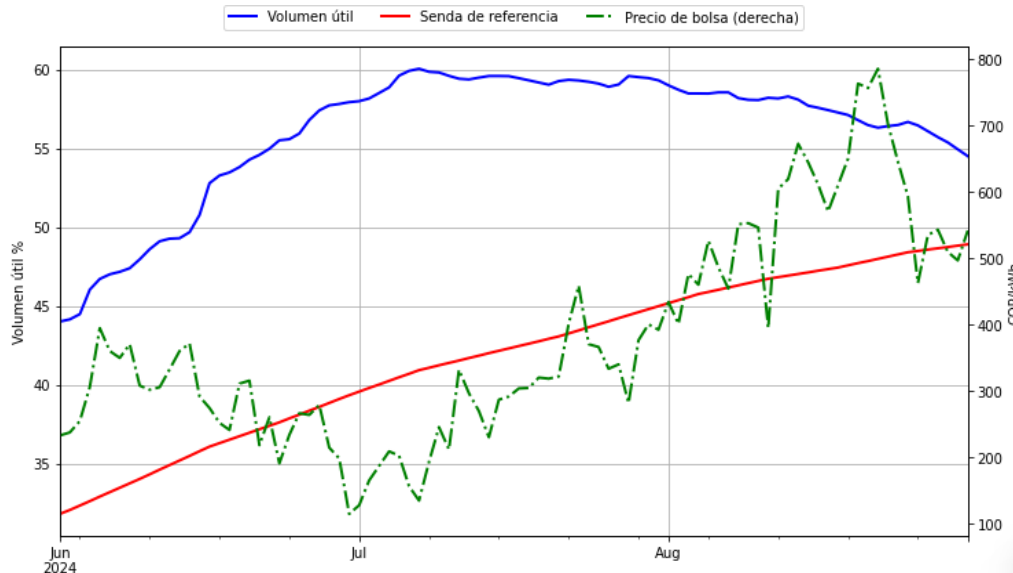
Figura 2-51: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



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

De manera complementaria, en la Figura 2-52 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 2-52: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecha).



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, durante el trimestre de análisis se observa que en junio continuó la tendencia de recarga de los embalses que inició a mediados de abril, dicha condición finalizó en la primera semana de julio. Durante este periodo se registraron aportes hídricos de hasta 60,9%, lo que permitió que el volumen útil se ubicará a 19 puntos porcentuales por encima de la senda referencia, sin embargo, esta tendencia cambió con el des-embalsamiento del agua almacenada en las hidroeléctricas cerrando agosto con 54,1% del volumen útil, con una diferencia de 6,0% por encima de la senda de referencia.

2.4.2 Hidrología por plantas

En la Tabla 2-33 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación/autonomía, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía).

Tabla 2-33: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

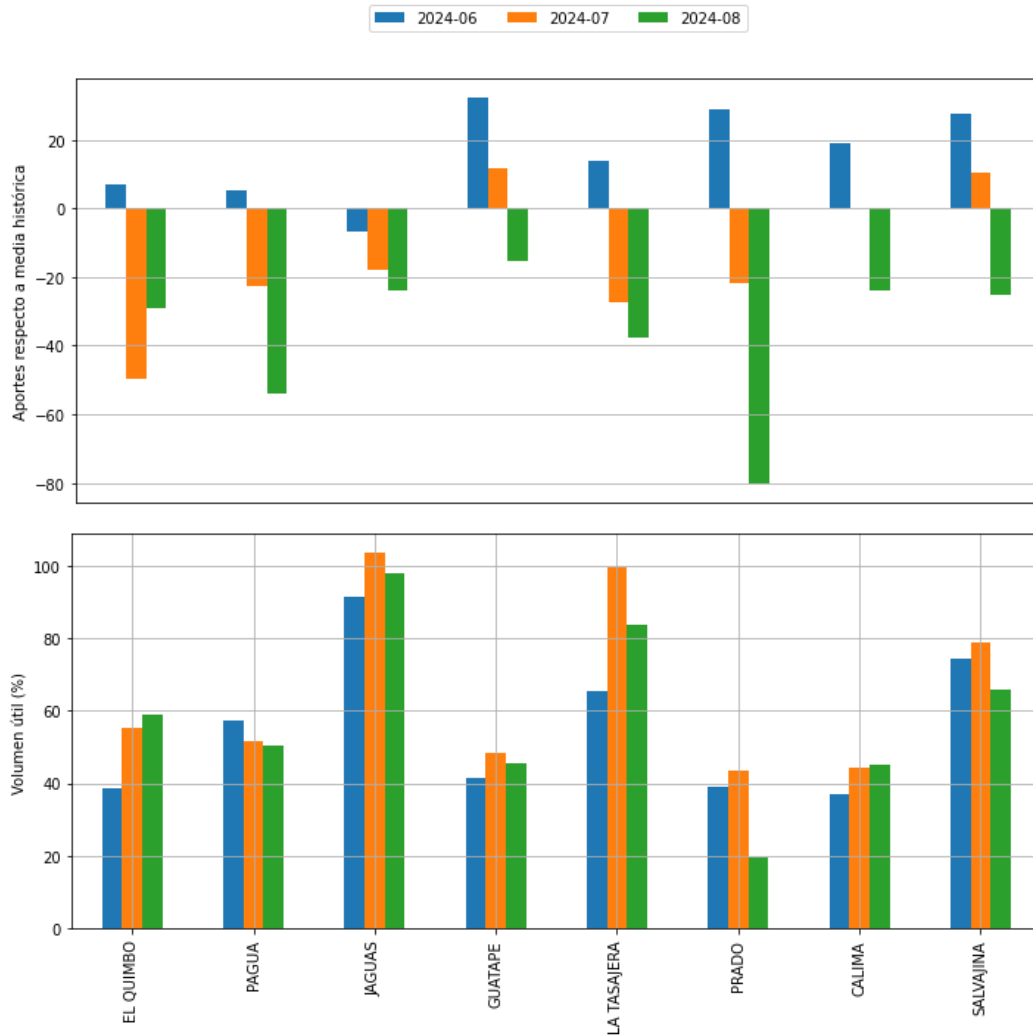
Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
Autonomía mayor a 8 semanas			
PAGUA	600	5.005,1	49,6
GUATAPE	560	4.120,5	43,8
EL QUIMBO	400	1.073,6	15,9
JAGUAS	170	425,5	14,9
LA TASAJERA	306	558,5	10,9
PRADO	51	89,8	10,5
SALVAJINA	315	529,6	10,0
CALIMA	132	219,1	9,9
Autonomía de 2 a 8 semanas			
SOGAMOSO	819	1.033,5	7,5
GUAVIO	1.250	1.449,0	6,9
CHIVOR	1.000	1.125,1	6,7
GUATRON	512	519,8	6,0
MIEL I	396	233,6	3,5
URRÁ	338	162,3	2,9
PLAYAS	207	94,7	2,7
Autonomía menor a 2 semanas			
PORCE II	405	122,9	1,8
BETANIA	540	120,6	1,3
ITUANGO	1.200	261,0	1,3
PORCE III	700	112,2	0,9
ALBAN	427	37,2	0,5
SAN CARLOS	1.240	65,5	0,3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas. El panel superior de la Figura 2-53 se muestra la media mensual de los aportes recibidos de la planta respecto a su media histórica.

De los resultados obtenidos se encuentra que para los embalses con mayor autonomía del sistema en el mes de junio se presentó una tendencia generalizada positiva en los aportes excepto Jaguas, mientras en julio y agosto esta tendencia cambió para El Quimbo, Pagua, Jaguas, La Tasajera y en mayor medida Prado.

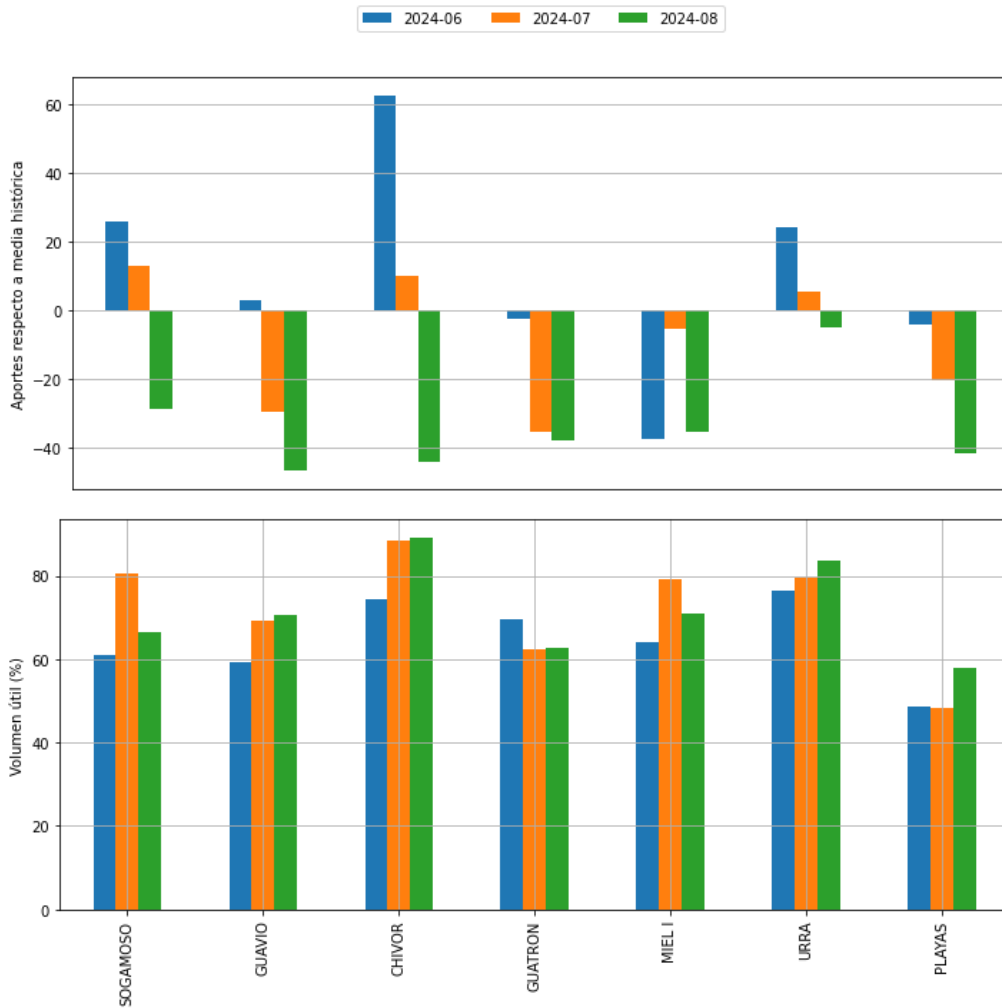
Figura 2-53: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



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

Para las plantas de media regulación se realiza el mismo análisis. En la Figura 2-54 se observa que las plantas Guatrón, Miel I y Playas mantuvieron un déficit durante todo el trimestre sobre la media histórica, con respecto a las demás plantas los dos primeros meses del trimestre pasaron de aportes positivos a negativos presentándose mayor variación en la hidroeléctrica Chivor.

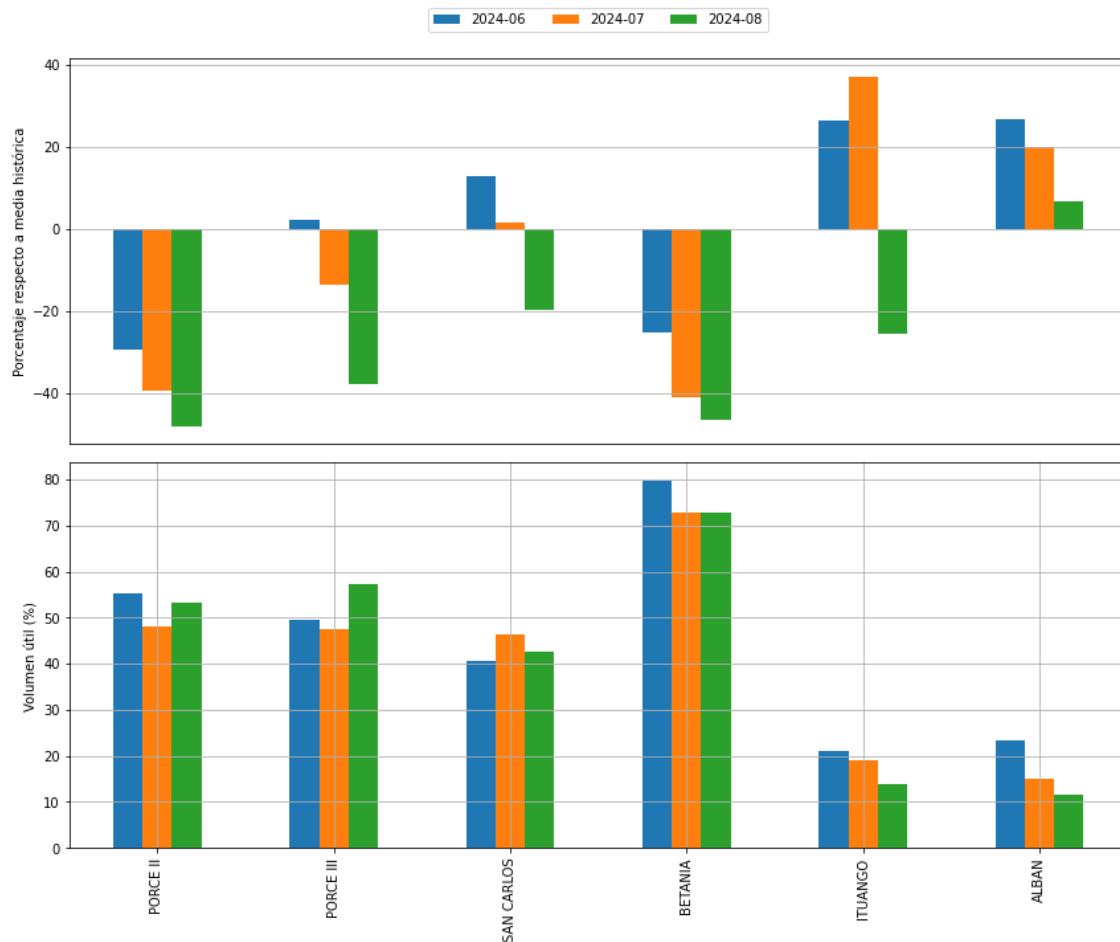
Figura 2-54: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



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

De igual manera, se realiza el mismo análisis para las plantas de baja regulación se observó que las plantas Porce II y Betania mantuvieron un déficit durante todo el trimestre sobre la media histórica, las demás plantas como Porce III, San Carlos e Ituango pasaron de aportes positivos a negativos para el mes de agosto, excepto Albán que se mantuvo por encima de la media histórica durante todo el trimestre (ver Figura 2-55).

Figura 2-55: Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.

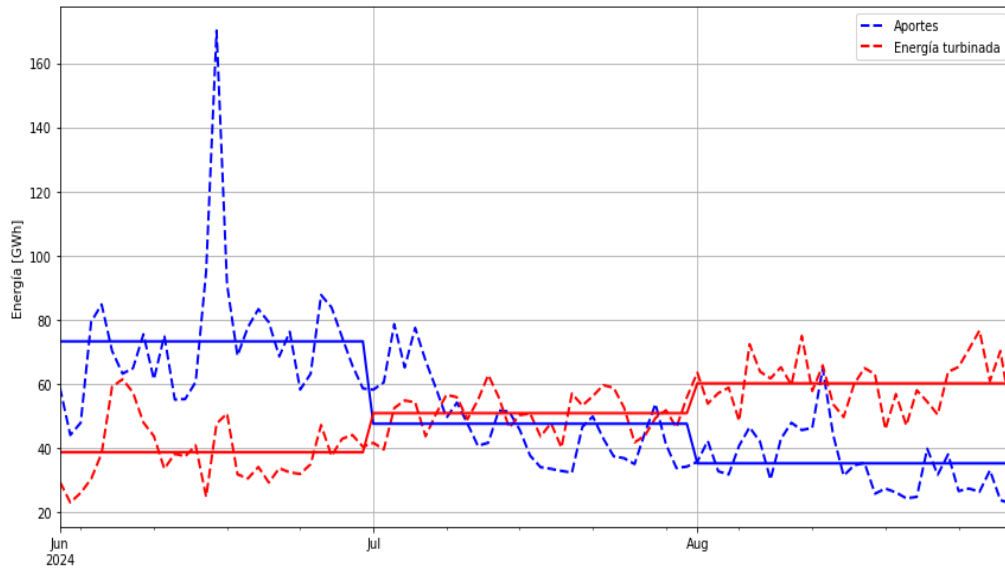


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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

La Figura 2-56 presenta la información de las plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas, en los registros se evidencia que para el mes de junio se presentaron más aportes que energía turbinada lo que deja el indicador en 52,8%, en contraste para los meses de julio y agosto ante el escenario de descarga de los embalses se presentaron diferencias del balance de energía turbinada/aportes de 106,9% y 170,8% respectivamente.

