



Superservicios



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

MARZO - MAYO 2024

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

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

Camilo Táutica Mancera

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres

Beatriz Herrera Jaime

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

COORDINADOR

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

Contenido

Contenido	3
Lista de Figuras	5
Lista de Tablas.....	9
Lista de siglas	11
Resumen Ejecutivo	12
1 Mercado Mayorista de Gas Natural	14
1.1 Seguimiento de mercado	14
1.1.1 Mercado Primario.....	15
1.1.2 Mercado Secundario	24
1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM.....	34
1.1.4 Índice de precios nacional vs importado.....	38
1.2 Seguimiento operativo	40
1.2.1 Producción.....	40
1.2.2 Demanda	44
1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	56
1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	62
2 Evolución de la Declaración de Producción de Gas Natural.....	66
2.1 Conclusiones.....	75
3 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	77
3.1 Análisis de mercado.....	77
3.1.1 Indicadores de concentración	77
3.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa.....	82
3.1.3 Precios representativos del mercado.....	84

3.2	Indicadores para agentes generadores e información de contratación	93
3.2.1	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores.....	94
3.2.2	Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme	95
3.2.3	Relación OEF / ENFICC para agentes generadores.....	96
3.2.4	Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores.....	97
3.2.5	Comparación de variables por agente.....	99
3.3	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	128
3.3.1	Demanda regulada contratada.....	129
3.3.2	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores	129
3.3.3	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado.....	131
3.3.4	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado.....	132
3.3.5	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado	133
3.3.6	Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP	135
3.3.7	Contratos entre agentes vinculados.....	138
3.4	Seguimiento operativo	144
3.4.1	Hidrología del sistema.....	145
3.4.2	Hidrología por plantas.....	147
3.4.3	Vertimientos.....	151
3.4.4	Generación de energía por recurso.....	152
3.4.5	Demanda	155
3.4.6	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	157
4	Evolución de la Capacidad Efectiva Neta en el sistema eléctrico colombiano.....	160
4.1	Evolución de la propiedad de los agentes sobre los recursos de generación del sistema.....	161
4.2	Índice de concentración de largo plazo del mercado mayorista.....	164

Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario mayo 2024.	16
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	18
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción... ..	19
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.	19
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.....	20
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	21
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	22
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	22
Figura 1-9: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural	24
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario mar. 24.....	25
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario abr. 24.....	26
Figura 1-12: Dinámica Mercado Secundario may. 24.	26
Figura 1-13: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	28
Figura 1-14: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.	30
Figura 1-15: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.....	31
Figura 1-16: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.	32
Figura 1-17: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	32
Figura 1-18: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas Natural.....	33
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	35
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	36
Figura 1-21: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.	37
Figura 1-22: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.	38
Figura 1-23: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.....	39
Figura 1-24: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	40
Figura 1-25: Producción agregada de gas durante el último trimestre.	41
Figura 1-26: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	42

Figura 1-27: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	43
Figura 1-28: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	44
Figura 1-29: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	45
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	47
Figura 1-31: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	48
Figura 1-32: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	49
Figura 1-33: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.	50
Figura 1-34: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	52
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	53
Figura 1-36: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.....	54
Figura 1-37: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.	55
Figura 1-38: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	56
Figura 1-39: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.	57
Figura 1-40: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.	58
Figura 1-41: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.....	59
Figura 1-42: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.	60
Figura 1-43: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.....	61
Figura 1-44: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.....	62
Figura 1-45: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	63
Figura 1-46: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	64
Figura 2-1: Evolución de reservas de gas natural.....	68
Figura 2-2: Declaración de producción de gas natural 2019 - 2024.....	70
Figura 2-3: Evolución de tasas de producción 2019 – 2024.....	72
Figura 2-4: Gas natural disponible para venta 2024.....	73
Figura 2-5: Composición de las Declaración de Producción de gas natural 2024.....	74
Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*.....	79
Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.....	80
Figura 3-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.	81
Figura 3-4: Fijación precios de bolsa por planta.....	82
Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.....	84

Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas alta regulación.	86
Figura 3-7 Precios representativos del mercado.....	86
Figura 3-8: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.....	88
Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE.	90
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.	91
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.	92
Figura 3-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).....	93
Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	94
Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme.....	96
Figura 3-15: OEF/ENFICC	97
Figura 3-16: Generación real / Ventas en contratos.	98
Figura 3-17: Comparación de variables: AES Colombia.....	99
Figura 3-18: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia.....	101
Figura 3-19: Comparación de variables: Celsia.....	102
Figura 3-20: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia	104
Figura 3-21: Comparación de variables: Enel.	105
Figura 3-22: Generación y compras de energía vs ventas – Enel	107
Figura 3-23: Comparación de variables: EPM.....	108
Figura 3-24: Generación y compras de energía vs ventas – EPM	110
Figura 3-25: Comparación de variables: Isagen.	111
Figura 3-26: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen	113
Figura 3-27: Comparación de variables: Urrá.....	114
Figura 3-28 Comparación de variables Gensa	115
Figura 3-29 Comparación de variables Gecelca	116
Figura 3-30 Comparación de variables Sochagota	118
Figura 3-31 Comparación de variables TEBSA.....	119
Figura 3-32 Comparación de variables Termocandelaria.....	121
Figura 3-33 Comparación de variables Prime.....	122
Figura 3-34: Comparación de variables Proeléctrica.....	124
Figura 3-35 Comparación de variables TermoEmcali.....	125
Figura 3-36 Comparación de variables Termonorte.....	127

Figura 3-37: Resumen precios promedio y energía total por mercado.	128
Figura 3-38: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.	129
Figura 3-39: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura.	130
Figura 3-40: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.	131
Figura 3-41: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.	133
Figura 3-42: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.	134
Figura 3-43: Evolución de las convocatorias.	135
Figura 3-44: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.	145
Figura 3-45: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).	146
Figura 3-46: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.	148
Figura 3-47: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.	149
Figura 3-48. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.	150
Figura 3-49. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.	150
Figura 3-50. Vertimientos diarios de por planta 152	152
Figura 3-51: Evolución de la participación de la generación térmica durante el fenómeno de El Niño 2023 - 2024.	153
Figura 3-52: Participación de la generación por recurso.	153
Figura 3-53: Participación de generación térmica.	154
Figura 3-54: Generación térmica por combustible.	155
Figura 3-55: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037	156
Figura 3-56: Evolución de la demanda diaria del SIN.	157
Figura 3-57: Costo de restricciones y precio de bolsa.	158
Figura 3-58: Generación fuera de mérito por área.	159
Figura 4-1: Evolución de la Capacidad Efectiva Neta del Sistema Interconectado Nacional 2000-2024 160	160
Figura 4-2: Participación acumulada de los principales agentes según su Capacidad Efectiva Neta 162	162
Figura 4-3: Composición Tecnológica de los principales agentes según su Capacidad Instalada (2000 Vs 2024)	163
Figura 4-4: Evolución mensual del HHI de Capacidad Efectiva Neta.	165

Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.	27
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).	42
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).	43
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).	45
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	46
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	50
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	51
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).	52
Tabla 2-1: Evolución de Declaración de Producción – Promedio año.....	71
Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	83
Tabla 3-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	87
Tabla 3-3: Precio de oferta promedio por recurso energético.	89
Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.	90
Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.	100
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.	103
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	106
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.	109
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.	112
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.	115
Tabla 3-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.	116
Tabla 3-12 Estadísticos básicos Gecelca.....	117
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Sochagota.....	118
Tabla 3-14 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.	120
Tabla 3-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria.	122
Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime.	123

Tabla 3-17: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica	124
Tabla 3-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali	126
Tabla 3-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte	127
Tabla 3-20: Resumen estadísticas Mercado Regulado.....	132
Tabla 3-21: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.	134
Tabla 3-22: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.	136
Tabla 3-23: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.	137
Tabla 3-24: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.	138
Tabla 3-25: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.	138
Tabla 3-26: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.....	139
Tabla 3-27: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.....	140
Tabla 3-28: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.....	140
Tabla 3-29: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.....	142
Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.....	143
Tabla 3-31: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.....	143
Tabla 3-32: Clasificación de las plantas hídras según la capacidad de sus embalses asociados.	147
Tabla 3-33 Energía vertida por área (Cifras en GWh).....	151

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 comprendido entre los meses marzo a mayo de 2024. El documento, está conformado por los siguientes capítulos: 1. Mercado Mayorista de Gas Natural, 2. Evolución de la Declaración de Producción de Gas Natural, 3. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y 4. Evolución de la Capacidad Efectiva Neta en el sistema eléctrico colombiano.

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

En relación al Mercado Primario; se observa que el gas proveniente de los campos Sur Costa tiene el mayor valor con un promedio de 8,7 USD/MBTU. Por otro lado, la modalidad de contratación Opción de Compra registró los precios más altos del trimestre, con un valor ponderado medio alrededor de 14,1 USD/MBTU, manteniendo el valor del trimestre anterior.

Para el Mercado Secundario, se presenta un análisis de las transacciones realizadas, encontrando que durante el trimestre se realizaron en total 1.313. De manera particular, el gas con destino Térmico registró el mayor valor con un promedio cercano a 9,9 USD/MBTU, incrementándose en comparación al trimestre anterior.

Respecto a las OTMM se resalta que, el promedio del total de cantidades contratadas tuvo una reducción hasta 448,7 GBTUD, con una participación de la modalidad Con Interrupciones de 280,0 GBTUD y de la modalidad Firme con un valor medio de 139,1 GBTUD.

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 1.230,5 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.480,1 GBTUD el 25 de abril de 2024, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico.

Finalizando el análisis trimestral de gas natural, se presenta la Evolución de la Declaración de Producción de Gas Natural, donde se resaltan entre las conclusiones que la declaración de producción de 2024 muestra un panorama volátil en la producción de gas natural, con expectativas que oscilan entre el optimismo y la incertidumbre sobre el futuro de la producción de gas natural. Se observa un repunte significativo en la producción a partir de diciembre de 2026, seguido de un crecimiento acelerado hasta enero de 2030, para luego disminuir gradualmente.

Por su parte, en el análisis de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, se incluye los indicadores de mercado, como es el caso del HHI (Herfindahl-Hirschman Index) y del IOR (Índice de Oferta Residual). En términos generales se observa que, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica se ubicó en un nivel medio de concentración un valor promedio de 1.293,9 (moderadamente concentrado). Así mismo, se observa que, durante el trimestre, 47 plantas fijaron el precio de bolsa y que las plantas con el mayor número de fijaciones fueron Guavio, San Carlos, Chivor, Betania, Pagua, El Quimbo, Miel I, Sogamoso y Porce III, siendo responsables de cerca del 75,0%.

Así mismo, durante el trimestre se resalta la situación que afrontó el SIN con ocasión a la temporada del fenómeno de El Niño, la cual se acentuó en el mes de abril, por cuenta de los bajos aportes hídricos.

Adicionalmente, en el capítulo 3 también se presentan indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores, así como el seguimiento de variables operativas del sistema, como es el caso de generación de energía por recurso, evolución de la demanda y restricciones.

Finalmente, en el capítulo 4 se desarrolla un análisis de la evolución de la Capacidad Efectiva Neta en el sistema eléctrico colombiano, en el cual se presenta la evolución histórica de la participación acumulada de los principales agentes según su capacidad instalada y tecnología, así como el índice de concentración de largo plazo del mercado mayorista.

1 Mercado Mayorista de Gas Natural

En este capítulo se realiza un análisis y seguimiento del Mercado Mayorista de Gas Natural, el cual se comporta como un sistema descentralizado donde se compra y vende el gas natural, permitiendo proveer y asegurar el abastecimiento de los consumidores finales a precios competitivos. Está compuesto por tres segmentos, el Mercado Primario, Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM), en los cuales participan diversos actores como: productores-comercializadores, comercializadores de gas importado, transportadores, usuarios no regulados y otros agentes.

Las condiciones de compraventa de gas natural se establecen mediante distintas modalidades de contratación, las cuales se adaptan a las necesidades específicas de los participantes, para contar con flexibilidad, transparencia, previsibilidad en las transacciones y garantía de abastecimiento. Estas modalidades son abordadas la luz de la topología contractual establecida en el Decreto 1073 de 2015 que corresponden a los contratos firmes o que garantizan firmeza (ideales para usuarios que requieren seguridad y confiabilidad) y los contratos interrumpibles o que no garantizan firmeza (ofrecen flexibilidad al permitir interrupción bajo ciertas condiciones).

Este informe incluye también un seguimiento detallado de aspectos operativos del mercado que se enfocan en proporcionar información y monitoreo del funcionamiento de la infraestructura de oferta y transporte, precios y mercado, tales como la producción de gas natural, la demanda del mismo, y la disponibilidad de infraestructura. Por último, se realiza un análisis de indicadores relevantes sobre la estructura del mercado mayorista, que incluyen la comparación de precios por fuente de producción, la comparación de precios del gas nacional frente al gas importado y de indicadores de concentración y participación.

1.1 Seguimiento de mercado

Con base en la Resolución CREG 186 de 2020, el análisis considera todas las modalidades contractuales allí definidas y que han hecho posibles transacciones no solamente de tipo Firme e Interrumpible, sino también de tipo mixto, que corresponde a una combinación de compromisos de volúmenes firme e interrumpible, facilitando de esta forma la comercialización de gas natural de algunas fuentes que están en situación de

excepción. Bajo este marco las modalidades contractuales de suministro en el mercado primario incluyen la siguiente agrupación:

- Firme: Incluye a las modalidades Firme, Firme al 95%, Firmeza Condicionada y Take or Pay¹
- Con Interrupciones
- Otras²
- Opción de compra
- Contingencia

Para preservar un funcionamiento eficiente, transparente y competitivo del mercado de gas natural, que ayude a mantener precios justos y estables que garanticen un servicio público domiciliario de calidad, se lleva a cabo un monitoreo y análisis de indicadores de desempeño y eficiencia y de concentración y participación de los agentes. Estos instrumentos ayudan a identificar tendencias que pueden limitar la competencia y que pueden llevar a precios altos en detrimento de los usuarios.

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

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

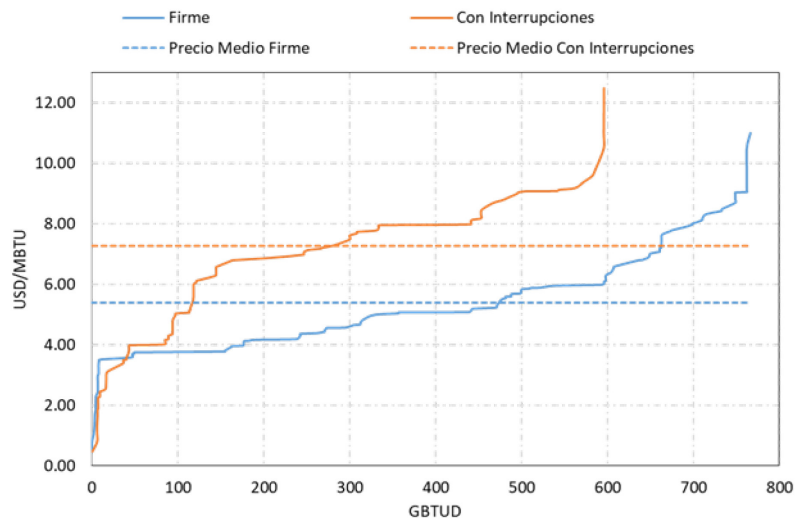
² Otras: Clasificación identificada en las consultas realizadas a la información del Gestor del Mercado, que agrupa principalmente a los casos señalados en el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020.

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 mayo de 2024.

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario mayo 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 5,4 USD/MBTU.
- Un 2,8% 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 13,3% 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 26,3% 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 17,0% y el 40,5% de la cantidad contratada, respectivamente. Cerca del 17,0% de las cantidades contratadas se fijaron precios dentro del rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU. Esto indica que una porción significativa de los contratos se pactó dentro de este rango de precios.

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 7,3 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 2,6% del total de gas contratado registró precios inferiores a 4,0 USD/MBTU. Si bien este porcentaje es pequeño, sugiere que algunos compradores pudieron negociar precios más bajos.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 3,1%, 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.
- Es importante destacar que el 89,7% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 6,0 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.

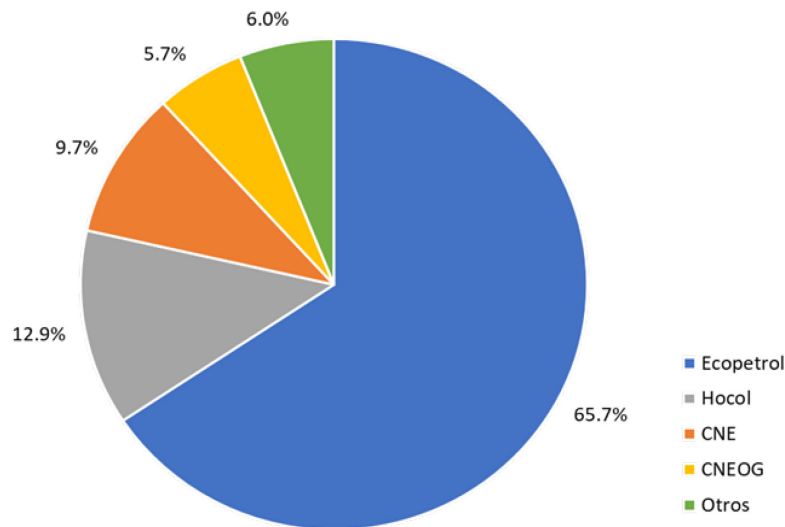
Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

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 12,9% durante el periodo analizado, mientras que los agentes CNE y CNEOG participaron con un 9,7% y un 5,7%, 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.



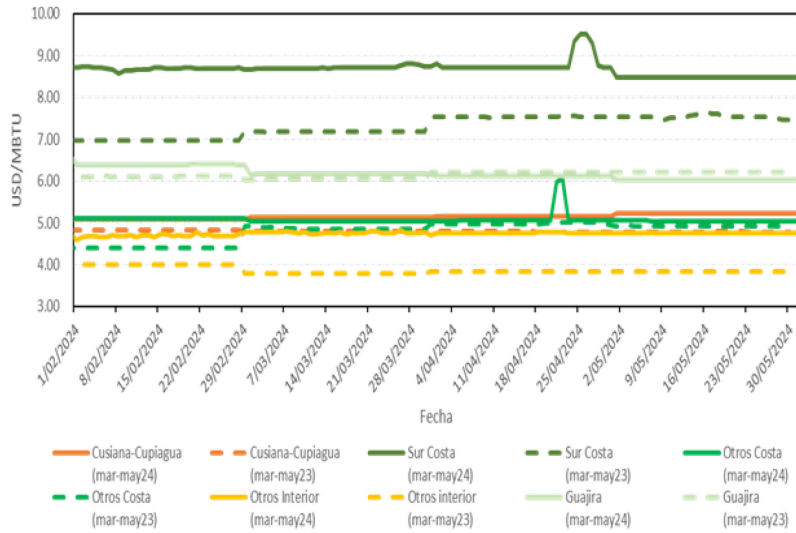
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 8,7 USD/MBTU durante el trimestre. Esta cifra representa un aumento de 0,2 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 6,1 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.

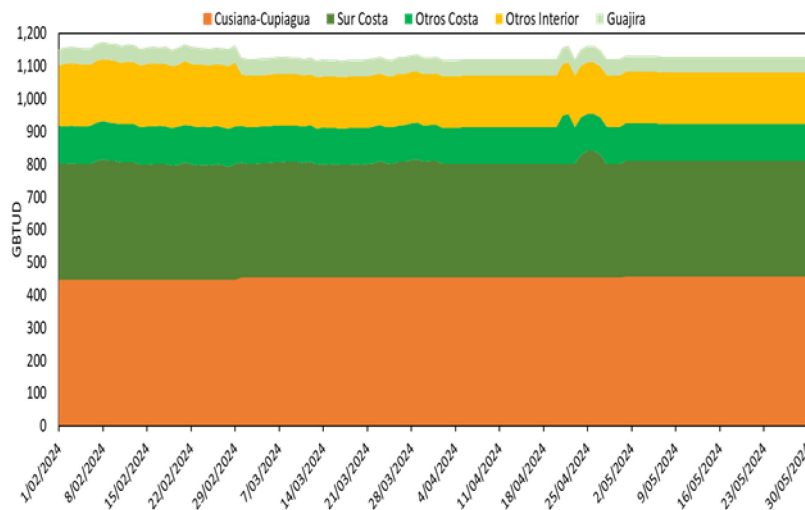
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



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 454,9 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Sur Costa, con un promedio aproximado de 352,0 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, se observa una reducción cercana al 6,5% del volumen total.

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



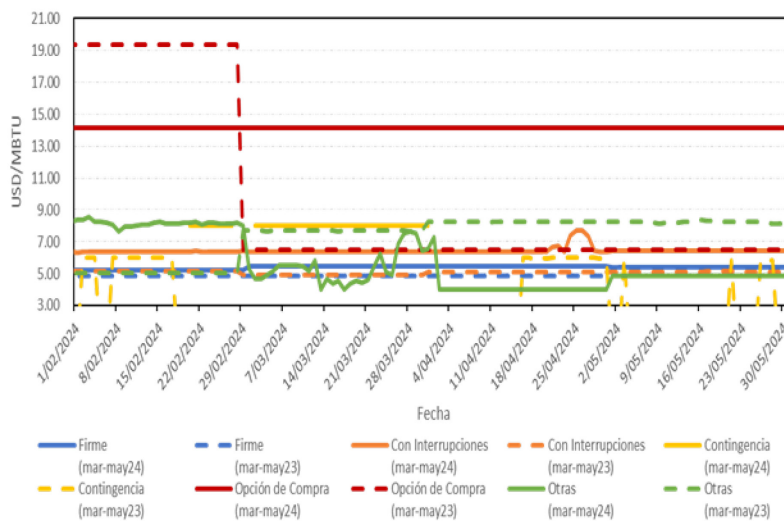
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 Contingencia se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 8,0 USD/MBTU. Este precio representa un aumento en comparación con trimestres anteriores, como consecuencia de la mayor demanda por esta modalidad en un contexto de incertidumbre en el mercado. 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.

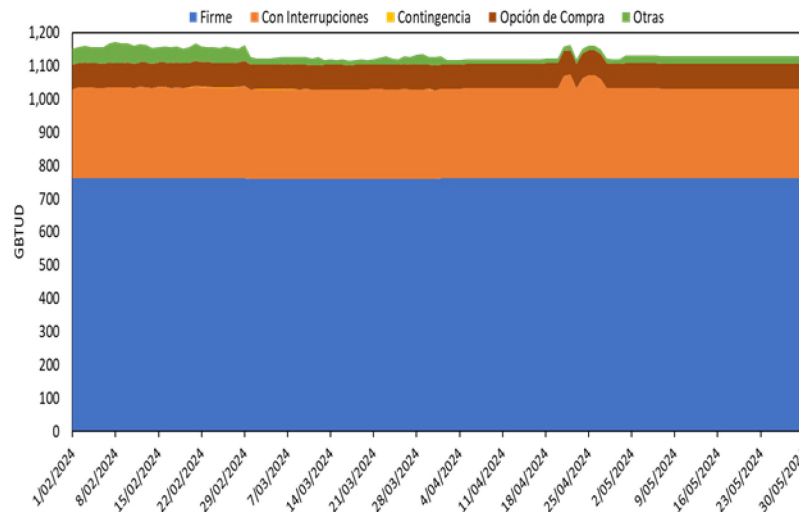


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 760,4 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 272,8 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 1.126,8 GBTUD, registrando una disminución del 6,5%, en comparación con el trimestre anterior.

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



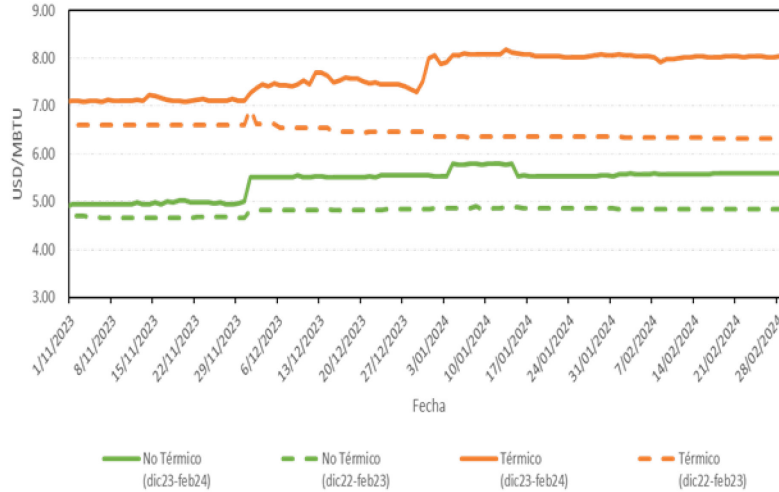
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 promedio 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 5,6 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.

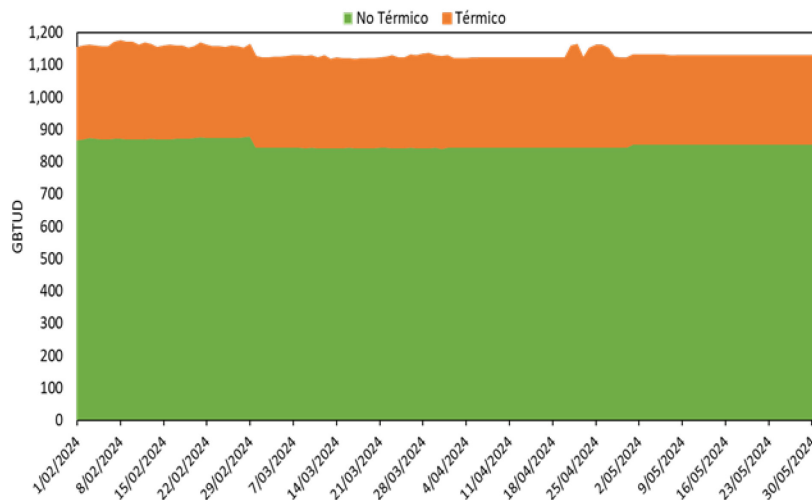
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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 848,1 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 278,6 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

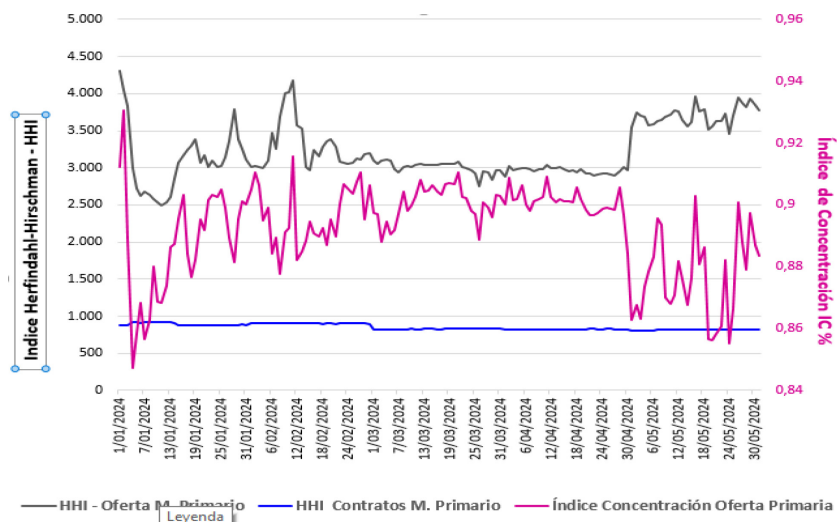
Finalmente, se estiman indicadores de concentración y participación en el mercado, los que permiten comprender la estructura competitiva del mercado y evaluar el poder de mercado de las empresas que operan en él, para poder prevenir prácticas anticompetitivas, protección a los usuarios y en general identificar y mitigar riesgos sistémicos en el mercado.

Entre tanto, el HHI de contratos indica un nivel moderado de concentración, significando que hay varias empresas que compitan entre ellas, con una distribución más equitativa de la participación de mercado, que no está dominado por unas pocas empresas, pero tampoco es perfectamente competitivo, con un nivel de riesgo más bajo de comportamiento anticompetitivo. Igualmente supone los compradores con cierto poder de negociación pueden negociar precios ligeramente más bajos con los vendedores, pero no tan bajos como en un mercado altamente competitivo. Por otro lado, el índice de concentración (IC) refleja la participación de mercado de las cuatro empresas más grandes en la oferta.

La Figura 1-9 presenta los indicadores Herfindahl-Hirschman (HHI)³ y de Concentración IC, los cuales reflejan el grado de competitividad del mercado y de competencia en el mercado primario, correspondientemente. En general, se puede concluir que los altos índices de HHI de la oferta en el mercado primario ha sido consistentemente alto en los últimos meses, indicando una alta concentración de la oferta con una tendencia creciente y fluctuaciones debido principalmente a los cambios en la demanda que obligaron a importaciones para atender el fenómeno de “El Niño”. Lo anterior permitió reducir la cuota de mercado de la oferta nacional, la que nuevamente aumentó luego de menores requerimientos para generación eléctrica con base en gas natural.

³ 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 análisis pone de manifiesto que el mercado está dominado por unas pocas empresas con alta cuota de mercado, indicando una estructura oligopólica lo que les permite influir en los precios, aumentando el riesgo de comportamiento anticompetitivo o de ejercer un poder de mercado significativo, obstaculizando la competencia.

Un análisis de la gráfica revela la presencia de un oligopolio con una tendencia ascendente y un índice de concentración elevado, lo que indica una baja competencia por parte de otras empresas. Esta situación se traduce en mayores cuotas de mercado para las empresas más grandes, las cuales, con el paso del tiempo, adquieren un mayor dominio, mientras que la participación de las empresas más pequeñas disminuye. Es importante observar que, a pesar de la concentración al final del período, la cuota de mercado de las cuatro mayores empresas aumentó debido a la ausencia de importaciones (realizada por un solo agente). En resumen, el IC indica que las cuatro empresas más grandes controlan el 90% de la oferta de gas natural.

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.*”

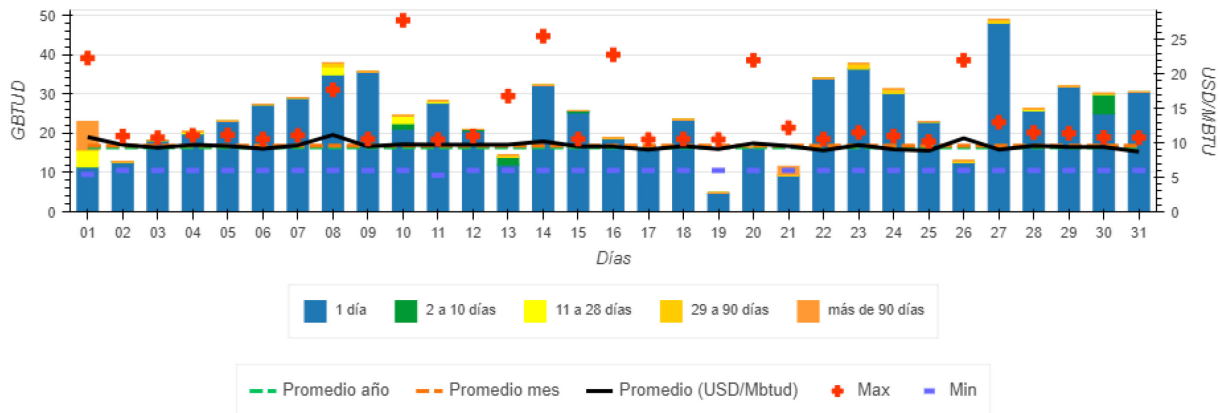
Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado”.

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 514 transacciones mensuales en abril de 2024, de las cuales 464 corresponden a operaciones diarias. Dentro de este volumen, el Mercado Secundario de Corto Plazo se registraron contrataciones diarias que fluctuaron entre 1.0 GBTUD y 80.0 GBTUD, como se ilustra en las figuras que se presentan a continuación, cuya temporalidad es mensual:

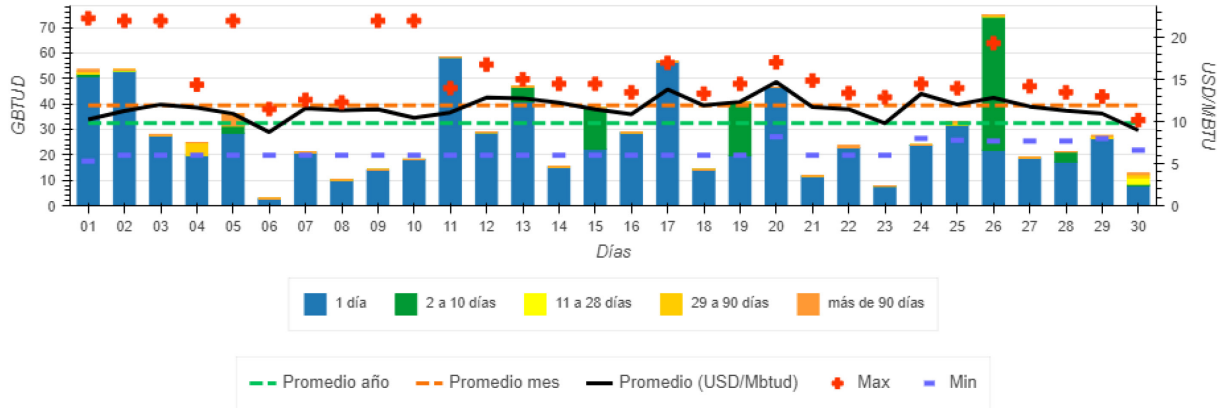
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario mar. 24



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	9	9	12	13	12	10	17	19	14	9	11	12	9	21	21	19	10	13	6	11	7	14	19	18	12	12	20	13	16	8	10	406
2 a 10 días		1								1		1	1		1	2														1		8
11 a 28 días	3			1				1		1	1					1													1			9
29 a 90 días	3							1					1								1		1	1		1	2			1		12
más de 90 días	14																				2											16
Total transacciones	29	10	12	14	12	10	17	21	14	11	12	13	11	21	22	22	10	13	6	11	10	14	20	19	12	13	22	14	16	10	10	451

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

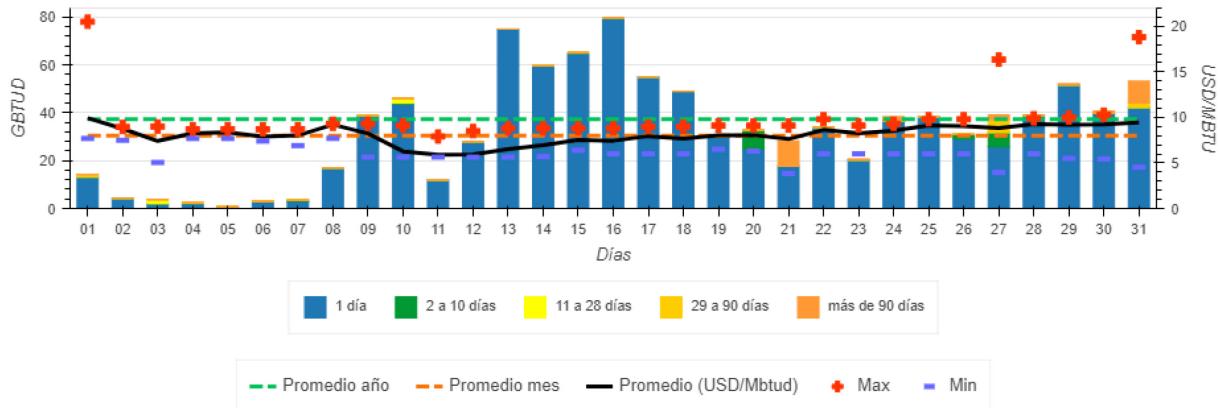
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario abr. 24.



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	21	27	25	18	18	6	11	9	16	14	30	16	13	9	16	17	22	9	15	17	12	16	10	15	21	22	17	12	6	4	464
2 a 10 días	1				1								2		6				5						1	3		2		3	24
11 a 28 días	1	1																												2	4
29 a 90 días	3			1																					2	1			2	5	14
más de 90 días	1		1		2																	1				1			2	8	
Total transacciones	27	28	26	19	21	6	11	9	16	14	30	16	15	9	22	17	22	9	20	17	12	17	10	16	23	27	17	14	8	16	514

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

Figura 1-12: Dinámica Mercado Secundario may. 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	6	4	3	5	2	7	7	4	8	8	5	4	6	7	9	13	15	11	10	13	8	13	10	13	12	13	10	14	15	16	16	287
2 a 10 días							3			1										4				1		1	3				13	
11 a 28 días			4	1						1					1	1															8	
29 a 90 días	3		1																								5			2	11	
más de 90 días	2																				2	2	2			4		2	1	14	29	
Total transacciones	11	4	8	6	2	7	10	4	8	10	5	4	6	7	10	14	15	11	10	17	10	13	12	16	12	14	22	14	17	17	32	348

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 de 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)
Mar. - 24	451	406	5	49	9,6
Abr. - 24	514	464	3	75	11,9
May. - 24	348	287	1	80	8,0

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

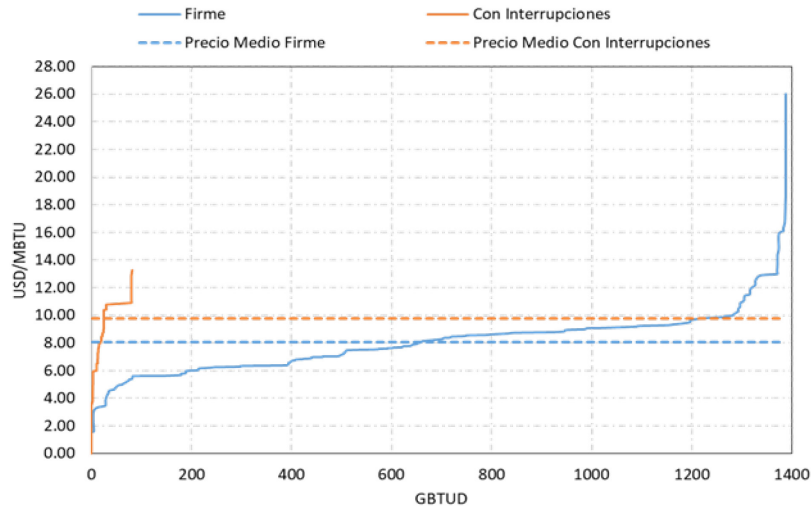
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales fluctuó entre 348 y 514, alcanzando un máximo histórico de 514 en abril 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 406, 464 y 287 operaciones en marzo, abril y mayo de 2024, respectivamente.
- Los precios promedio oscilaron entre 8,0 USD/MBTU y 11,9 USD/MBTU, reflejando una variabilidad en el mercado.

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 mayo 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:

- Una mínima proporción del 0,5% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 5,0 USD/MBTU, señalando que estos precios no son atractivos para los vendedores en la modalidad Firme.
- Alrededor del 2,0% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- La mayor parte de las cantidades contratadas, representando el 67,5%, se ubicaron en el rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 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 estructura de precios caracterizada por una concentración en el rango de 6,0 a 7,0 USD/MBTU, una presencia minoritaria de contratos en los extremos inferior y superior del espectro de precios, y 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:

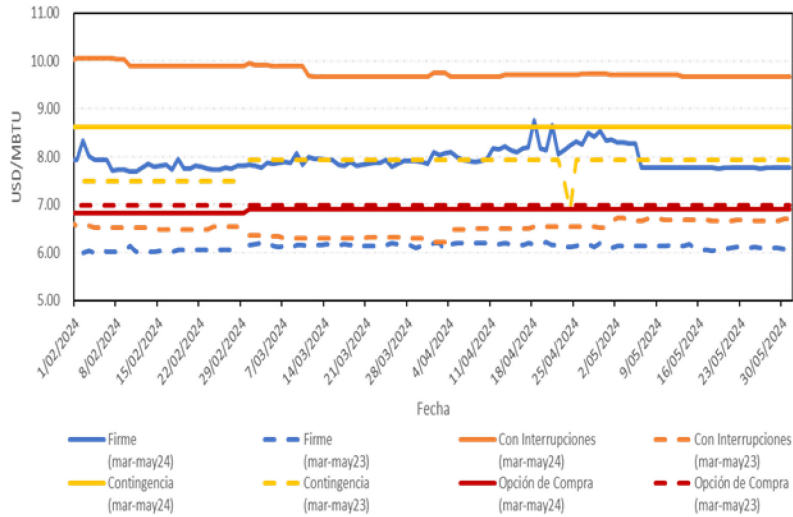
- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 9,8 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 3,2% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, sugiriendo que estos precios no son atractivos para los vendedores, en tanto que cerca del 9,7% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU.
- Una proporción moderada del 11,3% 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 75,8% 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 6,9 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,8 USD/MBTU, siendo un 0,1 USD/MBTU inferior al valor medio del mismo período en 2023.

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

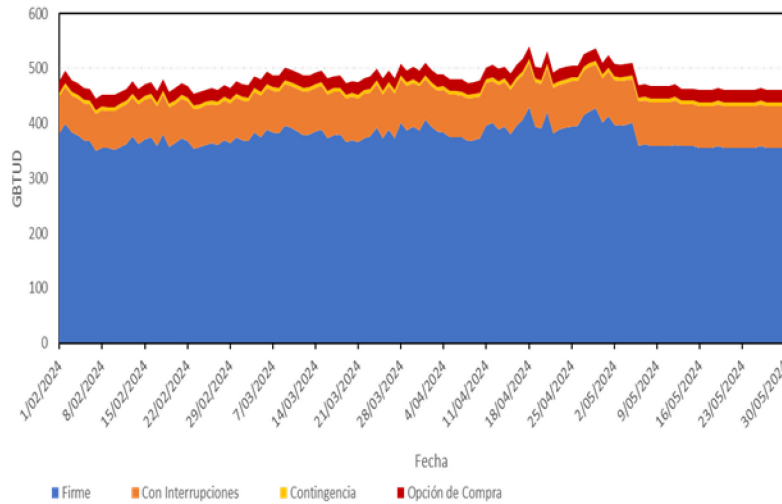


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 379,3 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 78,2 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

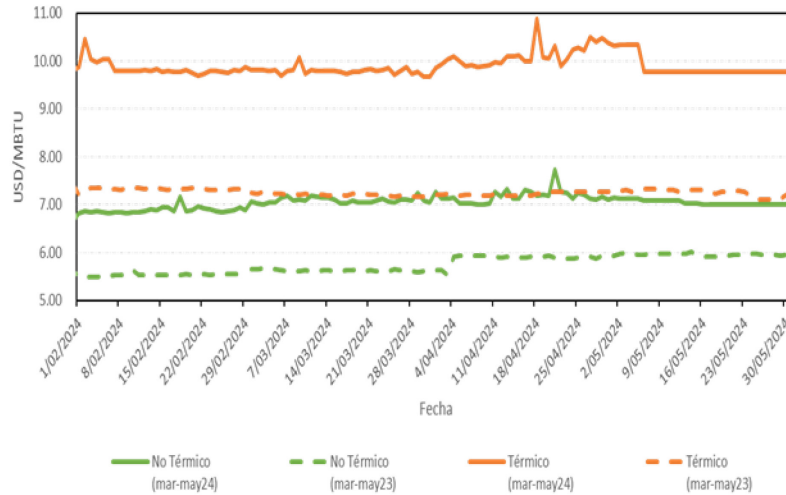
En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento del 11,2% en las cantidades totales contratadas. La distribución del volumen contratado por modalidad refleja las preferencias de los compradores en cuanto a flexibilidad y precio. La modalidad Firme, con su mayor seguridad de suministro, 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 9,9 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para usos distintos a la generación de electricidad alcanzó un valor medio de 7,1 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.

