

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

SEPTIEMBRE - NOVIEMBRE 2024

Superintendencia Delegada para Energía y
Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía
y Gas Natural

Libardo Yanod Márquez Aldana

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Rafael Hernando Tabares Holguín

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Equipo de trabajo UMMEG

Equipo energía eléctrica

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

Juan Pablo Ortega Walteros

William Javier Henao Ramírez

Equipo gas natural

Beatriz Herrera Jaime

Laura Eva Barragán Torres

Equipo de apoyo tecnológico

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Gildardo Andrés Vargas Acuña

Coordinador

Laura Eva Barragán Torres

Contenido

Resumen Ejecutivo	13
1. Mercado Mayorista de Gas Natural	16
1.1. Seguimiento de mercado	17
1.1.1. Mercado Primario	18
1.1.2. Mercado Secundario	29
1.1.3. Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	42
1.1.4. Índice de precios nacional vs importado	47
1.2. Seguimiento operativo	49
1.2.1. Producción	50
1.2.2. Demanda	54
1.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	67
1.2.4. Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	73
2. Evolución de los Precios del Gas Colombiano	79
2.1. Introducción	79
2.2. Contexto Internacional del Gas Natural	81
2.3. Relación entre los precios nacionales e internacionales	85
2.4. Evolución de los Precios del Gas Natural en el Mercado Mayorista Colombiano	91
2.5. Evolución de Preferencias de Contratación y Precios Asociados	101
2.6. Conclusiones y Recomendaciones	107
3. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	111
3.1. Análisis de mercado	111
3.1.1. Indicadores de concentración	111
3.1.2. Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	116

3.1.3.	Precios representativos del mercado	119
3.2.	Indicadores para agentes generadores e información de contratación.....	131
3.2.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	132
3.2.2.	Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme	133
3.2.3.	Relación OEF / ENFICC para agentes generadores	134
3.2.4.	Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores	135
3.2.5.	Comparación de variables por agente.....	136
3.3.	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	171
3.3.1.	Proyección de contratos.....	172
3.3.2.	Demanda regulada contratada	173
3.3.3.	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores	174
3.3.4.	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado.....	176
3.3.5.	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado	178
3.3.6.	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado.....	180
3.3.7.	Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP	181
3.3.8.	Contratos entre agentes vinculados	186
3.4.	Seguimiento operativo.....	193
3.4.1.	Hidrología del sistema.....	193
3.4.2.	Vertimientos	196
3.4.3.	Generación de energía por recurso.....	197
3.4.4.	Demanda	199
3.4.5.	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	202
4.	Modificación de precios de bolsa en función del volumen útil por embalse.....	206

Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario agosto 2024.	19
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.....	21
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.	22
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.	23
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.	24
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	25
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	26
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	26
Figura 1-9: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural	29
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario sep. 24.....	31
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario oct. 24.....	32
Figura 1-12: Dinámica Mercado Secundario nov. 24.....	33
Figura 1-13: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	34
Figura 1-14: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.....	36
Figura 1-15: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.	37
Figura 1-16: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.	38
Figura 1-17: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.	39
Figura 1-18: Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario Gas Natural.....	40
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	44
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	45
Figura 1-21: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.....	46
Figura 1-22: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.....	47
Figura 1-23: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.....	48
Figura 1-24: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	49
Figura 1-25: Producción agregada de gas durante el último trimestre.	50
Figura 1-26: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.....	52

Figura 1-27: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	53
Figura 1-28: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	54
Figura 1-29: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	55
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	57
Figura 1-31: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	58
Figura 1-32: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	59
Figura 1-33: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.....	60
Figura 1-34: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	62
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	64
Figura 1-36: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.....	65
Figura 1-37: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	66
Figura 1-38: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	67
Figura 1-39: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	68
Figura 1-40: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	69
Figura 1-41: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.....	70
Figura 1-42: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.....	71
Figura 1-43: Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.....	72
Figura 1-44: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.....	73
Figura 1-45: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	75
Figura 1-46: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	76
Figura 2-1: Evolución de los precios de gas natural.....	84
Figura 2-2: Tendencia de Precios Internos en el Mercado Primario en Firme.....	87
Figura 2-3: Correlación de Precios Nacionales de Gas Natural y de Importación.....	88
Figura 2-4: Precios Sector Comercial.....	93
Figura 2-5: Precios Sector Generación de Electricidad.....	94
Figura 2-6: Precios Sector Industrial.....	96
Figura 2-7: Precios Sector GNVC.....	98
Figura 2-8: Precios Sector Residencial.....	100
Figura 2-9: Evolución de Precios y Cantidades sector Comercial.....	102
Figura 2-10: Evolución de Precios y Cantidades sector Generación Térmica.....	103
Figura 2-11: Evolución de Precios y Cantidades sector Industrial.....	105
Figura 2-12: Evolución de Precios y Cantidades sector GNVC.....	106
Figura 2-13: Evolución de Precios y Cantidades sector Residencial.....	107

Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*	112
Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.....	114
Figura 3-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.....	115
Figura 3-4: Fijación precios de bolsa por planta.	116
Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.....	120
Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas varias plantas de alta y media regulación.	122
Figura 3-7 Precios representativos del mercado.	123
Figura 3-8: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.....	125
Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE.	127
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.	129
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.....	130
Figura 3-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).	131
Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	133
Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme	134
Figura 3-15: OEF/ENFICC	135
Figura 3-16: Generación real / Ventas en contratos.	136
Figura 3-17: Comparación de variables: AES Colombia.....	137
Figura 3-18: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia.....	138
Figura 3-19: Comparación de variables: Celsia.	139
Figura 3-20: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia	141
Figura 3-21: Comparación de variables: Enel.....	142
Figura 3-22: Generación y compras de energía vs ventas – Enel	144
Figura 3-23: Comparación de variables: EPM.	145
Figura 3-24: Generación y compras de energía vs ventas – EPM	147
Figura 3-25: Comparación de variables: Isagen.	148
Figura 3-26: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen	150
Figura 3-27: Comparación de variables: Urrá.	151
Figura 3-28: Generación y compras de energía vs ventas - Urra	152
Figura 3-29 Comparación de variables Gensa.....	153
Figura 3-30: Generación y compras de energía vs ventas - Gensa	155
Figura 3-31 Comparación de variables Gecelca	156
Figura 3-32: Generación y compras de energía vs ventas - Gecelca.....	157
Figura 3-33 Comparación de variables Sochagota.....	158

Figura 3-34: Generación y compras de energía vs ventas - Sochagota.....	159
Figura 3-35: Comparación de variables Nitro Energy	160
Figura 3-36: Generación y compras de energía vs ventas – Nitro Energy	161
Figura 3-37 Comparación de variables TEBSA	162
Figura 3-38 Comparación de variables Termocandelaria	164
Figura 3-39 Comparación de variables Prime.....	166
Figura 3-40: Comparación de variables Proeléctrica	167
Figura 3-41 Comparación de variables TermoEmcali.....	169
Figura 3-42 Comparación de variables Termonorte	170
Figura 3-43: Resumen precios promedio y energía total por mercado.....	171
Figura 3-44: Proyección de finalización de contratos basados en los despachos de contratos de noviembre de 2024.....	173
Figura 3-45: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.	174
Figura 3-46: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura.	175
Figura 3-47: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.....	177
Figura 3-48: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.	179
Figura 3-49: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.	181
Figura 3-50: Evolución de las convocatorias.....	182
Figura 3-51: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	194
Figura 3-52: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM	194
Figura 3-53: Volumen Útil Diario Promedio.....	195
Figura 3-54: Participación de la generación por recurso.	197
Figura 3-55: Participación de generación térmica.....	198
Figura 3-56: Generación térmica por combustible.	199
Figura 3-57: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037	200
Figura 3-58: Evolución de la demanda diaria del SIN.....	201
Figura 3-59: Comportamiento mensual de la demanda	202
Figura 3-60: Costo de restricciones y precio de bolsa	203
Figura 3-61: Costo de restricciones y precio de bolsa	203
Figura 3-62: Generación fuera de mérito [kWh/día].....	204
Figura 3-63: Promedio Mensual de la Generación fuera de mérito [kWh/día].....	205
Figura 4-1: Embalse Playas	208
Figura 4-2: Embalse Porce II.....	208

Figura 4-3: Embalse Urrá	209
Figura 4-4: Embalse Chuza.....	209
Figura 4-5: Embalse Peñol	210
Figura 4-6: Embalse Agregado Bogotá	210
Figura 4-7: Comparativo entre el PBNP y los PBI's	211

Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario	33
Tabla 1-2 Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	51
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).....	53
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	55
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	56
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	61
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	61
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).....	63
Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta.....	117
Tabla 3-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	118
Tabla 3-3: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.	124
Tabla 3-4: Precio de oferta promedio por recurso energético.....	126
Tabla 3-5: Precio promedio de contratos vs. CERE.	128
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.....	138
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.	140
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	143
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.	146
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.	149
Tabla 3-11: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.	152
Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.....	154
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Gecelca	156
Tabla 3-14 Estadísticos básicos Sochagota	158
Tabla 3-15: Estadísticos básicos Nitro Energy.....	160
Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA	163
Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria	165
Tabla 3-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime.....	166
Tabla 3-19: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica	168

Tabla 3-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali	169
Tabla 3-21 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte.....	171
Tabla 3-22: Resumen estadísticas Mercado Regulado.	178
Tabla 3-23: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.....	180
Tabla 3-24: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.	183
Tabla 3-25: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.	185
Tabla 3-26: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.....	185
Tabla 3-27: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.....	186
Tabla 3-28: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.	187
Tabla 3-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.	187
Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.	188
Tabla 3-31: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.....	190
Tabla 3-32: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.....	191
Tabla 3-33: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.....	191
Tabla 3-34 Energía vertida por área (Cifras en GWh).	196
Tabla 4-1: Embalse útil para enero 2023 [%].....	207

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 contiene un análisis detallado de los mercados mayoristas de energía eléctrica y gas natural en Colombia durante el periodo de septiembre a noviembre de 2024, en el cual se evalúan las dinámicas de precios, cantidades y comportamientos de los principales indicadores que permiten un seguimiento detallado del mercado, con énfasis especial en los precios de oferta de las plantas hídricas y los precios de gas natural según la modalidad contractual. El documento está estructurado en cuatro capítulos principales: Mercado Mayorista de Gas Natural, Evolución de los Precios del Gas Colombiano, Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y Modificación de precios de bolsa en función del volumen útil por embalse.

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

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

El segundo capítulo desarrolla una visión integral de los precios de gas natural en el mercado mayorista, pasando por una evaluación del contexto internacional pasando. También comprende un análisis de la relación entre los precios nacionales e internacionales, así como el análisis de la evolución de los precios en el mercado mayorista colombiano; teniendo en cuenta las preferencias en materia de contratación y sus precios asociados que permitirá comprender mejor las interacciones entre los mercados globales y locales. Este capítulo pretende aportar insumos para el diseño de estrategias que fortalezcan la competitividad, la sostenibilidad y la resiliencia del sector gasífero en el país.

El tercer capítulo se centra en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, abordando indicadores clave como el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) y el Índice de Oferta Residual (IOR), fundamentales para evaluar el grado de concentración y competitividad del mercado. Adicionalmente, se presentan algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores.

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

Finalmente, se presenta análisis que busca ofrecer una visión integral sobre la evolución de los precios del gas natural en el mercado mayorista colombiano, evaluando en qué medida estos reflejan las tendencias globales o dependen exclusivamente de las dinámicas internas del sector gasífero nacional.

A través de este análisis, se pretende identificar los factores determinantes de las variaciones de precios, explorando tanto las influencias externas, como las fluctuaciones en los precios internacionales del gas natural, como las particularidades estructurales y operativas del mercado colombiano. Este enfoque permitirá comprender mejor las interacciones entre los mercados globales y locales, aportando insumos clave para el diseño de estrategias que fortalezcan la competitividad, la sostenibilidad y la resiliencia del sector gasífero en el país.

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

Finalmente, en el capítulo 5, se propone una modificación del cálculo de los precios de bolsa en función de los volúmenes útiles de cada embalse. Este análisis se llevó a cabo para el periodo comprendido entre enero de 2023 y octubre de 2024 para los 24 embalses del SIN presentando los resultados obtenidos para seis a saber: Playas, Porce II, Urrá, Chuza, Peñol y el Agregado Bogotá.

1. Mercado Mayorista de Gas Natural

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

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

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

El análisis presentado permite identificar las tendencias actuales, así como los desafíos y oportunidades que enfrenta el mercado mayorista de gas natural en Colombia. Este enfoque

integral contribuye a una mejor comprensión de la dinámica del mercado en un entorno competitivo y diverso, destacando su capacidad para responder a las necesidades de abastecimiento energético. Además, identifica áreas clave para mejorar su eficiencia y competitividad en el contexto de un sistema energético en constante evolución.

1.1. Seguimiento de mercado

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

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

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

Con el objetivo de proteger los intereses de los consumidores y garantizar un suministro de gas natural confiable y a precios justos, se lleva a cabo un monitoreo detallado del mercado. A

través de indicadores de desempeño, se evalúa la eficiencia de los agentes, la concentración del mercado y la evolución de los precios, seguimiento que permite identificar posibles riesgos para la competencia y tomar medidas correctivas para evitar prácticas que puedan perjudicar a los usuarios finales. Al asegurar un mercado competitivo y transparente, se contribuye a mejorar la calidad del servicio público domiciliario de gas natural.

1.1.1. Mercado Primario

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

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

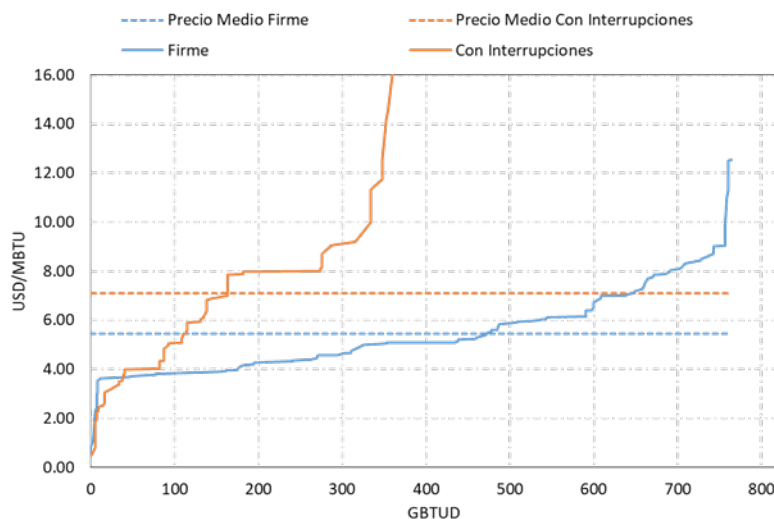
En general, el mercado primario de gas natural es un sistema complejo que requiere de una constante adaptación a las condiciones del mercado y a los cambios en la regulación. La transparencia, la eficiencia y la competencia son elementos clave para garantizar un funcionamiento adecuado de este mercado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

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

Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

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

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



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

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

- El precio promedio ponderado de los contratos bajo esta modalidad fue de 5,5 USD/MBTU.
- Un 21,8% 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 17,7% 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 27,1% 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 9,2% y el 24,2% de la cantidad contratada, respectivamente.

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

- El precio promedio ponderado de los contratos de gas en la modalidad Con Interrupciones fue de 7,1 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 8,5% 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 9,8%, representando una porción baja de los contratos.
- El 10,6% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU. Esta categoría también representa una porción menor de los contratos. Igualmente, los contratos con precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 2,6% del total de cantidades contratadas.
- Es importante destacar que el 68,5% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 7,0 USD/MBTU.

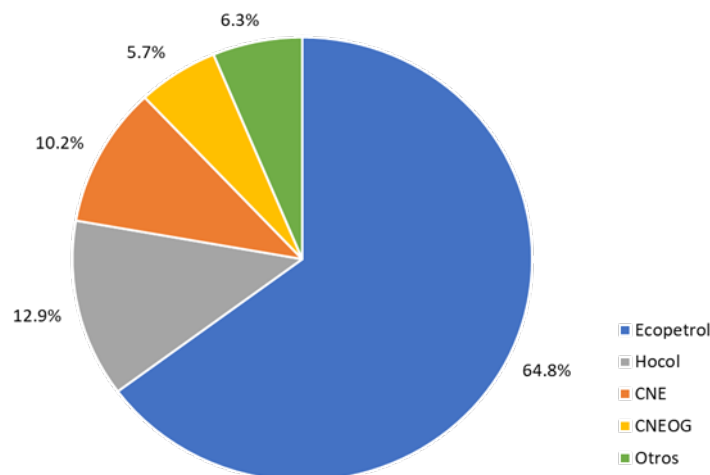
- La distribución de precios en la modalidad Con Interrupciones muestra una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

En la Figura 1-2 se ilustra la distribución de la participación de los productores en los contratos en modalidad Firme del Mercado Primario. Durante este trimestre, Ecopetrol mantuvo la participación más alta en el mercado, con un 64,8% 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 10,2% 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 1,3 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. Este precio es inferior al de Sur Costa, y presenta una disminución de 0,6 USD/MBTU en comparación con mismo trimestre del año anterior. Los precios medios ponderados por fuente de producción en el Mercado Primario, a excepción de Guajira, revelan una tendencia al alza.

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

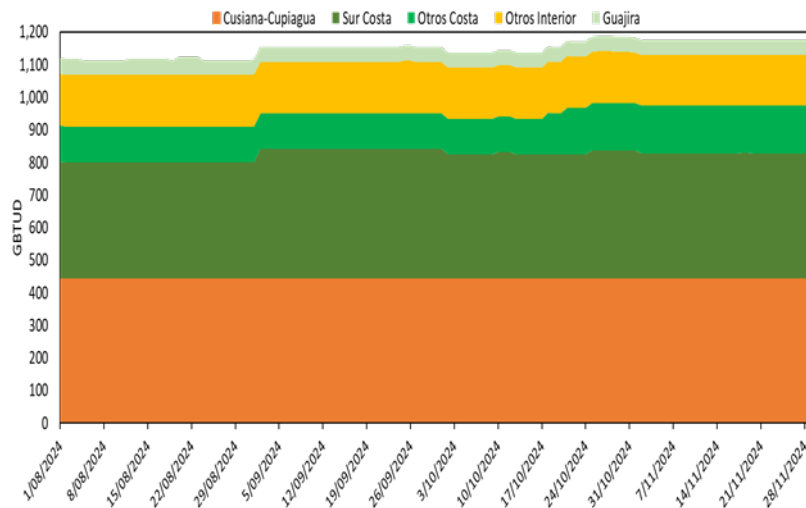


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 444,5 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Sur Costa, con un promedio aproximado de 387,7 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento cercano al 2,2% del volumen total.

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



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

Precios y cantidades por modalidad:

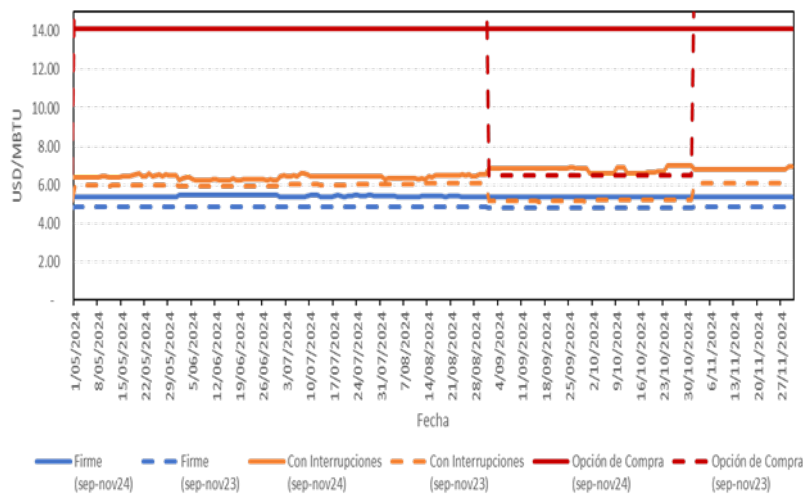
También se llevó a cabo el seguimiento de la contratación en el Mercado Primario por modalidad. En este contexto, se observa que La modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, alcanzando un valor cercano a los 14,1 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio se mantiene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

Los contratos bajo la modalidad Con Interrupciones se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 6,8 USD/MBTU. Este precio presenta un aumento de 0,4 USD/MBTU en

comparación con el trimestre anterior. La diferencia de precios entre Opción de Compra y Contingencia refleja las distintas características de estas dos modalidades, en términos de flexibilidad y riesgo para los compradores.

Los contratos bajo la modalidad Firme, presentan un precio promedio ponderado de 5,4 USD/MBTU, manteniéndose sin variación, con respecto al trimestre anterior.

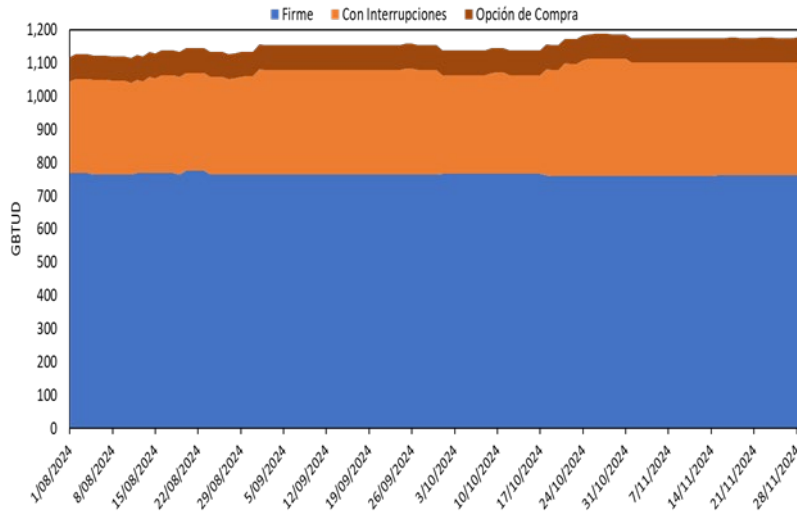
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.



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

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 1-6 muestra que la contratación en Firme alcanzó el mayor volumen con un valor medio que superó los 763,1 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 324,5 GBTUD, siendo ésta, una modalidad atractiva para algunos compradores que buscan optimizar sus costos. Además, la gráfica revela que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.161,8 GBTUD, registrando un incremento del 1,7%, en comparación con el trimestre anterior.

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



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

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

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

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

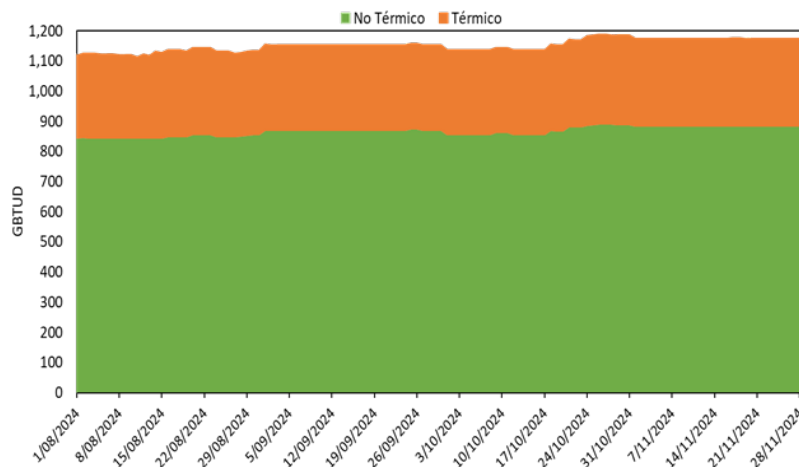
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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

Complementando el análisis, se presenta la evolución de la distribución de las cantidades contratadas por tipo de uso del gas natural en el Mercado Primario (ver Figura 1-8). El gas natural con destino No Térmico registró el mayor volumen contratado durante el trimestre, con un promedio de 874,4 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 287,4 GBTUD.

Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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

Concentración y participación en el mercado primario

Esta sección registra los resultados de la estimación del Índice de Concentración y Participación en el mercado primario de gas natural en Colombia. El análisis revela El análisis del índice de concentración en el mercado primario de gas natural revela una alta concentración, tanto en términos del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) como del coeficiente de concentración de las cuatro principales empresas (IC), indicando que un número reducido de empresas posee un dominio significativo en el mercado, lo cual puede generar efectos negativos sobre la competencia y limitar la flexibilidad en la formación de precios.

La Figura 1-9 presenta los indicadores Herfindahl-Hirschman (HHI) y de Concentración (IC), correspondientes al mercado primario tanto en la oferta como en la demanda. El HHI de la oferta muestra una mayor volatilidad, lo que sugiere que la concentración está influenciada por factores como los cambios en los niveles de producción y las variaciones en la demanda de los grandes compradores. En general, se observan valores alrededor de 3.000, con picos que superan las 4.000 unidades, lo que indica una concentración elevada en el mercado. Este nivel de concentración es indicativo de que pocas empresas dominan la oferta, especialmente en períodos de alta demanda, lo que podría reducir la competitividad y fortalecer el poder de mercado de los actores principales.

Un aspecto particularmente notable es la variabilidad en el HHI de la oferta durante la última semana de octubre, período en el cual se registraron reducciones en las entregas provenientes de algunos de los principales campos oferentes, derivando en un incremento significativo en la cuota de mercado del principal productor nacional. Este fenómeno destaca cómo las fluctuaciones en la oferta pueden impactar la concentración del mercado, exacerbando el dominio de ciertos actores.

En lo que respecta al HHI de la demanda en el mercado primario, se observa una mayor estabilidad en comparación con el HHI de la oferta, sugiriendo una estructura de mercado más consolidada en términos de contratos de compra. El menor HHI registrado para la demanda indica una competencia relativamente más intensa en este segmento, con tendencia estable,

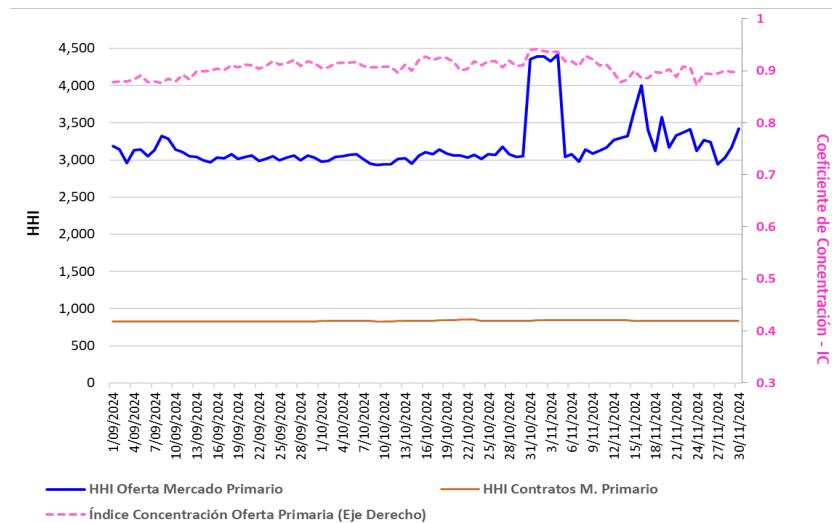
aunque todavía presenta niveles moderados de concentración. Por el contrario, la mayor volatilidad en el HHI de la oferta sugiere que las dinámicas relacionadas con la producción y el suministro tienen un impacto más significativo en la concentración del mercado que los contratos a largo plazo.

El Coeficiente de Concentración de las cuatro mayores empresas en la oferta del mercado primario se sitúa en torno al 0.93, valor que revela una participación significativa de estas empresas en la oferta y se mantiene estable durante el período analizado, con ligeras variaciones que reflejan el control constante de los actores dominantes. Un coeficiente cercano a 1 confirma el elevado grado de control que ejercen las 4 empresas, alineándose con los valores elevados del HHI en la oferta del mercado primario. Esto subraya la importancia de monitorear la concentración para prevenir prácticas anticompetitivas que puedan afectar el bienestar del mercado y los consumidores.

En resumen, los resultados del análisis resaltan la importancia de monitorear continuamente los niveles de concentración en el mercado primario de gas natural en Colombia. Las fluctuaciones en la oferta, asociadas a eventos específicos en la producción o en la infraestructura de suministro, pueden alterar significativamente la estructura competitiva del mercado, aumentando el riesgo de dominio por parte de un número reducido de actores. Este contexto subraya la necesidad de implementar medidas regulatorias que promuevan una mayor competencia y garanticen una mayor estabilidad en las condiciones del mercado.

Además, resulta fundamental que las autoridades regulatorias y los actores del sector energético colaboren para desarrollar estrategias que mitiguen los riesgos asociados a la alta concentración, tales como incentivar la diversificación de fuentes de suministro, fomentar la entrada de nuevos participantes al mercado y garantizar la transparencia en las transacciones. Igualmente, esta institución evalúa la implementación de mecanismos de monitoreo continuo que permitan identificar oportunamente cambios en la concentración del mercado y adoptar medidas correctivas que protejan los intereses de los consumidores y promuevan un entorno competitivo más equilibrado.

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

1.1.2. Mercado Secundario

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

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

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

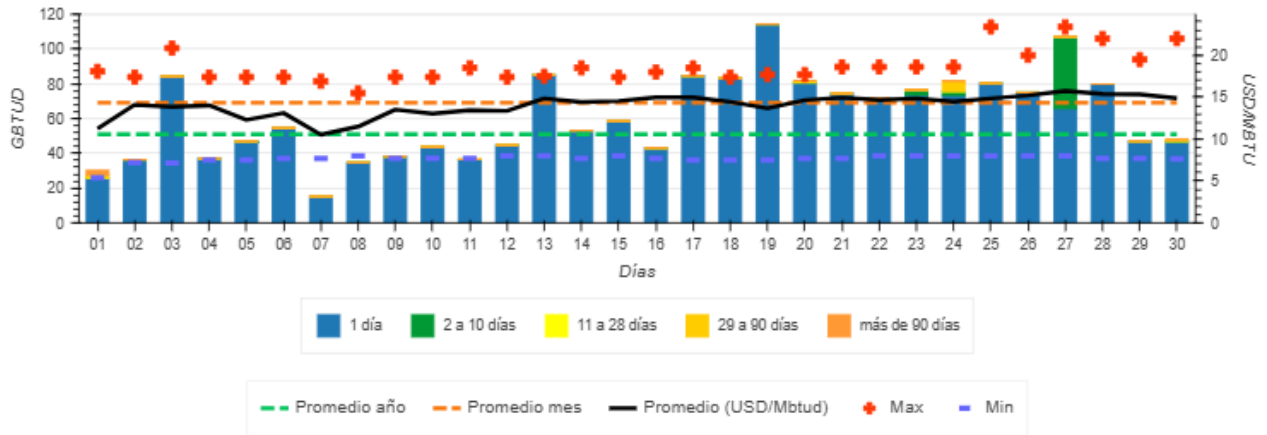
En general, el mercado secundario de gas natural ha demostrado ser una herramienta valiosa para mejorar la eficiencia y la flexibilidad del mercado de gas. Sin embargo, es importante reconocer que su desarrollo también plantea algunos desafíos que requieren de una regulación adecuada y de la participación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

Este análisis se centra en la dinámica de transacciones durante el trimestre, examinando la curva agregada de oferta y profundizando en los precios y volúmenes transados por modalidad contractual y por destino final del gas (térmico y no térmico). Este enfoque permite evaluar el impacto de la regulación en la eficiencia y competitividad del mercado.

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 748 transacciones mensuales en septiembre de 2024, de las cuales 715 corresponden a operaciones diarias. Dentro de este volumen, el Mercado Secundario de Corto Plazo se registraron contrataciones diarias que fluctuaron entre 14.3 GBTUD y 15.2 GBTUD, como se ilustra en las figuras que se presentan a continuación, cuya temporalidad es mensual:

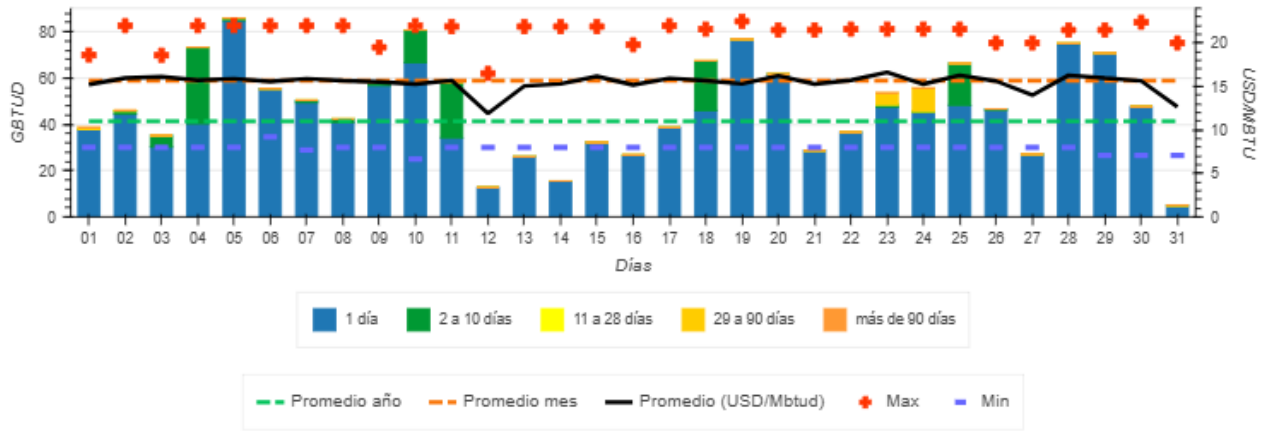
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario sep. 24



	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	
0	1 día	17	17	38	16	26	28	13	12	16	20	20	23	25	27	20	19	31	29	29	31	24	29	28	25	26	29	27	25	22	23	715	
1	2 a 10 días					1						1												1	2			8				13	
2	11 a 28 días																																
3	29 a 90 días	3	1				1														1				2						3	11	
4	más de 90 días	9																															9
5	Total transacciones	29	18	38	16	27	29	13	12	16	20	21	23	25	27	20	19	31	29	29	32	24	29	29	29	26	29	35	25	22	26	748	

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

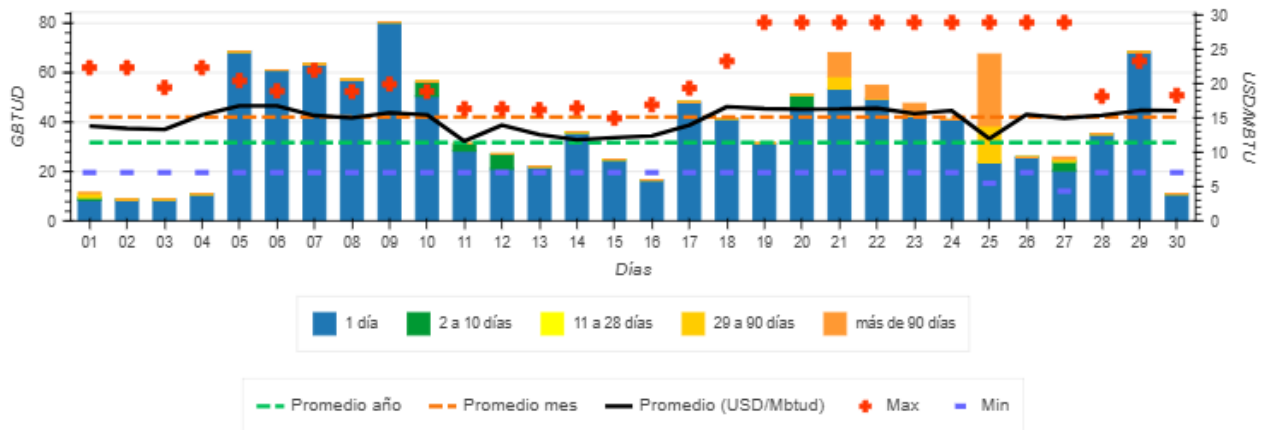
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario oct. 24.



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
0 1 día	22	19	15	17	20	15	24	23	25	35	21	12	16	11	18	18	20	20	30	21	18	20	20	22	18	20	16	23	24	17	9	609
1 2 a 10 días		1	1	6	1		1	1	1	3	7							7					1	1	5	1		1				38
2 11 a 28 días			1													1																2
3 29 a 90 días		3	1																				1	2							1	8
4 más de 90 días																																
5 Total transacciones	25	22	16	23	21	15	25	24	26	38	28	12	16	11	18	19	20	27	30	21	18	20	22	25	23	21	16	24	24	17	10	657

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

Figura 1-12: Dinámica Mercado Secundario nov. 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
0	1 día	15	12	13	15	18	21	24	21	31	19	18	18	21	28	18	13	26	23	18	28	29	25	26	17	12	17	16	17	25	6	590
1	2 a 10 días	3								2	1	2								1	3							2				14
2	11 a 28 días														1	1																2
3	29 a 90 días	6																				1				5		1				13
4	más de 90 días																				1	2	2	1	10		3					19
5	Total transacciones	24	12	13	15	18	21	24	21	31	21	19	20	21	29	19	13	26	23	19	32	32	27	27	17	27	17	22	17	25	6	638

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

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

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.

Mes	Número transacciones	Transacciones de duración diaria	Cantidad mínima transada en un día (GBTUD)	Cantidad máxima transada en un día (GBTUD)	Precio promedio del mes (USD/MBTU)
Sep. 24	748	715	15	114	14,3
Oct. 24	657	609	5	86	15,7
Nov. 24	638	590	9	80	15,2

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

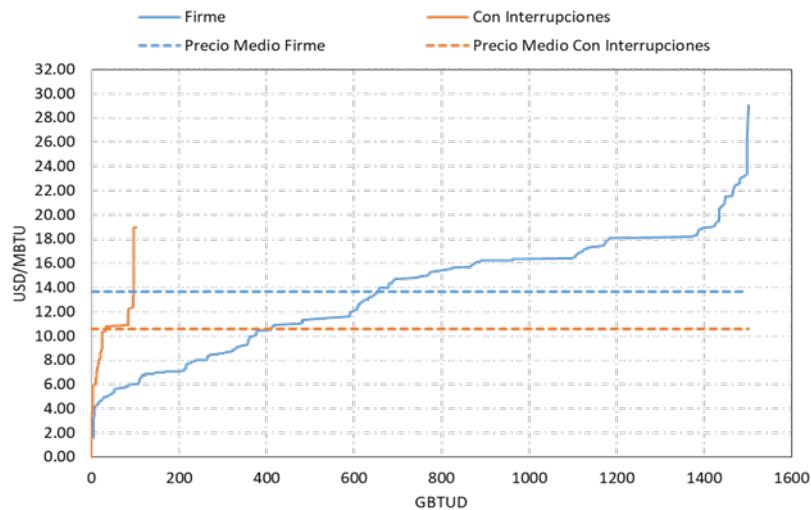
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales fluctuó entre 638 y 748, presentándose el máximo en septiembre 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 715, 609 y 590 operaciones en septiembre, octubre y noviembre de 2024, respectivamente.
- Los precios promedio oscilaron entre 14,3 USD/MBTU y 15,7 USD/MBTU, reflejando una estabilidad durante este trimestre.

Curva de oferta agregada de contratos:

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

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



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

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

- El precio promedio de los contratos modalidad Firme se situó en 13,6 USD/MBTU durante el período analizado.
- Una mínima proporción del 2,1% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 5,0 USD/MBTU, señalando que estos precios no son atractivos para los vendedores en la modalidad Firme.
- Alrededor del 3,6% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Las cantidades contratadas entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 4,1%.
- La mayor parte de las cantidades contratadas, representando el 90,2%, se ubicaron en el rango de precios mayores a 7,0 USD/MBTU, lo que indica que este rango es el más competitivo para este tipo de modalidad, resaltando resalta la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.

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

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

- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 10,5 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 3,6% 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 8,8% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU.
- Una proporción baja del 4,0% de las cantidades contratadas de suministro se ubicaron en el rango de precios entre 7,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.

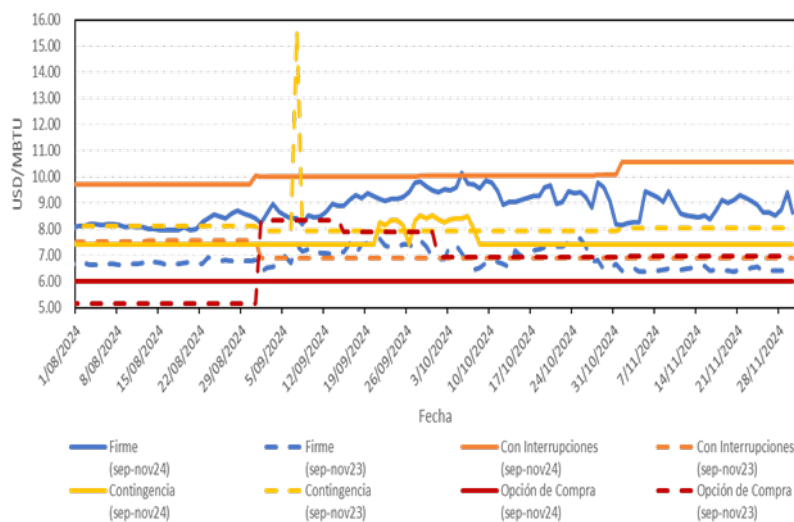
- Por último, se destaca que una mayoría significativa del 83,5% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios superiores a 8 USD/MBTU.
- La distribución de precios refleja una mayor tolerancia al riesgo por parte de los compradores que optan por la modalidad Con Interrupciones, 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 10,2 USD/MBTU, mientras que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el precio más bajo del trimestre con una media de 6,0 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad firme que tuvo una media de 9,1 USD/MBTU, siendo 2,2 USD/MBTU superior al valor medio del mismo período en 2023.