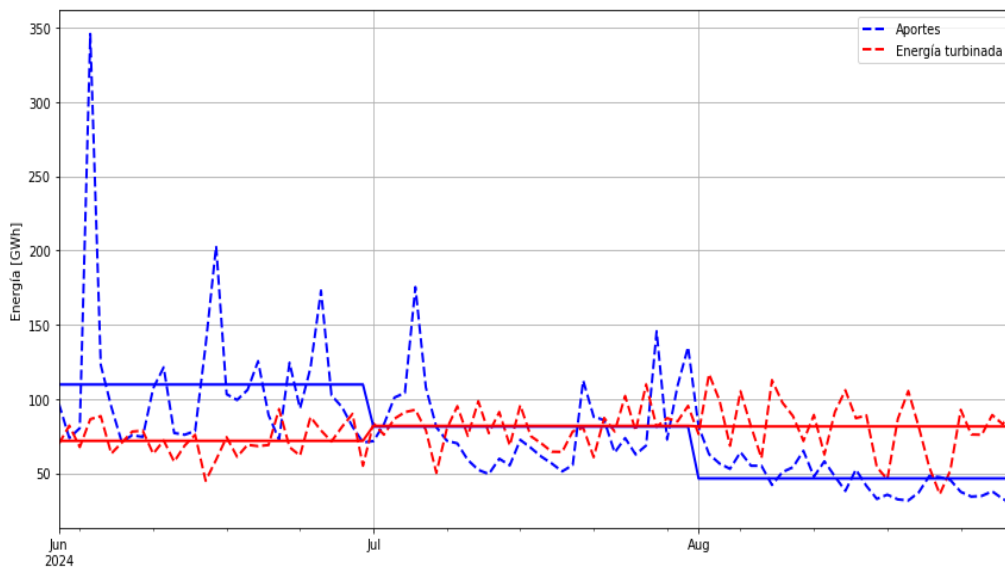
Figura 2-56. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.



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

Caso similar ocurrió en las plantas con capacidad de regulación entre 2 a 8 semanas, en el cual se evidenció que para el mes de junio se presentaron más aportes que energía turbinada lo que deja el indicador en 65,4%, en contraste para los meses de julio y agosto ante el escenario de descarga de los embalses se presentaron diferencias del balance de energía turbinada/aportes de 100,6% y 175,2% respectivamente (ver Figura 2-57).

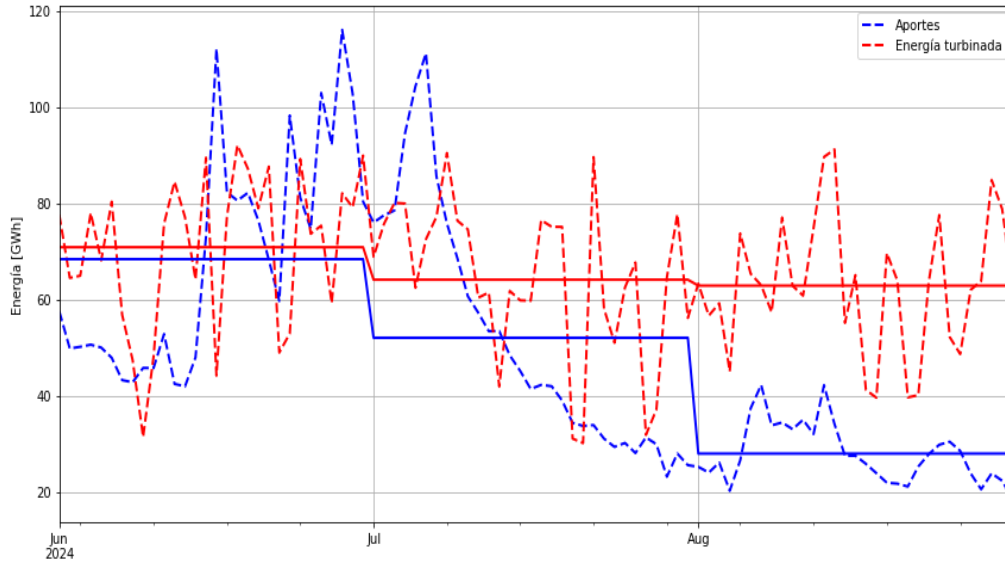
Figura 2-57. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



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

Finalmente, para las plantas de capacidad de regulación menor a 2 semanas se evidenciaron que la evolución de la relación de energía turbinada/aportes fue superavitaria durante todo el trimestre para el mes de junio 103,6%, julio 123,1% y agosto 224,9% de la energía que se aportó por los ríos a los embalses, tal y como se observa en la Figura 2-58.

Figura 2-58: Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.



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

2.4.3 Vertimientos

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

Durante el trimestre se vertió un total de 4.235,5 GWh, de los cuales cerca del 52,5% se vertieron en el mes de junio, seguido del mes de julio con 42,6% y agosto 4,9% del del total (ver Tabla 2-34). De estos vertimientos el 67,1% de la energía se dio en el área Antioquia y el restante en el area Oriente.

Tabla 2-34 Energía vertida por área (Cifras en GWh).

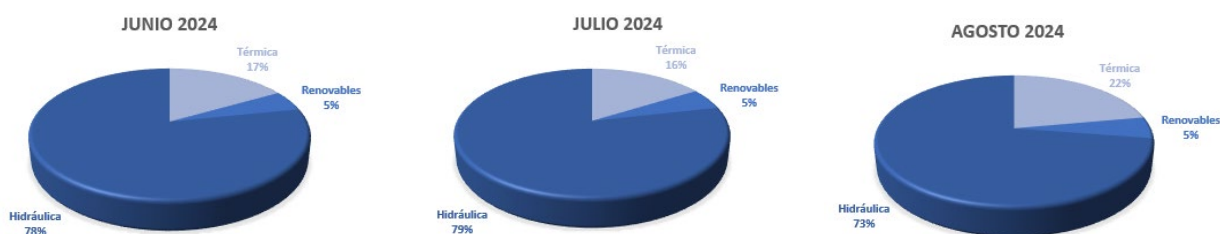
ÁREA	JUNIO	JULIO	AGOSTO	TOTAL TRIMESTRE
ANTIOQUIA	1.450,1	1.237,2	155,9	2.843,3
CARIBE	0,0	0,0	0,0	0,0
CENTRO	0,0	0,0	0,0	0,0
ORIENTE	774,2	565,7	44,5	1.384,3
VALLE	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	2.224,3	1.805,9	205,4	4.235,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

2.4.4 Generación de energía por recurso

Durante el trimestre de junio de 2024 a agosto de 2024 la generación total fue 20.339,8 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 76,0%, seguido de plantas térmicas con 19,0% y en menor cantidad otros energéticos con 5,0% (Figura 2-59).

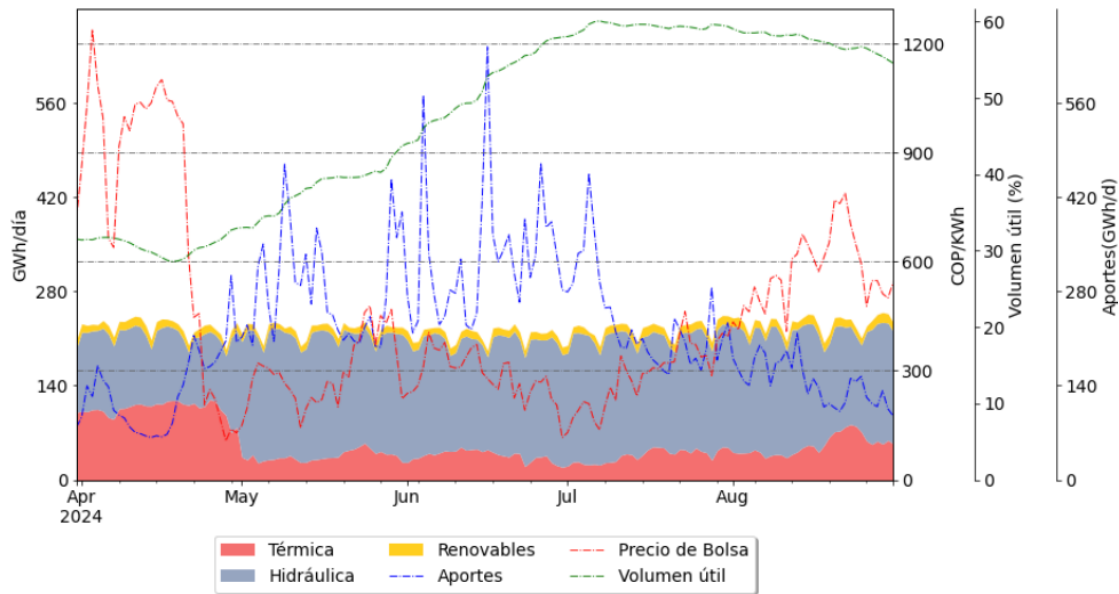
Figura 2-59: Participación de la generación por recurso.



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

En cuanto a la evolución de la generación en el trimestre se observó que durante los meses de junio y julio la generación hidarulica aportó el 78,0% y 79,0% respectivamente, mientras en agosto con la caída de la recuperación en los embalses, se presentó un aumento en la generación térmica pasando del 16,0% al 22,0% (ver Figura 2-60).

Figura 2-60: Participación de generación térmica.



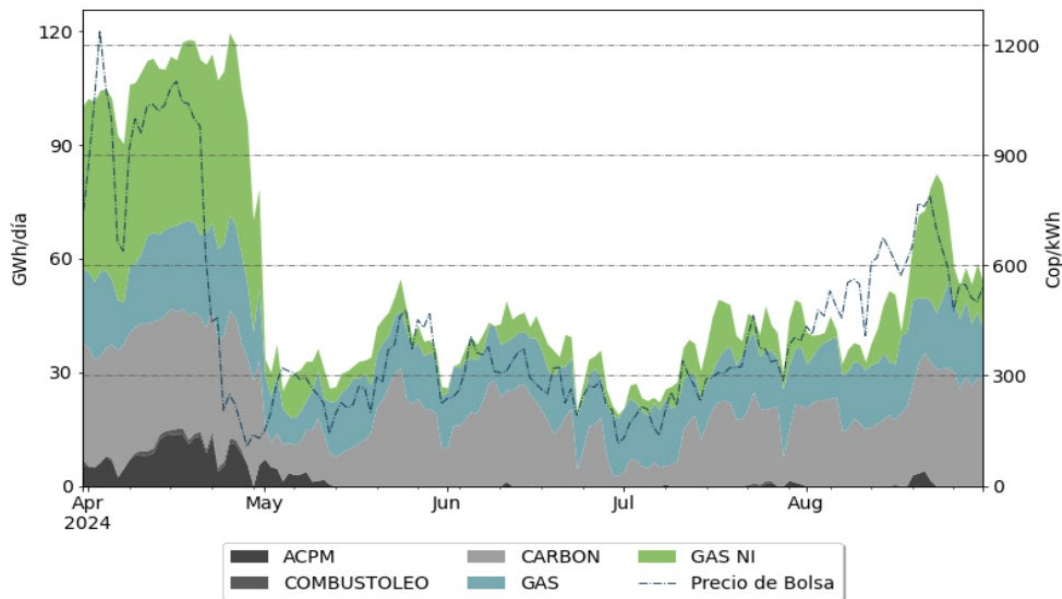
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Con el aumento de los aportes en los meses de junio y julio debido a la tendencia de recarga de los embalses que inició a mediados de abril y finalizó en la primera semana de julio, se evidenciaron picos de hasta 643 GWh/día a mediados junio, este incremento en los aportes hizo que el precio de bolsa disminuyera, al igual que el requerimiento de generación térmica para los meses de junio y julio. No obstante, esta tendencia cambió a partir de la segunda semana de julio con el desembalsamiento del agua almacenada en las hidroeléctricas, lo cual generó que cayeran los aportes, se incrementara la generación de energía térmica, por ende, marcaría una tendencia nuevamente al alza al precio en bolsa en agosto.

De la misma forma en la Figura 2-61 se presenta la evolución de la generación térmica por tipo de combustible, durante los meses de junio, julio y agosto la generación con gas nacional fue en promedio 14,4 GWh/día, 14,5 GWh/día y 16,5 GWh/día respectivamente, mientras que la generación con gas natural importado fue en promedio 7,9 GWh/día en el trimestre, aumentando gradualmente de 4,4 GWh/día en junio, 7,4 GWh/día julio y hasta llegar a 11,6 GWh/día en el mes de agosto.

Por último, el mayor consumo energético en las centrales de generación térmicas fue mediante el uso del carbón, alcanzando en promedio 17,7 GWh/día para junio, 14,3 GWh/día para julio y 23,1 GWh/día para agosto.

Figura 2-61: Generación térmica por combustible.



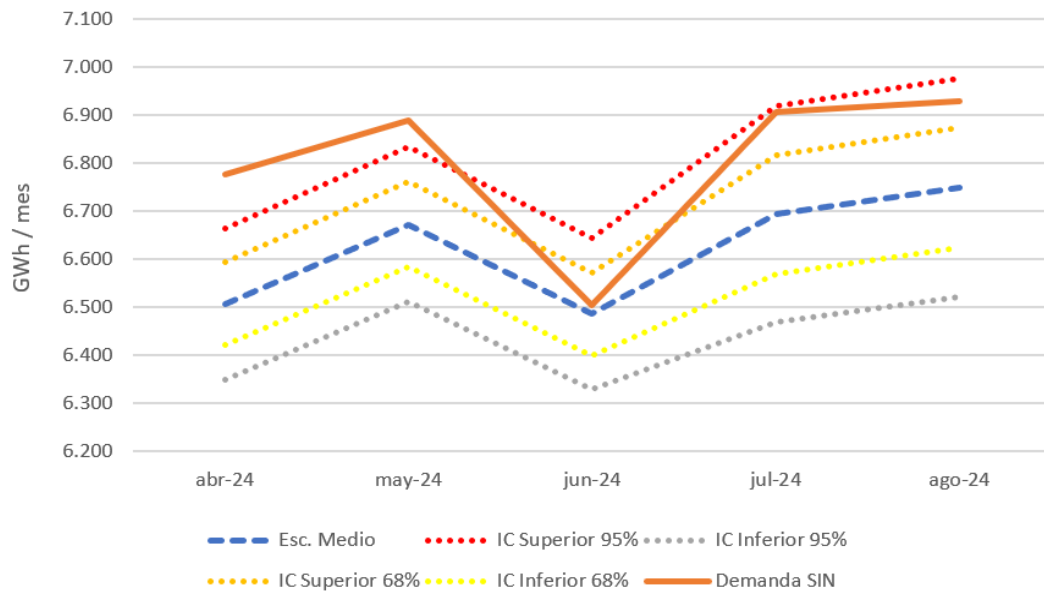
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.4.5 Demanda

En la Figura 2-62 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional - SIN (línea continua) y se compara con la proyección publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME incluyendo SIN+GCE+ME+GD (las proyecciones de abril agosto 2024 corresponden a la revisión de Julio 2024). En la figura se incluyen escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

De acuerdo a las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME correspondientes a la revisión de Julio 2024, tenemos que para el periodo de abril y mayo la demanda se ubicó por encima al escenario IC 95,0%, no obstante, para el periodo de análisis junio, julio y agosto del 2024, la demanda se ubica por encima del escenario medio acercándose al escenario IC 95,0%.

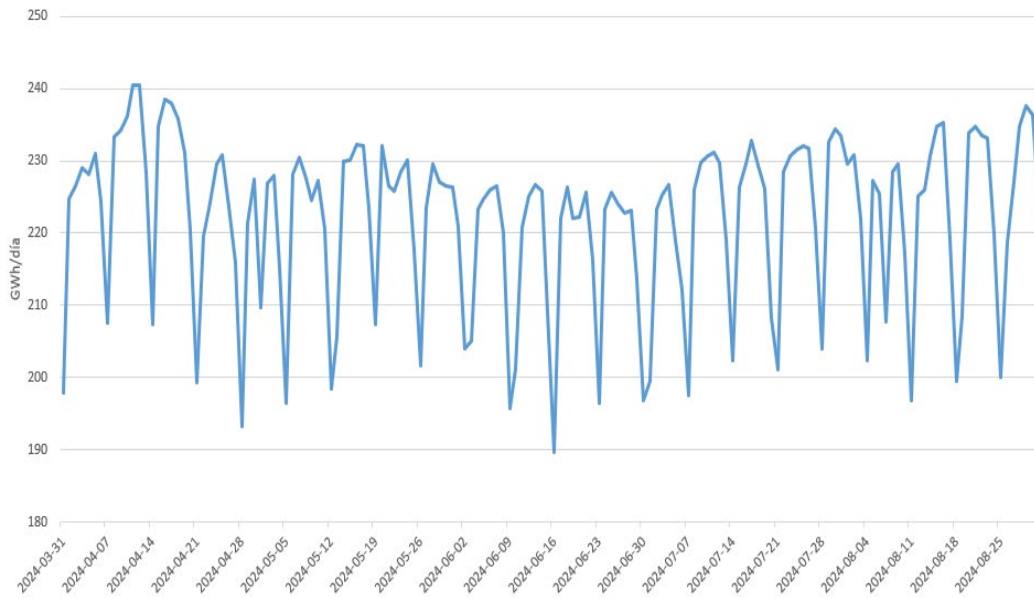
Figura 2-62: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037



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

Ahora bien, en la Figura 2-63 se observa la evolución diaria de la demanda para el periodo comprendido marzo - agosto. Durante el trimestre se observó que para el mes de junio hubo en promedio una demanda de 216,84 GWh/día, picos de hasta 226,62 GWh/día y mínimos de desde 189,76 GWh/día, en julio la demanda promedio fue 222,77 GWh/día, picos de hasta 234,32 GWh/día y mínimo desde 197,54 GWh/día, finalizando el trimestre se observó en agosto un promedio en la demanda de 223,51 GWh/día, picos de hasta 237,66 GWh/día y mínimo desde 196,90 GWh/día.