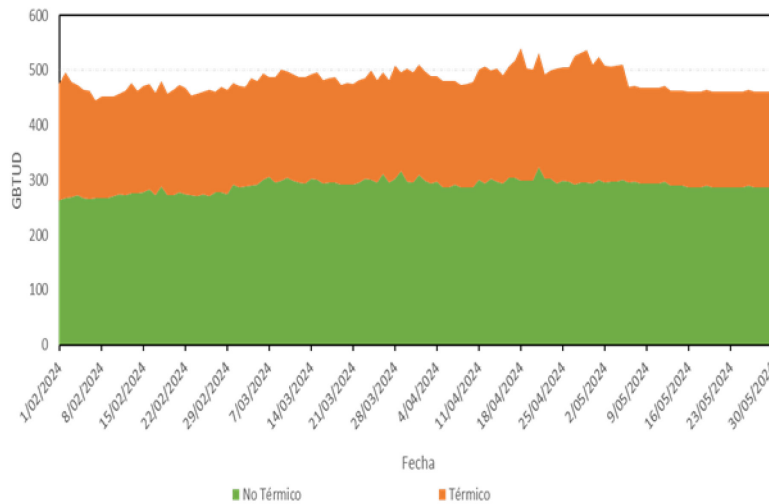
Figura 1-16: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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 480 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 191,7 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 295,0 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.

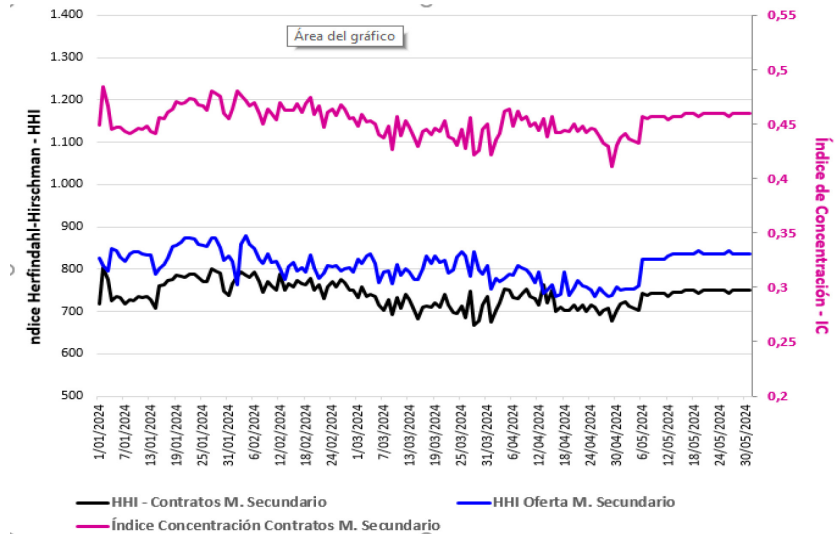


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

Las curvas representan el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) para el mercado secundario de gas natural, pero miden la concentración del poder de mercado desde diferentes perspectivas. El comportamiento muestra que se encuentran moderadamente concentrados, siendo la curva de HHI de oferta consistentemente más alta que la curva HHI de demanda, lo cual sugiere que los vendedores tienen más poder de mercado que los compradores y en consecuencia precios más altos para compradores y potencialmente para los usuarios, pues menos vendedores controlan mayor porción de mercado.

Tanto en oferta como en demanda se percibe una tendencia creciente a lo largo del tiempo, lo que sugiere que el mercado se está concentrando cada vez más en ambos lados, implicando que, con el tiempo, un número cada vez menor de empresas controla una mayor proporción del mercado y por ende menor competencia en el mercado.

Desde el lado de la demanda se infiere que hay una cantidad razonable de empresas compitiendo, pero no es un mercado perfectamente competitivo, con ausencia de dominio de una sola empresa. De manera similar, en la oferta se observa una competencia relativa sin que una empresa tengan una cuota de mercado representativa para ejercer un control significativo sobre el mercado.

En cuanto al Índice de Concentración (IC) de contratos de las cuatro mayores empresas, este indica que de manera conjunta tienen el 45% del mercado con una influencia significativa, pero no dominante, puesto que el restante 55% está constituido por varias empresas pequeñas y medianas, que pueden ofrecer alternativas a los usuarios. Como la concentración es moderada, nuevas empresas podrían encontrar oportunidades para entrar y competir en el mercado.

Una mirada general de los indicadores HHI en la oferta tanto en el mercado Primario como del Secundario indica que el mercado primario está más concentrado que el mercado secundario, en un nivel tal que, algunas empresas tienen un poder de mercado significativo. Esto implica que dichas empresas pueden influir en los precios del gas natural en el mercado primario, lo que podría tener un impacto en los precios finales para los consumidores.

Las diferencias en los niveles de concentración entre el mercado primario y el mercado secundario reflejan las diferentes dinámicas de estos mercados. En el mercado primario, las empresas compiten por contratos de largo plazo, lo que puede crear barreras de entrada y limitar la competencia. En el mercado secundario, el gas natural se compra y vende en contratos de corto plazo, lo que facilita la entrada de nuevas empresas y aumenta la competencia.

1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM⁴

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 primarios y secundario. Los participantes tienen la libertad de negociar las

⁴ 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.

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.

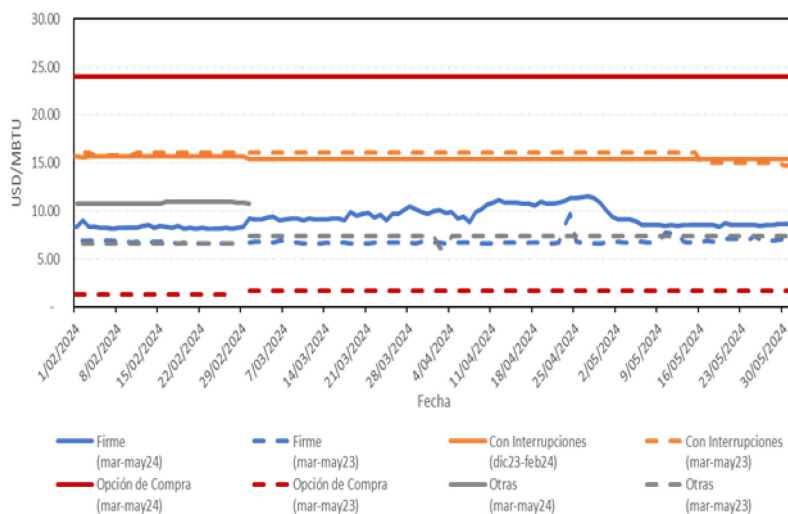
En este aparte se efectúa un análisis sobre las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados, así como de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

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.

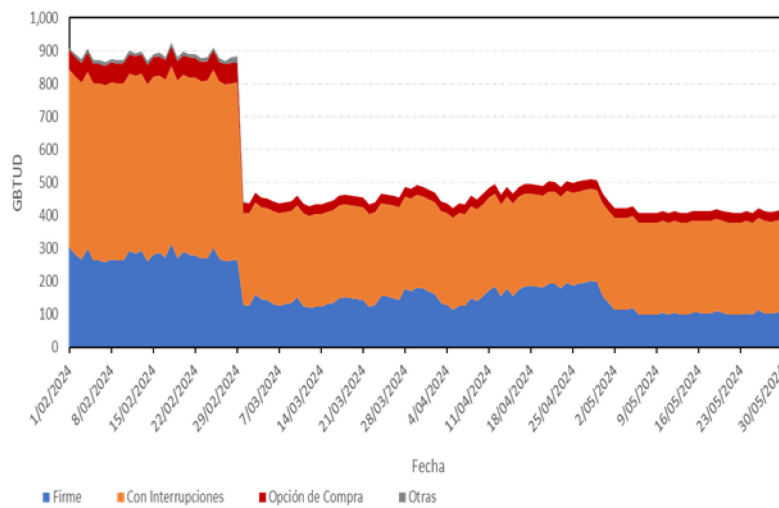
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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.

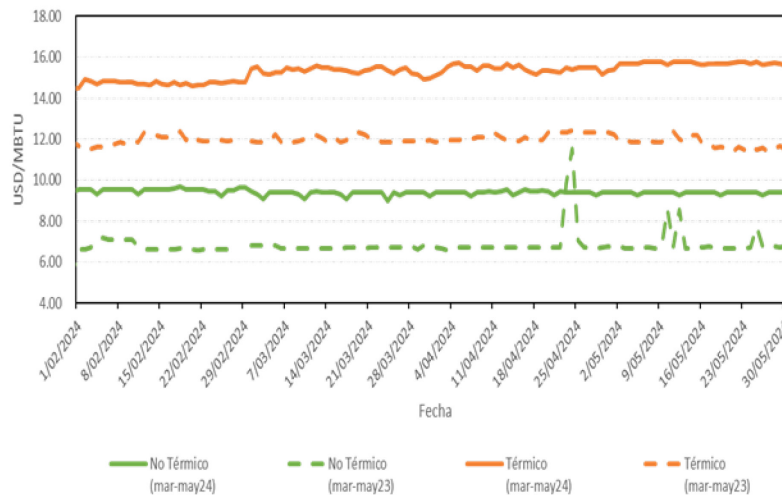
La modalidad con Interrupciones transó durante el trimestre un volumen medio cercano a 280,0 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 139,1 GBTUD. Adicionalmente, se observa una caída en el total de las cantidades contratadas de 52.9% frente al trimestre anterior.

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 15,5 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 22,6%.

En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 9,4 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

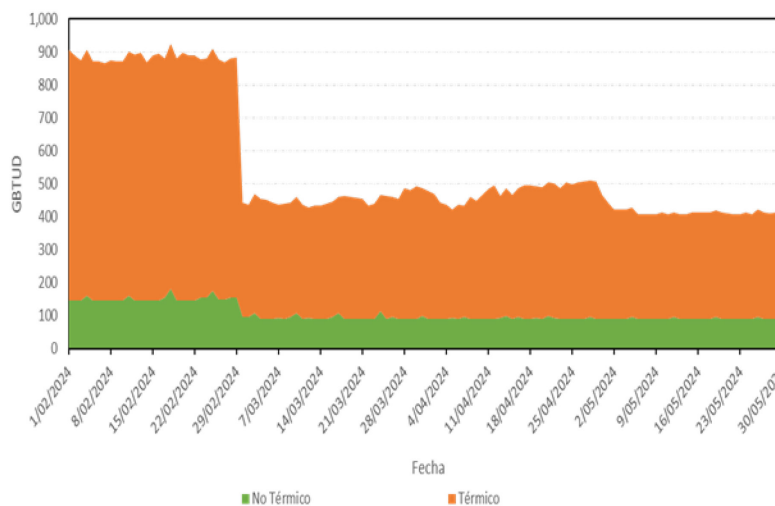
En general, el análisis de los precios por tipo de uso en la OTMM revela algunas fluctuaciones en los precios durante el período, pero la tendencia es al alza en ambos sectores, siendo el sector Térmico el que

experimenta el mayor incremento. También se advierte un aumento particularmente fuerte desde finales de abril de 2024.

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 355,8 GBTUD de gas natural con destino Térmico, lo que representa un 79,2% del volumen total negociado en este segmento de mercado durante el período, mientras que para uso No Térmico se negociaron 92,9 GBTUD de gas natural, lo que representa el 20,8% 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 un incremento del 12,5%, mientras que el volumen de gas natural para uso No Térmico se redujo en un 6,8%.

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:

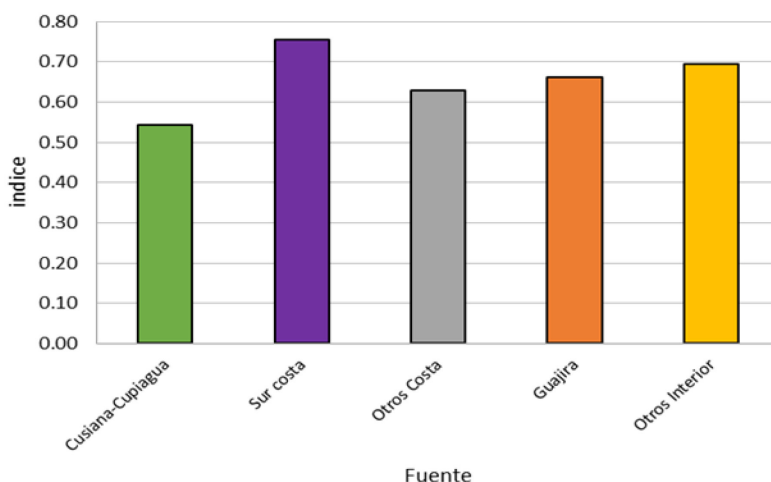
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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.

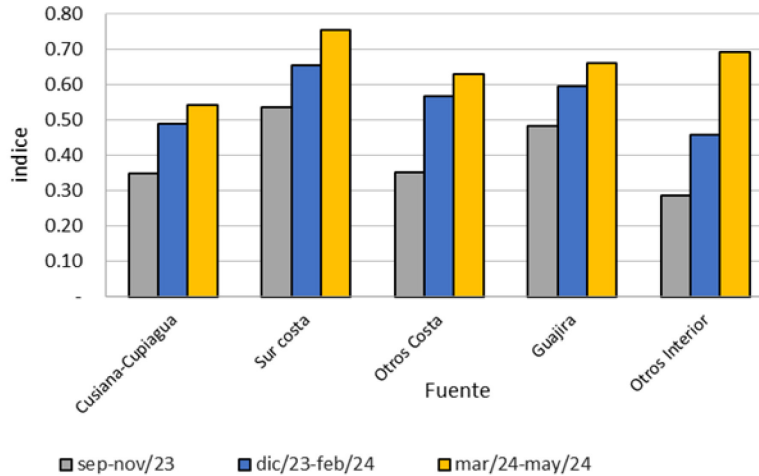


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

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 marzo-mayo 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

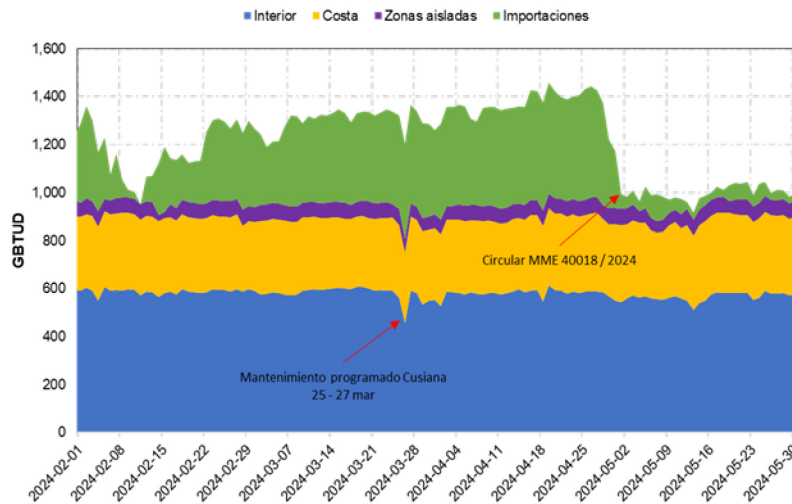
Esta sección presenta un análisis detallado del comportamiento de variables operativas asociadas con la producción y demanda del gas natural durante el trimestre. Se examinaron variables clave como el volumen de producción, flujo en los gasoductos y disponibilidad de su infraestructura en función de 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 947.2 GBTUD durante el periodo analizado y gracias a las importaciones la oferta total aumentó a 1.219,6 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del

Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 575,7 GBTUD, seguida por zona Costa con 309,5 GBTUD y los restantes 62,0 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 durante los días 25 al 27 de marzo debido a un mantenimiento programado en la planta de Cusiana. Esta interrupción provocó una reducción del 22.8% en la producción durante ese período. Así mismo, desde el 1 de mayo, se observa una caída del equivalente al 75,0% en la inyección de gas desde la planta de regasificación ubicada en Cartagena. Esta disminución se debe entre otras, a la emisión de Circular MME 40018 del 30 de abril de 2024, que estableció una Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria de 0,0 GWh/día.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó un aumento del 4.1%, equivalente a 48.1 GBTUD. A nivel regional se observan variaciones así: el Interior del país incrementó 17.5 GBTUD su producción, mientras que la Zonas no Interconectadas y Aisladas disminuyó en 11.8 GBTUD. Por su parte, la región Costa aumentó 1.8 GBTUD su aporte y las importaciones también incrementaron en 40.1 GBTUD. La Tabla 1-2 contiene las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

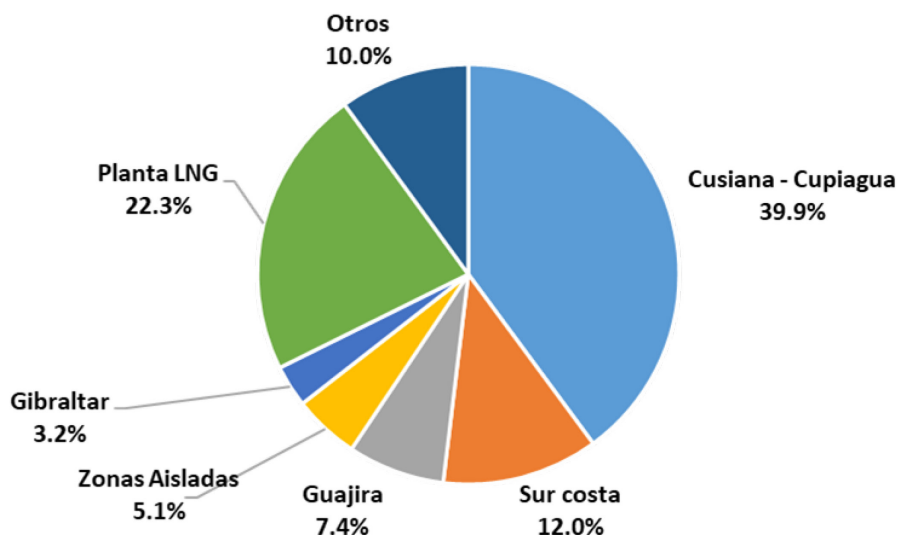
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Dic. 23 – Feb. 24	Mar. 24 – May. 24	Variación
Interior	558,2	575,7	3,1%
Costa	311,3	309,5	-0,6%
Importaciones	231,7	272,4	17,6%
Zonas aisladas	70,3	62,0	-11,8%
Total	1.171,5	1.219,6	4,1%

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

Durante el trimestre marzo-mayo 2024, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 39,9% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 12,0% y el gas de la Guajira lo hizo con 7,4%. La Zonas Aisladas proporcionaron 5,1% y el campo Gibraltar proveyó 3,2%, los que fueron adicionados en 10,0% por la categoría Otros, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 22,3% ver la Figura 1-26.

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



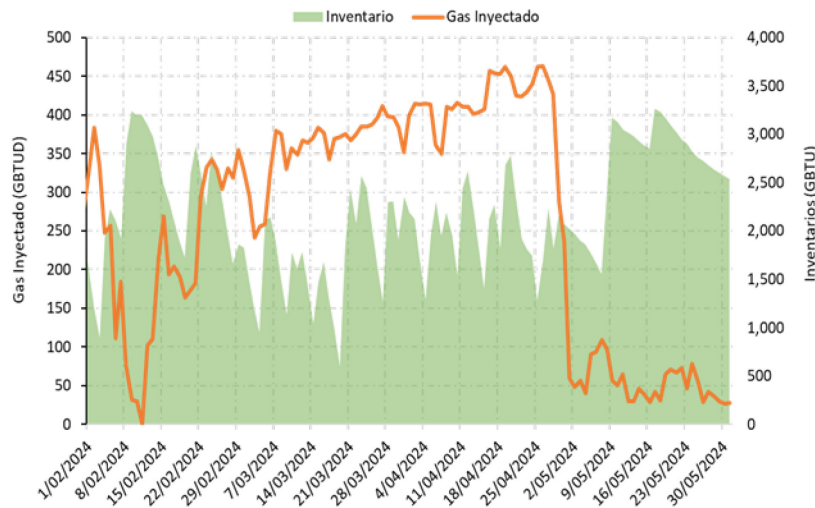
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 marzo), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 1.826,7 GBTU y al final del período (último día de mayo), el volumen almacenado alcanzó los 2.534,0 GBTU, representando 63,3% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Además, se registraron operaciones de inyección de gas importado todos los días del trimestre, logrando el 26 de abril el valor máximo diario de inyección con 463,0 GBTU, lo que constituye un máximo histórico. El promedio trimestral de inyección fue de 272,4 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)
Mar-24	1.713,2	356,6
Abr-24	2.015,1	411,6
May-24	2.646,6	53,5

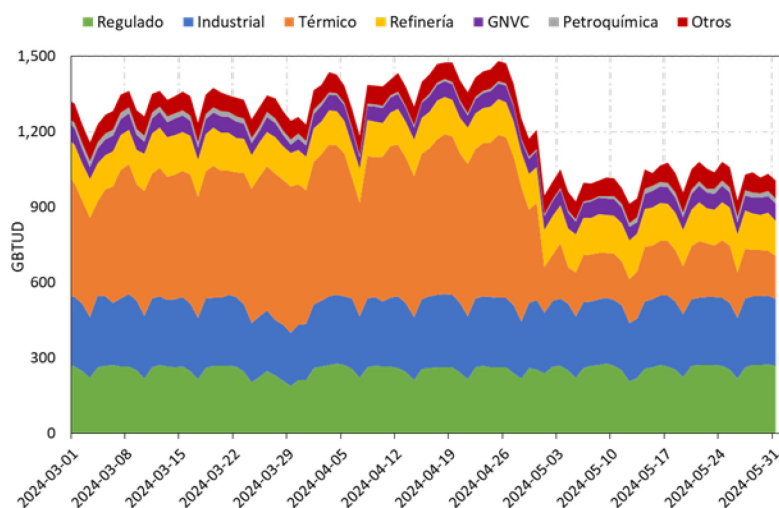
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

1.2.2 Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 1.230,5 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.480,1 GBTUD el 25 de abril de 2024, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el valor mínimo fue de 912,8 GBTUD el 12 de mayo de 2024.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el Térmico, Industrial y Regulado, los cuales representaron en conjunto cerca del 79,4% de la demanda nacional, el restante 20,6% corresponde a consumo de gas natural para las operaciones de Refinería, 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)⁵.

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



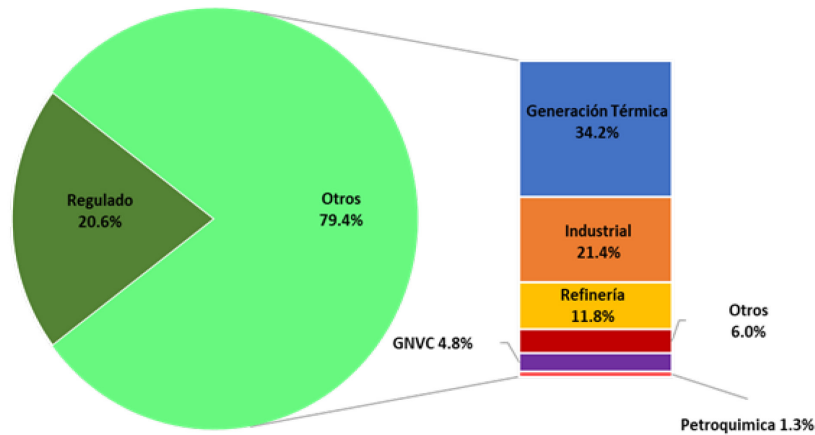
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 20,6% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 79,4% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 1-29). Entre los usuarios No Regulados el de mayor consumo correspondió

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

al sector de generación térmica con una participación de 34,2% del total, seguido por el sector industrial y las refinerías con 21,4% y 11,8% 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 un incremento de 49,7 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con un incremento de 38,4 GBTU (ver Tabla 1-4).

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

Sector	Dic. 23 – Feb. 24	Mar. 24 – May. 24	Variación
Regulado	251,8	253,4	0,6%
Industrial	258,4	263,5	2,0%
Generación Térmica	382,4	420,8	10,0%
Refinería	147,5	145,3	-1,5%
GNCV	57,0	58,5	2,6%
Petroquímica	19,6	15,4	-21,4%
Otros	64,1	73,6	14,8%
Total	1.180,8	1.230,5	4,2%

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

En mayo de 2024, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 5,4% en comparación con mayo de 2023. Esta caída representa un total de 57 GBTUD (ver Tabla 1-5). La demanda de gas natural por parte de los usuarios regulados disminuyó en comparación con mayo de 2023, lo mismo que el consumo para la generación de electricidad cuya reducción alcanzó el 21.9%, al igual que el uso de gas natural como materia prima para procesos petroquímicos que perdió 43,3 puntos porcentuales.

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

Sector	May. 23	May. 24	Variación
Regulado	259,4	257,8	-0,6%
Industrial	253,6	262,1	3,3%
Generación Térmica	249,3	194,8	-21,9%
Refinería	145,9	149,5	2,5%
GNCV	51,2	60,5	18,2%
Petroquímica	27,2	15,4	-43,3%
Otros	83,3	72,0	-13,6%
Total	1.069,8	1.012,1	-5,4%

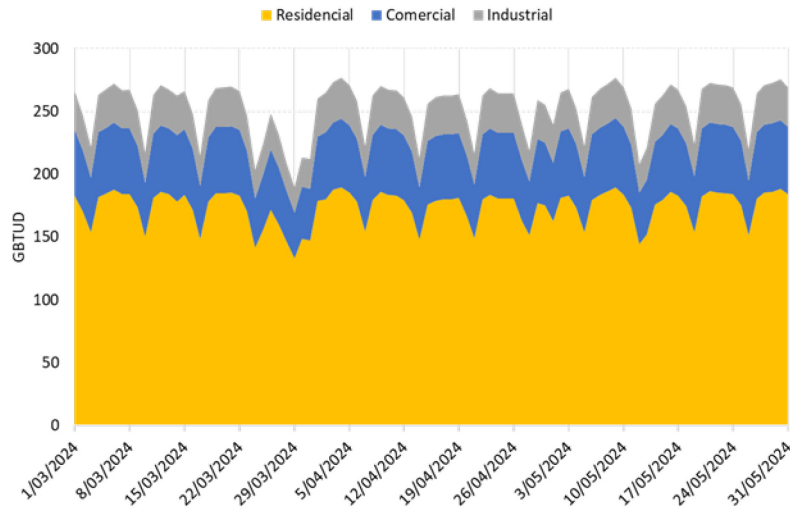
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

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 174,2 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 49,9 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 28.9 GBTUD (ver Figura 1-30).

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



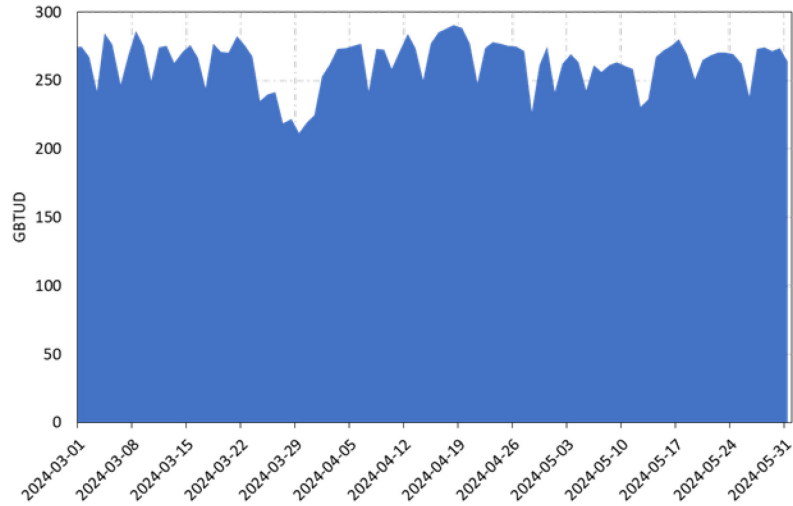
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 257,8 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector Industrial durante el período de marzo a mayo de 2024 se ubicó en un promedio de 263,4 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 28 de abril de 2024 con 290,6 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 9 de mayo de 2024 con 263,4 GBTUD. Esta diferencia de 27,2 GBTUD (equivalente al 10,4%) que puede estar asociada a diversos aspectos, como la temperatura, la actividad industrial específica de cada sector y los días feriado

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

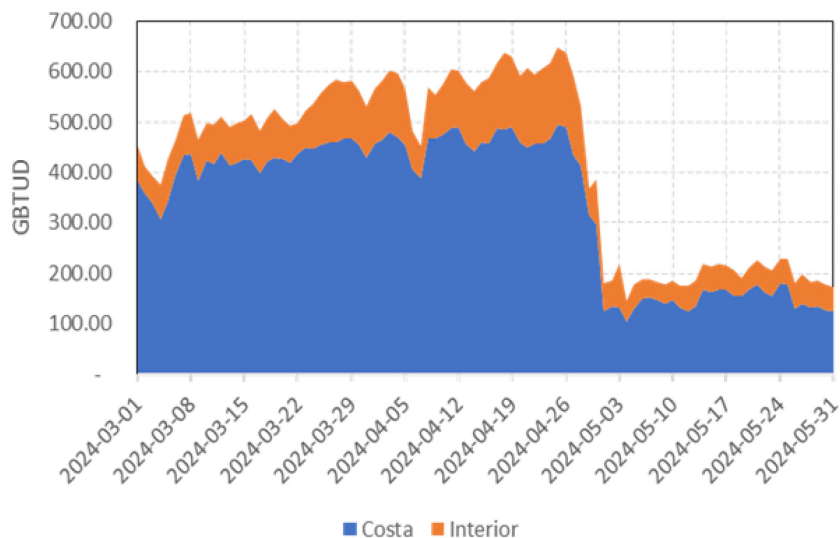


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado promedió 420,8 GBTUD, mostrando una concentración regional significativa. La región Costa consumió 337,3 GBTUD, lo que representa el 80,2% del total, mientras que la región Interior alcanzó 83,4 GBTUD, equivalente al 19,8% del total (ver Figura 1-32). Se destaca en particular el consumo durante los meses de marzo y abril, lo anterior se explica principalmente por el elevado requerimiento de generación térmica asociado a los bajos aportes hídricos típicos de una temporada de fenómeno de El Niño.

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.

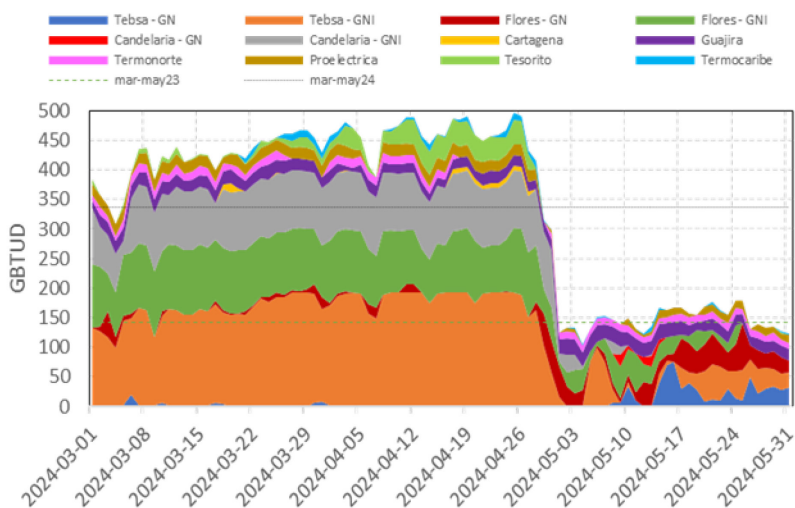
El consumo de gas para generación de electricidad presenta una variabilidad considerable a lo largo del periodo, con un pico de demanda el día 25 de abril de 2024 de 646,05 GBTUD y un valle de demanda el día 4 de mayo de 2024 de 144,45 GBTUD.

A partir del 1 de mayo de 2024, se observó una significativa reducción en el consumo de gas natural, pasando de un promedio de 570,7 GBTUD en abril a 194,8 GBTUD en mayo. Esta drástica caída se debió principalmente a la directriz emitida en la Circular MME 40018 del 30 de abril de 2024 respecto a la Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria en 0,000 GWh por día, la cual fue motivada principalmente por la recuperación de los aportes hídricos de las plantas del SIN.

- **Sector Térmico – Costa Atlántica:**

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 337,3 GBTUD durante el período analizado. Este consumo presentó una variabilidad notable, con un máximo de 495,8 GBTUD registrado el 25 de abril y un mínimo de 104,8 GBTUD el 4 de mayo de 2024. La central TEBSA se posicionó como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 128,2 GBTUD, equivalente al 38,3% del consumo total de la región. Le siguieron las plantas Flores y Candelaria, con consumos promedio de 85,8 GBTUD (25,7%) y 64,6 GBTUD (19,2%) 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 Cartagena, Guajira, Termonorte, Tesorito, Termocaribe y Proeléctrica consumieron en conjunto 58,7 GBTUD representando 17,1% 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 120,6 GBTUD, equivalente al 43,3%. Las plantas Flores y Candelaria también presentan consumos considerables de GNI, con 78,1 GBTUD (29,5%) y 57,4 GBTUD (21,7%), 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
Marzo 24	2,5	157,5	5,9	102,3	0,0	91,2	359,4
Abril 24	0,1	177,5	6,5	92,7	0,0	97,9	374,7
Mayo 24	19,8	28,7	29,3	21,1	2,1	3,6	104,6
Promedio Trimestre	7,5	120,6	14,0	71,8	0,7	63,9	278,5

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 19,7 GBTUD, equivalente al 33,5% del consumo total de este segmento. Proeléctrica se ubica en segundo lugar, con un consumo medio trimestral de 13,8 GBTUD, representando el 23,5% del total.

Las plantas Termocaribe, Termocartagena, Termonorte y Tesorito presentan consumos de gas natural significativamente menores, representando en conjunto el 42,7% del total del grupo con un consumo de 25,1 GBTUD. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 17,5% 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
Marzo 24	1,0	20,7	11,0	18,1	5,5	2,6	58,8
Abril 24	2,8	16,5	8,1	16,1	28,6	4,1	76,2
Mayo 24	0,0	22,0	11,4	7,4	0,1	1,0	41,9
Promedio Trimestre	1,2	19,7	10,2	13,8	11,2	2,5	58,7

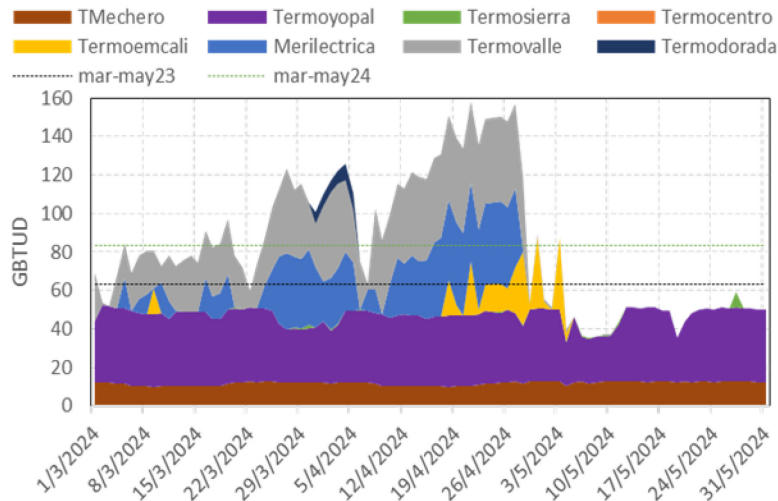
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- **Generación térmica – Interior:**

El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 83,5 GBTUD. Sin embargo, se presentó una variabilidad notable en el consumo diario, con un pico máximo de 158,6 GBTUD registrado el 21 de abril y un mínimo de 35,3 GBTUD el 19 de mayo. 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 35,3 GBTUD, equivalente al 42,2% 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 se ubica en segundo lugar en cuanto a consumo de gas natural, con un promedio mensual de 11,7 GBTUD, representando el 14,1% del total. Su participación significativa en la generación eléctrica de la región la convierte en un actor importante en el sector energético.

Las plantas Merilectrica y Termovalle presentan consumos considerables de gas natural, con promedios mensuales de 16,5 GBTUD cada una. En conjunto, estas plantas aportan el 39,5% 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).

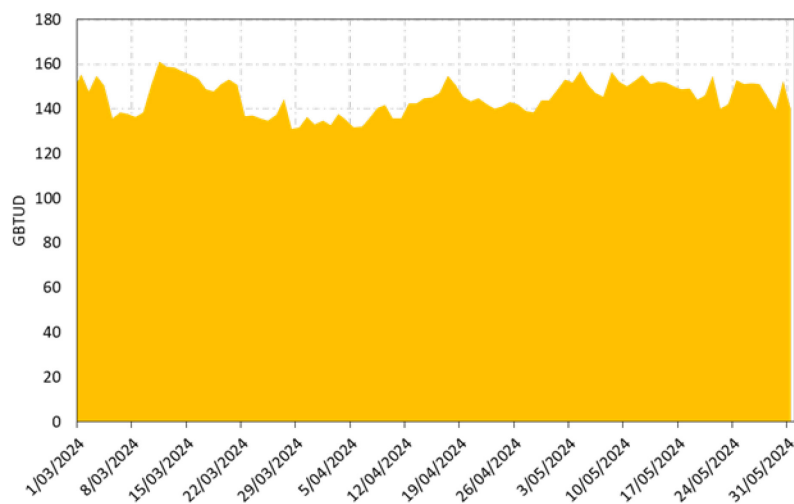
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Marzo 24	12,0	0,0	0,2	0,4	0,1	23,3	11,4	35,9	82,8
Abril 24	27,4	0,0	1,2	7,0	0,1	37,1	11,2	35,8	119,2
Mayo 24	0,0	0,0	0,0	1,5	0,4	0,2	12,3	34,0	48,3
Promedio Trimestre	13,0	0,0	0,5	2,9	0,2	20,0	11,7	35,3	83,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 143,3 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 11 de marzo de 2024, llegando a 161,2 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 28 de marzo, con 131,1 GBTUD. Estas 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.

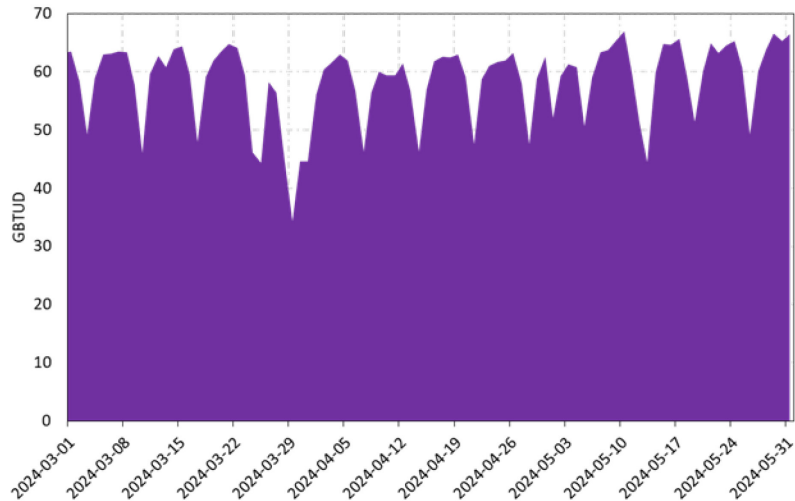


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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.

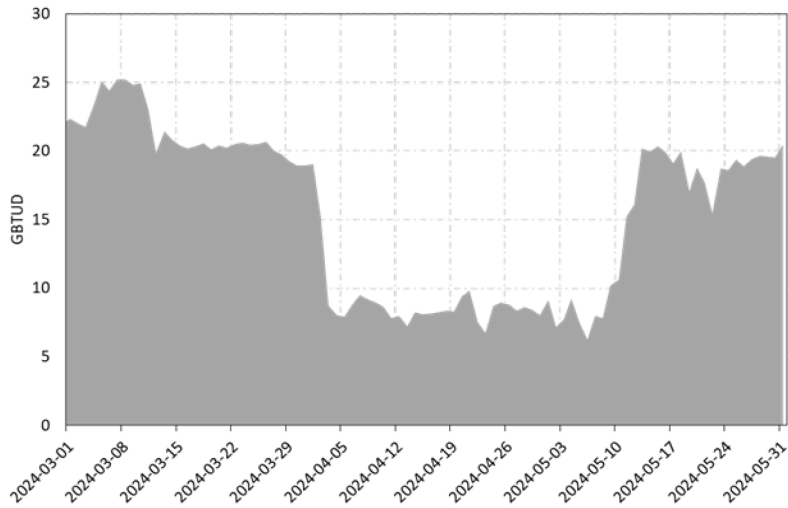
El consumo promedio de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre fue de 58,5 GBTUD. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 67,0 GBTUD y un consumo mínimo de 34,3 GBTUD.

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 15,4 GBTUD durante el período analizado. Es importante destacar la variabilidad en la demanda a lo largo del trimestre, con un máximo de 25,2 GBTUD alcanzado en marzo y un mínimo de 6,3 GBTUD en el mes de mayo.

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

Figura 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.

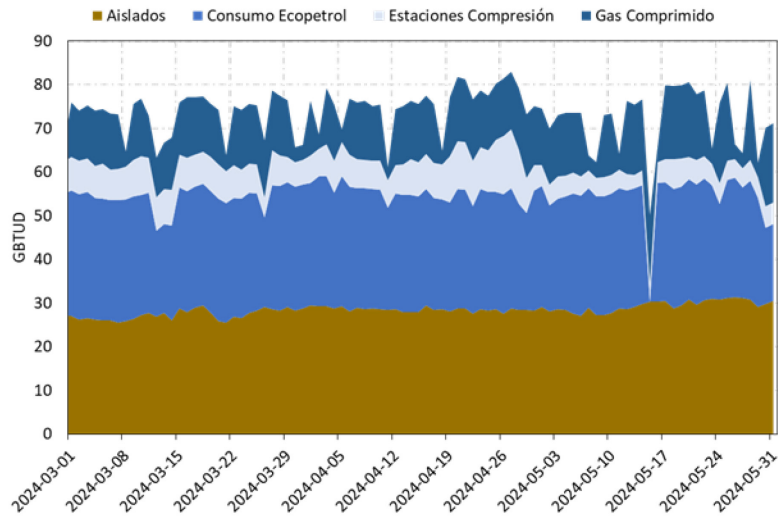
Otros sectores:

La Figura 1-38 lustra 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 73,6 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 84,7 GBTUD ocurrió el 26 de abril y el menor consumo fue de 48,4 GBTUD el 16 de mayo.

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 28,4 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 26,4 GBTUD y Gas comprimido con 12,0 GBTUD.