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

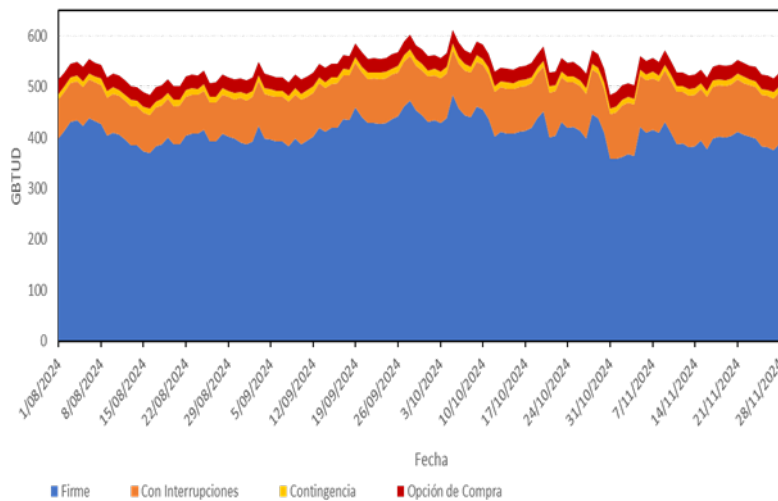


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

En el mismo sentido, se revisó el volumen contratado por modalidad, presentado en la Figura 1-15 que muestra la distribución del volumen contratado durante el trimestre. La cantidad promedio de gas contratado en la modalidad Firme superó los 413,4 GBTUD, convirtiéndose en la modalidad con mayor volumen contratado. Por otro lado, el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubicó en segundo lugar, con un valor medio de 92,0 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 3,9% 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

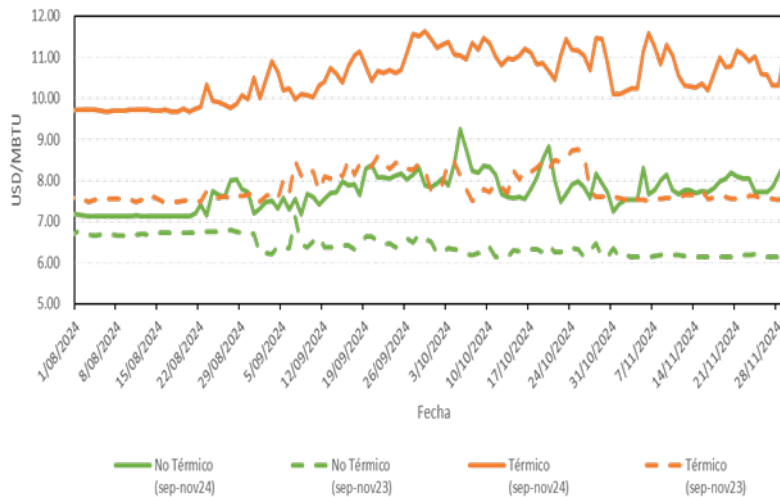
modalidad Con Interrupciones, a pesar de tener un precio generalmente más alto, también tiene un volumen significativo de contratación debido a su mayor flexibilidad.

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 10,8 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para usos distintos a la generación de electricidad alcanzó un valor medio de 7,9 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.

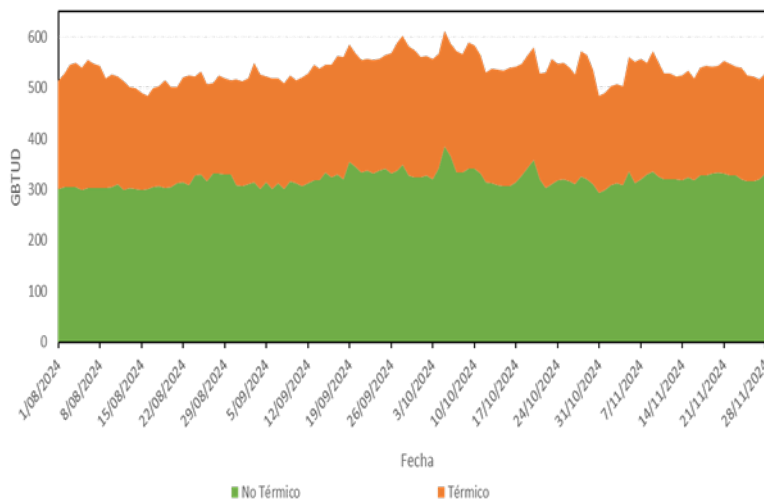
Figura 1-16: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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 545 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 323,6 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 211,2 GBTUD, aun cuando hacia el final del periodo disminuyó como consecuencia de incremento en los aportes.

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

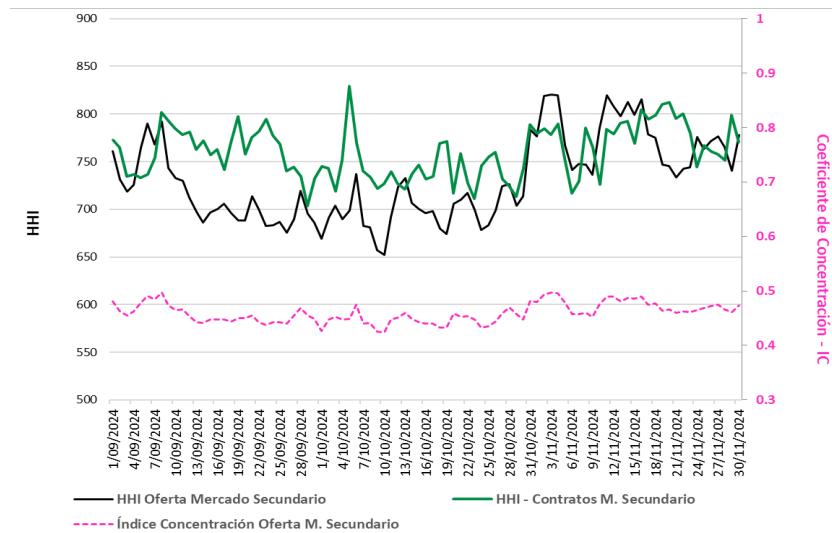


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Concentración y participación en el mercado

Al igual que en el mercado primario, se calcularon los índices de concentración de Herfindahl-Hirschman (HHI) y de concentración de las cuatro empresas más grandes para evaluar la distribución del poder de mercado en el secundario. Los resultados obtenidos, presentados en la Figura 1-18, permiten identificar si existe una alta concentración de mercado, es decir, si pocas empresas dominan las transacciones en este segmento.

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



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

El HHI tanto de la oferta como de la demanda (contratos) en el mercado secundario presenta alta volatilidad, aunque mantienen una correlación consistente en su comportamiento a lo largo del tiempo. Ambos indicadores se mantienen por debajo de 1.000 puntos durante el periodo de estudio, lo que se traduce en una concentración moderada y relativamente estable. Este nivel de concentración indica que, aunque un número limitado de empresas tiene una participación significativa, no existe un nivel de dominancia total, lo cual favorece la distribución de la oferta entre varios actores. Este escenario es positivo para la competencia y podría facilitar precios más competitivos para los participantes del mercado.

Durante el periodo de análisis, se observan picos significativos en el HHI de contratos alrededor de los meses de octubre y noviembre, lo que podría indicar concentraciones puntuales en la asignación de contratos. Por su parte, el HHI de oferta sigue una tendencia más uniforme, aunque también presenta picos en fechas similares. La correlación entre estas dos métricas sugiere que tanto la oferta como los contratos en el mercado secundario responden a factores comunes o dinámicas similares en términos de concentración.

El Índice de Concentración (IC) de las cuatro principales empresas muestra fluctuaciones moderadas y se mantiene alrededor de 0,48. Este nivel indica que, si bien estas empresas tienen una presencia significativa, su control sobre el mercado secundario es menos pronunciado en comparación con el mercado primario. Esto refleja un escenario en el que las principales empresas mantienen una participación consistente, pero no a niveles extremos de dominancia. La menor concentración en el mercado secundario fomenta una mayor flexibilidad y competitividad, lo cual es beneficioso tanto para los consumidores como para los actores del mercado.

La estabilidad del IC sugiere que, a pesar de las fluctuaciones observadas en el HHI, las cuotas de mercado relativas de los principales actores no han variado significativamente. Los cambios en el HHI parecen estar asociados principalmente a dinámicas entre actores de menor tamaño o a fluctuaciones transitorias en la participación de ciertos proveedores. Un IC estable también implica que la concentración no cambia de manera abrupta, lo que contribuye a una mayor previsibilidad en la oferta del mercado secundario. Sin embargo, esta estabilidad también destaca la necesidad de monitorear de cerca la estructura del mercado para prevenir posibles prácticas anticompetitivas.

En general, el mercado secundario de gas natural presenta una concentración moderada tanto en la oferta total como en los contratos, lo que proporciona un nivel de diversificación y competencia que podría mitigar los efectos de choques de oferta y demanda en comparación con el mercado primario. No obstante, la presencia de un grupo reducido de empresas con alta participación subraya la importancia de continuar monitoreando estas concentraciones para garantizar que se mantengan condiciones competitivas y se promueva un entorno equilibrado para todos los participantes del mercado.

1.1.3. Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM¹

El tercer segmento del mercado mayorista, denominado Otras Transacciones del Mercado Mayorista, está diseñado para facilitar operaciones de compraventa de gas natural que no encajan dentro de las modalidades tradicionales del mercado primario ni del mercado secundario. Este segmento cumple un rol en la diversificación y flexibilidad del mercado, permitiendo transacciones que complementan las actividades de suministro y transporte realizadas en los mercados primario y secundario.

Entre sus principales características destaca la libertad otorgada a los participantes para negociar condiciones específicas de las transacciones, tales como precio, volumen, formas de entrega y tiempos de suministro, adaptándose a las necesidades particulares de los actores involucrados. Esto resulta especialmente útil en contextos excepcionales o cuando se busca ajustar estrategias comerciales y operativas de manera ágil. Este esquema también fomenta un entorno competitivo más dinámico, al ofrecer oportunidades adicionales para gestionar posiciones de mercado y optimizar recursos.

Sin embargo, este segmento también presenta algunas desventajas que deben ser consideradas. Una de las principales limitaciones es la posible falta de claridad en las negociaciones, dado que las condiciones de las transacciones no están necesariamente sujetas a los mismos niveles de supervisión y regulación que los mercados primario y secundario. Esto podría dar lugar a prácticas comerciales poco equitativas o a la dificultad de establecer referencias claras de precios para el mercado. Adicionalmente, la flexibilidad inherente a este esquema puede generar incertidumbre en la planificación a largo plazo, tanto para los productores como para los consumidores, al depender de condiciones transaccionales más variables. Por último, existe el riesgo de que las transacciones en este segmento sean utilizadas estratégicamente para influir en la dinámica de precios del mercado, lo que podría derivar en distorsiones que afecten la eficiencia global del sector.

¹ 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.

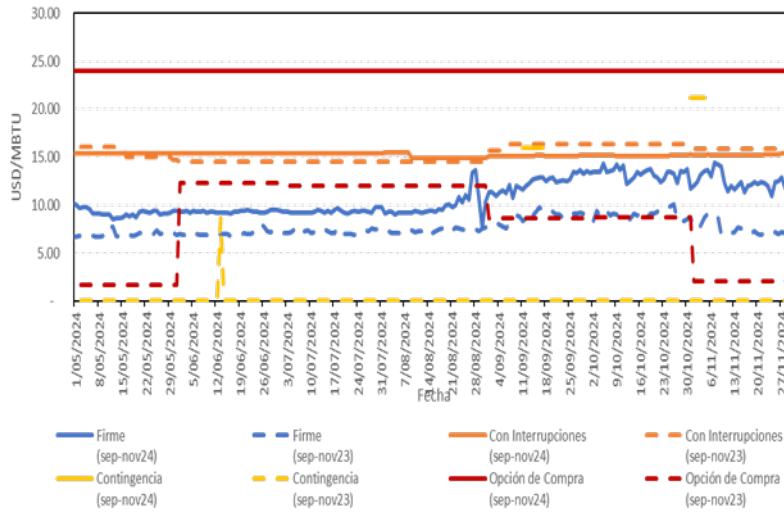
En este apartado se analiza la dinámica de las negociaciones realizadas entre comercializadores y usuarios no regulados, considerando los criterios de precios y cantidades según la modalidad contractual. Además, se presenta un desglose detallado del destino del gas natural, clasificado en dos grandes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

Precios y cantidades por modalidad:

Complementando el análisis, se llevó a cabo una revisión de los precios promedio en la modalidad 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 12,7 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.

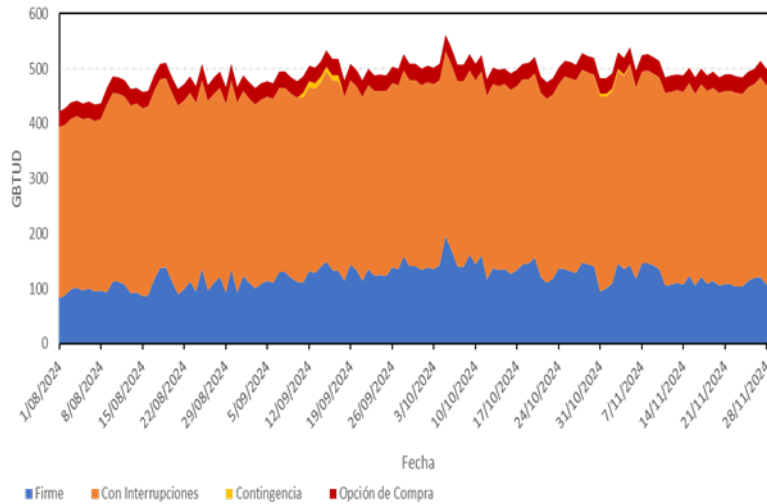
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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 342,7 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 128,1 GBTUD. Adicionalmente, se observa un incremento en el total de las cantidades contratadas de 13,6% 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 13,3 USD/MBTU y en comparación con el mismo trimestre del año anterior, los precios del sector Térmico experimentaron un incremento de 2,8 USD/MBTU, lo que representa un aumento del 28,3%.

En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 11,8 USD/MBTU, este sector experimentó un aumento de 4.6 USD/MBTU con respecto al mismo trimestre del año anterior.

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



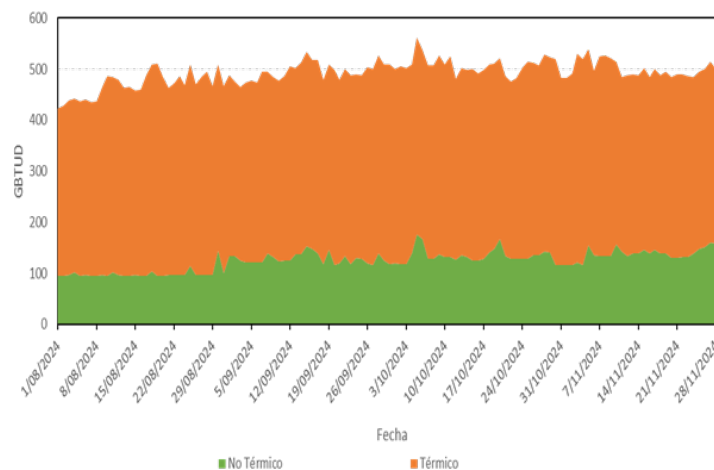
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 No Térmico el que experimenta el mayor incremento.

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 1-22 ilustra la distribución de volúmenes de gas natural negociados en la OTMM durante el trimestre analizado, diferenciados por su tipo de uso. Los resultados indican transacciones por un volumen total de 367,5 GBTUD de gas natural con destino Térmico, lo que representa un 77,9% del volumen total negociado en este segmento de mercado durante el período, mientras que para uso No Térmico se negociaron 133,8 GBTUD de gas natural, lo que representa el 22,1% restante del volumen total negociado en la OTMM.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior, el volumen de gas natural negociado para uso Térmico experimentó un incremento del 6,8%, mientras que el volumen de gas natural para uso No Térmico se incrementó en un 37,5%.

Figura 1-22: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

1.1.4. Índice de precios nacional vs importado

Con el propósito de evaluar la competitividad relativa del gas natural producido localmente en comparación con el gas importado, se calcula la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos del Mercado Primario para cada campo de gas nacional y el precio promedio

ponderado de los cargamentos de gas importado recibidos en SPEC durante el trimestre de análisis, y se calcula con la siguiente ecuación:

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

Donde:

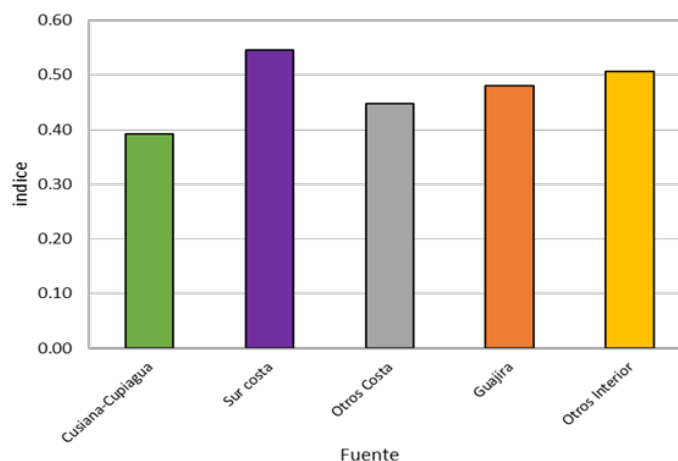
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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

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

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

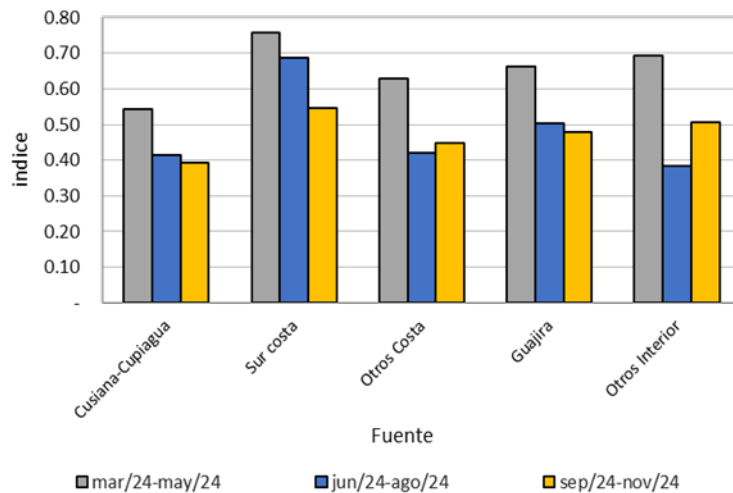
Figura 1-23: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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

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

Figura 1-24: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



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

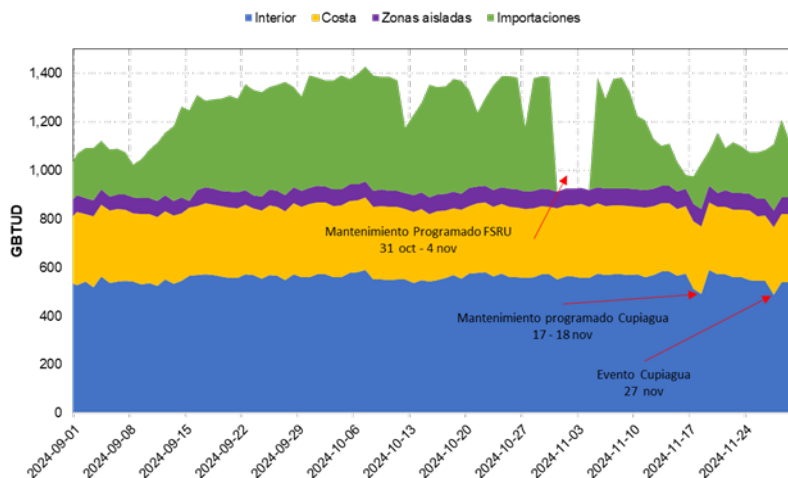
1.2. Seguimiento operativo

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

1.2.1. Producción

La producción nacional de gas natural promedió 910,6 GBTUD durante el periodo analizado y con las importaciones la oferta total aumentó a 1.225,4 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 556,9 GBTUD, seguida por zona Costa con 286,7 GBTUD y los restantes 67,0 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, muestra una disminución en la producción del interior durante los días 17 al 18 de julio debido a un mantenimiento programado en Cupiagua. Este mantenimiento provocó una reducción del 5,4% en la producción durante ese período. Así mismo, al final de noviembre, se observa un evento no programado en Cupiagua, como resultado de este evento, la demanda no esencial (industria y térmicos) fue restringida en 70 GBTUD. La inyección desde la planta de regasificación ubicada en Cartagena fue interrumpida desde el 31 de octubre hasta el 4 de noviembre, periodo en el que se llevó a cabo el mantenimiento programado que se hace a este activo cada año.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó un incremento del 26,4%, equivalente a 255,7 GBTUD. A nivel regional se observan variaciones así: el Interior del país disminuyó 3.7 GBTUD su producción. Mientras que las importaciones aumentaron en 243,9 GBTUD, la región Costa aumentó 12,4 GBTUD su aporte y las Zonas Aisladas aumentaron en 3,1 GBTUD. La Tabla 1-2 contiene las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

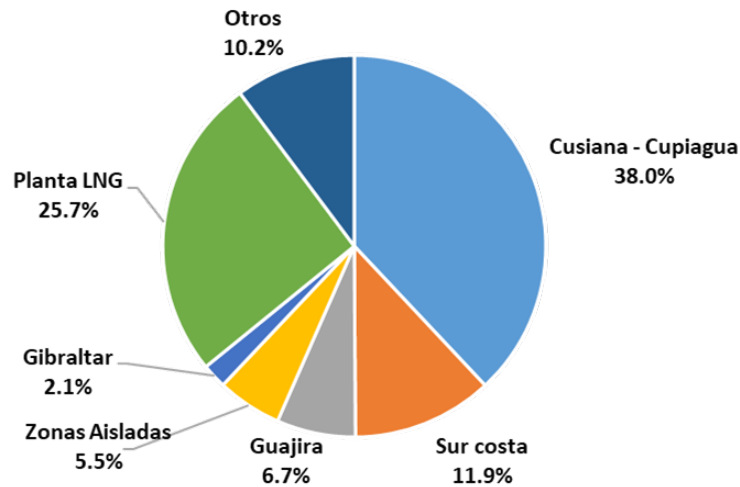
Tabla 1-2 Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Jun. 24 – Ago. 24	Sep. 24 – Nov. 24	Variación
Interior	560,6	556,9	-0,7%
Costa	274,3	286,7	4,5%
Importaciones	70,9	314,8	344,0%
Zonas aisladas	63,9	67,0	4,9%
Total	969,7	1.225,4	26,4%

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

Durante el trimestre agosto-septiembre 2024, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 38,0% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 11,9% y el gas de la Guajira lo hizo con 6,7%. La Zonas Aisladas proporcionaron 5,5% y el campo Gibraltar proveyó 2,1%, los que fueron adicionados en 10,2% por la categoría Otros, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 25,7% ver la Figura 1-26.

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



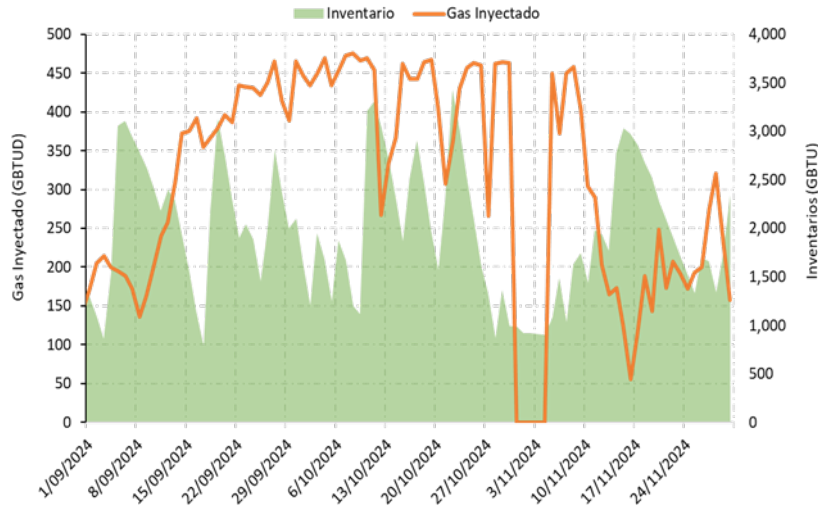
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 septiembre), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 1.289,0 GBTU y al final del período (último día de noviembre), el volumen almacenado alcanzó los 2.347,7 GBTU, representando 58,7% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Además, se registraron operaciones de inyección de gas importado todos los días del trimestre, a excepción del periodo 31 oct a 4 de nov (mantenimiento planta), logrando el 8 de octubre el valor máximo diario de inyección con 476,0 GBTU. El promedio trimestral de inyección fue de 314,8 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)
Sep. 24	2.096,1	318,9
Oct. 24	1.998,9	413,3
Nov. 24	1.806,4	208,7

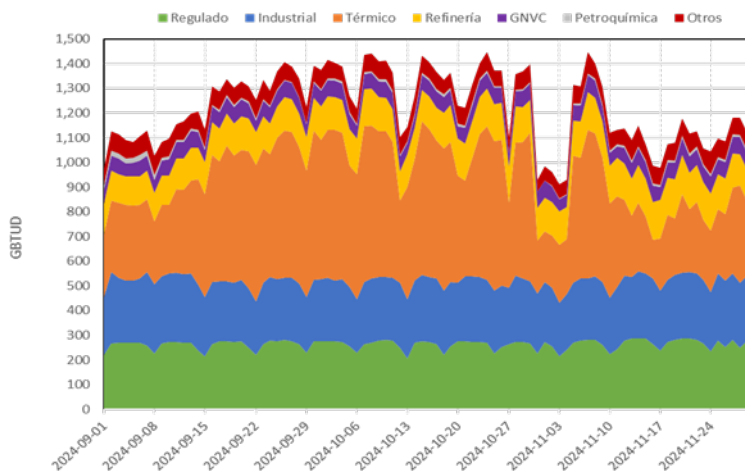
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

1.2.2. Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 1.222,7 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.478,3 GBTUD el 24 de octubre de 2024, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el valor mínimo fue de 910,8 GBTUD el 2 de noviembre de 2024.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el Térmico, Regulado e Industrial, los cuales representaron en conjunto cerca del 77,2% de la demanda nacional, el restante 22,8% corresponde a consumo de gas natural para las operaciones de Refinación, Petroquímica, y la categoría de Otros que abarca consumo para estaciones de compresión, demanda de gas natural comprimido y distintos usos finales (ver Figura 1-28)².

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

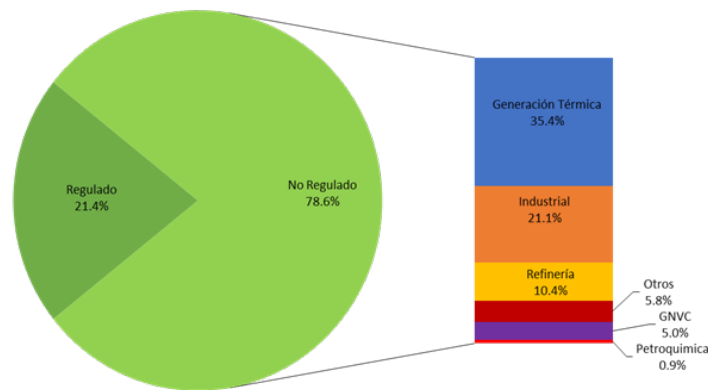


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 21,4% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 78,6% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 1-29). Entre los usuarios No Regulados el de mayor consumo correspondió al sector Generación Térmica con una participación de 35,4% del total, seguido por el sector Industrial y la Refinería con 21,1% y 10,4% 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 194,2 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con un aumento de 206,6 GBTU (ver Tabla 1-4).

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

Sector	Jun. 24 – Ago. 24	Sep. 24 – Nov. 24	Variación
Regulado	258,0	262,6	1,8%
Industrial	263,6	255,0	-3,3%
Generación Térmica	220,2	426,8	93,8%

Sector	Jun. 24 – Ago. 24	Sep. 24 – Nov. 24	Variación
Refinería	129,1	138,0	6,9%
GNCV	60,6	62,2	2,6%
Petroquímica	20,8	8,8	-57,7%
Otros	76,2	69,3	-9,1%
Total	1.028,5	1.222,7	18,9%

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

En noviembre de 2024, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 0,5% en comparación con noviembre de 2023. Esta caída representa un total de 5,9 GBTUD (ver Tabla 1-5). La demanda de gas natural por parte de los usuarios regulados aumentó 1,5% en comparación con noviembre de 2023, lo mismo que el consumo para la generación de electricidad cuyo incremento alcanzó el 4,7%, al igual que el uso de gas natural para GNVC que ganó 15,9 puntos porcentuales.

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

Sector	Sep. 23	Sep. 24	Variación
Regulado	258,7	262,6	1,5%
Industrial	262,1	255,0	-2,7%
Generación Térmica	407,8	426,8	4,7%
Refinería	143,3	138,0	-3,7%
GNCV	53,6	62,2	15,9%
Petroquímica	21,2	8,8	-58,7%
Otros	81,9	69,3	-15,3%
Total	1.228,5	1.222,6	-0,5%

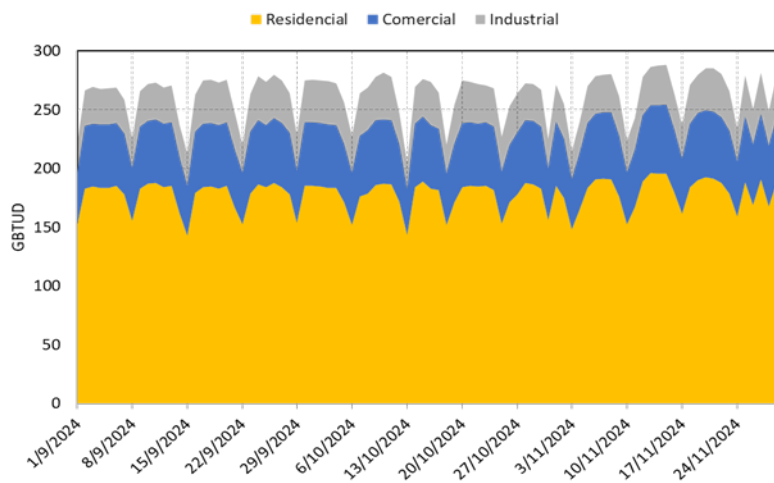
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

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 178,2 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 52,0 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 32.3 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

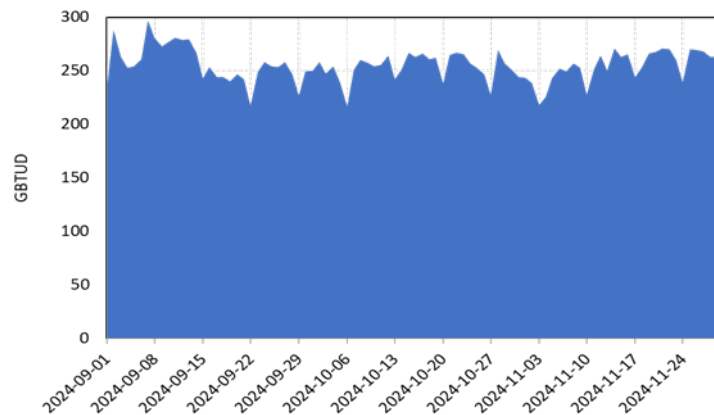
En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 262,6 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector Industrial durante el período de septiembre a noviembre de 2024 se ubicó en un promedio de 254,9 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 7 de septiembre de 2024 con 296,6 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 6 de octubre de 2024 con 216,8 GBTUD.

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

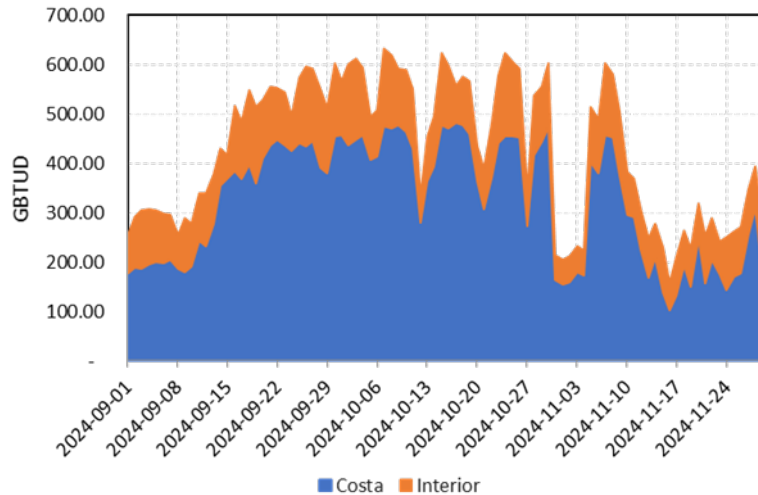


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado promedió 426,8 GBTUD, mostrando una concentración regional significativa. La región Costa consumió 322,8 GBTUD, lo que representa el 75,6% del total, mientras que la región Interior alcanzó 104,0 GBTUD, equivalente al 24,4% del total (ver Figura 1-32). Se destaca el consumo durante los dos primeros meses, explicado principalmente por el elevado requerimiento de generación térmica asociado a los bajos aportes hídricos.

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



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

El consumo de gas para generación de electricidad presenta variabilidad a lo largo del periodo, con un pico de demanda el día 7 de octubre de 2024 de 632,9 GBTUD y un valle de demanda el día 16 de noviembre de 2024 de 156,4 GBTUD.

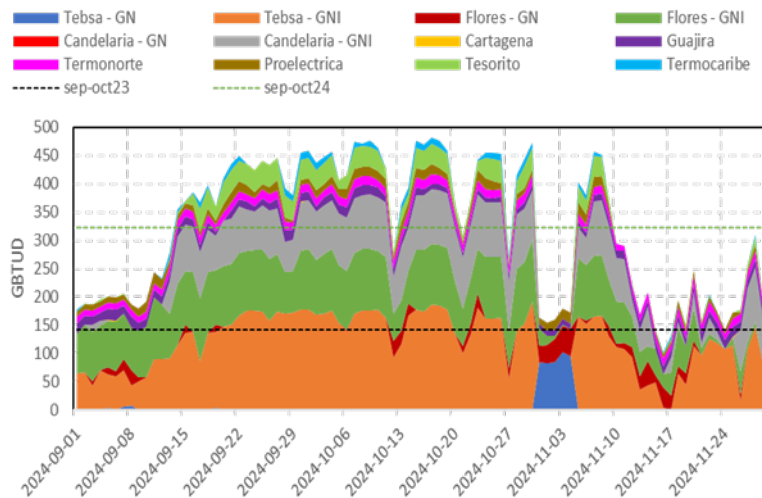
Durante este trimestre se observa una disminución en el consumo de gas natural para generación térmica, pasando de un promedio de 431,4 GBTUD en septiembre a 312,9 GBTUD en noviembre. Esta caída se debió principalmente al incremento en los aportes hídricos durante el último mes.

- **Sector Térmico – Costa Atlántica:**

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 322,8 GBTUD durante el período analizado. Este consumo presentó una variabilidad notable, con un máximo de 482,2 GBTUD registrado el 17 de octubre y un mínimo de 101,7 GBTUD el 16 de noviembre de 2024. La central Tebsa se posicionó como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 121,7 GBTUD, equivalente al 37,7% del

consumo total de la región. Le siguieron las plantas Flores y Termocandelaria, con consumos promedio de 84,0 GBTUD (26,0%) y 58,2 GBTUD (18,0%) tal y como se presenta en la Figura 1-33.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte, las plantas Guajira, Cartagena, Termonorte, Tesorito, Termocaribe y Proeléctrica consumieron en conjunto 58,9 GBTUD representando 18,2% 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 116,5 GBTUD, equivalente al 46,4%. Las plantas Flores y Candelaria también presentan consumos de GNI, con 76,3 GBTUD (30,4%) y 58,2 GBTUD (23,2%), respectivamente.

Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	TEBSA (GNN)	TEBSA (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Sep. 24	0,8	114,4	3,5	94,7	0,0	45,6	259,0
Oct. 24	2,8	151,7	5,8	94,3	0,0	89,3	343,8
Nov. 24	12,2	82,3	14,0	39,1	0,0	38,8	186,4
Promedio Trimestre	5,2	116,5	7,8	76,3	0,0	58,2	264,0

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 Tesorito se posiciona como la mayor consumidora de gas natural entre las plantas que no pertenecen al Grupo Térmico, con una demanda media trimestral de 17,6 GBTUD, equivalente al 29,9% del consumo total de este segmento. Le siguen en su orden Termonorte, con un consumo medio trimestral de 13,2 GBTUD, representando el 22,4% del total y Termoguajira con un consumo medio trimestral de 13,1 GBTUD, representando el 22,3% del total.

Las plantas Termocaribe, Termocartagena y Proeléctrica presentan consumos de gas natural significativamente menores, representando en conjunto el 25,4% del total del grupo con un consumo de 15,0 GBTUD. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 17,2% 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
Sep. 24	0,1	14,2	13,0	11,7	18,8	3,3	57,8
Oct. 24	0,0	12,0	14,6	13,1	27,5	6,9	67,1
Nov. 24	0,0	13,1	11,9	8,3	6,2	1,4	39,5
Promedio Trimestre	0,0	13,1	13,2	11,0	17,6	3,9	55,0

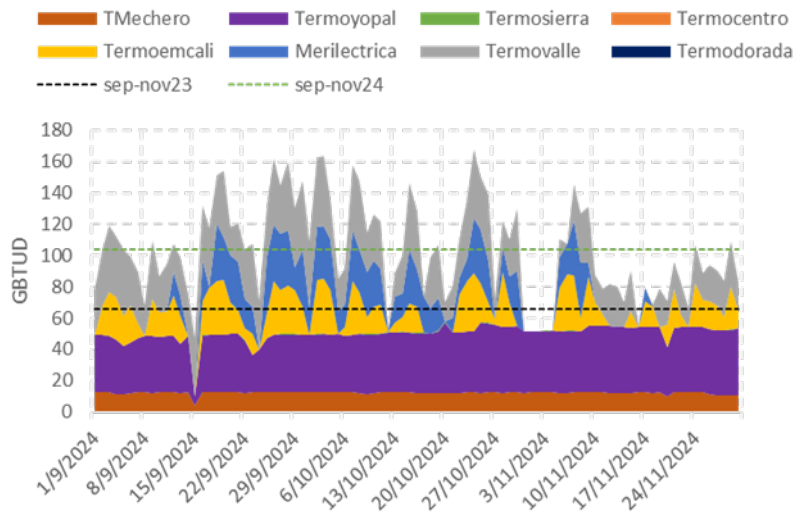
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- **Generación térmica – Interior:**

El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 103,9 GBTUD. Sin embargo, se presentó una variabilidad notable en el consumo diario, con un pico máximo de 167,9 GBTUD registrado el 24 de octubre y un mínimo de 46,8 GBTUD el 15 de septiembre. 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 38,0 GBTUD, equivalente al 36,6% del total del consumo en el

interior del país. Este dato refleja la importancia fundamental de esta planta en la generación de electricidad en la región.

Durante los dos primeros meses, hubo una participación importante de las plantas Termovalle, Termoemcali y Merilectrica. Sus consumos representaron en conjunto el 51,7% del total del consumo en el interior del país para el trimestre en análisis. Termovalle se ubicó en el segundo lugar, con un consumo de 25,6 GBTUD, Temoemcali, en el tercer lugar, con un consumo de 15,2 GBTUD y finalmente Merilectrica en el cuarto lugar con un consumo medio de 12,9 GBTUD.

Las demás plantas, en conjunto, presentan un consumo promedio mensual de 12,2 GBTUD que aportan el 11,7% del consumo total del interior del país.

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
Sep. 24	13,7	0,0	0,0	18,6	0,1	32,9	12,1	34,0	111,4
Oct. 24	20,5	0,0	0,0	14,6	0,2	27,9	12,2	39,1	114,5
Nov. 24	4,2	0,0	0,0	12,5	0,1	16,0	11,9	40,9	85,6
Promedio Trimestre	12,9	0,0	0,0	15,2	0,1	25,6	12,1	38,0	103,9

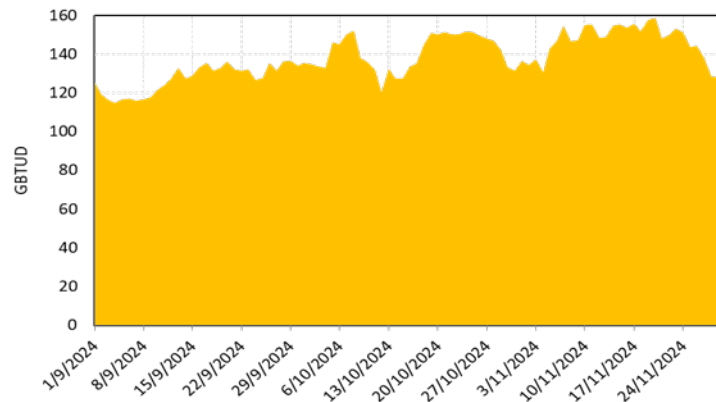
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 138,0 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 20 de noviembre de 2024, llegando a 158,8 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 4 de septiembre, con 114,7 GBTUD. El mínimo observado se explica por la baja en la producción de la Refinería de Cartagena derivada de la falla eléctrica ocurrida el 16

de agosto de 2024. Las demás variaciones en el consumo pueden estar asociadas a diversos factores, como la demanda de productos refinados, la disponibilidad de gas natural y las condiciones operativas de las refinerías.