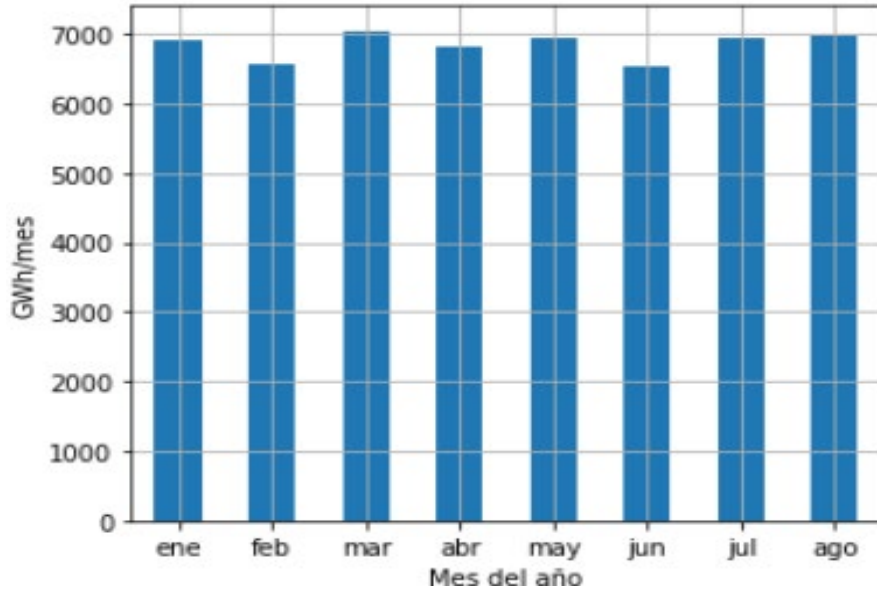
Figura 2-63: Evolución de la demanda diaria del SIN.



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

Finalmente, con relación al comportamiento mensual de la demanda para la vigencia 2024 tenemos que los meses con mayor demanda fueron marzo con 7.047,4 GWh/mes, mayo con 6.927,4 GWh/mes, julio con 6.944,3 GWh/mes y agosto con 6.976,2 GWh/mes, por otra parte, los meses con menor demanda fueron febrero 6.559,63 GWh/mes y junio con 6.542,7 GWh/mes como se ilustra en la *Figura 2-64*.

Figura 2-64: Comportamiento mensual de la demanda.

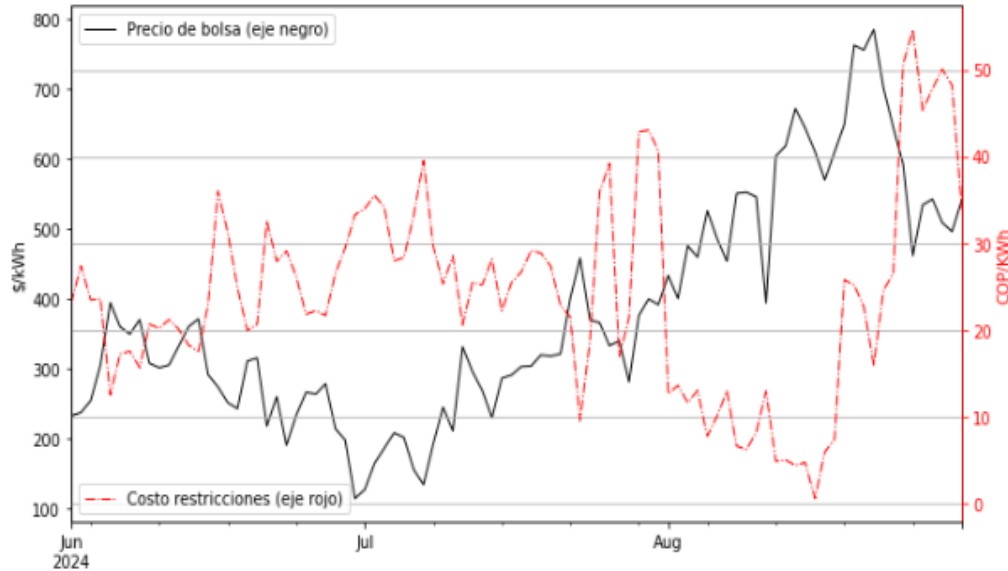


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

2.4.6 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 2-65 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa (línea continua color negro) y el costo de restricciones (línea punteada color rojo), ambos expresados \$/kWh.

Figura 2-65: Costo de restricciones y precio de bolsa.

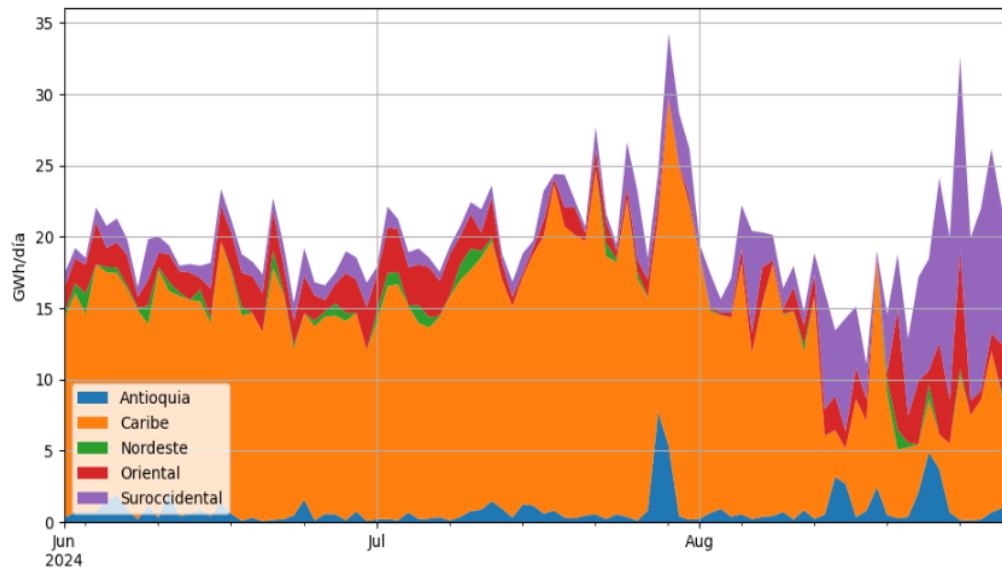


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El costo de restricciones en promedio trimestral fue de 24,0 \$/kWh. Durante el mes de junio, este costo tuvo un valor de 23,5\$/kWh, durante el mes de julio aumento a 28,6 \$/kWh, esto dado porque durante la mayor parte del mes de julio los precios de bolsa se mantuvieron por debajo de 300,0 \$/kWh asociado a aportes hidráulicos importantes en los embalses agregados, y en el mes de agosto disminuyó a 20,0 \$/kWh considerando el incremento de los precios de bolsa.

En la Figura 2-66 se puede ver la generación fuera de mérito en el sistema por área, es decir, la generación requerida por restricciones. Se observa que, durante de junio las necesidades de generación fuera de mérito se encontraban en 18,9 GWh/día, principalmente en el área caribe con el 77,6%, seguido del área oriental con el 10,4%. Para el mes de julio la generación fuera de mérito aumento con respecto al mes anterior ubicandose en promedio en 22,1 GWh/día de estas cantidades de energía el 80,6% se destinaron para cubrir la generación fuera de merito del área caribe seguida de la región Oriental con el 7,03 \$. Finalmente, durante el mes de agosto la generación fuera de merito se redujo como consecuencia de un aumento de los precios de bolsa de energía a un promedio de 18,7 GWh/día los cuales se concentraron en atender a el área caribe en un 53,3% y el área suroccidental con un 29,3% del total.

Figura 2-66: Generación fuera de mérito por área.



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

3 Lecciones aprendidas fenómeno de El Niño Mayo 2023 – Junio 2024

El fenómeno de El Niño ha demostrado ser uno de los eventos climáticos más influyentes y disruptivos a nivel global, y su impacto se ha sentido con particular intensidad en América Latina, donde Colombia un país caracterizado por su diversidad climática y geográfica, los efectos de El Niño se han manifestado de manera significativa en el sector energético, dado que la variabilidad climática ha puesto a prueba la resiliencia y la capacidad de adaptación de las infraestructuras energéticas y sus sistemas de producción.

El presente capítulo tiene como objetivo presentar un análisis detallado de las lecciones aprendidas durante la reciente ocurrencia de El Niño, destacando tanto los desafíos como las oportunidades que surgen en un contexto de calentamiento global acelerado, donde eventos climáticos extremos son cada vez más frecuentes e intensos. A través de un marco teórico, se revisará la evolución de los principales eventos climáticos del siglo XXI, ofreciendo una comprensión más profunda de sus implicaciones para el sector energético.

Analizar los impactos de El Niño desde la perspectiva energética es de la mayor importancia, ya que la seguridad energética de un país depende en gran medida de su capacidad para gestionar y mitigar los efectos de fenómenos climáticos adversos. La generación eléctrica y el mercado de gas natural, por ejemplo, son vulnerables a alteraciones en los patrones de precipitación y temperatura, lo que puede llevar a crisis energéticas y repercusiones económicas. Por lo tanto, resulta esencial un entendimiento adecuado de estas interacciones, no solo es esencial para la formulación de políticas efectivas, sino también para asegurar un suministro energético sostenible, confiable y asequible.

Con base en el análisis, se presentarán conclusiones y recomendaciones que buscan no solo entender el pasado, sino también fortalecer la capacidad de respuesta y planificación para futuros eventos climáticos y así fortalecer la resiliencia del sector energético frente a futuros eventos. También se espera contribuir a una mejor comprensión de la interrelación entre el clima y la energía, así como a la formulación de estrategias más efectivas que garanticen la seguridad energética del país ante fenómenos climáticos extremos

3.1 Conceptos generales

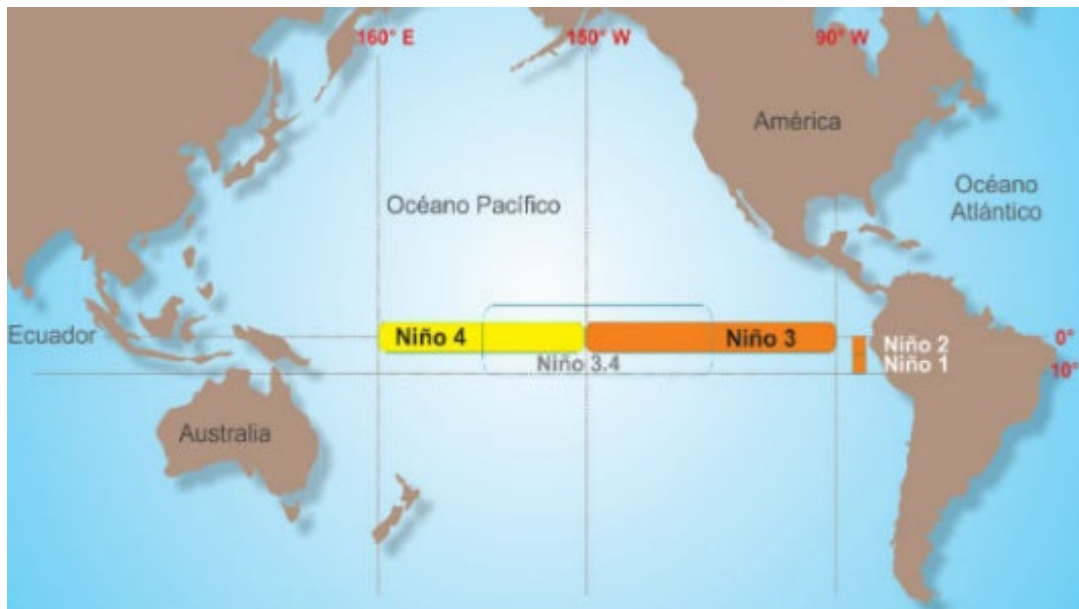
El fenómeno de El Niño es un evento climático cíclico caracterizado por el calentamiento anómalo de las aguas superficiales en el Océano Pacífico central y oriental. Este fenómeno tiene un impacto significativo en el clima global, causando sequías, inundaciones y alteraciones en los patrones meteorológicos como cambios en la intensidad y dirección de los vientos que ocasionan la formación de tormentas, o variación en los niveles de humedad atmosférica alterando ciclos y disponibilidad de agua en diversas regiones del mundo (Contreras et al., 2017).

La recurrencia de El Niño está documentada históricamente y se espera que sus efectos se acentúen debido al cambio climático, aunque, se espera que el propio cambio climático haga que los patrones de precipitaciones sean cada vez más erráticos, y muchos países se enfrenten a un mayor riesgo de inundaciones, sequías o ambas. En tal sentido, Acevedo et al. (2018) y Dell et al. (2012) identifican cierta relación entre los ciclos meteorológicos y la actividad económica a nivel global, concluyendo que los cambios en la temperatura a nivel global habrían desencadenado efectos negativos sobre la actividad económica de los países a nivel agregado.

La periodicidad y la intensidad del fenómeno han experimentado un cambio notable en las últimas décadas. Mientras que tradicionalmente se manifestaba cada ocho a diez años con una duración promedio de doce meses, en la actualidad se observa una tendencia hacia una mayor frecuencia e intensidad. Esta mayor recurrencia y severidad están directamente relacionadas con el calentamiento global, que altera el ciclo normal de los océanos y la atmósfera, incrementando la inestabilidad climática. En tal sentido, investigadores sugieren que la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera está modificando las características de eventos extremos como El Niño, haciendo más impredecibles y devastadores.

Para un mayor entendimiento de la evolución de las temperaturas superficiales del océano y los patrones de viento que contribuyen al desarrollo del fenómeno del Niño, la National Oceanic and Atmospheric Administration – (NOAA por sus siglas en inglés) ha dividido la franja ecuatorial del Océano Pacífico en cuatro regiones o cuadrantes denominadas Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4 y Niño 4 (ver .Figura 3-1). Estas subdivisiones permiten un análisis más preciso de las fluctuaciones climáticas, dado que cada cuadrante presenta variaciones distintas en cuanto a temperatura y corrientes oceánicas.

Figura 3-1: Regiones El Niño Pacífico Ecuatorial



Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration

En particular, los cuadrantes Niño 3 y Niño 3.4 han sido los más estudiados, ya que las anomalías de temperatura en estas áreas suelen ser indicadores más confiables para la formación y el desarrollo de este fenómeno. El cuadrante Niño 3 abarca una amplia zona central del Pacífico ecuatorial y sus variaciones de temperatura suelen reflejar eventos iniciales del fenómeno de El Niño. Por su parte, el cuadrante Niño 3.4 (localizado entre las longitudes 120° O-170° O y las latitudes 5° N-5° S), es fundamental para monitorear el evento, toda vez que es la zona donde se detectan los cambios más consistentes en las temperaturas oceánicas, las cuales están directamente vinculadas con los efectos climáticos globales.

Las anomalías de temperatura en la región Niño 3.4 genera una expansión del agua caliente hacia las costas de América del Sur, lo que suele llevar a fenómenos como lluvias torrenciales en zonas de Perú y sequías extremas en otras áreas del Pacífico occidental, que no solo influyen en los patrones climáticos del Pacífico, sino que también afectan los sistemas atmosféricos en todo el mundo, impulsando comportamientos climáticos extremos y otras alteraciones meteorológicas.

En términos más amplios, la región Niño 3.4 actúa como un “termómetro” climático global, ya que sus anomalías de temperatura se correlacionan con importantes fluctuaciones atmosféricas y oceánicas. Un calentamiento prolongado de las aguas en esta región puede modificar el

comportamiento de la Célula de Walker¹⁷, una de las principales circulaciones atmosféricas que influye en la distribución de las precipitaciones en el Pacífico.

La Administración Nacional Oceánica y Atmosférica -NOAA utiliza el Índice Oceánico de El Niño ONI¹⁸ como una herramienta clave para identificar y monitorear la evolución de los fenómenos de El Niño y La Niña. El ONI es una medida estandarizada que se basa en el análisis de las anomalías en la temperatura de la superficie del mar dentro de la región Niño 3.4, zona del Pacífico ecuatorial considerada especialmente representativa para captar las fluctuaciones climáticas globales.