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

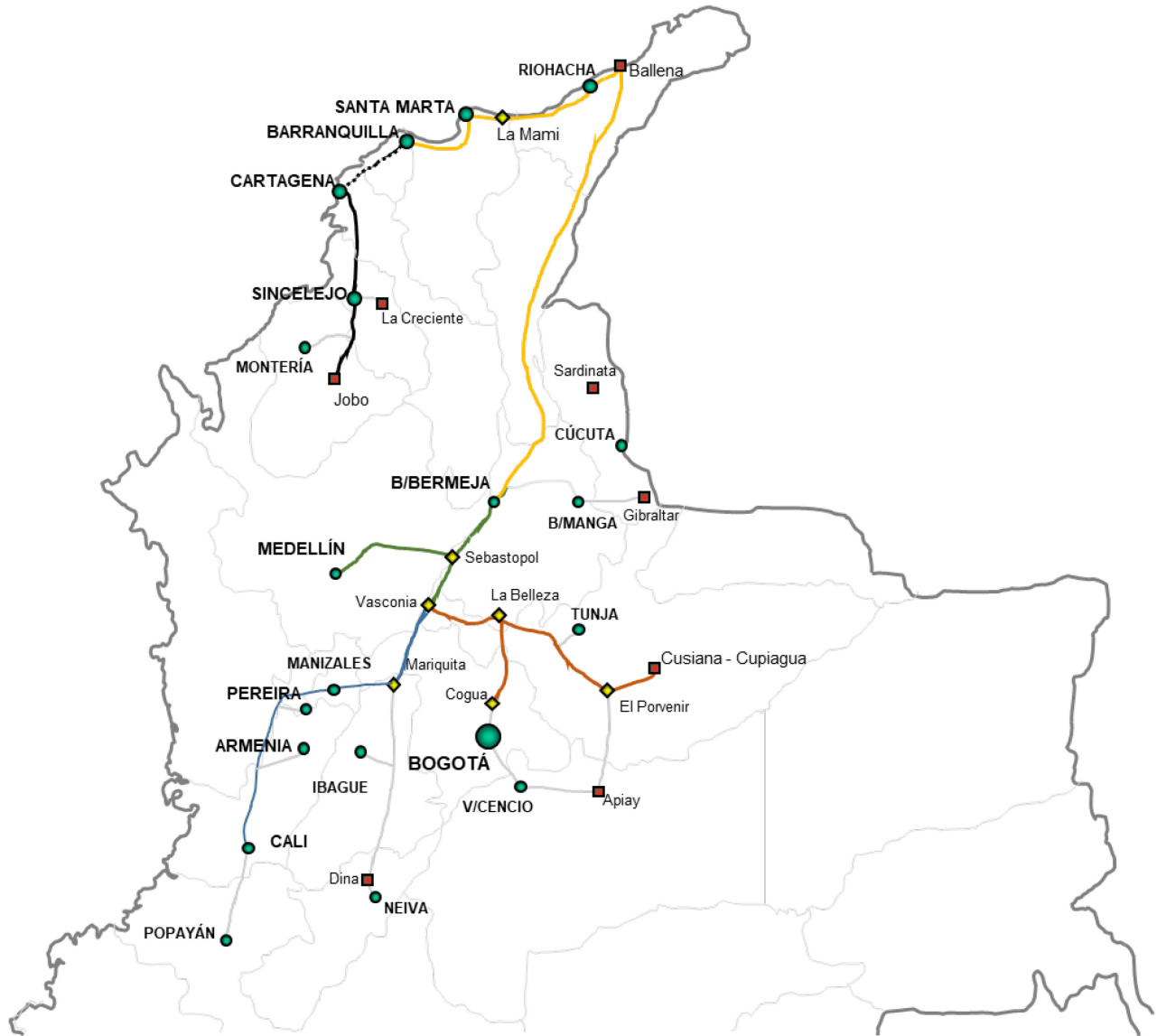


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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:

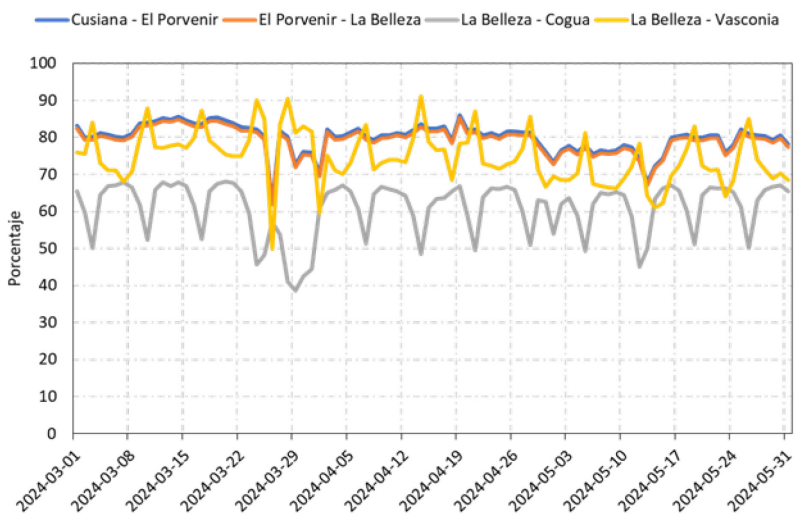
La Figura 1-40 ilustra los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan gas natural desde Cusiana hacia el interior del país durante el trimestre analizado. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización en cada tramo,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

De los registros se observa una disminución en la utilización de estos tramos durante el período comprendido entre el 25 y el 27 de marzo. Esta caída se debe a un mantenimiento programado en la estación de Cusiana, lo que implica una reducción temporal en la capacidad de transporte de gas natural.

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, con una caída particular a finales del mes de marzo.

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



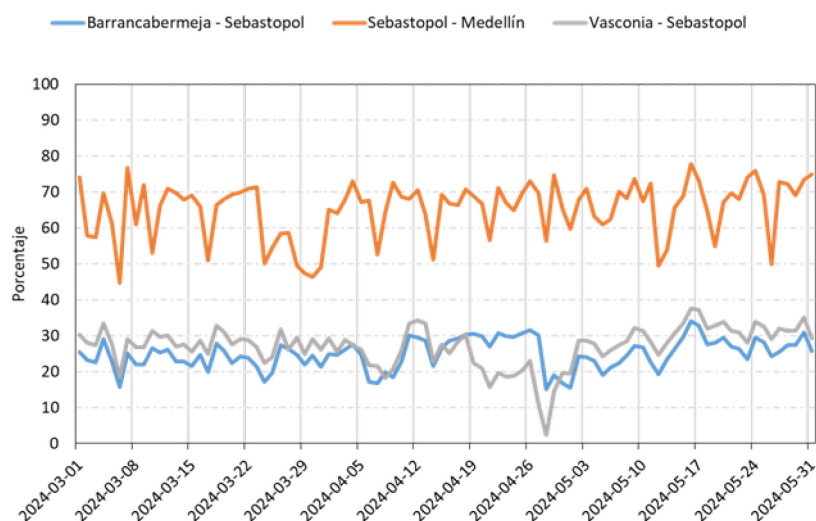
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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, el tramo Barrancabermeja – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron entre el 25,0% y 35,0%, con incremento sostenido hacia el final del periodo de análisis.

Figura 1-41: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.

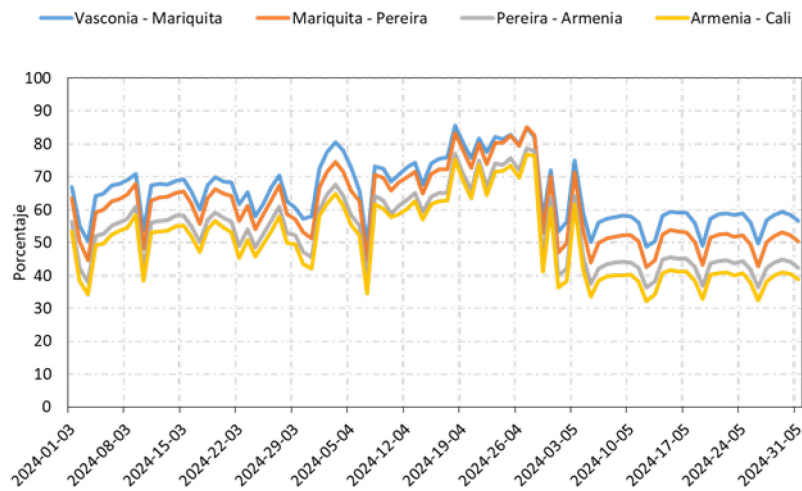


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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 45% y el 80,0%, lo que refleja una variabilidad moderada en la demanda (ver Figura 1-42).

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



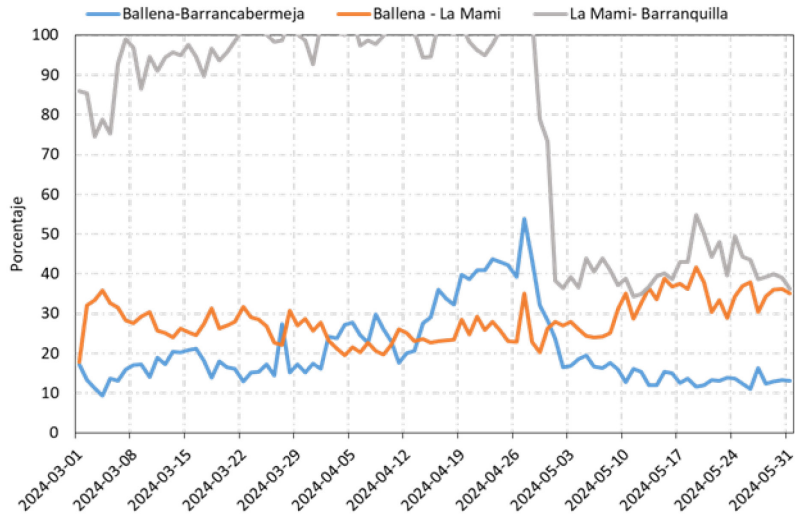
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Se observa un comportamiento creciente en la utilización de todos los tramos analizados, aunque con algunas diferencias en la magnitud. Los tramos Vasconia-Mariquita y Mariquita-Pereira presentan un crecimiento más pronunciado, mientras que los tramos Pereira-Armenia y Armenia-Cali muestran un aumento más moderado. En el mes de mayo la utilización baja y se localiza en un rango de 35% y 60%.

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, con excepción del tramo La Mami – Barranquilla que presenta unos picos explicados por el alto consumo para generación de electricidad durante la temporada pico de fenómeno de El Niño (ver Figura 1-43). Mientras que la baja utilización de los segmentos Ballena -Barrancabermeja y Ballena - La Mami está asociada a una menor oferta de los campos de producción mencionados.

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



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

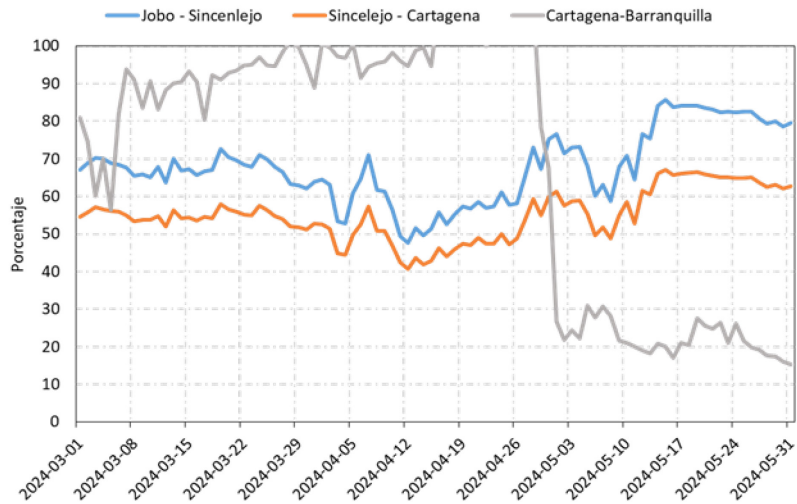
Sur Costa:

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 50,0% 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 presenta variaciones importantes en la utilización, con picos de consumo que superan el 80,0% de su capacidad y caída significativa a partir del 1 de mayo. Los picos de consumo se explican por el alto consumo térmico en la región durante el trimestre, mientras que la caída posterior puede estar asociada a las medidas tomadas por el Ministerio para reducir la demanda de gas natural en el sector eléctrico.

En cuanto al tramo Sincelejo – Cartagena, se registró un porcentaje de utilización entre 50,0% y 60,0% de su capacidad. Se observa también, que el tramo Cartagena – Barranquilla presentó variaciones importantes, explicadas por el consumo térmico que se dio durante el trimestre, y su caída a partir del 1 de mayo por las medidas tomadas por el Ministerio.

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 variado durante el trimestre analizado. El tramo Jobo - Sincelejo registró una demanda sostenida, mientras que los tramos Sincelejo - Cartagena y Cartagena - Barranquilla presentaron una demanda más moderada con variaciones significativas que se pueden asociar con la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”.

1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

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

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

Mantenimientos programados:

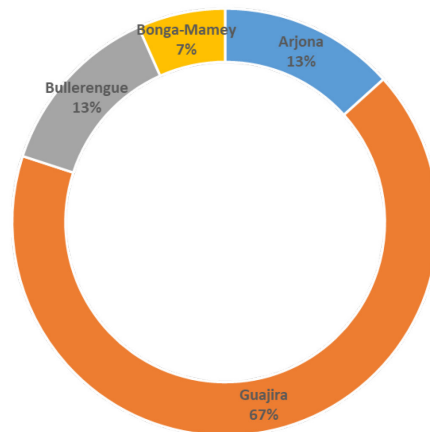
Durante el periodo comprendido entre marzo y mayo de 2024 se efectuaron 15 mantenimientos en la infraestructura de producción de gas natural del país de los cuales el 14 corresponden a mantenimientos programados y una parada de emergencia. En lo que respecta a la infraestructura de transporte, no se presentaron mantenimientos programados.

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

- **Producción:**

La Figura 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 10, seguido por Bullerengue y Arjona con un total de 2 cada uno.

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

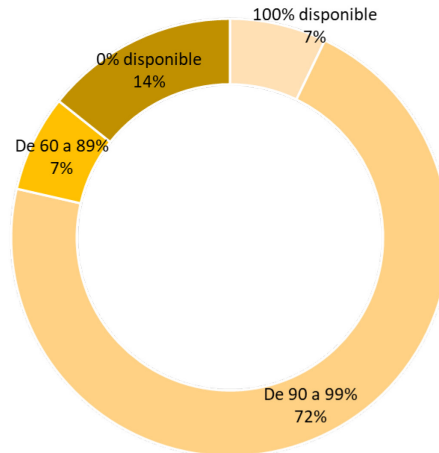


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 86,7% 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 hubo uno que restringió la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

Figura 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, no se presentaron mantenimientos programados durante este trimestre.

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.

Para la infraestructura de producción, se presentaron dos eventos. El primero el 26 de marzo, se presentó una limitación técnica en los campos de producción de La Guajira ocasionada por salida del sistema de compresión. El segundo el 18 de abril, en Cusiana, con afectación a la industria en el orden de 30 MPCD.

En cuanto a la infraestructura de transporte, se presentaron dos fuerzas mayores. La primera, del 6 al 7 de marzo, un evento de fuga sobre el sistema de transporte de Transmetano (Tramo CREG Sebastopol – Medellín), ocasionada por un acto mal intencionado de terceros relacionado con la instalación de una válvula ilícita sobre nuestra infraestructura de 12” en cercanías al km 22+500.

El segundo, entre el 16 y el 20 de mayo, un evento en la tubería del gasoducto Bucaramanga-Payoa de 6” que sufrió deformación como consecuencia del arrastre de material por la fuerte corriente de agua presentada.

2 Evolución de la Declaración de Producción de Gas Natural

Según lo definido en el Artículo 2.2.2.2.1. del Decreto 1073 de 2015, los productores, comercializadores y productores-comercializadores de gas natural, deben presentar al Ministerio de Minas y Energía de manera vinculante un informe detallado de la cantidad de gas que se estima serán extraídos durante los siguientes años, en cada uno de los campos productores. Esto con el propósito de proporcionar información relevante sobre la situación actual de oferta, facilitar el seguimiento del desempeño de la industria de gas natural, que finalmente permite realizar análisis de mercado, tomar decisiones de política pública y de inversión, así como evaluar riesgos.

La relación entre las reservas de gas natural y la declaración de producción es interdependiente y fundamental para la gestión efectiva de los recursos, puesto que el nivel de producción depende directamente del desarrollo de las reservas existentes. Si bien la declaración de comercialidad y las reservas de gas natural certificadas son requisitos para el suministro de gas natural, existen excepciones y algunas fuentes de suministro pueden proveer gas natural durante las pruebas de la fuente o antes de declarar su comercialidad, puesto que el marco regulatorio lo permite.

Desde los primeros descubrimientos hasta las exploraciones más recientes, los niveles de reservas han experimentado fluctuaciones significativas, transitando periodos marcados por un crecimiento acelerado, estancamiento e incluso disminución. Estos cambios han estado influenciados por avances tecnológicos, políticas gubernamentales y la dinámica del mercado global de hidrocarburos, entre otros elementos.

Comprender la trayectoria de las reservas de gas natural en Colombia refleja el potencial energético de nuestro país, aspecto esencial para evaluar la seguridad energética, las perspectivas de desarrollo del sector, así como los desafíos y oportunidades que enfrenta su búsqueda.

Las reservas de gas natural se categorizan según el nivel de confianza en la estimación de su volumen, probabilidad de extracción y viabilidad comercial. La clasificación emplea tres categorías: reservas probadas (poseen un 90% o más de probabilidades de ser extraídas comercialmente en una fecha específica); reservas probables (su probabilidad de extracción comercial se ubica entre el 50% y el 90%) y reservas posibles (cuentan con menos del 50% de probabilidades de ser extraídas comercialmente).

Aunque los primeros indicios de presencia de gas natural en Colombia se remontan a principios del siglo XX, fue en la década de 1970 que se ejecutaron medidas para su aprovechamiento energético, con el

descubrimiento del campo Chuchupa en Guajira, marcando un hito, que lo convierte en una de las principales fuentes de producción que permitió el desarrollo del sector de gas natural nacional.

Previo al descubrimiento de Chuchupa, se realizaron hallazgos aislados y de menor magnitud, pero la confirmación de reservas en Guajira, despertó el interés de la industria y del gobierno para la construcción de infraestructura necesaria para su transporte, procesamiento y distribución.

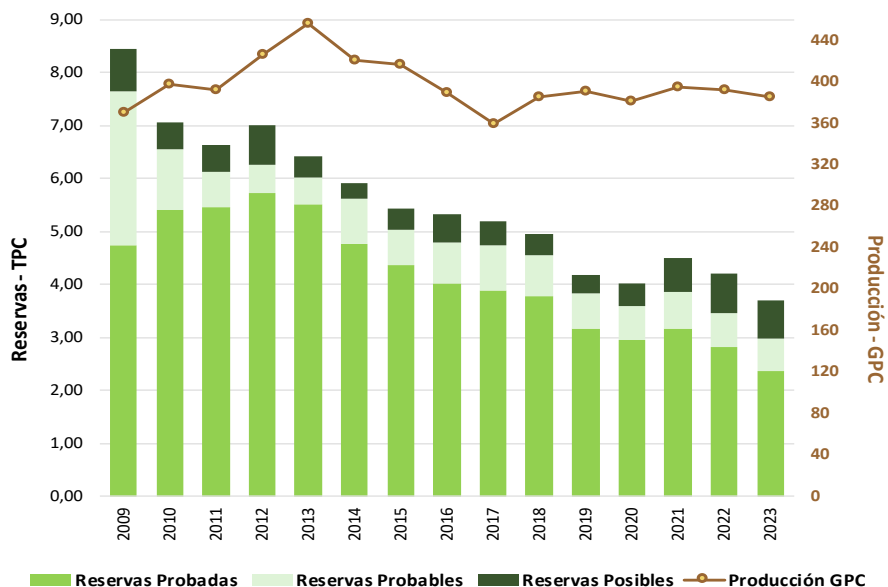
La década de 1980 fue el punto de inflexión en el desarrollo del sector. La expansión de la producción en el campo Chuchupa, junto con el descubrimiento y desarrollo de nuevos yacimientos como el campo de Ballena, consolidaron a este combustible como una fuente energética fundamental para el país.

En la década de 1990, el gobierno colombiano dio un paso esencial hacia la liberalización del sector energético, incluyendo el gas natural. La Ley 142 de 1994 y la Ley 401 de 1997 sentaron las bases para implementar la competencia y la inversión privada en este sector. Igualmente, la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH en la primera década del siglo XXI dio un nuevo impulso al sector de gas natural. La ANH, como entidad encargada de administrar los recursos de hidrocarburos del país, jugó un papel fundamental en la promoción de la exploración y aumento de las reservas y producción de gas natural.

En este periodo, se materializaron nuevos descubrimientos de gas natural en diversas regiones del país, complementando los hallazgos previos en los campos de Cusiana y Cupiagua en los Llanos Orientales. Esta diversificación de fuentes de suministro de gas natural contribuyó a la seguridad energética del país y a la estabilidad del mercado.

El éxito en las actividades de exploración y explotación permitieron alcanzar un máximo histórico de las reservas totales de gas natural en 2009, alcanzando 8,46 TPC – Tera Pies Cúbicos, de las cuales cerca del 56,0% correspondieron a reservas probadas, 34,3% a reservas probables y el restante 9,6% a la categoría de posibles (ver Figura 2-1).

Figura 2-1: Evolución de reservas de gas natural



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Sin embargo, en el periodo 2013-2020, el ritmo de descubrimientos experimentó una notable desaceleración y si bien se observaron algunos hallazgos, estos no fueron suficientes para compensar la reducción observada. La disminución de las inversiones en exploración fue uno de los principales factores que influyeron en la reducción del ritmo de descubrimientos, así como la caída de los precios internacionales, lo que presionó a las empresas a recortar presupuestos y a priorizar proyectos con menor riesgo y mayor rentabilidad.

La complejidad geológica, las altas inversiones requeridas para la exploración de áreas no convencionales y offshore (costa afuera), los desafíos técnicos y operativos y la falta de coordinación de las agencias gubernamentales, fueron también obstáculo que afectaron el ritmo de exploración, ocasionando que la producción de gas natural superara el ritmo de descubrimiento, causando una disminución generalizada de las distintas categorías de reservas.

Las reservas totales con corte a diciembre 31 de 2023, según información de ANH, sumaron un total de 3,69 TPC, donde 2,73 corresponden a la categoría de probadas y 1,31 TPC conforman las reservas probables y posibles. Las reservas probadas disminuyeron un 15,8% en relación con el año 2022, y el índice de reemplazo se contrajo alrededor de un 15,0%. Los nuevos descubrimientos sumaron 0,03 TPC, mientras que la reclasificación redujo las reservas en 0.087 TPC. La producción durante 2023 fue de 0.38 TPC, significando

que en el neto las reservas probadas se redujeron 0,44 TPC, conduciendo a una relación Reservas/Producción – R/P de 6.1 años.

Las reservas particularmente la probadas, están intrínsecamente relacionadas con el mecanismo denominado “Declaración de Producción” A través de esta herramienta, los operadores de los campos proporcionan información al Ministerio de Minas y Energía sobre el Potencial de Producción – PP de gas natural en un horizonte de 10 años. Si bien ambos conceptos están estrechamente relacionados, representan aspectos diferenciados dentro de la cadena de suministro.

La declaración de producción de gas natural constituye una fase fundamental para la comercialización del gas natural en el mercado mayorista. Esta información, recopilada y gestionada por el Gestor del Mercado, es esencial para el correcto funcionamiento del mercado y permite a los diferentes actores tomar decisiones informadas sobre la oferta, la demanda y el precio del gas natural.

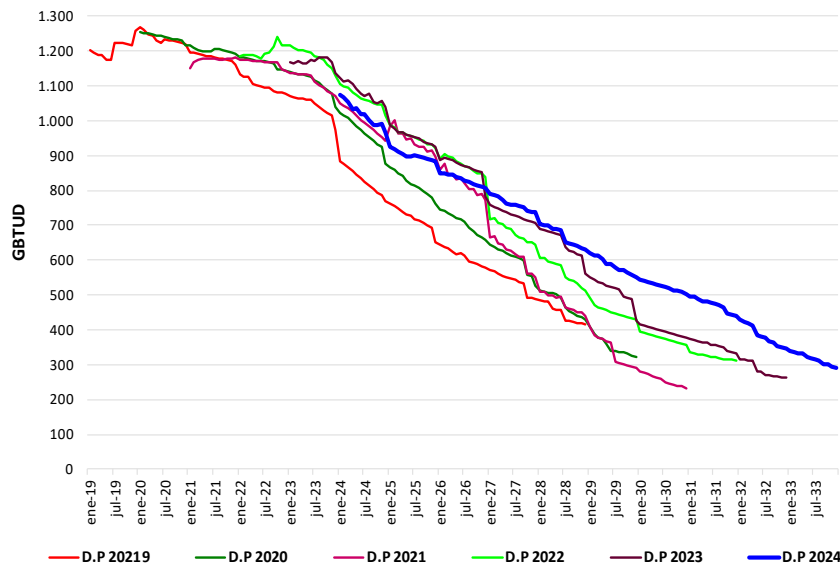
La curva de oferta de gas natural se elabora a partir de la información agregada sobre el potencial de producción por campo, obtenida a través de la declaración de producción de gas natural. Esta curva proyecta el comportamiento esperado de la producción comercial de gas natural en un periodo de diez años, con actualizaciones anuales. Además de la oferta nacional, se incluye un volumen gas natural importado de 50,0 GBTUD desde diciembre de 2024 hasta noviembre de 2025 por la empresa CALAMARI LNG S.A E.S.P., que debería ser destinado a cubrir las necesidades de las tres plantas de generación del grupo térmico: Termobarranquilla, Termocandelaria y Prime Termoflores.

A continuación, se presenta un análisis comparativo del potencial de producción de gas natural de los últimos seis años, la cual está sujeta a cambios o revisiones luego de la presentación del reporte. La Figura 2-2 ilustra esta evolución, permitiendo observar tendencias y fluctuaciones a lo largo del período analizado. Se observan picos de producción en algunos meses, como en enero del 2020, marzo de 2021 y abril de 2022. También se notan caídas significativas en otros meses, como en noviembre de 2021, julio de 2023 y diciembre 2023.

En términos generales, se observa una tendencia decreciente en la producción de gas natural, la cual refleja directamente la disminución de las reservas disponibles. Este fenómeno es particularmente notable en las reservas probadas, que han venido reduciéndose de manera constante a lo largo de los años, como se mencionó anteriormente. La tasa de disminución de la producción no es uniforme a lo largo de los años. En el 2024, la declaración de producción muestra una caída menos pronunciada en comparación con años

anteriores. Sin embargo, en el 2019 se observó una contracción más significativa, marcando un punto de inflexión en la tendencia decreciente.

Figura 2-2: Declaración de producción de gas natural 2019 - 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La trayectoria a la baja del potencial de producción de gas natural se ve reflejada no solo en las tasas de disminución individuales por año, sino también en los volúmenes acumulados estimados. Un análisis comparativo de las declaraciones de producción entre 2019 y 2024 revela una reducción interanual del 6,0%. En 2019, la oferta acumulada totalizaba 2,98 TPC, mientras que en 2024 el acumulado de los 10 años estima un volumen de 2,18 TPC tal y como se presenta en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Evolución de Declaración de Producción – Promedio año

	D.P. 2019	D.P. 2020	D.P. 2021	D.P. 2022	D.P. 2023	D.P. 2024
(GBTUD)						
2019	1.207,3					
2020	1.236,5	1.240,2				
2021	1.182,8	1.202,2	1.174,6			
2022	1.100,5	1.166,8	1.166,8	1.199,6		
2023	1.042,8	1.110,4	1.112,3	1.183,9	1.169,3	
2024	829,1	996,4	987,6	1.065,9	1.080,9	1.023,7
2025	720,2	817,8	942,6	953,7	954,4	945,1
2026	610,6	705,6	822,2	872,9	866,5	830,7
2027	536,7	602,3	616,6	681,4	730,8	761,1
2028	445,8	474,4	477,1	564,7	647,4	668,3
2029		353,4	339,9	452,2	513,04	585,1
2030			255,0	376,1	395,7	542,4
2031				322,4	356,8	471,2
2032					284,4	383,4
2033						316,2
Total	2,98	2,89	2,64	2,57	2,34	2,18
TPC/año						

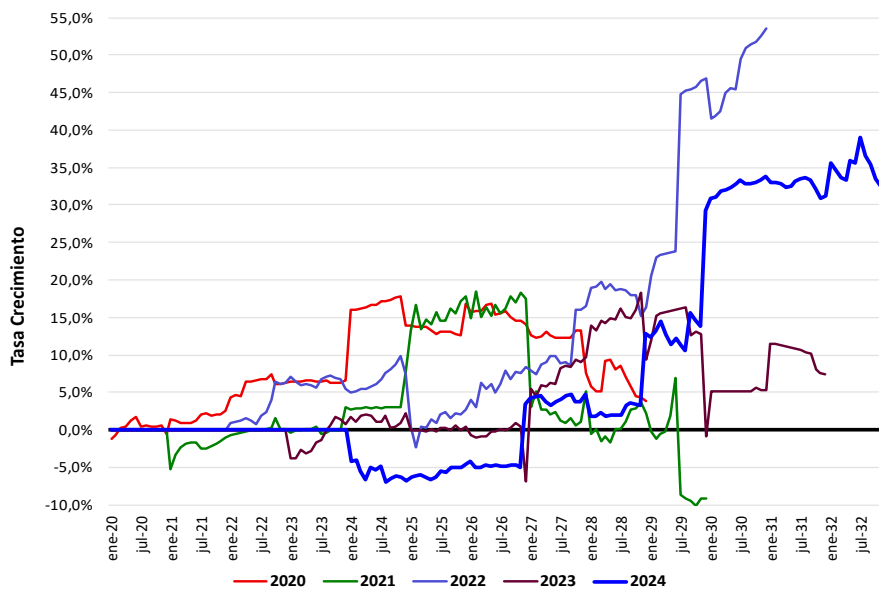
Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Las estimaciones realizadas cada año muestran fluctuaciones significativas en la tasa de crecimiento de la producción de gas y cada proyección parece tener su propio patrón de variación con ciertas similitudes y diferencias a lo largo del tiempo (ver Figura 2-3).

La declaración de producción de 2024 muestra un panorama más volátil con picos de crecimiento más pronunciados, lo que sugiere expectativas sobre el futuro de la producción de gas que oscilan entre el optimismo y la incertidumbre. Se destaca un repunte significativo en la producción de diciembre de 2026, con tasas de crecimiento que superan el 8,0% en comparación con las cifras de 2023. Este repunte se ve seguido por una trayectoria ascendente que se intensifica notablemente en enero de 2030, reflejando tasas de crecimiento superiores al 30,0% con respecto a los valores registrados en el mismo mes de la declaración de producción de 2023.

En general, las diferentes estimaciones muestran un alto grado de volatilidad, especialmente en los años más recientes.

Figura 2-3: Evolución de tasas de producción 2019 – 2024

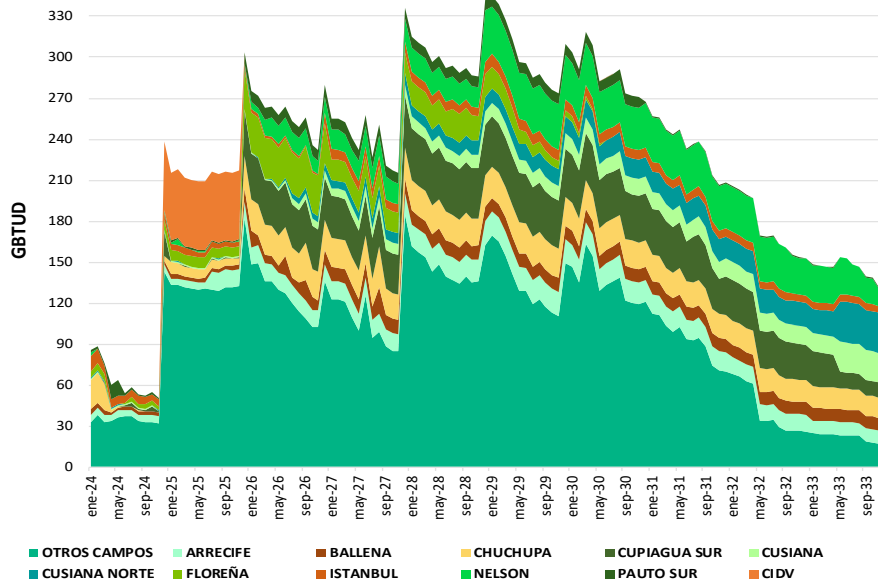


Fuente: Ministerio de Minas y Energía, cálculos propios

Con el propósito de adelantar el proceso de comercialización de la producción total disponible para la Venta – PTDV y de las cantidades importadas disponibles para la venta CIDV, la CREG emitió Circular 40 de 2024. Esta circular establece el cronograma correspondiente para el desarrollo de las negociaciones en el mercado mayorista de gas natural.

La Figura 2-4 presenta información desagregada de PTDV de los mayores campos de producción nacional y de CIDV, basada en las declaraciones de producción de 2024, aclarando que la categoría "Otros Campos" agrupa 114 campos de producción de gas. Los resultados muestran gran variabilidad a lo largo del tiempo, con baja disponibilidad de gas natural en el primer año, que en promedio se ubica en los 75,0 GBTUD. Sin embargo, se espera un aumento significativo a partir de enero de 2025, alcanzando un pico alrededor de 2028-2030 con cerca de 330,0 GBTUD, y posteriormente, una disminución gradual de la disponibilidad, debido fundamentalmente al agotamiento de algunas fuentes de producción.

Figura 2-4: Gas natural disponible para venta 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Los diez campos de mayor aporte a la PTDV de 2024 contribuyen con el 55,4%, en los que se destaca Chuchupa, Cupiagua Sur y Nelson, los cuales de manera conjunta aportan en promedio 37,3% del volumen total disponible para la venta en todo el periodo. El restante 44,6% corresponde al grupo de “Otros Campos”, los cuales tienen una producción individualmente baja, que puede plantear interrogantes para su viabilidad comercial, no solo por los escasos volúmenes durante periodos cortos sino, debido a los elevados costos asociados a la construcción de infraestructura para su transporte.

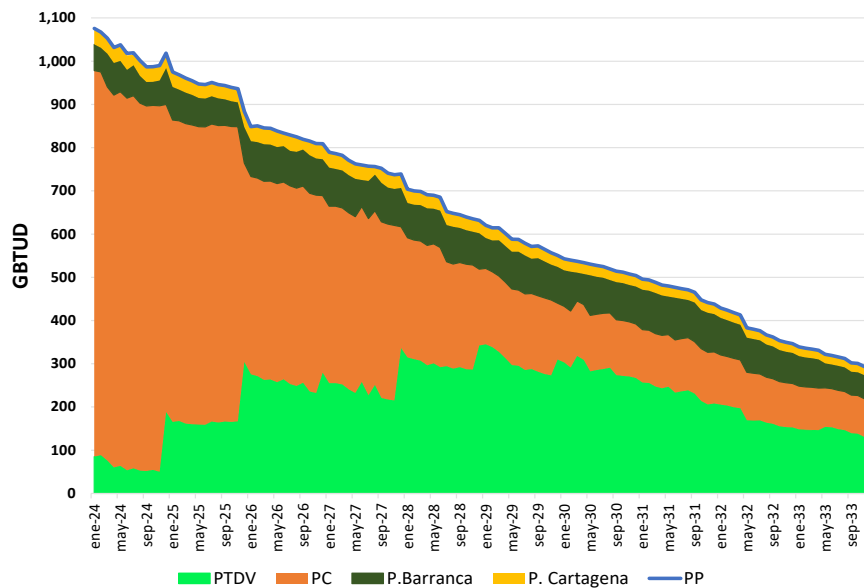
Los campos de Cusiana Norte y Cusiana también tienen una contribución notable, especialmente hacia los años de pico de producción, en tanto Nelson y Pauto Sur, muestran una producción más estable a lo largo del tiempo, apoyando de manera consistente a la disponibilidad de gas para el proceso de comercialización 2024.

El mercado de gas natural colombiano se enfrenta a un escenario desafiante, caracterizado por una oferta en tendencia decreciente. Esta coyuntura genera diversas repercusiones en la comercialización del gas natural, ya que la reducción de la oferta disponible impulsando el alza de precios, impactando tanto a consumidores residenciales como al sector productivo.

La volatilidad del mercado se acentúa a causa de la incertidumbre sobre la futura disponibilidad del gas natural, lo que también repercute en los precios, dificultando la planificación operativa y financiera de las empresas. Además, para gestionar eficientemente la distribución de un recurso cada vez más escaso, será necesario realizar inversiones significativas en infraestructura. Estas inversiones no solo buscarán mejorar la capacidad de almacenamiento y transporte, sino también implementar tecnologías avanzadas que optimicen la producción y el uso del gas natural.

Finalmente, la Figura 2-5 muestra la composición de la declaración de producción de gas natural para el proceso de comercialización de 2024, según el reporte presentado por productores y productores-comercializadores de gas.

Figura 2-5: Composición de las Declaración de Producción de gas natural 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Destaca la figura una brecha entre el potencial de producción y la producción comprometida de gas natural, lo que indica que los compromisos de producción se reducen progresivamente. En los dos primeros años, la producción comprometida promedio es cercana al 77,0% del potencial, pero disminuye gradualmente hasta llegar a un 43,0% en promedio durante los diez años. La figura también muestra el gas contratado para la operación de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, volúmenes que se mantienen estables a lo largo del tiempo.

A medida que la producción comprometida disminuye, la proporción de PTDV en la producción total muestra un aumento relativo, alcanzando una mayor participación al final del periodo. Esto indica que una mayor parte del gas producido está disponible para la venta en el mercado. En el último año (2033), la PTDV representando la mayor porción del gas ofertado (46,0%), mientras que el gas comprometido, excluyendo el requerido para la operación de refinación, representa el 29,0%.

2.1 Conclusiones

En definitiva, existe un panorama complejo del mercado de gas natural en Colombia, con desafíos y oportunidades importantes.

La situación de las reservas de gas natural requiere acciones urgentes para asegurar el suministro de gas natural a largo plazo. Se necesitan mayores inversiones en exploración, el desarrollo de nuevas fuentes de gas natural y la diversificación de la matriz energética para garantizar la seguridad energética del país.

La complejidad geológica, las altas inversiones requeridas para la exploración de áreas no convencionales y offshore, los desafíos técnicos y operativos son algunos de los obstáculos que dificultan el aumento de las reservas.

La declaración de producción de 2024 muestra un panorama volátil en la producción de gas natural, con expectativas que oscilan entre el optimismo y la incertidumbre sobre el futuro de la producción de gas natural. Se observa un repunte significativo en la producción a partir de diciembre de 2026, seguido de un crecimiento acelerado hasta enero de 2030, para luego disminuir gradualmente.

La disponibilidad de PTDV presenta gran variabilidad a lo largo del tiempo, con una baja disponibilidad inicial que aumenta hasta alcanzar un pico alrededor de 2028-2030 y luego se reduce de manera sostenida, debido al agotamiento de los principales campos de producción.

Es necesaria la inversión en infraestructura para su modernización y expansión con el fin de mejorar la capacidad de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural, cuando las condiciones de suministro internos exijan la importación de esta fuente

Se recomienda establecer contratos de suministro de largo plazo que proporcionen estabilidad y previsibilidad a los precios del gas natural, así como Implementar mecanismos de estabilización de precios para proteger a los consumidores de las fluctuaciones del mercado.

Para garantizar una información completa y precisa sobre la disponibilidad de gas natural destinado a la prestación del servicio público domiciliario, es fundamental que los agentes presenten la declaración de producción en estricta conformidad con lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015. Este cumplimiento asegurará una adecuada planificación y gestión del recurso, contribuyendo a la transparencia y la eficiencia en el sector del gas natural.

3 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

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

3.1 Análisis de mercado

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

3.1.1 Indicadores de concentración

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

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

Este indicador permite medir la concentración en un mercado, 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 2019⁶.

⁶ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

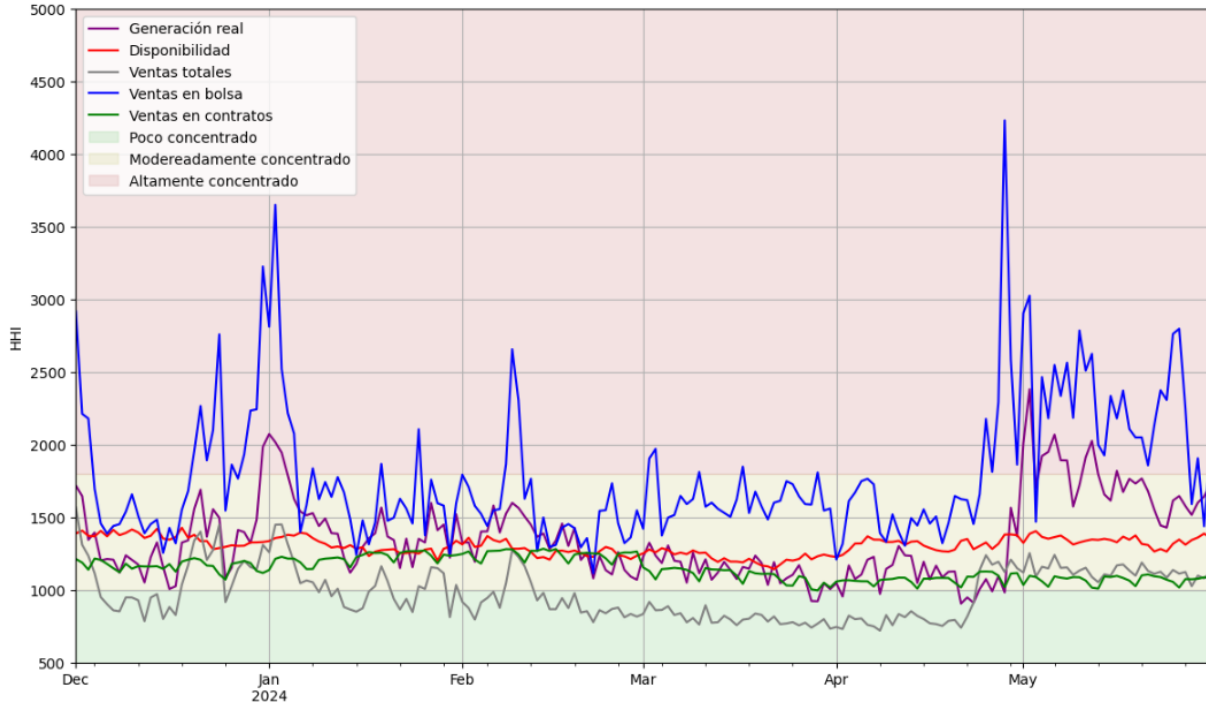
Para el análisis del comportamiento diario del indicador se usarán las categorías definidas por Departamento de Justicia y de comercio de EE.UU. sobre otras categorías de calificación como fueron abordadas en el “Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas – Septiembre a Noviembre 2023”.⁷

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 los primeros meses del periodo de análisis en donde se consolido los efectos del fenómeno de El Niño sobre la disponibilidad de los recursos hídricos. Con el inicio del periodo de lluvias de los últimos días del mes de abril que luego se consolido durante el mes de mayo la concentración de la generación sobre los recursos hidroeléctricos elevo el indicador a la categoría de altamente concentrado. En resumen, el indicador presento un valor promedio en el trimestre de 1.338,8, un mínimo de 907,6 y un máximo de 2.382,0 (ver Figura 3-1).