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

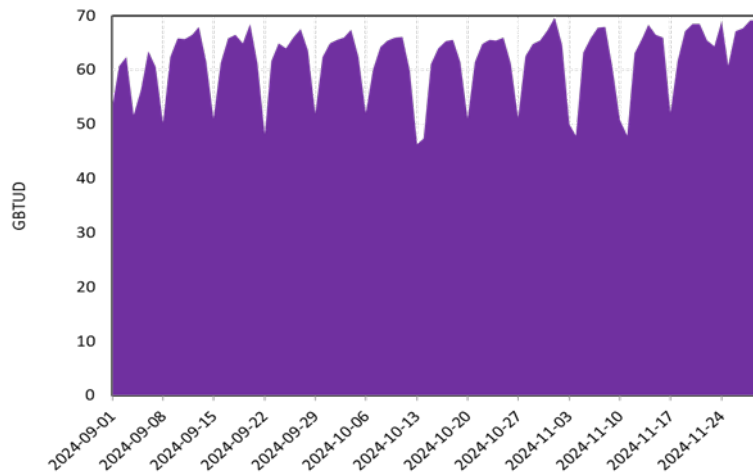


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV):

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

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



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

El consumo promedio de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre fue de 62,2 GBTUD, 2,6% por encima del trimestre anterior. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 69,7 GBTUD y un consumo mínimo de 46,3 GBTUD.

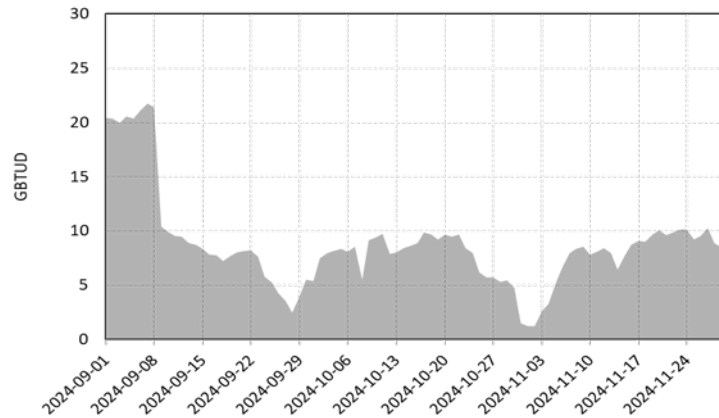
Petroquímica:

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 8,8 GBTUD durante el período analizado. Es importante destacar la variabilidad en la demanda a lo largo del trimestre, con un máximo de 21,8 GBTUD alcanzado en septiembre y un mínimo de 1,2 GBTUD en el mes de noviembre.

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

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

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



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

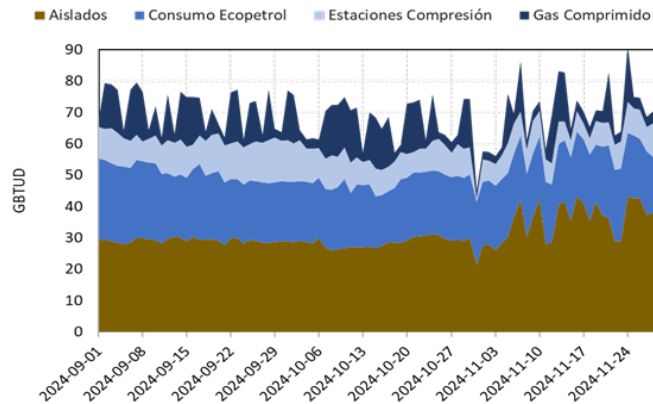
Otros sectores:

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

Los cuatro subsectores agrupados en "Otros sectores" presentaron un consumo agregado promedio de 69,3 GBTUD, demanda que es moderada, frente a otros sectores. Sin embargo, se destaca que la demanda dentro de esta categoría puede presentar variaciones notables entre los diferentes sectores, por la cantidad de usos asociados. La demanda máxima de 91,3 GBTUD ocurrió el 24 de noviembre y el menor consumo fue de 45,1 GBTUD el 31 de octubre.

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 31,0 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 20,4 GBTUD y Gas comprimido con 8,7 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:

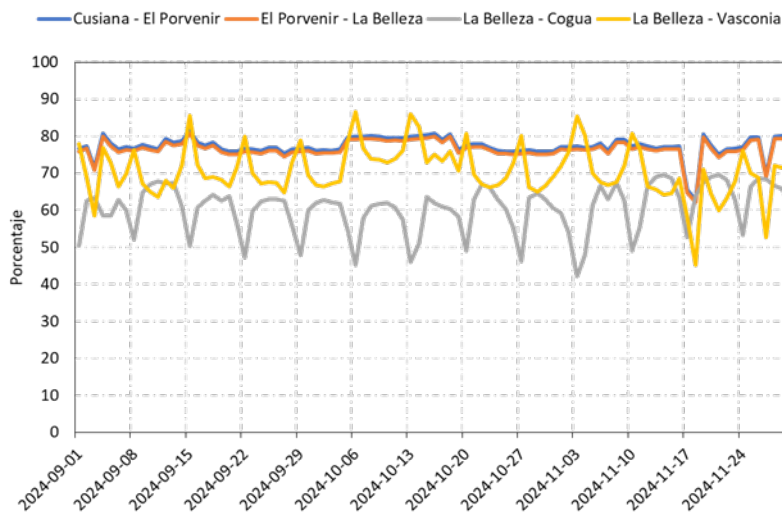
Oriente:

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, se única cerca al 80,0% durante la mayor parte del trimestre. La utilización promedio del tramo La Belleza – Vasconia, varía entre el 70,0% y el 80,0%. Esto indica una alta demanda de gas natural transportado a través de estos tramos, lo que refleja la importancia de esta ruta para el suministro de gas natural al interior del país.

Por otro lado, el segmento La Belleza – Cogua presentó una utilización más variable en comparación con los tramos anteriores, oscilando entre el 50,0% y el 65,0% aproximadamente.

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



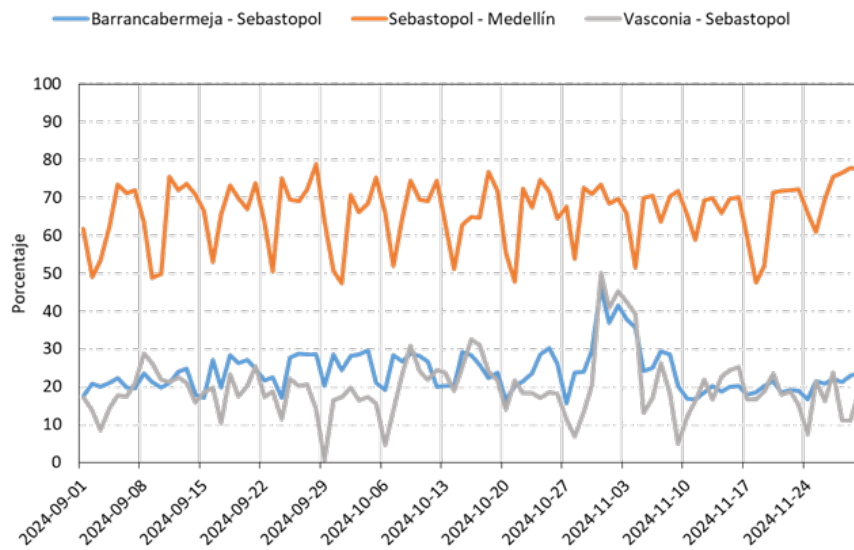
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Centro:

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

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

Figura 1-41: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.

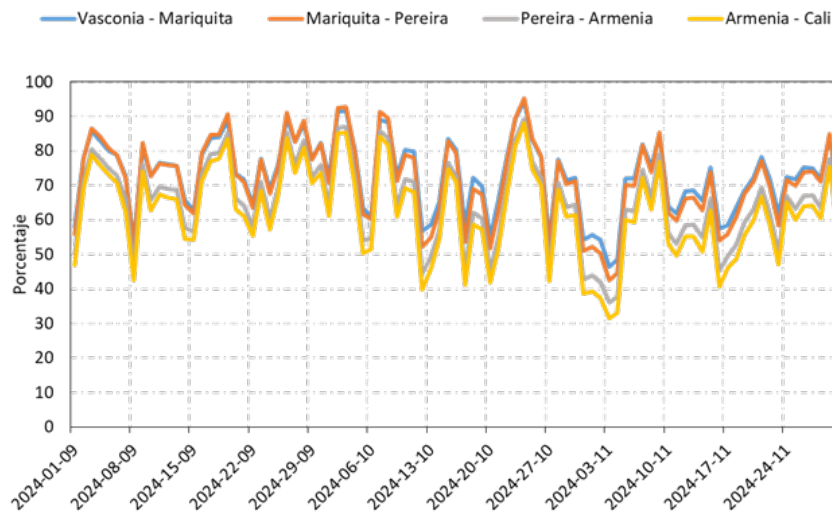


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se observa un comportamiento estable en la utilización de los ductos durante todo el período analizado. Esto indica que la demanda de gas natural en el occidente del país se mantuvo relativamente constante a lo largo del trimestre. Los valores medios de utilización oscilaron entre el 60,0% y el 70,0%, lo que refleja una variabilidad moderada en la demanda (ver Figura 1-42).

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

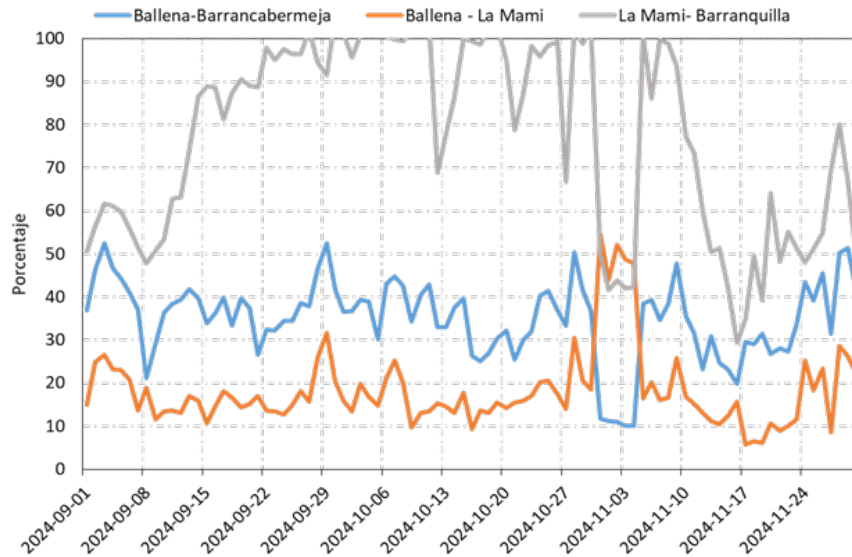


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas producido en los campos de Ballena y Chuchupa, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe. El tramo La Mami – Barranquilla presenta unos picos explicados por el alto consumo para generación de electricidad durante los meses de septiembre y octubre (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 tramo del gasoducto con gas origen Ballena.



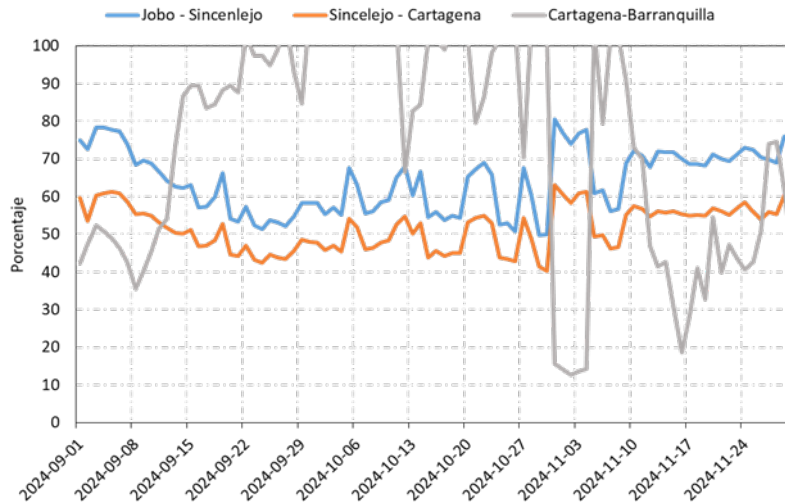
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Sur Costa:

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

El tramo Cartagena – Barranquilla se encuentra durante los meses de septiembre y octubre al tope, explicado por los altos consumo, térmicos presentados durante estos meses.

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



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

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

1.2.4. Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

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

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

Mantenimientos programados:

Durante el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2024 se efectuaron 36 mantenimientos programados, 32 corresponden a mantenimientos en la infraestructura de producción de gas natural del país. En lo que respecta a la infraestructura de transporte, se presentaron cuatro mantenimientos programados.

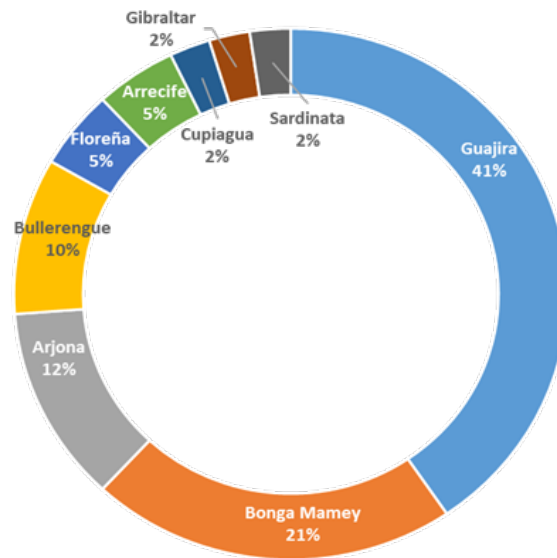
Durante este trimestre se llevó a cabo, del 31 de octubre al 4 de noviembre, el mantenimiento programado de la planta de regasificación.

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 12, seguido por Bonga y Mamey con 6, Arjona con un total de 4 y Bullerengue con un total de 3.

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

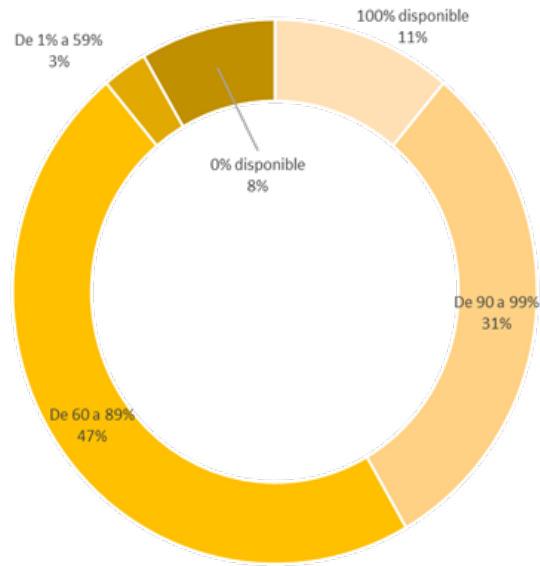


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 74,4% 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 tres mantenimientos que restringieran la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

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



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

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

- **Transporte:**

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

- Entre el 1 de octubre y 4 de diciembre se llevaron a cabo las tareas de atención del Evento de fuerza mayor en el tramo Cusiana – La Belleza PK 45+800 declarado el 20 de agosto. Esta declaración no generó restricción de transporte.

- Entre el 20 de octubre y el 3 de noviembre se llevaron a tareas de mantenimiento en el Gasoducto-Gibraltar-Bucaramanga, presentando una restricción máxima de 13,9% de su capacidad.

Eventos no programados:

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

- El 2 de septiembre, aproximadamente desde las 14:00 horas se presentó una Limitación Técnica en los campos de producción Bonga y Mamey ocasionada por limitada capacidad de recepción y procesamiento de las nuevas señales en los módulos de los equipos.
- El 21 de septiembre la planta presentó un evento de emergencia que correspondió a una falla en un equipo a bordo, por el cual la regasificación se suspendió de las 16:44 horas a las 18:35 horas.
- El 27 de septiembre ECOPETROL informó que alrededor de las 11:30 a.m., como consecuencia de tormenta eléctrica, la planta de gas Cusiana fue afectada con parada total de su operación. Hacia las 02:08 p.m., la planta se encontraba en operación con una producción de 150 MPCD y en proceso de estabilización operativa. La restricción afectó a la totalidad de la industria contratada desde este campo.
- El 1 de octubre se presentó una insalvable restricción en los campos de producción de la Guajira, ocasionada por salida de generación en Ballena.
- Del 4 al 8 de octubre, se presentaron condiciones de presiones sensiblemente bajas en diferentes puntos de su sistema, con alto grado de criticidad en Cali. De acuerdo con el transportador, esta situación se ha generado por diferentes situaciones tales como:

desviaciones en el consumo de gas de los remitentes y algunas situaciones en campos de producción. Esta situación afectó la demanda en la ciudad de Popayán (bajas presiones) y en las ciudades de Cali y Palmira (industrias y GNC). Promigas informa que presenta una situación similar; sin embargo, menciona que su condición operativa permite atender la demanda, sin restricciones. Ante esto, los transportadores invitan a los remitentes y a productores revisar las acciones que permitan el ingreso de gas que estabilice el sistema.

- El 18 de octubre se presentó una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural, No Transitoria, en los campos de La Guajira.
- El 27 de noviembre se presentó un evento (Falla en compresores de descarga) en Cupiagua. Se afectó la demanda no esencial (industria y térmicos), restringiendo las cantidades de gas para este sector (70 GBTUD) y garantizando la atención de la totalidad de la demanda esencial desde esta fuente. El evento se superó el mismo día.
- El 25 de noviembre se presentó una Limitación Técnica en los campos de producción Bonga y Mamey ocasionada al presentarse fallas en la operación de los compresores Booster.

2. Evolución de los Precios del Gas Colombiano

2.1. Introducción

El gas natural se ha consolidado como un pilar fundamental en la matriz energética global, desempeñando un papel estratégico en la transición hacia un futuro energético más limpio y sostenible. Su versatilidad como combustible, tanto para generación eléctrica como para usos industriales, y como materia prima para la producción de diversos productos químicos, lo posiciona como un recurso energético estratégico en múltiples sectores. En el entorno internacional, su evolución está marcada por una compleja interacción de factores que incluyen las políticas energéticas de los principales países productores y consumidores, las cuales influyen en los patrones de comercio y las decisiones de inversión en infraestructura de transporte y regasificación.

Las fluctuaciones en la oferta y demanda globales también desempeñan un papel crítico, influenciadas por eventos geopolíticos, como conflictos en regiones productoras clave, sanciones económicas y acuerdos multilaterales, que pueden alterar significativamente los flujos comerciales y los precios. Además, los avances tecnológicos en la exploración y producción, como el desarrollo del gas de esquisto y la licuefacción de gas natural (LNG), han transformado el mercado global, diversificando las fuentes de suministro y aumentando la competencia en mercados tradicionalmente dominados por grandes productores.

Asimismo, las preocupaciones ambientales relacionadas con las emisiones de gases de efecto invernadero y los compromisos internacionales en el marco del Acuerdo de París han impulsado cambios estructurales en el sector. Estos incluyen la adopción de tecnologías más limpias, la implementación de políticas de descarbonización, y el surgimiento de nuevos mercados para el gas natural como puente hacia energías renovables, particularmente en regiones que buscan reemplazar fuentes más contaminantes como el carbón y el petróleo. Esta interacción dinámica de factores convierte al gas natural en un actor central en la reconfiguración del panorama energético mundial.

Tales preocupaciones y los compromisos asumidos por los países en el marco del Acuerdo de París han sido catalizadores de cambios estructurales profundos en el sector energético global. En este contexto, el gas natural ha emergido como un recurso clave, desempeñando un papel dual como fuente de energía de transición y como complemento en la integración de tecnologías renovables.

Estos cambios estructurales incluyen la adopción masiva de tecnologías más limpias que permiten reducir la huella de carbono en actividades de extracción, transporte y consumo. Por ejemplo, se han implementado mejoras en los procesos de licuefacción y regasificación para disminuir las emisiones asociadas, así como el desarrollo de soluciones de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) en las operaciones industriales y de generación eléctrica.

Además, la implementación de políticas de descarbonización a nivel nacional y regional ha establecido objetivos ambiciosos para reducir la dependencia de combustibles fósiles más contaminantes, como el carbón y el petróleo. Estas políticas promueven el uso del gas natural como una alternativa menos intensiva en carbono y como un puente hacia un futuro basado en energías renovables, como la solar y la eólica.

El surgimiento de nuevos mercados para el gas natural también se ha visto incentivado por estas dinámicas, especialmente en regiones que buscan diversificar sus matrices energéticas y garantizar la seguridad energética mientras cumplen con sus metas climáticas. En estas zonas, el gas natural no solo reemplaza fuentes de energía más contaminantes, sino que también actúa como respaldo confiable para sistemas energéticos intermitentes, como los que dependen de fuentes renovables.

Adicionalmente, el interés por el gas natural renovable (biometano) y el hidrógeno producido a partir de gas natural con tecnologías de captura de carbono está ganando terreno, impulsando la innovación y fomentando nuevos modelos de negocio en el sector. Estos desarrollos reflejan la capacidad del gas natural para adaptarse a un entorno global cada vez más orientado hacia la sostenibilidad y el cumplimiento de los compromisos ambientales internacionales.

En el contexto colombiano, el gas natural tiene una relevancia particular, ya que no solo es un insumo clave para la generación eléctrica, sino que también satisface una parte importante de la demanda energética de los sectores industrial, comercial y residencial, contribuyendo significativamente a la estabilidad económica y energética del país.

Durante los últimos años, el precio del gas natural en el mercado mayorista colombiano ha experimentado fluctuaciones relevantes, las cuales se han relacionado en algunos casos con variaciones en los precios internacionales. Sin embargo, estas relaciones no siempre son evidentes, ya que los precios locales también están influenciados por condiciones internas, como la oferta de los yacimientos nacionales, los costos de transporte, la infraestructura de comercialización, las regulaciones del sector y las decisiones de política energética³.

El presente análisis busca ofrecer una visión integral sobre la evolución de los precios del gas natural en el mercado mayorista colombiano, evaluando la medida en que estos reflejan las tendencias globales o dependen exclusivamente de las dinámicas internas del sector gasífero nacional. A través de este análisis, se pretende identificar los factores determinantes de las variaciones de precios, explorando tanto las influencias externas, como las fluctuaciones en los precios internacionales del gas natural, como las particularidades estructurales y operativas del mercado colombiano. Este enfoque permitirá comprender mejor las interacciones entre los mercados globales y locales, aportando insumos clave para el diseño de estrategias que fortalezcan la competitividad, la sostenibilidad y la resiliencia del sector gasífero en el país.

2.2. Contexto Internacional del Gas Natural

El mercado mundial del gas natural atraviesa una etapa de constante cambio, caracterizada por una alta volatilidad y una interacción compleja de factores que influyen de manera directa en su dinámica. La invasión rusa a Ucrania provocó un cambio sin precedentes en el suministro global

³ Los precios del gas natural en el mercado global se refieren a través de marcadores regionales que reflejan condiciones específicas de oferta y demanda. Entre los más relevantes están el Henry Hub en Estados Unidos, el TTF (Title Transfer Facility) en Europa y el Japan-Korea Marker (JKM) para el mercado asiático. Estos índices sirven como referencia para transacciones tanto en mercados físicos como en contratos financieros, y su comportamiento está influenciado por factores locales y globales, como la estacionalidad, la capacidad de almacenamiento y la disponibilidad de infraestructura.

de gas, alterando las cadenas de suministro y llevando a un aumento sustancial de los precios. Esta crisis geopolítica intensificó la incertidumbre en los mercados, generando un entorno impredecible tanto para los países productores como para los consumidores, añadiendo una complejidad adicional a la gestión de la oferta y la demanda.

Según la Agencia Internacional de Energía - IEA, en 2023, la producción mundial de gas natural alcanzó aproximadamente 4 billones de metros cúbicos, consolidándose Estados Unidos como el mayor productor, seguido por Rusia y otros países del Medio Oriente. Este incremento en la producción ha sido respaldado por el aumento de la demanda global, especialmente en los sectores industrial, residencial y de generación eléctrica, que continúan siendo los principales motores del consumo de gas natural.

Sin embargo, en 2024, el crecimiento de la oferta mundial de GNL mostró debilidad en el primer y tercer, con un incremento interanual de apenas el 2%, el cual es considerablemente inferior a la tasa anual promedio del 8% registrada entre 2016 y 2020. Diversos factores limitaron este crecimiento, como los retrasos en proyectos y problemas de suministro de gas de los productores tradicionales que incluyen a incluidos Angola, Egipto, y Trinidad y Tobago.

De cara a 2025, proyecta AIE una aceleración en el crecimiento del suministro de GNL cercano al 6% impulsado por la entrada en funcionamiento de varios proyectos de gran escala, siendo América del Norte quien liderará este crecimiento, con aproximadamente un 85% del suministro incremental global de GNL. También se espera que África y Asia contribuyan al incremento de la oferta de GNL. Esta agencia también prevé que partir de enero de 2025, no habrá entregas de gas ruso por tuberías hacia Europa a través de Ucrania, dado que el contrato entre Rusia y Ucrania para el tránsito hacia el continente europeo expiar en diciembre del 2024.

A pesar de los retos derivados de la crisis energética global de los años anteriores, la demanda mundial de gas natural experimentó un repunte significativo en 2024. Este crecimiento fue impulsado por la recuperación económica en algunas regiones, así como por una mayor demanda en sectores industriales, particularmente en los mercados asiáticos, donde la industrialización y urbanización continúan acelerándose.

En 2024, el mercado global de gas natural ha mostrado una evolución compleja. En Europa, después de los aumentos críticos en 2022 debido a la escasez de suministro, en 2023 se observó una disminución considerable en los precios, reflejando un ajuste en la oferta y una diversificación de las fuentes de suministro.

Durante el mismo 2024, los precios del gas natural a nivel mundial mostraron cierto grado de volatilidad, pues en Europa, tras los récords históricos alcanzados en 2022, los precios del TTF (Title Transfer Facility) experimentaron una disminución significativa en 2023, estabilizándose en torno a los 12 USD/MBTU⁴ en promedio anual. En contraste, los precios del GNL en Japón el JKM (Japan-Korea Marker) se mantuvieron ligeramente por encima, alcanzando un promedio de 12,5 US\$/MBTU, en tanto que, el índice de referencia Henry Hub en Estados Unidos registró una media de 2,5 US\$/MBTU, reflejando la abundante producción de gas de esquisto en el país.

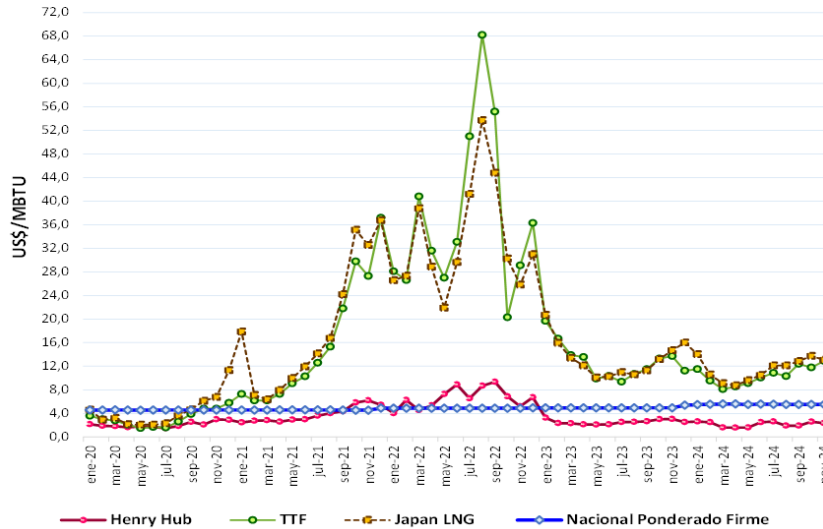
A pesar de la volatilidad observada, la Agencia Internacional de Energía proyecta que los mercados de gas natural seguirán evolucionando en los próximos años impulsado principalmente por la transición hacia una matriz energética más limpia y la creciente demanda de gas natural en los países en desarrollo, donde su rol como combustible estratégico continúa consolidándose, aunque la incertidumbre en torno al tránsito de gas ruso, junto con el aumento de la demanda de GNL, especialmente en Europa, podrían ejercer una presión al alza sobre los precios del gas natural a nivel mundial en 2025.

La Figura 2-1 ilustra la evolución de los precios del gas natural en los principales mercados mundiales durante 2024, incluyendo el precio promedio de venta del mercado primario colombiano en la modalidad firme. El precio del gas TTF (marcador europeo) experimentó picos significativos entre 2021 y 2022, alcanzando máximos históricos en septiembre de 2022 con valores superiores a los 70 USD/MBTU. Posteriormente, los precios se normalizaron en 2023, aunque permanecen por encima de los niveles pre-pandemia. Por su parte el JKM marcador del

⁴ LNG short-term trade and price outlook (Q4 2024)

mercado asiático refleja una tendencia similar al TTF, con un aumento significativo durante 2022 debido a la alta demanda en Asia y la competencia global por suministros. Los precios disminuyen desde finales de 2022, pero permanecen más altos que el promedio histórico previo a 2021.

Figura 2-1: Evolución de los precios de gas natural.



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

Henry Hub marcador estadounidense muestra menor volatilidad en comparación con el TTF y el JKM. Los precios tuvieron un incremento moderado en 2022, alcanzando valores cercanos a los 10 USD/MBTU, pero se mantuvieron relativamente estables y mucho más bajos que los de los otros marcadores, acercándose en promedio a los 2,5 US\$/MBTU.

En el caso colombiano los precios del mercado primario bajo la modalidad firme muestran una evolución notablemente más estable que los marcadores internacionales. Los valores se mantienen en un rango estrecho alrededor de los 5,3 US\$/MBTU a lo largo del período analizado, reflejando las características de un mercado menos expuesto a la volatilidad global, posiblemente debido a contratos de largo plazo, regulación interna y producción doméstica suficiente para la atención de la demanda en condiciones normales de generación hidroeléctrica.

Mientras los precios internacionales presentan una alta sensibilidad a eventos geopolíticos y variaciones de oferta y demanda, el mercado colombiano muestra una estabilidad significativa, destacando su desvinculación hasta ahora de los marcadores internacionales más volátiles, indicando que las dinámicas internas del mercado nacional han mantenido bajo control los precios internos⁵.

2.3. Relación entre los precios nacionales e internacionales.

En Colombia, los precios del gas natural tienen una relación limitada con los precios internacionales debido a la producción doméstica significativa y a la estructura del mercado nacional. La mayoría del gas consumido en el país proviene de fuentes locales, lo que reduce la necesidad de importaciones y, por ende, la exposición a los marcadores globales como el Henry Hub, el TTF o el JKM. Esta situación otorga cierta estabilidad a los precios nacionales, independientemente de las fluctuaciones globales.

El mercado colombiano establece los precios del gas natural bajo una estructura regulatoria que permite la formación de precios mediante diferentes mecanismos de negociación. Este mercado está compuesto principalmente por tres segmentos: el mercado **primario**, el mercado **secundario** y **otras transacciones en el mercado mayorista**, cada uno con características particulares que influyen en la dinámica de precios y en la asignación de recursos.

El mercado primario es el principal canal de comercialización, concentrando la mayor proporción de los volúmenes transados. En este segmento, el gas es adquirido directamente de los productores o comercializadores, principalmente a través de contratos de suministro firme. Sin embargo, dependiendo del sector de consumo, se emplean otras modalidades contractuales, como los contratos interrumpibles, de contingencia o de opción de compra, que

⁵ En la formación de los precios son diversos los factores que interactúan de manera dinámica y pueden generar cambios abruptos y alta volatilidad. Estos incluyen el equilibrio entre la producción y consumo global, la geopolítica y conflictos internacionales, el desarrollo de infraestructura de GNL, los costos logísticos, la transición energética y políticas climáticas, competencia entre mercados regionales, el precio del petróleo y las condiciones climáticas extremas, entre otros elementos. Las variaciones en alguno de estos elementos pueden tener impactos significativos tanto en mercados regionales como en el equilibrio global.

son negociados mediante acuerdos bilaterales o subastas públicas, con temporalidades específicas.

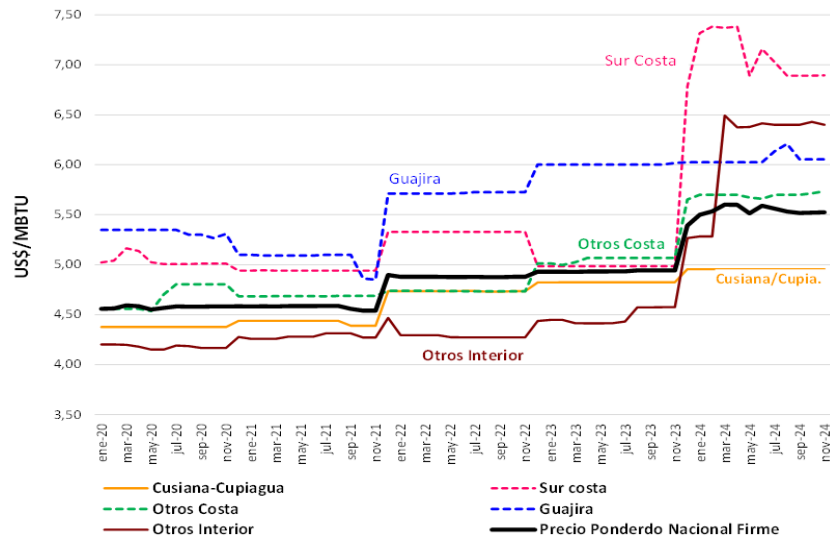
Los contratos de largo plazo en el mercado primario garantizan el abastecimiento para la demanda esencial, que incluye el consumo residencial, comercial, gas natural vehicular comprimido (GNVC), así como el gas necesario para la refinación y la operación de las estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural. Los precios en este mercado reflejan principalmente los costos de producción local, la disponibilidad de reservas y los costos de transporte asociados. Este mecanismo busca asegurar estabilidad en el suministro y precios competitivos, minimizando la exposición del mercado nacional a las fluctuaciones de los precios internacionales.

Los precios en el mercado primario reflejan principalmente los costos de producción local, la disponibilidad de reservas, y los costos de transporte asociados. Este mecanismo busca asegurar estabilidad en el suministro y precios competitivos, minimizando la exposición del mercado nacional a las fluctuaciones de los precios internacionales. La Figura 2-2, muestra la evolución de los precios del gas natural en el mercado primario bajo la modalidad firme.

La evolución de los precios del gas natural en diferentes regiones de Colombia durante el período de análisis muestra una tendencia generalizada al alza de todas las fuentes a lo largo del período analizado, lo cual sugiere un aumento en la demanda o una disminución en la oferta, o una combinación de ambos factores. Los precios han experimentado una alta volatilidad, con picos y caídas significativas en diferentes momentos y se aprecian diferencias notables en la evolución de los precios entre las diferentes regiones.

Cada fuente (Guajira, Sur Costa, Otros Interior, Cusiana-Cupiagua y Otros Costa) presenta un comportamiento particular en cuanto a la evolución de sus precios, lo que puede indicar que factores regionales específicos, como la composición de la producción, la infraestructura, la demanda local y regulación, influyen en la dinámica de los precios en cada región.

Figura 2-2: Tendencia de Precios Internos en el Mercado Primario en Firme



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

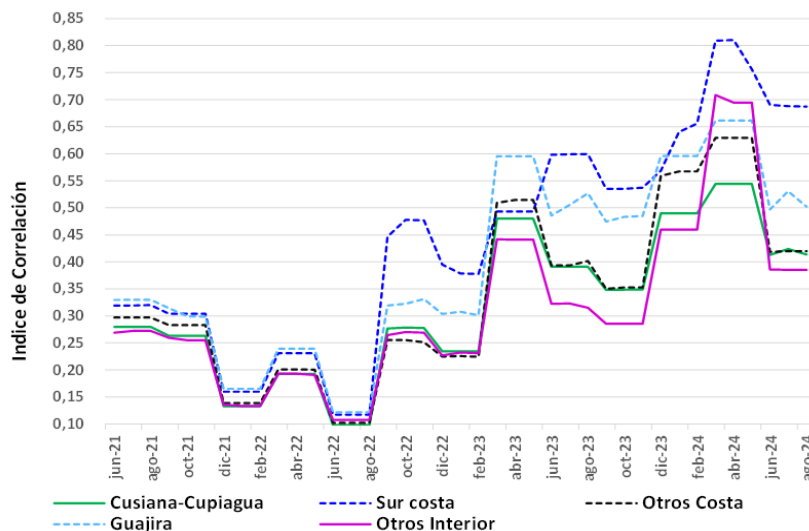
De otra parte, en el mercado secundario los agentes comercializan excedentes de gas que no se transaron o consumieron bajo contratos del primario, así como ajustar sus necesidades ante cambios en la demanda. Este segmento proporciona flexibilidad operativa, permitiendo a los agentes reaccionar rápidamente a variaciones en las condiciones de suministro o consumo. A diferencia del mercado primario, las transacciones se caracterizan por plazos más cortos y precios más dinámicos, que pueden variar según el sector de consumo, o las condiciones del mercado y la oferta disponible. En situaciones de déficit de oferta como durante eventos climáticos extremos, los precios en el mercado secundario pueden incrementarse significativamente, generando presiones sobre consumidores no esenciales.

Además de los mercados primario y secundario, existe el segmento de “*otras transacciones en el mercado mayorista*”, que desempeña un papel complementario para ajustar las condiciones de suministro y demanda en circunstancias específicas. Estas transacciones incluyen acuerdos bilaterales entre agentes y operaciones en plataformas de negociación, organizadas por el Gestor del Mercado de Gas Natural. Aunque estas transacciones no representan un volumen significativo dentro del total transado, su importancia radica en la capacidad de responder a eventos puntuales de desequilibrio en el mercado.

El mercado de otras transacciones en el mercado mayorista juega un papel importante en la operación del mercado mayorista de gas natural, ofreciendo flexibilidad operativa. No obstante, es necesario mitigar el impacto de los altos precios asociados a estas transacciones para asegurar un suministro equilibrado y competitivo que beneficie tanto a los agentes como a los consumidores finales, especialmente al renglón residencial.

Considerando que existe una relación entre la producción local, la demanda interna y las importaciones de LNG, es necesario entender las dinámicas de los precios del mercado interno frente a las influencias externas, puesto que ello permite anticipar riesgos derivados de la volatilidad de los mercados internacionales y mitigar sus impactos en la economía local, asegurando la protección de los consumidores y la estabilidad del sistema energético y así equilibrar las demandas del mercado interno con la necesidad de mantenerse resiliente frente a cambios en el entorno global. A continuación, se presenta una evolución de la correlación entre el precio de importación del gas natural en Colombia y los precios del gas natural nacional en el mercado primario bajo la modalidad de contratación en firme, ver Figura 2-3.

Figura 2-3: Correlación de Precios Nacionales de Gas Natural y de Importación



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

La relación entre los precios internacionales del gas natural y los precios nacionales muestra una variación considerable a lo largo del tiempo, lo que indica que factores adicionales al precio internacional influyen en la formación de precios nacionales. Además, cada fuente nacional presenta un patrón de correlación diferente, reflejando las particularidades de sus dinámicas de oferta, costos de extracción, y condiciones de mercado.

A partir de 2022, se observa un incremento gradual en los niveles de correlación entre los precios internacionales y las diferentes fuentes nacionales, alcanzando picos significativos en 2023 y principios de 2024. Este comportamiento contrasta con el periodo previo a mediados de 2022, cuando los índices de correlación eran relativamente bajos y estables. Este escenario sugiere que, en ese lapso, los precios internacionales tenían una menor influencia sobre el mercado nacional, probablemente debido a una oferta interna más robusta, costos de producción locales competitivos o condiciones contractuales que mitigaban la volatilidad internacional.

El aumento en la correlación a partir de 2022 parece coincidir con factores estructurales y coyunturales. Entre estos se destacan: la caída en la producción local, crecimiento de la demanda interna tanto en el sector industrial como en el de generación eléctrica, la incidencia del fenómeno de El Niño en 2023-2024, exacerbando la dependencia de gas importado, impulsando la correlación con precios internacionales. El pico de correlación observado en el primer trimestre de 2024 puede explicarse por dos factores: un déficit interno crítico derivado de la caída en la oferta interna y la presión adicional generada por las condiciones extremas del fenómeno de El Niño que aumentó la demanda.