El cálculo del ONI se realiza promediando las anomalías de la temperatura de la superficie del mar durante tres meses consecutivos, comparada con el promedio observado, lo que permite suavizar las fluctuaciones diarias o mensuales que podrían deberse a variaciones temporales. Este enfoque de promedio móvil de tres meses asegura que las variaciones sean persistentes y representen verdaderos cambios del clima en lugar de anomalías transitorias.

Para que se considere un episodio de El Niño, las anomalías de temperatura deben superar el umbral de +0,5°C respecto a la media histórica y cuando estas persisten por encima de su media histórica durante tres períodos consecutivos (en promedios móviles de tres meses), se define oficialmente un episodio cálido o Niño. Cuando estas anomalías se sitúan entre 1,0° a 1,5° se califica como un evento de El Niño moderado; entre 1,5° a 2,0° es un evento fuerte y cuando es de 2,0° o superior corresponde a un súper Niño o extremo. Este enfoque de identificación garantiza que solo se clasifiquen como episodios de El Niño aquellos eventos cuya duración y magnitud son lo suficientemente significativas como para generar impactos climáticos a nivel global.

El ONI es ampliamente utilizado no solo por científicos, sino también por gobiernos y organismos internacionales, ya que permite prever los efectos de estos fenómenos en sectores críticos como la agricultura, la pesca, y el suministro de agua y energía. Este índice, por tanto, se ha convertido en una de las principales herramientas predictivas del comportamiento climático a nivel global, y es fundamental para los modelos de predicción estacional que ayudan a mitigar los efectos de fenómenos extremos.

Según datos de la NOAA, a lo largo del siglo pasado se registraron 25 episodios de El Niño, cada uno con variaciones significativas en cuanto a magnitud y duración. Entre los eventos más

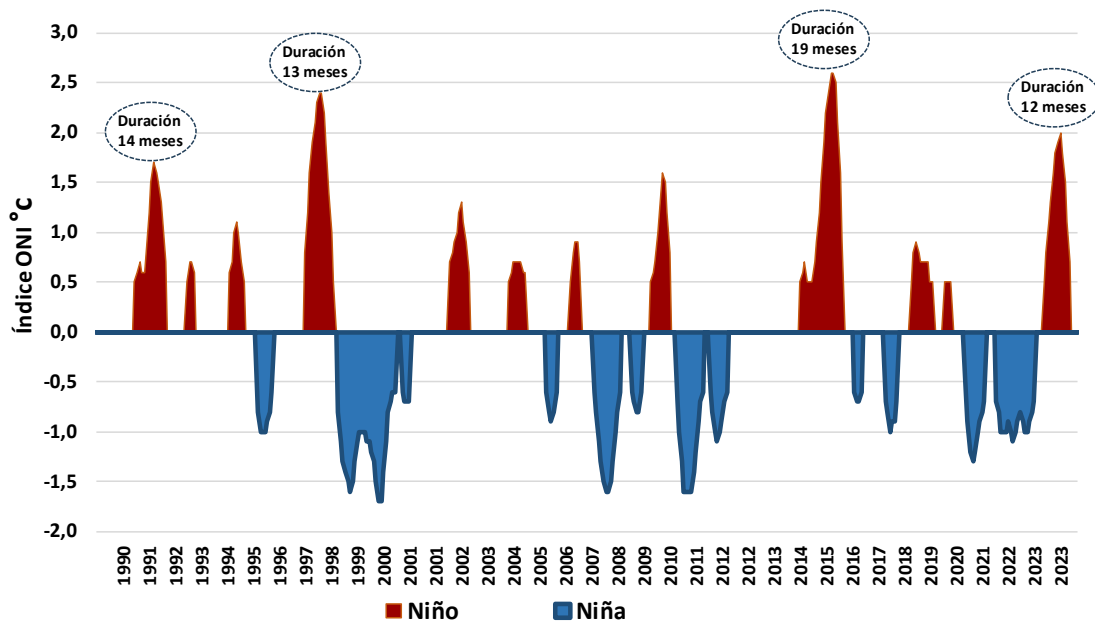
¹⁷ Es un patrón de circulación atmosférica de gran escala en el Océano Pacífico tropical que juega un papel fundamental en el clima global, especialmente en el fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur (ENSO).

¹⁸ <https://es.wikipedia.org>

extremos destacan los ocurridos en los periodos 1925-1926, 1982-1983, y 1997-1998. Este último es considerado el más intenso registrado en la historia moderna debido a la magnitud de las anomalías de temperatura, que superaron los $+2.4^{\circ}\text{C}$ en la región Niño 3.4. Las consecuencias de este evento tuvieron un alcance global, alterando severamente los patrones de precipitación y temperatura, y provocando desastres naturales en diversas regiones del mundo. En términos de impactos económicos y sociales, el fenómeno de 1997-1998 fue el más destructivo, dejando una huella profunda en países de todo el globo.

En el siglo XXI, NOAA ha identificado hasta la fecha siete episodios de El Niño, entre los cuales destaca el evento de 2014-2016 por su intensidad y prolongada duración, siendo el más significativo hasta el momento. Más recientemente, se está monitoreando el fenómeno de 2023-2024, que, aunque sigue mostrando signos de persistencia, existe incertidumbre sobre la magnitud exacta de sus impactos y su posible evolución. La Figura 3-2 ilustra el comportamiento del ONI en la región Niño 3.4.

Figura 3-2: Índice ONI – Región Pacífico Central 3.4



Fuente: National Weather Service

Es fundamental destacar la alta variabilidad del fenómeno de El Niño, tanto en su frecuencia como en su intensidad, pues no existe un patrón regular que permita predecir con exactitud su inicio, duración o los impactos que generará. Cada episodio es único y puede manifestarse de manera

muy diferente, afectando regiones específicas del planeta con mayor o menor severidad. A tal efecto, se resalta la duración para los episodios 2015-2016 con 19 meses de duración e intensidad alta, en tanto el ocurrido entre 1992-1993 de intensidad igualmente alta con 14 meses, mientras que el episodio de 1997-1998 se sitúa como el de mayor intensidad, pese a que su duración habría sido únicamente de 13 meses.

3.2 Impactos del fenómeno de El Niño

La variabilidad climática asociada al fenómeno de El Niño genera afectaciones significativas que abarcan múltiples sectores clave para el bienestar social y económico de las regiones impactadas. En el ámbito agrícola y ganadero, las sequías disminuyen la producción de cultivos, reducen la disponibilidad de forrajes y agua, aumentando los costos de producción, lo que repercute negativamente en los ingresos de los productores y la seguridad alimentaria de las comunidades. El suministro de agua potable también se ve gravemente comprometido debido a la reducción en los caudales de ríos y fuentes hídricas, afectando tanto a las zonas urbanas como rurales.

Además, la escasez de agua y el incremento en la demanda de electricidad para mitigar los efectos del calor extremo pueden sobrecargar los sistemas de servicios públicos, limitando el acceso a servicios básicos esenciales como energía eléctrica y saneamiento. En términos de salud pública, el deterioro de la calidad del aire debido a incendios forestales y altas concentraciones de partículas contaminantes agrava las enfermedades respiratorias, mientras que las altas temperaturas pueden incrementar la prevalencia de enfermedades como el dengue y la malaria.

Todo lo anterior conlleva a una profundización de las dificultades económicas y sociales en las zonas afectadas, donde los sectores más vulnerables de la población tienden a ser los más perjudicados, exacerbando las desigualdades preexistentes y provocando un retroceso en el desarrollo socioeconómico de las comunidades afectadas.

Son numerosas las regiones alrededor del mundo que sufren impactos de gran alcance, siendo especialmente afectadas las zonas costeras del Pacífico tropical, que se extienden desde Sudamérica hasta Asia. En América del Sur, las sequías provocan pérdidas en los cultivos, escasez de agua, un aumento en la frecuencia de incendios forestales, deterioro de la infraestructura por lluvias torrenciales y deslizamientos de tierra en zonas montañosas de algunos países. En Asia, las fuertes lluvias provocan inundaciones masivas que no solo destruyen infraestructuras críticas, como carreteras y viviendas, sino que también desplazan a comunidades

enteras, causando una crisis humanitaria. En el sur de este continente, se presentan olas de calor que vienen intensificándose particularmente en India, donde las temperaturas superan los 40°C.

Por otro lado, Australia enfrenta prolongados periodos de sequía, afectando su sector agrícola, poniendo en peligro los ecosistemas naturales y la fauna nativa que depende del agua y el hábitat adecuado. En África, las sequías intensificadas por El Niño desencadenan graves hambrunas, exacerbar la pobreza y, en algunos casos, desatar conflictos por el control de los cada vez más escasos recursos hídricos y agrícolas. Además, se presentan fuertes lluvias e inundaciones en África Oriental generando importantes desplazamientos de los residentes especialmente en Kenia.

Los efectos de El Niño van mucho más allá de las alteraciones climáticas inmediatas. A largo plazo, estos eventos extremos pueden contribuir a la desertificación, la pérdida de biodiversidad y la salinización de los suelos, lo que debilita la capacidad de las tierras para sustentar la agricultura y perpetúa ciclos de degradación ambiental. Además, puede agravar otros problemas ambientales preexistentes, como la deforestación y la contaminación, debilitando aún más la resiliencia de los ecosistemas y reduciendo su capacidad para recuperarse tras las perturbaciones.

El episodio de El Niño 2023-2024 ha sido calificado por expertos como uno de los eventos de moderada a fuerte intensidad, por cuanto el aumento significativo en las temperaturas superficiales del mar en el Pacífico ecuatorial superó los promedios históricos de manera notable y persistente por un período más largo de lo habitual. El evento junto con el ocurrido en 2015-2016 superaron la duración promedio de episodios anteriores ocurridos en este siglo, lo que resalta tanto la complejidad como la naturaleza altamente variable de este fenómeno.

Los primeros indicios de este fenómeno comenzaron a manifestarse a finales de 2022, con aumento gradual en las temperaturas oceánicas en el Pacífico tropical, calentamiento progresivo que se fue intensificando a lo largo de los meses, y para mediados de 2023 las condiciones de El Niño ya se habían consolidado plenamente. Entre los efectos observados se destaca la alteración de los vientos alisios, que debilitó la circulación atmosférica normal, y la disminución de las precipitaciones en algunas zonas mientras que en otras se incrementaron las lluvias torrenciales, generando desastres como inundaciones y sequías extremas.

Además, se reportaron otros efectos como la elevación del nivel del mar, consecuencia de la expansión térmica del agua debido al incremento de las temperaturas oceánicas. Este fenómeno aumentó el riesgo de inundaciones costeras en varias partes del mundo, particularmente en regiones insulares y zonas bajas. También se observó la formación de sistemas de alta y baja

presión, afectando la distribución de las lluvias, las temperaturas y la circulación de las corrientes oceánicas, según reporte de National Weather Service.

También señala que el episodio de El Niño 2023-2024 se ha convertido en un caso emblemático de cómo el calentamiento global no solo influye en la intensidad de estos fenómenos, sino también en la amplia gama de efectos secundarios que produce. A medida que las temperaturas globales continúan en ascenso, es probable que eventos de esta naturaleza sean más frecuentes e intensos, lo que plantea nuevos desafíos en términos de mitigación y adaptación a nivel global.

La región Latinoamericana, fue impactada de manera heterogénea, dependiendo de la geografía de cada país. La zona de los Andes tropicales que incluye a Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela se vio afectada por sequía y disminución de las precipitaciones y en otras zonas de estos países precipitaciones e inundaciones con deslizamientos de tierra y problemas de erosión. Colombia y Venezuela experimentaron significativa reducción de lluvias, afectando los recursos hídricos, y la generación hidroeléctrica, así como el sector agrícola y una mayor presión sobre los recursos de agua potable.

En Colombia, El Niño redujo las precipitaciones en gran parte del territorio afectando tanto la agricultura como los recursos hídricos y energéticos. Igualmente se experimentó incremento en incendios forestales, no solo con la destrucción de vastas extensiones de bosque, sino con afectación de la biodiversidad.

Ecuador y Perú, en cambio, sufrieron las consecuencias de lluvias intensas que resultaron en inundaciones y deslizamientos de tierra, especialmente en zonas costeras, con daños en la infraestructura, como carreteras y viviendas, además del sector agrícola. En Perú, el impacto fue particularmente severo en el norte del país, donde las inundaciones destruyeron plantaciones y causaron la evacuación de comunidades enteras. En Bolivia las anomalías climáticas presentaron a variabilidad, con exceso y déficit de precipitaciones a lo largo de la cuenca amazónica, mientras que, en la zona del altiplano, predominaron las sequías moderadas, según información en Corporación Andina de Fomento CAF.

En el Cono Sur, países como Argentina, Chile, Uruguay, y el sur de Brasil han experimentado un patrón mixto, con algunas zonas enfrentando lluvias torrenciales y otras sequías localizadas. En Argentina, por ejemplo, El Niño ha generado lluvias más abundantes en algunas regiones agrícolas, beneficiando ciertos cultivos como el maíz y la soja. Sin embargo, en otras áreas, las lluvias excesivas han provocado anegamientos que dificultan las cosechas y el transporte de

mercancías. Mientras tanto, en el sur de Brasil, las lluvias intensas han causado inundaciones en ciudades y regiones productoras, interrumpiendo las actividades económicas.

Chile soportó exceso de lluvias en el sur y sequía severa en el norte, mientras que Uruguay vivió aumento en las precipitaciones que generaron inundaciones en zonas rurales y urbanas, afectando a comunidades y a la producción ganadera y agrícola.

En la región amazónica, que abarca partes de Brasil, Colombia, Perú y Bolivia, El Niño exacerbó las sequías ya existentes, lo que aumentó la frecuencia de los incendios forestales. Las sequías prolongadas en la Amazonía brasileña afectaron la biodiversidad y aumentaron los riesgos de deforestación, mientras que las comunidades locales, que dependen del agua de los ríos para su subsistencia, enfrentaron dificultades crecientes. En otras partes de Brasil, especialmente en el sureste, las lluvias intensas causaron inundaciones, con desastres locales que destruyeron viviendas y afectaron la infraestructura.

En Centroamérica y el Caribe, el fenómeno de El Niño 2023-2024 intensificó las condiciones de déficit hídrico, generando sequías prolongadas en varios países de la región, afectando significativamente la producción de alimentos, especialmente en cultivos sensibles a la falta de agua. También se dificultó el acceso al agua potable para la población, especialmente en áreas rurales donde los recursos hídricos son limitados, así como en recursos para las hidroeléctricas que vieron reducida su capacidad de generación.

Otro aspecto notable del fenómeno de El Niño 2023-2024 fue el aumento en la actividad ciclónica en la región del Caribe, donde NOAA esperaba una temporada de huracanes menos activa, no obstante, se registraron varios eventos extremos asociados a huracanes, lluvias torrenciales, inundaciones y fuertes vientos, que provocaron pérdidas humanas y materiales importantes.

Durante este evento las temperaturas oceánicas globales batieron récords absolutamente todos los meses y después de su finalización el planeta todavía presentó temperaturas extremadamente altas, en comparación con otros años. Estas condiciones favorecieron la persistencia de sequías y aumento de la demanda de energía para enfriamiento de espacios, lo cual impactó los precios de bienes y servicios afectando el desempeño macroeconómico de algunos países.

A este respecto, análisis realizados por organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo – BID señala que la combinación de estas condiciones tiene impactos macroeconómicos directos en los países con efectos indirectos en otras regiones. En sectores como el agroindustrial, la disminución de cosechas agrícolas ha generado pérdidas económicas,

afectando tanto a pequeños como grandes empresas, mientras que la reducción de la generación hidroeléctrica ha incrementado los costos energéticos, elevando el precio de la electricidad y, en algunos casos, forzando a las naciones a importar combustibles fósiles, agravando los déficits comerciales y elevando la inflación.

En el plano fiscal, los gobiernos están enfrentando mayores presiones presupuestales debido a la necesidad de financiar programas de emergencia para mitigar los efectos del fenómeno. Esto incluye subsidios y planes de ayuda para las poblaciones más vulnerables, aumentando déficit fiscal, complicando las políticas económicas y reduciendo el espacio para inversiones en otras áreas de desarrollo social. Además, las tasas de inflación tienden a aumentar debido a la escasez de alimentos y energía, debilitando el poder adquisitivo de las familias y desacelerando el crecimiento económico. Las tasas de interés también pueden incrementarse en respuesta a la inflación, lo que encarece el costo del financiamiento tanto para los gobiernos como para las empresas.

En cuanto a efectos indirectos, las relaciones comerciales entre los países afectados y sus socios comerciales también se ven impactadas, pues las interrupciones en las cadenas de suministro agrícola y energética también generan incertidumbre en los mercados globales, afectando la estabilidad de los precios y las previsiones de crecimiento en otras regiones que dependen de estos insumos.

3.3 Efectos en Colombia

Debido a su ubicación geográfica en la región ecuatorial, Colombia es particularmente vulnerable a los efectos del fenómeno de El Niño, porque altera de manera significativa las masas de aire y los patrones de lluvia, provocando un aumento en las temperaturas y una marcada disminución de precipitaciones. Como resultado, se ve limitada la disponibilidad de agua, lo que no solo crea condiciones propicias para el desarrollo de incendios forestales, sino que también acelera la desertificación de diversas áreas, afectando la salud y el bienestar de los suelos.