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 1.293,9. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.405,79 y el valor mínimo de 1.114,27.

⁷ 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 3-1: 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 939,5, un máximo de 1.254,9 y un mínimo de 721,5.

Este comportamiento se puede descomponer en las dos fuentes de ingresos del balance, por un lado, los contratos de largo plazo muestran un comportamiento muy estable sobre el nivel de concentración del indicador el cual fluctuó en el periodo de análisis entre 1.156,2 y 998,2, por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa puede ser categorizada como moderadamente concentrada en los meses de marzo y gran parte de abril. El resto del tiempo se puede categorizar como altamente concentrado pero muy cerca de la frontera superior de la categoría, comportamiento tipo en la medida que entra o sale más recurso hidroeléctrico en la matriz de generación real, como condición del escenario hidrológico, además que durante el mes de abril por las condiciones de alerta sobre el nivel de volumen útil de los embalses se activó

el mínimo de generación térmica obligatorio del sistema que incluyo muchos más participantes al mercado, el cual concluyo con un periodo de altas lluvias durante el mes de mayo.

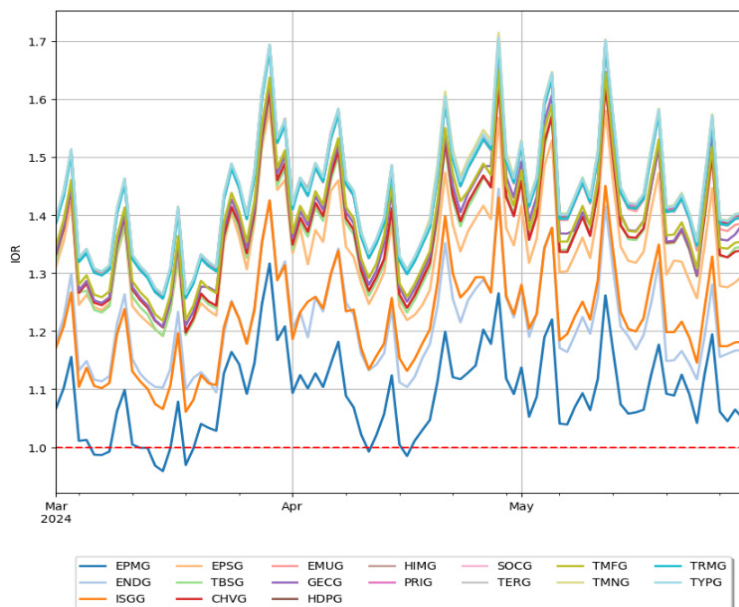
Índice de Oferta Residual – IOR:

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 3-2 se muestra la evolución del indicador durante el trimestre analizado marzo – mayo de 2024, ilustrando el valor mínimo diario para cada agente obtenido para cada agente seleccionado por su capacidad instalada.

Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.



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

En la Figura 3-2 también se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, en 12 días del periodo analizado se superó el indicador. Por parte de encuentra un registro de activación del

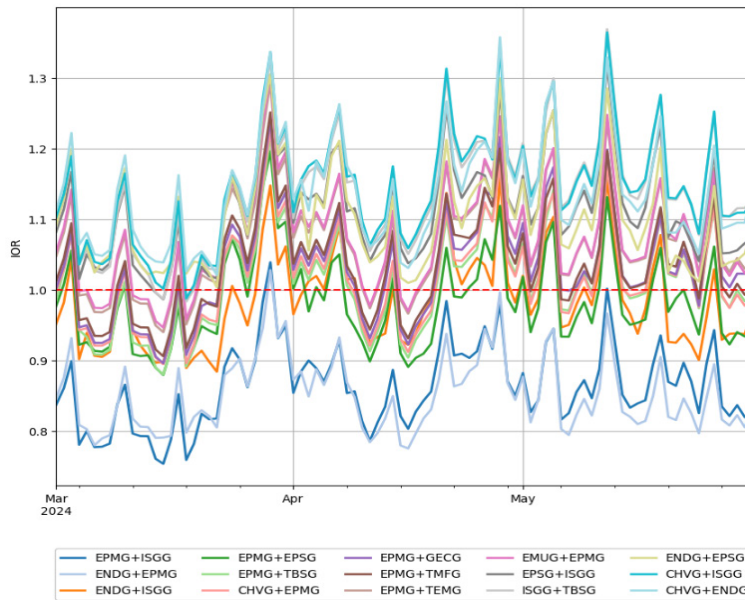
indicador para el agente EPM en 10 ocasiones durante el mes de marzo, por un total de 17 horas diferentes en su mayoría a las 8pm, y las restantes dos ocasiones se activaron el 11 y 16 de abril a las 8 pm. Lo anterior resulta diferente a la validación en el pre-despacho realizada por XM a la luz de la 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 3-3, 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 y Enel-Isagen tienen el IOR bipivotal promedio por debajo de 0,9.

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

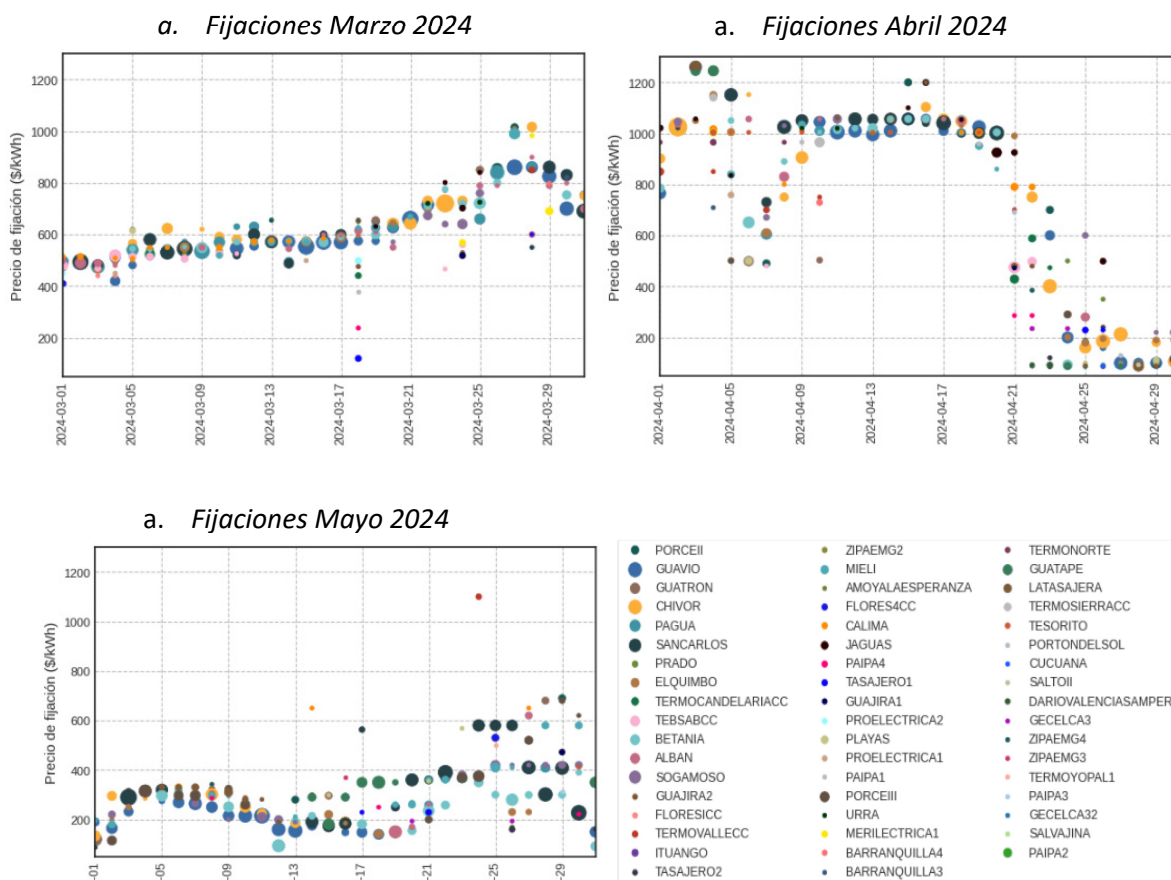


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 47 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante marzo de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 624,0 \$/kWh (ver Figura 3-4). Así mismo, para el mes de abril de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue 743,2 \$/kWh y para mayo de 287,7 \$/kWh.

Figura 3-4: 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, Chivor, Betania, Pagua, El Quimbo, Miel I, Sogamoso y Porce III, siendo responsables de cerca del 75,0%.

Durante el trimestre, 19 agentes fijaron el precio de bolsa (4 más que en el trimestre diciembre 2023 febrero 2024), de los cuales cuatro fijaron el 87,3 % de las veces. Estos agentes fueron Enel, Isagen, EPM y Chivor como se presenta en la Tabla 3-1.

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

AGENTE	Mar./24	Abr./24	May./24
ENEL	48,2%	31,9%	34,0%
ISAGEN	21,1%	22,4%	30,5%
EPM	3,8%	14,7%	23,7%
CHIVOR	9,8%	15,1%	6,5%
CELSIA	8,2%	8,3%	2,5%
TEBSA	4,4%	2,1%	0,0%
T.CANDELARIA	1,2%	1,1%	0,0%
GECELCA	0,5%	0,8%	0,5%
PRIME T.FLORES	0,9%	0,0%	0,7%
T.VALLE	0,3%	1,1%	0,0%
TASAJERO1	0,3%	0,4%	0,4%
PROELECTRICA	0,7%	0,3%	0,0%
SOCHAGOTA	0,1%	0,3%	0,5%
TASAJERO2	0,0%	0,3%	0,4%
T.NORTE	0,0%	0,6%	0,0%
URRA	0,3%	0,3%	0,0%
GENSA	0,1%	0,0%	0,1%
PARQUE SOLAR PORTON DEL SOL	0,0%	0,3%	0,0%
T.YOPAL	0,0%	0,0%	0,1%

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

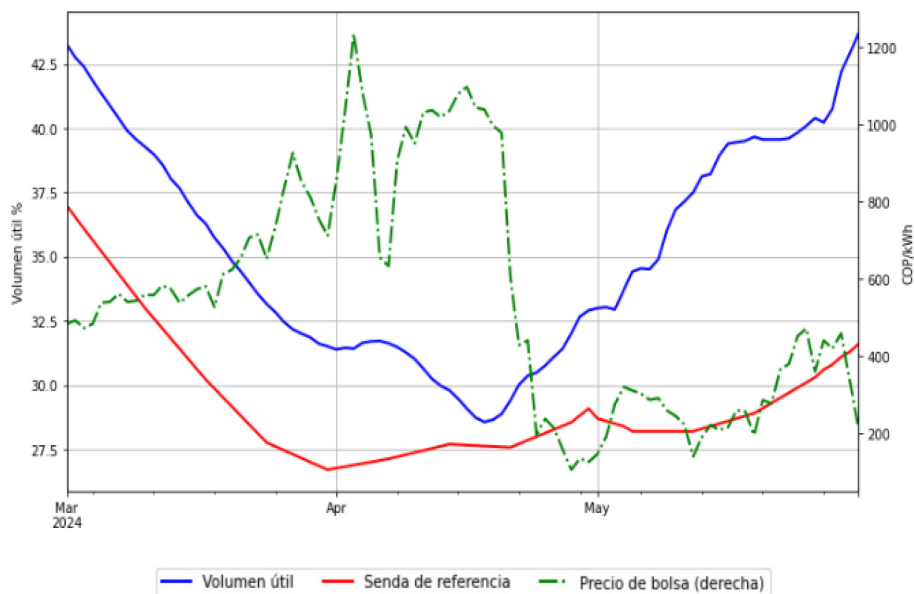
3.1.3 Precios representativos del mercado

Precio de Bolsa Vs Volumen Útil (sistema):

El trimestre marzo – mayo de 2024, correspondió al periodo más crítico del fenómeno de El Niño 2023-2024. Durante este periodo el volumen útil disminuyó de 42,2% en marzo, a 31,3% a principios de abril, a pesar de esto siempre se ubicó por encima de a la senda de referencia entre un 5,0% y un 6,0%.

A principios del mes de abril se registró un aumento de aportes hídricos, por lo que se observó que el volumen útil tuvo un punto de inflexión y se comportó en concordancia con la senda esperada por la CREG. No obstante, con la disminución de los aportes en la segunda semana de abril, hizo que el volumen útil no se recuperara, y que se disminuyera del 31,3% al valor mínimo de volumen útil (28,5%) el día 18 de abril. Es de resaltar, que para ese día, la senda se encontraba en 27,62%, es decir, la diferencia mínima entre la senda y el volumen útil real fue de 0,93% (ver Figura 3-5). Desde el 18 de abril de 2024, se observó un aumento del volumen útil, llegando a 43,7% al finalizar el trimestre.

Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

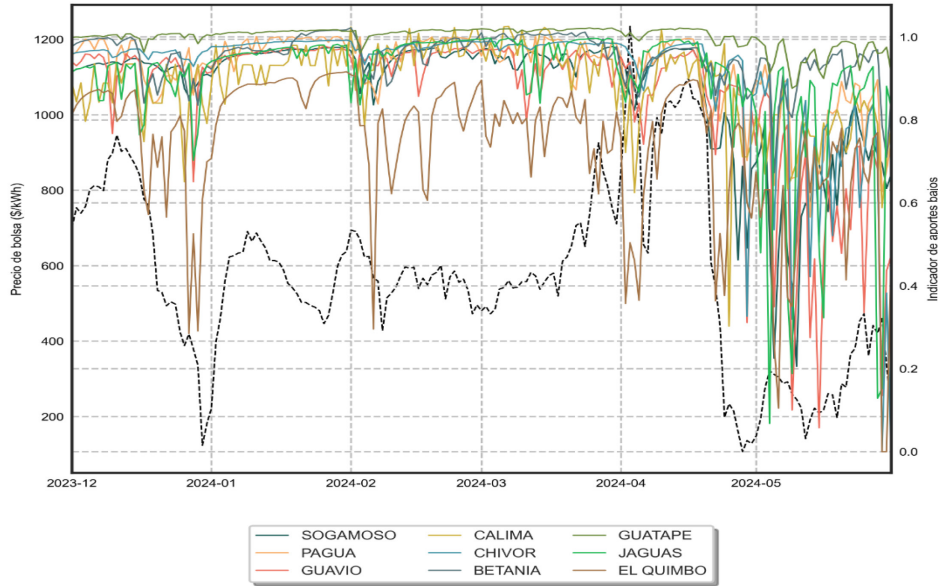
Lo anterior, se vio reflejado en los precios de bolsa, como un aumento desde 500,0 \$/kWh a cerca de 800,0 \$/kWh durante marzo, y en la medida que el volumen útil disminuyó a cerca de 31,0%, los precios de bolsa aumentaron a cerca de 1.200,0 \$/kWh, con lo que se mantuvo el volumen útil relativamente estable. La falta de aportes durante las primeras semanas del mes de abril hizo que el volumen disminuyera, aunque el precio de bolsa se encontró por encima de 1.000,0 \$/kWh. Al observar esta disminución de aportes, el Ministerio de Minas y Energía estableció la resolución 40116, con el objetivo de establecer una generación mínima térmica de referencia. Se observa que el aumento de los aportes, unido a la generación térmica de base, permitió que el volumen útil se separara de la senda de referencia, y consecuentemente, los precios de bolsa disminuyeron en promedio, a valores en el rango de 200,0 \$/kWh a 500,0 \$/kWh.

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

La Figura 3-6 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas de alta y media regulación 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 15 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

Durante el periodo de verano desde diciembre hasta abril de 2024, y con la influencia del fenómeno de El Niño, varias plantas tuvieron este indicador bastante alto lo que permite verificar que las plantas tuvieron aportes significativamente bajos. Desde finales de abril, se observa, que varias de estas plantas comenzaron a recibir aportes hídricos, influyendo en la disminución del precio de bolsa. Hay que tener en cuenta, que los precios de bolsa durante los meses de enero a marzo, oscilaron alrededor de los 600\$/kWh, aumentando en abril, cuando el recurso almacenado (volumen útil) comenzó a escasear en los embalses del sistema.

Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas alta regulación.

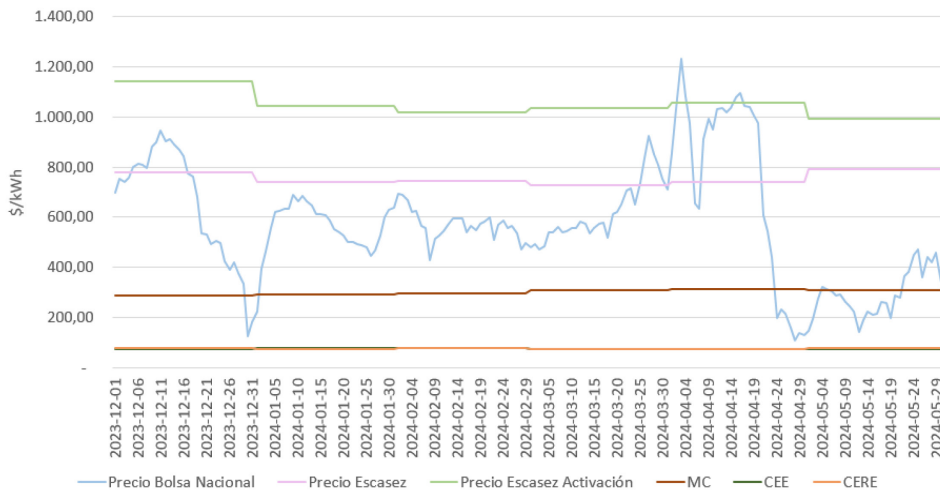


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precios de referencia:

El precio promedio de contratos (MC) pasó de 295,1 \$/kWh a 309,8 \$/kWh entre marzo y abril, y en el promedio trimestral de marzo a mayo, fue de 310,33 \$/kWh (ver Figura 3-7). Por su parte, el precio de bolsa pasó de estar en 621,6 \$/kWh, a 748,0 \$/kWh en abril, y disminuyó a 291,0 \$/kWh en promedio durante mayo.

Figura 3-7 Precios representativos del mercado.



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

El Costo Equivalente Real de Energía (CERE) promedio se redujo en 1,6 \$/kWh, respecto al trimestre anterior, pasando en promedio trimestral de 76,2 \$/kWh a 74,5 \$/kWh. Durante el trimestre, el CERE aumentó de 71,9 \$/kWh a 76,8 \$/kWh.

Con relación al Precio de Escasez promedio (PE), se observó que en promedio fue muy similar al trimestre anterior (cerca de 754,6 \$/kWh), y durante el trimestre, se observó un aumento de 65 \$/kWh, pasando de 727,8 \$/kWh a 793,3 \$/kWh. El Precio de Escasez de Activación (PEA) disminuyó frente al trimestre anterior, pasando de 1.069,5 \$/kWh en promedio del trimestre anterior, a 1.028,27 \$/kWh del trimestre marzo-mayo de 2024. En la Tabla 3-2 se presenta una comparación de los precios referencia del mercado.

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

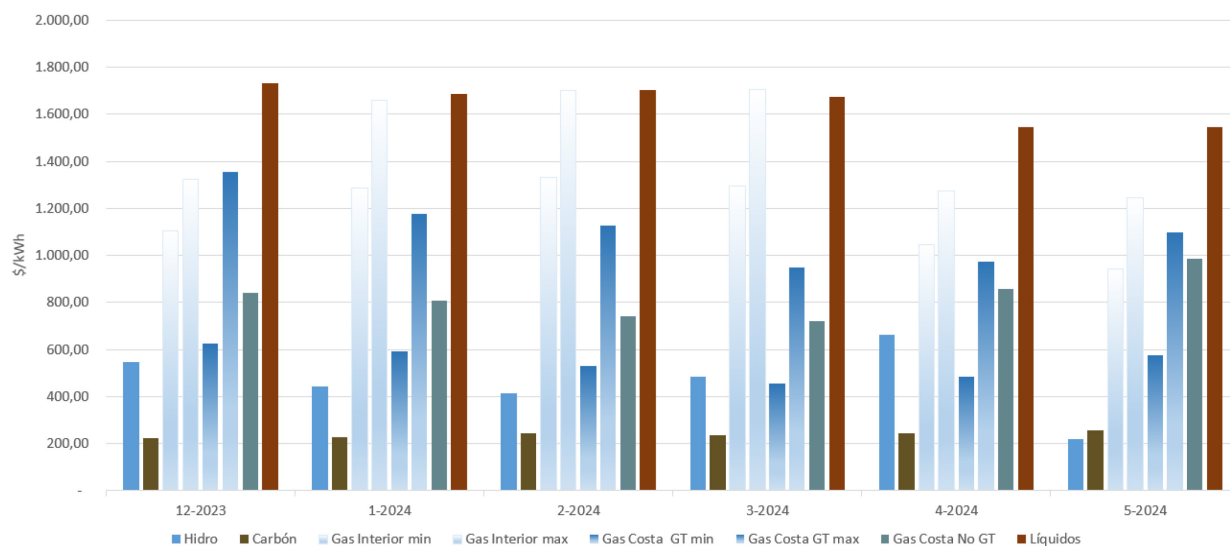
Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE	% PB mayor al CERE	% PB vs MC	% MC vs CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)			
dic-23	656,0	779,0	1.144,0	289,4	76,3	760%	127%	279%
ene-24	559,0	739,9	1.045,1	293,2	75,2	643%	91%	290%
feb-24	569,0	745,7	1.019,4	295,1	77,1	638%	93%	283%
mar-24	621,6	727,8	1.034,4	309,8	71,9	765%	101%	331%
abr-24	748,5	742,7	1.056,6	312,9	74,9	899%	139%	318%
may-24	291,0	793,3	993,8	308,4	76,8	279%	-6%	302%

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

Precios de oferta promedio por energético:

La Figura 3-8 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 y teniendo considerando que algunas plantas térmicas pueden ofertar diferentes configuraciones. En este caso, se han tomado las configuraciones más costosa y más económica con sus disponibilidades declaradas asociadas.

Figura 3-8: 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 550,0 \$/kWh durante marzo, aumentando en abril a cerca de 663,0 \$/kWh y disminuyendo durante mayo a 219,0 \$/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, las plantas del interior, vieron una disminución de sus precios de oferta que están ubicadas en el interior; para las configuraciones de mínimo costo, los precios variaron de 1.295,0 \$/kWh a 944,0 \$/kWh. En cuanto a las configuraciones de máximo valor, las mismas disminuyeron de 1.704,0 \$/kWh a 1.245,0 \$/kWh en promedio.

Por su parte, para las plantas del grupo térmico (Flores, Tebsa y Termocandelaria), sus ofertas de configuraciones más económica, aumentaron durante el trimestre, pasando de 457,0 \$/kWh a 574,0 \$/kWh en mayo. Así mismo, las configuraciones más costosas, aumentaron de 948,0 \$/kWh en marzo, a 1.097,0 \$/kWh en mayo.

Las plantas de la costa diferentes al grupo térmico vieron un aumento gradual durante el trimestre, iniciando con un precio promedio de 722,2 \$/kWh en marzo, a 984,9 \$/kWh en mayo.

Finalmente, las plantas de generación que usan combustibles líquidos tuvieron una disminución de sus precios ofertados, pasando de 1.672,0 \$/kWh en promedio durante marzo, a 1.544,0 \$/kWh durante mayo.

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

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

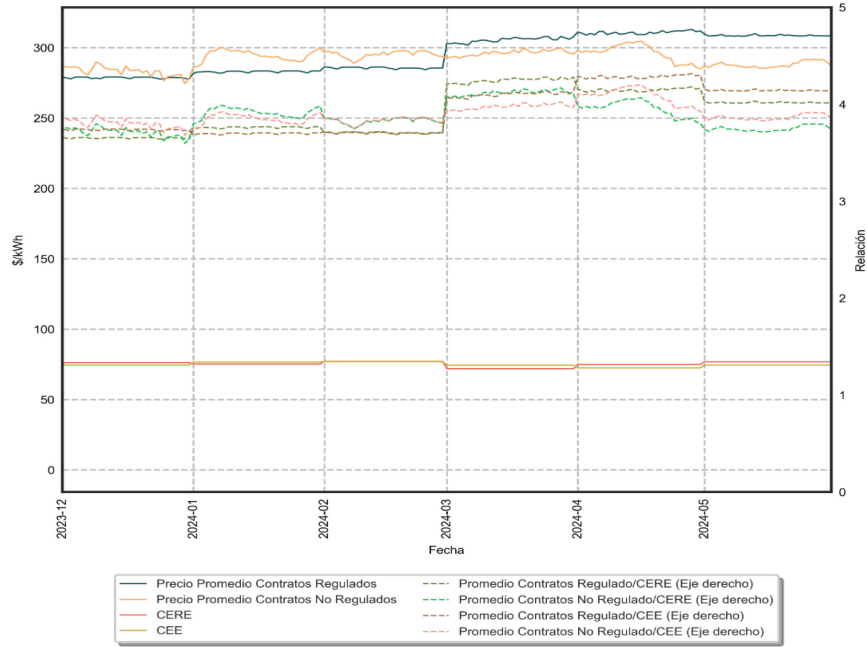
Mes	Hidro	Carbón	Gas Interior min	Gas Interior max	Gas Costa GT min	Gas Costa GT max	Gas Costa No GT	Líquidos
Dic. 23	547,0	222,5	1.103,5	1.324,9	625,6	1.356,1	842,8	1.733,9
Ene. 24	442,2	229,6	1.286,4	1.660,3	593,1	1.176,5	806,4	1.687,0
Feb. 24	413,7	244,8	1.333,1	1.701,2	530,8	1.125,3	742,8	1.702,0
Mar. 23	485,8	235,0	1.295,2	1.704,5	457,2	948,8	722,2	1.672,4
Abr. 24	663,2	242,6	1.046,5	1.272,5	484,0	972,2	858,4	1.544,4
May. 24	219,9	256,1	944,0	1.245,1	574,3	1.097,1	984,9	1.544,4

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

Precios promedio de contratos vs CERE:

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

Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE.



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

El precio promedio de los contratos regulados aumentó en relación al trimestre anterior, pasando de 284,0 \$/kWh en febrero, a 301,7 \$/kWh en marzo, y a cerca de 308,0 \$/kWh durante abril y mayo.

Por su parte, el precio promedio de los contratos No Regulados tuvieron estuvieron cerca de 300,0 \$/kWh durante marzo y parte de abril, disminuyendo durante mayo, para ubicarse en 285,3 \$/kWh. La Tabla 3-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

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

Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos Regulado/CERE	Promedio Contratos No Regulado/CERE
Dic. 23	274,4	277,6	76,3	74,5	3,6	3,6
Ene. 24	285,9	281,5	75,2	76,5	3,7	3,8
Feb. 24	288,9	284,3	77,1	77,0	3,7	3,7
Mar. 23	292,5	301,7	71,9	74,5	4,2	4,1
Abr. 24	284,9	308,9	74,9	72,5	4,1	3,8
May. 24	285,3	308,0	76,8	74,5	4,0	3,7

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

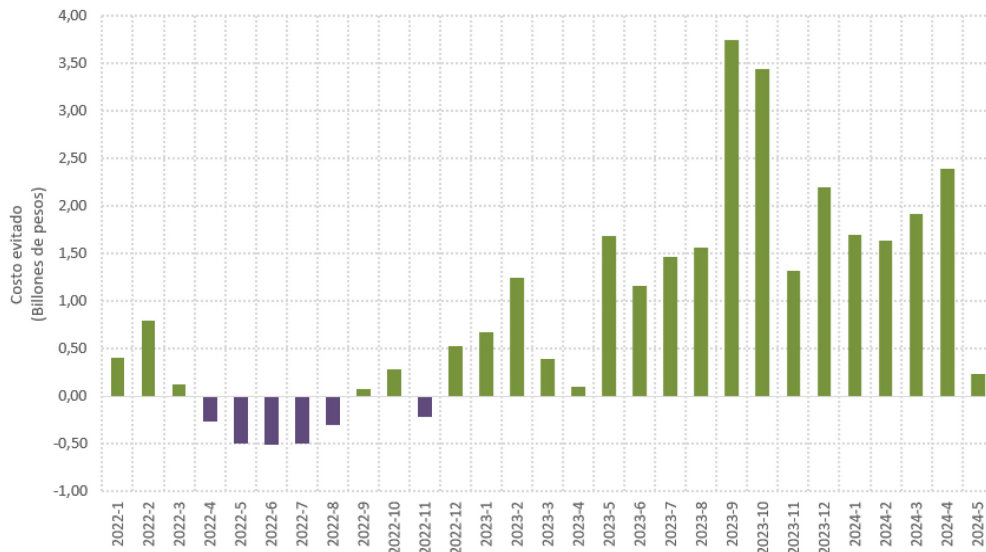
Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado:

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

La Figura 3-10 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).

El costo evitado para el trimestre marzo a mayo de 2024 fue cercano a los 4,54 Billones de pesos, 1 billón por debajo del trimestre anterior en el que se tuvo un costo evitado de 5,53 Billones de pesos. Para marzo, el costo evitado fue de 1,9 Billones de pesos, aumentando en abril a 2,4 Billones de pesos. Durante mayo, el costo evitado disminuyó, debido al aumento de los aportes hídricos y por tanto a la disminución del precio de bolsa, ubicándose en 230,000 Millones de pesos para este mes.

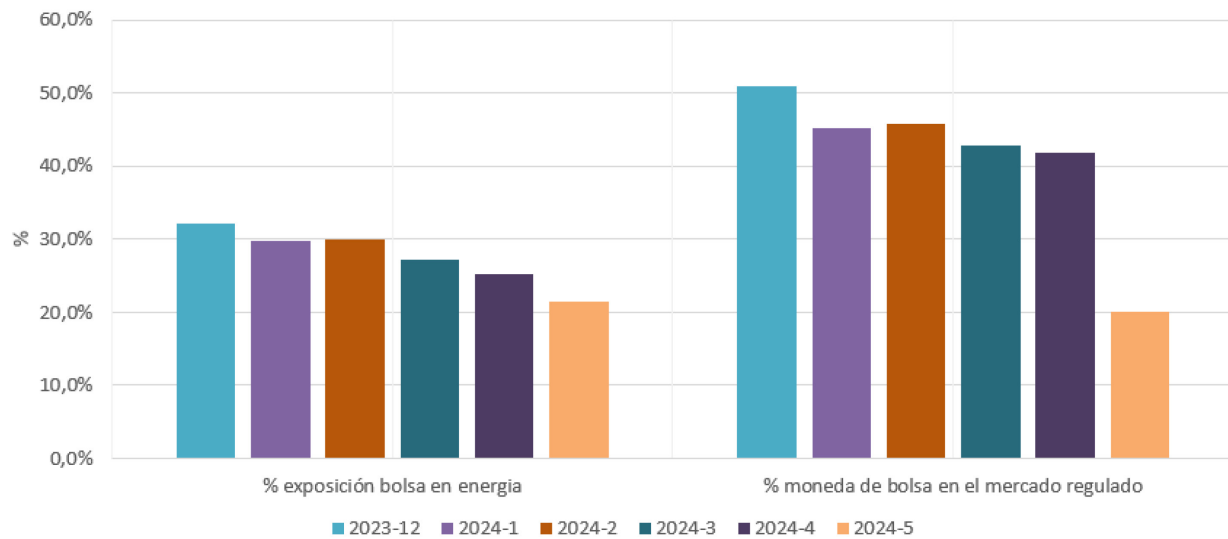
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.



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

En cuanto a la exposición en bolsa, se observa que la misma ha venido disminuyendo desde diciembre de 2023, y por lo mismo, el promedio trimestral (24,6%) es inferior al del trimestre anterior (30,6%). Para marzo, la exposición en bolsa fue de 27,1% mientras que, para mayo fue de 21,4%. Al observar el impacto en el mercado en términos monetarios, la exposición de bolsa en marzo, implicó que el porcentaje de dinero en bolsa en el regulado, fuera cerca de 42,7%, disminuyendo a 41,8% en abril y a 20,10% en mayo. Esta disminución en mayo, obedece no solo a la menor exposición en bolsa, sino que también, al menor precio de la energía en bolsa resultado del aumento de aportes hídricos en el sistema. (ver Figura 3-11).

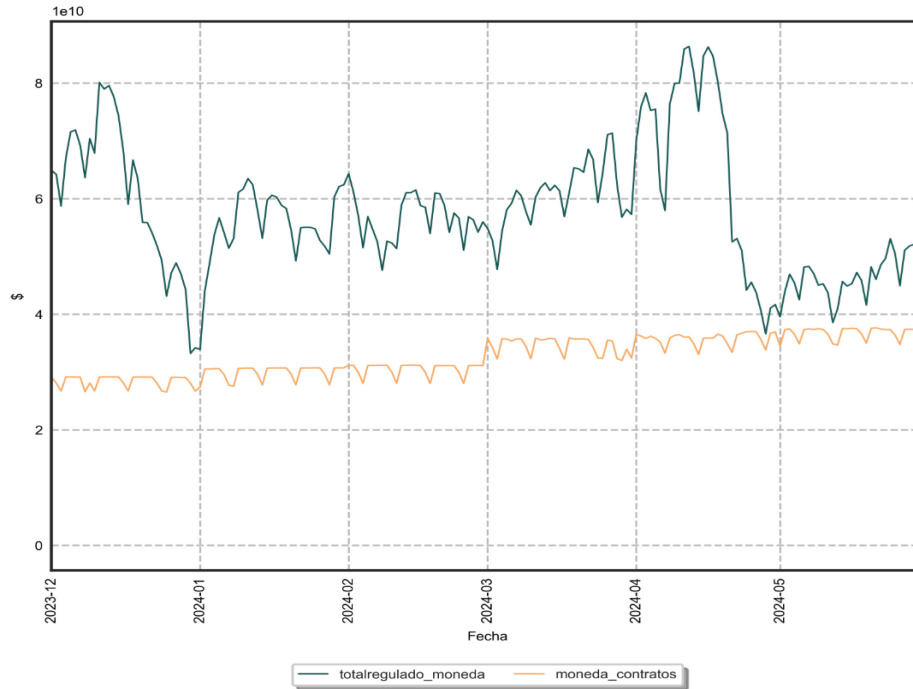
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



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

En cuanto al tamaño del mercado regulado, en promedio diario, en marzo fue de 61.695 millones de pesos (26.117 en bolsa y 34.559 en contratos), en abril fue de 66.398,9 millones de pesos (30.618 en bolsa – 35.780 en contratos), y en el mes de mayo fue de 46.253 millones de pesos (9.455 en bolsa – 36.798 en contratos) (ver Figura 3-12).

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



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

3.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación

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

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

3.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

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

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

Donde:

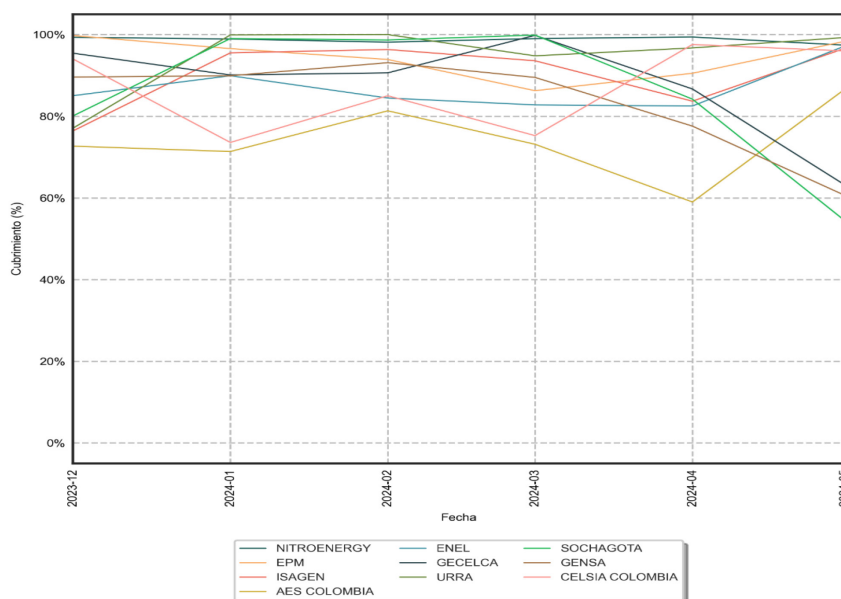
CC: Compras de energía en contratos

CB: Compras de energía en bolsa

GI: Generación ideal del agente.

En la Figura 3-13, se observa la evolución de este indicador para varios agentes generadores durante el trimestre, lo que permite comparar posibles cambios de comportamiento frente al fenómeno de El Niño. Los agentes generadores térmicos que tienen plantas a carbón (Gecelca, Gensa y Sochagota), disminuyeron su porcentaje de cubrimiento durante el trimestre, pasando de tener un cubrimiento cercano a 100% durante marzo (a excepción de Gensa que tuvo este indicador en cerca de 90%), a tener un cubrimiento alrededor del 60%.

Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



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

Por su parte, Isagen, Celsia, Enel, Nitroenergy, EPM y Urrá terminaron en trimestre con un porcentaje de cubrimiento superior a 95%, mientras que el agente AES Colombia disminuyó su cubrimiento en abril, aumentándolo en mayo por encima del 80%

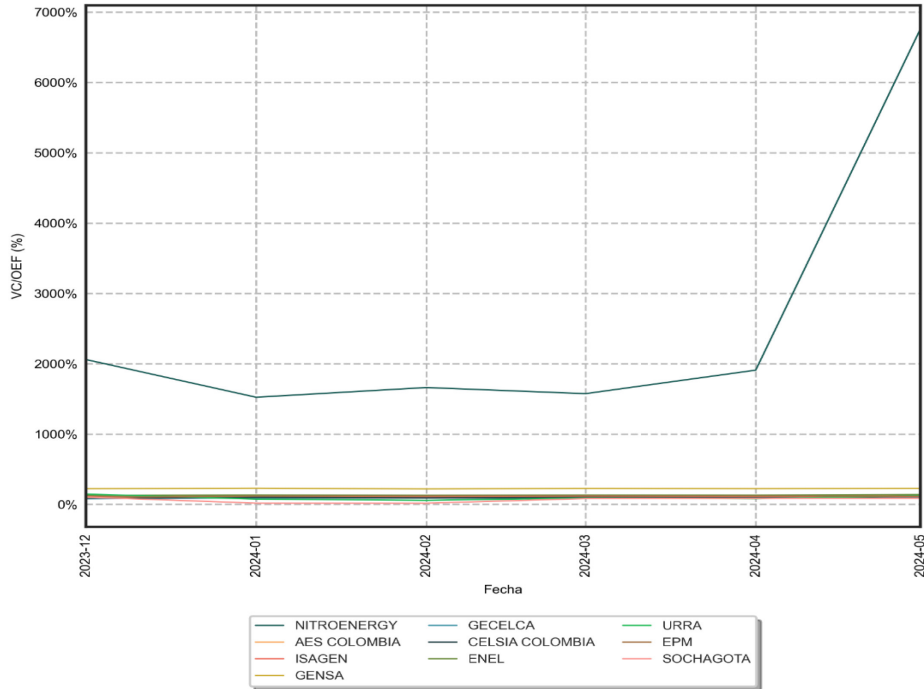
3.2.2 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

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 3-14 se observa que el agente Nitroenergy tiene ventas en contratos muy superiores a sus Obligaciones de energía en firme, y muy por encima de otros agentes generadores del mercado. Otro agente con ventas en contratos muy superiores a sus OEF, es el agente Gensa, el cual tienen ventas en contratos superiores a 2 veces sus obligaciones de energía en firme.

En contraste, los agentes Enel, Isagen, Urrá, EPM y AES Colombia tienen estas ventas más cerca de sus OEF, oscilando entre 15% y 35% superiores a sus OEF. Los agentes Celsia Colombia, Gecelca y Sochagota tienen ventas en contratos inferiores a sus OEF; Gecelca y Sochagota, tienen ventas en contratos alrededor de 84,0% de sus OEF, y Celsia Colombia cerca del 93,0% de sus OEF.

Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme

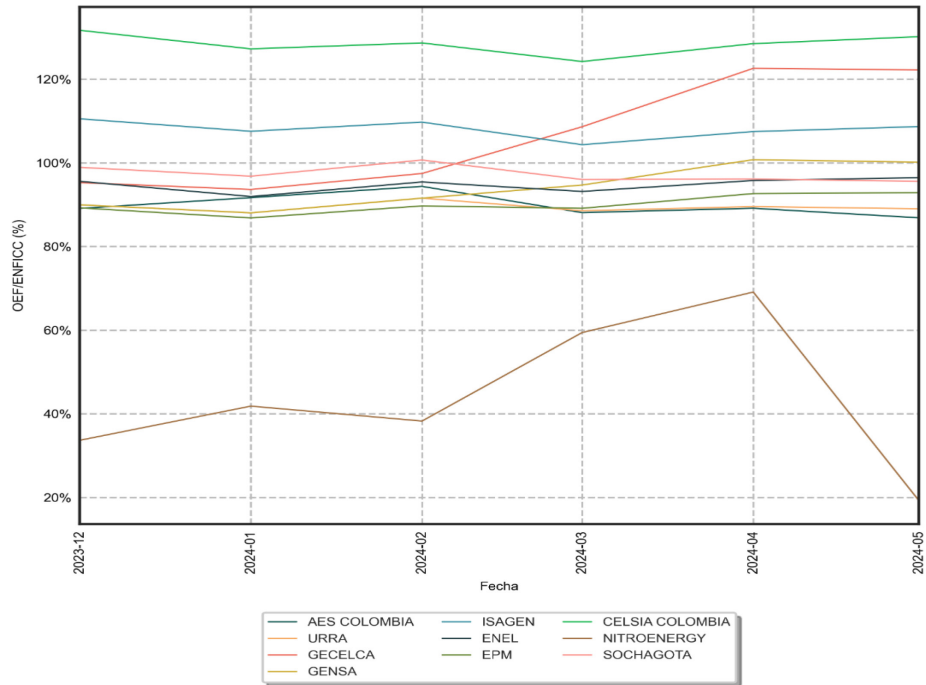


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.2.3 Relación OEF / ENFICC para agentes generadores

En la Figura 3-15 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 5,0% (Celsia tuvo sus OEF en promedio 27,0% por encima de su ENFICC Gecelca 17,0% por encima, e Isagen 6,8% por encima de sus OEF). El agente Gensa terminó el trimestre con OEF muy similares a su ENFICC. Nitro energy tuvo OEF muy inferiores a su ENFICC (en promedio 49,0%).