El precio del gas natural proveniente de la categoría Sur Costa muestra la mayor correlación frente al precio internacional, especialmente desde mediados de 2022. Los picos de correlación por encima de 0,80 en 2024 indican que el gas producido localmente en la región Sur Costa compite directamente con el gas importado, cuyo precio está vinculado a los marcadores internacionales y eventualmente sus precios están en función del costo marginal del GNL importado, aprovechando la cercanía geográfica y la capacidad de competir en condiciones similares.

La categoría Otros Costa muestra una correlación moderada, alcanzando valores máximos cercanos a 0,65 en 2024, aunque también es una región costera, su correlación no es tan alta como la de Sur Costa. Presenta periodos de alta y baja correlación, que puede deberse a la heterogeneidad de los campos que agrupa y a infraestructura de transporte limitada o vulnerable con lo cual pequeñas interrupciones pueden tener un impacto desproporcionado en los precios locales y, por ende, en la correlación con los precios internacionales.

El precio del gas natural proveniente de la categoría Guajira muestra una interesante dinámica en cuanto a su correlación con los precios internacionales, especialmente al compararla con fuentes ubicadas en la Costa, pese a ser un gas proveniente del offshore y atender una variedad de demandas. Su correlación es relativamente alta y la menor capacidad para satisfacer la demanda interna puede hacer que los precios locales se ajusten más a los precios internacionales, especialmente si se anticipa la necesidad de complementar el suministro nacional con gas importado. Aunque la Guajira no está directamente vinculada a la infraestructura de importación, su producción compite con el gas importado para abastecer el mercado nacional.

La correlación de la categoría Cusiana-Cupiagua frente al precio internacional es la menor de todas, oscilando alrededor de 0,30 a lo largo del período. Esto refleja su menor dependencia del gas importado y su enfoque en contratos de largo plazo con costos más estables y menos sensibles a las fluctuaciones internacionales. Esta fuente suministra una proporción significativa de gas al mercado esencial, donde los precios están más regulados o definidos por contratos de largo plazo, limitando su sensibilidad a los precios internacionales. A pesar de la baja correlación con los precios internacionales, los precios de Cusiana-Cupiagua pueden fluctuar debido a factores internos como: eventos climáticos extremos, restricciones de transporte o variaciones en la producción.

La fuente Otros Interior muestra una trayectoria fluctuante, con correlaciones bajas al inicio del período y un fuerte incremento en 2023, alcanzando un máximo de aproximadamente 0,65 en 2024. Esto puede obedecer a distintos factores como crecimiento de la demanda y debido a que su contribución a la producción nacional es marginal, los agentes que operan en esta región pueden aprovechar la baja oferta para establecer precios más altos.

Es importante mencionar que el comportamiento del índice de correlación entre los precios nacionales y el precio de importación también puede estar influenciado por el contraste entre la tendencia de los precios nacionales al alza y la estabilidad del precio del gas importado en torno a los 13 US\$/MBTU durante el último año, pese a la creciente importación de gas natural.

El efecto diluyente de la estabilidad del precio importado hace que limite el efecto de las fluctuaciones de los precios nacionales, lo cual explica por qué, aunque el precio nacional sube, la correlación no alcanza niveles máximos, ya que el precio importado no refleja las mismas tendencias. No obstante, esta estabilidad no ha sido suficiente para generar una correlación uniforme entre las diferentes fuentes nacionales y el precio de importación.

2.4. Evolución de los Precios del Gas Natural en el Mercado Mayorista Colombiano

El mercado mayorista de gas natural en Colombia refleja una dinámica compleja y multifacética marcada por factores internos y externos que afectan directamente los precios en las distintas modalidades contractuales. Este mercado se caracteriza por una interacción constante entre la oferta, la demanda, la disponibilidad de infraestructura y las condiciones regulatorias, lo que genera diferencias significativas en los precios dependiendo del tipo de contrato, ya sea firme, interrumpible o de contingencia.

Esta sección examina la evolución histórica de los precios del gas natural en los principales sectores de consumo, así como los factores internos que pueden haber influido en su comportamiento, identificando patrones y tendencias, lo cual ofrece una visión macro sobre cómo los cambios en la capacidad productiva y los eventos climáticos extremos, han impactado en los precios de venta por parte de comercializadores y productores comercializadores.

Los precios en la modalidad firme, diseñados para garantizar el suministro continuo y confiable, tienden a ser más estables a lo largo del tiempo debido a la naturaleza de los contratos de largo plazo que respaldan esta modalidad. Estos contratos suelen estar asociados con un alto nivel

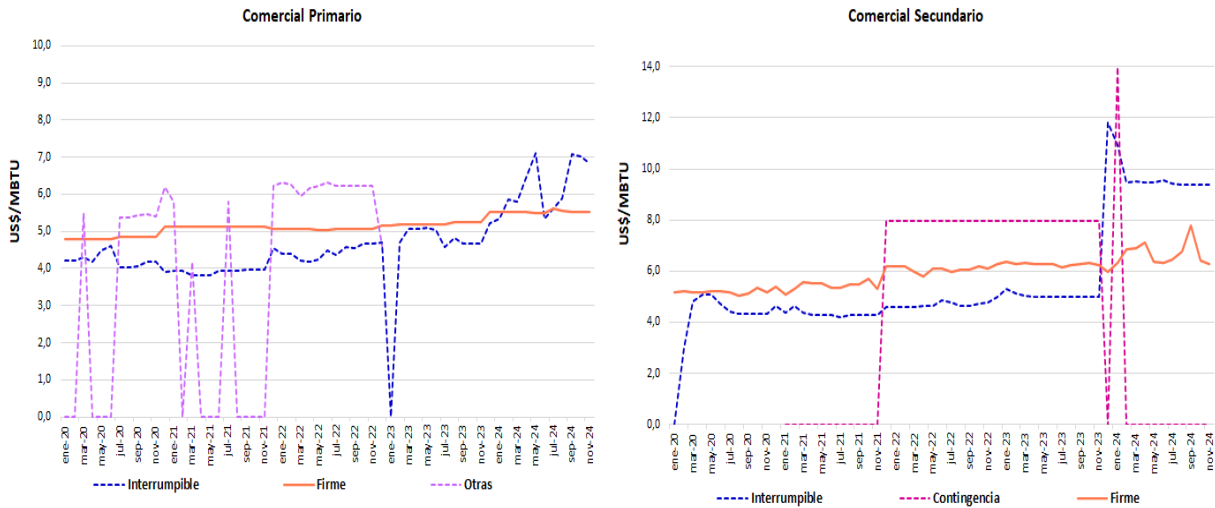
de compromiso entre las partes y están menos expuestos a las fluctuaciones inmediatas del mercado. Sin embargo, factores como los costos de transporte, las tarifas de distribución y las condiciones de producción también pueden influir en los precios de esta modalidad, especialmente durante periodos de incremento sostenido en la demanda o limitaciones en la oferta.

En contraste, los precios en la modalidad interrumpible suelen mostrar una mayor sensibilidad a las condiciones cambiantes del mercado, pues, permite cierta flexibilidad en la prestación del servicio, está más expuesta a eventos como picos de demanda estacional, mantenimientos en la infraestructura y fenómenos climáticos como El Niño. Estas condiciones pueden generar fluctuaciones pronunciadas en los precios, reflejando la volatilidad inherente de los contratos interrumpibles.

Los precios en la modalidad de contingencia se activan en circunstancias excepcionales donde la oferta regular no puede satisfacer la demanda. Estos contratos suelen estar asociados con costos más altos debido a la necesidad de asegurar el suministro en situaciones críticas. Ejemplos incluyen restricciones severas en la oferta nacional, fallos en infraestructura clave o incrementos drásticos en la demanda debido a fenómenos externos. En estos casos, el comportamiento de los precios refleja no solo las condiciones extraordinarias del mercado, sino también el costo adicional de garantizar el acceso al gas en momentos de alta vulnerabilidad.

La modalidad de opción de compra es un mecanismo contractual que otorga al comprador el derecho, pero no la obligación, de adquirir un volumen específico de gas bajo ciertas condiciones previamente acordadas. En este tipo de contrato, el comprador paga una prima por adquirir el derecho, garantizando su acceso al gas en caso de activarse la opción. Esta modalidad adquiere relevancia en contextos como el Fenómeno de El Niño o periodos de incertidumbre energética, donde los agentes buscan maximizar la seguridad del suministro sin comprometerse completamente en contratos firmes o interrumpibles. A continuación, se realiza un análisis sectorial según modalidad contractual.

Figura 2-4: Precios Sector Comercial



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

Comercial:

En el mercado primario, los precios bajo contratos firmes se mantienen relativamente estables a lo largo del período, con valores cercanos a los 5.0 US\$/MBTU. Este comportamiento refleja la naturaleza de los contratos de largo plazo, que ofrecen estabilidad tanto en los precios como en el suministro, garantizando un flujo constante de gas independientemente de las fluctuaciones del mercado. Esta estabilidad resulta atractiva para los agentes que buscan previsibilidad y seguridad en sus costos operativos.

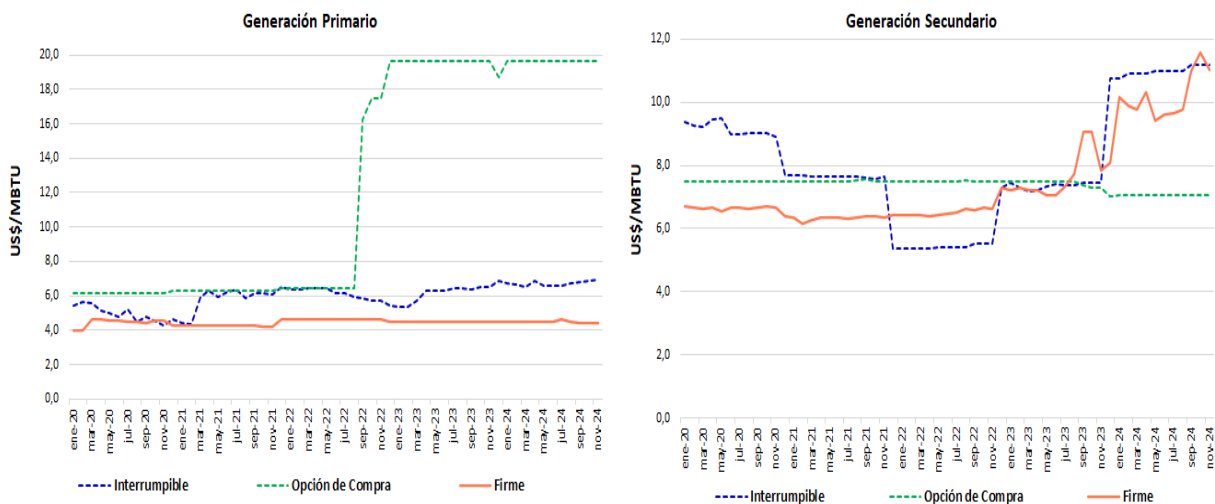
En cambio, los precios de contratos interrumpibles muestran alta volatilidad, con períodos de aumentos y caídas significativas. En algunos momentos, se observan picos pronunciados, los que probablemente estén relacionados con eventos de alta demanda o restricciones de oferta. Estas variaciones reflejan la naturaleza de los contratos interrumpibles, que están sujetos a la flexibilidad del suministro en función de la disponibilidad de gas. La modalidad "otras" también presenta una alta variabilidad, aunque su comportamiento es más irregular, con precios generalmente más bajos que los de contratos interrumpibles durante la mayor parte del período,

salvo en algunos picos puntuales, sugiere una relación más incierta entre oferta y demanda en esta modalidad.

En el mercado secundario, la evolución de los precios resulta más compleja que en el mercado primario, experimentando fluctuaciones significativas debido a la mayor sensibilidad de los precios a factores externos. En la modalidad firme, los precios tienden a ser más altos, pero presentan una menor volatilidad y una mayor estabilidad a lo largo del tiempo. Esto indica que los consumidores que optan por esta modalidad buscan una mayor seguridad en el suministro y una exposición reducida a los riesgos inherentes a las variaciones del mercado.

En oposición, la modalidad interrumpible presenta una volatilidad considerable, con precios que fluctúan significativamente a lo largo del período analizado, lo que refleja su vulnerabilidad a cambios en la oferta y la demanda. Por último, la modalidad de contingencia se caracteriza por cambios abruptos en los precios, los cuales son consistentemente más altos que los de las otras dos modalidades. Esta variabilidad sugiere que la modalidad de contingencia se utiliza principalmente para satisfacer necesidades urgentes o no planificadas, lo que justifica los precios más elevados debido a la flexibilidad y el riesgo asociados.

Figura 2-5: Precios Sector Generación de Electricidad



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

Generación de Electricidad:

Los precios del gas natural para generación eléctrica en el mercado primario presentan una dinámica diferenciada dependiendo de la modalidad contractual. Los contratos firmes mantienen precios estables, lo que ofrece previsibilidad en los costos para los generadores que optan por esta modalidad, garantizando un suministro continuo sin las fluctuaciones del mercado. Por el contrario, los contratos interrumpibles muestran una mayor volatilidad, reflejando su exposición a cambios en la oferta y la demanda, así como a factores operativos que pueden afectar la disponibilidad de gas.

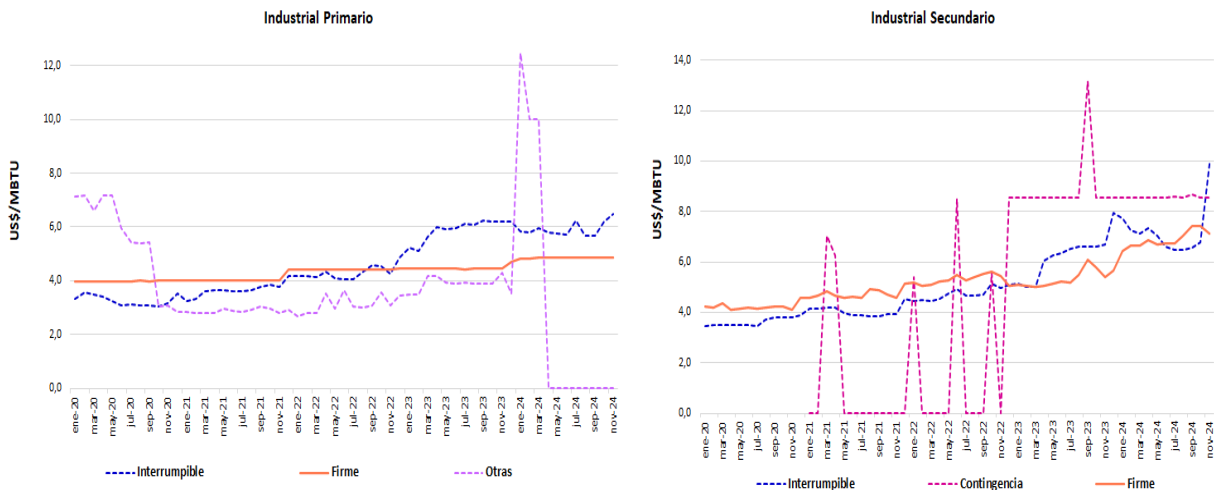
Por último, los contratos de opción de compra experimentaron un incremento abrupto a mediados de 2022, posicionándose como la modalidad más costosa. Este aumento podría estar relacionado con su utilización como un mecanismo de respaldo ante posibles restricciones de oferta, lo que otorga a los generadores la flexibilidad de acceder a gas en condiciones críticas a un precio elevado.

En cuanto a los contratos firmes, los precios se mantienen relativamente constantes a lo largo del tiempo, con un promedio cercano a los 4,0 US\$/MBTU. Esta estabilidad refleja la preferencia de los agentes por contar con una garantía de suministro, buscando evitar la volatilidad que caracteriza a otras modalidades. Sin embargo, a pesar de que el gas natural importado tiene un precio superior al de los contratos firmes, se ha convertido en un componente estructural dentro del sistema energético, dejando de ser un recurso de respaldo ocasional. Este fenómeno está vinculado a la necesidad de garantizar la confiabilidad del suministro en momentos de restricciones operativas, asegurando así la estabilidad del sistema energético y cubriendo posibles déficits de oferta interna.

En el mercado secundario, los precios muestran una evolución dinámica y están sujetos a fluctuaciones en todas las modalidades a lo largo del período analizado. Esta variabilidad indica una alta sensibilidad a factores externos, como cambios en la oferta y la demanda, la estacionalidad y modificaciones en las regulaciones del mercado.

En general, se observa una tendencia al alza en los precios, especialmente a partir de mediados de 2021, lo que sugiere un aumento en la demanda de gas o quizá contracción en la oferta. Dentro de este contexto, las modalidades de opción de compra y firme se mantienen relativamente estables, en comparación con la modalidad interrumpible, lo que indica que los consumidores están dispuestos a pagar una prima por contar con una mayor seguridad en el suministro. Esta tendencia subraya la creciente importancia de la estabilidad y la previsibilidad en un mercado cada vez más influenciado por variables externas.

Figura 2-6: Precios Sector Industrial



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

Industrial:

En el mercado primario, los precios del sector industrial correspondientes a los contratos firmes se mantienen relativamente estables durante la mayor parte del período, fluctuando entre 4.0 US\$/MBTU y 5.0 US\$/MBTU. Sin embargo, a partir de mediados de 2022, se observa un leve incremento lo que podría estar relacionado con presiones inflacionarias, cambios en los costos de producción, o un aumento en la demanda contractual. Este ajuste gradual sugiere que factores externos están comenzando a influir en la estabilidad de los precios, aunque aún dentro de rangos predecibles.

Además, los precios de los contratos interrumpibles han mostrado un aumento constante desde 2021, con un ritmo más intenso a partir de 2023 y hacia finales de 2024, superando los 6.0 US\$/MBTU, registrando la mayor volatilidad inherente a esta modalidad, que está expuesta a cambios de oferta y demanda más frecuentes y significativos. En la modalidad "otras", se observa una volatilidad aún mayor, toda vez que luego de pico a mediados de 2023, cuando los precios superaron los 12.0 US\$/MBTU, estos experimentaron una caída drástica hacia finales del mismo año. Este incremento abrupto podría haber sido causado por una escasez temporal de oferta o por una demanda excepcionalmente alta en ese período. La posterior caída de precios sugiere una normalización del mercado, donde la oferta se ajusta nuevamente a las condiciones de demanda. La extrema volatilidad de esta modalidad destaca la incertidumbre que pueden enfrentar los consumidores al optar por contratos con menos predictibilidad.

En general, los precios en el mercado primario del sector industrial reflejan cómo las diferentes modalidades de contratación ofrecen distintos niveles de riesgo y estabilidad. Los contratos firmes son ideales para aquellos que buscan previsibilidad en sus costos, ya que garantizan un suministro constante y precios más estables. En cambio, las modalidades interrumpibles y "otras" permiten mayor flexibilidad, pero a costa de una mayor exposición a la volatilidad del mercado. El pico de precios observado en 2023 resalta la importancia de fortalecer la oferta de gas en situaciones de alta demanda o en escenarios críticos, como los derivados de eventos climáticos o de mercado inesperados. Mientras tanto, los contratos firmes siguen siendo la opción más estable y segura, ofreciendo continuidad en el suministro y una mayor previsibilidad en los costos.

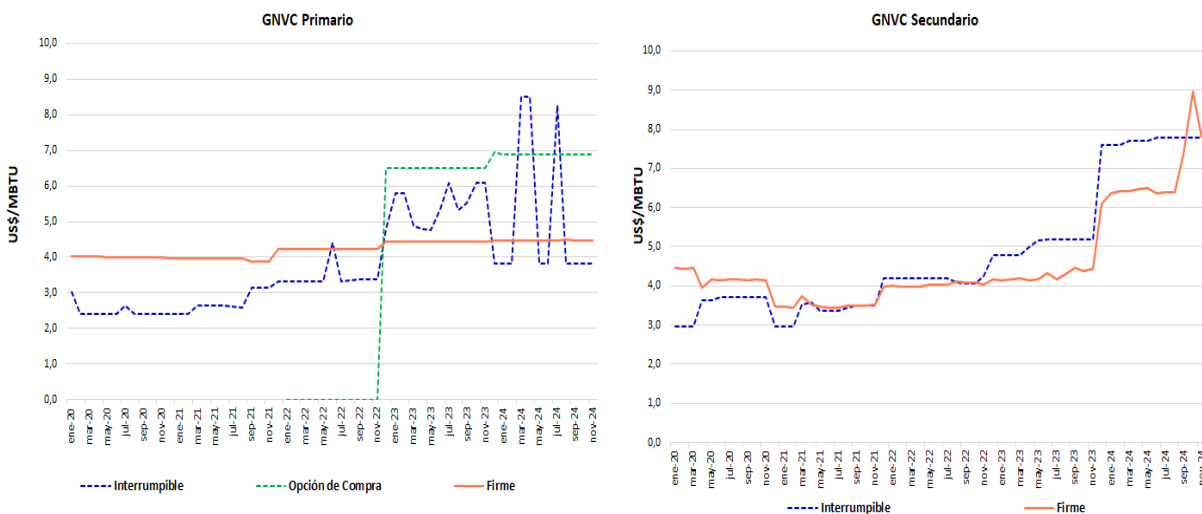
Las tendencias observadas en el mercado secundario hacia 2024 también reflejan un aumento sostenido en los precios de todas las modalidades, en respuesta a las presiones derivadas de limitaciones en la disponibilidad de gas y el aumento de la demanda. En este contexto, los precios de la modalidad firme se mantienen relativamente estables, en comparación con otras modalidades, pero presentan incrementos graduales con el tiempo, lo que sugiere una adaptación paulatina a las condiciones cambiantes del mercado.

Los contratos interrumpibles, por su parte, muestran un comportamiento más reactivo a las dinámicas del mercado, con precios que fluctúan según las condiciones de oferta y demanda. Sin embargo, la volatilidad observada en la modalidad de contingencia es mucho más pronunciada, lo que indica que esta modalidad se utiliza principalmente para satisfacer necesidades urgentes o no planificadas, donde el riesgo es más elevado pero la flexibilidad es clave.

GNVC:

Los precios del gas natural como combustible vehicular en el mercado primario han mostrado una tendencia creciente, aunque con una volatilidad diferenciada según la modalidad contractual. Los contratos interrumpibles y las opciones de compra exhiben un comportamiento más volátil en comparación con los contratos firmes. Estas modalidades, al ser más flexibles, permiten una mayor variabilidad en los precios debido a la posibilidad de interrupción del suministro o de ajuste según la demanda. Ver Figura 2-7.

Figura 2-7: Precios Sector GNVC



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

En contraste, los contratos firmes, que están basados en acuerdos a largo plazo, presentan precios más estables, ya que garantizan un suministro continuo y predecible. Aunque pueda parecer contradictorio que los contratos interrumpibles y las opciones de compra tengan precios más altos, este costo adicional se justifica por la flexibilidad que ofrecen a los agentes que los contratan. Las tarifas más altas compensan los riesgos asociados a la posible interrupción del suministro y las condiciones de incertidumbre que los usuarios deben asumir.

Al igual que en el mercado primario, los precios del gas natural vehicular (GNVC) han mostrado una tendencia sostenida al alza tanto en contratos firmes como interrumpibles, especialmente hacia el período 2023-2024. Aunque históricamente los contratos firmes han tenido precios más elevados debido a su estabilidad y garantía de suministro, la creciente convergencia entre los precios de ambos tipos de contratos sugiere que el mercado está bajo presión. Esta tendencia refleja desafíos significativos para mantener la competitividad del GNVC como una alternativa atractiva frente a los combustibles fósiles tradicionales. Es más, podría indicar una mayor dificultad en la explotación de opciones comerciales viables en un entorno donde los precios están experimentando una presión creciente, lo que afecta tanto a la demanda como a la oferta dentro del sector.

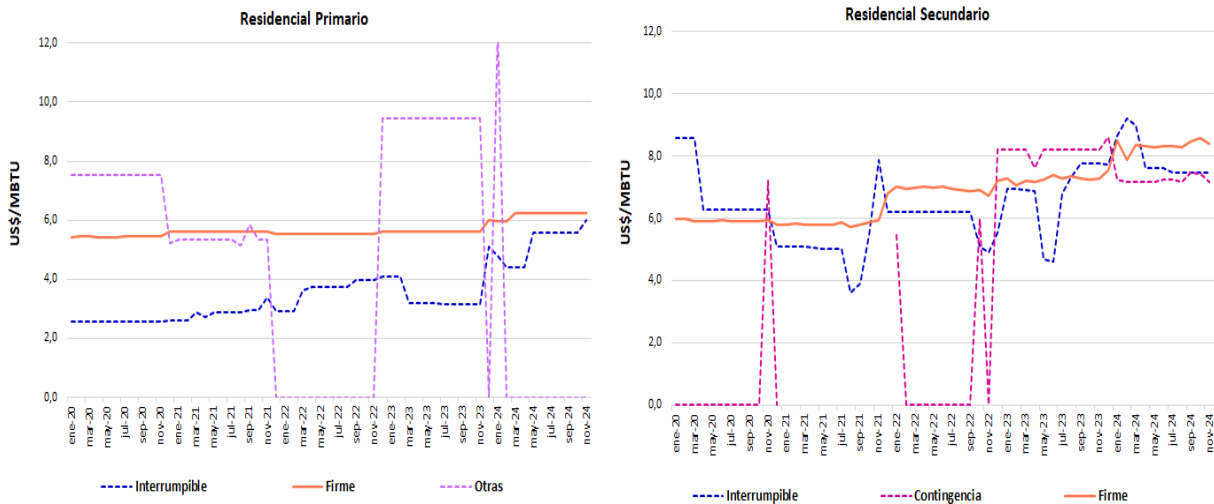
Residencial:

Los precios de la modalidad firme en el mercado primario muestran un comportamiento estable, caracterizado por incrementos ligeros a partir de 2023; comportamiento que refleja una baja volatilidad y una mayor previsibilidad, consistente con contratos de largo plazo diseñados para garantizar el suministro continuo. Estos contratos son menos sensibles a las fluctuaciones del mercado, proporcionando seguridad a los usuarios residenciales.

Por otro lado, los precios de la categoría interrumpible son más sensibles a las condiciones de oferta y demanda, presentando una marcada volatilidad. Este comportamiento se traduce en picos y caídas pronunciadas, los cuales podrían estar relacionados con factores como cambios inesperados en la disponibilidad de gas, mantenimientos de infraestructura, o eventos climáticos. A partir de 2024, se observa una tendencia alcista en esta modalidad,

probablemente atribuida a condiciones de escasez en la oferta, un aumento de la demanda en el mercado, o una combinación de ambos factores. Ver Figura 2-8.

Figura 2-8: Precios Sector Residencial



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

La convergencia parcial de precios entre las modalidades interrumpible y firme en ciertos momentos podría estar asociada a condiciones extraordinarias, como el fenómeno de El Niño. Este evento climático genera un incremento en la demanda de gas para generación térmica, disminuyendo las diferencias habituales entre ambas categorías de contratos. En cuanto a la modalidad “otras”, los precios reflejan condiciones excepcionales del mercado o contratos menos representativos.

Durante el periodo comprendido entre 2020 y mediados de 2021, estos precios alcanzaron valores altos, seguidos por caídas abruptas y, posteriormente, periodos sin datos disponibles, apuntando a contratos menos comunes o con una baja participación en el mercado, lo que los hace poco representativos del comportamiento general.

En el mercado secundario los precios de las modalidades interrumpibles y de contingencia dan cuenta de mayor volatilidad en comparación con los precios de la categoría firme. En general,

los precios tienden a ser más bajos que los firmes, aunque en ciertos puntos se igualan o incluso superan los precios de contratos firmes, lo que podría indicar tensiones de oferta o alta demanda en el mercado.

A partir de 2023, los precios de contratos firmes muestran un leve incremento, lo cual podría reflejar el impacto de eventos como restricciones en la oferta de gas, aumentos en la demanda residencial o mayores costos. Mientras que los precios de la modalidad de contingencia muestran picos abruptos y períodos de ausencia, indicando que esta modalidad se activa únicamente en situaciones específicas y durante los períodos de activación, los precios de contingencia tienden a ser altos, registrando la naturaleza excepcional y costosa de garantizar el suministro en estas circunstancias.

2.5. Evolución de Preferencias de Contratación y Precios Asociados

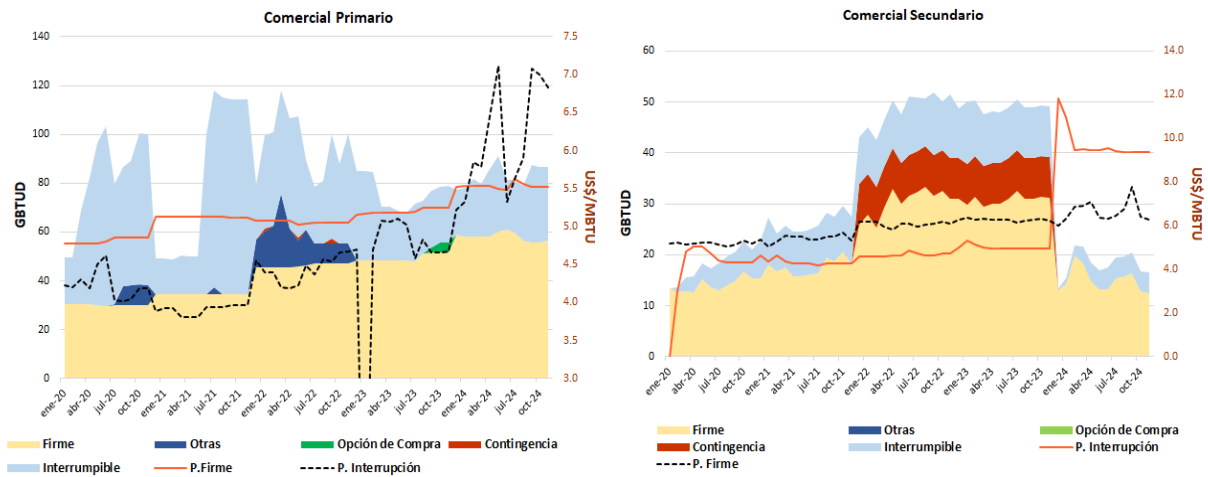
El análisis de las preferencias de contratación en el mercado de gas natural es un elemento para entender cómo los agentes toman decisiones ante las diferentes condiciones del mercado. Estas decisiones están influenciadas por factores como la disponibilidad de recursos, las proyecciones de oferta y demanda, y las posibles contingencias que puedan surgir, como cambios regulatorios, eventos climáticos extremos o ajustes en los costos asociados al suministro.

Un aspecto distintivo del mercado es la tendencia de algunas empresas a asegurar contratos a largo plazo a precios preferenciales para sectores esenciales, mientras aprovechan oportunidades de arbitraje en el mercado secundario para maximizar su rentabilidad. Lo anterior introduce una dinámica particular que distorsiona los análisis tradicionales y limitar la competencia, afectando así la eficiencia del mercado y las decisiones de inversión.

Este apartado se dedica a examinar cómo estas preferencias han cambiado a lo largo del tiempo y cómo los precios asociados a cada modalidad contractual reflejan estas transformaciones, destacando las implicaciones que tienen en la dinámica del mercado. De este

modo, no solo se busca documentar los patrones históricos, sino también proporcionar insumos para evaluar la capacidad del mercado de gas natural de adaptarse a un entorno cambiante y anticipar posibles tendencias futuras, contribuyendo así al diseño de estrategias que mejoren su sostenibilidad y resiliencia. A continuación, se presenta la evolución de los volúmenes y precios a lo largo del tiempo.

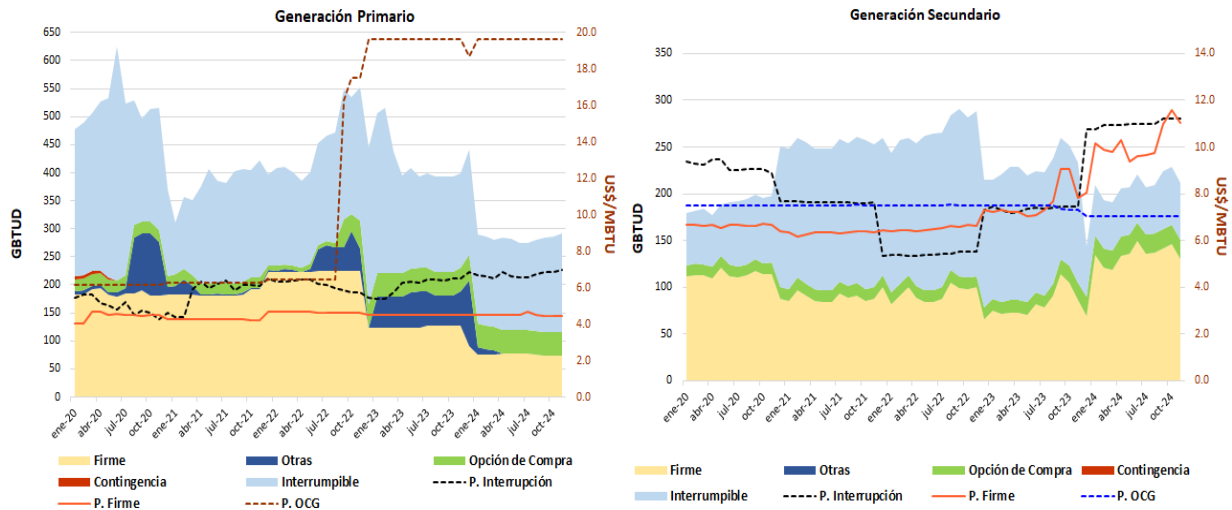
Figura 2-9: Evolución de Precios y Cantidades sector Comercial



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

Como se aprecia en la Figura 2-9, el mercado primario del sector comercial se caracteriza por volúmenes más altos y precios relativamente estables, mientras que el mercado secundario es más volátil, con precios que responden de manera más sensible a las condiciones del entorno. Los volúmenes en el mercado secundario son significativamente menores en comparación con el primario, pero las modalidades de contingencia y opción de compra tienen una mayor participación relativa. Entre tanto, la demanda promedio de este sector durante 2024 alcanzó los 51 GBTUD.

Figura 2-10: Evolución de Precios y Cantidades sector Generación Térmica



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

En el sector de generación térmica (ver Figura 2-10), los contratos firmes e interrumpibles continúan representando los mayores volúmenes tanto en el mercado primario como en el secundario. Sin embargo, las modalidades de contingencia y opción de compra, aunque menos frecuentes en términos de volumen, muestran incrementos notables durante periodos críticos, lo que resalta su papel como mecanismos de flexibilidad ante condiciones adversas. En este sentido, la diversificación en los tipos de contrato se convierte en una estrategia clave para garantizar la continuidad del suministro en escenarios de alta demanda o restricciones operativas.

Es importante señalar que, aunque los volúmenes transados en el mercado secundario son menores en comparación con el mercado primario, este mantiene una proporción significativa de contratos interrumpibles y de opción de compra, lo cual evidencia que el mercado secundario funciona como un complemento dinámico que permite ajustar la oferta ante variaciones inesperadas en la demanda, especialmente en contextos de mayor presión sobre los recursos disponibles.

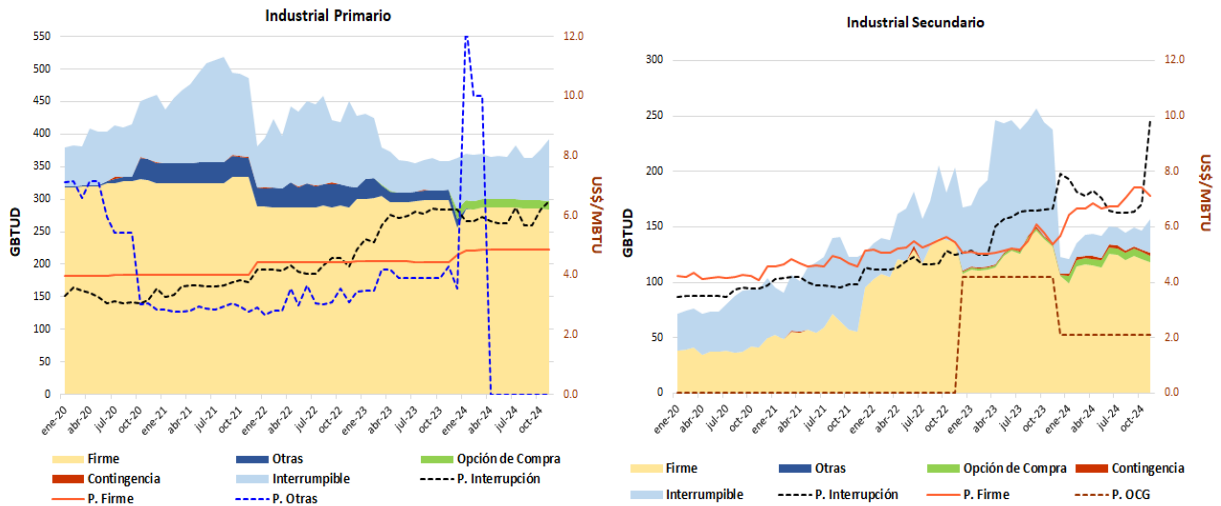
Durante periodos críticos, se observa un aumento en la dependencia del mercado secundario, reflejando también su utilidad relevancia para satisfacer la demanda incremental y mitigar riesgos de desabastecimiento. Asimismo, se identifica una creciente sensibilidad de los precios en todas las modalidades de contrato ante las fluctuaciones del entorno, particularmente en escenarios de tensión climática.

Un aspecto esencial en este contexto es el papel de la planta de regasificación, que garantiza el suministro de gas natural licuado LNG a algunas generadoras térmicas ubicadas en la Costa Caribe, como Termoflores, Tebsa y Termocandelaria. Durante 2024, la demanda promedio de gas natural para generación térmica alcanzó los 355 GBTUD, incluyendo el volumen aportado por la planta de regasificación. Este componente resulta trascendental no sólo para asegurar la operación de las térmicas, sino también para reducir el estrés del mercado y facilitar su liquidez en situaciones críticas, reforzando así la seguridad energética del país.

La Figura 2-11 ilustra la evolución del sector industrial, destacando el predominio de los contratos firmes en el mercado primario, los cuales garantizan estabilidad y seguridad en el suministro a costos relativamente controlados. En el mercado secundario, aunque los contratos firmes también predominan, su proporción es menor frente al primario. Este mercado se caracteriza por una alta participación de volúmenes adquiridos bajo la modalidad interrumpible, para proporcionar flexibilidad y adaptarse a condiciones cambiantes.

El mercado secundario, muestra mayor sensibilidad de los precios, aunque los precios del primario son más estables registran incrementos sostenidos a lo largo del periodo. Las fluctuaciones del precio en OCG responden a variaciones específicas, reflejando un comportamiento incierto o condiciones temporales del mercado.

Figura 2-11: Evolución de Precios y Cantidades sector Industrial



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

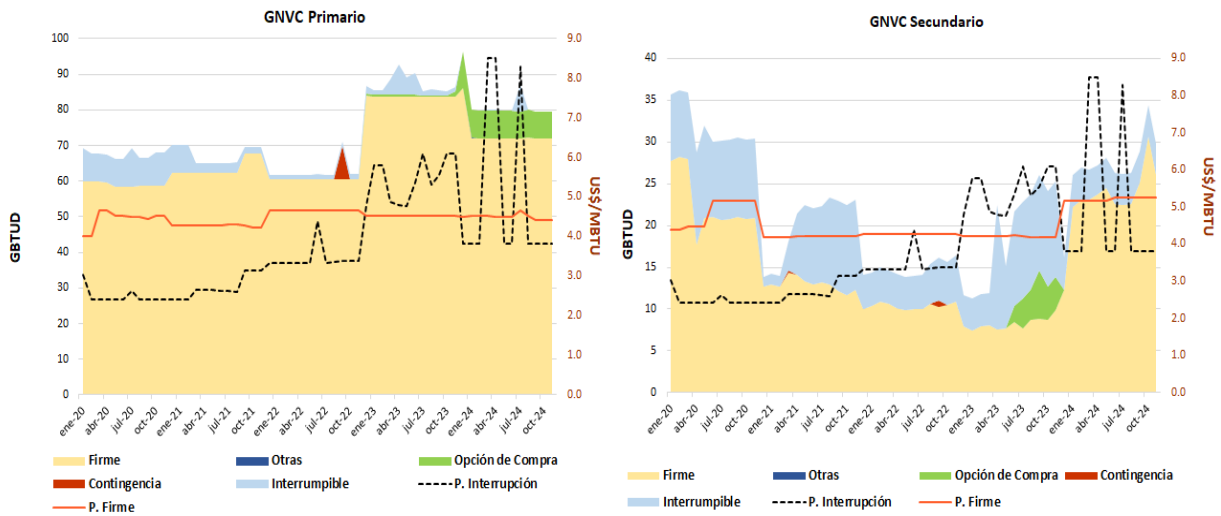
La demanda promedio durante 2024 es de 270 GBTUD, la cual puede ser cubierta con los contratos firmes del mercado primario. La presencia de volúmenes firmes en el mercado secundario también podría deberse a condiciones del mercado, como variaciones estacionales, estrategias comerciales de los agentes o ajustes para atender a nuevos usuarios o demandas imprevistas. Sin embargo, esta situación podría indicar una sobrecontratación inicial en el mercado primario o una falta de alineación entre las necesidades reales de los usuarios y los volúmenes contratados. Esto plantea interrogantes sobre la eficiencia y transparencia del mercado en su conjunto.