Estas alteraciones desencadenan una cadena de efectos adversos en los ecosistemas naturales del país, que impactan de manera directa la productividad agrícola, además de la escasez de recursos hídricos que afectan críticamente la generación de energía hidroeléctrica, de la cual Colombia depende en gran medida para satisfacer las necesidades energéticas básicas de su población. Esta vulnerabilidad resalta la necesidad de implementar estrategias integrales de

mitigación y adaptación para proteger tanto los recursos naturales como los sectores productivos esenciales.

Estudios realizados por el Banco Mundial, señalan que en Colombia el evento niño ha tenido impacto importante en la actividad económica de los sectores agrícolas, de servicios públicos de energía y provisión de agua potable, no tanto así en la inflación, aunque los precios de algunos bienes y servicios se han incrementado por choques en la producción. Sin embargo, pese al aumento puntual en los precios de algunos bienes y servicios, ello no ha tenido un efecto significativo en la inflación general colombiana, por cuanto este indicador macroeconómico, refleja un aumento persistente y generalizado en toda la economía, y no se limita a las fluctuaciones temporales de precios en sectores específicos.

El episodio Niño reciente que se desarrolló desde mayo del 2023 hasta abril de 2024, fue declarado oficialmente por IDEAM el 3 noviembre del 2023 al cumplirse el quinto trimestre móvil consecutivo con temperatura mayores o iguales a 0.5°C. Este evento generó en nuestro país distintos impactos, que incluyeron más de 1.100 incendios forestales, seis sequías y dos frentes fríos, con cerca de 500 municipios experimentando escasez de agua. Esta última situación impactó también el transporte fluvial, interrumpiendo la cadena de suministro agrícola nacional, disminuyó el medio de vida de comunidades pesqueras, cuyo sustento depende de la pesca. Según un estudio de “Acción Contra el Hambre Colombia”, el 63.4% de casi 2,000 hogares encuestados experimentaron pérdidas de ingresos debido al Niño, especialmente en las áreas rurales vinculadas al sector agrícola.

El evento no siguió un patrón típico de un evento promedio, presentando características que han desafiado las expectativas usuales. Aunque oficialmente llegó a su fin el 10 de mayo de 2024, las condiciones atmosféricas y oceánicas anómalas continúan afectando al país, con alteraciones en los patrones de lluvia, con una reducción notable en las precipitaciones en varias regiones que han mantenido los niveles de humedad por debajo de lo esperado, prolongando la sequía y afectando la recuperación de los recursos hídricos que no solo complica las reservas de agua y cultivos, sino mantiene en estrés en la generación hidroeléctrica, ya que los embalses no han logrado retornar a niveles adecuados para operar de manera óptima.

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM) y la NOAA, advirtieron sobre el desarrollo del fenómeno de la Niña en el segundo semestre del 2024, aunque las predicciones iniciales de NOAA apuntaban a un inicio más temprano, el fenómeno se ha

retrasado y según el informe de septiembre 12 del presente año, se espera que ocurra en los próximos meses continuando hasta el invierno del Hemisferio Norte con una probabilidad de ocurrencia del 66%, y de intensidad débil. El mismo informe indica que el océano Pacífico ecuatorial ha tenido una disminución de las temperaturas superficial, pero aun así la transición esperada de Niño-Neutral a La Niña continúa avanzando lentamente.

Los modelos climáticos de la NOAA vienen mostrando un desarrollo más débil y tardío de la Niña en los últimos meses, en comparación al inicio del primer semestre del 2024, donde apuntaban a que, en el periodo junio-agosto ya se alcanzaría plena temporada del fenómeno. Pese a que los pronósticos han ido variando mucho mes a mes, el consenso general de los modelos sigue siendo que La Niña probablemente se formará este año y dure hasta el próximo verano, aun cuando la variabilidad a corto o el cambio climático complique las predicciones estacionales o el largo plazo.

3.4 El impacto en el sector energético colombiano

El fenómeno de El Niño 2023-2024 ha ejercido una presión considerable sobre el sector energético colombiano, profundizando una situación de fragilidad en la oferta de fuentes de generación que brindan respaldo a la confiabilidad del sector eléctrico y la misma capacidad de generación de electricidad ya que los niveles de los embalses cayeron a volúmenes niveles críticos, restringiendo el uso de agua para la actividad, la cual en condiciones normales contribuye en un 70% de la matriz eléctrica colombiana.

El déficit en el suministro de energía hidroeléctrica incrementó la dependencia de las plantas térmicas, que tuvieron que operar de manera intensiva debido a su capacidad de respaldo y flexibilidad, complementando también el aporte de plantas con tecnologías renovables, además de convertirse en eje para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en momentos de crisis. Sin embargo, la disminución sostenida en la oferta nacional de gas natural, causada por la declinación natural de los campos de producción, planteó un desafío para la generación térmica, al tratarse del principal recurso para estas plantas térmicas.

En respuesta a esta situación, el gobierno nacional tomó la decisión en el año 2013 de implementar la importación de gas natural licuado GNL con el objeto de proveer generaciones de seguridad para asegurar la continuidad y eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica, medida que se formalizó mediante la Resolución CREG 062 de 2013, la cual dio viabilidad jurídica a esta

iniciativa. Esta normativa complementó la regulación CREG 106 de 2011, la que estableció el respaldo de obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad con gas natural importado.

En el contexto de estrechez hídrica, las plantas térmicas se convirtieron en un componente esencial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico colombiano, que hoy se encuentra en plena transformación por la integración de fuentes renovables no convencionales. Estas tecnologías renovables, aunque contribuyen significativamente a la diversificación de la matriz eléctrica, presentan una generación intermitente, dependiente de factores climáticos y del ciclo solar diario, lo que hace necesario contar con fuentes de respaldo que aseguren el suministro continuo de electricidad, especialmente, durante los picos de demanda que coinciden con las horas del día en las que la generación renovable es baja o nula.

Por consiguiente, en un proceso de transición hacia un sistema energético más sostenible, las plantas térmicas son un activo estratégico para garantizar la estabilidad del sistema y dotar de garantía el suministro eléctrico por tres aspectos que las caracterizan: capacidad de respaldo, firmeza, y flexibilidad, gracias a la facultad de poder suministrar energía en forma constante y garantizada, así como dar respuesta, a las puntas de demanda que experimenta el sistema, mientras que la flexibilidad, es la habilidad de los ciclos de acompañar la producción intermitente de las renovables, entrando a funcionar y dejando de operar cuando el sistema lo necesita.

La creciente penetración de energía renovables, prevé en el futuro un incremento en los requerimientos de respaldo y flexibilidad de las plantas térmicas, pues a medida que se implementan más proyectos de energía solar y eólica, que son inherentemente intermitentes, la necesidad de contar con recursos que puedan compensar las fluctuaciones en la generación se vuelve esencial y las plantas térmicas con su capacidad para iniciar y detener operaciones rápidamente y ajustar su producción en tiempo real, constituyen una solución ideal para garantizar la estabilidad del sistema.

Sin embargo, para maximizar la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico, se debe establecer un mix energético adecuado que combine diferentes fuentes de generación, con un enfoque equilibrado que incluya una proporción de generación térmica junto con energías renovables, que optimice la seguridad del suministro, minimice emisiones contaminantes y aproveche las ventajas de cada tecnología. Este mix debe ser diseñado de manera que se considere la variabilidad de la demanda, las características geográficas y climáticas del país, y las capacidades de las infraestructuras existentes, ello facilitará enfrentar los desafíos de la transición

energética y a la vez garantizar un sistema robusto y resiliente que se adapte a las necesidades futuras del país.

A continuación, se presenta de manera detallada el comportamiento observado durante el periodo abril 2023- julio 2024.

Colombia ha sido históricamente un país privilegiado en términos de recursos, permitiéndole desarrollar una matriz energética predominantemente hidroeléctrica, sin embargo, a pesar de la abundancia de agua, fue necesaria la construcción de plantas de generación térmica como parte de la estrategia de diversificación y seguridad energética, luego de las restricciones de abastecimiento eléctrico en la década de los noventa, que evidenciaron la alta vulnerabilidad del sistema colombiano ante el fenómeno de El Niño.

La generación térmica, que incluye plantas alimentadas con recursos fósiles como gas natural, carbón o combustibles líquidos ha permitido equilibrar oferta y demanda en periodos de menor disponibilidad del recurso hídrico, por su flexibilidad operativa, al no depender de condiciones climáticas, además de ser la solución para abastecer la creciente demanda de energía en las zonas del país que no contaban con recursos hídricos suficientes o con la infraestructura que ofreciera energía firme para la atención de la demanda.

Por ello, durante los años 2000, la participación de la generación térmica aumentó notablemente, alcanzando entre un 30% y 40% de la capacidad instalada del país y el gas natural por ofrecer un precio relativo menor frente a sus sustitutos y menor impacto ambiental en comparación con otros recursos fósiles, se convirtió en la fuente estratégica para la generación, aun cuando en paralelo el país continuó desarrollando proyectos hidroeléctricos, aunque con un ritmo más moderado.

La implementación del cargo por confiabilidad viabilizó el desarrollo de inversiones para pagar por la disponibilidad futura de activos de generación que garantizan la entrega de energía comprometida por los beneficiarios del cargo, previa asignación de unas cantidades de energía firme para entregar a futuro por estos, en condiciones críticas de abastecimiento, y cuando el precio de bolsa supere el tope establecido por la CREG, denominado precio de escasez.

Durante la vigencia de las Obligaciones de Energía Firme – OEF, el generador térmico se compromete a mantener los contratos de suministro de combustibles y transporte para proveer la energía comprometida. En caso de tener contratos que no son suficientes para cubrir el período de vigencia de la OEF, el generador deberá mantener vigentes garantías de cumplimiento que

aseguren la renovación de los contratos. A continuación, en la Tabla 3-1 se relaciona las plantas de generación térmica que cuentan con OEF y el tipo de combustible reportado.

Tabla 3-1: Asignación de obligaciones de energía en firme 2024-2025

Nombre Planta Reportado	OEF Anual [kWh-año]	Combustible Reportado	Capacidad Efectiva Neta MW	Fecha Inicio Periodo de Vigencia de Obligación	Fecha Final Periodo de Vigencia de Obligación
MERILECTRICA 1	1.113.872.238	Gas	164	1/12/2024	30/11/2025
PAIPA 4	1.329.000.536	Carbón	165	1/12/2024	30/11/2025
ZIPAEMG 2	245.262.892	Carbón	36	1/12/2024	30/11/2025
ZIPAEMG 3	420.168.026	Carbón	63	1/12/2024	30/11/2025
ZIPAEMG 4	423.983.262	Carbón	64	1/12/2024	30/11/2025
ZIPAEMG 5	409.497.978	Carbón	63	1/12/2024	30/11/2025
TERMODORADA 1	290.197.381	ACPM	50	1/12/2024	30/11/2025
TERMOSIERRA CC	2.788.008.772	ACPM	433	1/12/2024	30/11/2025
GUAJIRA 1	1.031.385.749	Carbón	151	1/12/2024	30/11/2025
GUAJIRA 2	1.039.148.764	Carbón	142	1/12/2024	30/11/2025
PAIPA 1	261.566.364	Carbón	36	1/12/2024	30/11/2025
PAIPA 2	526.810.076	Carbón	72	1/12/2024	30/11/2025
PAIPA 3	527.216.968	Carbón	70	1/12/2024	30/11/2025
FLORES 4 CC	38.480.156	GAS NATURAL IMPORTADO	445	1/12/2024	30/11/2025
FLORES I CC	44.412.513	GAS NATURAL IMPORTADO	160	1/12/2024	30/11/2025
PROELECTRICA	695.083.084	GAS NATURAL IMPORTADO	90	1/12/2024	30/11/2025
BARRANQUILLA 3	903.927	GAS NATURAL IMPORTADO	60	1/12/2024	30/11/2025
TEBSAB CC	302.943.933	GAS NATURAL IMPORTADO	791	1/12/2024	30/11/2025
TERMOEMCALI CC	1.707.184.218	Fuel Oil 2 - Diésel	299	1/12/2024	30/11/2025
TERMONORTE	69.853.597	Diésel	88	1/12/2024	30/11/2025
TASAJERO 2	93.975.666	Carbón	170	1/12/2024	30/11/2025
TASAJERO 1	1.297.017.113	Carbón	165	1/12/2024	30/11/2025
TERMOVALLE CC	28.571.516	Fuel Oil 2 - Diésel	241	1/12/2024	30/11/2025

Fuente: Elaboración propia con datos de XM

Buena parte de la capacidad térmica instalada con obligaciones de energía en firme utilizan gas natural para la generación y en menor proporción carbón y otros combustibles, recursos mas costosos que el agua, sol y viento, por lo que es previsible un incremento de los precios de generación en el mercado spot se incrementen. Además, debe considerarse que los precios de los recursos fósiles están influenciados directamente por el comportamiento de los precios del crudo tanto de Brent, como WTI y de los marcadores internacionales de gas natural y de GNL.

En los últimos dos años, el comportamiento de los precios del crudo Brent y WTI ha mostrado una volatilidad significativa, influenciada por una serie de factores geopolíticos, económicos y la recuperación de la demanda post-pandemia, lo que llevó a alcanzar niveles de hasta los US\$100/barril. A finales de 2022 y principios de 2023, los precios se mantuvieron elevados debido a las persistentes tensiones en Europa, derivadas del conflicto entre Rusia y Ucrania, que afectaron el suministro energético global. Asimismo, los precios del gas natural alcanzaron niveles excepcionalmente altos, con récords en los mercados europeos y asiáticos, debido a la interrupción del suministro de gas ruso hacia Europa y el incremento de la demanda ocasionado por variaciones climáticas.

La problemática relacionada con la suficiencia y seguridad del suministro de gas natural nacional, es decir, la confiabilidad en situaciones críticas de bajos flujos de agua, ha generado estrés en el sistema energético, afectando tanto la atención de la demanda de gas como la estabilidad del sector eléctrico, a pesar de que estas situaciones son puntuales y esporádicas. Esta situación se mitigó con la construcción del terminal de regasificación de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG), con una capacidad de 400 millones de pies cúbicos diarios (MPCD). Este terminal, ubicado en Cartagena, se encuentra estratégicamente cerca de las fuentes de suministro de GNL en la cuenca del Atlántico y de las plantas de generación eléctrica en la región del Caribe colombiano.

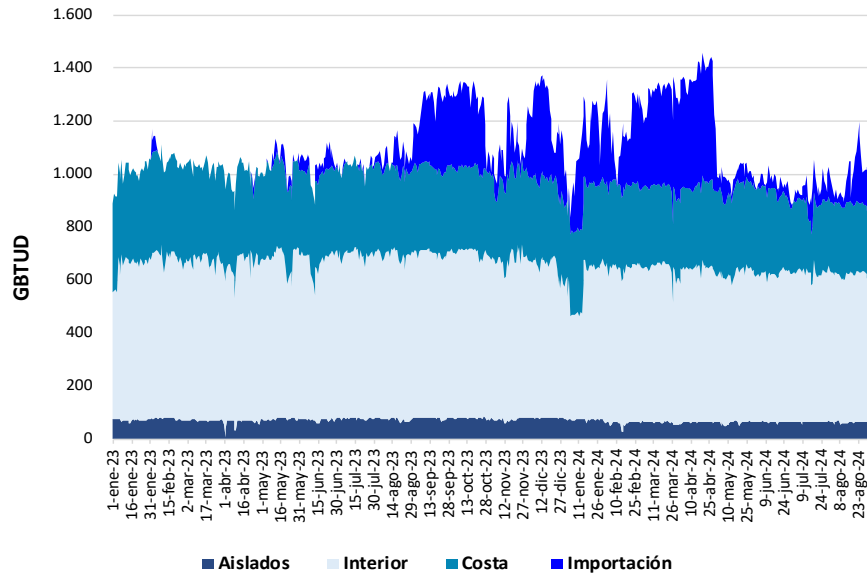
Esta infraestructura representó un hito estratégico para el sector eléctrico en Colombia al facilitar la importación de gas natural licuado (GNL) y su posterior conversión a gas natural, para asegurar el suministro a plantas de generación eléctrica que respaldan sus obligaciones de energía en firme mediante el uso de gas natural importado. Simultáneamente se conformó la empresa Calamarí LNG, actualmente único agente importador de GNL en el país, la cual actúa como representante de empresas generadoras térmicas de Termocandelaria S.C.A E.S.P., Termobarranquilla S.A. E.S.P., y Prime Termoflores S.A.S E.S.P., quienes tienen acceso a los servicios del terminal portuario de SPEC LNG.