Figura 3-15: OEF/ENFICC



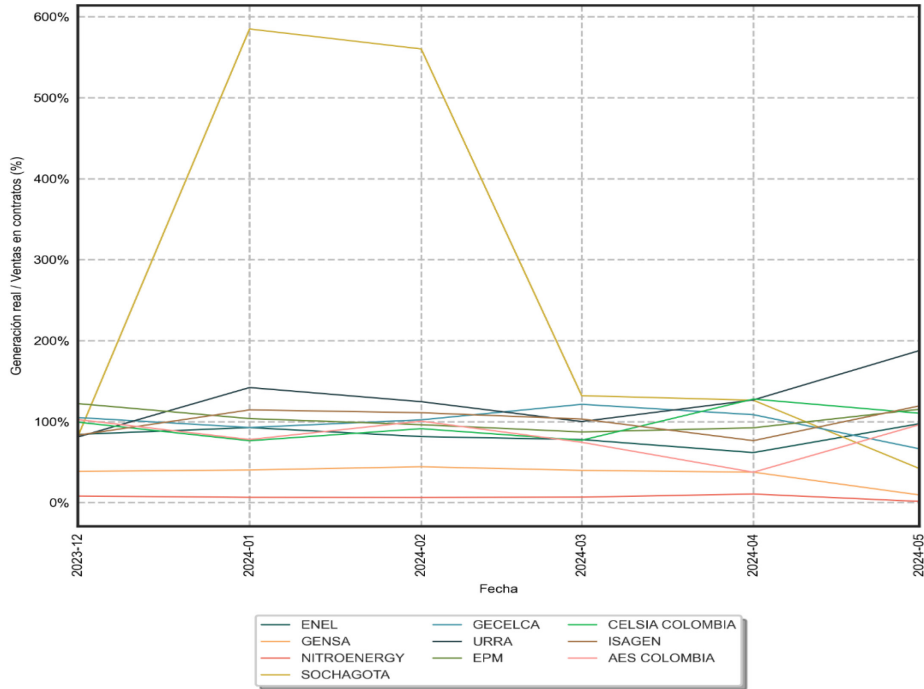
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.2.4 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.

El agente Sochagota tuvo una generación real que disminuyó de forma importante frente al trimestre anterior, en el cual su generación llegó a ser casi 6 veces sus ventas en contratos. Para este agente, durante marzo y abril, su generación fue superior en cerca de un 30,0% a sus ventas en contratos, y para mayo disminuyó a cerca de 42,0% de estas ventas (ver Figura 3-16).

Figura 3-16: Generación real / Ventas en contratos.



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

Por su parte, el agente Urrá también tuvo una generación que aumentó a cerca de 200,0% en mayo, es decir, su generación real fue casi 2 veces sus ventas en contratos para este mes. Los agentes Celsia, Isagen, EPM y Gecelca tuvieron en promedio, una generación real similar a sus ventas en contratos. Por su parte, Enel y AES Colombia, tuvieron generación inferior en cerca de un 70,0% de sus ventas en contratos.

Finalmente, Gensa y Nitroenergy, fueron los agentes que tuvieron este indicador más bajo. El agente Gensa tuvo solo un 28,0% de generación real frente a sus ventas en contratos, y para el caso de Nitroenergy, se observa que la generación real es solo un 6,3% de sus ventas en contratos. Esto quiere decir, que estos dos agentes, en especial Nitroenergy, han estado asumiendo roles de comercialización que van mucho más allá de sus capacidades de generación.

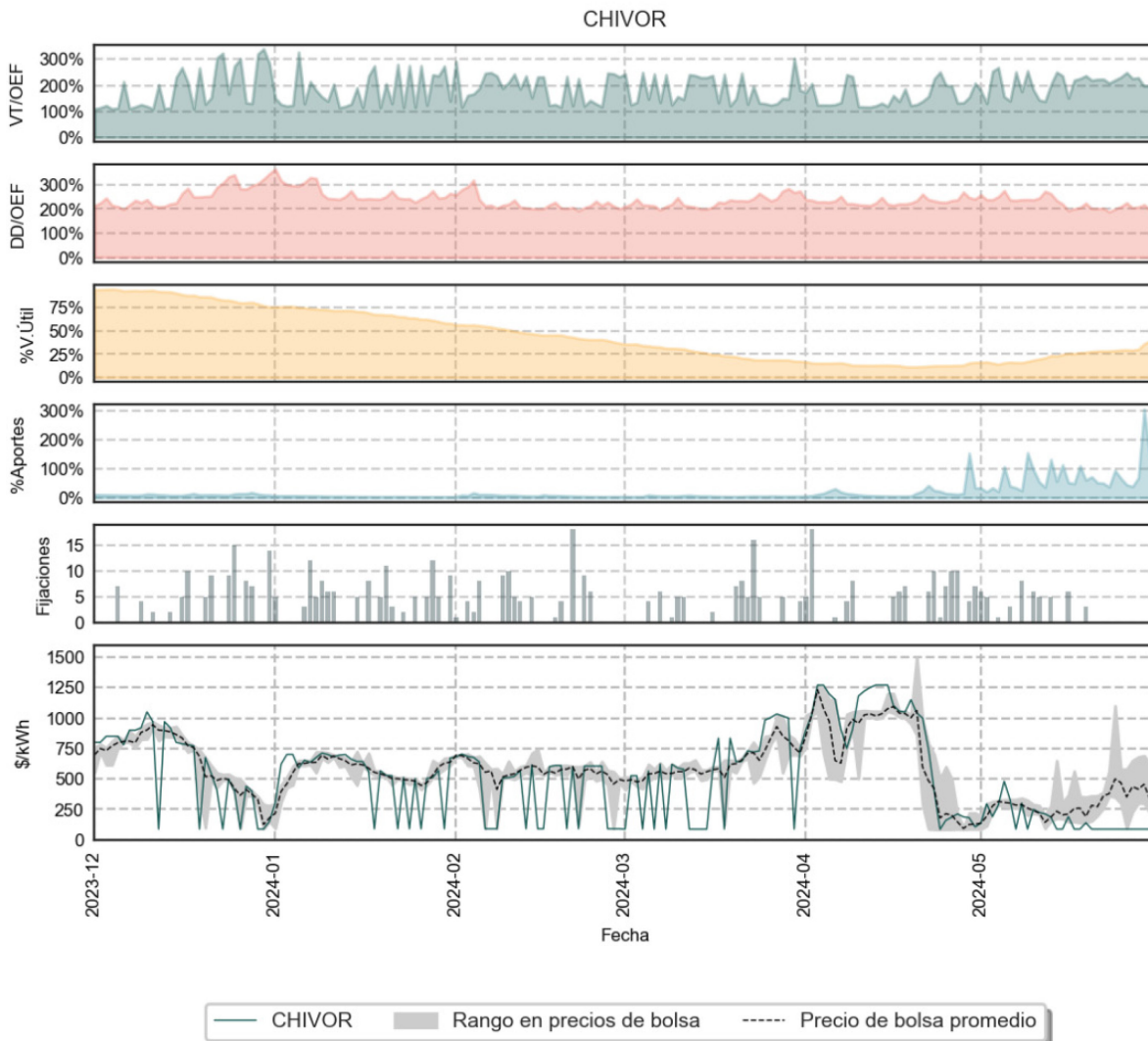
3.2.5 Comparación de variables por agente

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

AES Colombia:

Las ventas totales de energía de AES Colombia & Cía. S.C.A. E.S.P. fueron en promedio, 83,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 3-17).

Figura 3-17: Comparación de variables: AES Colombia.



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 129,5% superior a sus Obligaciones de Energía Firme del trimestre.

El volumen útil de los embalses del agente registro promedios de 25,9% en marzo, 13,7% en abril y 24,6% durante mayo.

Durante el trimestre, los aportes hídricos que recibió el agente fueron en promedio 5,9% de su percentil 95, para marzo, 19,4% durante abril, y 79,9% durante mayo.

Se observa que durante el trimestre los precios ofertados se acercaron a los precios de bolsa promedio. Durante marzo, se encontraron cerca de 500,0 \$/kWh, aumentando en abril a cerca de 1.000,0 \$/kWh y disminuyendo desde finales de abril y durante mayo a valores inferiores a 250,0 \$/kWh.

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

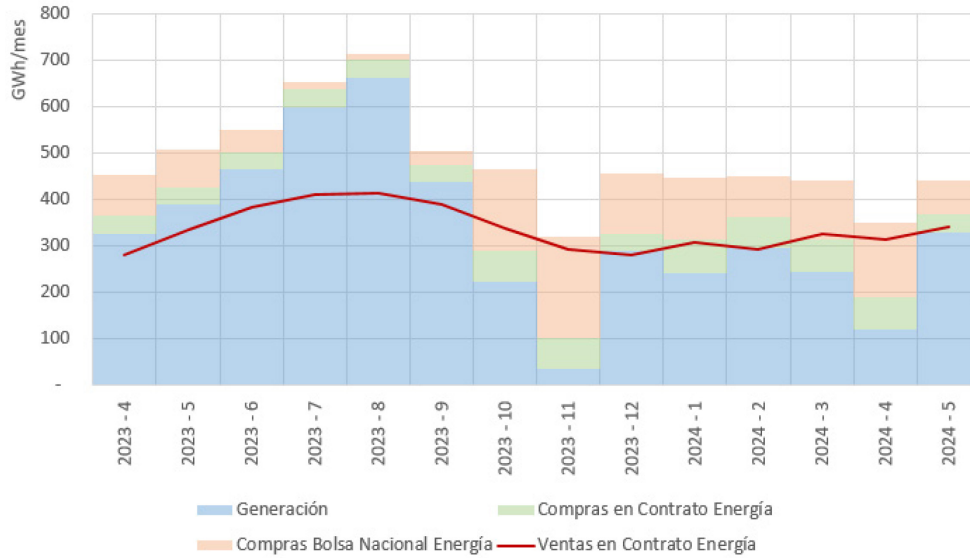
Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	511,3	564,7	360,5	85,3	1270,7

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

La Figura 3-18 presenta la generación y compras de energía del agente frente a sus ventas en contratos durante el fenómeno de El Niño 2023 – 2024. Se observan periodos donde el agente vende energía por encima de sus ventas en contratos (generalmente ventas en bolsa) y otros donde el agente tiene que comprar energía faltante en bolsa. En particular, para los meses de julio y agosto el agente tuvo importantes excedentes que vendió en bolsa. Por otra parte, durante el mes de octubre y noviembre de 2023, así como en abril de 2024, el agente tuvo que conseguir energía en bolsa para cubrir sus contratos. Es de resaltar, que en octubre de 2023 y abril de 2024 los precios de bolsa estuvieron altos, y en noviembre los precios estuvieron bajos, lo cual aprovechó el agente para aumentar su nivel de embalse.

Figura 3-18: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia

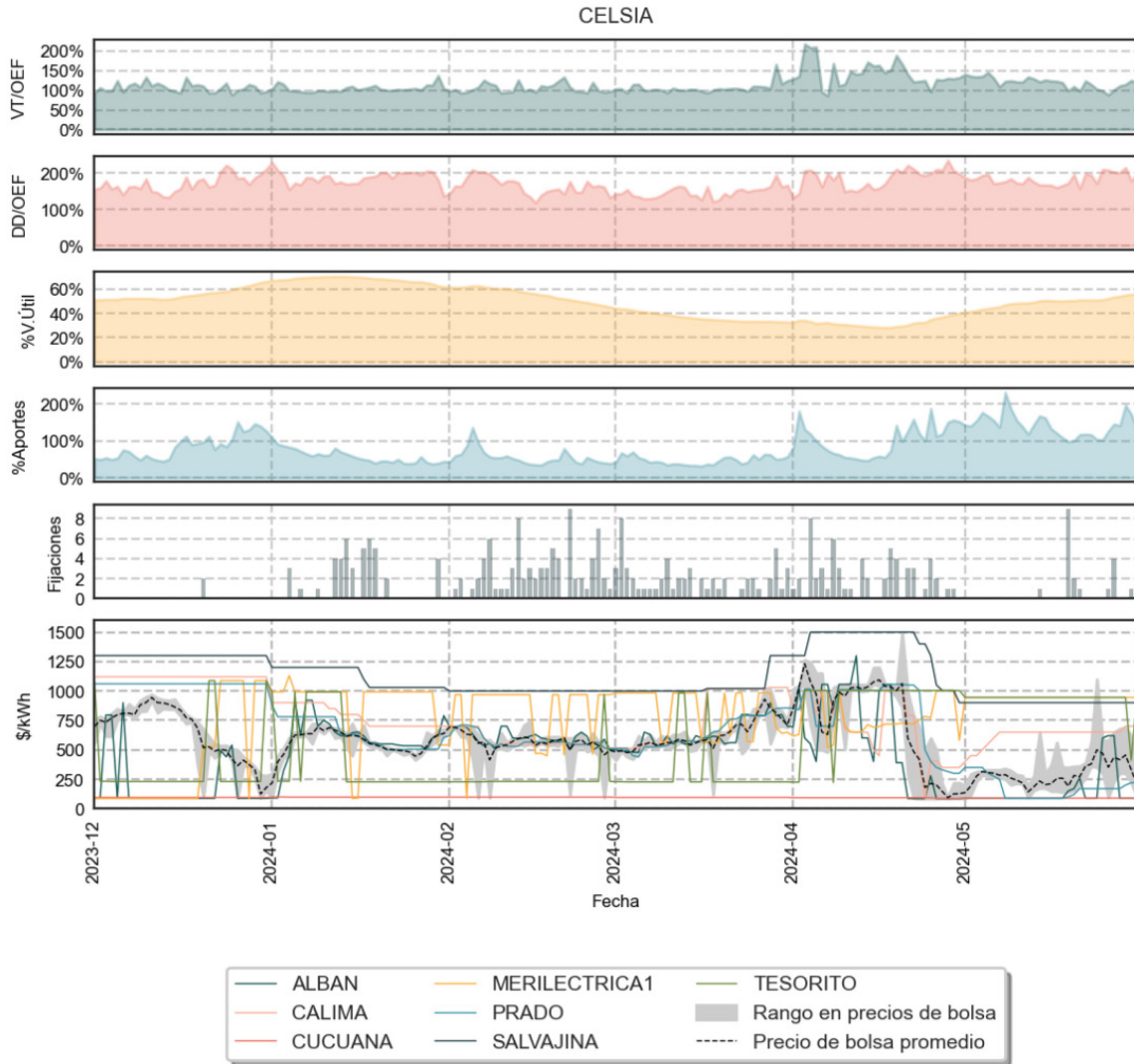


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Celsia:

Para el agente CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. las ventas totales de energía del trimestre, fueron en promedio 22,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-19).

Figura 3-19: Comparación de variables: Celsia.



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

Para este agente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 71,8% 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 36,8% en marzo, 32,3% en abril, y 49.2%, para el mes de mayo. En cuanto a los aportes para el agente CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., estuvieron en promedio en 47,9% durante el mes de marzo frente a su percentil 95 histórico, 101,1% en abril, y 142,6% en mayo.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 3-6. Se observa que la planta Salvajina estuvo en todo el periodo por encima de los precios de bolsa promedio, atendiendo generación de seguridad principalmente. La planta Calima ofertó precios similares al precio de bolsa durante marzo, entrando en mérito de forma más continua durante abril, y saliendo de mérito en mayo. La planta Tesorito contó con precios bajos durante marzo, aumentando durante abril a cerca de 1.000,0 \$/kWh, dada la indisponibilidad de combustible en firme. Cucuana por su parte, tuvo precios bajos cercanos al mínimo regulatorio durante el trimestre.

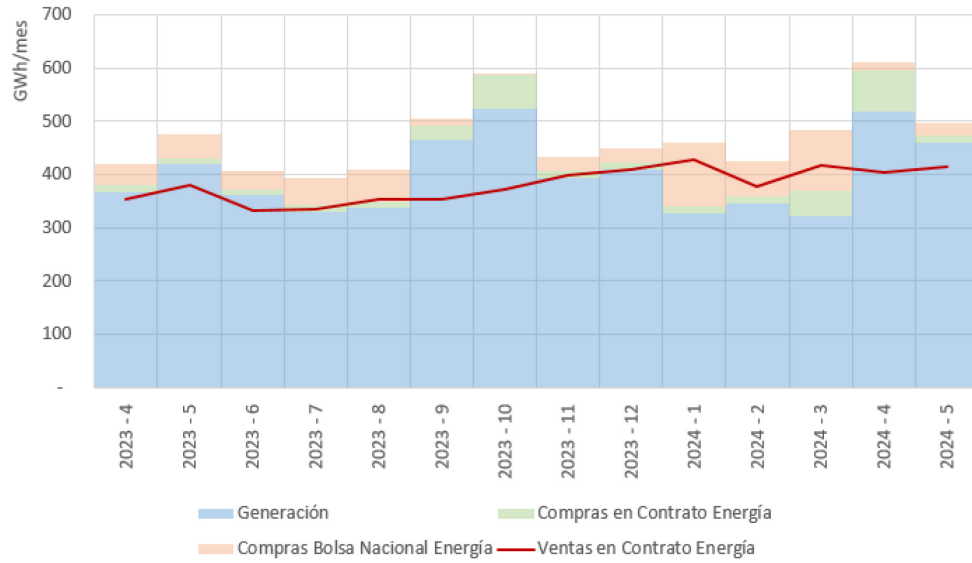
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Albán	454,4	540,0	302,2	85,3	1.300,0
Calima	766,9	700,0	235,8	85,3	1.120,0
Cucuana	94,6	95,3	3,2	87,3	99,1
Merilectrica 1	780,5	944,1	310,8	86,2	1.130,6
Prado	651,8	605,0	304,5	87,3	1.060,0
Salvajina	1124,4	1030,0	192,4	900,0	1.500,0
El Tesorito	534,3	231,1	370,4	222,4	1.086,8

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 los meses de septiembre y octubre de 2023, el agente tuvo ventas excedentes en bolsa, y en los meses de enero a marzo, el agente completó la energía para cubrir sus contratos, con energía comprada en bolsa, tal y como se ilustra en la Figura 3-20.

Figura 3-20: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia

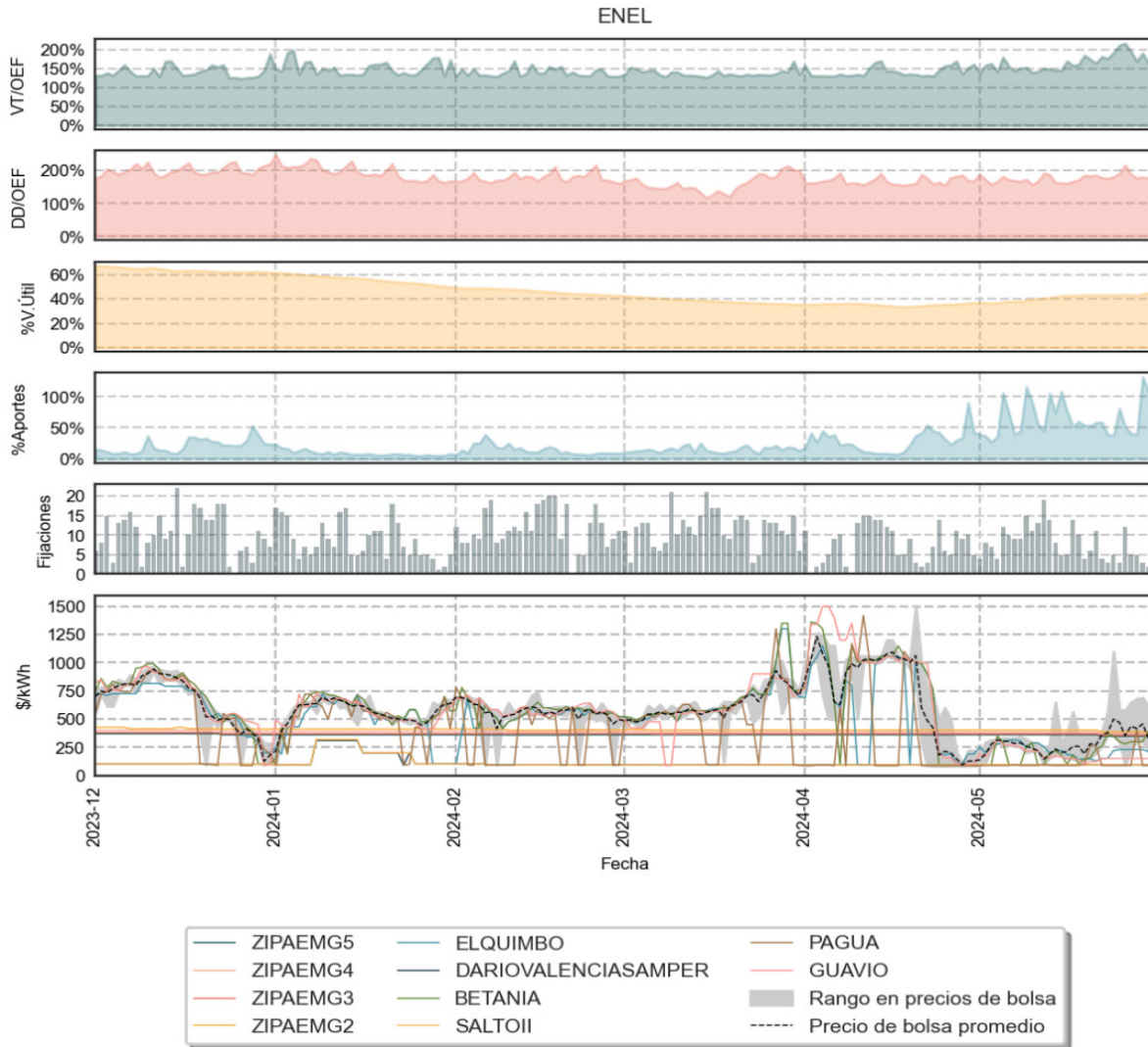


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Enel:

Para ENEL COLOMBIA SA ESP, las ventas totales de energía fueron 48.0% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-21).

Figura 3-21: 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 68,3% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

El volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 38,6% en marzo, 35,4% en abril, y 41,3% en mayo. Durante el trimestre, los aportes que recibió el agente fueron en promedio 15,0% de su percentil 95 para marzo, 28,7% durante abril, y 65,3% durante mayo.

En cuanto a los precios de oferta de Enel, se observa que las plantas térmicas a carbón, tuvieron precios relativamente estables, con desviaciones estándar de menos de 10,0 \$/kWh con promedios entre 360,0

\$/kWh y 405,0 \$/kWh durante el trimestre marzo - mayo. La planta Guavio tuvo precios cercanos a 600,0 \$/kWh durante marzo, aumentando durante la primera semana de abril y llegando a los 1.500,0 \$/kWh. Durante mayo, esta planta disminuyó sus precios ofertados. El Quimbo tuvo un comportamiento similar a el Guavio durante el trimestre analizado. Pagua tuvo la mayor desviación estándar, con 315,0 \$/kWh.

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

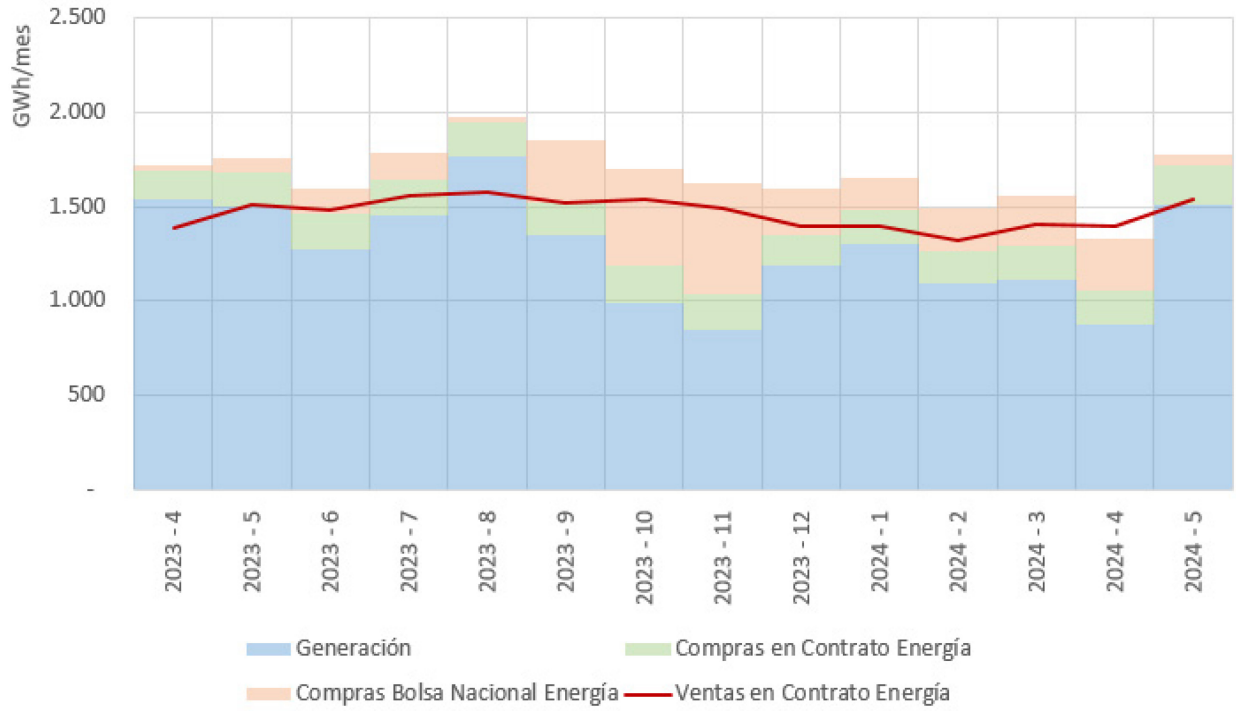
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	579,8	574,0	300,5	85,3	1.360,0
Dario Valencia Samper	108,7	94,0	48,5	89,3	310,0
El Quimbo	525,6	550,0	264,5	91,7	1.300,0
Guavio	578,9	561,0	310,1	87,3	1.500,0
Pagua	393,6	430,0	315,0	85,3	1.420,0
Salto II	109,9	94,0	50,7	91,2	320,0
Zipa 2	405,7	402,0	7,5	388,0	427,0
Zipa 3	370,1	370,0	4,6	357,0	380,0
Zipa 4	387,7	386,0	6,5	371,0	401,0
Zipa 5	360,4	360,0	4,4	348,0	370,0

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

Durante el fenómeno de El Niño, iniciando en mayo de 2023, el agente Enel cubrió sus contratos con generación propia para el mes de agosto de 2023. Para los meses de junio, julio y septiembre de 2023, así como para los meses de enero y mayo de 2024, el agente cubrió una parte con compras en contratos aparte de su generación propia. Para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023, así como para los meses de febrero, marzo y abril de 2024, el agente compró energía en bolsa para cubrir sus ventas en contratos (ver Figura 3-22).

Figura 3-22: Generación y compras de energía vs ventas – Enel

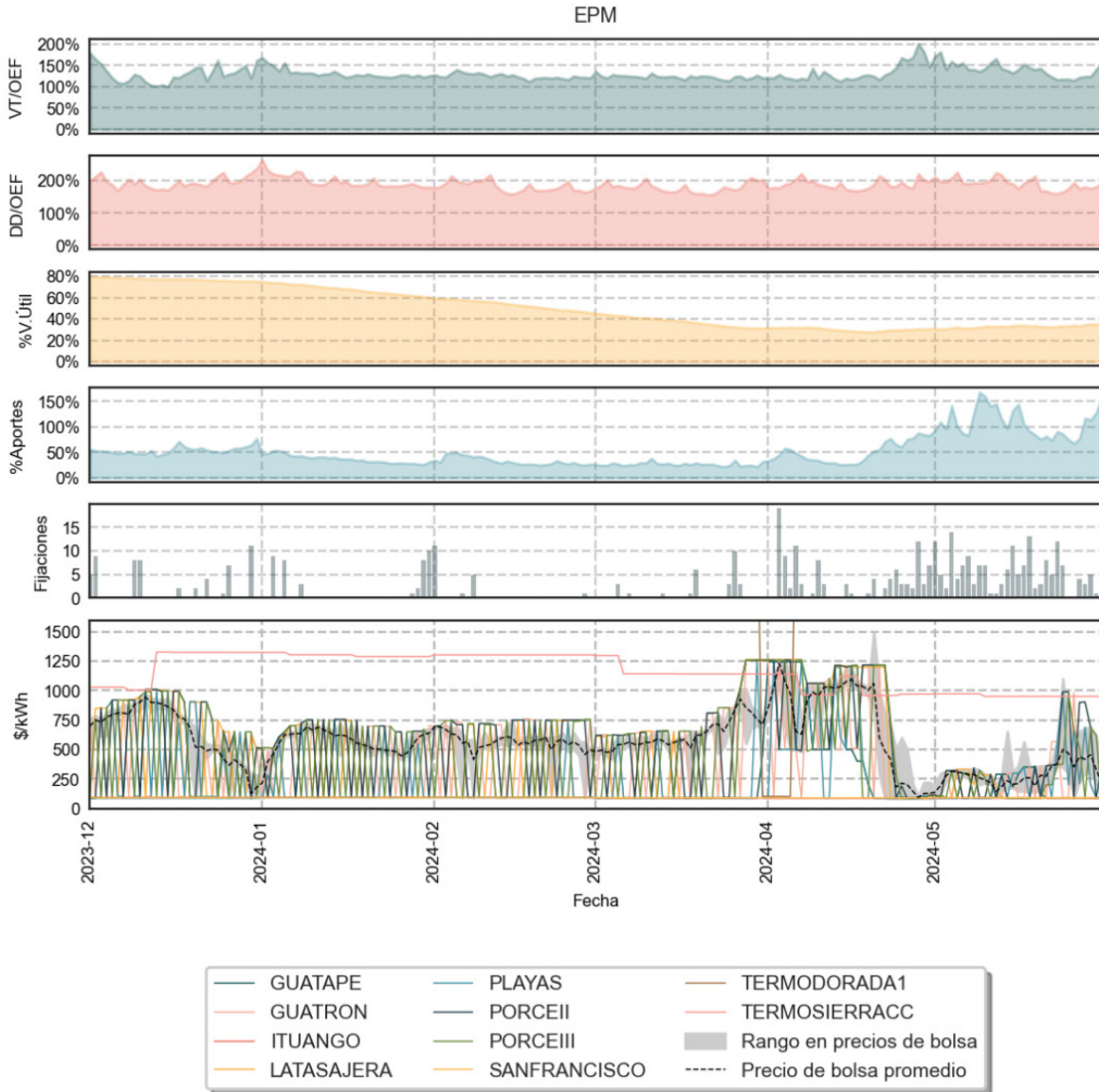


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

EPM:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., fueron en promedio 32.3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-23).

Figura 3-23: 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, 86.6% 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 38,0% en marzo, 30,3% en abril, y 33,0%, para el mes de mayo. En cuanto a los aportes para el agente EMPRESAS PUBLICAS DE

MEDELLIN E.S.P., los mismos estuvieron en promedio en 26.5% durante el mes de marzo, 49,4% en abril, y aumentando a 108,4% en mayo, 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. Se observa que las ofertas de precios de este agente tienen una alta variabilidad, sobre todo para sus plantas de baja regulación. La planta hidro con más desviación estándar fue La Tasajera con 430,9 \$/kWh.

La Tabla 3-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo. Para la planta Termosierra de ciclo combinado, se presentan los estadísticos para su configuraciones más costosa y más económica respectivamente, con precios de oferta promedio de 1.158,0 \$/kWh para su configuración más económica, y 2.124,0 \$/kWh para su configuración más costosa.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatape	183,0	88,7	268,2	85,3	1.245,0
Guatron	440,6	324,0	377,9	85,3	1.262,0
Ituango	88,9	87,3	2,5	85,3	92,6
La Tasajera	451,7	90,2	430,9	87,3	1.264,0
Playas	257,8	92,6	313,6	85,3	1.266,0
Porce II	549,1	650,0	387,7	85,3	1.262,0
Porce III	496,6	520,0	390,7	85,3	1.262,0
San Francisco	90,6	90,2	1,6	88,2	92,6
Termodorada 1	2.438,7	2.643,0	515,2	101,0	2.798,6
Termosierra CC (config. 1⁸)	2.124,1	2.180,7	150,6	1.853,9	2.288,1
Termosierra CC (config. 2⁹)	1.158,8	1.143,1	150,8	951,2	1.327,5

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

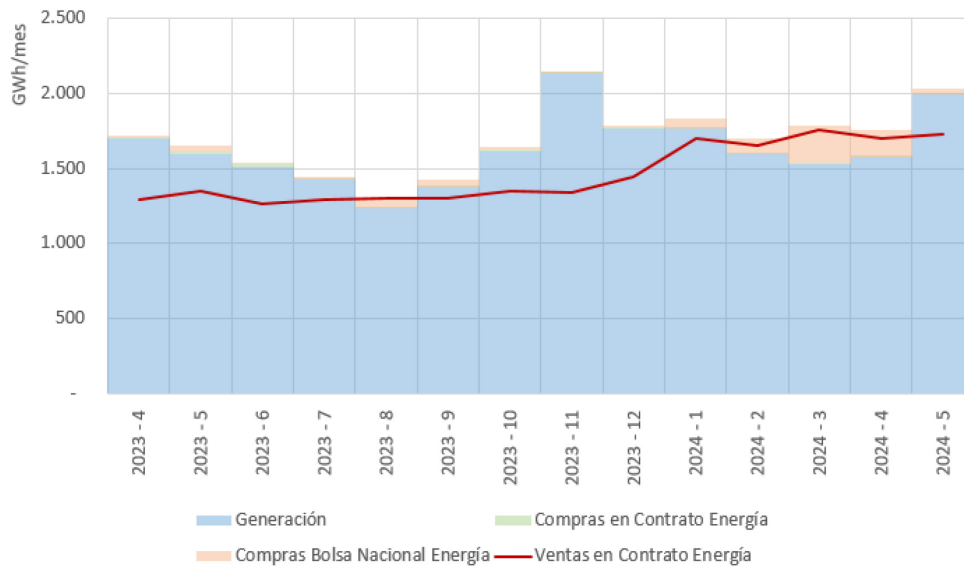
El agente EPM, cubrió con su propia generación las ventas en contratos durante la mayor parte del fenómeno de El Niño. El agente tuvo excedentes para vender en bolsa, durante 9 meses del fenómeno

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

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

climático, y durante los meses de agosto de 2023, así como febrero, marzo y abril de 2024, el agente adquirió energía en bolsa para completar sus ventas en contratos.

Figura 3-24: Generación y compras de energía vs ventas – EPM

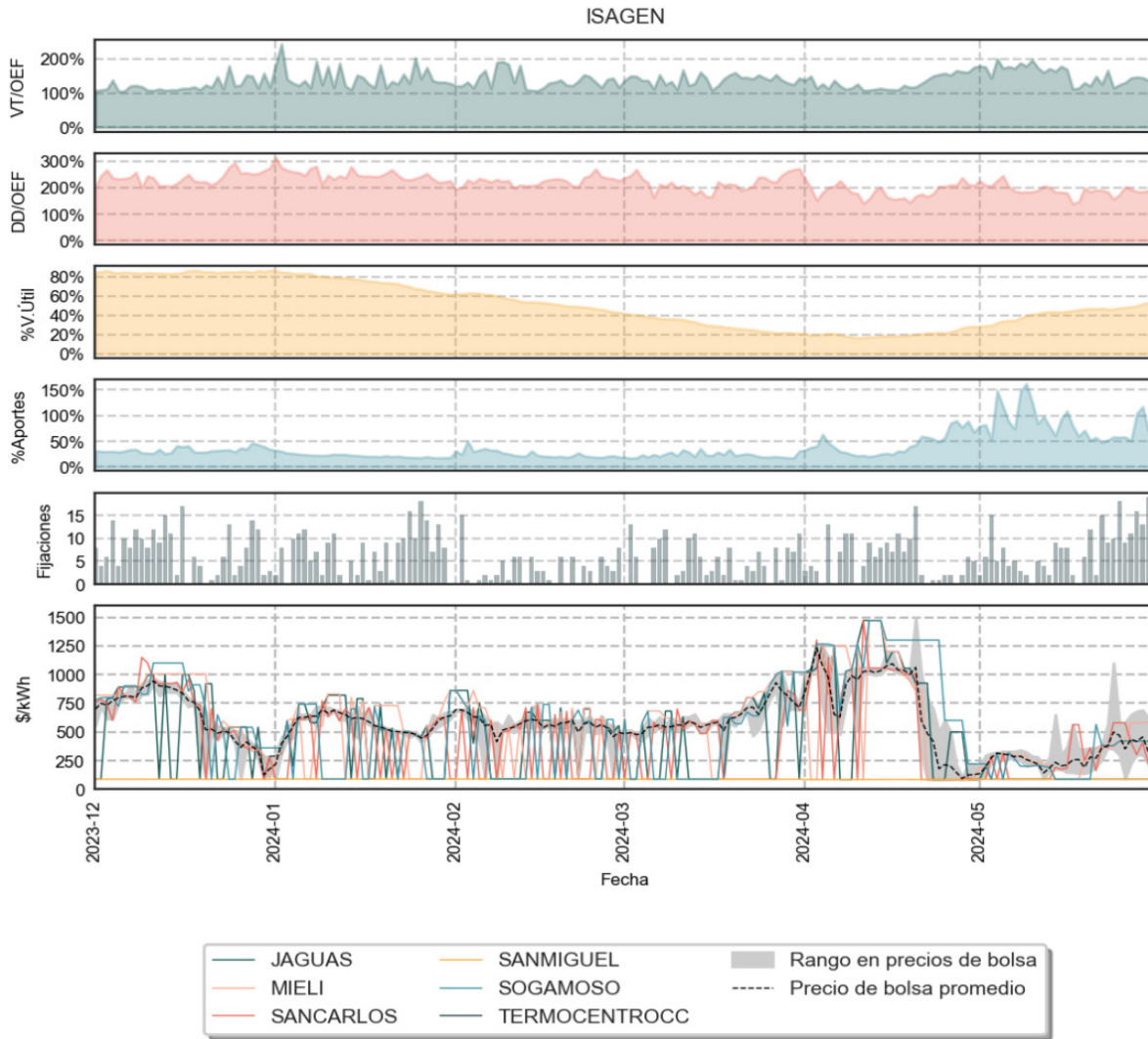


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Para el agente ISAGEN S.A. E.S.P. las ventas totales de energía del trimestre, fueron en promedio 41.6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-25), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

Figura 3-25: Comparación de variables: Isagen.



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

Para este agente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 97,9% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de las plantas del agente, registró valores promedio de 30,4% en marzo, 20,6% en abril, y 42,6%, para el mes de mayo. En cuanto a los aportes para el agente Isagen, estuvieron en promedio en 23,6% durante el mes de marzo frente a su percentil 95 histórico, 44,5% en abril, y 84,4% en mayo.

Durante marzo, se observa que los precios ofertados de las plantas San Carlos, Miel y Jaguas, se acercaron a los precios de bolsa promedio. A principios de abril, estas plantas presentaron oscilaciones en sus precios frente a aportes observados, y aumentaron durante la segunda mitad de abril. Para mayo, con el aumento de aportes, sus precios ofertados disminuyeron.

La Tabla 3-9 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista. Para la planta de generación Termocentro se presentan los precios de sus configuraciones más económica y más costosa.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	462,2	472,0	399,1	85,3	1.472,0
Miel I	576,4	580,0	357,5	85,3	1.470,0
San Carlos	453,2	488,0	338,8	85,3	1.473,0
San Miguel	87,7	87,3	1,5	85,3	89,8
Sogamoso	546,8	545,0	403,6	87,3	1.471,0
Termocentro CC (config. 1 ¹⁰)	2.387,5	2.596,2	383,3	1.687,1	2.596,2
Termocentro CC (config. 2 ¹¹)	1.876,4	1.934,4	106,7	1.681,4	1.934,4

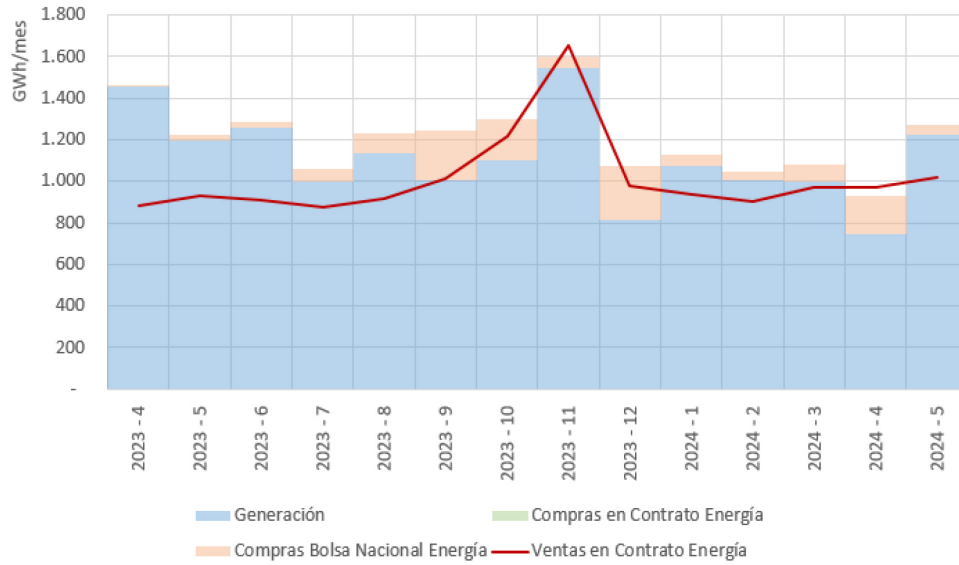
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En general, el agente Isagen, tuvo excedentes de energía para vender en bolsa. Se observa, que para los meses de octubre y diciembre de 2023, así como para el mes de abril de 2024, el agente compró en bolsa, energía para completar sus compromisos de ventas en contratos (ver Figura 3-26). Por otro lado, durante los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2023, y, en enero, febrero y mayo de 2024, el agente suministró energía al sistema, más allá de sus obligaciones en contratos, como energía en bolsa. Para el mes de noviembre de 2023, se observa el incremento de sus ventas en contratos de forma importante.