En el sector de GNVC, Ver Figura 2-12, los contratos firmes del mercado primario garantizan un suministro estable y confiable de gas natural para cubrir la demanda promedio de 2024, estimada en 60 GBTUD. Esta situación genera confianza en la seguridad del suministro. Sin embargo, la existencia de volúmenes contratados bajo otras modalidades y transados en el mercado secundario plantea interrogantes sobre la eficiencia del mercado.

Los volúmenes transados en el mercado secundario son menores, pero más dinámicos, con precios superiores y mayor participación de modalidades interrumpibles. Este mercado parece

atender necesidades específicas, como demandas puntuales o ajustes operativos, además de que podría estar siendo aprovechado para colocar excedentes de volumen del primario, optimizando la rentabilidad de los agentes que disponen de mayor capacidad contratada. Sin embargo, esto podría generar inequidades si se utilizan para obtener beneficios en detrimento de los usuarios finales.

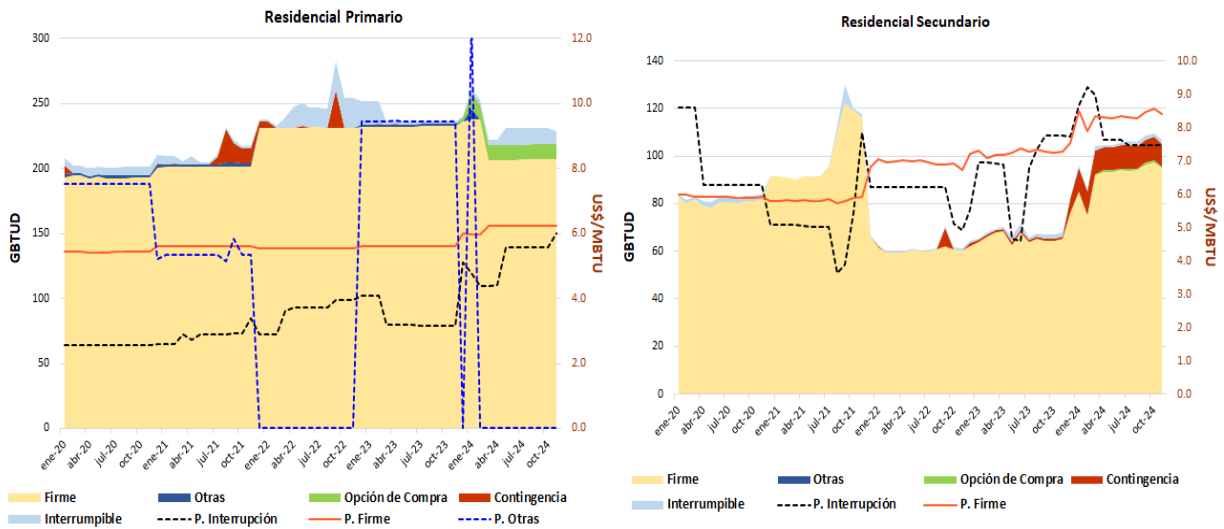
Figura 2-12: Evolución de Precios y Cantidades sector GNVC



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

El suministro residencial está mayoritariamente asegurado por contratos firmes, lo que garantiza una alta confiabilidad en condiciones normales y es fundamental para un sector prioritario. El mercado secundario cumple un papel complementario para atender variaciones puntuales en la demanda, aunque a un costo significativamente mayor. La estabilidad de precios en el mercado primario, aunque superiores a los de otros sectores que también transan en firme, sugiere estabilidad, pese a que es necesario monitorear los incrementos en el secundario para evitar impactos negativos en los usuarios finales. La demanda de 180 GBTUD promedio de 2024, es atendida plenamente con la contratación en firme del primario, al margen de los volúmenes en el mercado secundario pueden destinarse a atender variaciones inesperadas en la demanda.

Figura 2-13: Evolución de Precios y Cantidades sector Residencial



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

Algunos agentes utilizan el mercado secundario como un mecanismo para garantizar redundancia en el suministro frente a posibles interrupciones, otros con contratos en firme que exceden su propia demanda pueden aprovechar el mercado secundario para revender volúmenes excedentes a precios más altos.

2.6. Conclusiones y Recomendaciones

Algunos agentes parecen incurrir en prácticas de sobrecontratación en el mercado primario, lo que podría indicar una estrategia de acaparamiento para maximizar su rentabilidad. Esta conducta genera una menor disponibilidad de gas para otros agentes, afectando la competencia y obligando a recurrir al mercado secundario a precios más altos.

El mercado secundario, aunque ofrece flexibilidad, también presenta riesgos de ineficiencia y desigualdad. La existencia de volúmenes adicionales contratados en el mercado primario, pero no utilizados, sugiere que algunos agentes podrían estar acaparando recursos para obtener beneficios a corto plazo, en detrimento de otros actores del mercado.

Sector Comercial:

El mercado primario del sector comercial, con su estabilidad, garantiza la seguridad energética necesaria para este segmento. Por otro lado, el mercado secundario, gracias a su flexibilidad, permite a los agentes aprovechar oportunidades y gestionar riesgos operativos. Esta combinación evidencia la importancia de contar con una diversidad de opciones contractuales para asegurar un suministro confiable y adaptable a las condiciones cambiantes del mercado.

Sector de Generación Térmica:

Los contratos firmes ofrecen un suministro más económico y estable para el sector, pero los volúmenes disponibles en el mercado primario no son suficientes para cubrir la totalidad del consumo. Esto incrementa la dependencia de modalidades más costosas, como la importación de gas, especialmente en periodos de alta demanda, que en 2024 ha sido prácticamente continuo. Aunque las modalidades de opción de compra y contingencia presentan costos elevados, resultan indispensables como mecanismos de emergencia, pero no son viables para cubrir una proporción significativa del consumo promedio.

Sector Industrial:

En el sector industrial, los contratos firmes representan una base constante y segura de suministro, con volúmenes cercanos al consumo promedio o ligeramente superiores. Los contratos interrumpibles, aunque necesarios para complementar la demanda promedio de 270 GBTUD, tienen altos costos y una elevada variabilidad que los hacen menos apropiados para un uso constante. Su principal utilidad radica en ofrecer flexibilidad en situaciones específicas. Esta dinámica también destaca posibles desequilibrios en la planificación y asignación inicial de recursos, lo que podría afectar la eficiencia y la equidad del mercado.

Sector GNVC:

El sector GNVC refleja un equilibrio entre estabilidad y flexibilidad en el suministro de gas natural. Los contratos firmes del mercado primario aseguran la cobertura de la demanda promedio de 2024. Sin embargo, el dinamismo del mercado secundario, aunque cumple funciones específicas y optimiza oportunidades para ciertos agentes, plantea desafíos en cuanto a la eficiencia y equidad del mercado. Es crucial garantizar que las operaciones en el mercado secundario no perjudiquen a los usuarios finales, preservando tanto la confianza en el suministro como la integridad del sistema.

Sector Residencial:

Los análisis de la contratación y los precios en el sector residencial evidencian una capacidad suficiente para cubrir la demanda promedio a través de contratos firmes en el mercado primario. Esto asegura un suministro estable y confiable para los usuarios residenciales bajo condiciones normales. Sin embargo, se ha identificado que algunos agentes incurren en exceso de contratación en el mercado primario, lo que genera diversas dinámicas en el mercado secundario. Los volúmenes adicionales en el mercado secundario podrían ser mejor aprovechados mediante el diseño de mecanismos de regulación o incentivos que promuevan su uso en sectores estratégicos o en situaciones críticas, fortaleciendo la eficiencia y el impacto positivo del sistema en su conjunto.

Para evitar las ineficiencias detectadas y fortalecer el desempeño del mercado de gas natural se propone:

- Establecer procedimientos de control para identificar y combatir posibles prácticas de acaparamiento que generan desequilibrios en el mercado; y que hacen un mal uso de los mecanismos de priorización para la demanda esencial, desviando estas cantidades a otros sectores no esenciales.

- Promover la transparencia en la asignación de contratos mediante la disponibilidad de información sobre contratación de los diferentes sectores que componen cada mercado, especialmente la demanda esencial definida por el MME. Crear mecanismos para facilitar el acceso a pequeños y medianos agentes al mercado mayorista.
- Crear incentivos regulatorios para el uso estratégico de volúmenes excedentes en sectores prioritarios durante periodos críticos y fomentar la suscripción de contratos de largo plazo con condiciones competitivas que reduzcan la dependencia de modalidades más costosas como contingencia y opción de compra.
- Establecer mecanismos de protección para demanda esencial, especialmente los usuarios regulados, en situaciones críticas creando medidas regulatorias tales como "mínimos vitales"
- Establecer reportes periódicos para garantizar que los volúmenes contratados se ajusten a las necesidades reales de consumo.

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

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.

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

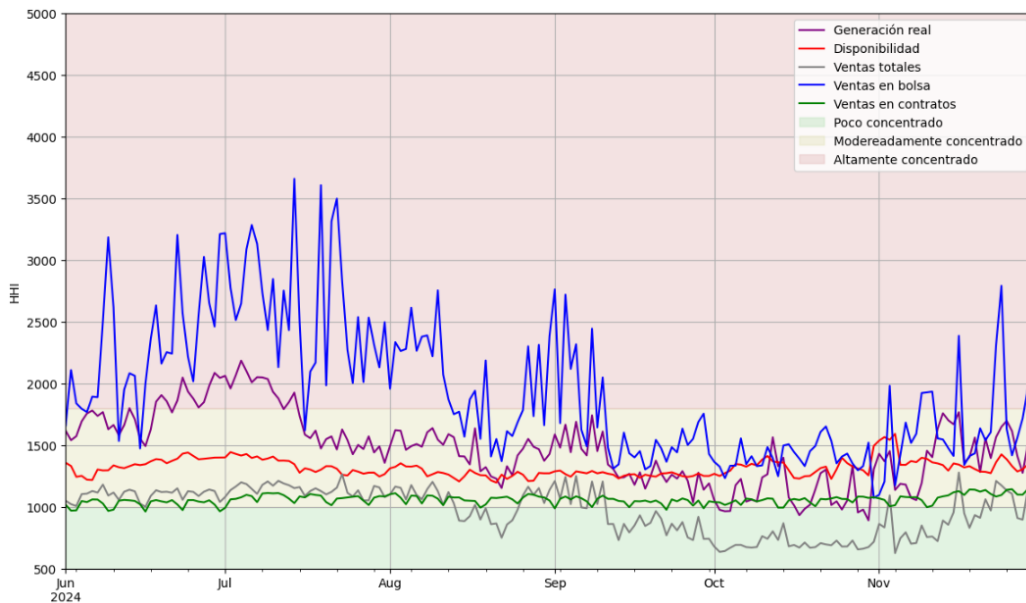
⁶ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

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>

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 durante todo el trimestre comprendido entre el mes de septiembre y noviembre, como consecuencia de una reducción de aportes que activaron la aplicación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía establecido en la Resolución CREG 026 de 2014. En resumen, el indicador presentó un valor promedio en el trimestre de 1.301,35, un mínimo de 892,93 y un máximo de 1.769,88 (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 1.318,58. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.593,4 y el valor mínimo de 1.228,96.

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 en las primeras semanas de septiembre y las últimas semanas de noviembre, mientras en el resto del trimestre analizado el indicador se ubicó en la categoría de poco concentrado, con una media en el indicador de 853,77, un máximo de 1.290,95 y un mínimo de 627,86.

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 978,97 y 1.147,56, por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa puede ser categorizada como moderadamente concentrada en la mayoría del periodo analizado. El resto del tiempo se puede categorizar como altamente concentrado especialmente en las primeras semanas de septiembre y las últimas semanas de noviembre, comportamiento usual considerando que en la medida en la que entre más generación hidroeléctrica disponible en la matriz de generación real, las participaciones de pocas plantas hídricas concentran las ventas en bolsa y en el sentido contrario también aplica es decir a medida que se requiere más energía térmica hay más agentes participando del MEM.

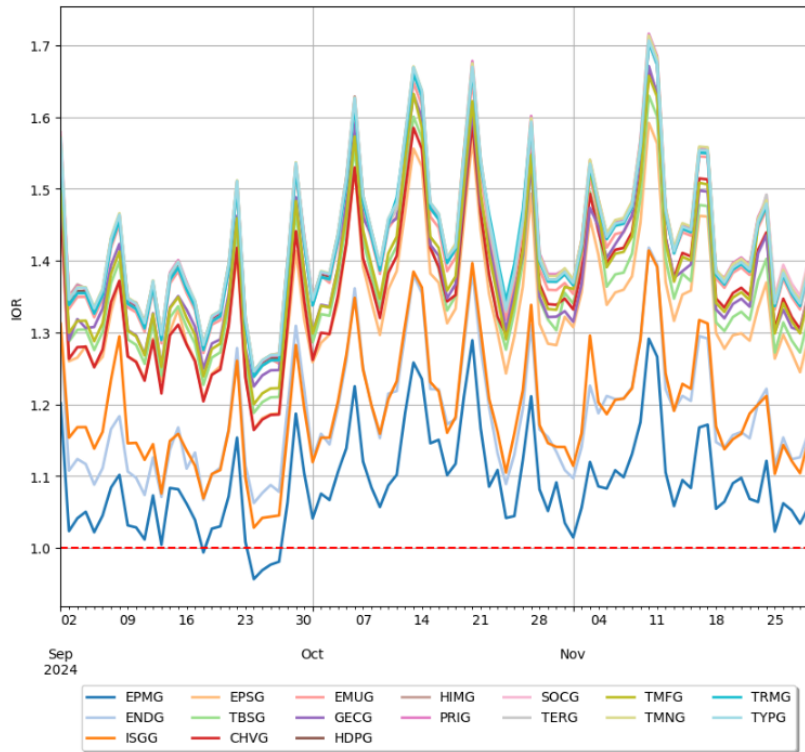
Índice de Oferta Residual – IOR:

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 septiembre – noviembre 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.

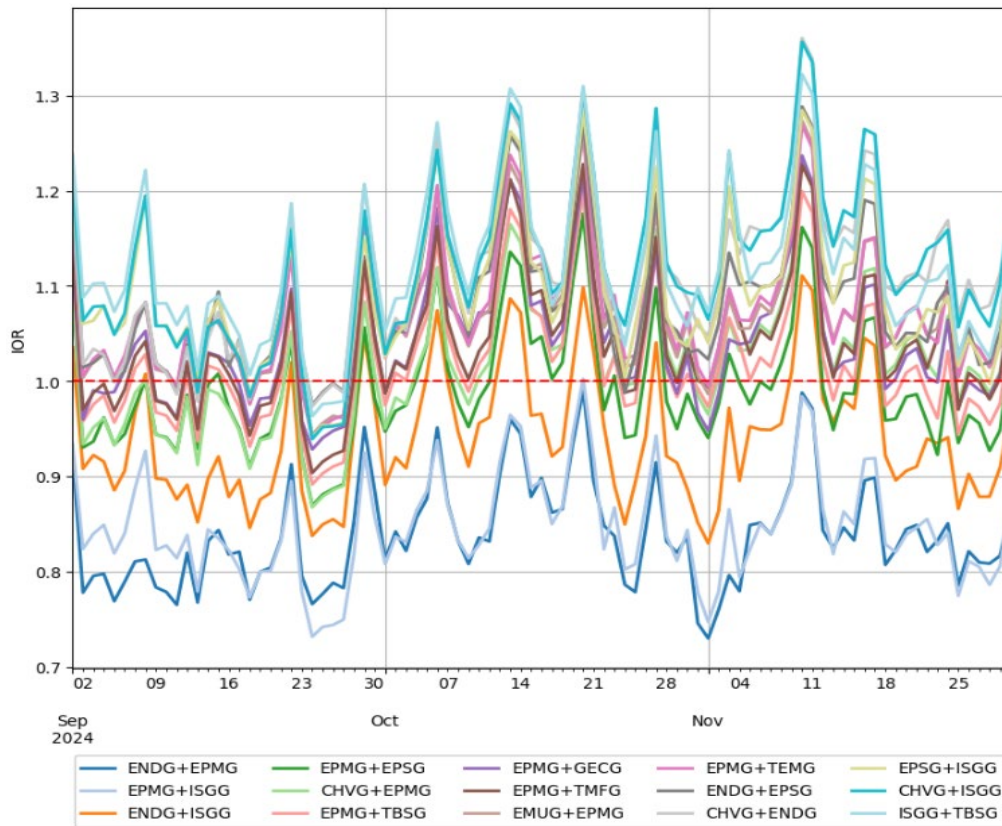
En la Figura 3-2 también se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, en 5 días del periodo analizado se superó el indicador. En todas éstas ocasiones el agente EPM por un total de 13 horas todas comprendidas en el pico de demanda eléctrica entre las 7 p.m. y las 9 p.m. 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, EPM - Isagen y Enel - Isagen tienen el IOR bipivotal promedio por debajo de 0,9.

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

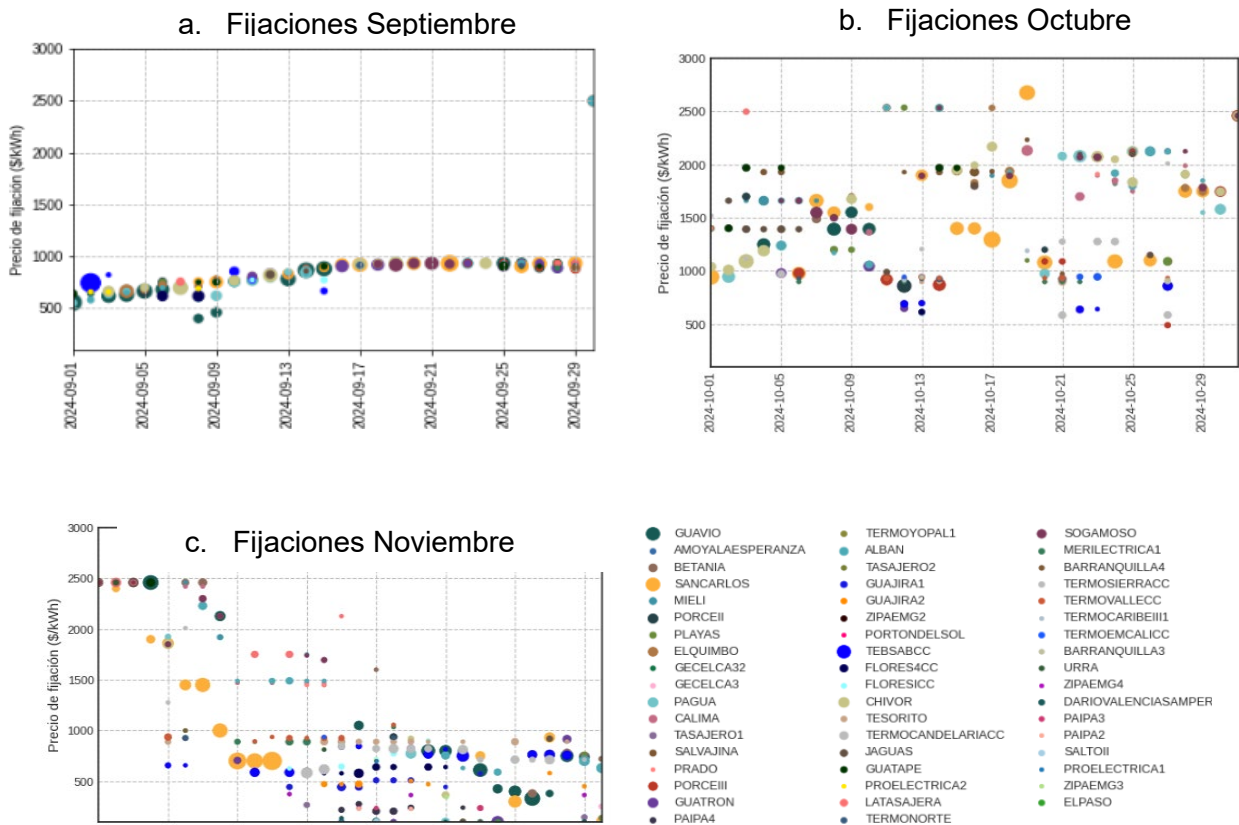


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.2. Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 49 plantas fijaron el precio de bolsa (11 más que en el trimestre anterior). Durante septiembre de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 875,23 \$/kWh (ver Figura 3-4) valores muy cercanos al precio marginal de escasez de 920.49 \$/kWh. Así mismo, para el mes de octubre de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue 1538,31 \$/kWh provocado por la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento. Dicho estatuto permaneció activo hasta las dos últimas semanas de noviembre, cuyo precio promedio de bolsa fue 1039,63 \$/kWh.

Figura 3-4: Fijación precios de bolsa por planta.



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM, Nota: Despacho ideal de Tx3 para el 30 de septiembre

Las plantas con el mayor número de fijaciones fueron San Carlos, Guavio, Chivor, Pagua, Tebsab CC, Alban, Betania, Guatron, Sogamoso, Porce III, Porce II, El Quimbo, Miel I, Termocandelaria CC y Guatape, siendo responsables del 81,32% de las horas del trimestre.

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

RECURSO	AGENTE	Sep. - 24	Oct. - 24	Nov. - 24
SAN CARLOS	ISAGEN	13,89%	22,45%	16,94%
GUAVIO	ENEL	20,97%	4,57%	14,86%
CHIVOR	CHIVOR	8,33%	10,48%	1,39%
PAGUA	ENEL	6,67%	6,05%	4,31%
TEBSAB CC	TEBSA	3,89%	1,88%	7,64%
ALBAN	CELSIA	4,17%	4,03%	4,58%
BETANIA	ENEL	3,19%	5,38%	3,33%
GUATRON	EPM	6,94%	1,88%	2,50%
SOGAMOSO	ISAGEN	3,89%	4,70%	1,81%
PORCE III	EPM	3,47%	5,65%	0,83%
PORCE II	EPM	6,25%	3,36%	0,42%
EL QUIMBO	ENEL	3,47%	4,44%	1,81%
MIEL I	ISAGEN	4,31%	3,36%	2,08%
TERMOCANDELARIA CC	T.CANDELARIA	0,00%	0,81%	6,94%
GUATAPE	EPM	2,64%	1,75%	1,67%
CALIMA	CELSIA	0,14%	2,82%	2,36%
JAGUAS	ISAGEN	0,56%	2,96%	1,67%
TESORITO	CELSIA	0,42%	0,81%	3,47%
PLAYAS	EPM	2,08%	2,28%	0,14%
FLORES 4 CC	PRIME T.FLORES	1,53%	0,54%	2,36%
LA TASAJERA	EPM	0,97%	0,40%	2,36%
TERMOVALLE CC	T.VALLE	0,00%	1,61%	1,81%
SALVAJINA	CELSIA	0,42%	2,02%	0,00%
MERILECTRICA 1	CELSIA	0,14%	0,67%	1,53%
TERMO SIERRA CC	EPM	0,00%	2,02%	0,28%
GUAJIRA 1	GECELCA	0,00%	0,00%	2,36%
TERMONORTE	T.NORTE	0,56%	1,08%	0,56%
PAIPA 4	SOCHAGOTA	0,00%	0,00%	1,81%

RECURSO	AGENTE	Sep. - 24	Oct. - 24	Nov. - 24
FLORES I CC	PRIME T.FLORES	0,42%	0,00%	1,11%
GUAJIRA 2	GECELCA	0,00%	0,00%	1,39%
TERMOEMCALI CC	T.EMCALI	0,00%	0,94%	0,14%
DARIO VALENCIA SAMPER	ENEL	0,00%	0,00%	0,83%
BARRANQUILLA 4	TEBSA	0,28%	0,27%	0,14%
PROELECTRICA 2	PROELECTRICA	0,42%	0,00%	0,14%
TASAJERO 1	TASAJERO1	0,00%	0,00%	0,56%
PRADO	CELSIA	0,00%	0,13%	0,42%
PAIPA 3	GENSA	0,00%	0,00%	0,56%
ZIPAEMG 4	ENEL	0,00%	0,00%	0,42%
URRA	URRA	0,00%	0,00%	0,42%
AMOYA LA ESPERANZA	ISAGEN	0,00%	0,00%	0,42%
BARRANQUILLA 3	TEBSA	0,00%	0,40%	0,00%
EL PASO	ENEL	0,00%	0,00%	0,28%
TERMOCARIBE III 1	TERMO CARIBE	0,00%	0,27%	0,00%
GECELCA 3	GECELCA	0,00%	0,00%	0,28%
TASAJERO 2	TASAJERO2	0,00%	0,00%	0,28%
SALTO II	ENEL	0,00%	0,00%	0,28%
PAIPA 2	GENSA	0,00%	0,00%	0,28%
PROELECTRICA 1	PROELECTRICA	0,00%	0,00%	0,14%
ZIPAEMG 3	ENEL	0,00%	0,00%	0,14%

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

Durante el trimestre, 19 agentes fijaron el precio de bolsa (3 más que en el trimestre junio – agosto 2024), de los cuales cinco fijaron el 85,49% de las veces. Estos agentes fueron ENEL, ISAGEN, EPM, CELSIA, CHIVOR como se presenta en la Tabla 3-2.

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

AGENTE	Sep. - 24	Oct. - 24	Nov. - 24
ENEL	34,31%	20,43%	26,25%
ISAGEN	22,64%	33,47%	22,92%
EPM	22,36%	17,34%	8,19%
CELSIA	5,28%	10,48%	12,36%
CHIVOR	8,33%	10,48%	1,39%

AGENTE	Sep. - 24	Oct. - 24	Nov. - 24
TEBSA	4,17%	2,55%	7,78%
T.CANDELARIA	0,00%	0,81%	6,94%
PRIME T.FLORES	1,94%	0,54%	3,47%
GECELCA	0,00%	0,00%	4,03%
T.VALLE	0,00%	1,61%	1,81%
T.NORTE	0,56%	1,08%	0,56%
SOCHAGOTA	0,00%	0,00%	1,81%
T.EMCALI	0,00%	0,94%	0,14%
GENSA	0,00%	0,00%	0,83%
PROELECTRICA	0,42%	0,00%	0,28%
TASAJERO1	0,00%	0,00%	0,56%
URRA	0,00%	0,00%	0,42%
TERMO CARIBE	0,00%	0,27%	0,00%
TASAJERO2	0,00%	0,00%	0,28%

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

3.1.3. Precios representativos del mercado

El año 2024 será recordado como un periodo clave, marcado por la superación de la fase más crítica del fenómeno “El Niño 2023-2024”.

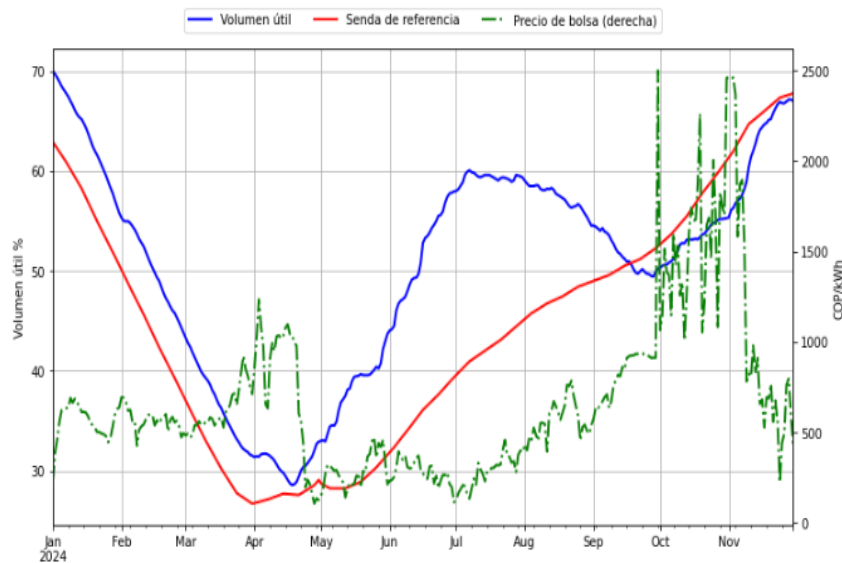
En abril, los niveles hídricos alcanzaron un mínimo de 28,6%, pero hacia mediados de julio, se observó una recuperación significativa, con aportes hídricos que llegaron hasta el 60,0%, a partir de ese momento, comenzó un proceso de desembalsamiento con una tasa de descarga superior a la prevista.

En consecuencia, el 30 de septiembre se activó el Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento en el mercado mayorista de energía, lo que tuvo un impacto directo en los precios de la energía en el mercado en bolsa, es importante resaltar, que la activación del estatuto ocurre cuando los niveles de los embalses se acercan a la senda y el mercado no ha respondido con las señales de precio necesarias. (ver Figura 3-5).

El Estatuto de la Resolución CREG 026 de 2014 es un conjunto de medidas anticipadas que regulan el uso del agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas, con el objetivo de garantizar el suministro de energía en el corto y mediano plazo. Fue creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ante la amenaza de sequías como las ocurridas en el fenómeno de El Niño de 2015-2016. Este estatuto establece una senda de referencia para el almacenamiento de agua, que se evalúa dos veces al año, antes de las temporadas de lluvias y los meses secos.

Una vez se activa el estatuto, el CND define la cantidad de energía que debe ser almacenada en los embalses y diariamente escoge los embalses donde debe ser almacenada el agua, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas hídricas, la capacidad de cada embalse, y la capacidad que tiene el parque de generación termoeléctrica (que sustituye a las plantas hidroeléctricas), escogiendo aquellas plantas hidroeléctricas cuyo precio de generación sea el más bajo posible, así, permite anticiparse a períodos de baja hidrología y asegurar la estabilidad energética del país.

Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.



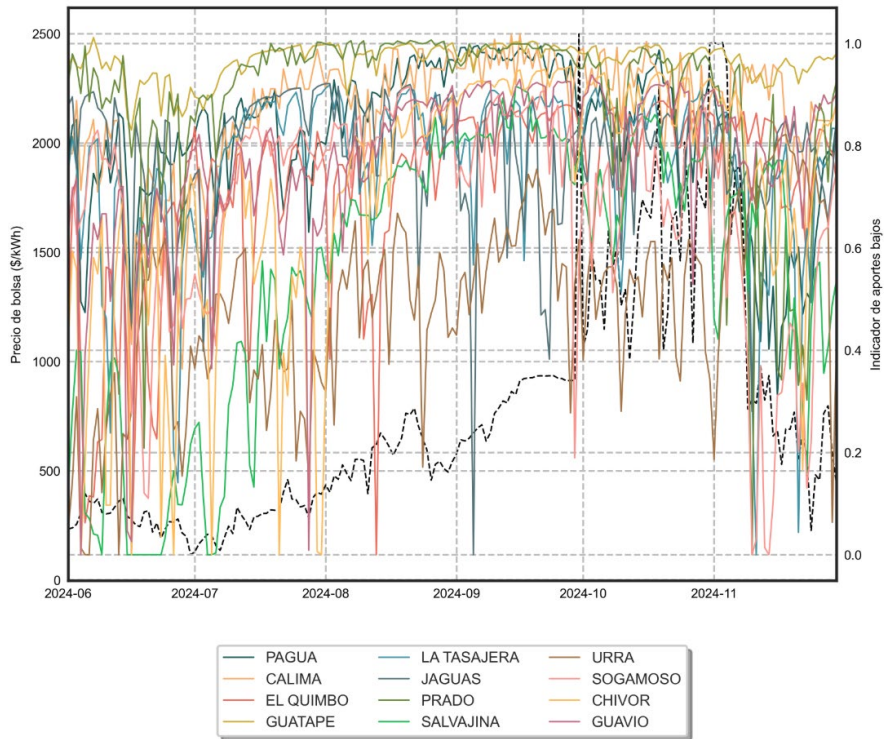
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

La Figura 3-6 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas con regulación alta (mayor a 8 semanas) y media (entre 2 y 8 semanas) frente al precio de bolsa. El indicador, se acerca a 1 cuando los aportes para cada planta, son relativamente bajos contra el peor de los promedios históricos con ventana de tiempo de 14 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

Entre los meses de julio y septiembre, se observa el aumento progresivo del precio de bolsa, en la medida que los aportes de los diferentes embalses disminuyen (indicador de aportes bajos aumenta). Para el mes de septiembre, se observa que las plantas observadas tienen su indicador por encima de 0,8, a excepción de Urrá, y Jaguas para algunos momentos de dicho mes. Desde finales de septiembre y durante todo octubre, se observa que se dio un aumento de aportes en el embalse de las plantas Salvajina y Sogamoso, y se observa el impacto de la entrada del mecanismo para sostenimiento de la confiabilidad, parte del estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento, sobre el precio de bolsa; llevándolo a estar por encima de 1.500 \$/kWh durante varios días del mes de octubre. Durante noviembre, se observa la disminución del indicador para muchas de las plantas analizadas, disminuyendo el precio de bolsa a cerca de 600 \$/kWh, siendo en algunos días, inferior a 500 \$/kWh.

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

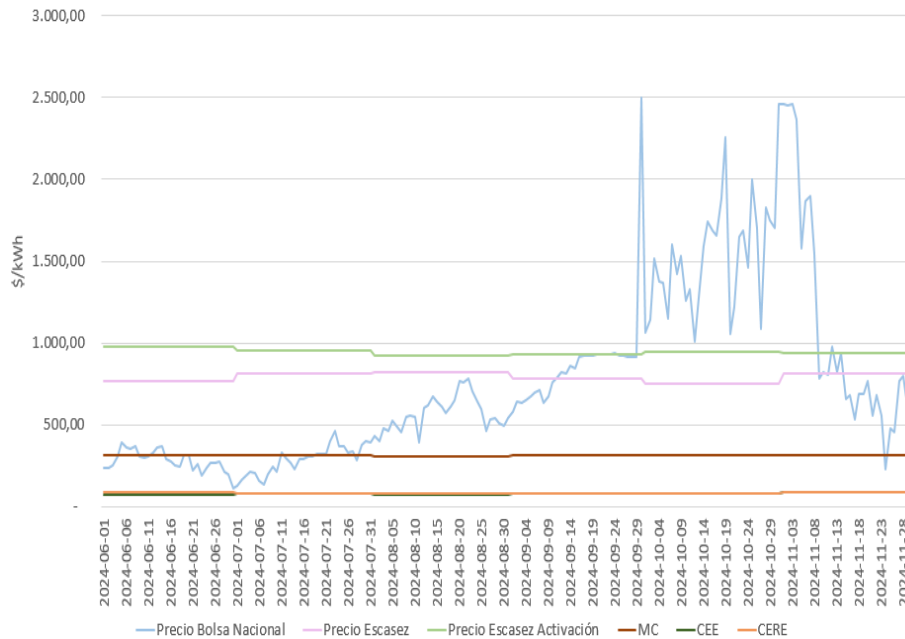


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precios de referencia:

Para el trimestre septiembre – noviembre, el precio promedio trimestral de contratos (MC) estuvo cerca de 313,8 \$/kWh, 3 pesos más alto que el trimestre anterior cuando estuvo en cerca de 310,0 \$/kWh (ver Figura 3-7). Por su parte, el precio de bolsa aumentó durante el trimestre, pasando de 377,6 \$/kWh en el promedio junio – agosto, a un promedio trimestral de 1149,5 \$/kWh en el periodo septiembre – noviembre.

Figura 3-7 Precios representativos del mercado.



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

El Costo Equivalente Real de Energía (CERE), disminuyó en promedio frente al trimestre anterior, en cerca de 3,5 \$/kWh, pasando en promedio trimestral de 84,5 \$/kWh para los meses de junio a agosto de 2024, a un promedio trimestral de 81,0 \$/kWh en el trimestre septiembre – noviembre de 2024.

El Precio de Escasez (PE) disminuyó frente al trimestre anterior, teniéndose 798,5 \$/kWh para el trimestre junio – agosto, y 782,8 \$/kWh para el trimestre septiembre – noviembre en promedio trimestral. En cuanto al Precio de Escasez de Activación (PEA), el mismo disminuyó en comparación al trimestre junio - agosto, pasando de 949,3 \$/kWh en dicho trimestre, a un promedio para el trimestre septiembre – noviembre, de 938 \$/kWh. En la Tabla 3-3 se presenta una comparación de los precios referencia del mercado.

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

Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)
Jun. - 24	280,3	766,5	975,9	312,5	86,8
Jul. - 24	284,8	810,7	951,3	312,9	83,2
Ago. - 24	567,5	818,4	920,8	306,3	83,7
Sep. - 24	873,7	785,1	932,5	313,9	873,4
Oct. - 24	1.530,3	751,3	945,3	313,7	1.529,6
Nov. - 24	1.044,5	811,9	936,1	313,7	1.040,6

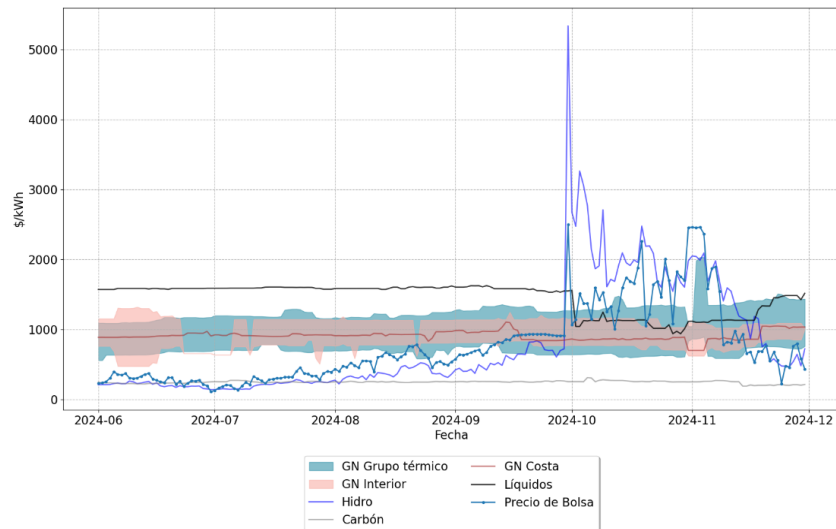
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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. Se incluye el impacto de la entrada en vigencia del mecanismo de sostenibilidad de la confiabilidad establecido por la CREG, en la cual, se reajusta el valor de las plantas hidro al alza, para forzar el embalsamiento de recurso hídrico, cuando el volumen útil se encuentra por debajo de la senda de referencia que evalúa la cantidad mínima de este recurso para atender la demanda futura de mediano plazo.

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

Figura 3-8: 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 de las ofertas aumentó desde el mes de julio cuando llegó a promedios cercanos a 145 \$/kWh, llegando a ubicarse a finales del mes de septiembre a precios cercanos a 800 \$/kWh, y, con la entrada del mecanismo de sostenibilidad mencionado, aumentó de forma significativa, llegando a estar en promedio a 5.333 \$/kWh el día 30 de septiembre. Con esto, Durante septiembre, se observó un promedio de ofertas hidro para septiembre de 743 \$/kWh, para octubre de 2.063,8 \$/kWh y para noviembre de 1.191 \$/kWh.

Los precios de oferta de las plantas a carbón fueron similares a los presentados el trimestre anterior, alrededor de 256\$/kWh. Para el mes de noviembre se observó una disminución, llegando a 227,2 \$/kWh.

Para las plantas que funcionan con Gas Natural deben presentar precios para cada una de sus configuraciones. Para estas plantas, ubicadas al interior del país, se observó que el comportamiento de sus precios ofertados, oscilaron con un promedio de 775,15 \$/kWh para las configuraciones más económicas durante el trimestre, mientras que, para las configuraciones más costosas, se tuvieron valores promedio trimestral de 1.113,4 \$/kWh.

Para las plantas del grupo térmico (Flores, Tebsa y Termocandelaria), sus ofertas de configuraciones más económicas, en promedio trimestral en 682,4 \$/kWh para sus configuraciones más económicas, y para las configuraciones más costosas, se observaron valores promedio de 1.356,9 \$/kWh para el trimestre septiembre – noviembre de 2024.

Otras plantas de la costa diferentes al grupo térmico vieron no cuentan con configuraciones por lo que se observa un promedio trimestral cercano a los 899,9 \$/kWh.

Finalmente, las plantas de generación que usan combustibles líquidos tuvieron valores promedio de 1.310,0 \$/kWh durante el trimestre.

La Tabla 3-4 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista por tipo de recurso energético.