Este terminal garantizó un flujo constante de gas natural fundamentalmente desde el segundo semestre de 2023 cuando se empezó a sentir los impactos del fenómeno de El Niño, especialmente en un periodo en que las fuentes nacionales de gas natural presentaron contingencias y disminuyeron su aporte. Con la operación continua del complejo de regasificación, las plantas térmicas pudieron funcionar de manera eficiente y continua, evitando así la necesidad de recurrir a otros recursos energéticos como los combustibles líquidos, significativamente más costosos, protegiendo la estabilidad y confiabilidad del suministro de electricidad.

La planta de regasificación no solo ha incrementado la flexibilidad operativa del sistema energético colombiano, sino que también ha mejorado la competitividad del sector eléctrico al asegurar una oferta de gas natural a precios accesibles, frente a otros recursos más costosos. Además, ha contribuido a mitigar la volatilidad en la oferta interna de gas, permitiendo que las plantas térmicas puedan operar adecuadamente y puedan cumplir con sus compromisos de cargo por confiabilidad durante momentos de alta demanda.

La Figura 3-3 muestra la evolución de la oferta total de gas natural en Colombia entre enero de 2023 y agosto de 2024. Durante este período, se observa una oferta interna relativamente estable, aunque con una leve tendencia a la baja, mientras que el volumen de importación exhibe fluctuaciones significativas. Estas variaciones en las importaciones se correlacionan con picos en la demanda total y compensan déficits en la oferta nacional. Los períodos de caídas drásticas, como el ocurrido en enero de 2024, están relacionados con factores externos, tales como mantenimientos de infraestructura o contingencias en el suministro o transporte, como el ocurrido durante enero de 2024 (mantenimiento programado de Cupiagua).

Figura 3-3: Oferta total de gas natural 2023-2024



Fuente: Gestor del Mercado, Calamarí E.S.P

La oferta media total de gas natural alcanzó los 1,125 GBTUD, siendo la región Interior la principal contribuyente, con un comportamiento estable a lo largo del período, salvo un evento específico en diciembre de 2023. La región Costa aporta de manera constante entre 300 y 330 GBTUD, con ligeras variaciones, manteniéndose como una fuente estable de suministro. Por su parte, el componente Aislados contribuye con un promedio cercano al 6.5% de la oferta total, con volúmenes estables en torno a los 69.7 GBTUD.

En contraste, las Importaciones representan el elemento más variable de la oferta, mostrando picos considerables al ser el principal mecanismo de ajuste ante fluctuaciones en la oferta y demanda. Estos incrementos y descensos abruptos pueden señalar una limitación en la infraestructura interna para almacenar o producir suficiente gas durante momentos críticos, lo cual subraya la importancia de fortalecer la capacidad interna de respuesta.

Durante los primeros meses de 2023, la oferta de gas natural se mantuvo relativamente estable, con leves fluctuaciones en los niveles de importación. Sin embargo, a partir de julio de 2023, se registró un aumento considerable en estas; condición que se prolongó hasta mediados de 2024, con varios picos significativos que reflejaban la necesidad de suplir déficits internos. A principios de agosto de 2024, las importaciones disminuyeron considerablemente debido a una menor demanda; no obstante, hacia finales del mismo mes, las importaciones se reactivaron en respuesta a

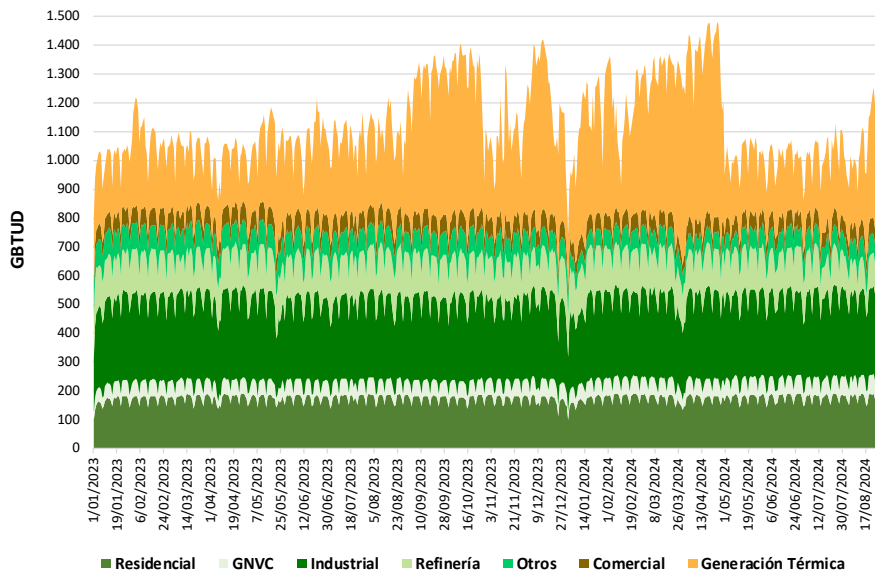
condiciones climáticas adversas que hicieron necesario un aumento de las importaciones como mecanismo de ajuste.

La marcada variabilidad en las importaciones de GNL destaca la importancia de contar con gas natural importado para respaldar los compromisos que tienen las plantas térmicas y garantizar el suministro continuo de electricidad ante escasez hídrica y/o alta demanda.

En cuanto a la demanda de gas en Colombia, es fundamental destacar que una característica clave del mercado es su volatilidad, especialmente en relación con el fenómeno de El Niño. Aunque la demanda promedio de gas presenta una estructura diversificada, puede volverse altamente inestable durante períodos de sequía, cuando las plantas térmicas aumentan significativamente su requerimiento de gas, al constituirse como fuente alternativa de generación.

Así, la interrelación entre la variabilidad de la demanda y las condiciones climáticas resalta la necesidad de una planificación cuidadosa y de estrategias de gestión de riesgo para asegurar la estabilidad del suministro energético en el país. La Figura 3-4 presenta la evolución del consumo sectorial de gas natural.

Figura 3-4: Demanda de gas natural



Fuente: Gestor del mercado de Gas Natural, XM

Durante el periodo 2023-2024, el tamaño del mercado de gas natural en Colombia alcanzó un promedio de 1.121 GBTUD, volumen del cual el 70% fue destinado a los sectores de consumo final, mientras que el 30% restante se utilizó en la generación eléctrica. Este último sector se

consolidó como el principal consumidor de gas, mostrando alta volatilidad caracterizada por picos y caídas a lo largo del tiempo. Esta fluctuación responde a la naturaleza intermitente de la demanda, que está estrechamente relacionada con factores climáticos, especialmente al fenómeno de El Niño, durante el cual el consumo de gas para generación superó el 23% el promedio anual.

El sector industrial, por su parte, mostró una demanda relativamente estable a lo largo del año en torno a los 300 GBTUD, con algunos picos estacionales y fluctuaciones que parecen estar relacionadas con los ciclos de producción de ciertas industrias. En términos de participación, este sector representó el 25,8% del consumo total de gas natural, mientras que el sector residencial con una demanda bastante estable durante el periodo consumió en promedio 175 GBTUD representó el 15,5% del total. El comportamiento del sector comercial fue similar a la del sector residencial también muestra estabilidad con ligeras oscilaciones, situándose entre los 50 y 55 GBTUD alcanzando el 4,8% del consumo total.

El sector de gas natural vehicular comprimido (GNVC) experimentó un leve crecimiento a lo largo del año, con una participación del 5% en el total del mercado. Aunque su crecimiento fue modesto, este sector ha mostrado un interés sostenido por parte de los consumidores, en particular debido a la competitividad del gas frente a otros combustibles para el transporte. El sector de refinerías presenta una demanda regular y constante de aproximadamente 144 GBTUD, representando el 12,8% del consumo total. Es posible que su variabilidad esté relacionada con los ciclos de mantenimiento o fluctuaciones en la producción de combustibles y en momentos de mayor actividad en la industria, las refinerías mantienen su consumo constante, indicando dependencia continua del gas natural para sus operaciones.

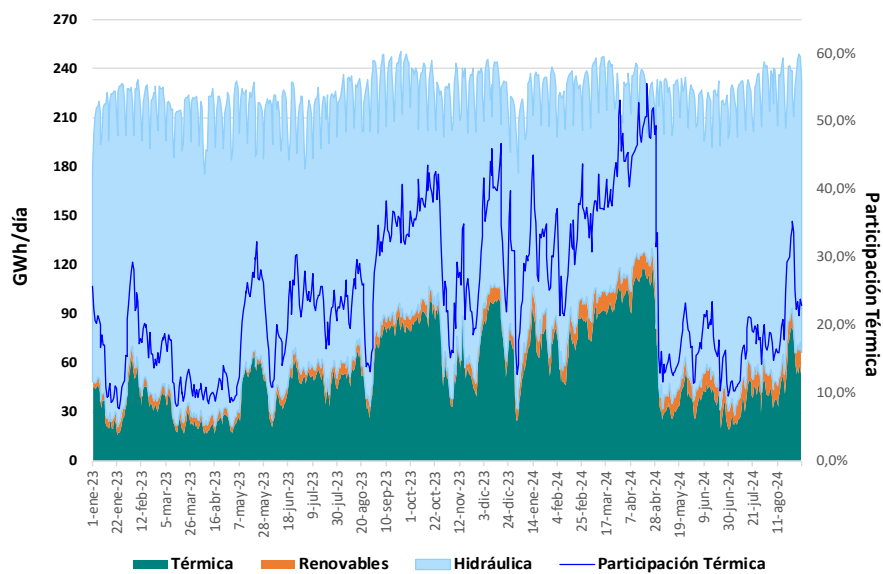
En general la demanda de gas natural muestra un comportamiento constante, con solo pequeñas variaciones a lo largo del periodo, exceptuando la generación térmica que muestra patrones estacionales, indicando que las variaciones en la oferta de energía están siendo compensadas por un mayor uso del gas natural para la producción de electricidad. Sin embargo, no son sólo las fluctuaciones de la demanda las que generan percepción de riesgo, en tanto ellas podrían eventualmente ser tratadas a través de la regulación y tipos de contratos.

Es importante señalar que estas cifras no reflejan la demanda insatisfecha o no abastecida, que pudo haberse traducido en cortes o reducciones en el suministro de gas para sectores como las refinerías, o industria. Tampoco se considera la sustitución de gas natural por combustibles líquidos en ciertas industrias, una práctica que podría tener un impacto negativo en el desarrollo del

mercado interno de gas. La percepción de incertidumbre sobre la seguridad del suministro, las cantidades disponibles, los precios fluctuantes y los tipos de contratos está generando preocupación entre los actores del mercado, lo que eventualmente podría frenar su crecimiento a largo plazo.

A fin de precisar el registro histórico reciente de la volatilidad de la demanda termoeléctrica frente a la demanda interna total se presenta en la Figura 3-5, en la cual se aprecia una tendencia creciente en la generación térmica a medida que avanza el 2023, con una participación significativa y picos que llegan a superar el 50% de la oferta total en el mes de abril de 2024.

Figura 3-5: Generación eléctrica total por tipo de recurso

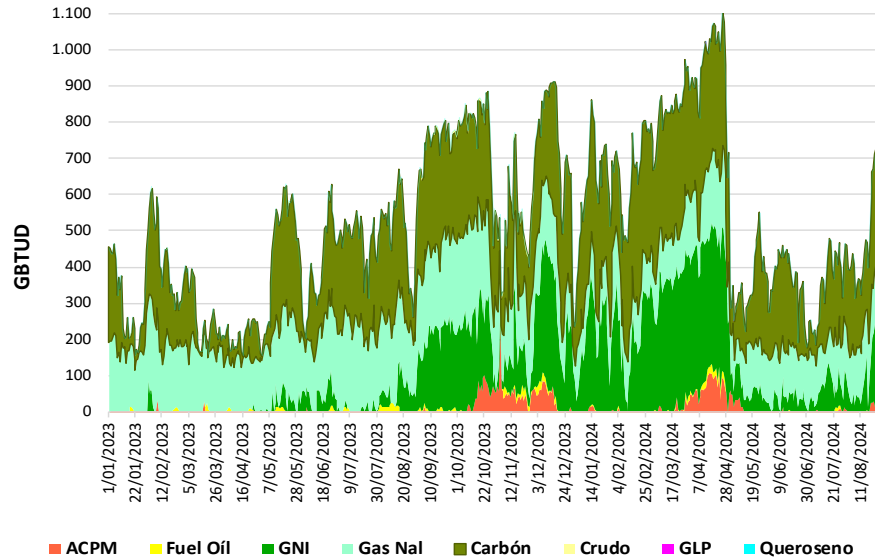


Fuente: Elaboración propia con datos de XM

En cuanto a la demanda de energía, en 2006 se situaba alrededor de 150GWh/día y ha crecido a razón de aproximadamente 50GWh cada 10 años a largo plazo, alcanzando actualmente cerca de 220GWh/día. Las potencias de generación máximas requeridas en horas de alta y baja demanda también han aumentado.

La generación de energía eléctrica térmica nacional depende del consumo de diversos recursos fósiles, principalmente gas natural, carbón, y en menor medida, combustibles líquidos. La Figura 3-6 presenta la evolución del consumo de las distintas fuentes para generación térmica.

Figura 3-6: Consumo de recursos fósiles en la generación térmica nacional



Fuente: Elaboración propia con datos de XM

La generación térmica durante los años 2023-2024 ha estado dominada por el gas natural, con volúmenes de consumo significativamente mayores en comparación con otros combustibles, con tendencia creciente desde mediados de 2023, con periodos donde otros combustibles como el carbón y ACPM también registraron aumentos significativos. El gas natural contribuyó en promedio con el 53,5% del volumen total de recursos consumido para generación térmica, mientras que el carbón aportó el 44% del total, mantuvo fluctuaciones en todo el horizonte y su participación es más evidente en la segunda mitad del 2023, al igual que en el segundo trimestre del 2024. El 2,5% restante correspondió al uso de combustibles líquidos, que son empleados principalmente como respaldo en momentos críticos.

En lo que va del año 2024, el gas natural ha incrementado su participación relativa en la generación térmica, alcanzando un promedio del 58,6% en términos de energía producida por las plantas térmicas. A pesar de que el carbón continúa siendo un importante contribuyente en términos de volumen, pues su aporte a la energía térmica generada fue del 38,1%, influenciada por factores como la eficiencia de las plantas y su perfil operativo. Por otro lado, los combustibles líquidos, con un uso más limitado, han tenido una contribución marginal del 3,2% en la generación térmica.

El parque de generación térmica en nuestro país opera bajo diferentes condiciones y patrones de despacho, en función de las necesidades del sistema eléctrico y las características de las plantas.

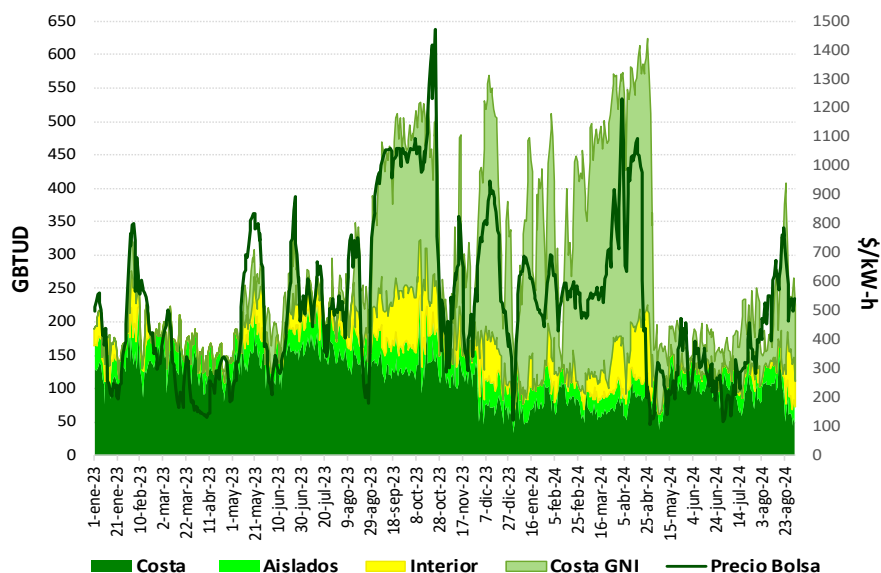
En la región de la Costa Atlántica, las plantas térmicas enfrentan un escenario particular, debido a las restricciones causadas por la topología de la red de transmisión, donde estas plantas se ven obligadas a generar energía prácticamente todos los días, no solamente para atender los requerimientos de demanda, sino para mantener la estabilidad del sistema, independientemente de la demanda puntual o la oferta de otras fuentes. Este parque aporta potencia en firme de forma continua casi todos los días del año.

En contraste, otras plantas térmicas ubicadas en distintas regiones del país operan de manera más flexible. Estas plantas suelen entrar en funcionamiento cuando el sistema eléctrico las requiere, ya sea para atender las puntas de demanda, que generalmente se presentan en las horas de mayor consumo, o cuando se produce un déficit en la generación de energía hidráulica. Este tipo de plantas actúan como respaldo, asegurando que el sistema pueda responder a la variabilidad de la demanda y la oferta de energía, proporcionando capacidad firme en momentos críticos, es decir aportan potencia de respaldo.