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 3-26: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen

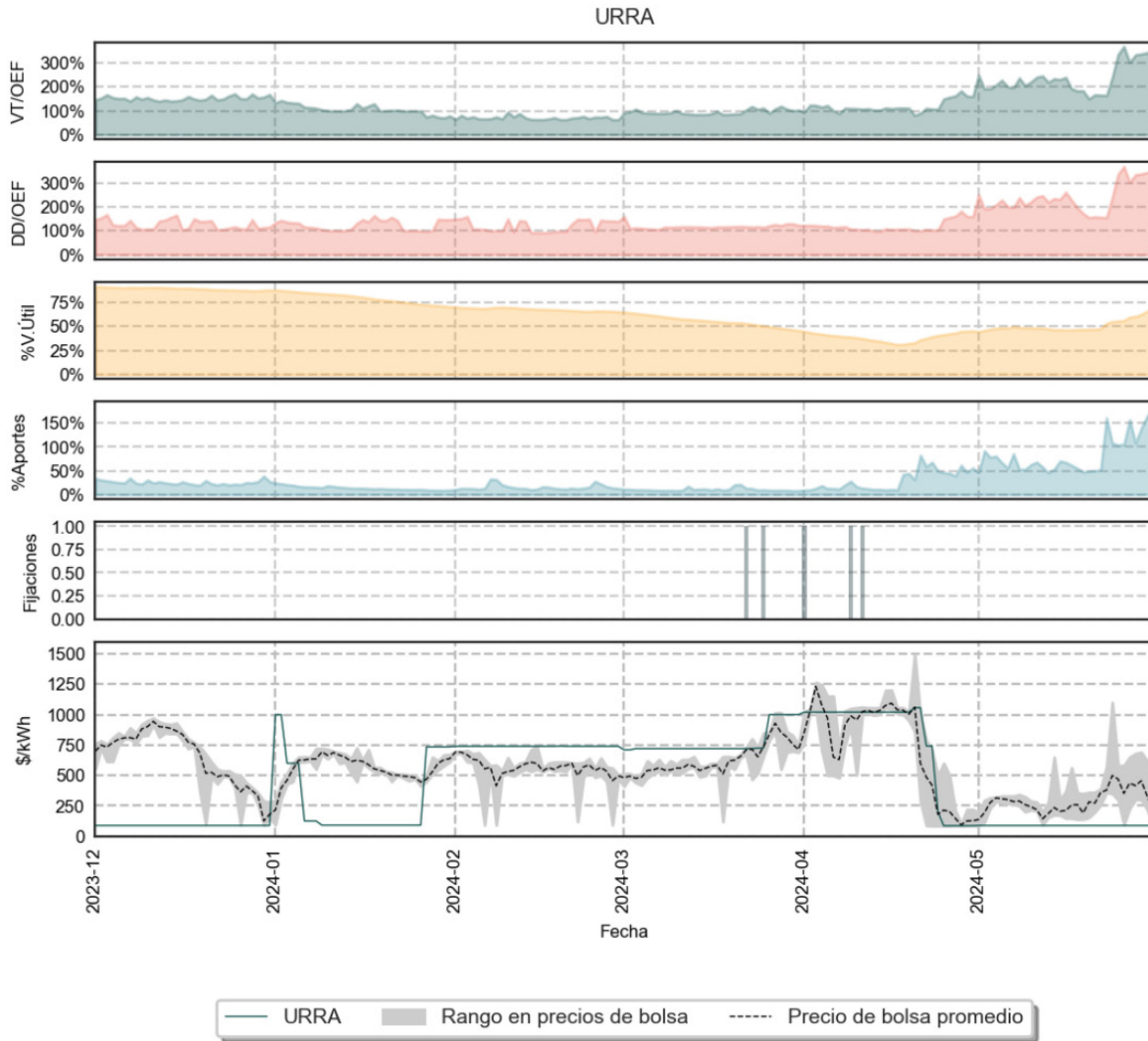


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Urrá:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., fueron en promedio 50.5% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-27).

Figura 3-27: 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 59,5% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P. tuvo un promedio de 55,3% durante el mes de marzo, mientras que para el mes de abril el promedio fue de 38,7%, y durante mayo fue de 50,9%.

Al revisar los aportes, los mismos fueron de 11,1% para el mes de marzo, 30,3% para el mes de abril, y 83,7% para el mes de mayo frente al percentil 95 de sus aportes históricos.

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

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

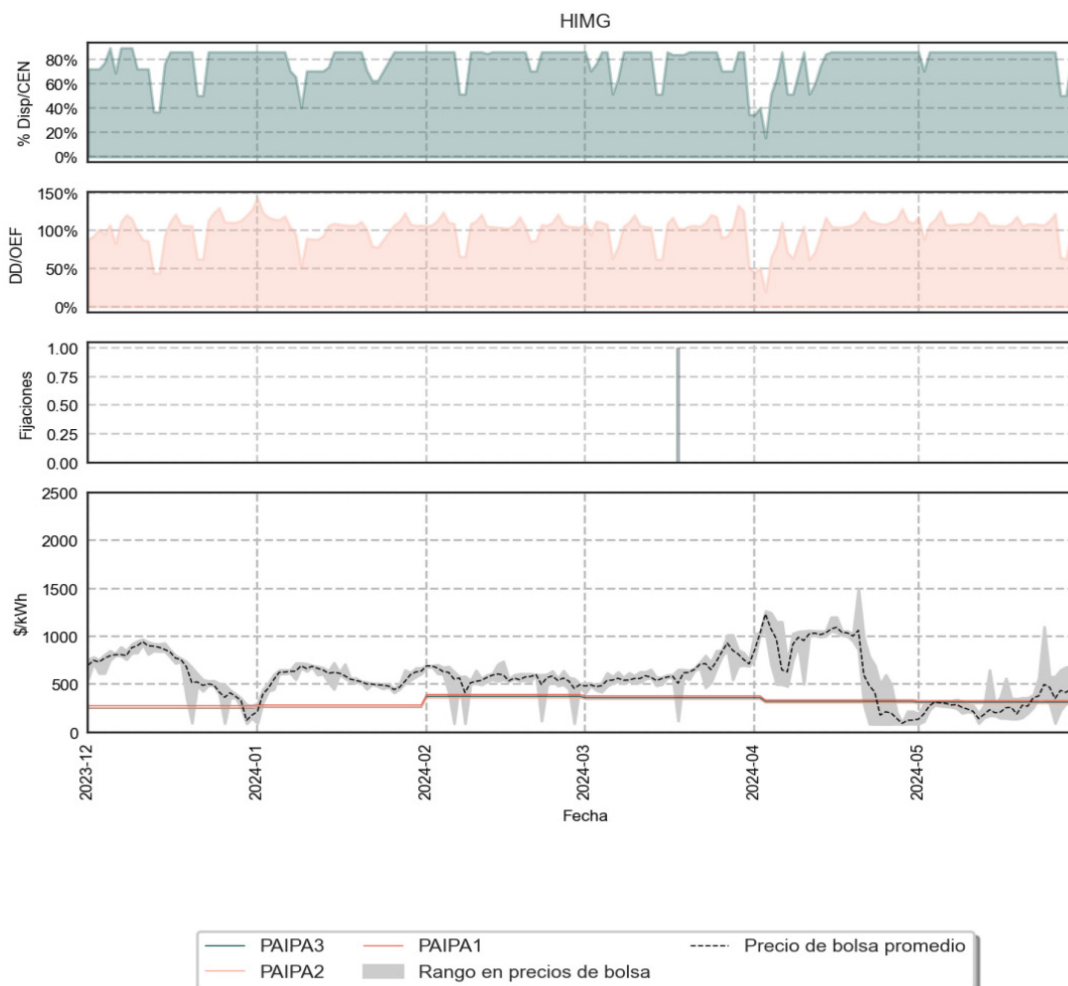
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Urrá	459,2	600,0	377,1	85,3	1.056,6

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

Gensa:

El agente Gensa tuvo en general una disponibilidad real cercana al 78% de su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-28). Así mismo, se encuentra que la disponibilidad declarada fue en general, similar a las Obligaciones de Energía en Firme del agente.

Figura 3-28 Comparación de variables Gensa



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

La Tabla 3-11 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente, observándose que las plantas presentaron precios que oscilaron entre 251,0 \$/kWh y 394,0 \$/kWh, entrando en mérito durante los meses de marzo y abril, y parcialmente en mérito, para el mes de mayo.

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

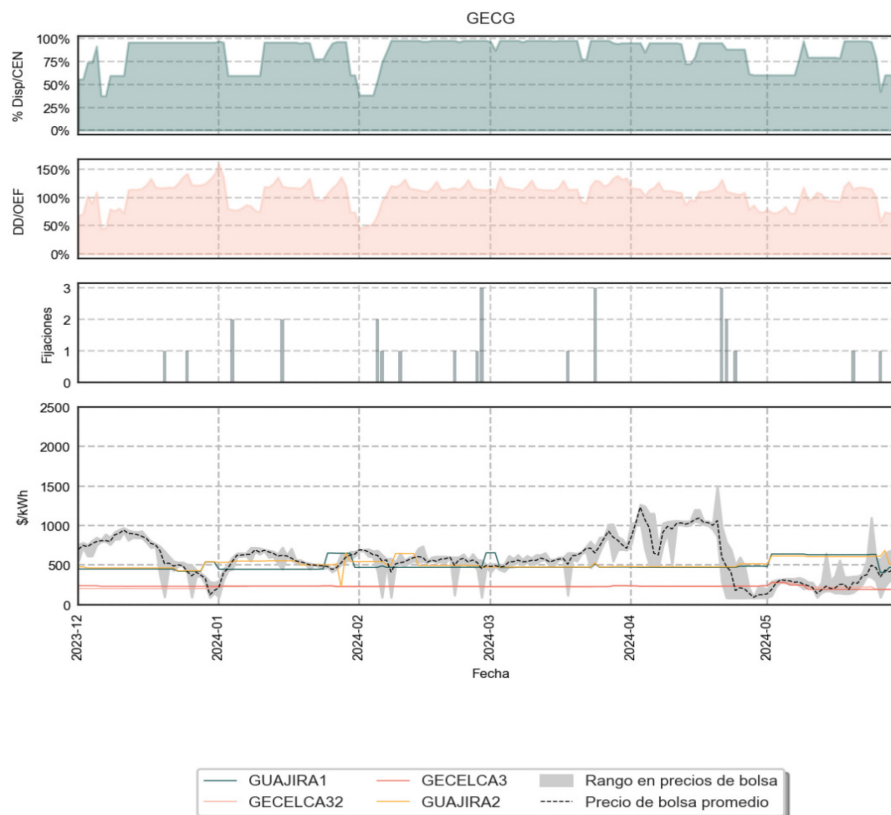
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	333,3	329,9	44,1	276,6	394,1
Paipa2	303,2	300,2	38,9	253,0	357,5
Paipa3	313,1	314,2	46,4	251,8	374,6

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

Gecelca:

Durante el trimestre marzo a mayo, el agente Gecelca tuvo una disponibilidad a cercana al 78,0% de su capacidad efectiva neta (ver Figura 3-29). Por su parte, la disponibilidad declarada fue superior a sus OEF en 6,0% en promedio durante el periodo.

Figura 3-29 Comparación de variables Gecelca



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

La Tabla 3-12 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca. Se observa que sus plantas con generación Gecelca 3 y Gecelca 32, presenta precios de oferta entre en un rango entre 193,0 \$/kWh y 283,0 \$/kWh. Por su parte las plantas con generación dual Gas-Carbón (Termoguajira), presentaron precios más altos, oscilando entre 226,0 \$/kWh y 685,0 \$/kWh.

Tabla 3-12 Estadísticos básicos Gecelca

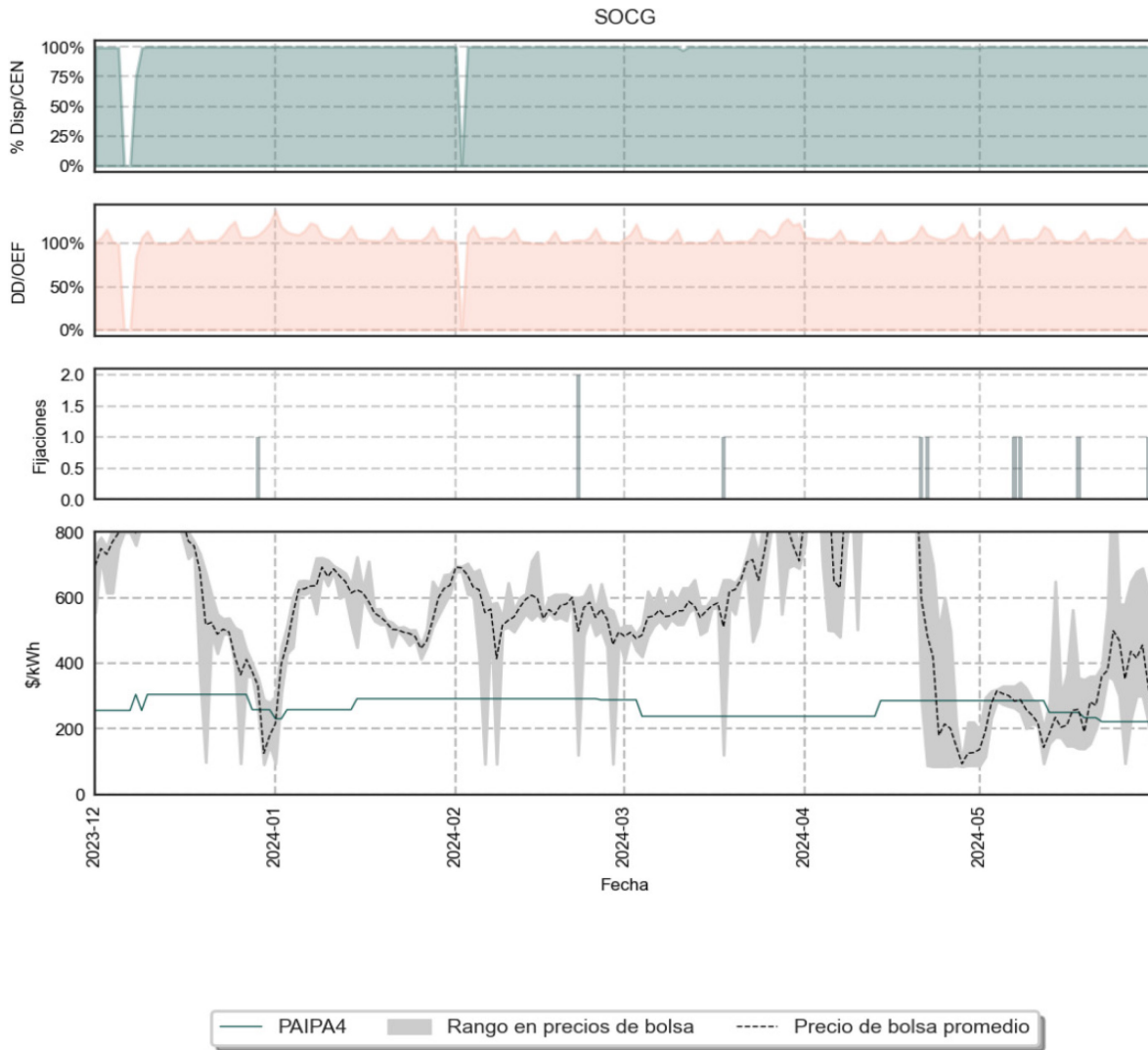
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	230,4	232,8	15,9	193,5	283,7
Gecelca32	224,8	226,8	14,5	193,7	271,9
Guajira1	496,1	472,6	69,9	402,9	655,4
Guajira2	514,4	497,1	60,6	226,2	685,8

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

Sochagota:

El agente Sochagota tuvo una disponibilidad real igual a su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-30). Esto también se vio reflejado en la disponibilidad declarada contra sus OEF, las cuales también estuvieron cerca de 100%.

Figura 3-30 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 220,0 \$/kWh y 304,0 \$/kWh (Tabla 3-13).

Tabla 3-13 Estadísticos básicos Sochagota

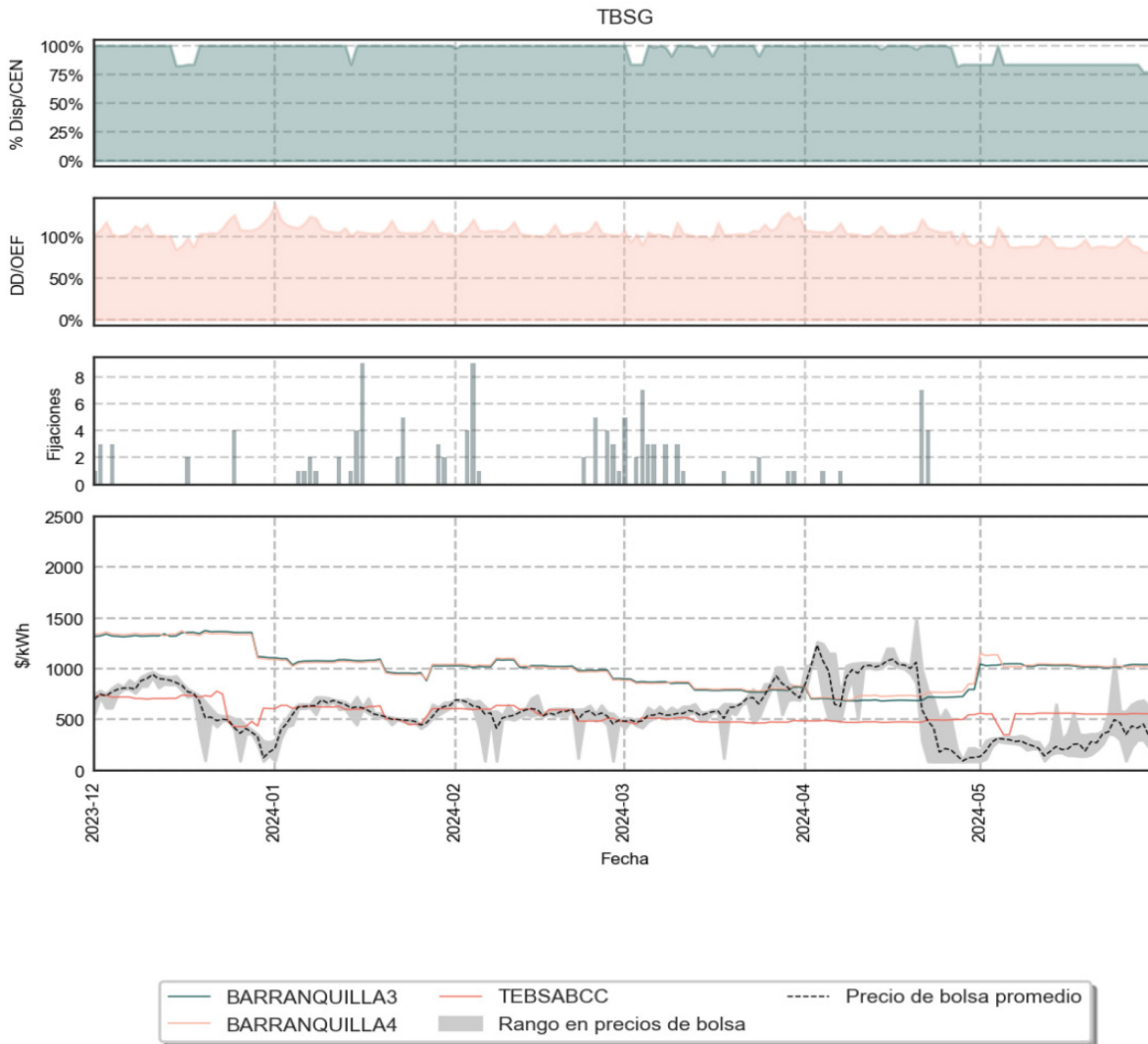
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	268,6	285,9	26,8	221,4	304,7

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

TEBSA:

El agente TEBSA tuvo una disponibilidad real cercana al 93% de su capacidad efectiva neta durante el trimestre marzo-mayo (ver Figura 3-31), lo anterior está asociado a mantenimientos postergados que iniciaron una vez finalizado el periodo crítico del fenómeno de El Niño. Así mismo, su disponibilidad declarada fue en general similar a su OEF en promedio. La figura presenta para la planta de ciclo combinado los precios de su configuración más económica.

Figura 3-31 Comparación de variables TEBSA



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

Se observa, que las plantas Barranquilla 3 y Barranquilla 4 han venido disminuyendo sus precios desde diciembre de 2023, logrando precios cercanos a los 682,0 \$/kWh durante abril, entrando en mérito durante este mes, en periodos con precios de bolsa más altos. Durante mayo, estas plantas aumentaron sus precios a cerca de 1.000,0 \$/kWh. Por otro lado, la planta TEBSA de ciclo combinado, tuvo valores cercanos a 500,0 \$/kWh durante el periodo. La Tabla 3-14 presenta los estadísticos de precios para este agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	990,4	1.021,7	198,2	682,3	1.375,9
Barranquilla4	997,3	1.020,7	190,1	692,8	1.373,4
TEBSA CC (Config. 1 ¹²)	1.462,9	1.408,9	254,2	793,2	2.035,5
TEBSA CC (Config. 2 ¹³)	555,7	553,8	87,1	350,6	778,7

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

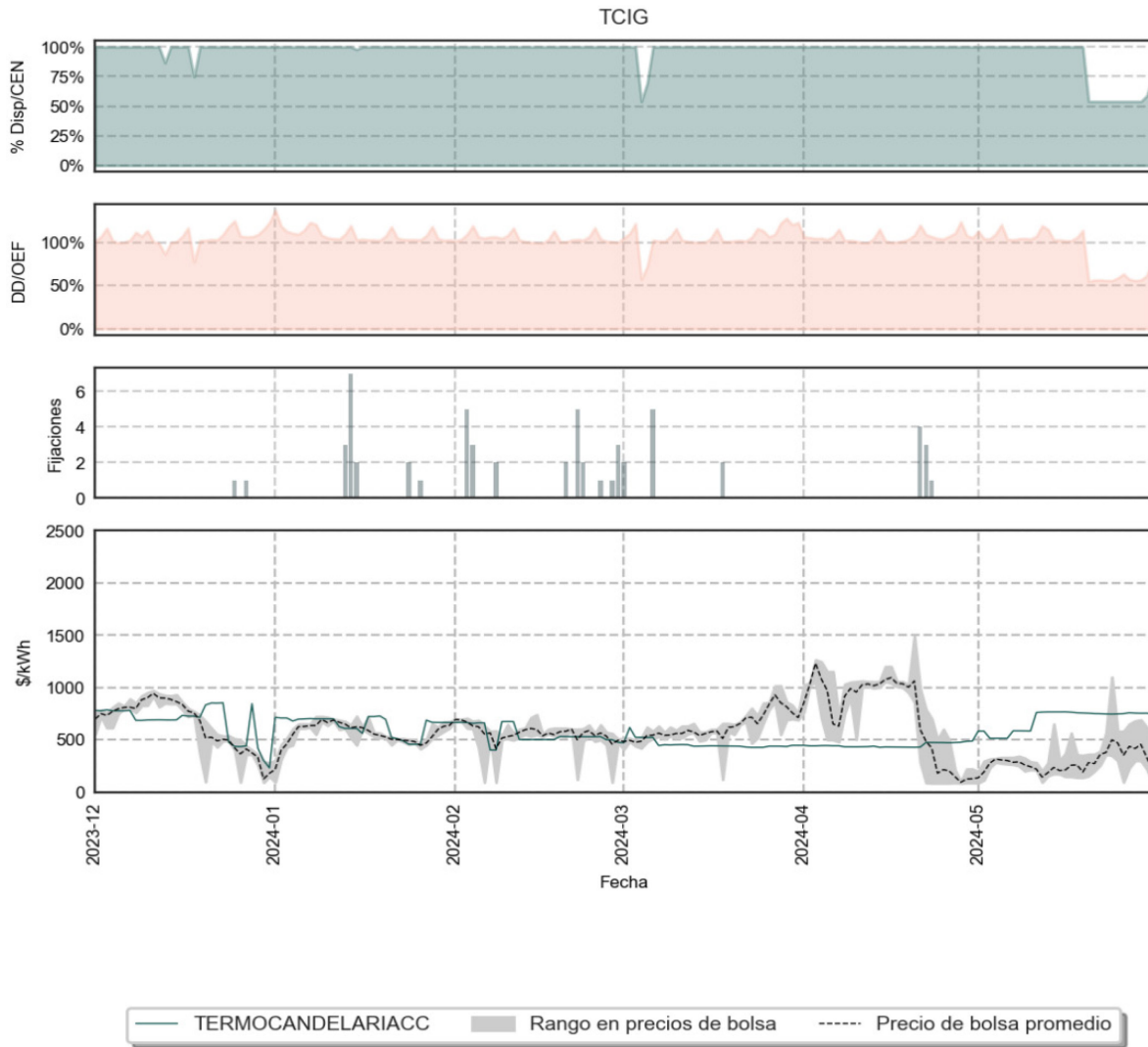
Termocandelaria:

Durante el trimestre, la disponibilidad declarada del agente, fue cercana al 94% de su Capacidad efectiva neta (ver Figura 3-32). Por su parte, la disponibilidad declarada fue similar a sus Obligaciones de Energía Firme, disminuyendo a mediados de mayo a cerca de un 50,0% de sus OEF, esto debido a los mantenimientos realizados posteriores a la finalización del fenómeno de El Niño. La figura presenta los precios en su configuración más económica.

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 3-32 Comparación de variables Termocandelaria



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

Los precios ofertados de este agente, fueron inferiores al precio de bolsa promedio durante marzo y la mayor parte de abril, siendo cercanos a los 500 \$/kWh. En mayo, al disminuir los precios de bolsa, el agente salió de mérito, aumentando sus precios desde la segunda semana del mismo mes.

La Tabla 3-15 presenta los valores promedio de la ofertas para las plantas del agente, para su configuración más costosa y más económica.

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

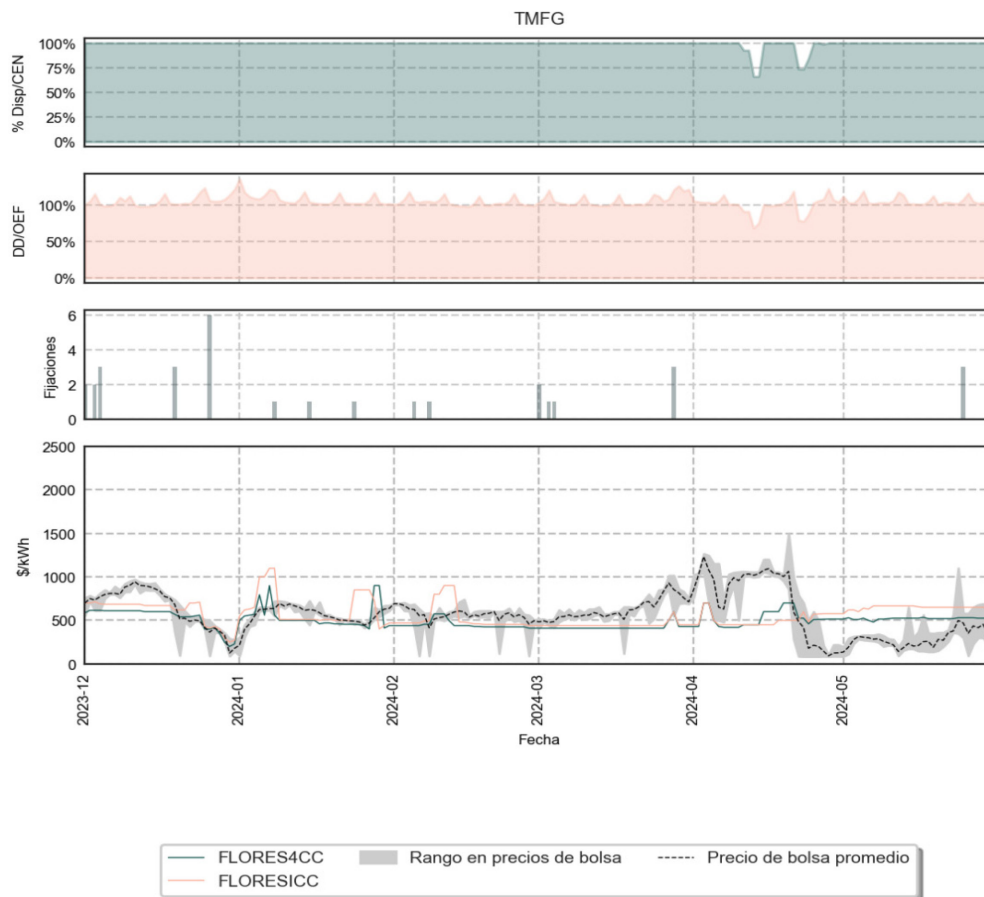
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria CC (Config. 1 ¹⁴)	1.078,8	1.018,9	195,5	832,3	1.948,9
Termocandelaria CC (Config. 2 ¹⁵)	577,6	528,5	136,7	230,0	853,0

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

Prime:

El agente Prime tuvo una disponibilidad real cercana al 73,0% de su capacidad efectiva neta durante el trimestre marzo – mayo (ver Figura 3-33). Esta disponibilidad equivale a cerca de un 77,0% de sus Obligaciones de Energía en Firme durante el periodo.

Figura 3-33 Comparación de variables Prime



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

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

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

En cuanto a los precios ofertados por el agente, se observa se observa que se encontraron alrededor de 500,0 \$/kWh, entrando en mérito durante marzo y la mayor parte de abril. La Tabla 3-16 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores 4 CC (Config. 1 ¹⁶)	1.100,0	1.100,0	0,0	1.100,0	1.100,0
Flores 4 CC (Config. 2 ¹⁷)	497,8	500,0	99,4	200,0	900,0
Flores I CC,	563,3	510,0	142,9	250,0	1.098,5

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

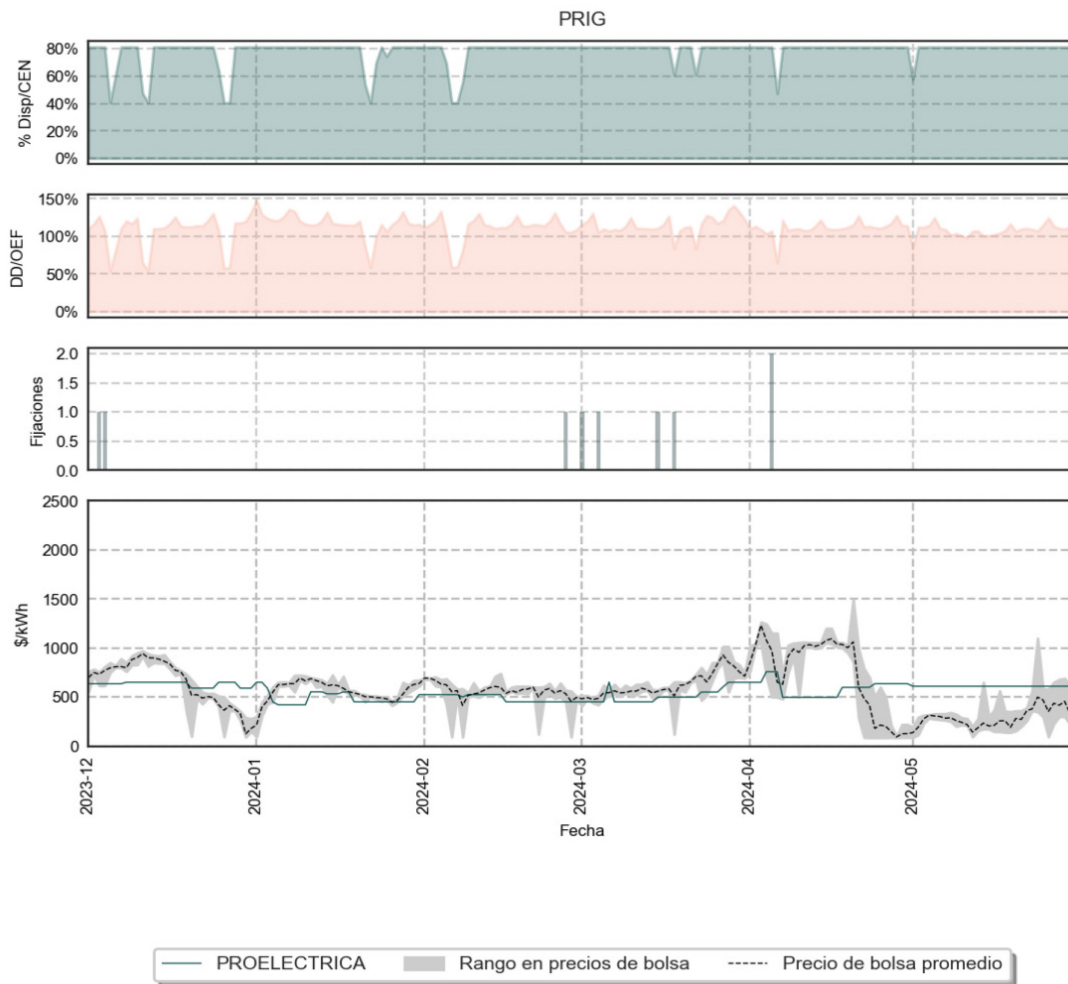
Proeléctrica:

El agente Proeléctrica tuvo durante el trimestre, una capacidad instalada cercana al 80% de su capacidad efectiva neta, tal y como se ilustra en la Figura 3-34. Como se observa en la misma figura, esta disponibilidad, es suficiente, para atender sus obligaciones de energía firme (indicador de disponibilidad declarada vs OEF).

¹⁶ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹⁷ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 3-34: Comparación de variables Proeléctrica



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

Los precios ofertados de este agente se encontraron entre 500,0 \$/kWh y 758,0 \$/kWh durante el periodo, siendo relativamente estables (ver Tabla 3-17).

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

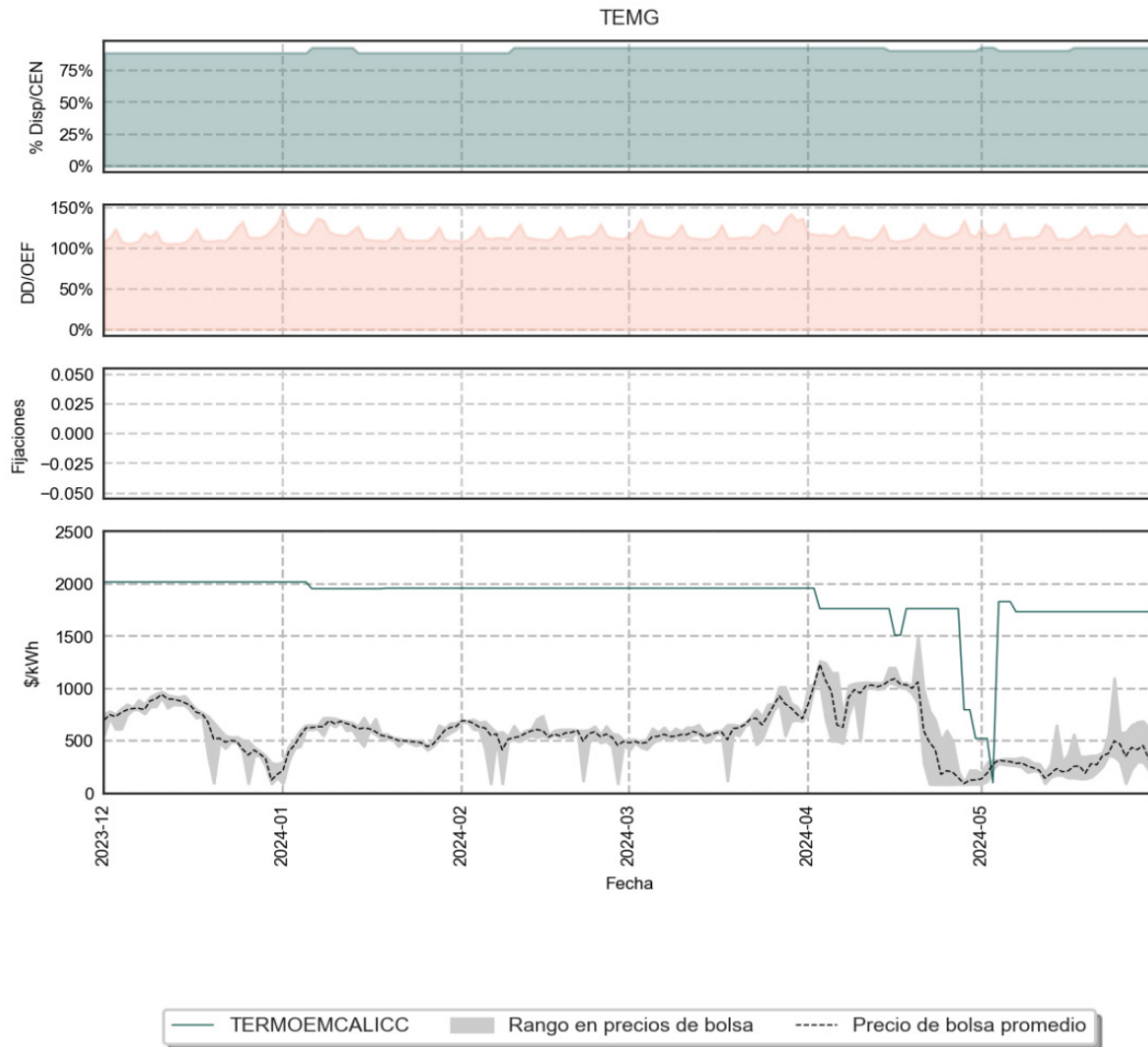
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Proeléctrica	554,0	552,8	81,2	420,0	758,3

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

TermoEmcali:

El agente TermoEmcali tuvo una disponibilidad real cercana al 92,0% de su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-35). Por parte, su disponibilidad declarada fue superior en 18,0% a sus OEF durante el periodo.

Figura 3-35 Comparación de variables TermoEmcali



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

El agente TermoEmcali, presentó precios de oferta cercanos a 2.000,0 \$/kWh, resultantes de su generación con combustibles líquidos. Durante finales de abril, se observa una disminución importante del precio

ofertado, debido a la consecución de gas natural para generación por un corto periodo de tiempo, sin alcanzar a entrar en mérito.

La Tabla 3-18 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta, teniendo en cuenta que sus configuraciones tienen el mismo precio.

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

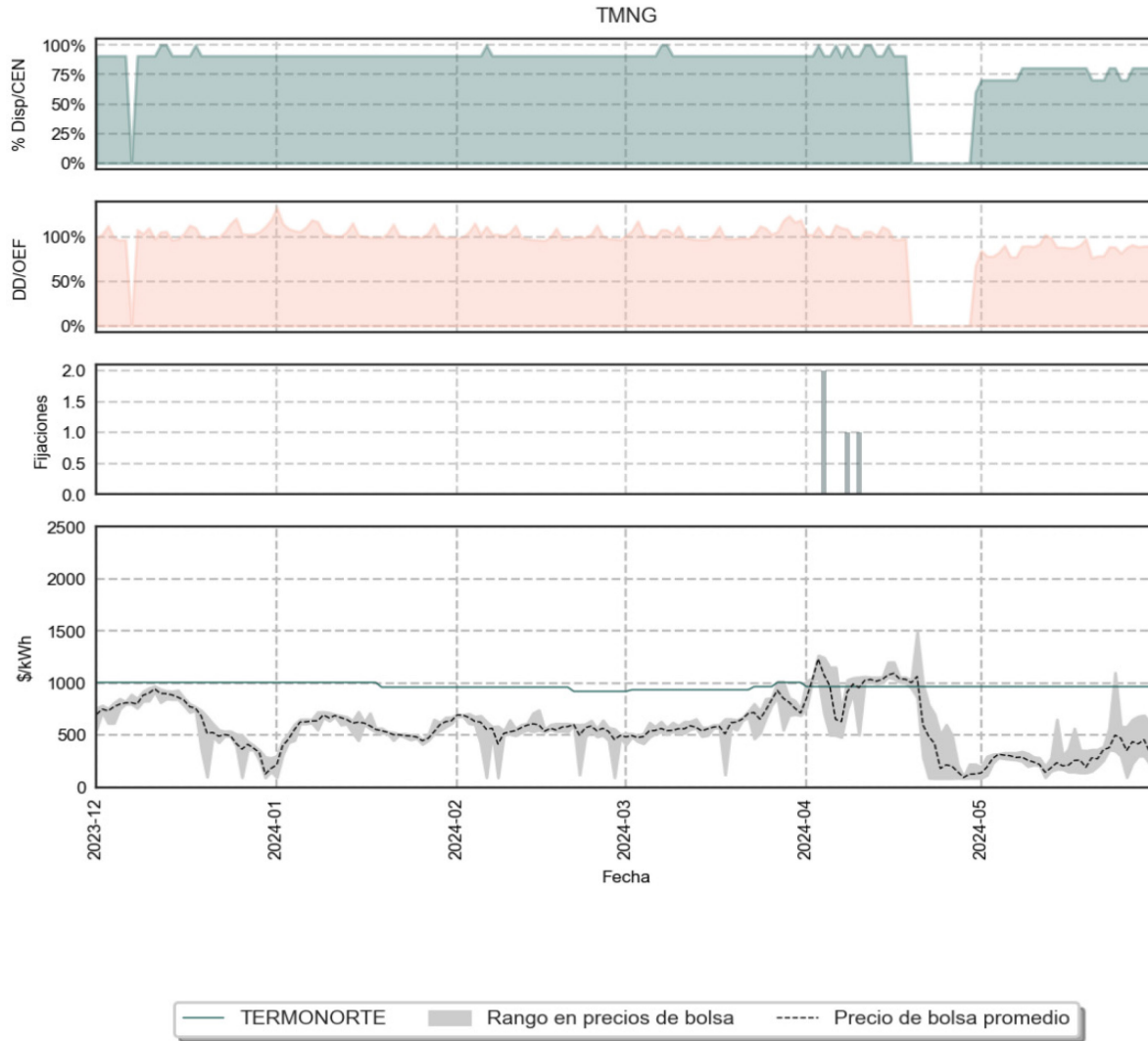
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.861,9	1.958,9	270,8	100,0	2.019,3

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

Termonorte:

Durante el trimestre el agente Termonorte tuvo una disponibilidad real cercana al 76% de su capacidad efectiva neta y una disponibilidad declarada promedio para el trimestre cercana al 86% de sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-36). Se observa la indisponibilidad de la planta por un evento de indisponibilidad forzada, recuperando parte de su capacidad a finales de mayo.

Figura 3-36 Comparación de variables Termonorte



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

La Tabla 3-19 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	970,0	965,0	25,9	920,0	1.005,0

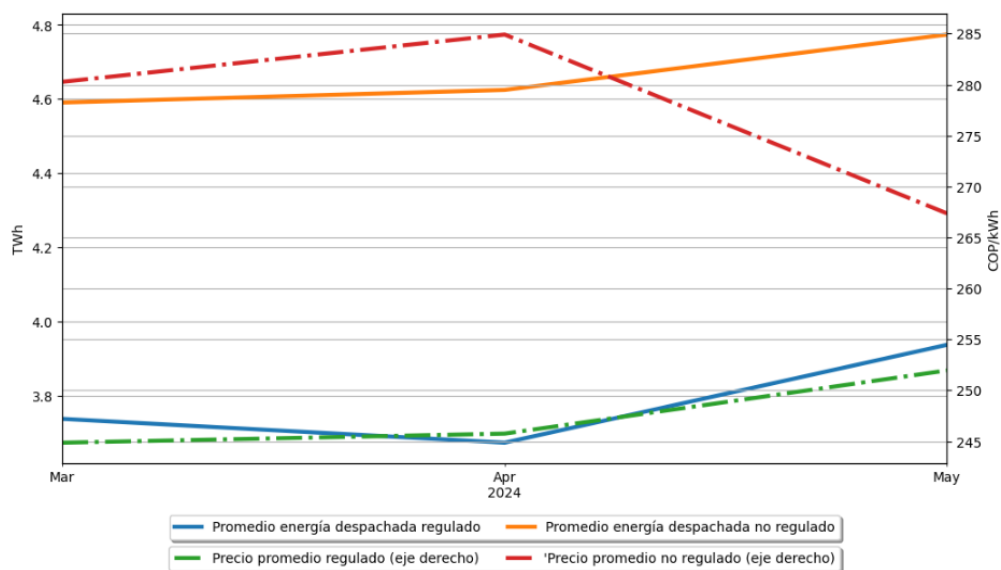
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.3 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

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

Durante el trimestre se despacharon 1.579 contratos, con una cantidad total de energía de 25,3 TWh. En la Figura 3-37 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses.