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

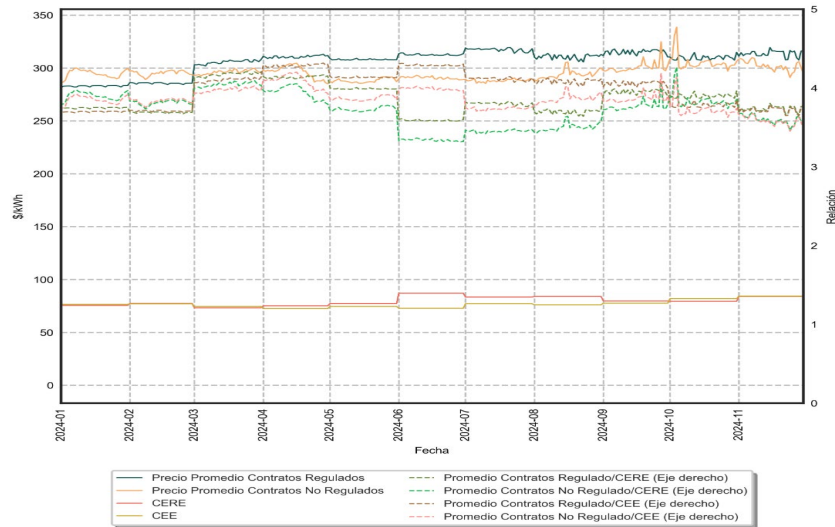
Mes	Hidro	Carbón	Costa GN	Costa GN GT min	Costa GN GT máx.	Interior GN min	Interior GN máx.	Líquidos
Jun. - 24	208,2	235,1	906,8	655,9	1.133,1	656,5	1.096,3	1.583,0
Jul. - 24	211,3	253,6	917,5	706,5	1.203,2	743,9	1.080,5	1.593,6
Ago. - 24	372,3	250,9	925,8	674,6	1.201,0	778,7	1.125,5	1.591,6
Sep. - 24	743,4	256,2	921,0	696,9	1.297,3	805,9	1.151,1	1.583,0
Oct. - 24	2.063,8	262,9	862,7	630,2	1.323,7	749,9	1.116,5	1.103,8
Nov. - 24	1.191,7	227,2	933,4	692,4	1.439,5	768,8	1.067,4	1.249,8

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 desde enero de 2024. En la gráfica se presentan los valores de CERE y CEE calculados por XM, así como la relación entre los precios promedio de contratos y el CERE.

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



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

Durante el trimestre, los precios promedio, tanto para contratos en el Mercado Regulado, como para el no regulado, fueron estables. Para el mercado de contratos no regulados, el promedio trimestral estuvo alrededor de 294 \$/kWh.

En cuanto a los contratos Regulados, estuvieron alrededor de 308 \$/kWh. El CERE tuvo una disminución de 5,6% en septiembre frente a agosto, continuando con una disminución de 0,3% de septiembre a octubre, y aumentó, cerca de 4,5\$ entre octubre y noviembre, equivalente a un aumento de 5,6%. No obstante, durante los meses de septiembre y octubre, el CERE tuvo una disminución. La Tabla 3-5 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

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

Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE
Jun. - 24	288,8	311,8	87,1	72,9	3,3	3,6
Jul. - 24	285,4	313,9	83,5	77,1	3,4	3,8
Ago. - 24	287,8	305,7	84,0	76,0	3,4	3,6
Sep. - 24	295,8	310,4	79,7	77,7	3,7	3,9
Oct. - 24	297,0	307,2	79,5	81,9	3,7	3,9
Nov. - 24	291,0	307,5	84,0	84,3	3,5	3,7

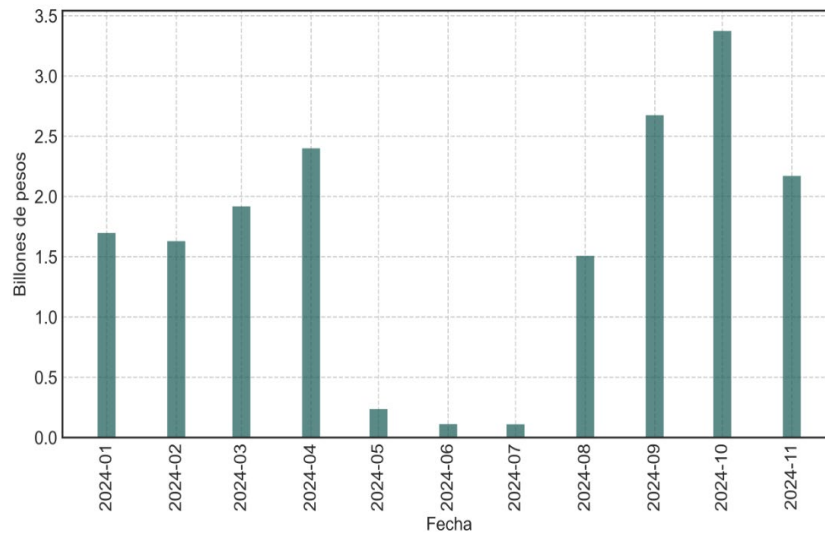
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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).

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

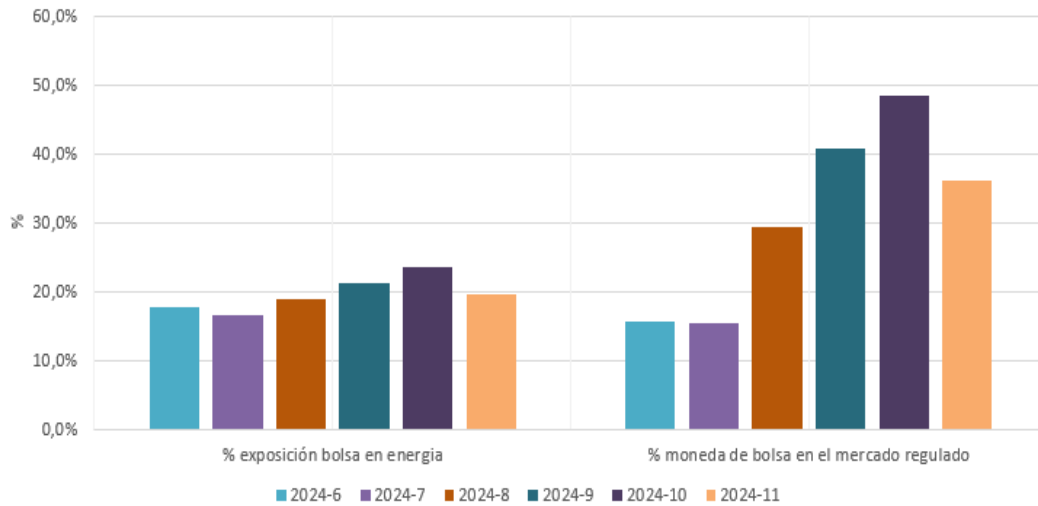


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El costo evitado fue superior para el trimestre septiembre – noviembre, comparado contra el trimestre junio – agosto de 2024. Para el trimestre junio – agosto, el costo evitado fue cercano a 1,72 Billones de pesos, mientras que para el trimestre septiembre – noviembre fue cercano a 8,21 Billones de pesos. Durante septiembre, el costo evitado fue cercano a 2,67 Billones de pesos, para octubre, fue de cerca de 3,37 Billones de pesos y para noviembre, fue cercano a 2,17 Billones de pesos. Esto, teniendo en cuenta que durante octubre el precio de bolsa aumentó, debido al uso del mecanismo de sostenibilidad de la confiabilidad establecido por la CREG.

En cuanto a la exposición en bolsa, se observa que la misma aumentó en relación al trimestre anterior pasando de 17,8% a 21,5% en el promedio trimestral. Para septiembre, la exposición en bolsa fue de 21,2%, para octubre 23,6%, y para noviembre fue de 19,6%. Al observar el impacto de esa exposición en el Mercado Regulado, en términos monetarios, la exposición de bolsa en septiembre, implicó que el porcentaje de dinero de transacciones en bolsa para el Mercado Regulado, fuera cerca de 40,9%. Para el mes de octubre, este porcentaje pasó a 48,5%, para el mes de noviembre, dado que el precio de bolsa disminuyó, el volumen de dinero de bolsa en el Mercado Regulado fue de 36,1% (ver Figura 3-11).

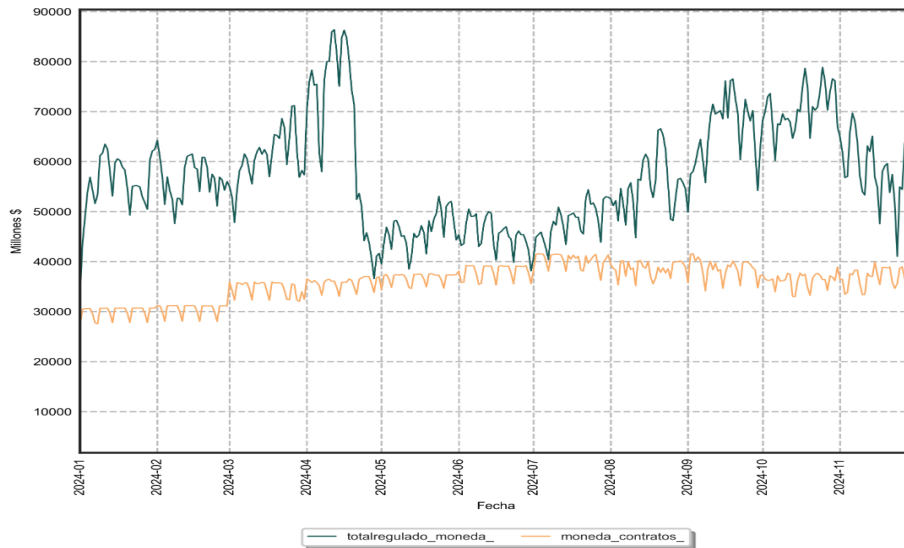
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



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

En cuanto al tamaño del Mercado Regulado, en septiembre fue cercano a 65.880 millones de pesos al día (27.340 millones en bolsa y 38.540 millones en contratos), en octubre fue cercano a 70.660 millones de pesos (34.370 millones en bolsa – 36.290 millones en contratos), y en el mes de noviembre fue cercano a 58.360 millones de pesos (21.490 millones en bolsa – 36.870 millones 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:

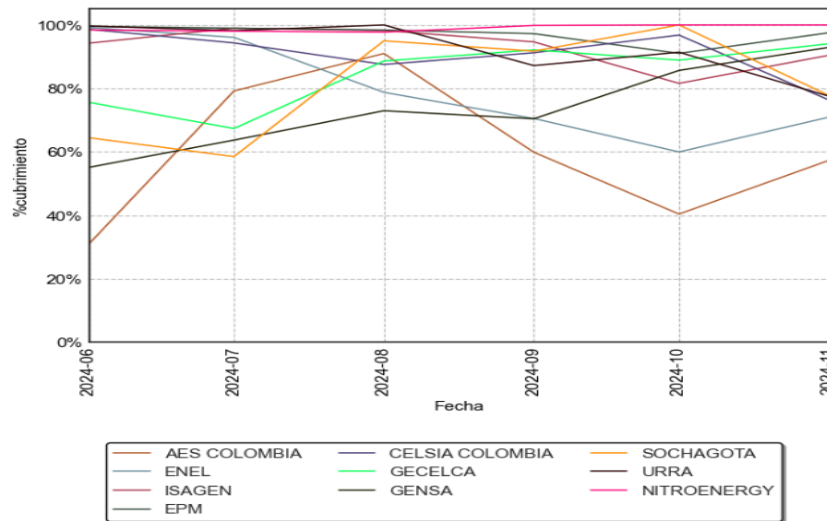
CC: Compras de energía en contratos

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. Se observa, que los agentes AES Colombia y Enel tuvieron el más bajo cubrimiento durante los meses entre octubre y noviembre teniendo que comprar en bolsa para cubrir sus ventas. Así mismo, los agentes Sochagota, Celsia Colombia y Urrá, disminuyeron el indicador durante el trimestre, quedando cerca de 78% de cubrimiento. El agente Gensa, aumentó el indicador que tenía en cerca de 70% en agosto de 2024, a cerca del 90%. Finalmente, los agentes NitroEnergy Enel, tuvieron el indicador alto, cerrando en cerca del 100% de cubrimiento durante el trimestre.

Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



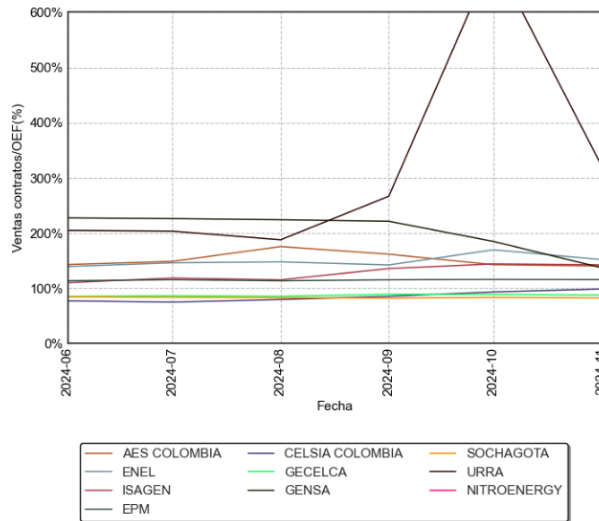
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.2.2. Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

El indicador de ventas en contratos sobre Obligaciones de Energía Firme, permite 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 los agentes Celsia, Gecelca y Sochagota, han tenido ventas en contratos inferiores a sus obligaciones de energía en firme. Los agentes Gensa y Urrá, tuvieron ventas en contratos superiores a sus obligaciones de energía en firme. En el caso de Gensa, el agente disminuyó sus ventas en contratos durante el trimestre, acercándose tener ventas en contratos 37% superiores a sus OEF. Nitroenergy, tiene ventas en contratos cercanas a 19 veces sus obligaciones de energía en firme. Aes e Isagén, cuentan con ventas en contratos superiores a sus OEF en cerca de 40%, mientras que Enel, se acerca a unas ventas en contratos 50% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. EPM por su parte, tiene este indicador en 115%, lo que significa que sus ventas en contratos son 15% superiores a sus OEF.

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

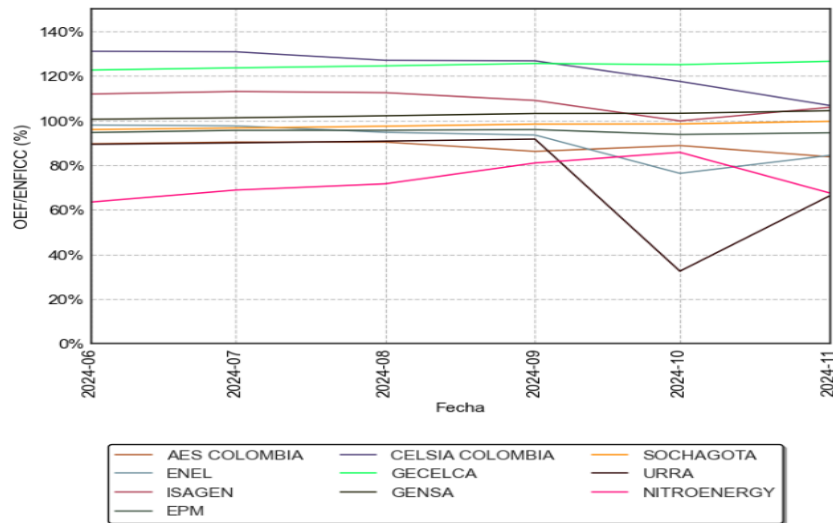


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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. El agente Gecelca tuvo sus OEF un 11,5% por encima de su Enficc. El agente Celsia Colombia disminuyó esta relación, siendo sus OEF, 7% superiores a su ENFICC durante el trimestre. Así mismo, los agentes Isagén, Gensa y Sochagota y EPM, estuvieron dentro de +/- 6% de su Enficc. Los agentes NitroEnergy y Urra, cerraron el trimestre con unas OEF cercanas al 67% de su Enficc.

Figura 3-15: OEF/ENFICC



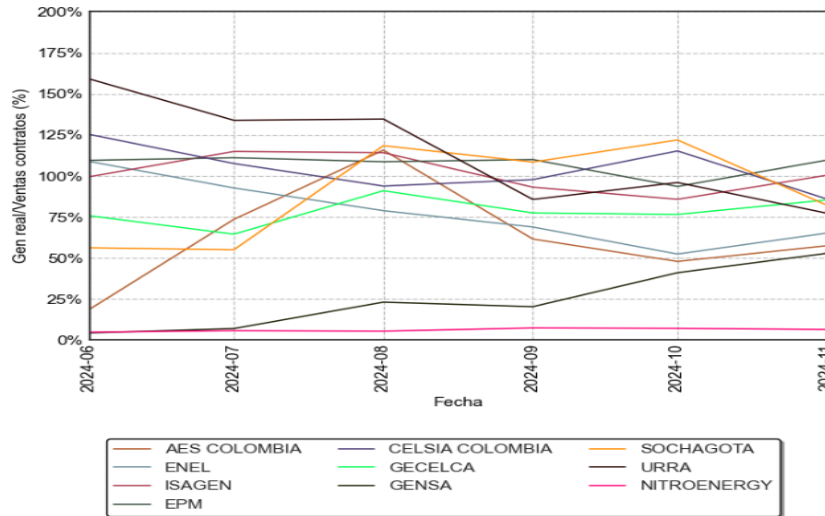
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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. En este caso, 100% significa que el agente genera igual a lo que vende en contratos.

Durante el trimestre, el agente Nitroenergy tuvo el indicador más bajo, con una generación real cercana al 7% de sus ventas en contratos. El agente Gensa aumentó el indicador durante el periodo, pasando de cerca de un 25% en septiembre de 2024, a un 52% en noviembre. Los agentes Aes Colombia y Enel finalizaron el periodo, con el indicador entre 57% y 63% de generación real vs sus ventas en contratos. Los agentes Gecelca, Sochagota, Urrá y Celsia, tuvieron este indicador entre 75% y 95%. (ver Figura 3-16). Finalmente, EPM tuvo este indicador por encima de 100%, es decir generaron más que sus ventas en contratos (cerca de 10% por arriba).

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



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

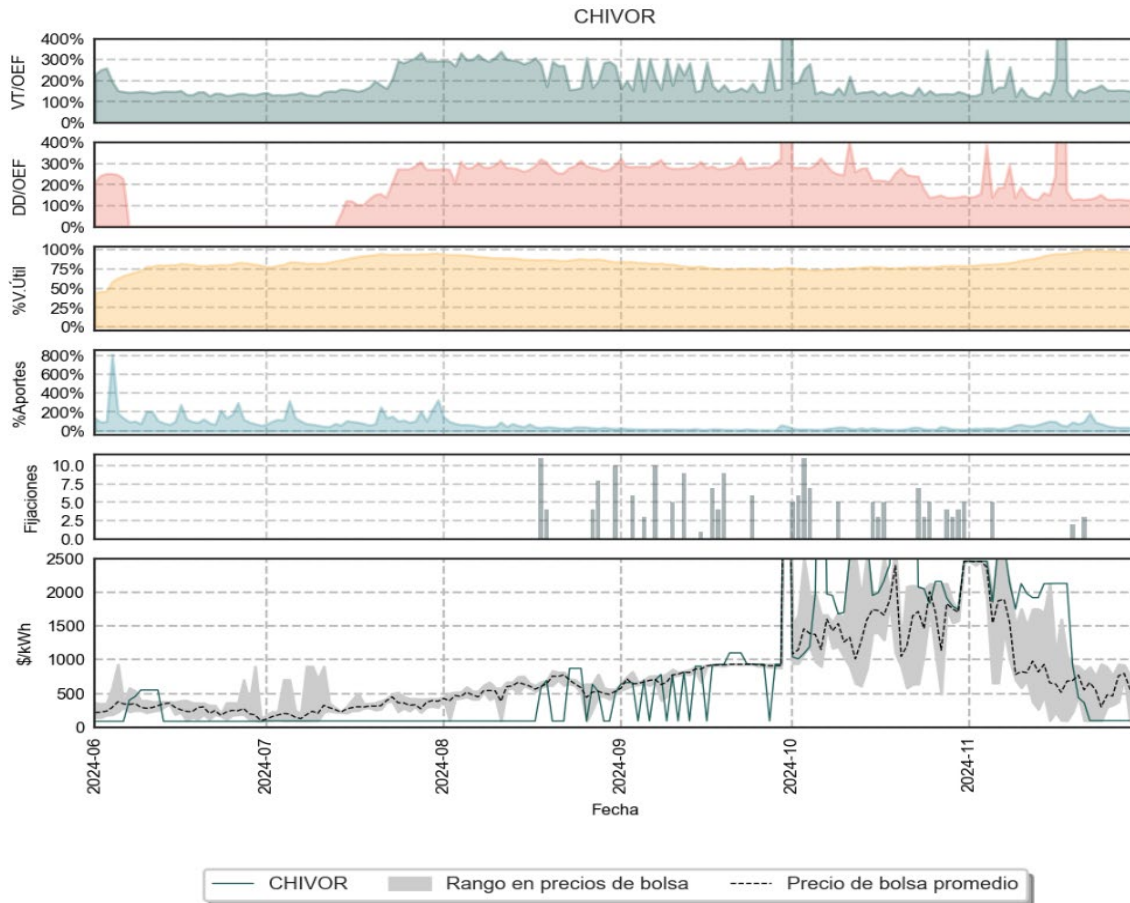
3.2.5. Comparación de variables por agente

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

AES Colombia:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P., fueron en promedio 115,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo. (ver Figura 3-17).

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



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 204,0% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. tuvo un promedio de 78,7% durante el mes de septiembre, mientras que para el mes de octubre el promedio fue de 76,9%, y durante noviembre, fue de 91,3%.

Al revisar los aportes, los mismos fueron de 20,9% para el mes de septiembre, 24,7% para el mes de octubre, y 60,3% para el mes de noviembre.

En la Tabla 3-6 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre junio - agosto.

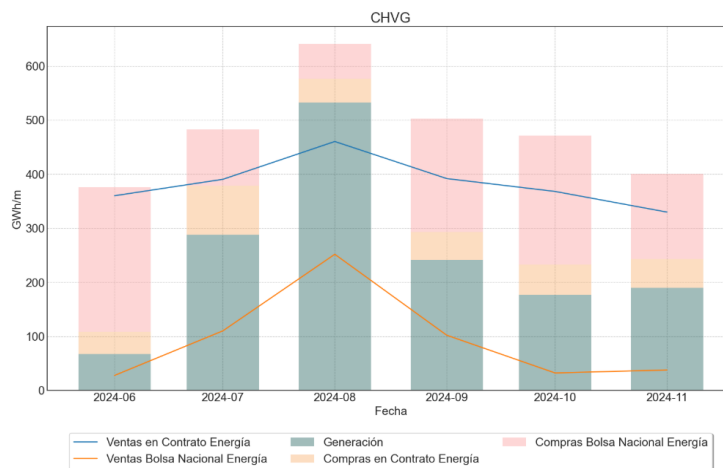
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	1.719,5	1.688,0	1.651,2	90,4	7.401,1

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 y bolsa. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 363.1GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 57.3GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 202.3GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 53.7GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 202.3GWh/mes.

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

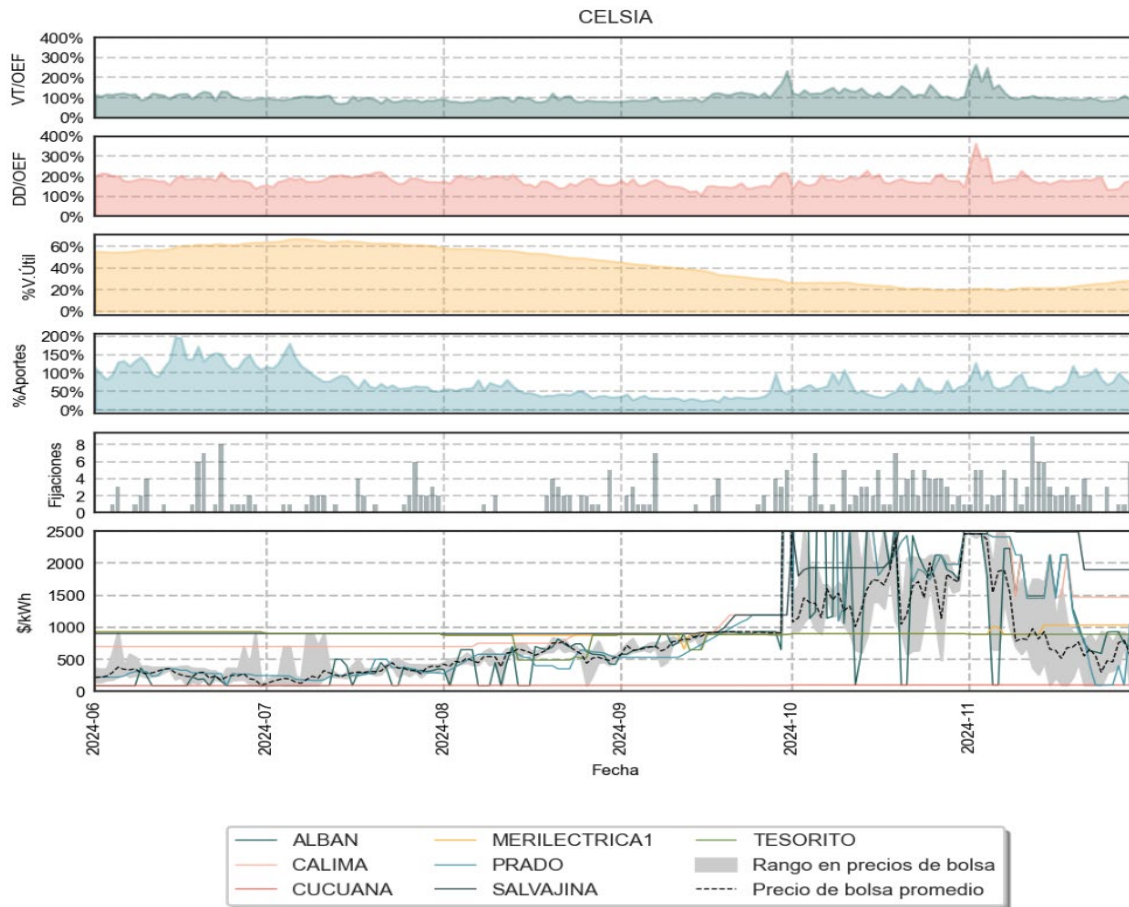


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Celsia:

Para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 16,6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-19).

Figura 3-19: Comparación de variables: Celsia.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 76,8% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre, el volumen útil registró valores promedio de 36,8% en promedio para septiembre, 23,8% en octubre, y para noviembre tuvieron un promedio de 23,3%.

Respecto a los aportes, se registraron valores promedio de 36,1% para septiembre, 60,4% para octubre y 79,7% para el mes de noviembre, en relación al percentil 95 de los aportes históricos del agente.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 3-7.

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

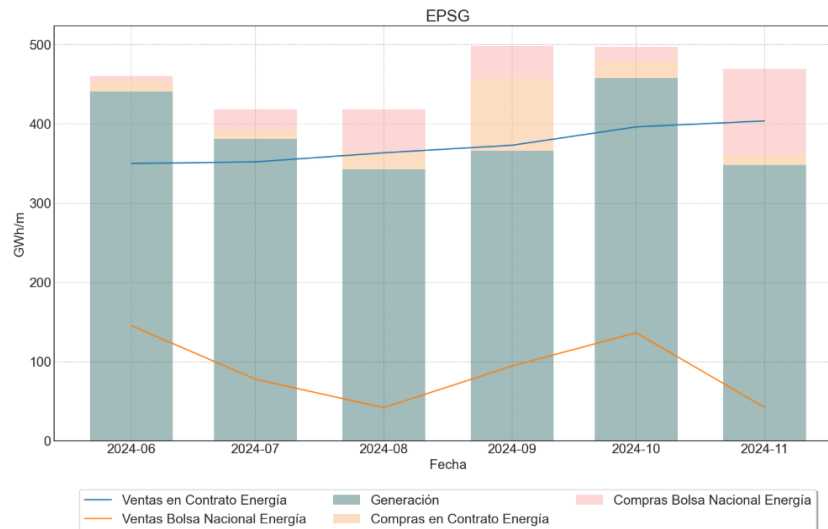
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	1.622,2	1.040,0	1.521,3	94,7	7.255,7
Calima	2.081,4	1.470,0	1.682,7	899,0	7.310,3
Cucuana	95,7	96,7	2,5	92,4	99,1
Merilectrica 1	918,5	898,0	63,4	658,2	1.034,0
Prado	1.902,9	1.450,0	1.807,0	94,7	7.310,3
Salvajina	1.867,3	1.930,0	678,1	900,0	2.734,0
El Tesorito	883,3	889,3	44,0	647,7	898,0

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

En cuanto al balance de ventas en contratos vs. respaldos se observa que, el agente Celsia tuvo una generación aproximada a sus ventas. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 390.7GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 91.0GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 390.3GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 41.6GWh/mes.

Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 56.1GWh/mes (ver Figura 3-20).

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

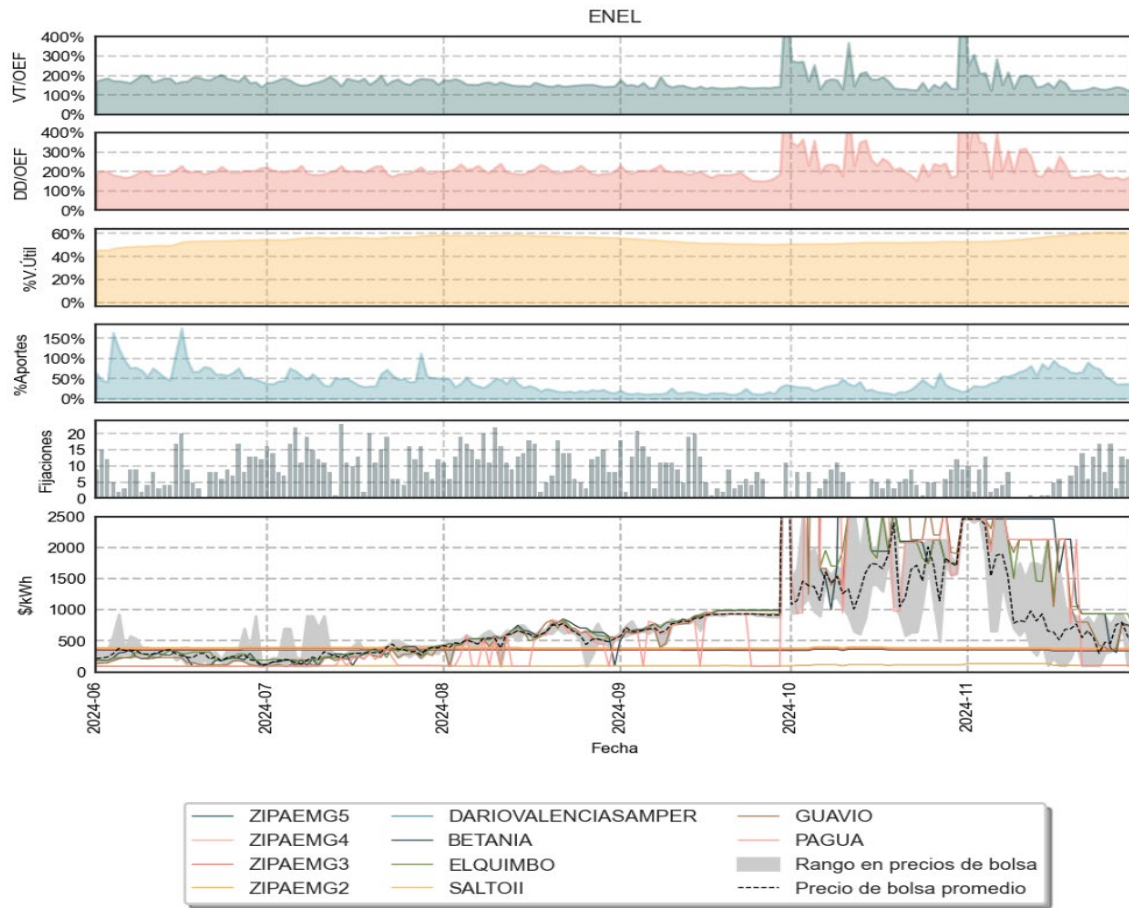


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Enel:

Durante el trimestre, las ventas totales de energía de ENEL COLOMBIA SA ESP fueron en promedio 75,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (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, la misma fue en promedio, 142,6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de ENEL COLOMBIA SA ESP, durante septiembre su promedio fue de 52,6%, mientras que para octubre fue de 52,2%, y 57,5% para el mes de noviembre.

Los aportes de ENEL COLOMBIA SA ESP, fueron 15,7% en septiembre, para octubre se encontraron en promedio en 28,9%, y en el mes de noviembre fueron 58,3%. La Tabla 3-8 presenta los estadísticos de precios para este agente.

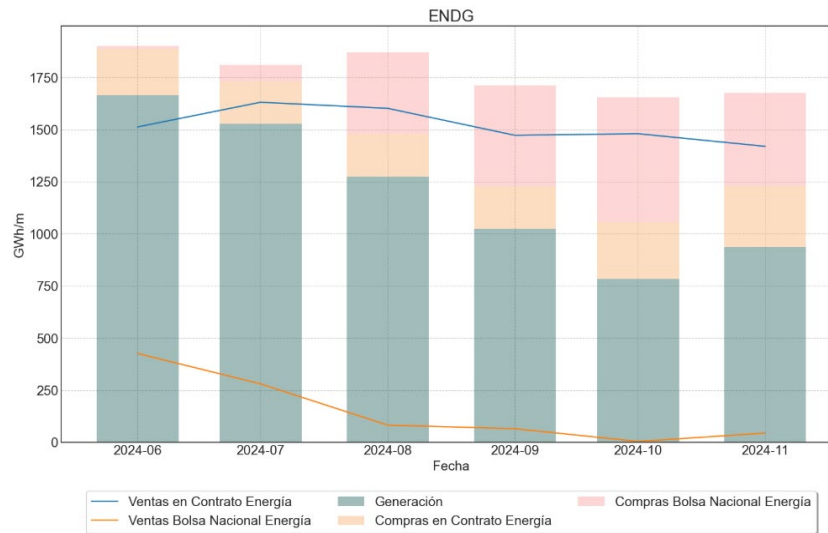
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	1.982,2	1.741,0	1.676,4	310,0	7.310,3
Darío Valencia Samper	108,4	103,6	13,5	94,8	135,2
El Quimbo	1.883,0	1.665,0	1.567,6	557,0	7.310,3
Guavio	1.920,4	1.552,0	1.589,4	330,0	7.255,7
Pagua	1.719,4	1.500,0	1.705,1	90,4	7.310,3
Salto II	108,8	103,8	13,6	94,9	135,3
Zipa 2	386,7	384,0	6,5	379,1	401,0
Zipa 3	358,2	358,0	8,2	345,9	375,0
Zipa 4	370,9	368,0	6,5	363,2	385,0
Zipa 5	349,1	350,2	7,1	338,2	362,4

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 1457.3GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 37.9GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 914.2GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 255.9 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 510.4GWh/mes. (ver Figura 3-22).

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

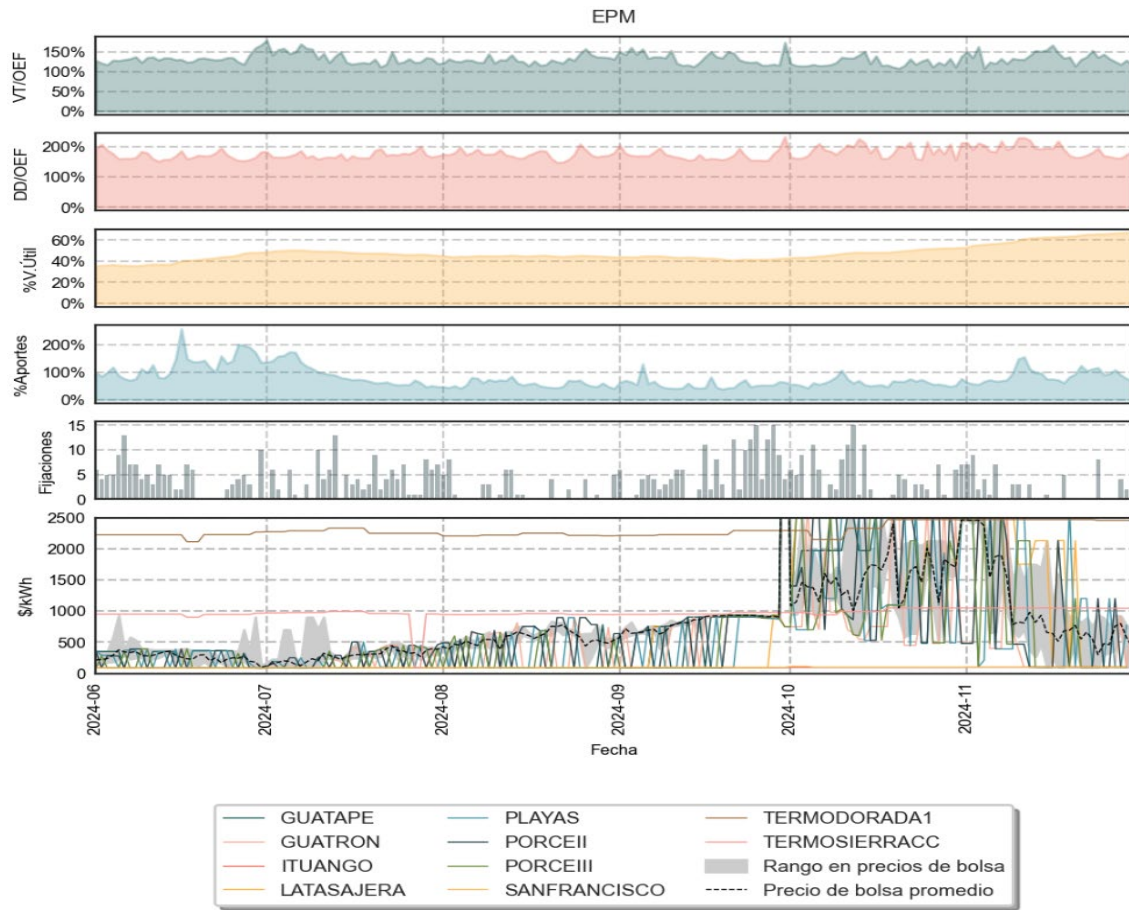


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

EPM:

Para EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. las ventas totales de energía fueron 31,0% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el 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 82,3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre, el volumen útil registró valores promedio de 43,1% en para septiembre, 48,5% en octubre, y para noviembre tuvieron un promedio de 61,8%.

Respecto a los aportes, se registraron valores promedio de 55,7% para septiembre, 61,8% para octubre y 88,7% para el mes de noviembre, en relación al percentil 95 histórico.

La figura presenta para la planta de ciclo combinado Termosierra, la evolución de precios de su configuración más económica. La Tabla 3-9 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

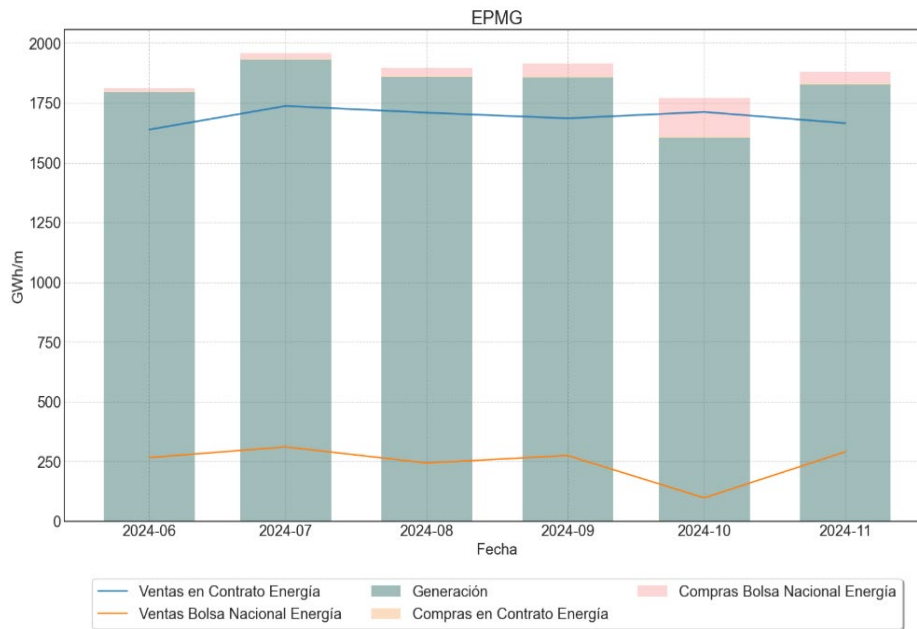
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatapé	1.946,7	2.459,5	1.089,9	90,4	7.233,2
Guatrón	733,5	700,0	724,4	96,9	2.712,0
Ituango	94,0	94,7	2,8	90,4	97,1
La Tasajera	1.500,2	2.126,3	1.326,1	90,4	7.233,2
Playas	980,5	702,0	1.108,6	96,9	7.233,2
Porce II	1.124,11	868,5	1.120,3	90,4	7.233,2
Porce III	872,69	701,0	860,4	90,4	2.716,7
San Francisco	98,59	98,6	3,0	96,9	111,9
Termodorada 1	2.351,8	2.326,7	115,5	2145,6	2.465,4
Termosierra CC (configuración más económica)	1.004,1	991,1	43,9	939,5	1.047,7
Termosierra CC (configuración más costosa)	2.065,2	2.065,0	38,6	1.991,9	2.123,1

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

El agente EPM cubrió las ventas en contratos durante el trimestre con su propia generación. El agente tuvo excedentes para vender en bolsa. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 1688.0GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 221.5GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 1763.5GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 4.5GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 88.9GWh/mes. (ver Figura 3-24).