El proceso de transición que vive el sector energético con una creciente penetración de potencia renovables exige también del sistema un incremento de oferta flexible, con lo cual el parque térmico deberá cambiar el perfil de operación para poder aportar la energía cuando el sistema lo requiera para contrarrestar la intermitencia de las fuentes renovables. La Figura 3-7, proporciona información detallada del consumo de gas natural por zona geográfica para generación eléctrica, frente al precio de bolsa.

La gráfica presenta una división del consumo de gas natural por zona geográfica, incorporando además el gas natural importado para la generación eléctrica en la Costa Atlántica. Esta distribución geográfica del consumo revela patrones diferenciados que reflejan las diversas condiciones operativas y características heterogéneas del sistema eléctrico en cada zona del país. Dichos patrones sugieren la importancia de considerar factores locales, como la disponibilidad de recursos, la infraestructura existente y las demandas específicas de cada región, para garantizar el equilibrio entre oferta y demanda.

Figura 3-7: Consumo de gas natural en generación eléctrica térmica



Fuente: Elaboración propia con datos de XM

En la región Costa y Costa GNI la operación de las plantas térmicas es esencial para garantizar la denominada 'generación de seguridad', que se activa debido a restricciones técnicas y juega un papel clave en mantener la continuidad del servicio público domiciliario de electricidad y durante el periodo 2023-2024, consumieron en promedio el 80.3% del gas natural destinado a la generación.

Las plantas térmicas localizadas en el Interior demandaron el 8,5% del gas natural durante el mismo periodo, demostrando la versatilidad y el papel fundamental de esta tecnología para garantizar la atención de la demanda, mientras que las plantas ubicadas en las Zonas Aisladas que en promedio han consumido el 11.2% del total, también registraron un consumo constante, lo que indica que estas plantas están operando de manera estable para garantizar un suministro eléctrico continuo, posiblemente por su baja conectividad a la red eléctrica y porque dependen de la generación térmica a base de gas para suplir su demanda.

A lo largo del período analizado, el precio de bolsa presentó alta volatilidad, con picos superiores a 1.200 \$/kWh concentrados en los meses de septiembre de 2023 y marzo y agosto de 2024, incrementos que se correlacionan directamente con un mayor consumo de carbón, gas y combustibles líquidos. Al activarse las plantas térmicas para cubrir la demanda, los costos de producción se elevan, repercutiendo directamente en los precios de bolsa.

3.5 Acciones de Inspección Vigilancia y Control - IVC adelantadas

La superintendencia hizo seguimiento continuo durante el fenómeno de El Niño 2023-2024, con un enfoque preventivo y proactivo, de las cuales se destacan:

3.5.1 Visitas a las plantas de generación

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios llevó a cabo visitas a las plantas de generación termoeléctricas e hidroeléctricas de diversos agentes con el fin de prevenir posibles problemas relacionados con el fenómeno de El Niño que pudieran afectar el suministro de energía.

Figura 3-8: Ubicación geográfica de las plantas inspeccionadas



Fuente: Elaboración propia, mapa IGAC - <https://www.colombiaenmapas.gov.co>

Durante estas inspecciones, se evaluó el estado de las plantas en términos de programas de mantenimiento, disponibilidad de repuestos críticos, actualizaciones realizadas, riesgos operativos previstos y controles implementados, así como el acceso y disponibilidad de combustible, entre otros:

Equipos redundantes:

Se observó, que las plantas térmicas cuentan con equipos redundantes, como bombas y compresores, y disponen de elementos críticos en sitio para actuar rápidamente en caso de alguna falla, minimizando así el riesgo sistémico de falta de generación térmica cuando sea necesario. Además, muchas plantas han llevado a cabo importantes mantenimientos y repotenciaciones en

los últimos años, lo que redujo el número de unidades pendientes de mantenimiento durante el fenómeno del niño.

Repuestos críticos:

Se comprobó, que varias de las unidades de generación del sistema disponen de elementos críticos en sitio, que van desde partes de turbina como alabes hasta transformadores y rotores. Esto permite una rápida acción en caso de una falla, minimizando el riesgo sistémico de falta de generación térmica cuando sea requerida.

Matrices de riesgo operativo:

Durante las visitas, se verificaron las matrices de riesgo operativo, así como lecciones aprendidas tanto en el fenómeno de El Niño 2015-2016 como en eventos críticos adversos. Se mencionan algunas de estas lecciones aprendidas por parte de los generadores:

- **Ajustes en esquemas de mantenimientos:** En las plantas de generación de energía, se implementado diversas medidas para garantizar su buen funcionamiento en caso de eventos adversos. Estas medidas incluyen ajustes en los esquemas de mantenimiento y partes críticas, como la creación de grupos separados para la reparación y la planificación del mantenimiento, lo que ha hecho más eficiente la gestión de estos procesos.
- **Optimización en los modelos de repuestos críticos:** Cada planta, cuenta con un listado de elementos y equipos críticos que permiten disminuir los tiempos de reparación en caso de alguna falla particular. Así mismo, diferentes eventos críticos han permitido a los agentes visualizar sinergias internas, como por ejemplo, disponibilidad de repuestos complementarios en diferentes plantas de generación del mismo agente, que jam servido para restaurar.
- **Logística de abastecimiento de combustible:** También se han realizado ajustes en el acceso y la logística del combustible, como la construcción de bahías adicionales de descarga, la apertura de nuevos puntos de acopio y la definición de diversas cadenas logísticas para el transporte del combustible, entre otros.
- **Protección de infraestructura física:** Para prevenir posibles desastres naturales, se han construido jarrillones frente a desbordamientos e inundaciones, se ha llevado a cabo el dragado y la normalización de cauces para evitar desbordamientos y se han construido unidades habitacionales para minimizar el impacto de eventos como bloqueos.

Estas medidas han sido fundamentales para garantizar la operatividad de las plantas de generación de energía y para proteger tanto a los trabajadores como a las comunidades aledañas. Es importante seguir implementando medidas preventivas y de adaptación para hacer frente a los desafíos futuros que puedan surgir. Cada planta de generación debe evaluar sus propias necesidades y aplicar las medidas adecuadas para asegurar su funcionamiento en cualquier eventualidad que pueda presentarse.

En cuanto a la capacidad de generación térmica, se ha observado un crecimiento constante de la demanda de energía en los últimos años. La capacidad instalada térmica actual es de aproximadamente 5.790MW, lo que equivale a cubrir alrededor del 55% de la demanda en horas pico. Durante fenómenos del niño pasados, la generación térmica ha representado hasta un 60,0% de la generación total diaria. Es importante señalar que, muchas de las plantas térmicas han llevado a cabo importantes mantenimientos y repotenciaciones en los últimos años, por lo que hay pocas unidades pendientes de mantenimientos de medio o alto nivel durante el fenómeno de El Niño.

En relación al impacto en las tarifas, se ha informado que el mercado regulado cuenta con un alto porcentaje de contratos bilaterales, lo que ha permitido una cierta estabilidad en los precios. Sin embargo, cerca del 30,0% del mercado está expuesto a la bolsa, lo que puede afectar los precios en momentos de escasez, como durante fenómenos de El Niño.

En resumen, las plantas térmicas se encuentran preparadas para abastecer la demanda de energía en caso de ser necesario, con medidas de prevención y control implementadas para mitigar los impactos de fenómenos como El Niño. A pesar de los retos que puedan presentarse, el sector eléctrico se ha fortalecido y se mantiene en constante evolución para garantizar un suministro seguro y confiable a la población.

3.6 Impactos del fenómeno de El Niño en el sistema energético colombiano

El fenómeno de El Niño genera un impacto estructural en el sistema energético colombiano, afectando el delicado equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos. La alta dependencia del país de las importaciones de gas natural y combustibles líquidos agrava este impacto, especialmente en el mercado de gas natural, cuya interacción con el sector eléctrico es crucial. A continuación, se detallan algunos efectos en el mercado de gas natural y su interacción con el sistema eléctrico.

3.6.1 Dependencia de combustibles fosiles

El aumento en la demanda de recursos fósiles, especialmente gas natural, durante estos eventos resalta la necesidad de contar con una infraestructura robusta y la disponibilidad del recurso para compensar la capacidad de generación hidroeléctrica y una mayor demanda asociada con el incremento de la temperatura.

La volatilidad en el consumo de gas natural ante disminución del recurso hídrico es evidente, particularmente en las zonas con una alta concentración de generación térmica, donde se observa mayor fluctuación debido a la necesidad de activar a máxima capacidad las plantas térmicas en momentos de alta demanda y/o escasez de otras fuentes para generación de electricidad. El impacto del fenómeno del Niño, en el mercado de gas natural es significativo.

3.6.2 Impacto en los precios de electricidad y gas natural

El incremento en la demanda de gas tiene repercusiones en ese mercado, tanto en términos de precios como de suministro, pues a medida que crece la necesidad de gas, la oferta disponible se reduce induciendo aumento en los precios del gas; efecto que se intensifica si el país depende también de importaciones para satisfacer demanda interna, pues los costos de transporte y las fluctuaciones del mercado internacional, igualmente impactan el precio local.

En algunos casos, combustibles como el ACPM y el Fuel Oil deben ser utilizados para cubrir la demanda eléctrica cuando ni el gas natural ni el carbón son suficientes, lo que refleja una mayor presión sobre el sistema de generación térmica. Estos combustibles son más caros y contaminantes, lo que repercute en el costo final de la electricidad y en la sostenibilidad del sistema.

La mayor demanda de generación térmica, ocasiona un incremento significativo en los precios de la bolsa de electricidad. Esto afecta tanto a los consumidores industriales como residenciales, que enfrentan tarifas más altas durante el fenómeno de El Niño.

En lo que respecta al impacto en las tarifas de electricidad, es importante mencionar que actualmente el mercado regulado se encuentra contratado en un 72,8% mediante contratos bilaterales, con un costo promedio cercano a 278,0\$/kWh. El 30,0% restante se encuentra expuesto en bolsa, con un precio de 958,8 \$/kWh. Se estima un aumento cercano a 98,0 \$/kWh para comercializadores con exposición en bolsa del 30%.

3.6.3 Impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico

El sistema eléctrico enfrenta desafíos significativos para mantener la confiabilidad ante el fenómeno de El Niño. La mayor necesidad de gas natural durante periodos críticos demanda un suministro continuo y confiable de gas natural y otros combustibles fósiles, por ello, la confiabilidad del suministro de gas natural se vuelve crítica, ya que cualquier interrupción en el suministro puede poner en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico.

La capacidad de Colombia para enfrentar aumentos de demanda de gas está condicionada por la infraestructura existente, como la capacidad de regasificación de GNL y las redes de transporte de gas. A medida que la demanda de gas natural aumenta tanto para el sector eléctrico como para el sector residencial e industrial, el sistema de transporte de gas puede enfrentar cuellos de botella, afectando la capacidad de responder de manera oportuna a la crisis eléctrica.

La operación continua y a máxima capacidad de las plantas térmicas exige una mayor capacidad de transporte de gas, lo que puede causar problemas operativos en la infraestructura existente, aumentando el riesgo de que no poder asegurar el suministro en las cantidades y tiempos requeridos.

Esta situación se agrava debido a la competencia por el gas natural entre los diversos sectores de la economía, como el industrial, residencial y de generación eléctrica, lo que contribuye a un entorno de mayor volatilidad en los precios del gas. En estos periodos, el equilibrio entre la oferta y la demanda es inestable y cualquier interrupción en el suministro, ya sea por problemas logísticos, imprevistos en la demanda, o dificultades en la importación, puede comprometer la estabilidad del sistema energético.

3.6.4 Interdependencia entre los sectores de gas natural y electricidad

En momentos de alta demanda, se genera una competencia entre el sector eléctrico y otros sectores por el gas disponible. Esto puede generar distorsiones en el mercado de gas, donde los precios suben debido a la mayor demanda, afectando tanto la electricidad como la operación de otros sectores productivos.

La estrecha relación entre los sectores de gas natural y electricidad hace que cualquier desequilibrio en uno de ellos tenga un impacto directo en el otro. Esto subraya la necesidad de una

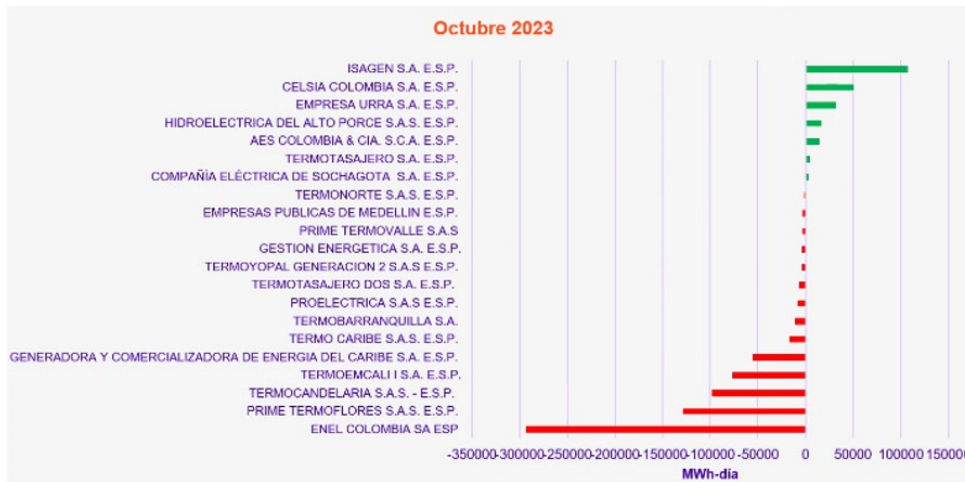
planificación energética integral y coordinada. E este sentido, la interdependencia entre estos sectores crea un efecto dominó: un problema de oferta en uno de ellos puede desencadenar incrementos de precios, cuellos de botella en la infraestructura de transporte y potenciales problemas de disponibilidad en el otro.

3.6.5 Desviaciones en las Obligaciones de Energía en Firme

Durante los meses de octubre de 2023 y abril de 2024, existieron periodos en los que el precio de bolsa superó el precio de escasez de activación, relacionado con las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) asignadas a los agentes generadores, en los diferentes mecanismos regulados por la CREG. Resultado de esto, se generaron desviaciones por parte de varios agentes, tanto positivas como negativas, estableciendo la regulación, como se realiza la liquidación de la energía en estos casos. Como parte del seguimiento al mercado, se hizo el requerimiento a XM del estado de las liquidaciones de dichas OEF.

La Figura 3-9 presenta las desviaciones en MWh/día para el mes de octubre de 2023, y la Figura 3-10 presenta su liquidación. Se observa que 14 agentes no lograron cubrir todas sus OEF comprometidas para este mes, teniendo que ser asumidas por el sistema.

Figura 3-9 Desviaciones de OEF, Octubre de 2023



Fuente: Elaboración XM, por requerimiento SSPD

Figura 3-10 Liquidación desviaciones de OEF, Octubre 2023



Fuente: Elaboración XM, por requerimiento SSPD

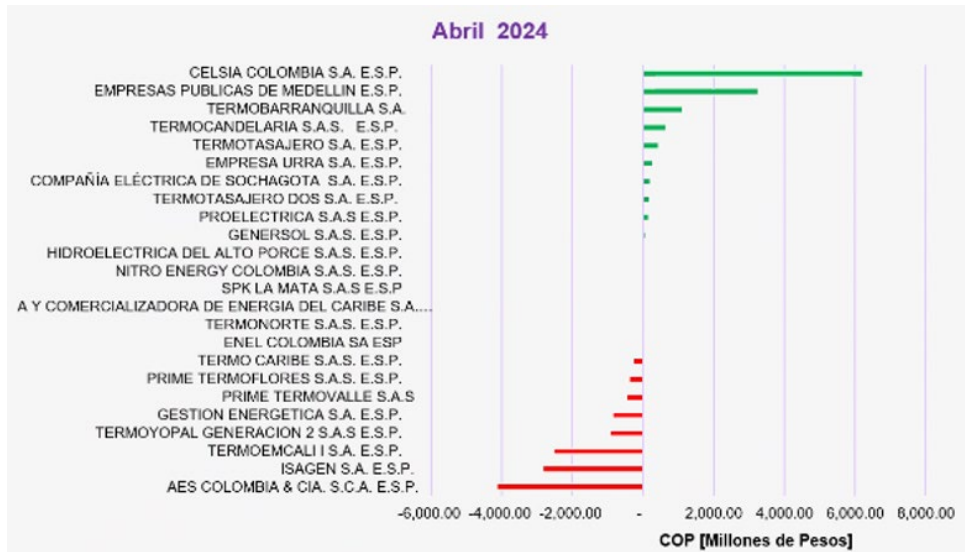
Por su parte, La Figura 3-11 presenta las desviaciones en MWh/día para el mes de abril de 2024, y la Figura 3-12 presenta su liquidación. Se observa que 10 agentes no lograron cubrir todas sus OEF comprometidas para este mes, teniendo que ser asumidas por el sistema.