Figura 3-37: 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 redujo levemente de marzo a abril pasando de 3,74 TWh a 3,68 TWh, cerrando el trimestre con una leve recuperación de la energía despachada a 3,94 TWh. Así mismo, en el Mercado No Regulado la energía se aumentó levemente entre los dos primeros meses del periodo analizado de 4,59 TWh a 4,62 TWh terminando el trimestre con un incremento más pronunciado llegando a 4,77 TWh.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado creció durante el periodo pasando de 244,9 \$/kWh a 245,76 \$/kWh. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, en los primeros meses del trimestre el precio creció de 280,3 \$/kWh a 284,9 \$/kWh, para un descenso final en el mes de mayo de 267,4 \$/kWh.

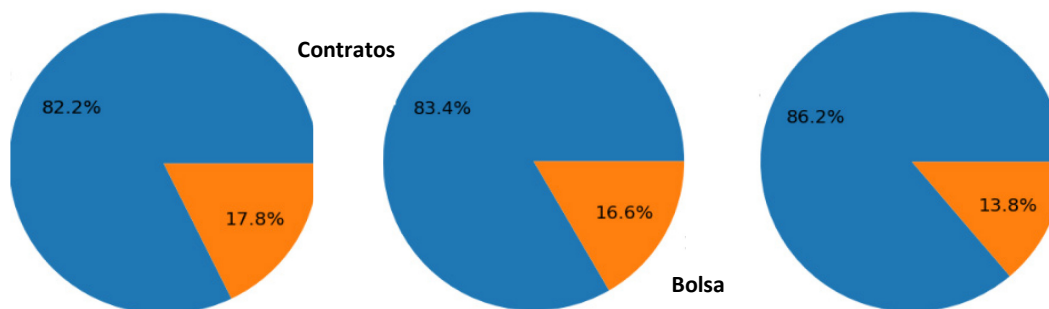
Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 98 contratos, de los cuales 33 corresponden al Mercado Regulado y 65 al Mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 209 contratos, de los cuales 103 corresponden al Mercado Regulado y 106 al Mercado No Regulado.

3.3.1 Demanda regulada contratada

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

La Figura 3-38 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de marzo, abril y mayo. De manera general se observa que mantiene la proporción de la cobertura por medio de contratos para el mercado con valores que van incrementado desde el 82,2% hasta el 86,2%.

Figura 3-38: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



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

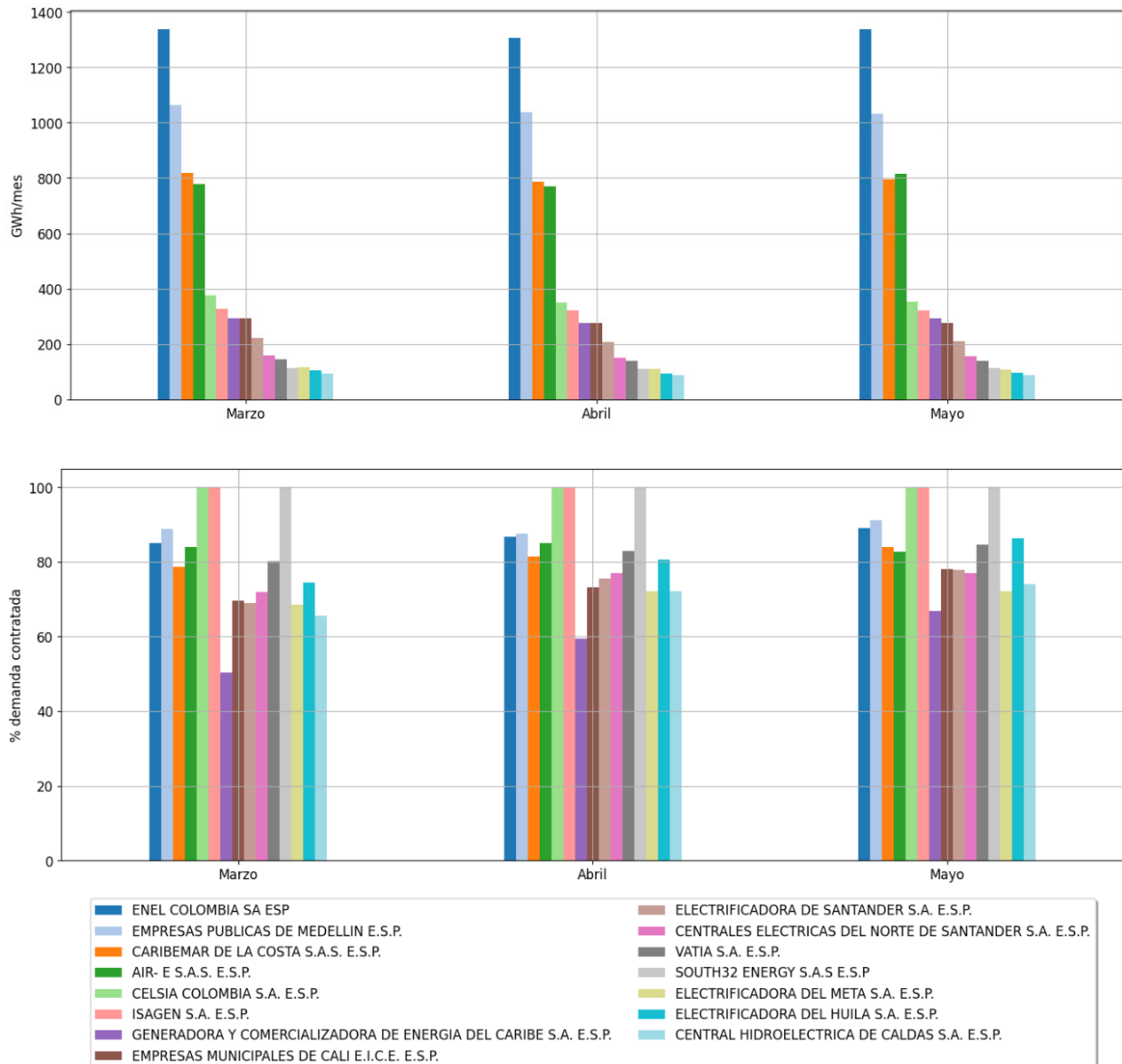
3.3.2 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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

Inicialmente se analizan los comercializadores que atienden demanda de cualquier tipo (Regulada y No Regulada). En la Figura 3-39 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 1.337,8 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EPM con 1.033,4 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 3-39: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



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

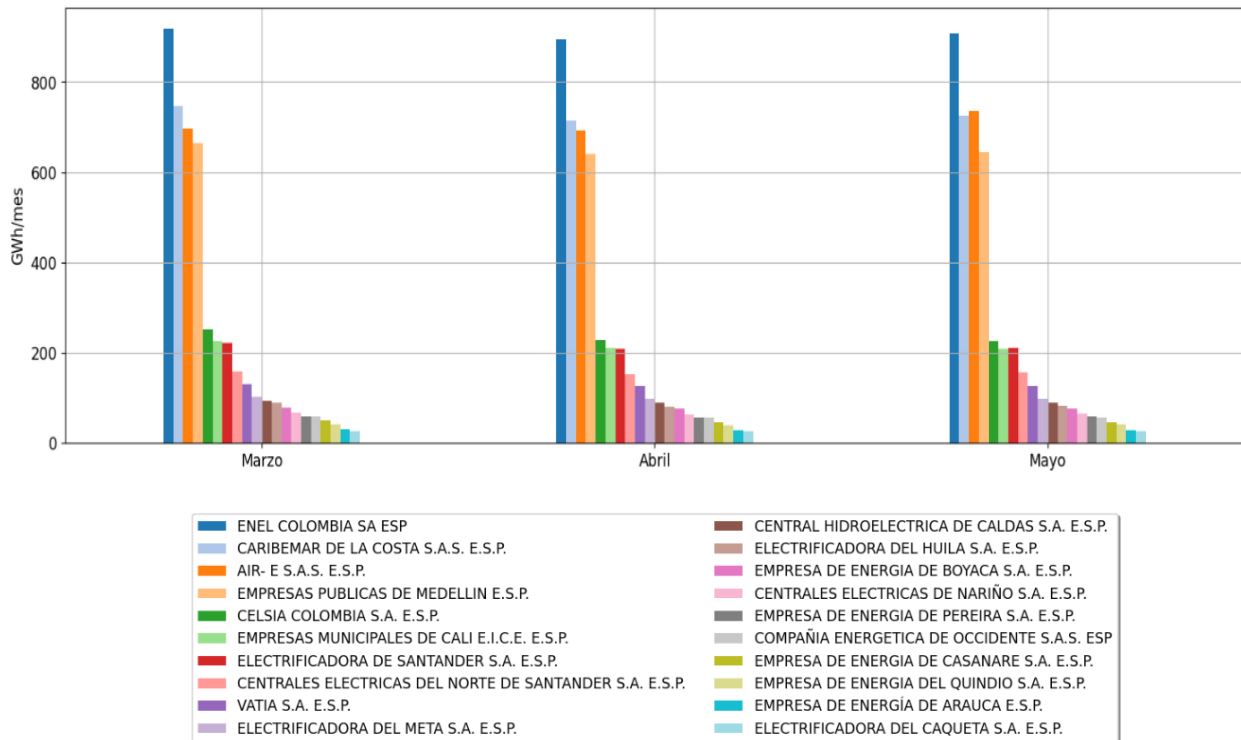
En cuanto a la cobertura de la demanda atendida con contratos de energía, Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda durante todo el trimestre analizado. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura fue Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (GECELCA) con niveles de cobertura promedio de 58,8%.

3.3.3 Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado

Para este análisis nuevamente se toman los 15 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso solo se considera la demanda Regulada, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 3-40.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 906,9 GWh/mes para el mes de mayo, seguido por Caribemar de la Costa, AIR-E y EPM con 728,7 GWh/mes, 708,5 GWh/mes y 649,7 GWh/mes respectivamente.

Figura 3-40: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



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

Se identifican 8 comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son VATIA, Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Electrificadora de Santander, Empresas Municipales de Cali, Electrificadora del Meta, Central Hidroeléctrica De Caldas, Empresa de Energía de Arauca y Empresa de Energía de Casanare. En cuanto a los porcentajes de cobertura para la demanda Regulada se recomienda a los comercializadores reducir al mínimo la exposición a la bolsa de energía, es decir, aumentar la cobertura. Lo anterior con el fin de evitar que los aumentos en los precios de bolsa sean trasladados como costo final a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional.

3.3.4 Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 918 contratos despachados, de los cuales 918 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 306,4 \$/kWh, lo cual representa un incremento de 26,3 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 427,6 \$/kWh, evidenciando una reducción de 39,8 \$/kWh frente al trimestre anterior.

Si se comparan ambos tipos de contrato, se evidencia una diferencia en promedio de aproximadamente 120,9 \$/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 3-20 se muestra un resumen de los datos.

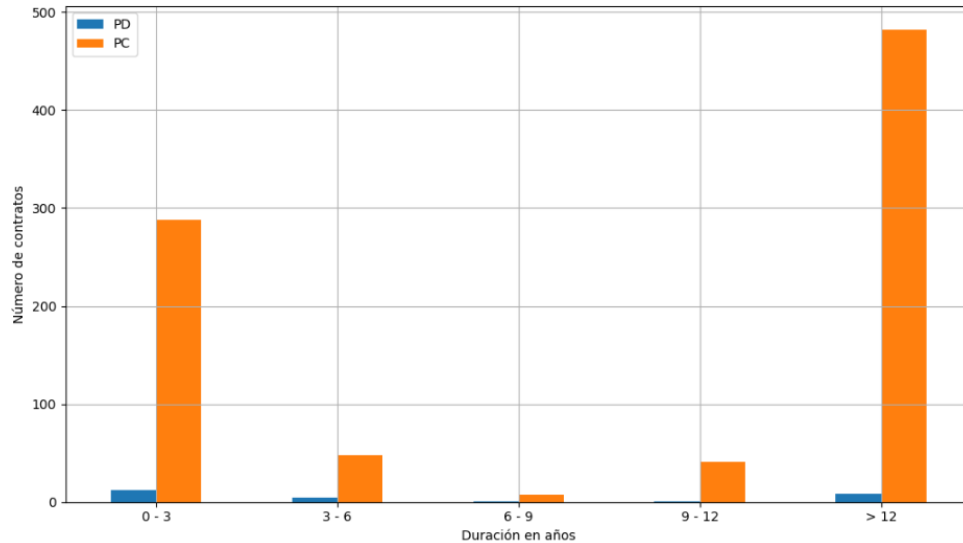
Tabla 3-20: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	866	306,6	158,6	116
PD	27	427,6	251,5	15

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

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-41 se presenta una clasificación que agrupa los contratos en periodos de duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

Figura 3-41: 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 482 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (aumento de un contrato respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 288 (80 contratos menos que en el trimestre anterior). De los contratos de largo plazo, 170 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 12 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.

3.3.5 Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 660 contratos despachados (158 menos que en el trimestre anterior), de los cuales 642 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 209,3 \$/kWh, contrastado con 311,1 \$/kWh del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 276,0 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 274,0 \$/kWh. En la Tabla 3-21 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-21: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

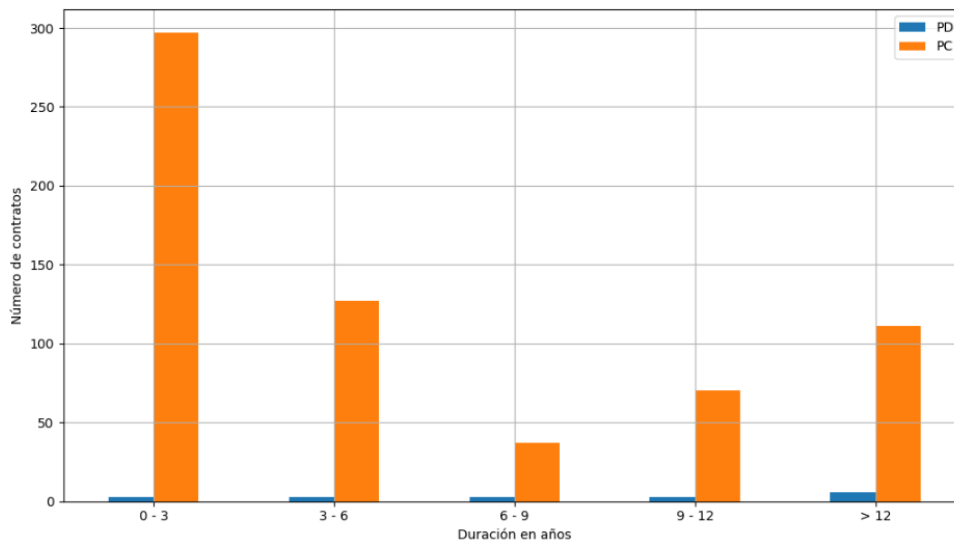
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	642	309,3	217,7	58
PD	18	276,0	2.339,1	3

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

De la tabla se precisa, que si bien la cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado es mayor que los contratos tipo Pague lo Demandado, la energía asociada a los contratos Pague lo Demandado es alrededor de 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 3-42 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 297 contratos (166 contratos menos que en el trimestre anterior); 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 3-42: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.



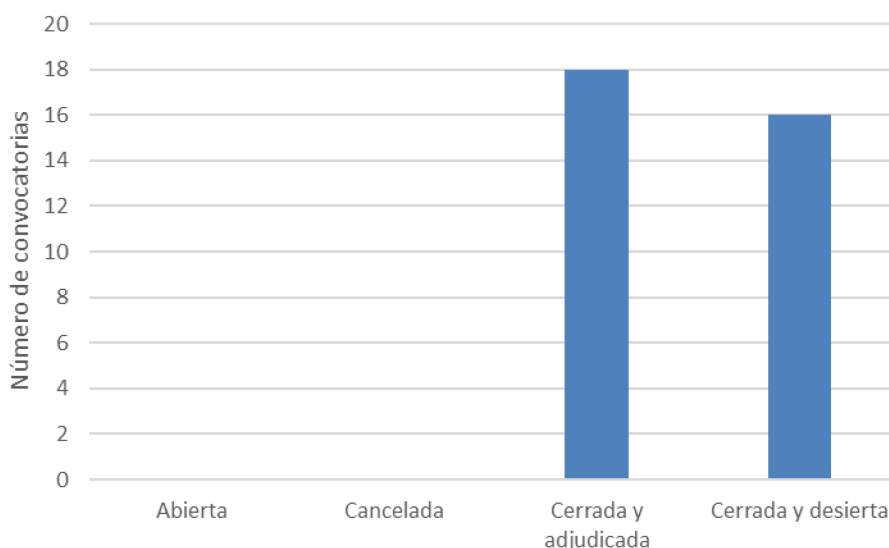
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

3.3.6 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 34 procesos de convocatorias¹⁸, de los cuales 18 (53%) se adjudicaron y 16 (47%) no se adjudicaron, tal como se muestra en la Figura 3-43.

Figura 3-43: Evolución de las convocatorias.



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

Tabla 3-22 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, 29 agentes comercializadores realizaron entre 1 y 2 convocatorias en el SICEP durante el periodo de análisis.

De los datos también se puede extraer que 18 agentes tuvieron convocatorias adjudicadas; mientras que 11 agentes no lograron ninguna adjudicación en sus convocatorias. El 94% de las convocatorias (32) estaban

¹⁸ Información tomada del aplicativo SICEP en cifras de XM (<https://sicep.xm.com.co/reports>) al 1 de marzo de 2024.

orientadas al mercado Regulado, que es el principal objetivo del SICEP, mientras que solo el 6% (2 convocatorias) estuvo orientada al mercado No Regulado.

Tabla 3-22: 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	-	-	-	1	1	0%	Regulado
BIA ENERGY	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CARIBEMAR	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CEL	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CEMEX ENERGY	-	-	-	1	1	0%	No Regulado
CHEC	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CEDENAR	-	-	-	1	1	0%	Regulado
CENS	-	-	1	-	1	100%	Regulado
TULUA	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CEO	-	-	-	1	1	0%	Regulado
DICELER	-	-	-	1	1	0%	Regulado
ESSA	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CAQUETA	-	-	1	-	1	100%	Regulado
HUILA	-	-	1	-	1	100%	Regulado
META	-	-	1	-	1	100%	Regulado
PEREIRA	-	-	1	-	1	100%	Regulado
BAJO PUTUMAYO	-	-	-	2	2	0%	Regulado
QUINDIO	-	-	1	-	1	100%	Regulado
DISPAC	-	-	1	-	1	100%	Regulado
EMCALI	-	-	1	1	2	50%	No Regulado y Regulado
EPM	-	-	1	-	1	100%	Regulado
ENEL	-	-	-	1	1	0%	Regulado
ENELX	-	-	-	2	2	0%	Regulado
ITALCOL	-	-	-	1	1	0%	Regulado
NEU	-	-	1	1	2	50%	Regulado
RUITOQUE	-	-	-	1	1	0%	Regulado
SOL & CIELO ENERGIA	-	-	-	2	2	0%	Regulado
TERPEL	-	-	1	-	1	100%	Regulado
VATIA	-	-	1	-	1	100%	Regulado
TOTAL	0	0	18	16	34	11%	

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 3-23, en las 18 convocatorias adjudicadas se demandaron 16.124,9 GWh, y en promedio por cada convocatoria se demandaron 895,8 GWh. La máxima cantidad de energía demanda en una convocatoria fue de 3.087,2 GWh, aproximadamente el 20,0% del total demandado, mientras que la mínima cantidad de energía demandada en una sola convocatoria fue de 41,2 GWh, que corresponde al 0,25% del total demandado. En cuanto a los productos individuales, el que demandó mayor cantidad de energía fue de 3.068,0 GWh (casi 19% del total demandado), y el que menos demandó energía fue de 9,5 GWh (0,1% del total demandado). En promedio por producto se demandaron 336,0 GWh.

En cuanto a la energía adjudicada, mostrada también en la Tabla 3-23, con el mecanismo se adjudicaron 12.461,4 GWh, lo que representa casi un 77% de la energía demandada, y en promedio por cada convocatoria se adjudicaron 692 GWh. La máxima cantidad de energía adjudicada en una convocatoria fue de 3.080,9 GWh, aproximadamente el 24,7% del total adjudicado, mientras que la mínima cantidad de energía adjudicada en una sola convocatoria fue de 5,9 GWh. En cuanto a los productos individuales asignados, al que se le asignó la mayor cantidad de energía fue de 3.068 GWh (un poco más del 24% del total asignado), y al que menos se le asignó energía fue de 3,84 GWh. En promedio por producto se asignaron 259 GWh.

Tabla 3-23: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.

	Energía demandada (GWh)		Energía adjudicada (GWh)	
	Total	%	Total	%
Energía Total	16.124,9	-	12.461,4	77%
Promedio por convocatoria	895,8	6%	692,3	21,3%
Máxima por convocatoria	3.087,2	20%	3.080,9	24,7%
Mínima por convocatoria	41,16	0,25%	5,9	0,04%
Promedio por producto	335,9	2,1%	259,6	2,08%
Máxima por producto	3.068	19%	3.068	24,6%
Mínima por producto	9,5	0,1%	3,84	0,03%

La Tabla 3-24 muestra las estadísticas básicas de los precios de las 18 convocatorias y los 48 productos adjudicados. Como se puede ver, los precios ponderados promedios de todas las convocatorias adjudicadas se encuentran en un rango entre 262,8 y 391,2 \$/kWh, con un promedio de 301 \$/kWh; en el caso de las

estadísticas de los precios por producto se presenta un comportamiento muy similar, moviéndose en un rango entre 245,6 y 393,5 \$/kWh, con un promedio de 291,3 \$/kWh.

Tabla 3-24: 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	301,0	291,3
Mínimo	262,8	245,6
Máximo	391,2	393,5

3.3.7 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 3-25 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-25: 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 3-26, la Tabla 3-27 y Tabla 3-28 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 98.488,8 MWh/día en contratos tipo Pague lo Contratado, 1.167,9 MWh/día en contratos tipo pague lo demandado y 1.588,5 MWh/día en contratos tipo Pague lo Generado, para un total de 101.245,2 MWh/día.

Tabla 3-26: 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	290,1	6.452,1	293,3	18.330,5	24.782,6
EPMG	275,9	6.785,5	284,7	22.244,6	29.030,1
ISGG	-	-	287,3	12.926,5	12.926,5
NTCG	-	-	330,0	10.616,5	10.616,5
EPSG	246,2	2.130,4	238,4	4.688,1	6.818,5
EMIG	315,0	3.416,3	-	-	3.416,3
CHVG	-	-	230,3	4.269,5	4.269,5
GECG	-	-	313,0	2.264,9	2.264,9
SPRG	-	-	336,7	2.394,6	2.394,6
EOEG	-	-	281,2	1.969,3	1.969,3
TOTAL		18.784,3		79.704,5	98.488,8

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

Tabla 3-27: 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	279,0	369,8	-	-	369,8
EPMG	-	-	301,1	312,9	312,9
ISGG	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-
EPSG	308,1	485,3	-	-	485,3
EMIG	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-	-
TOTAL	-	855,1	-	312,9	1.168

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

Tabla 3-28: 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	-	-	461,9	186,9	186,9
EPMG	394,2	64	397,3	393,1	457,1
ISGG	-	-	455,2	684,0	684,0
NTCG	-	-	-	-	-
EPSG	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	415,4	260,6	260,6
GECG	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-	-
TOTAL	-	64	-	1524,0	1588

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, el 80,9% se despachó entre agentes no vinculados, y el 19,1% restante entre agentes vinculados. Solo 4 agentes (ENEL, EPM, Celsia y EMCALI) despacharon contratos con sus vinculados, ENEL tuvo un 26,0% de su energía despachada a sus vinculados, mientras que EPM tuvo 23,3%, Celsia 31,2% y EMCALI el 100%.

De la información analizada se puede ver que EPM fue el agente que más transó energía en contratos del tipo pague lo contratado (29,4%), seguido por ENEL (25,1%) e Isagen (13,1%).

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, el 73,2% de la energía se despachó entre agentes vinculados, y correspondió a los agentes ENEL y Celsia; mientras que el 26,8% 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 (41,5%).

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 281,8 \$/kWh y 288,3 \$/kWh, respectivamente, lo que quiere decir que los contratos con vinculados se negocian, en promedio, a precios un 3% menor. El precio promedio de los contratos Pague lo Demandado con agentes vinculados fue de 293,5 \$/kWh, mientras que con no vinculados fue de 301,1 (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 (11,7%), EPM (28,8%), Isagen (43,1%) y AES (16,4%), siendo EPM el único que negoció este tipo de contratos con sus vinculados. Los precios promedio para no vinculados (432,4 \$/kWh) estuvieron un 9,7% más altos que el promedio de los precios para vinculados (394,2 \$/kWh).

Mercado No Regulado:

De la misma manera que en el Mercado Regulado, para el Mercado No Regulado se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos. La Tabla 3-29 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 3-29: 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.
SOCG	Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. E.S.P.

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

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en Tabla 3-30 y Tabla 3-31. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 67.757,7 MWh/día en contratos tipo Pague lo Contratado y 33.473,7 MWh/día en contratos tipo pague lo demandado, para un total de 101.231,4 MWh/día, lo que es casi un 7% más que la energía despachada en el mercado regulado en el mismo periodo.

Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No 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]	
ISGG	226,5	13.010,9	270,8	5.531,4	18.542,3
EPMG	-	-	290,7	9.729,1	9.729,1
ENDG	233,3	1.841,0	296,3	8.183,1	10.024,1
GECG	389,1	856,8	288,1	8.546,9	9.403,7
CHVG	264,2	1.037,4	321,4	5.068,7	6.106,1
HIMG	-	-	278,5	6.724,2	6.724,2
EPSG	560,8	1.830,6	239,5	221,4	2.052
GASC	-	-	409,4	4.443,0	4.443,0
EMUG	-	-	278,5	1.553,7	1.553,7
SOCG	-	-	331,7	3.084,5	3.084,5
TOTAL	-	18.576,7	-	53.086,0	71.662,7

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

Tabla 3-31: 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	-	-	275,7	61,8	61,8
EPMG	290,2	12.890,4	229,2	3.888,2	16.778,6
ENDG	242,2	11.791,1	-	-	11.791,1
GECG	263,1	589,5	293,5	471,9	1.061,4
CHVG	-	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-	-
EPSG	284,7	4.074,1	232,7	76,7	4.150,8
GASC	-	-	-	-	-
EMUG	-	-	-	-	-
SOCG	-	-	-	-	-
TOTAL	-	29.345,1	-	4.498,6	33.843,7

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 (25,9% se despachó entre agentes vinculados), mientras que casi el 74,0% se despachó entre agentes no vinculados, porcentaje ligeramente menor al del mercado regulado. CELSIA despacho el 89,2% de la energía con vinculados en estos contratos, mientras que Isagen lo hizo en un 70,1% y AES los siguió con el 17,0%.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, para los cuales se despacharon en promedio 33.843,7 MWh/día, el 86,7% de la energía se transó entre agentes vinculados, valor considerablemente mayor al negociado en este tipo de contratos para el mercado regulado (29.345,1 MWh/día vs. 855,1 MWh/día), mientras que el 13,3% 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, (16.778,6 MWh/día 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 334,8 \$/kWh, casi 19,0% más que los del mercado regulado, mientras que los contratos con no vinculados tuvieron un promedio de 300,5 \$/kWh, 10,2% menos que con vinculados y 4,2% más que los mismos contratos en el mercado regulado.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado con vinculados, el precio promedio fue de 270,0 \$/kWh, 20,0% menos que el tipo Pague lo Contratado y 8,0% 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 257,8 \$/kWh, y es el menor precio de todos los tipos de contrato y mercados analizados.

3.4 Seguimiento operativo

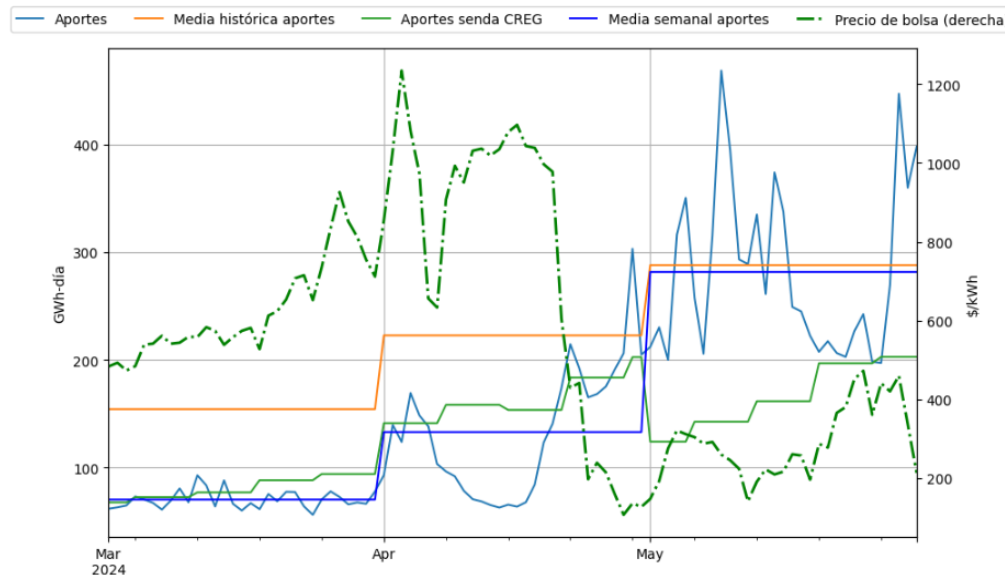
En esta sección se revisan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan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

3.4.1 Hidrología del sistema

En la Figura 3-44 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 la media mensual de aportes fue deficitaria para todos los meses del trimestre de análisis con la siguiente evolución con respecto a la media historia de aportes 44,3% para marzo, 59,6% en abril y 98,5% en mayo.

Con respecto al comportamiento diario de los aportes se evidencio un déficit critico de aportes en el mes de marzo y las primeras tres semanas del mes de abril, efecto que fue recogido en el comportamiento de del precio de bolsa, finalmente en la última semana de abril el comportamiento de los aportes mejoró y dieron la entrada al periodo de invierno que se ha consolidado a partir de la primera semana de mayo.

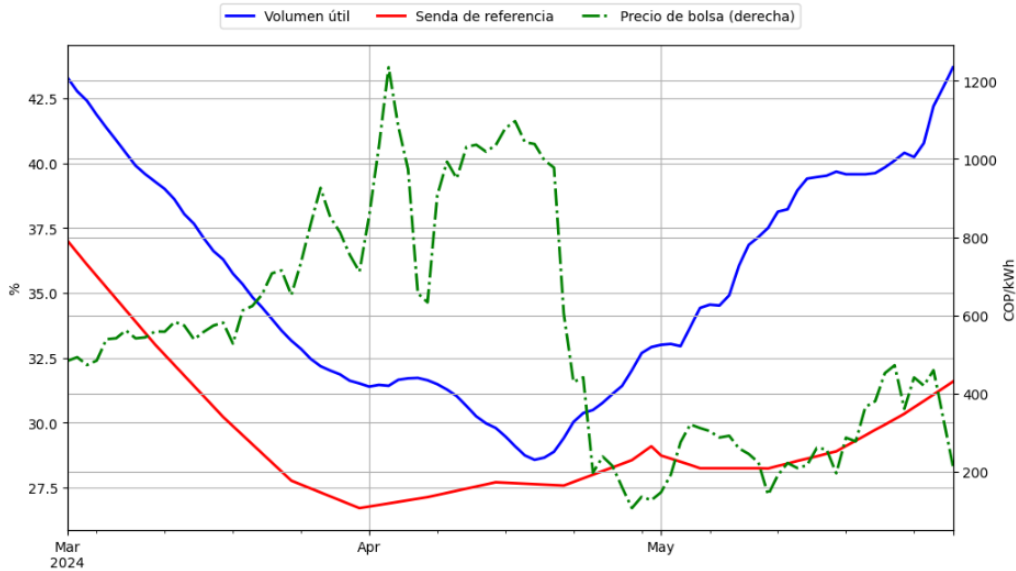
Figura 3-44: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



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

De manera complementaria, en la Figura 3-45 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-45: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).



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

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

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el trimestre de análisis se observó el tramo final del periodo de verano con el des-embalsamiento del agua almacena en las hidroeléctricas en donde en el mes de marzo el volumen útil de los embalses se redujo de 43,29% al 31,51%, cerrando el mes con una distancia de la senda de 4,8 puntos porcentuales, con respecto al mes de abril se presentó el volumen útil agregado más bajo desde que se tiene registro 28,56%, así como también se presentó la mayor estrechez entre el volumen útil y la senda de referencia el 18 de abril en donde la distancia de las dos medidas se encontraban separadas de un margen de 94 puntos básicos. Finalmente, desde la última semana del mes de abril y durante todo el mes de mayo re presentó una recuperación de los embalses distanciándose de la senda de referencia hasta los 12,09 puntos porcentuales.

3.4.2 Hidrología por plantas

En la Tabla 3-32 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación/autonomía, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía).

Tabla 3-32: 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

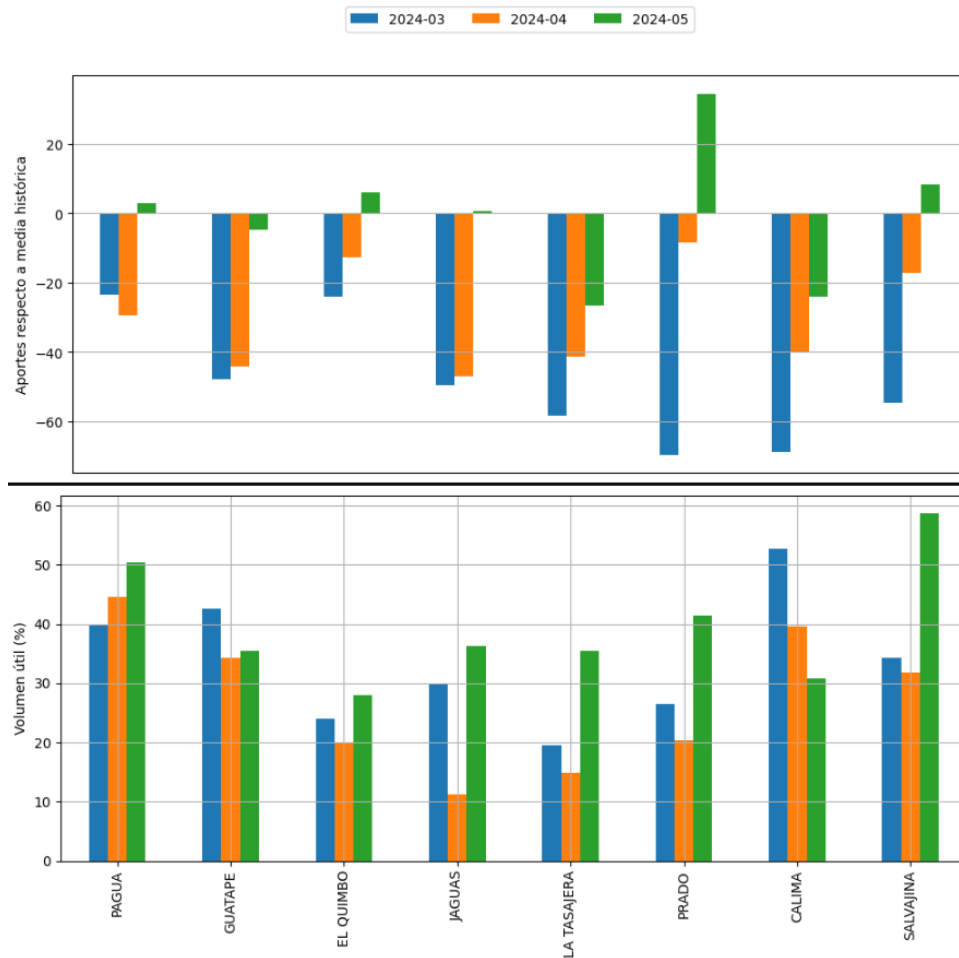
Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas. El panel superior de la Figura 3-46 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 durante el mes de marzo se presentó el mayor déficit de aportes al comparar los aportes reales versus su media histórica, seguido muy de cerca por el déficit presentado en el mes de abril para los embalses de Pagua,

Guatape, Jaguas, La Tasajera y Calima, mientras finalmente el mes de mayo se presentó una mejora generalizada en todos los embalses destacando la desviación positiva en la hidroeléctrica del Prado.

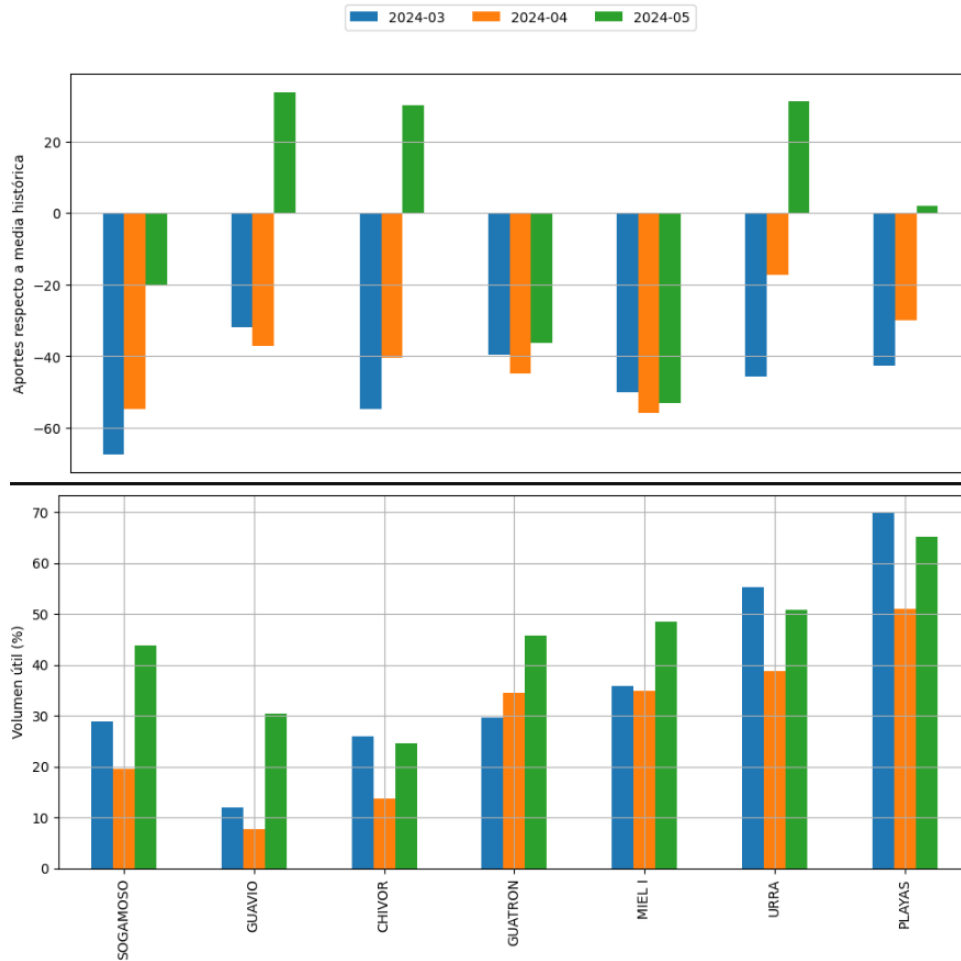
Figura 3-46: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



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

Para las plantas de media regulación se realiza el mismo análisis. En la Figura 3-47 se observó que las plantas Sogamoso, Guatrón y Miel I mantuvieron un déficit durante todo el trimestre sobre la media histórica, con respecto a los demás embalses de los dos primeros meses del trimestre se mantuvo el déficit de aportes con respecto a la media histórica que se recuperó en el mes de mayo.

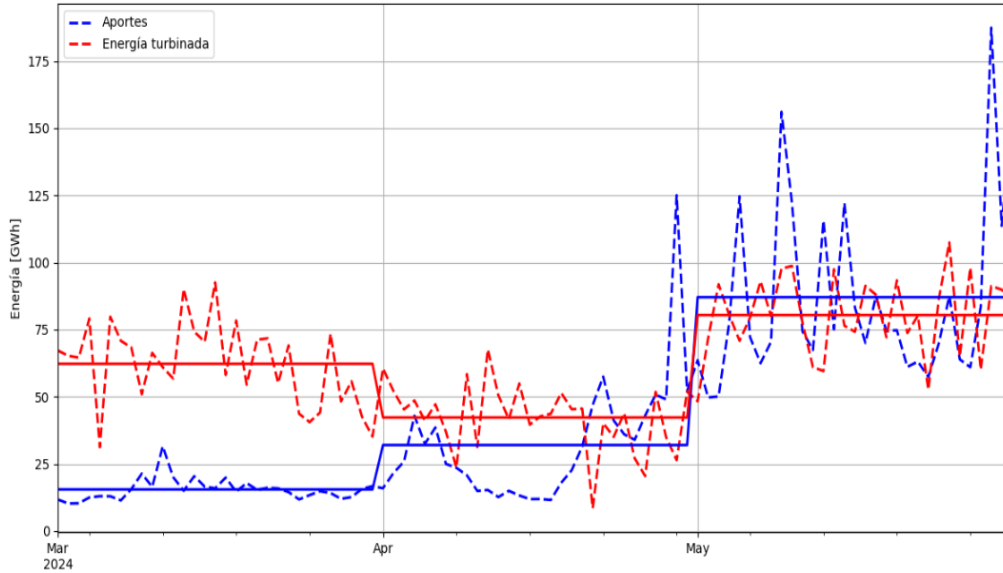
Figura 3-47: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



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

Las Figura 3-48 y Figura 3-49 muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas respectivamente.

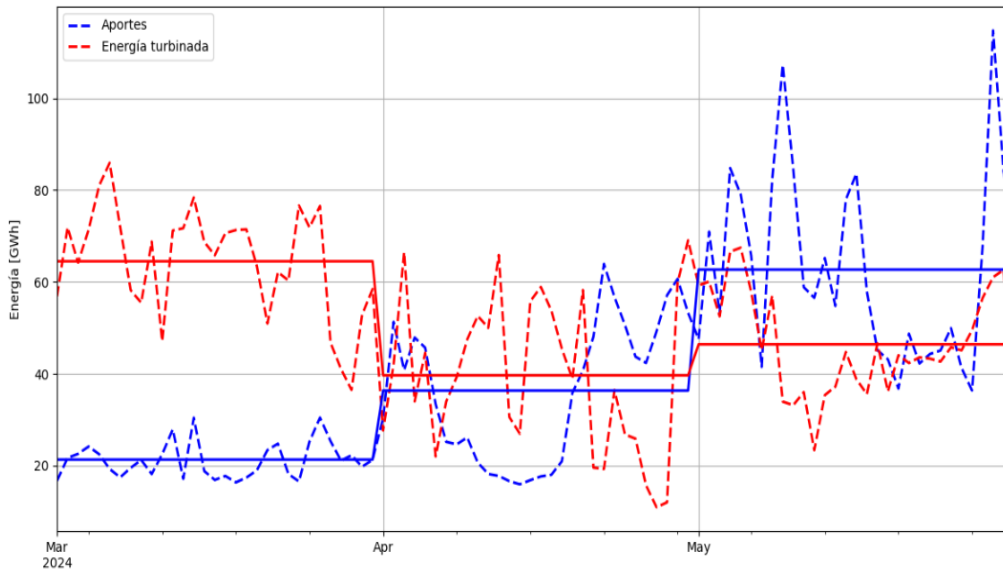
Figura 3-48. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



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

En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas, se evidenció el escenario de descarga de embalses en los dos primeros meses del trimestre seguidos de un mes de recuperación, pero con un margen más estrecho. En los meses de marzo y abril se presentó la mayor diferencia con un balance de energía turbinada/aportes de 401,3% y 132,0% respectivamente, mientras en el mes de mayo el balance ascendió a 92,4%.