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

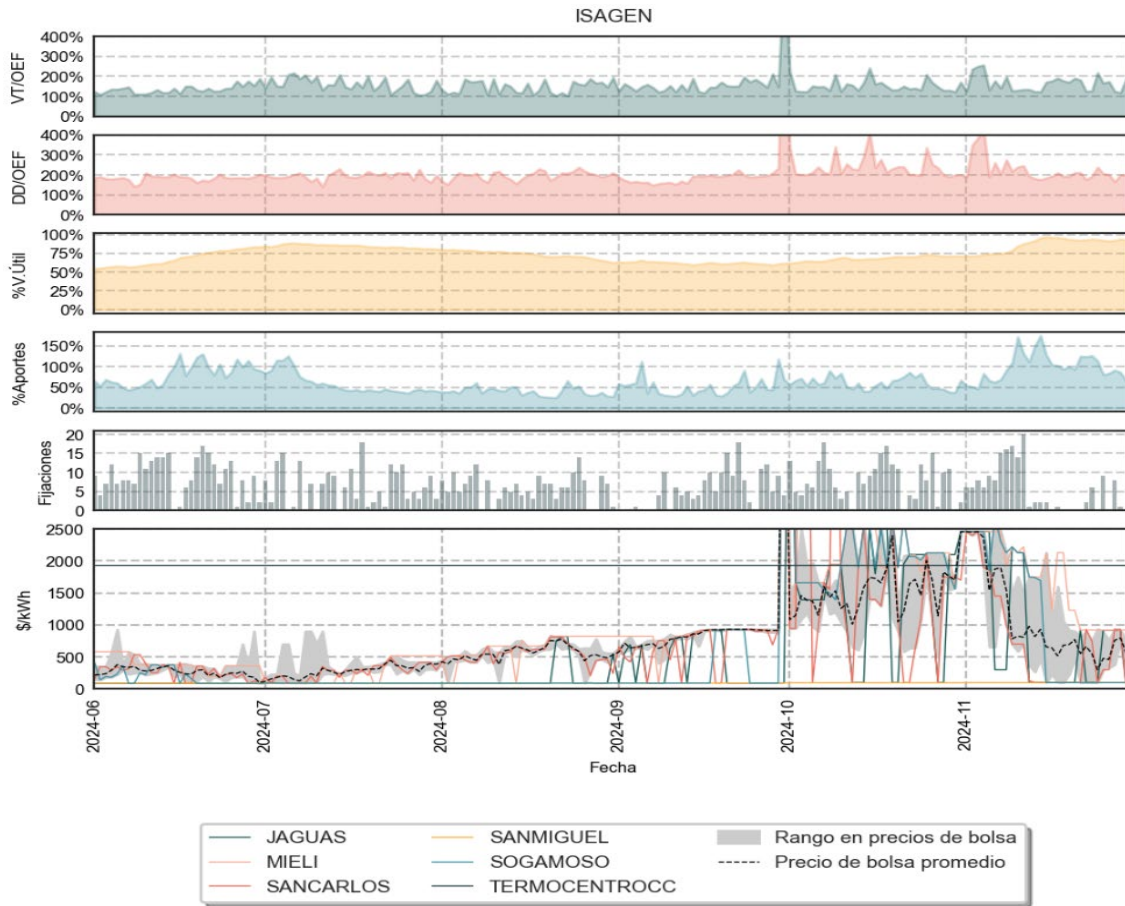


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Las ventas totales de energía de ISAGEN S.A. E.S.P. fueron en promedio, 63,2% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado(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.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, se registró un valor promedio de 127,0% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

El volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 62,1% en septiembre, 68,3% en octubre, y 87,0% en noviembre.

Durante el trimestre, los aportes que recibió el agente fueron en promedio 52,3% de su percentil 95 para septiembre, 61,0% durante octubre, y 98,5% durante noviembre.

La Tabla 3-10 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios ofertados para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista.

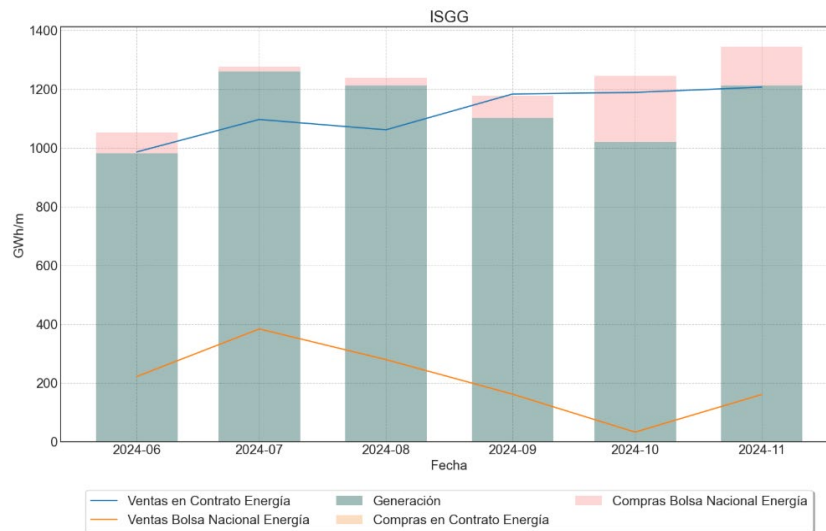
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	976,7	757,0	1.107,6	90,4	7.239,0
Miel I	1.602,0	1.660,9	893,9	90,4	7.233,2
San Carlos	1.169,8	903,6	1.466,4	90,4	7.310,3
San Miguel	94,0	94,7	2,8	90,4	97,1
Sogamoso	1.275,6	1.446,5	1.335,9	90,4	7.239,0
Termocentro CC (configuración más económica)	1.934,4	1.934,4	-	1.934,4	1.934,4
Termocentro CC (configuración más costosa)	2.588,7	2.596,2	31,3	2.459,5	2.596,2

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

Para el agente Isagen, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 1192.5GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 118.5GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 1111.4GWh/mes. Así mismo, no presentó energía comprada vía contratos para este periodo. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 144.2GWh/mes. (ver Figura 3-26).

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

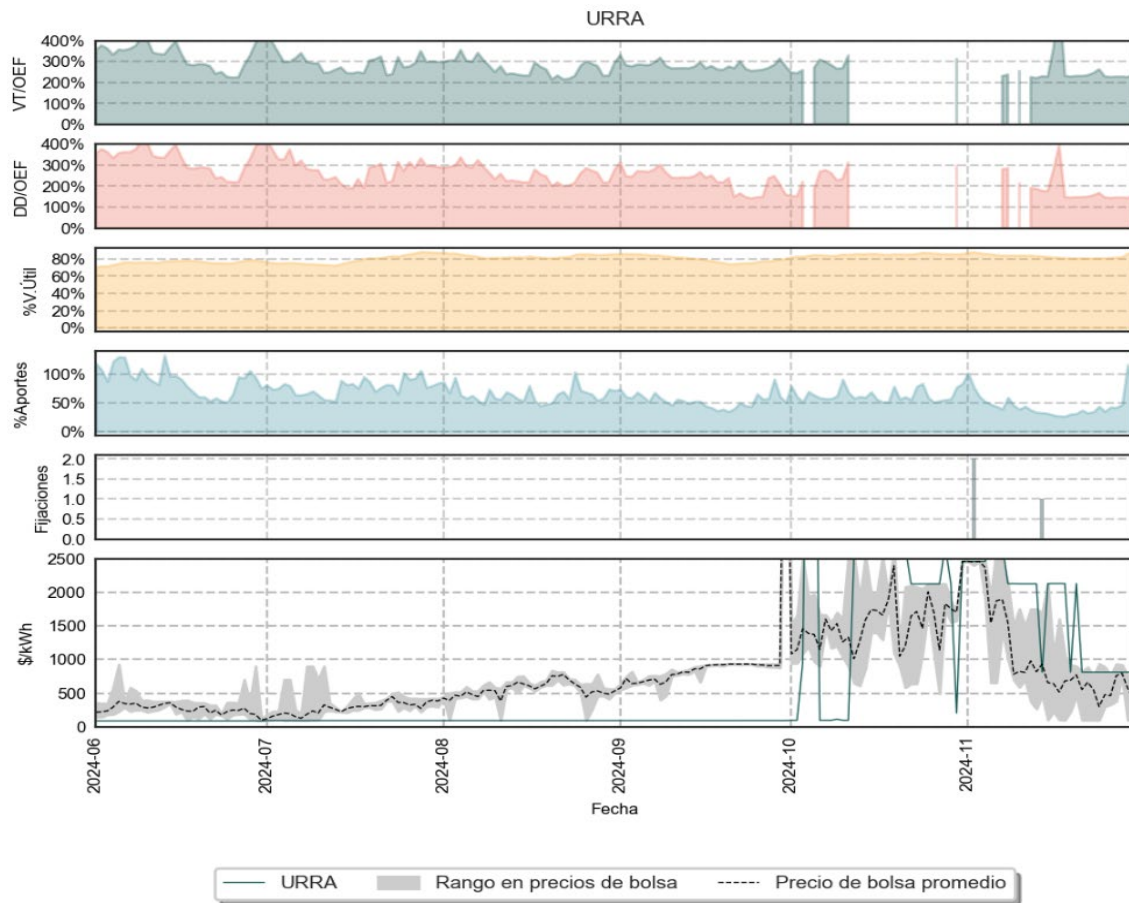


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Urrá:

Para el agente EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., las ventas totales de energía del trimestre, fueron en promedio 171,7% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 3-27).

Figura 3-27: Comparación de variables: Urrá.



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

Para este agente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 115,6% 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 80,4% en septiembre, 85,4% en octubre, y 83,6% para el mes de noviembre de 2024.

En cuanto a los aportes para el agente EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., estuvieron en promedio en 54,2% durante el mes de septiembre frente a su percentil 95 histórico, 64,1% en octubre, y 46,8% en noviembre.

La Tabla 3-11 presenta los estadísticos de precios para este agente.

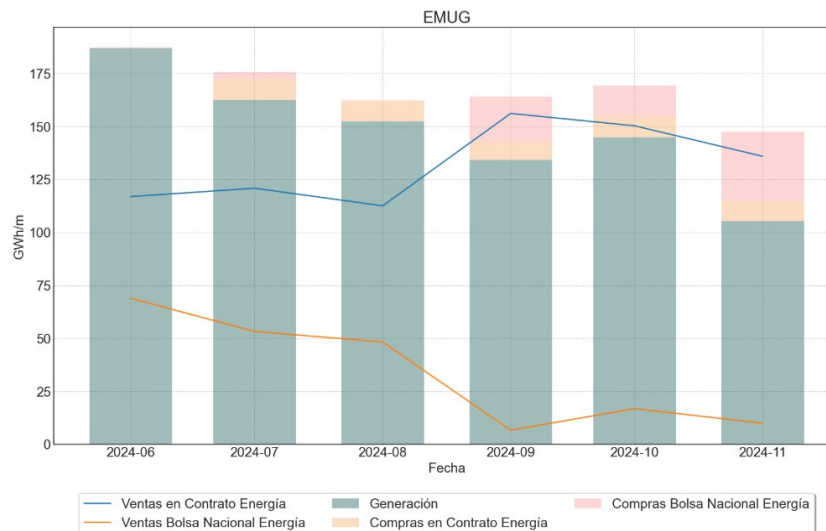
Tabla 3-11: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Urrá	1.276,0	811,5	1.388,1	90,5	7.310,3

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 147.5GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 11.2GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 128.2GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 9.3GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 22.8GWh/mes. (ver Figura 3-28).

Figura 3-28: Generación y compras de energía vs ventas - Urra



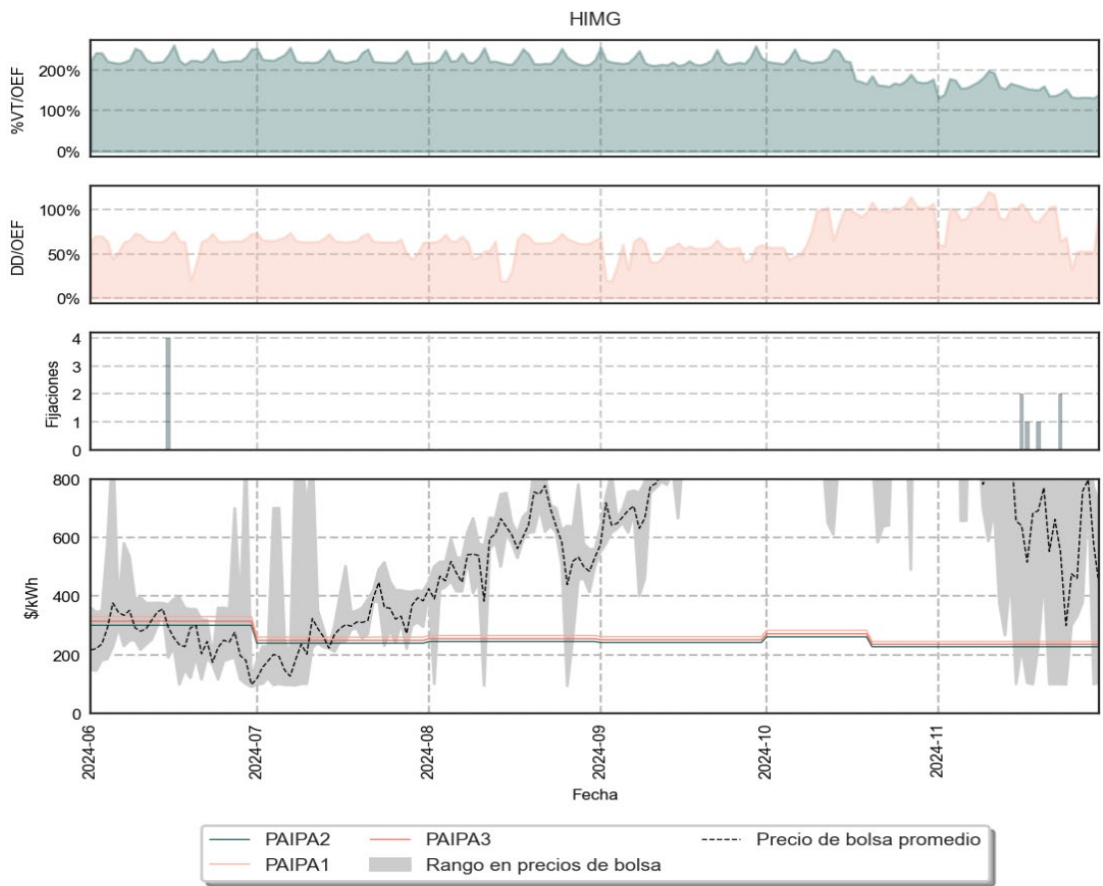
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gensa:

Las ventas totales del agente Gensa fueron 191,78% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, siendo inferiores en comparación a las del trimestre anterior(226,66%) (ver Figura 3-29).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 74,92% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 62,06%

Figura 3-29 Comparación de variables Gensa



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

La Tabla 3-12 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente.

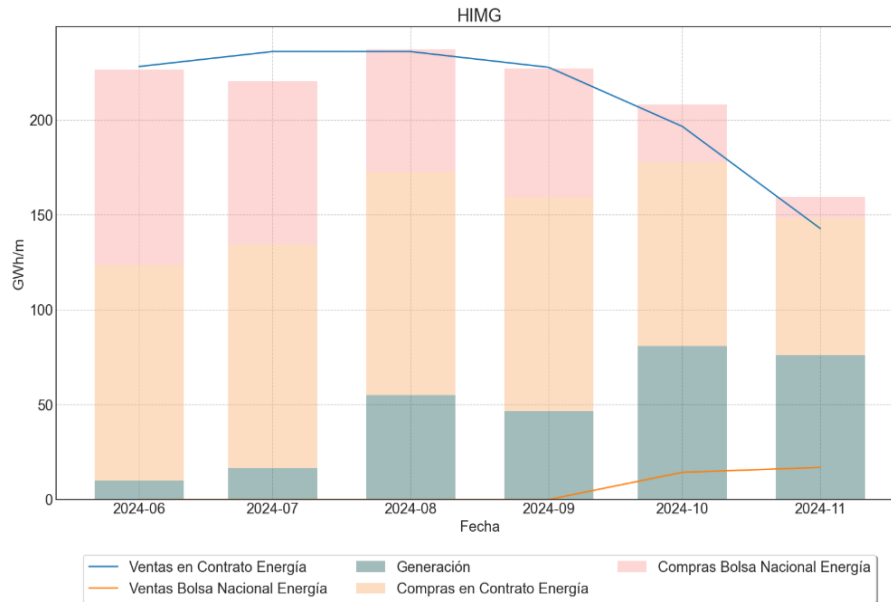
Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	258,2	261,4	14,8	244,7	283,0
Paipa2	238,8	241,3	13,0	227,0	260,9
Paipa3	247,9	250,7	13,9	235,3	271,3

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 189.0 GWh/mes, lo cual fue inferior a sus ventas en contratos para el trimestre anterior (233 GWh/día). Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 10.4 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 67.8 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 93.9 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 36.5 GWh/mes, siendo muy inferior frente al trimestre anterior (84,4 GWh/mes). (Ver Figura 3-30)

Figura 3-30: Generación y compras de energía vs ventas - Gensa



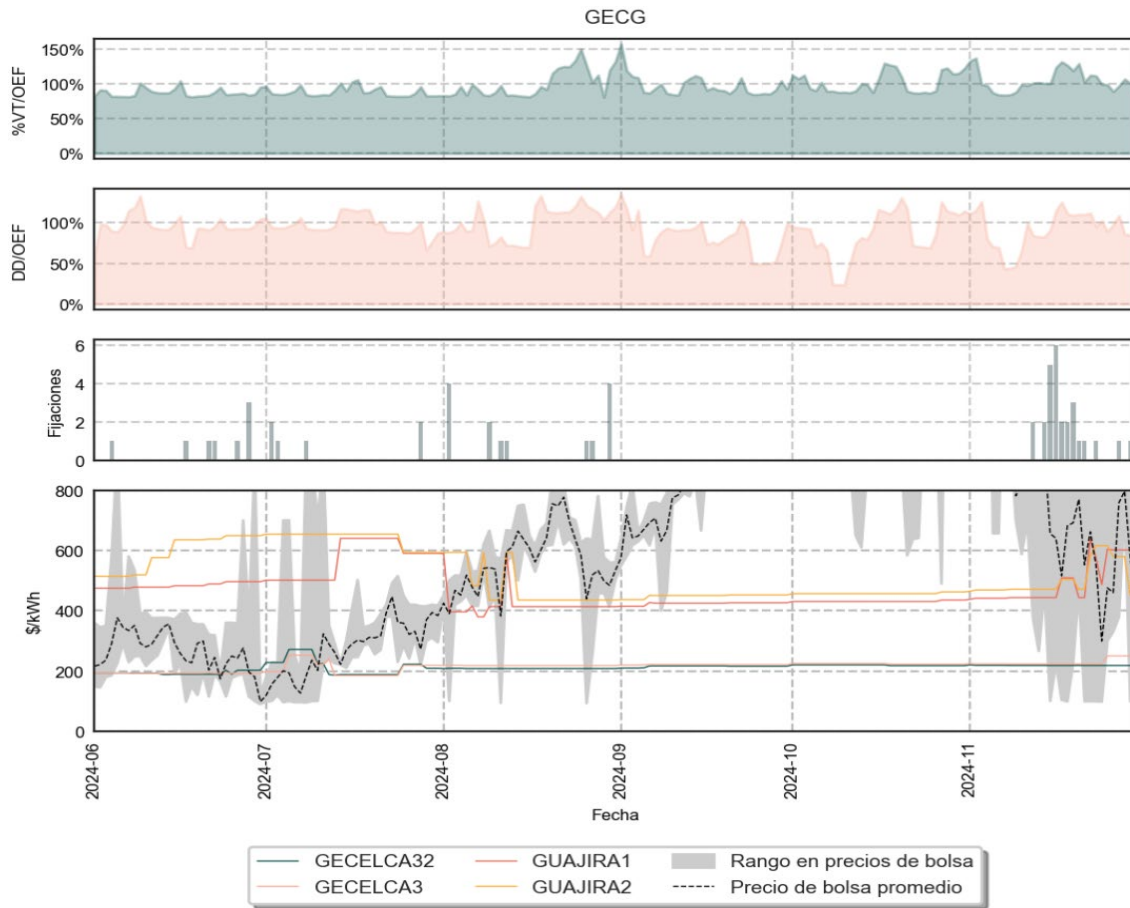
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gecelca:

Las ventas totales del agente fueron 101,43% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024,, siendo superiores en comparación a las del trimestre anterior(92,2%) (ver Figura 3-31).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 87,42% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 97,49%.

Figura 3-31 Comparación de variables Gecelca



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

La Tabla 3-13 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca.

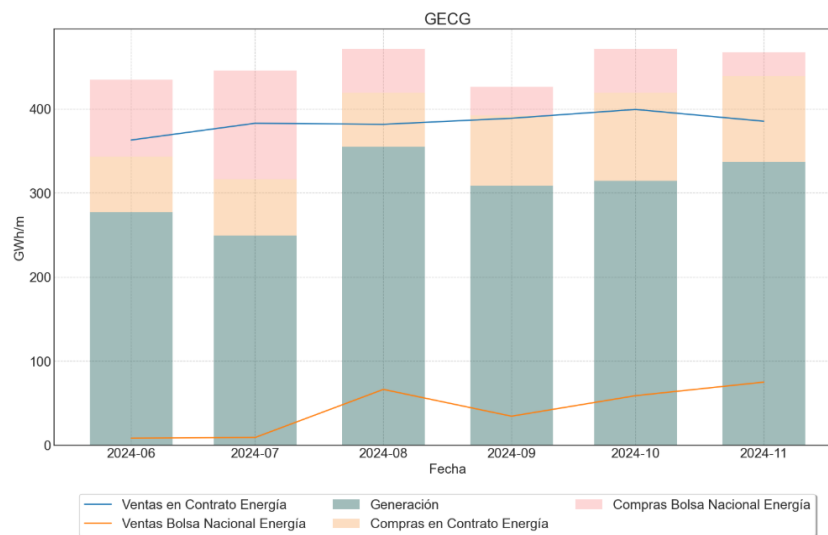
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Gecelca

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	224,5	223,1	7,0	219,3	250,9
Gecelca32	217,4	218,1	2,3	209,6	219,9
Guajira1	449,3	430,6	51,1	414,7	638,4
Guajira2	470,6	456,6	40,6	436,8	616,4

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 391.2GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 56.2GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 319.9GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 96.9GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 38.2GWh/mes. (ver Figura 3-32).

Figura 3-32: Generación y compras de energía vs ventas - Gecelca



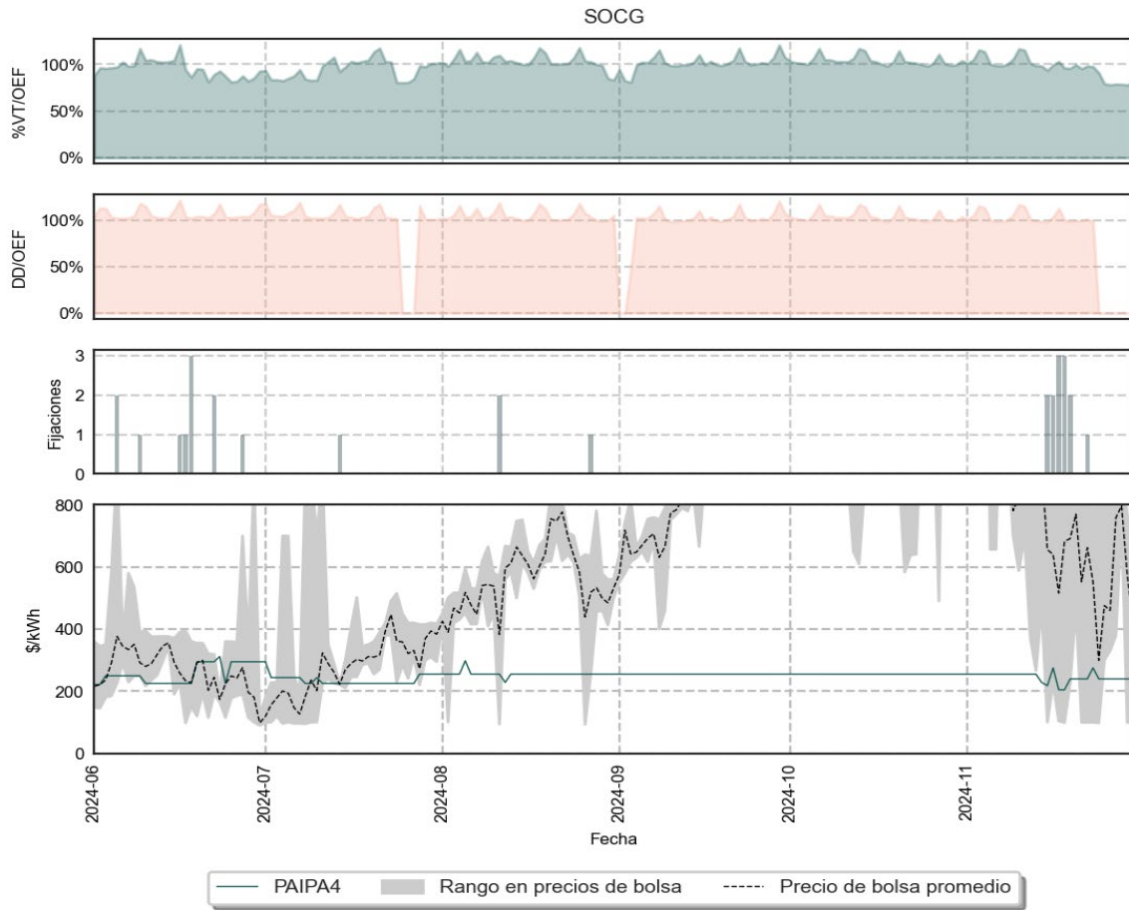
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Sochagota:

Las ventas totales del agente fueron 101,08% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, siendo similares en comparación a las del trimestre anterior(97,89%) (ver Figura 3-33).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 92,89% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 102,87%

Figura 3-33 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 204,5 \$/kWh y 275,1 \$/kWh (Tabla 3-14).

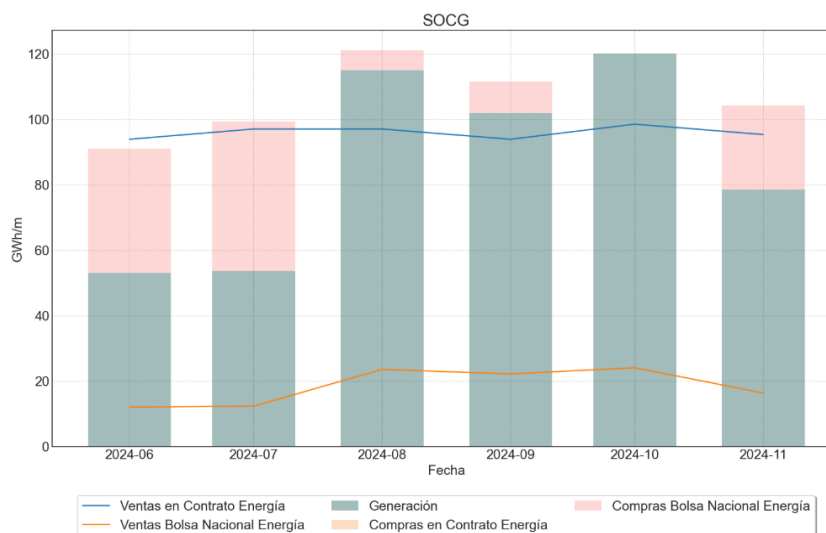
Tabla 3-14 Estadísticos básicos Sochagota

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	251,77	254,99	10,4	204,5	275,1

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 96.0GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 20.9GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 100.3GWh/mes. Así mismo, este agente no presenta energía comprada vía contratos durante el periodo. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 11.8GWh/mes. (ver Figura 3-34).

Figura 3-34: Generación y compras de energía vs ventas - Sochagota



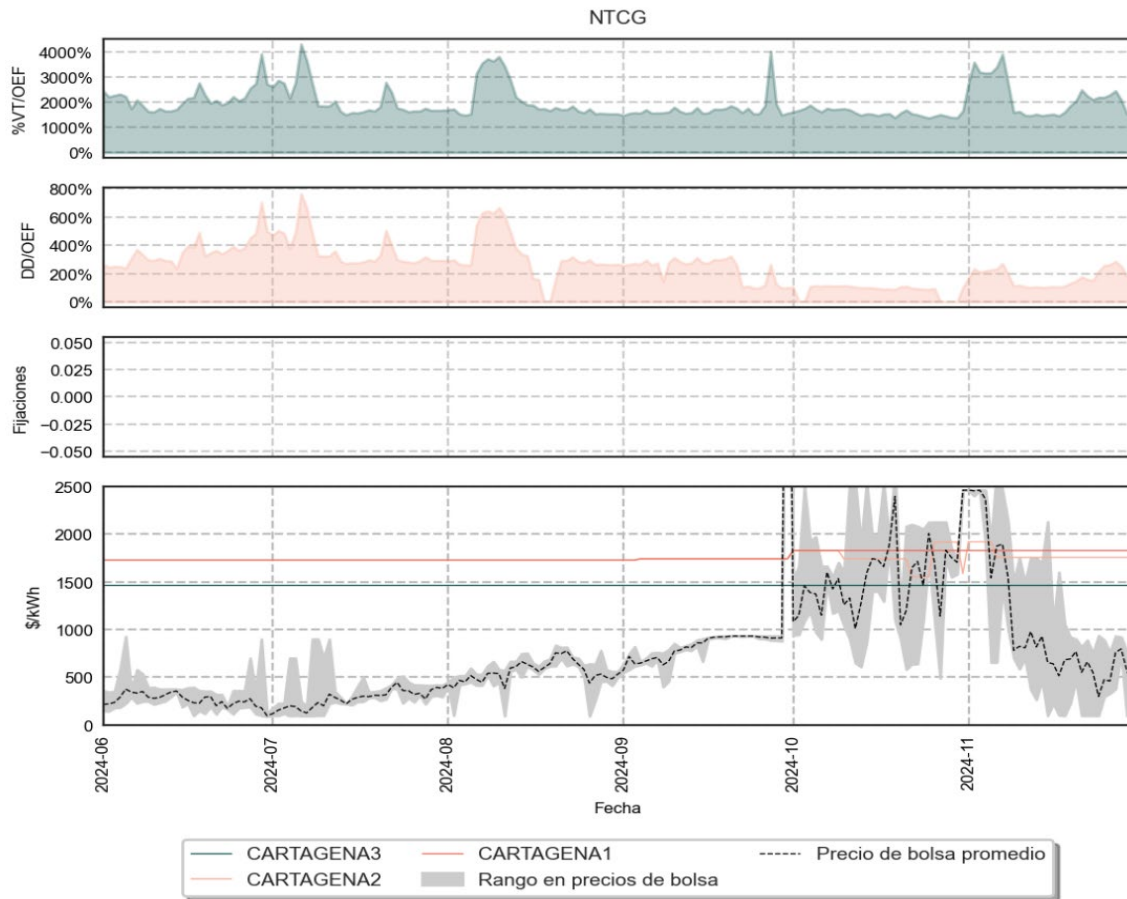
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Nitro Energy:

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

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 162,54% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que para el trimestre anterior, fue de 350,9% (ver Figura 3-35).

Figura 3-35: Comparación de variables Nitro Energy



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

Los estadísticos básicos de los precios ofertados del agente se presentan en la Tabla 3-15.

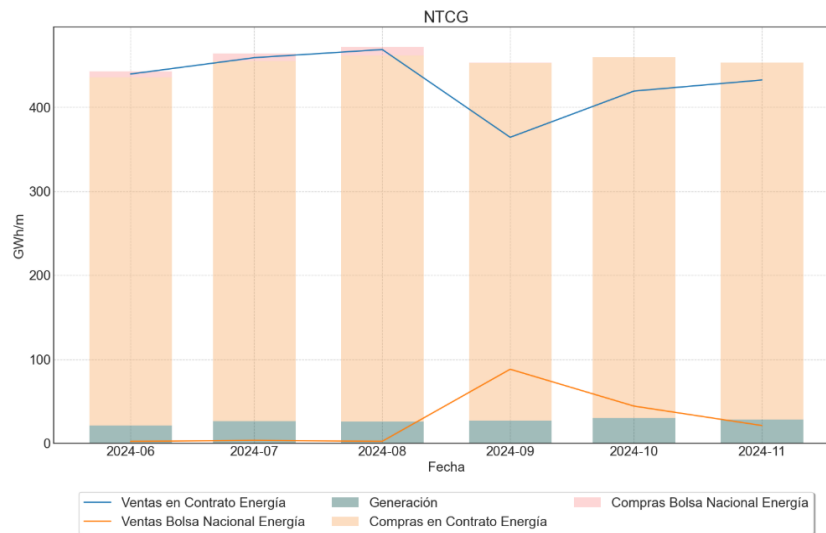
Tabla 3-15: Estadísticos básicos Nitro Energy

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Cartagena 1	1.797,7	1.826,8	41,9	1.726,2	1.826,8
Cartagena 2	1.761,6	1.739,8	75,3	1.553,5	1.918,9
Cartagena 3	1.463,4	1.463,4	-	1.463,4	1.463,4

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 405.1GWh/mes, cerca de 50GWh/mes menos que el trimestre anterior. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 51.2GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 28.3GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 426.5GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 0.3GWh/mes. (ver Figura 3-36).

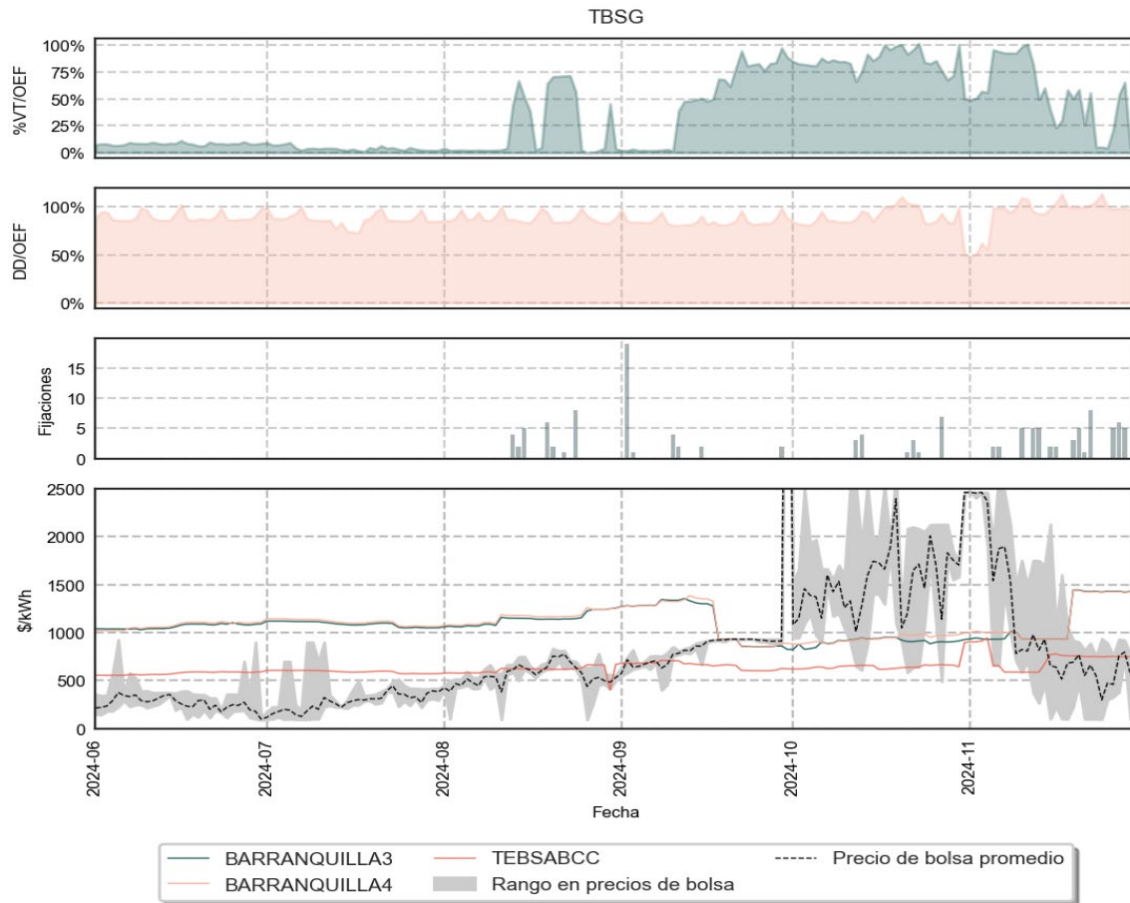
Figura 3-36: Generación y compras de energía vs ventas – Nitro Energy



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

TEBSA:

Figura 3-37 Comparación de variables TEBSA



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

La Tabla 3-16 presenta los estadísticos de precios ofertados para este agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	1.052,4	932,1	215,3	822,5	1.443,6
Barranquilla4	1.070,4	972,4	206,3	849,4	1.438,2
TEBSA CC (Configuración más económica)	678,8	659,9	76,2	587,7	944,9
TEBSA CC (Configuración más costosa)	1.842,9	1.819,5	167,3	1.618,8	2.459,5

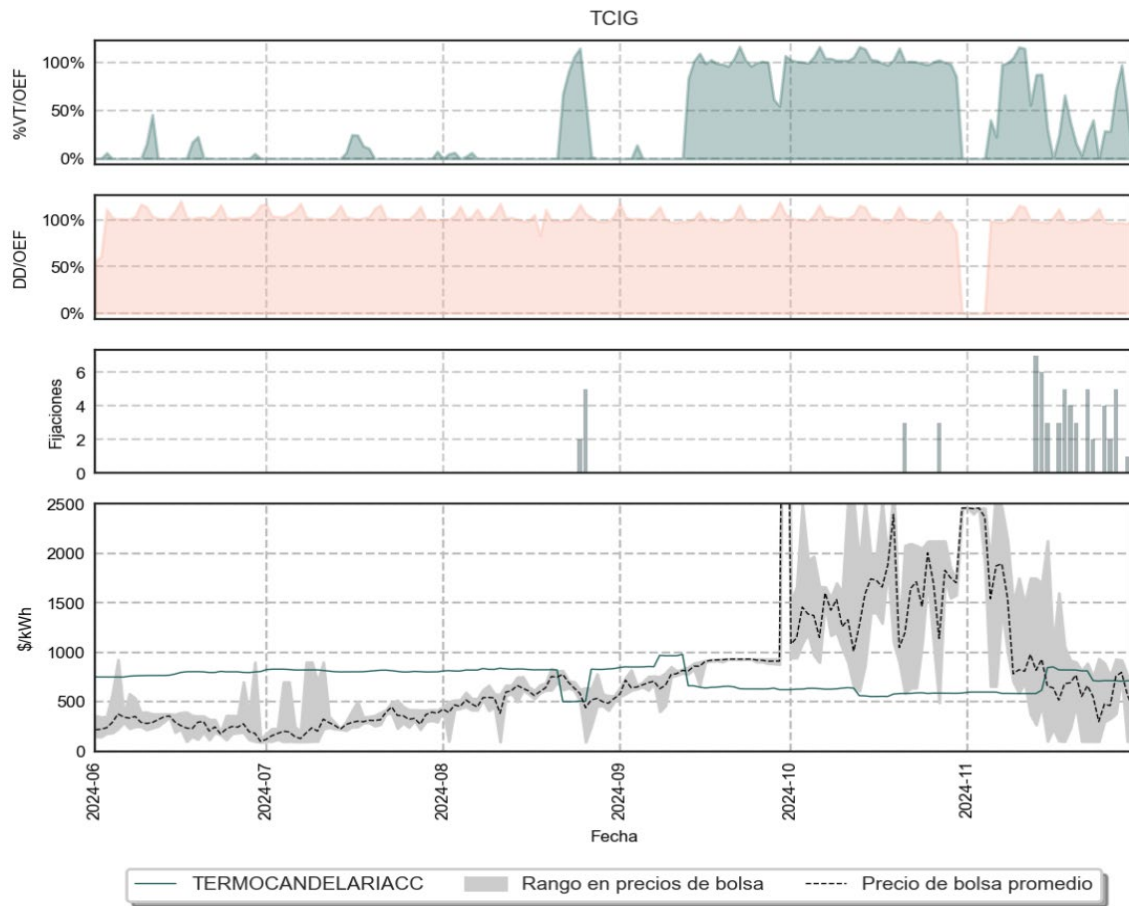
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termocandelaria:

Las ventas totales del agente Termocandelaria fueron 67,35% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre – noviembre de 2024. En contraste, para el trimestre anterior fueron cercanas a 7,16%. Esto debido a que su generación aumentó dado el aumento en los precios de bolsa del mercado.

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria fue 97,08% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre – noviembre de 2024, y para el trimestre anterior fue de 103,95% (ver Figura 3-38).