Figura 3-11 Desviaciones de OEF, Abril 2024



Fuente: Elaboración XM, por requerimiento SSPD

Figura 3-12 Liquidación desviaciones de OEF, Abril 2024



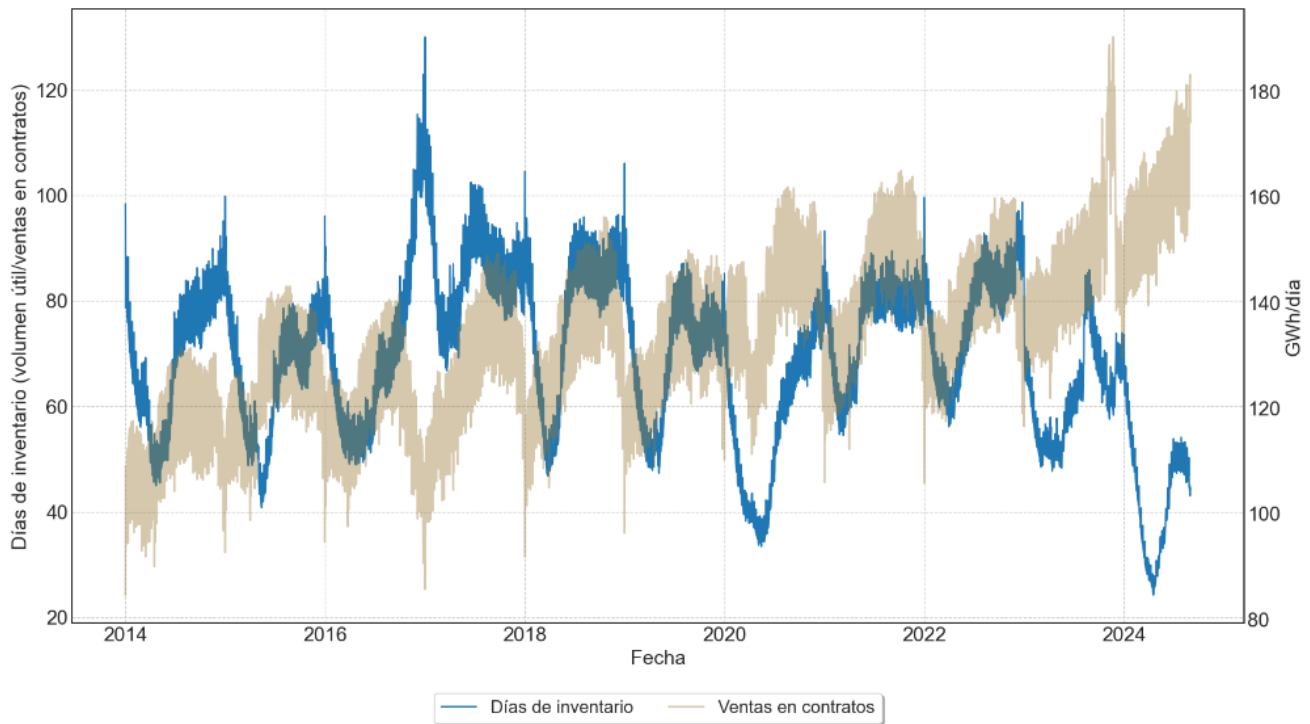
Fuente: Elaboración XM, por requerimiento SSPD

3.6.6 Estrechez del mercado de contratos por agentes con portafolio hídrico

Durante el fenómeno de El Niño 2023-2024, se observaron condiciones de bajos aportes que, en conjunto con una baja entrada de proyectos de generación, han impactado en el mercado de contratos de forma importante.

La Figura 3-13 presenta en su eje izquierdo, la energía embalsada en el sistema, de los 6 principales agentes con generación hidro (Enel, EPM, Chivor, Celsia, Urrá e Isagén), dividido sobre sus ventas en contratos diarios (lo cual resulta en los días de autonomía de la energía embalsada para cubrir contratos), y se compara, contra la cantidad de energía vendida en contratos de los mismos agentes (eje derecho).

Figura 3-13 Días de inventario hídrico vs ventas en contratos (agentes con portafolio hidro)



Se puede observar, que desde 2014, en términos de días de autonomía, durante el fenómeno de El Niño 2015-2016, se llegó a niveles mínimos cercanos a 40 días de autonomía, y para el fenómeno de El Niño de 2020, se llegó a un mínimo cercano a 35 días de autonomía. Por su parte, para el fenómeno de El Niño 2023-2024, se llegó a niveles mucho mas bajos, cercanos a 25 días de autonomía. Por otro lado, la cantidad de energía contratada ha aumentado en cerca de un 50%, observándose un aumento significativo durante el fenómeno de El Niño 2023 y 2024. Cabe resaltar, que este aumento, ha sido liderado desde el gobierno, en parte por la necesidad de mantener precios lo más eficiente posibles, y ante una exposición en bolsa alta por parte de los agentes comercializadores.

Se observa que, aunque las estrategias para aumentar la cantidad de energía contratada y disminuir el impacto del fenómeno de El Niño en las tarifas de energía en el componente G, tales como la resolución Creg 101 036 de 2024, tuvieron el efecto esperado en el muy corto plazo, han disminuido la resiliencia para afrontar el periodo de verano 2025, especialmente frente a la condición de “Neutro” establecida después del fenómeno de El Niño.

Esto se observa, como el aumento de los días de autonomía a cerca de 50 días entre mayo y julio de 2024, disminuyendo nuevamente durante agosto, a cerca de 43 días (en contraste de tener mas de 70 días en los años precedentes), lo cual muestra el riesgo de tener demanda no atendida durante el verano de 2025, donde se requieren cerca de 40 – 50 días para sobrepasar los efectos del verano, asumiendo adicionalmente, una generación térmica importante, lo cual implica tarifas altas de energía.

Al aumentar la energía contratada, y disminuir los días de autonomía, se observa un desacople claro, en relación con la histórica desde 2014, que infiere necesariamente, una estrechez en la capacidad de oferta de estos agentes, impactando en el mercado de energía mayorista. Estos agentes analizados estarían menos dispuestos a suministrar energía en contratos, así los comercializadores saquen convocatorias en los mecanismos que tienen tales como SICEP. Adicionalmente, es de resaltar, que estos agentes tienen una energía contratada para el trimestre junio – agosto de 2024, cercana a 180GWh/día para días entre semana, y cercana a 160GWh/día en fin de semana, lo cual equivale a cerca de un 78% de la energía demandada.

Esto es importante, porque se observa, que los agentes hidroeléctricos tienen gran parte de su energía contratada, y por lo mismo, quienes cierran el resto del porcentaje cubierto en contratos frente a la demanda (7% adicional), son los agentes con plantas térmicas a carbón principalmente, que cuentan con precios de oferta cercanos al MC (300 \$/kWh). Por su parte, las plantas térmicas a gas, usualmente no tienen contratos de venta, en virtud a que sus precios de oferta son mucho más altos (superiores a 600 \$/kWh), lo que hace que los comercializadores no quieran tener contratos de mediano plazo con dichas plantas. Lo anterior, afectaría las tarifas, quedando entonces, expuestos en bolsa, donde al final, pagan al precio que fijen las hidroeléctricas al buscar incluir generación térmica adicional a precios más altos, dado que el precio de bolsa es un mecanismo de despacho que habilita dicha generación.

También se resalta que, aunque hay agentes que tienen algún portafolio térmico, la gráfica muestra un acercamiento al riesgo sistémico de tener una demanda no atendida importante. Lo anterior debido a que, si los días de embalse llegaran a cero, especialmente en fenómeno de El Niño, significaría que no hay suficiente oferta para atender la demanda por un aumento en los compromisos sobre los recursos hidroeléctricos.

Finalmente, se observó durante el Fenómeno de El Niño 2023 – 2024, que los grandes embalses sobre los cuales converge esta autonomía son: Guavio, Peñol y la cadena Agregado Bogotá; este

último, con restricciones importantes ligadas al uso multipropósito de los embalses y a la necesidad de requerir autorizaciones para el aumento del caudal hacia las plantas, por lo que afecta directamente la autonomía del agente para suministrar energía en periodos críticos.

3.7 Conclusiones y recomendaciones

El fenómeno de El Niño tiene un impacto significativo en la interdependencia entre los sectores de gas natural y electricidad, acentuando la vulnerabilidad del sistema energético, poniendo de manifiesto la importancia de contar con un sistema energético flexible y diversificado en Colombia, enfocado no solo en garantizar la seguridad energética del país, sino también en asegurar la sostenibilidad de los recursos y la resiliencia del sistema energético ante fenómenos climáticos extremos.

La incorporación del GNI en la matriz de gas natural ha incrementado la resiliencia del sector eléctrico frente a fenómenos como El Niño. La capacidad de importar gas y respaldar la generación térmica asegura que el país pueda enfrentar periodos prolongados de escasez hídrica sin comprometer la estabilidad del sistema eléctrico.

La creciente demanda de gas natural para la generación térmica, sumada a la necesidad de garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, plantea desafíos importantes para el sector energético. Así, para responder de manera efectiva a los retos planteados por El Niño requiere una planificación estratégica a largo plazo que impulse una matriz energética más resiliente y diversificada, que implica no solo integrar más fuentes renovables y térmicas de manera equilibrada, sino fomentar una gestión eficiente de la demanda energética, optimizando tanto la generación eléctrica como el mercado del gas natural.

Para asegurar precios competitivos y estabilidad en el suministro, Colombia podría beneficiarse de contratos de largo plazo para la compra de GNL, en lugar de depender exclusivamente de compras spot en el mercado internacional. Estos contratos ofrecerían precios más estables, reducirían la exposición a la volatilidad del mercado internacional y asegurarían un suministro constante durante eventos de alta demanda.

Es fundamental contar con un marco regulatorio sólido y una gestión eficiente del mercado de gas natural para garantizar la seguridad del suministro, la transparencia en las operaciones y la protección de los consumidores.

Para hacer frente a estos desafíos, es necesario:

- Acelerar la integración de energías renovables no convencionales, junto con una red eléctrica interconectada y flexible, que ayude a balancear la oferta energética y disminuir la volatilidad provocada por la escasez de agua para las hidroeléctricas.
- Impulso a tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías a gran escala y soluciones de almacenamiento térmico, para ayudar a mitigar los picos de demanda de electricidad, reduciendo así la necesidad de recurrir a recursos fósiles en momentos críticos.
- Es necesaria la modernización y expansión de la infraestructura de transporte de gas, incluyendo el fortalecimiento de la capacidad de regasificación para gas natural importado, ante disminución de oferta nacional y ausencia de hallazgos importantes, con el propósito de garantizar que el país pueda responder de manera más ágil a aumentos inesperados en la demanda y asegurar el suministro continuo a los distintos sectores de consumo y las plantas térmicas.
- Se requiere de mercados energéticos flexibles y eficientes que permita una rápida respuesta ante cambios en la oferta y la demanda, lo cual puede lograrse con la implementación de mecanismos de precios más dinámicos, incentivos para la eficiencia energética, y una mayor integración de sistemas de respuesta a la demanda que permitan a los grandes consumidores ajustar su uso de energía en función de las condiciones del mercado.
- A medida que aumenta la demanda de gas natural, es fundamental garantizar una infraestructura de transporte y almacenamiento robusta. Esto incluye proyectos de ampliación de la capacidad de regasificación, expansión de gasoductos y soluciones de almacenamiento de gas que permitan enfrentar incrementos súbitos en la demanda durante eventos climáticos extremos.
- La volatilidad de los precios en el mercado eléctrico, reflejada en los picos observados, indica la necesidad de mecanismos eficientes de precios y contratos de largo plazo que aseguren el suministro de gas a precios razonables en momentos críticos. Esto evitaría que tanto el sistema eléctrico como los consumidores enfrenten un sobreprecio desproporcionado durante eventos como El Niño.
- Las plantas de generación con obligaciones de energía en firme deben contar con planes de contingencia, los cuales son una responsabilidad inherente a su compromiso de garantizar esta energía. Esto permite asegurar la prestación continua y confiable del servicio

público de electricidad, especialmente ante eventos críticos como interrupciones en el suministro de recursos fósiles en el caso de generación térmica o por baja disponibilidad de generación de fuentes renovables debido a las consecuencias del cambio climático, entre otros factores.

- La volatilidad de los precios en el mercado eléctrico, reflejada en los picos observados, indica la necesidad de adicionar mecanismos eficientes de precios y contratos de mediano y largo plazo que aseguren el suministro de gas a precios razonables en momentos críticos. Esto evitaría que tanto el sistema eléctrico como los consumidores enfrenten un sobrecosto desproporcionado durante eventos como El Niño.

Las lecciones aprendidas de fenómenos pasados como El Niño de 2014-2016 han impactado positivamente en los procesos y matrices de riesgo de cada planta, permitiéndoles prever posibles nuevos riesgos y tomar medidas de control y mitigación correspondientes.

Las medidas tomadas por las plantas de generación eléctrica frente al fenómeno del niño, junto con el análisis de la demanda y los impactos en las tarifas, han permitido prepararse de manera adecuada para enfrentar posibles situaciones de riesgo en el suministro de energía durante el fenómeno de El Niño 2023-2024.

De lo observado, se encuentra que las plantas térmicas están preparadas para abastecer gran parte de la demanda si es requerido, pero dado que el sistema requiere también generación hidroeléctrica, se debe tener en cuenta la evolución del volumen útil de los embalses durante los años con fenómenos de El Niño.

Se observó que, durante el fenómeno de El Niño, los precios internacionales del LNG venían disminuyendo frente a lo observado durante 2022, cuando se dio un incremento importante por el conflicto de Ucrania. No obstante, se concluye que existe una vulnerabilidad de las ofertas de los precios de generación térmica frente a los precios internacionales del energético. Lo mismo también es cierto, para el carbón, que tuvo un comportamiento similar.

El no cumplimiento de las OEF por parte de los agentes, obedece tanto a la misma dinámica del fenómeno de El Niño, como a la menor ENFICC en relación a sus OEF por parte de algunas plantas. En este sentido, la regulación no obliga retroactivamente a estas plantas a ceder esta diferencia entre ENFICC y OEF, aumentando en alguna medida, el riesgo de una potencial demanda no atendida.

Durante el fenómeno de El Niño, se observó un aumento de la contratación de energía, sin embargo, no ha sido suficiente para cubrir una mayor demanda a precios asequibles. Factores como la disponibilidad del embalse medida en días de inventario, así como los precios de los energéticos para generación térmica (en especial gas y combustibles líquidos), y el rezago en la entrada de proyectos renovables eólicos y solares, presentan un reto a la hora de generar mecanismos que garanticen que la demanda se pueda cubrir con contratos en su totalidad. Por lo mismo, es importante la habilitación de nuevos mecanismos de contratación, para el cubrimiento frente a la volatilidad del precio de bolsa, adicionar nueva oferta de energía de bajo costo de generación, incluyendo tecnología nuclear según los estudios que realicen las entidades de planeación y regulación.

El apoyo de la Anla y la articulación de la UPME son fundamentales para que la transición energética justa sea una realidad, dado que los rezagos en la entrada de proyectos de generación y de transmisión, han sido factores que han incidido también en la no entrada de proyectos que podrían haber dado la oportunidad de tener precios asequibles durante el fenómeno de El Niño 2023-2024.

3.8 Referencias

- <https://iri.columbia.edu/?s=ENSO+2024>
- <https://www.banrep.gov.co/es/podcast/episodio-12-fenomeno-del-nino>
- https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensodisc/ensodisc_Sp.pdf
- <https://www.climate.gov/news-features/blogs/ensodisc/why-making-el-nino-forecasts-spring-especially-anxiety-inducing>
- <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-papel-imprescindible-de-los-ciclos-combinados-en-la-seguridad-de-suministro-pasado-presente-y-futuro/>
- <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/2023-07/analisis-sobre-situacion-gas-natural-su-rol-transicion-energetica-en-colombia.pdf>
- <https://www.bmcbec.com.co/>
- [Arntz, W. E., & Tarazona, J. \(1990\). Effects of El Niño 1982-83 on benthos, fish and fisheries off the South American Pacific coast. Elsevier oceanography series, 52, 323-360.](#)

- [https://doi.org/10.1016/S0422-9894\(08\)70040-0](https://doi.org/10.1016/S0422-9894(08)70040-0)
- [Bejarano-Salcedo, V. Caicedo-García, E. Lizarazo-Bonilla, N. Julio-Román, J. Cárdenas-Cárdenas, J. \(2020\). Hechos estilizados de la relación entre El Niño, La Niña y la inflación en Colombia, Working papers 49, Red Investigadores de Economía](#)
- [CEPAL \(1999\). Efectos Macroeconómicos del Fenómeno El Niño de 1997-1998. Su impacto en las economías andinas. https://hdl.handle.net/11362/31262](#)
- [National Oceanic and Atmospheric Administration. \(NOAA\). \(2023\). El Niño/La Niña Dashboard.](#)
- [National Oceanic and Atmospheric Administration \(NOAA\). \(2023\). Climate monitoring of El Niño](#)
- [Southern Oscillation: Equatorial Pacific Sea Surface Temperatures \(SST\)](#)



Superservicios

BOLETÍN DE

Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas

JUN 2024 – AGO 2024

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados de
Energía y Gas Natural