Figura 3-49. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.



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

En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas para los dos primeros meses del trimestre la evolución de la relación de energía turbinada/aportes fue superavitaria el mes de marzo se turbinó el 302,8% de la energía que se aportó por los ríos a los embalses, caso similar al mes de abril en donde la relación cerró en promedio en 109,1%. Finalmente, durante el mes de mayo se presentan más aportes que la energía que fue turbinada lo que deja el indicador en 74,0%.

3.4.3 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 1.108,7 GWh, de los cuales cerca del 87,0% se vertieron en el mes de mayo, seguido del mes de abril durante el cual alcanzaron alrededor del 13,0% del total (ver Tabla 3-33). De estos vertimientos el 100% de la energía se dio en el área Antioquia por cuenta de la central de generación Ituango con una participación de 99,7% y un aporte de 0,3% de la planta Playas.

Tabla 3-33 Energía vertida por área (Cifras en GWh).

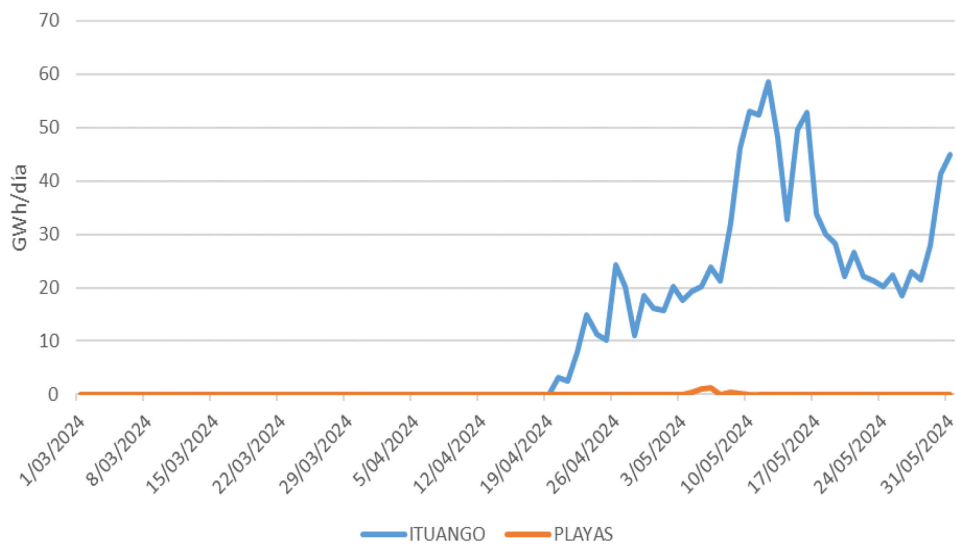
ÁREA	MARZO	ABRIL	MAYO	TOTAL TRIMESTRE
ANTIOQUIA	0,0	140,26	971,93	1.112,2
CARIBE	0,0	0,0	0,0	0,0
CENTRO	0,0	0,0	0,0	0,0
ORIENTE	0,0	0,0	0,0	0,0
VALLE	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	0,0	140,3	971,9	1.112,2

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

A continuación, se presenta con más detalle el comportamiento del vertimiento de las plantas Ituango y Playas (ver Figura 3-50):

- Central Ituango – Embalse Ituango: En el periodo analizado, la planta presentó un total de 42 días de vertimiento de los 92 del trimestre, equivalentes a un total aproximado de 1.108,7 GWh de energía vertida. Del total de los días con vertimientos, 31 se presentaron en el mes de mayo, los restantes 11 días se presentaron en abril, dichos vertimientos están asociados principalmente a de los márgenes operativos establecidos por la licencia ambiental.
- Central Playas – Embalse Playas: En el periodo analizado, la planta presentó un total de 6 días de vertimiento de los 92 del trimestre, equivalentes a un total aproximado de 3,47 GWh de energía vertida. Durante 6 días del mes de marzo durante un mantenimiento de la planta.

Figura 3-50. Vertimientos diarios de por planta

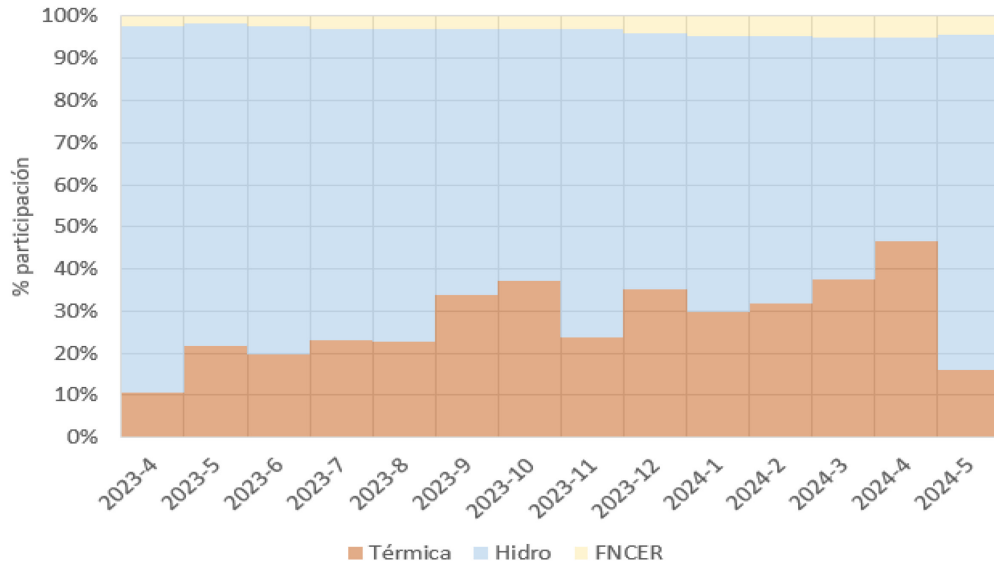


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.4.4 Generación de energía por recurso

Durante el fenómeno de El Niño, se observó que la generación térmica aumentó progresivamente desde su inicio en el mes de mayo de 2023, siendo en promedio para ese mes, cercana a 21,0%. Durante los meses de septiembre y octubre de 2023 se observó que aumentó a cerca de 33,0% para septiembre y 37,0% para octubre, disminuyendo en noviembre por un aumento en las lluvias. Durante el periodo diciembre a abril, la generación térmica se ubicó por encima del 30%, alcanzando una participación de alrededor 47,0% durante el mes de abril de 2024 (ver Figura 3-51).

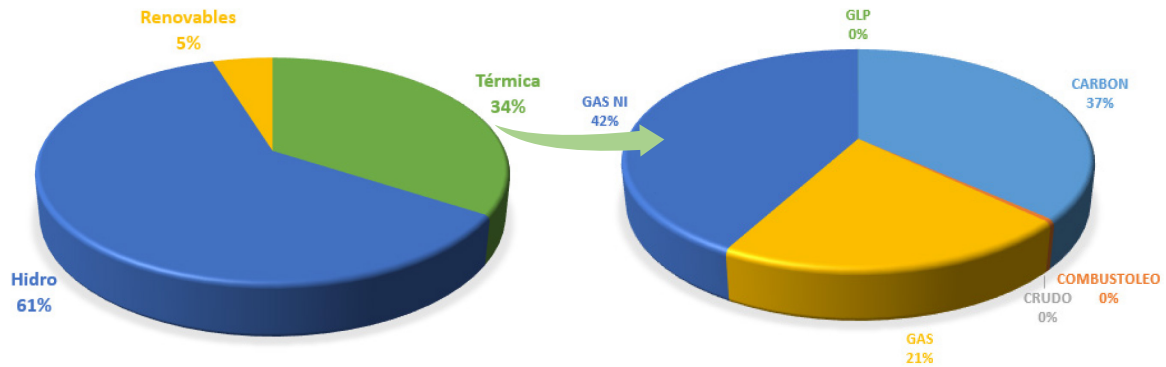
Figura 3-51: Evolución de la participación de la generación térmica durante el fenómeno de El Niño 2023 - 2024



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

Así mismo, la generación total del trimestre marzo de 2024 a mayo de 2024 fue 21.007,0 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 61,1%, seguido de plantas térmicas con 34,0% y en menor cantidad otros energéticos con 4,8%. Al analizar la generación térmica, de un total de 7.149,0 GWh, el 36,7% correspondió a carbón, un 20,8% a generación con gas natural nacional y 42,0% gas importado tal como se observa en la Figura 3-52.

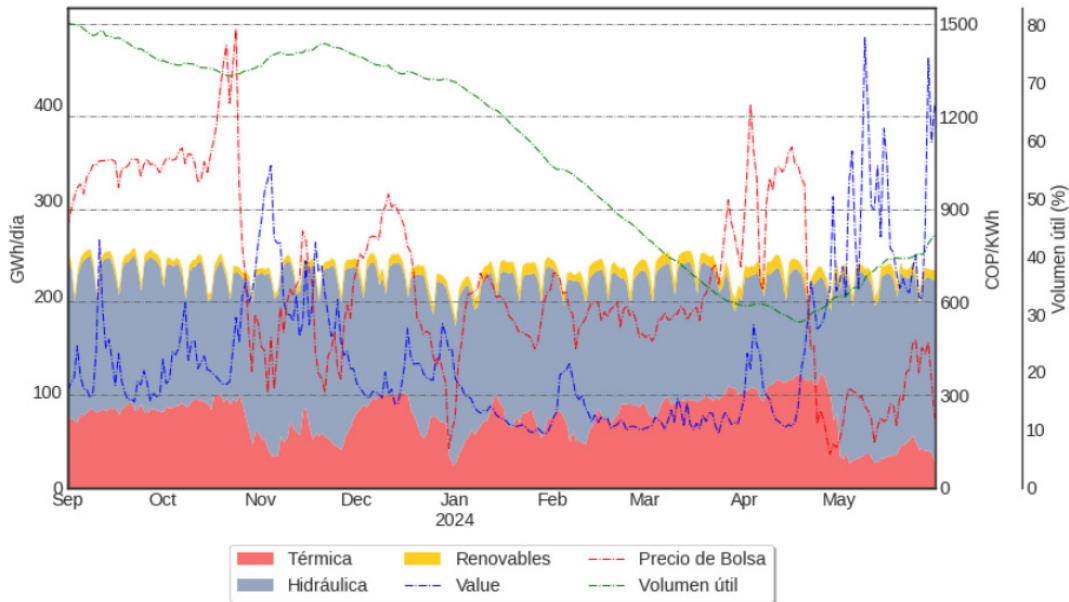
Figura 3-52: Participación de la generación por recurso.



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

En cuanto a la evolución de la generación se observa que, durante los meses de marzo y abril se presentó una gran cantidad de generación térmica, la cual llegó a un máximo cercano a 120,0 GWh/día para el día 25 de abril de 2024, esto, ligado a la situación de escasez producto del fenómeno de El Niño y a la resolución 40116 de 2024 expedida por el Ministerio de Minas y Energía (ver Figura 3-53).

Figura 3-53: Participación de generación térmica.



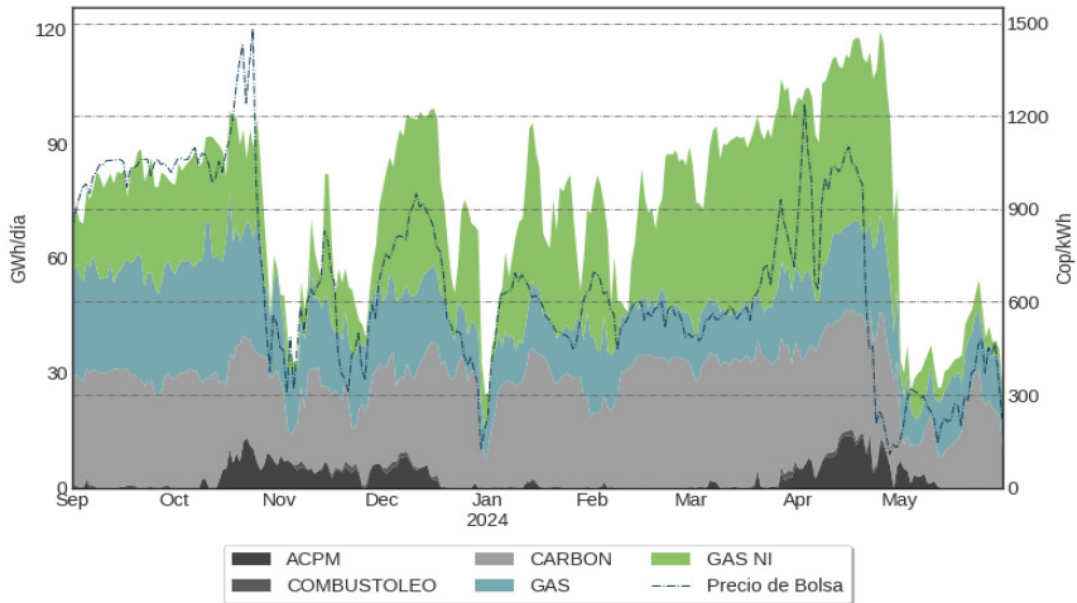
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Así mismo, se observa el aumento de los aportes desde finales de abril, observándose para el 29 de abril un valor de 303GWh/día, superiores a la generación total nacional de 222,0 GWh para ese mismo día. Durante mayo, el incremento de los aportes hizo que el precio de bolsa disminuyera, al igual que el requerimiento de generación térmica que, para los meses de marzo y abril, tuvo un promedio de 92,0 GWh/día y 106,0GWh/día respectivamente, mientras que, para mayo disminuyó a 36,0 GWh/día en promedio. Por su parte, la generación con fuente hídrica fue en promedio 128,0 GWh/día para marzo, 110,0 GWh/día para abril, aumentando a 179,0 GWh/día para mayo. La generación renovable, incluyendo generación solar y biomasa, fue alrededor de 12,0 GWh/día para marzo y abril, disminuyendo a 10,0 GWh/día para mayo.

De la misma forma en la Figura 3-54 se presenta la evolución de la generación térmica por tipo de combustible. Durante los meses de marzo y abril la generación con carbón llegó a ser cercana a 33,0 GWh día, mientras que la generación con gas nacional fue en promedio 15,0 GWh/día para el trimestre. El mayor consumo energético en las centrales de generación térmicas fue mediante el uso de gas natural importado,

alcanzando en promedio 43,5 GWh/día para marzo y 44,7 GWh/día para abril. Para el mes de mayo, esta generación disminuyó de forma importante hasta 5,7 GWh/día.

Figura 3-54: Generación térmica por combustible.

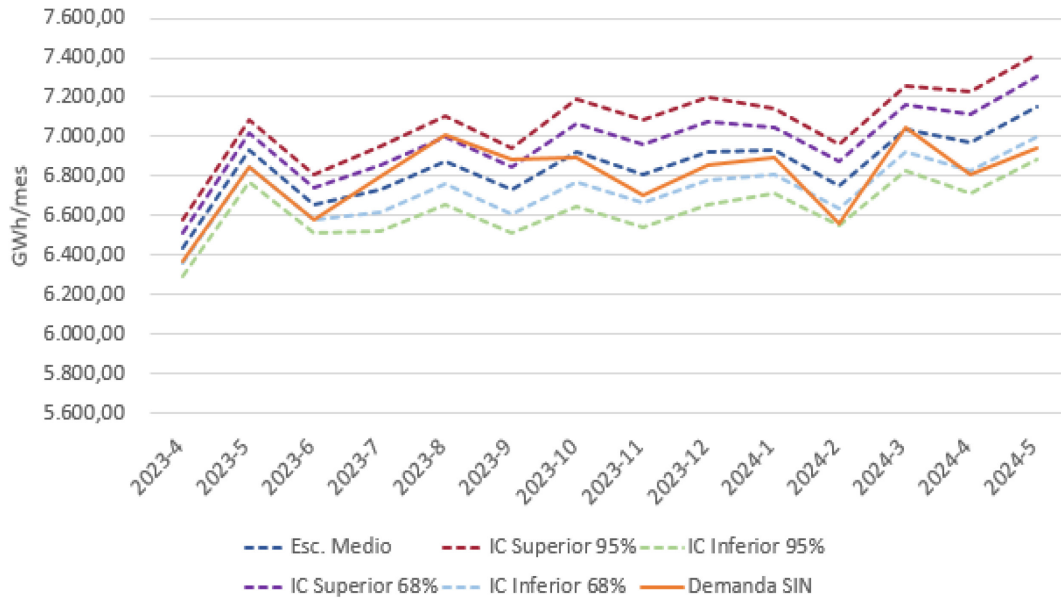


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.4.5 Demanda

En la Figura 3-55 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 (proyecciones abril a diciembre corresponden a la revisión de julio 2023, y las proyecciones de enero a mayo 2024 corresponden a la revisión de diciembre 2023). En la figura se incluyen escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

Figura 3-55: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037



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

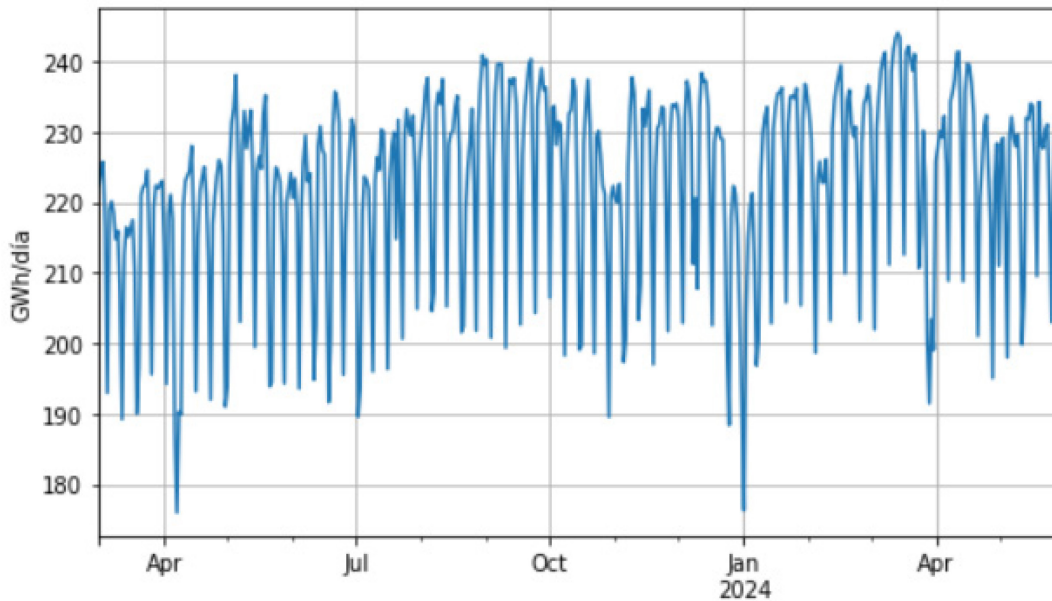
Durante el fenómeno de El Niño, se observó que la demanda estuvo por debajo del escenario medio para los meses de abril a junio de 2023, aumentando en los meses subsiguientes, ubicándose por encima del escenario IC superior 68,0% para los meses de agosto y septiembre de 2023, y cercana al escenario medio en octubre. Las lluvias de noviembre hicieron que la demanda disminuyera, comparándose para este mes con el escenario inferior IC 68,0%. Para los meses enero y marzo de 2024, las proyecciones se ubicaron cerca del escenario medio de la UPME, mientras que, para los meses de febrero, abril y mayo se ubicaron por debajo del escenario medio.

Es de resaltar que, si se hubieran tomado como referencia las proyecciones de la UPME de julio de 2023 para el periodo enero a mayo de 2024, la demanda se ubicaría por encima del escenario medio para todos los meses, acercándose al escenario IC 95,0% superior en marzo de 2023.

Finalmente, en la Figura 3-56 se presenta la evolución diaria de la demanda para el periodo marzo a mayo. Durante marzo se observó la mayor demanda semanal, superando los 240,0 GWh/día alcanzando un máximo de 244,0 GWh/día. Durante la última semana de marzo, la demanda disminuyó de forma importante, acercándose a 190,0 GWh/día, debido a la temporada de Semana Santa. Durante abril se observó una demanda alta especialmente durante la segunda y tercera semana, y acercándose a los 240,0

GWh/día, sin embargo, fue menor a la demanda observada en marzo, dado que se recibieron lluvias sectorizadas durante la primera y última semana de abril.

Figura 3-56: Evolución de la demanda diaria del SIN.



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

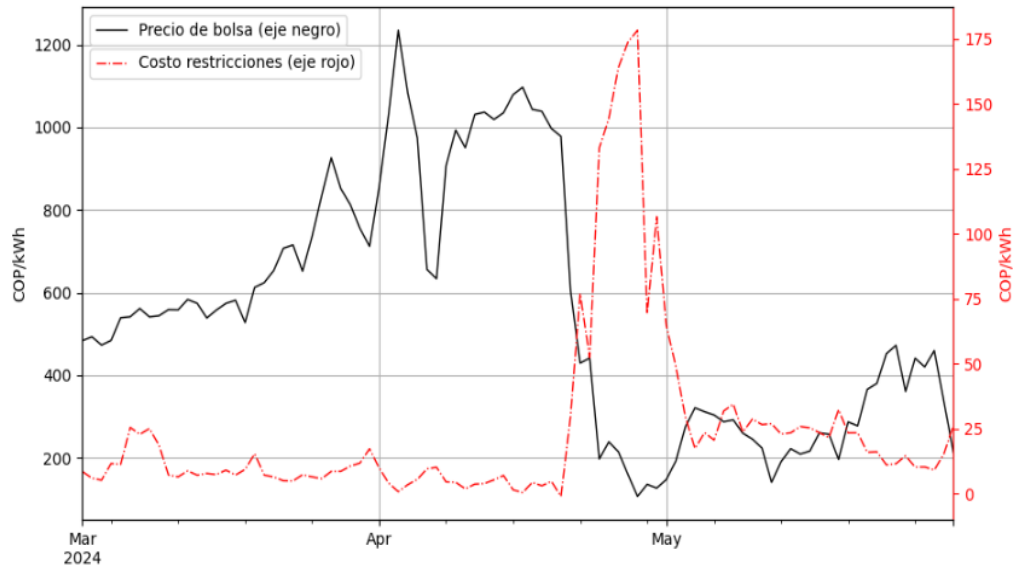
Durante mayo, la demanda disminuyó a cerca de 230,0 GWh/día entre semana y ente 200,0 GWh/día y 210 GWh/día en fin de semana, lo anterior en la medida que aumentaron las lluvias, y se redujo la necesidad del uso de equipos de acondicionamiento de aire y refrigeración.

Al analizar el comportamiento de la demanda durante el fenómeno de El Niño se observa que, durante los meses de marzo y abril del año 2023 la demanda se fue de alrededor de 215,0 GWh/día a 225,0 GWh/día para los días de entre semana.

3.4.6 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-57 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa (línea continua color negro) y el costo de restricciones (línea punteada color rojo), ambos expresados \$/kWh.

Figura 3-57: Costo de restricciones y precio de bolsa.



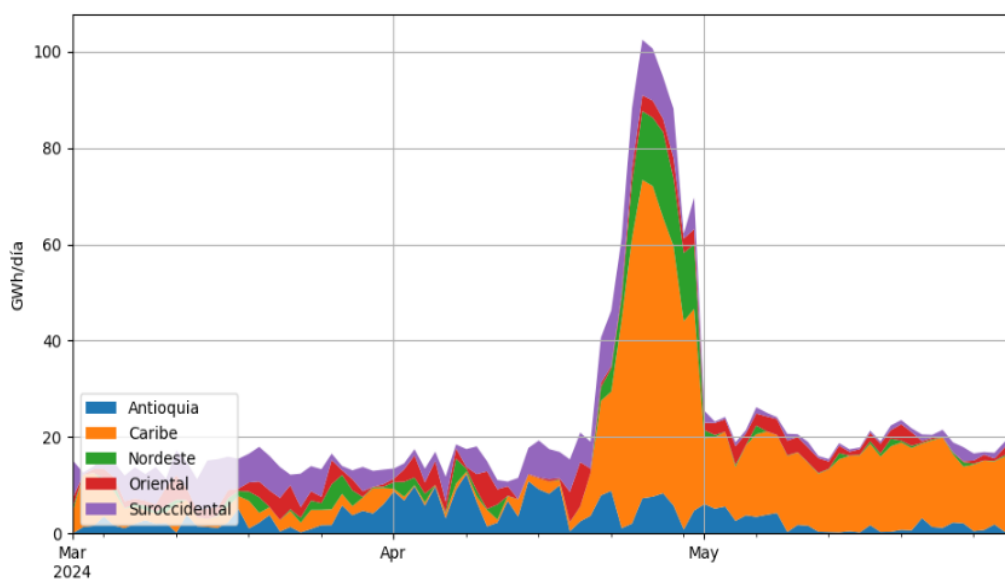
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El costo de restricciones en promedio trimestral fue de 25,8 \$/kWh. Durante marzo, este costo tuvo un valor de 12,3\$/kWh, durante el mes de abril aumento a 41,2 \$/kWh, esto dado porque durante la última semana del mes de abril con la mejora de los aportes el precio de oferta de los recursos hídricos bajaron y empezaron a competir por atender la energía la demanda no atendida por los recursos termoeléctricos que se encontraban obligados a generar al máximo de su capacidad instalada, lo que condujo a sacar de mérito a la mayoría de estos últimos y elevaron el costo de restricciones diarias hasta 181,0 \$/kWh y en el mes de mayo disminuyó a 24,7 \$/kWh por la reducción de los precios de bolsa y las necesidades de generación de seguridad del área caribe especialmente.

En la Figura 3-58 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 marzo las necesidades de generación fuera de mérito se encontraban en 14,3 GWh/día, principalmente en el área sur occidental seguido del área caribe. Para el mes de abril la generación fuera de mérito se comportó en los primeros 20 días de manera similar al mes de marzo con un promedio de necesidades de generación de 15,9 GWh/día. Durante los últimos 10 días del mes de abril, la generación fuera de mérito se incrementó, por causa de los bajos precios de bolsa y por la directriz del Ministerio respecto al mínimo térmico requerido. Una vez finalizo la condición de requerimiento de generación térmica con prioridad, la generación fuera de mérito se estabilizo y ascendió

en promedio en el mes de mayo a 20,4 GWh/día, en donde 74,5% de toda la energía se destinó para la atención de la región caribe.

Figura 3-58: Generación fuera de mérito por área.



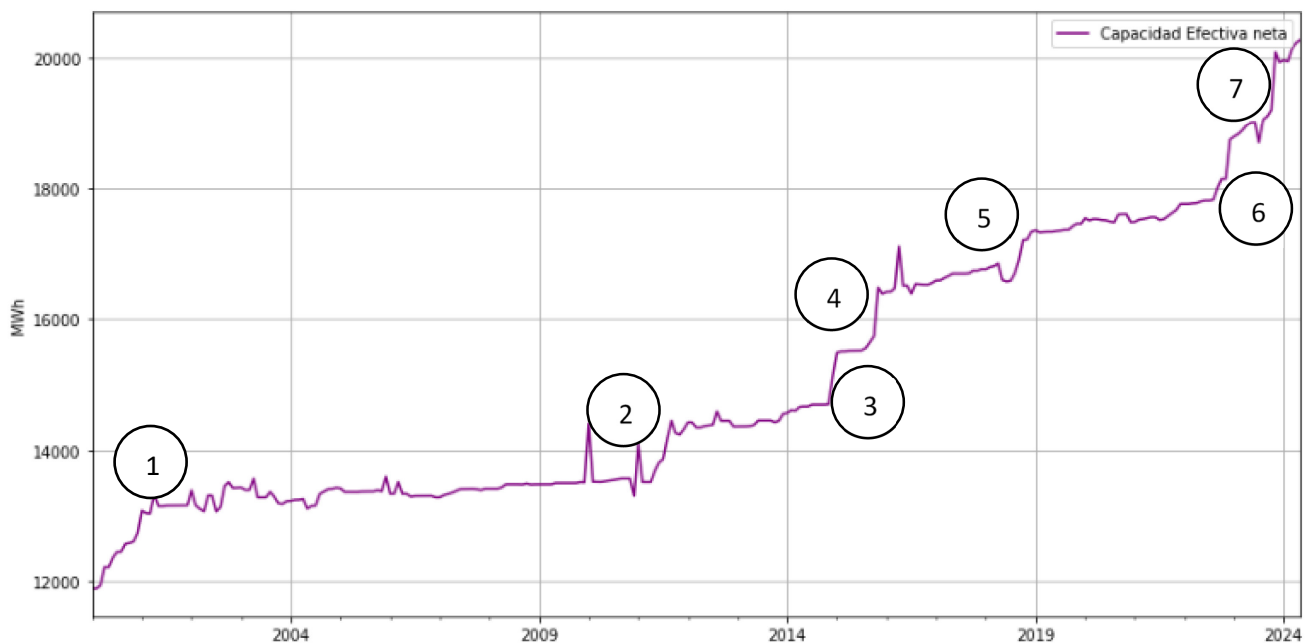
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM y UPME.

4 Evolución de la Capacidad Efectiva Neta en el sistema eléctrico colombiano

En el transcurso de los últimos 24 años el sistema eléctrico colombiano ha tenido grandes retos con respecto a su infraestructura especialmente considerando los hechos terroristas sobre la infraestructura de transmisión, a pesar de estas dificultades en este periodo para finales del año 2000 la potencia instalada del sistema ascendía a 12.967 MW, ahora a finales del mes de mayo de 2024 la potencia instalada alcanzo un valor de 20.269 MW que muestra un incremento de 7.302 MW equivalentes a un incremento de 56,3%.

En la Figura 4-1 y sus notas se ilustra la entrada de proyectos importantes desde la entrada del mecanismo de cargo por confiabilidad a partir del año 2006, de cual se destaca la entrada en operación comercial de los proyectos de generación Hidrosogamoso (Diciembre 2014), Hidroeléctrica Porce III (Septiembre 2010), cierre de ciclo combinado Termoflores 4 (Diciembre 2010), Etapa I Hidroituango (Diciembre 2022), Etapa II Hidroituango (Noviembre 2023) y el cierre del ciclo combinado de la planta Termocadelaria (Octubre 2023) estas centrales de generación al momento aportan un total de 3.719 MW en la potencia instalada del sistema que representa el 18,35% del total de la capacidad de generación nacional.

Figura 4-1: Evolución de la Capacidad Efectiva Neta del Sistema Interconectado Nacional 2000-2024



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

*Notas: Potencia de entrada comercial de los proyectos despachados centralmente destacados:

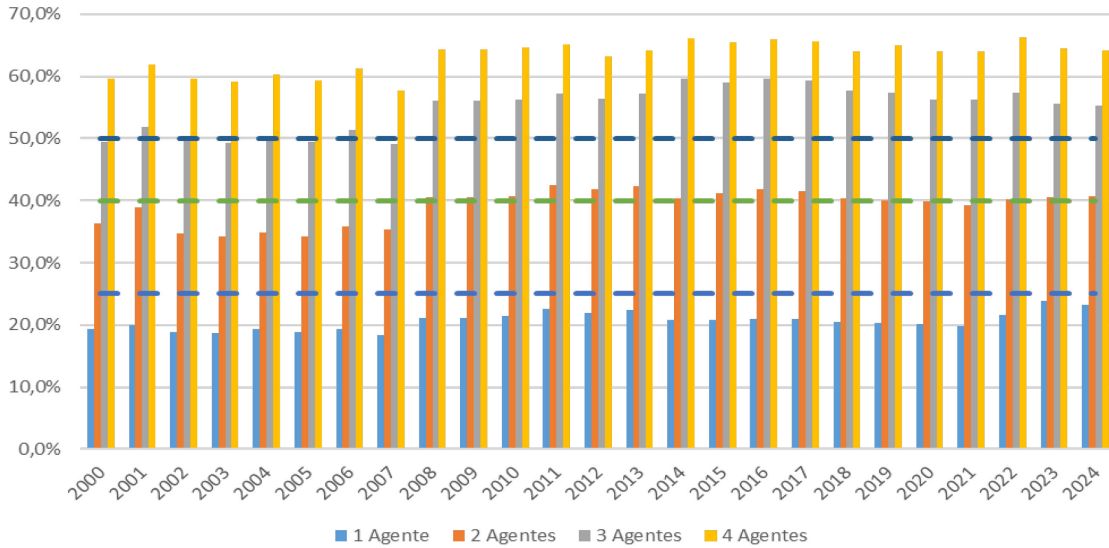
1. ALBAN (427 MW), Porce II (405 MW), Urra (338 MW) y Termocentro (272 MW).
2. Termoflores 4B (450 MW) y Proce III (660 MW).
3. Sogamoso (819 MW).
4. El Quimbo (396 MW), Carlos Lleras (78 MW), Cucuana (58 MW) y San Miguel (44 MW).
5. Gecelca 32 (273 MW) y Termonorte (88 MW).
6. Ituango (580 MW) y Tesorito (200 MW).
7. Termocadelaria CC (550 MW), Ituango (580 MW)

4.1 Evolución de la propiedad de los agentes sobre los recursos de generación del sistema

En esta subsección se presentarán diferentes medidas de la concentración de mercado con mirada de largo plazo, por lo cual el análisis se enfocará en la participación de los agentes en la Capacidad Instalada. Cómo se verá, las medidas de concentración de largo plazo indican un liderazgo por parte de Emgesa, EPM e Isagen que conllevan a un mercado que se puede considerar moderadamente concentrado.

En la Figura 4-2 se presenta la evolución histórica de la participación acumulada de los cuatro principales agentes según su capacidad instalada medida al final de cada año (mayo para el caso del 2024). La información se presenta a tres niveles: la participación porcentual principal agente, y la participación porcentual conjunta de los dos y tres principales agentes de cada año. También, se presentan líneas de referencia al 25,0%, 40,0% y 50,0%.

Figura 4-2: Participación acumulada de los principales agentes según su Capacidad Efectiva Neta

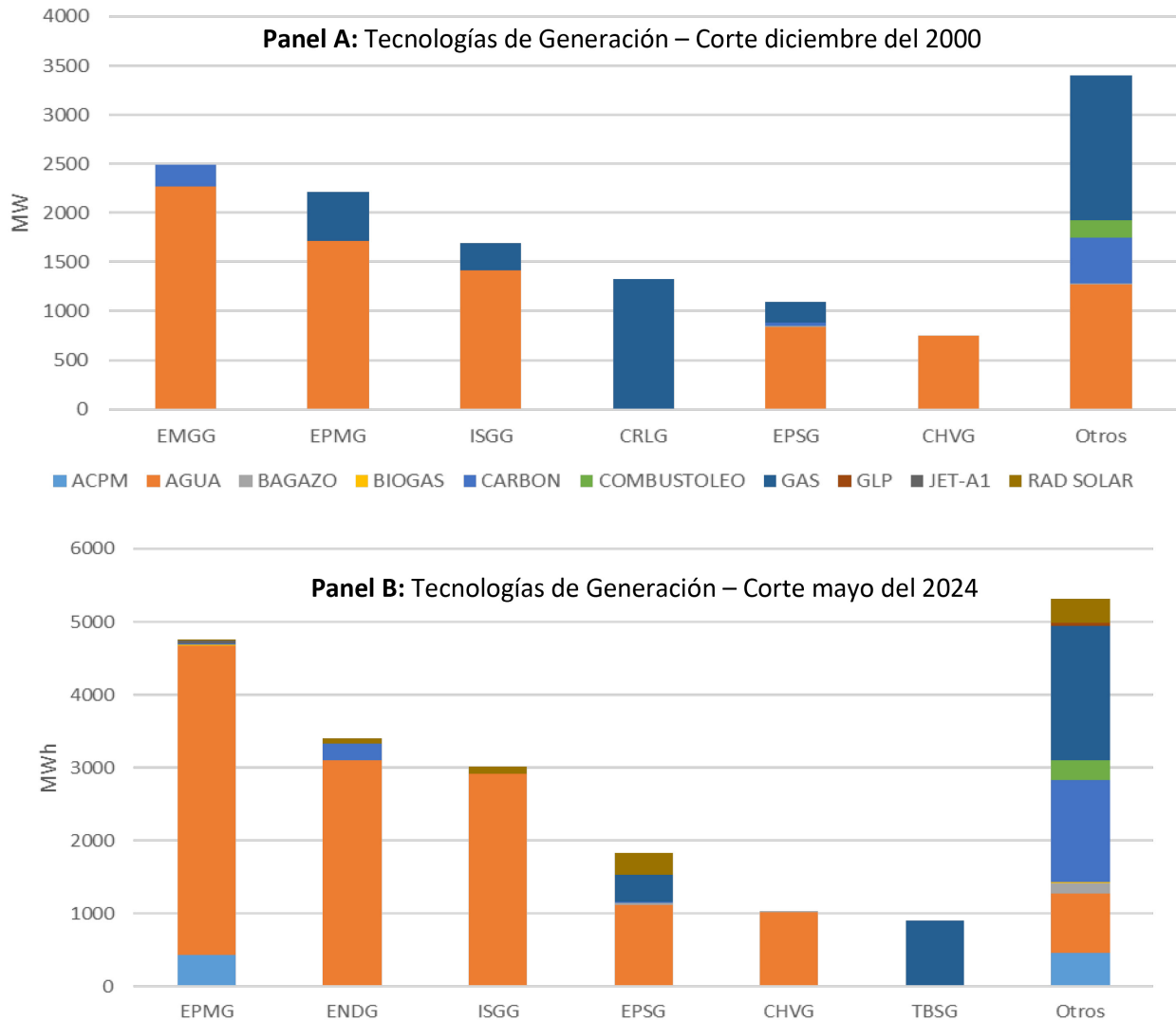


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Como se puede observar, a lo largo del periodo la participación del principal agente de cada año ha estado alrededor del 20,0% y siempre por debajo del 25,0%, alcanzando su máximo en 2023 con la entrada en operación de las cuatro primeras unidades de generación de hidroituango. La participación conjunta de los dos primeros agentes ha rondado el 40,0% desde 2008, superando este nivel de referencia hacia la mitad del periodo bajo análisis. Sin embargo, al ver la participación conjunta de los tres principales agentes esta ha estado por encima del 50,0% desde el 2006, llegando inclusive a máximos cercanos al 60,0% entre 2015 y 2017. Finalmente, el agregado de la participación de los 4 principales ha fluctuado entre 55,0% y 65,0% de la potencia instalada del sistema en el periodo analizado.

La Figura 4-3 presenta la matriz tecnológica disponible el mes diciembre del 2000, así como la matriz tecnológica con corte al 31 de mayo de 2024 en donde se encuentran los 6 principales agentes generadores del sistema según su capacidad instalada.

Figura 4-3: Composición Tecnológica de los principales agentes según su Capacidad Instalada (2000 Vs 2024)



***Notas:** Nombre corto de los agentes generadores: EMGG: EMGESA, EPMG: EPM, ISGG: Isagen, CRLG: CORELCA, EPSG: Celsia, CHVG: Chivor, ENDG: Enel y TBSG: TEBSA.

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

De lo cual se destaca que en el año 2000, la tecnología principal del sistema era la hidroeléctrica con la que contaban 5 de los 6 agentes principales del sistema y los 28 agentes representaban recursos hidroeléctricos con un tamaño similar a agentes como Isagen, Celsia y Chivor, el segundo combustible más relevante del sistema era el gas natural con una potencia instalada de 2,3 GW de estos 1,3 GW eran de propiedad del agente CORELCA y finalmente el tercer combustible más importante era el carbón combustible principal en

plantas de generación de 4 agentes 251 MW pertenecían a EMGESA y Celsia y los restantes 469 MW pertenecían a Empresa de Energía de Boyacá y Termotasajero.

Para el año 2024 los cinco principales agentes tienen una alta composición de su matriz de generación en plantas hidroeléctricas, de estas cinco empresas EPM, Enel y Celsia cuentan con una capacidad instalada de generación térmica importante, mientras que Chivor es 100% hidroeléctrico e Isagen cuenta con una mínima cantidad de recursos no hidroeléctricos. Es importante destacar que en la frontera de información disponible el agente con la mayor capacidad instalada solar es Celsia que representa el 38,0% del total de la energía instalada. Finalmente, en la consolidación de otros agentes que reúne un total de 94 generadores estos representan el 58,7% al agregar generadores como Prime-Termoflores, Termocandelaria, Termocentro, Gecelca entre otros.

Esta Información será relevante para el análisis de los niveles de concentración del mercado de corto plazo que serán presentados a continuación, pues como se verá, su comportamiento esta correlacionado con los ciclos hidro-climáticos del Sistema.

4.2 Índice de concentración de largo plazo del mercado mayorista

En la Figura 4-4 se presenta la evolución histórica del índice Herfindahl–Hirschman – HHI mensual desde enero 2000; lo primero a resaltar es que la concentración de mercado medida a partir del HHI de capacidad instalada es más alta actualmente que 2000, además, se evidencian saltos de nivel en julio de 2007 y enero de 2015, momento en el cual el HHI alcanza un valor máximo superior a los 1.400.

De manera particular, se observan saltos en el nivel de concentración a mediados de 2007 y a finales de 2014, los cuales corresponden a las adquisiciones de nuevos activos de generación por parte de ENEL a EMGESA así como la liquidación de CORELCA que vendía sus plantas a EMGESA, TEBSA y Gecelca, y a la entrada de la hidroeléctrica Sogamoso de Isagen. También se puede observar que los niveles de concentración vienen decreciendo desde 2015, en parte gracias a la mayor participación en el mercado de TERMOCANDELARIA (TCIG) y GECELCA (GECG), y la entrada de nuevos recursos de generación.

Figura 4-4: Evolución mensual del HHI de Capacidad Efectiva Neta



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

Para los últimos 3 años posteriores a la pandemia la reducción del indicador se detuvo, cambiando temporalmente la tendencia a un escenario más de estabilidad con incremento puntuales en la entrada de operación de grandes recursos de generación como las 2 etapas de Hidroituango en 2022 y 2023 para EPM, así como paulatinamente han entrado cada vez más recursos solares que para el corte del presente análisis solo han entrado en operación en el despacho central las plantas solares El Paso y Portón del Sol con una potencia instalada de 68 MW y 102 MW respectivamente.



Superservicios



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

Superintendencia Delegada para Energía y
Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados de
Energía y Gas Natural