Figura 3-38 Comparación de variables Termocandelaria



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

La Tabla 3-17 presenta los valores promedio de la ofertas para las plantas del agente, para su configuración más costosa y más económica.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria CC (configuración más económica)	675,0	630,6	114,7	552,4	979,6
Termocandelaria CC (configuración más costosa)	1.310,0	1.311,6	76,6	1.126,4	1.464,8

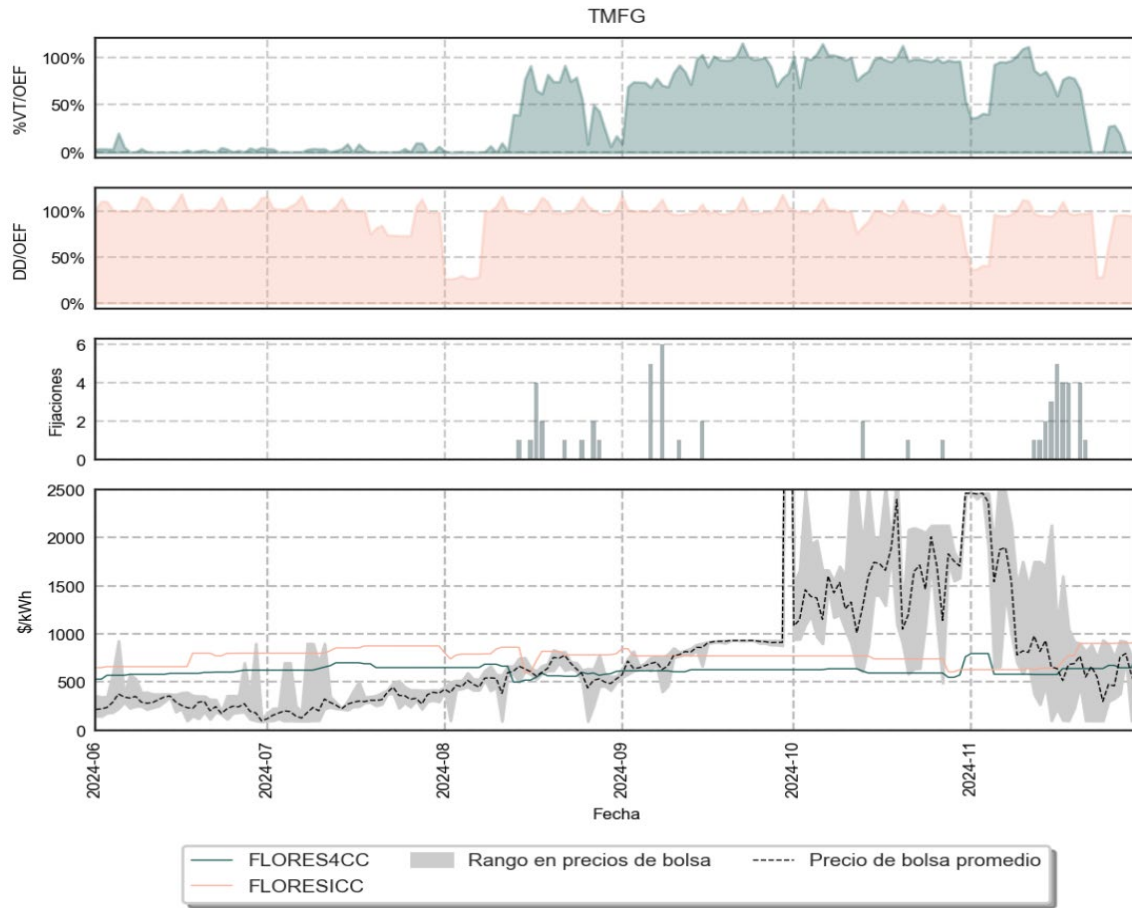
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Prime:

Para Prime TermoFlores, las ventas totales fueron 78,18% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre – noviembre de 2024, siendo superiores a las del trimestre anterior (13,5%) (ver Figura 3-39).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 94,75% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre – noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue 95,8%.

Figura 3-39 Comparación de variables Prime



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

La Tabla 3-18 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Dev. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores I CC	753,1	771,4	80,9	606,3	918,6
Flores 4 CC (Configuración más económica)	626,1	628,1	49,7	548,9	795,9
Flores 4 CC (Configuración más costosa)	1.044,6	1.044,6	-	1.044,6	1.044,6

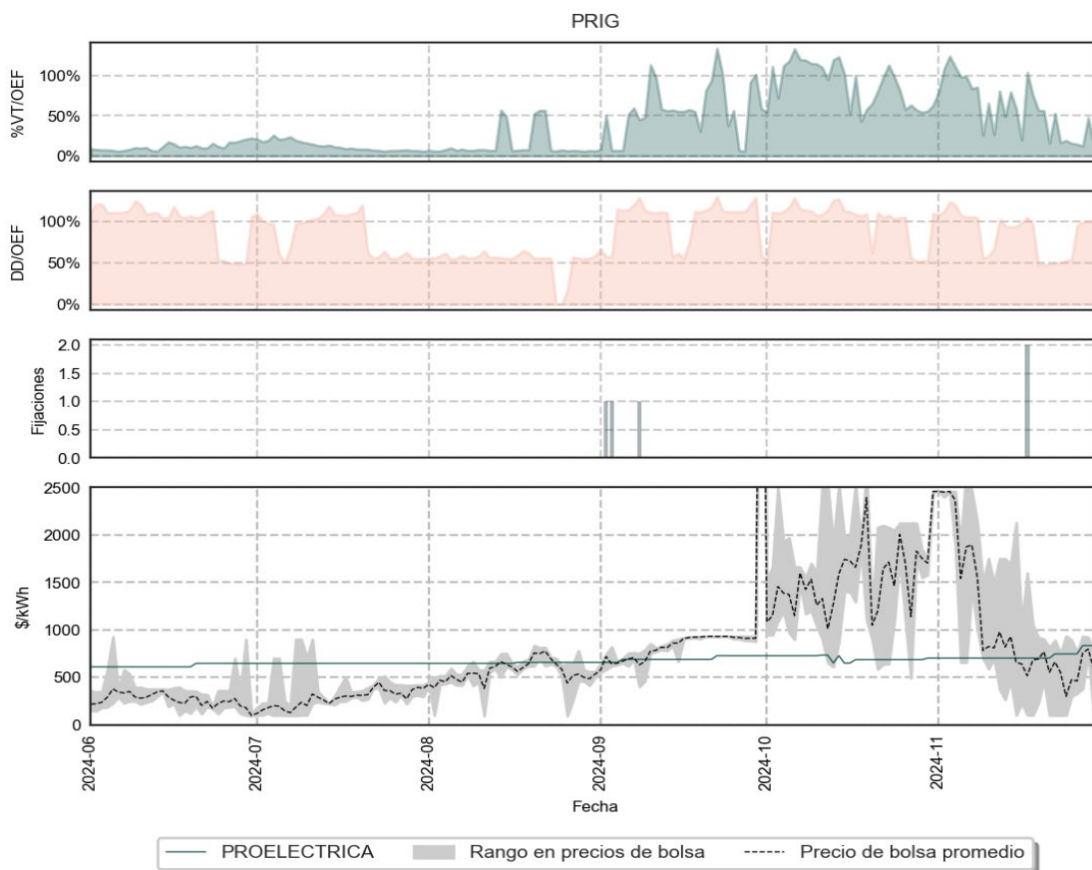
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Proeléctrica:

Las ventas totales del agente fueron 67,28% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, siendo superiores en comparación a las del trimestre anterior(13,05%) tal y como se ilustra en la Figura 3-40. Esto se debe al aumento de su generación producto de los precios de bolsa por encima de sus ofertas y a la entrada en vigencia del código de desabastecimiento.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 96,11% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 78,51%.

Figura 3-40: Comparación de variables Proeléctrica



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

Los estadísticos básicos de los precios ofertados para este agente se observan en la (ver Tabla 3-19).

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Proeléctrica	707,9	701,6	35,5	649,6	833,5

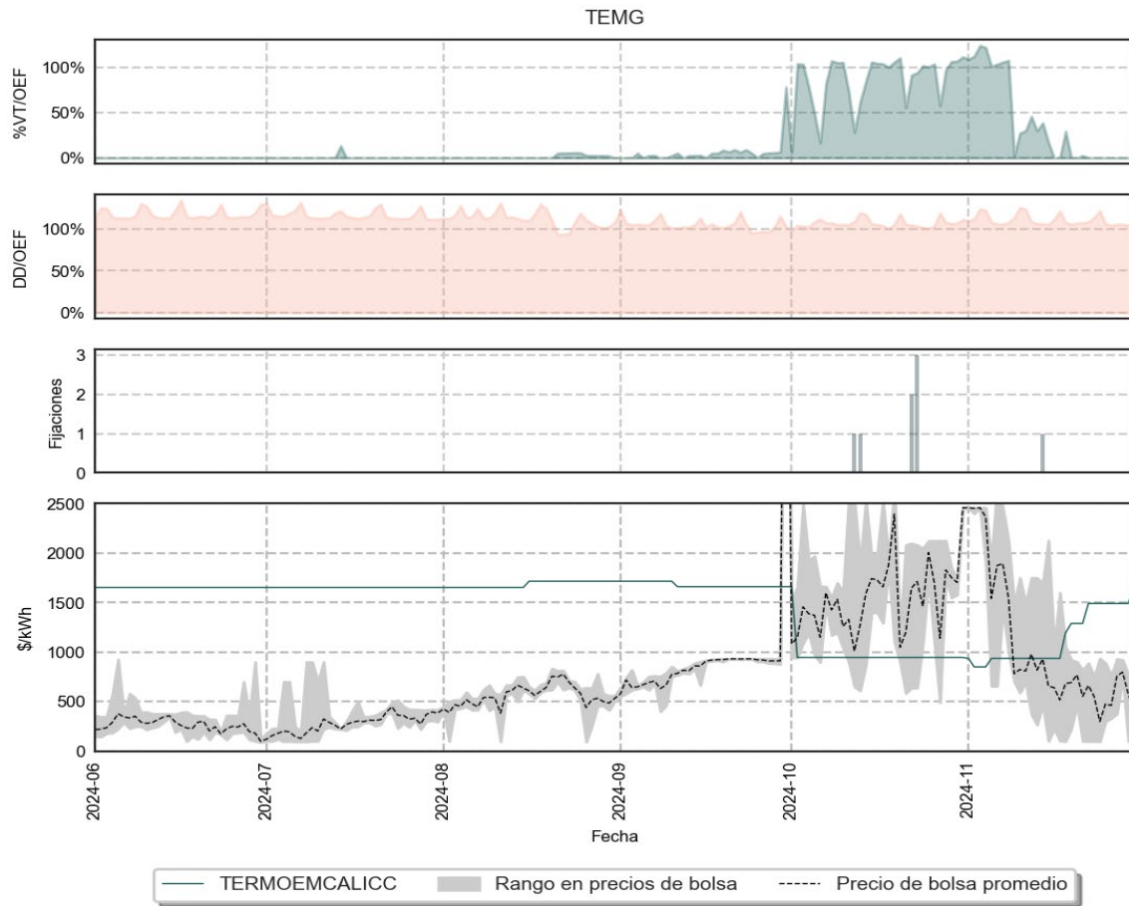
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

TermoEmcali:

Las ventas totales del agente fueron 43,06% de sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, siendo superiores en comparación a las del trimestre anterior (0,59%) (ver Figura 3-41).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 107,94% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 116,0%.

Figura 3-41 Comparación de variables TermoEmcali



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

La Tabla 3-20 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.260,2	945,0	349,6	849,8	1.715,9

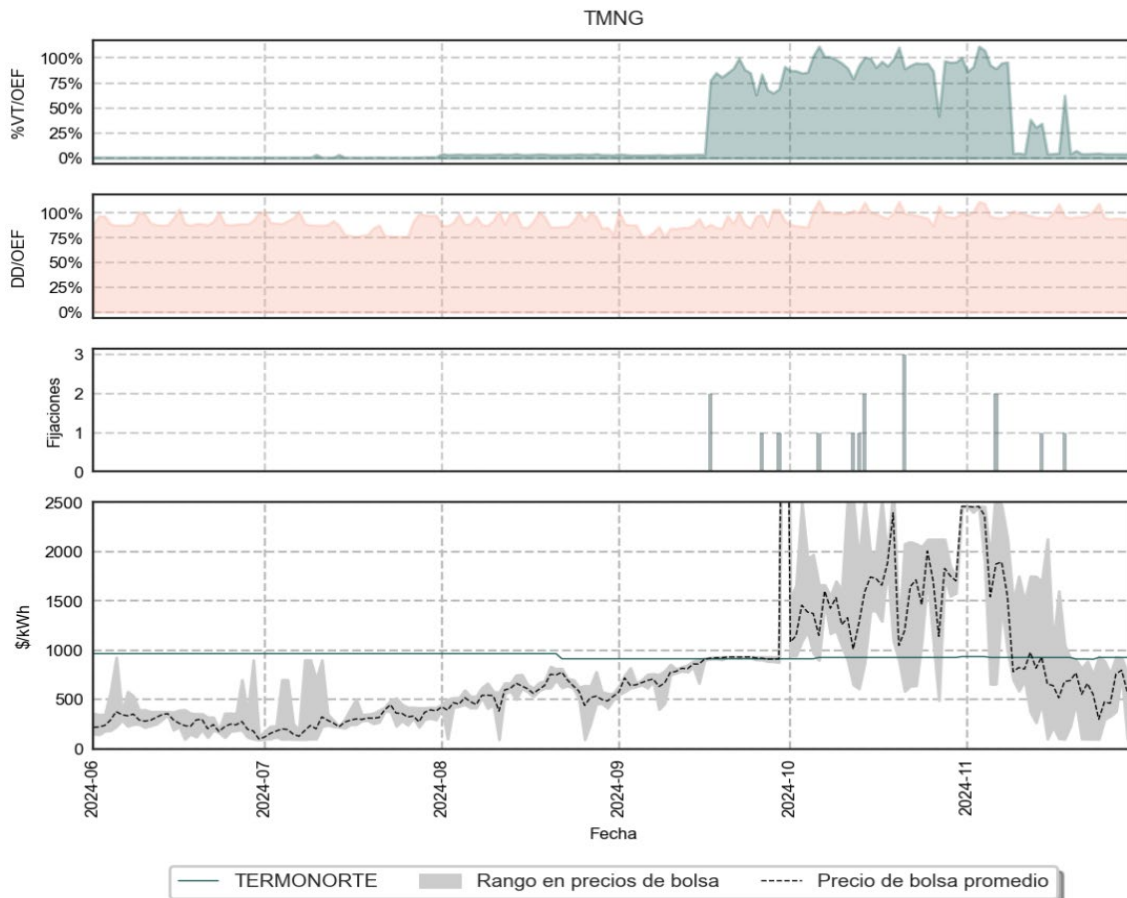
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termonorte:

Las ventas totales del agente fueron 55,61% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, siendo superiores en comparación a las del trimestre anterior (1,94%) (ver Figura 3-42).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 95,39% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que, para el trimestre anterior, fue de 90,12%.

Figura 3-42 Comparación de variables Termonorte



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

La Tabla 3-21 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

Tabla 3-21 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	920,8	926,0	7,4	908,0	935,0

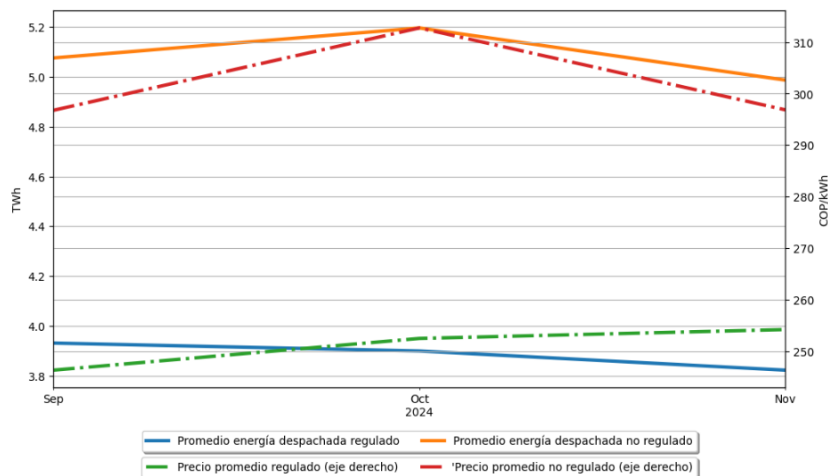
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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 1.730 contratos, con una cantidad total de energía de 26,91 TWh. En la Figura 3-43 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 3-43: 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 de septiembre a octubre pasando de 3,93 TWh a 3,90 TWh, cerrando el trimestre con una leve reducción de la energía despachada a 3,82 TWh. En el Mercado No Regulado la energía se presentó un aumento entre los dos primeros meses del periodo analizado de 5,07 TWh a 5,19 TWh terminando el trimestre con una ligera reducción a 4.98 TWh.

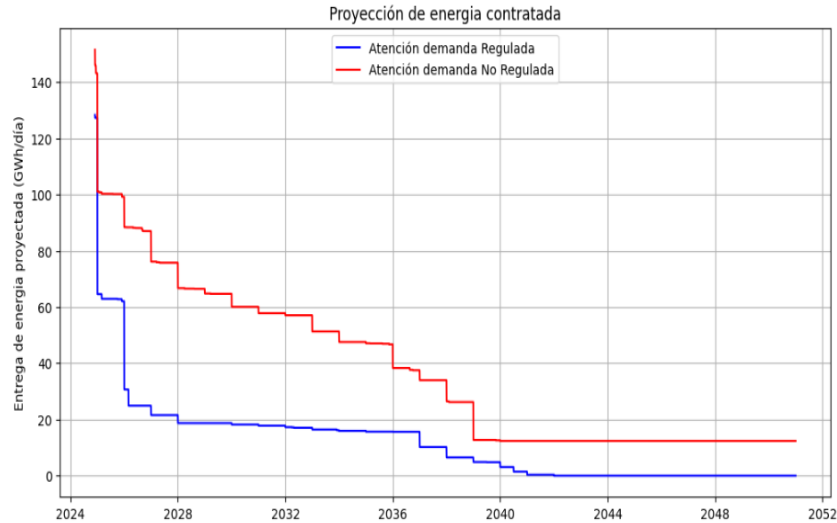
Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado creció durante el periodo pasando de 246,38 \$/kWh a 254,26 \$/kWh. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, en el trimestre el precio se incrementó de 296,76 \$/kWh a 296,85 \$/kWh.

Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 174 contratos, de los cuales 57 corresponden al Mercado Regulado y 117 al Mercado No Regulado. Así mismo, entraron en vigencia 233 contratos, de los cuales 80 corresponden al Mercado Regulado y 153 al Mercado No Regulado.

3.3.1. Proyección de contratos

En cuanto a la proyección de duración de los contratos, la Figura 3-44 muestra la tendencia, en energía, para la finalización de los contratos con destino al Mercado Regulado. Alrededor del 50% de la energía destinada a la atención de este mercado finaliza la contratación para diciembre de 2024, quedando cerca de 65 GWh/día en promedio en contratos, mientras que para diciembre de 2025 finaliza cerca del 73,07% de la energía. Para los contratos de la demanda no regulada, la vigencia cae lentamente a través del tiempo.

Figura 3-44: Proyección de finalización de contratos basados en los despachos de contratos de noviembre de 2024.



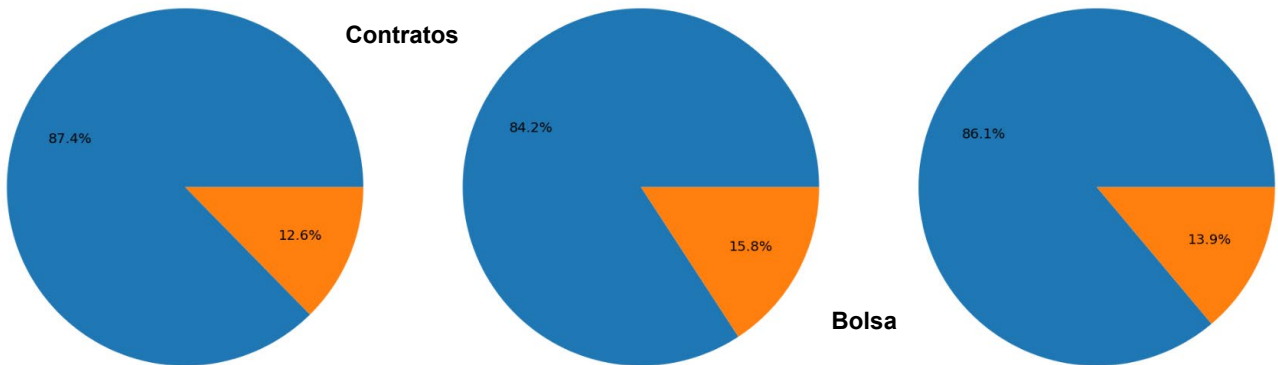
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

3.3.2. 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 3-45 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de septiembre, octubre y noviembre respectivamente. De manera general se observa que mantiene la proporción de la cobertura por medio de contratos para el mercado con valores ha variado muy poco entre 87,4% y 86,1% como consecuencia de la interrupción de contratos previo a la intervención de Air-e uno de los comercializadores más grandes del país.

Figura 3-45: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



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

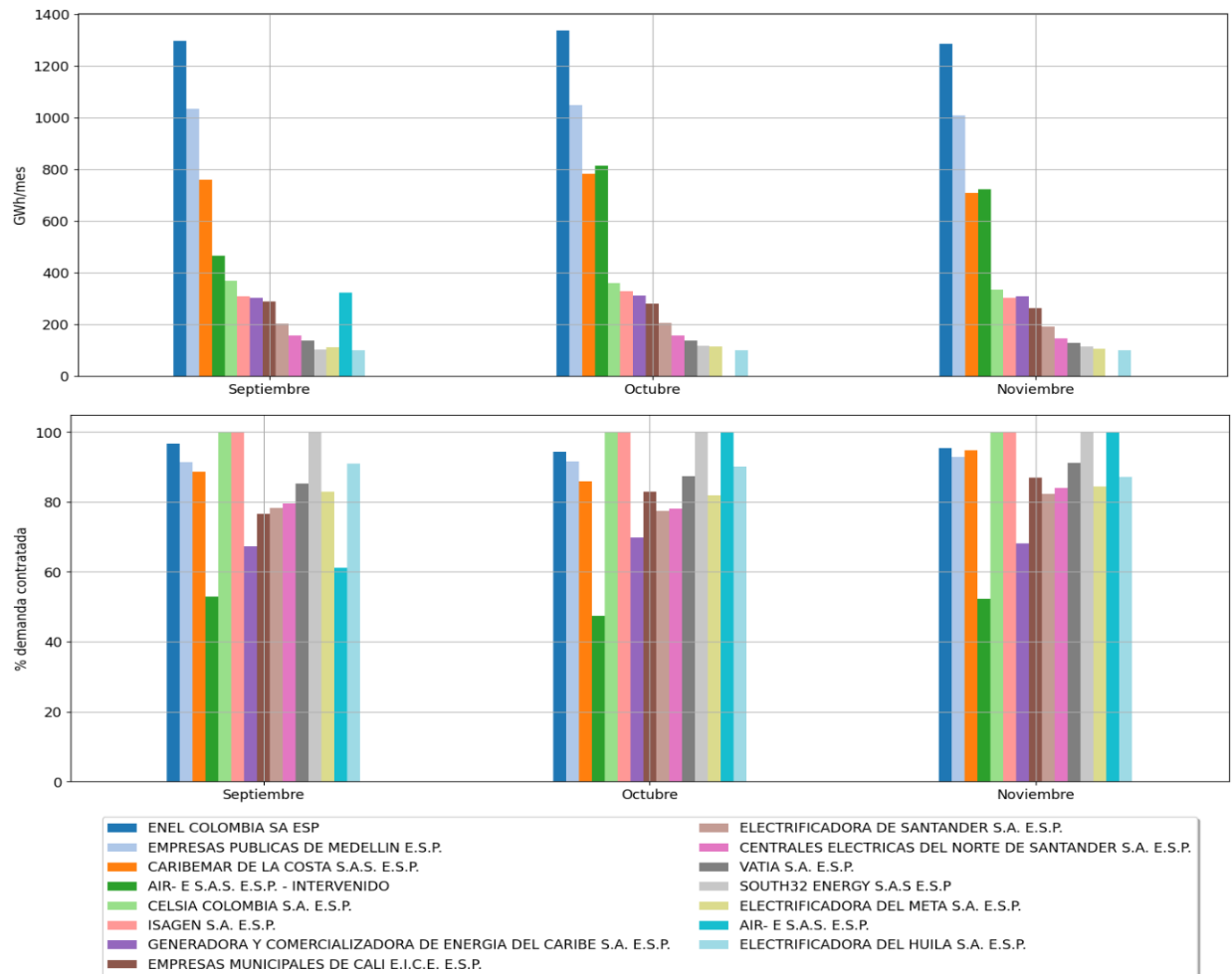
3.3.3. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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 3-46 se puede ver la cantidad total de energía por comercializador para cada mes. En la gráfica se observa que Enel se destaca como el agente con la mayor demanda con 1.305,55 GWh/mes en promedio durante el trimestre, seguido de EPM con 1.030,23 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 3-46: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



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

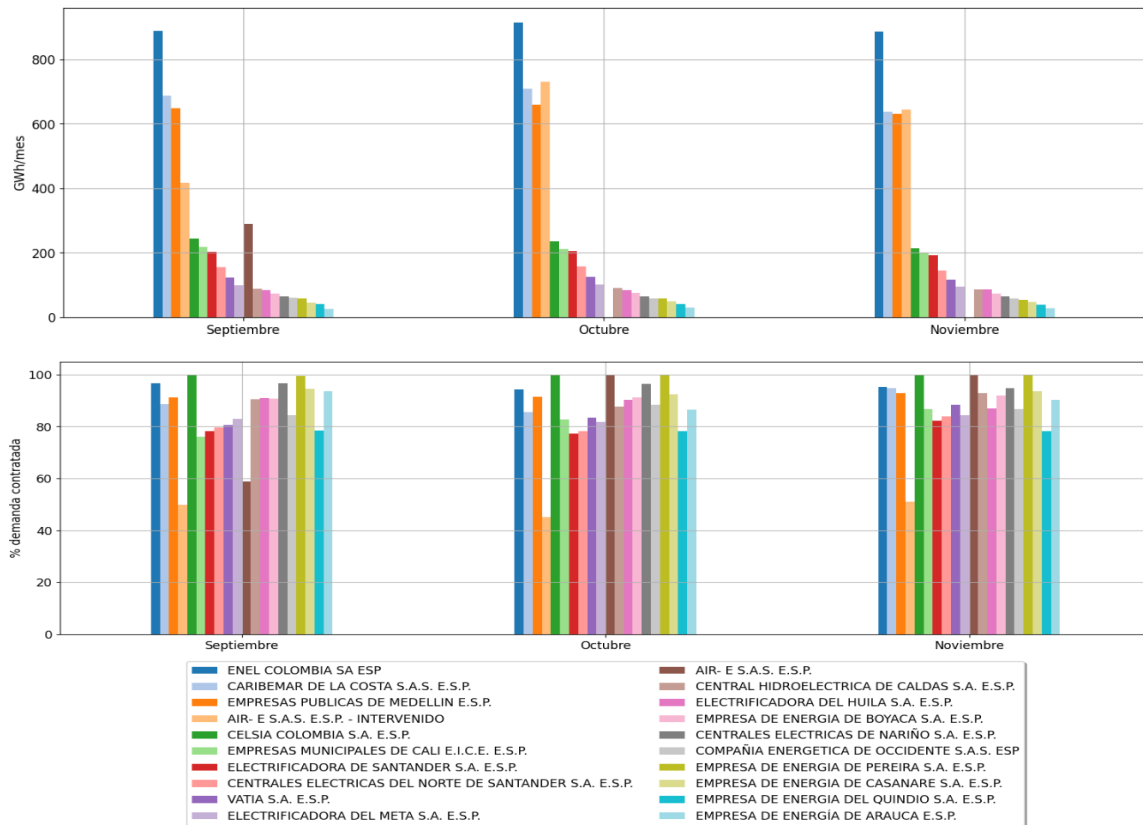
En cuanto a la cobertura de la demanda atendida con contratos de energía Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda durante todo el trimestre analizado. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura fueron Air-e (antes y después de la intervención) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (GECCELCA) con niveles de cobertura promedio de 70%.

3.3.4. 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 3-47.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 897,10 GWh/mes en promedio en el trimestre, seguido por Caribemar de la Costa y EPM con 678,05 GWh/mes, 646,96 GWh/mes, en este periodo se realizó la intervención de Air-e razón por la cual la demanda de septiembre se dividió en 290.05 GWh/mes las atendió Air-e y las restantes 416.81 GWh/mes para Air-e intervenido que siguió atendiendo la demanda y en promedio en octubre y noviembre le comercializó energía a una demanda de 687.86 GWh/mes.

Figura 3-47: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



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

Se identifican tres comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son AIR-E Intervenido, AIR-E, Empresa de Energía del Quindío, Electrificadora de Santander. En cuanto a los porcentajes de cobertura para la demanda Regulada se recomienda a los comercializadores reducir al mínimo la exposición a la bolsa de energía considerando la alta volatilidad de los precios de bolsa que se han venido observando en lo corrido del año 2024.

3.3.5. Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 940 contratos despachados, de los cuales 888 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC), 27 al tipo Pague lo Demandado (PD) y 25 al tipo Pague lo Generado (PG)⁸. En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 307,88 \$/kWh, lo cual representa una reducción de 2,42 \$/kWh (-0,78%) comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 556,53 \$/kWh, evidenciando un incremento de 165,03 \$/kWh (42.15,4%) frente al trimestre anterior, finalmente sobre los contratos tipo Pague lo Generado se muestra un precio promedio de 450.99 \$/kWh que representa un incremento de 5,553 \$/kWh (aumento de 1.24%).

Si se comparan el contrato tipo Pague lo Demandado contra el Pague lo Contratado el precio promedio ponderado es 80% más alto y si comparamos el tipo de contrato Pague lo Generado contra el tipo Pague lo Contratado se tiene un 46% más. En la Tabla 3-22 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-22: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

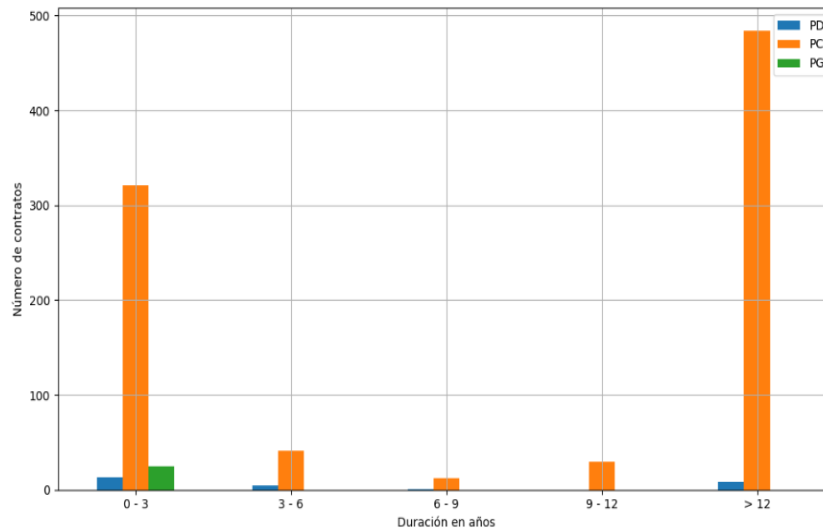
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	888	307,88	166,13	116
PD	24	556,53	252,01	15
PG	25	450,99	168,74	0

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

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

⁸ Creado bajo el mecanismo de comercialización excepcional de la RESOLUCIÓN No.101 036 DE 2024 “Por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de costo de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU)”

Figura 3-48: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.



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

En la gráfica se observa que 484 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (sin cambio respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 321. De los contratos de largo plazo, 140 corresponden a contratos realizados a través de la subasta de largo plazo de Ministerio.

Para los contratos de tipo Pague lo Demandado se evidencia una distribución similar, con 13 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.

Finalmente, los contratos realizados por medio de la figura dispuesta por la Resolución CREG No.101 036 DE 2024 tienen una duración inferior de 3 años.

3.3.6. Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 789 contratos despachados, de los cuales 771 corresponden a tipo Pague lo Contratado 83 más que en el trimestre anterior y 18 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio de 3336,36 \$/kWh. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 286,25 \$/kWh. En la Tabla 3-23 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-23: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

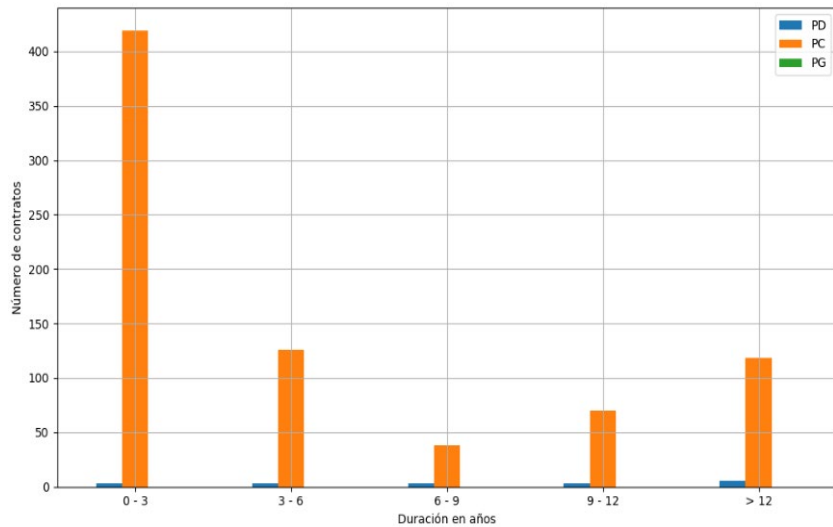
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	771	336,36	217,94	73
PD	18	286,25	2254,33	3

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

De la tabla anterior 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 un contrato promedio del tipo Pague lo Demandado es en promedio alrededor de 10,34 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 3-49 se utiliza la misma clasificación que la usada para el Mercado Regulado. En este sentido, la mayor cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado está en el horizonte de 0 a 3 años con 419 contratos; mientras que en los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (6) es para contratos de más de 12 años.

Figura 3-49: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.



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

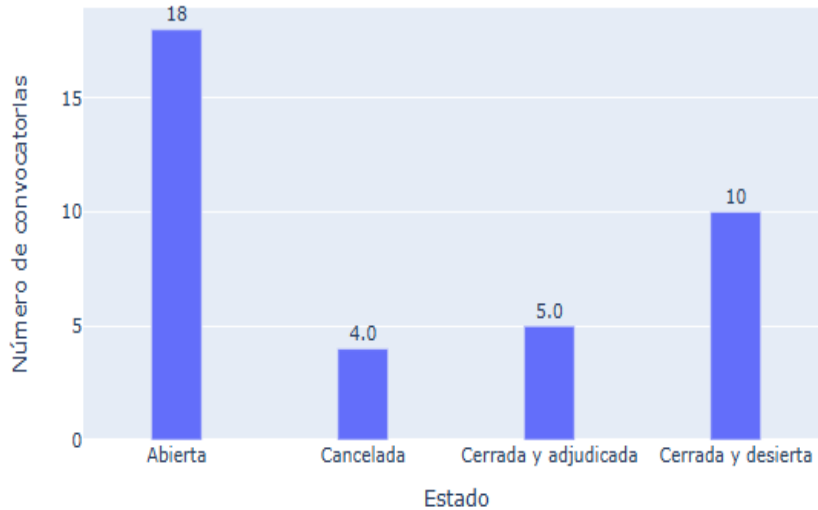
3.3.7. Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP

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

En el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2024, en el SICEP se llevaron a cabo 28 procesos de convocatorias ⁹, de los cuales 5 (13,5%) se adjudicaron, 18 convocatorias se encuentran abiertas (48,6%), 10 (27%) no se adjudicaron y 4 fueron canceladas (10,8%), tal como se muestra en la Figura 3-50.

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

Figura 3-50: Evolución de las convocatorias.



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

En la Tabla 3-24 se muestra el número de convocatorias realizadas por cada agente y su estado, así como su porcentaje de adjudicación y el mercado al cual estaban orientadas las convocatorias. En total, 23 agentes comercializadores realizaron entre 1 y 5 convocatorias en el SICEP durante el periodo de análisis.

De los datos también se puede extraer que 5 agentes tuvieron convocatorias adjudicadas, 14 agentes tienen abiertas convocatorias, y 11 no ha logrado ninguna adjudicación en sus convocatorias bien porque fueron cerradas y desiertas o canceladas. El 95,65% de las convocatorias (22) estaban orientadas al Mercado Regulado, que es el principal objetivo del SICEP, mientras que solo el 4,35% (1 convocatoria) estuvo orientada al Mercado No Regulado.

Tabla 3-24: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.

Agente	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
BIA ENERGY	0	0	0	1	1	0%	Regulado
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	1	0	0	1	2	0%	Regulado
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	3	0	1	1	5	20%	Regulado
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	1	0	0	0	1	0%	Regulado
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE	0	0	1	0	1	100%	Regulado
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	0	0	0	1	1	0%	Regulado
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA	1	0	0	0	1	0%	Regulado
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	1	0	0	0	1	0%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA	0	0	0	1	1	0%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE	1	1	0	0	2	0%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA	0	0	1	0	1	100%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO	0	0	1	0	1	100%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO	1	1	0	0	2	0%	Regulado
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO	1	0	0	0	1	0%	Regulado
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO	1	0	0	1	2	0%	Regulado

Agente	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.	0	0	1	1	2	50%	Regulado
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	1	0	0	0	1	0%	Regulado
ENEL COLOMBIA SA	1	0	0	0	1	0%	Regulado
ENEL X COLOMBIA	3	0	0	0	3	0%	Regulado
NEU ENERGY	1	0	0	0	1	0%	Regulado
RUITOQUE	0	0	0	3	3	0%	No Regulado y Regulado
SOL & CIELO ENERGIA	0	2	0	0	2	0%	Regulado
VATIA	1	0	0	0	1	0%	Regulado
TOTAL	18	4	5	10	37	14%	

Fuente: elaboración propia SICEP

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 3-25, en las 37 convocatorias adjudicadas se demandaron 18.262 GWh, y en promedio por cada convocatoria se demandaron 1.826,20 GWh. La máxima cantidad de energía demanda en una convocatoria fue de 8.951 GWh, aproximadamente el 49,01% del total demandado, mientras que la mínima cantidad de energía demandada en una sola convocatoria fue de 12,0 GWh, que corresponde al 0,07% del total demandado. En cuanto a los productos individuales, el que demandó mayor cantidad de energía fue de 8.951,0 GWh (el 49,01% del total demandado), y el que menos demandó energía fue de 12,0 GWh (0,07% del total demandado). En promedio por producto se demandaron 869,62 GWh por producto.

En cuanto a la energía adjudicada, mostrada también en la Tabla 3-25, con el mecanismo se adjudicaron 6.756 GWh, lo que representa un 36,99% de la energía demandada, y en promedio

por cada convocatoria se adjudicaron 675,6 GWh. La máxima cantidad de energía adjudicada en una convocatoria fue de 3.592 GWh, aproximadamente el 53,17% del total adjudicado, mientras que la mínima cantidad de energía adjudicada en una sola convocatoria fue de 12 GWh. En cuanto a los productos individuales asignados, al que se le asignó la mayor cantidad de energía fue de 3.592 GWh (un poco menos del 53% del total asignado), y al que menos se le asignó energía fue de 12 GWh. En promedio por producto se asignaron 321,71 GWh.

Tabla 3-25: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.

	Energía demandada (GWh)		Energía adjudicada (GWh)	
	Total	%	Total	%
Energía Total	18.262,00	100%	6.756,00	36,99%
Promedio por convocatoria	1.826,20	10%	675,6	10%
Máxima por convocatoria	8.951,00	49,01%	3.592,00	53,17%
Mínima por convocatoria	12	0,07%	12	0,18%
Promedio por producto	869,62	4,76%	321,71	4,76%
Máxima por producto	8.951,00	49,01%	3.592,00	53,17%
Mínima por producto	12	0,07%	12	0.18%

Fuente: Elaboración propia con datos SICEP

La Tabla 3-26 muestra las estadísticas básicas de los precios de las 10 convocatorias y los 34 productos adjudicados. Como se puede ver, los precios ponderados promedios de todas las convocatorias adjudicadas se encuentran en un rango entre 296.85 y 470 \$/kWh, con un promedio de 331,49 \$/kWh; en el caso de las estadísticas de los precios por producto se presenta un comportamiento muy similar, moviéndose en un rango entre 295 y 470 \$/kWh, con un promedio de 321.24 \$/kWh.

Tabla 3-26: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.

Estadísticas de precios (\$/kWh)	Total de convocatorias (\$/kWh)	Total de productos (\$/kWh)
Promedio	331,49	321,24
Mínimo	296,85	295,00
Máximo	470,00	470,00

Fuente: Elaboración propia con datos SICEP

3.3.8. 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 n el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-27 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-27: 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 3-28, la Tabla 3-29 y Tabla 3-30 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 3.066,61 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Contratado, 36,39 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Demandado y 109,5 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Generado, para un total de 3.212,5 GWh/mes.

Tabla 3-28: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ENDG	286,95	213,10	291,52	561,87
EPMG	285,33	337,47	289,64	533,87
ISGG			296,67	457,65
NTCG			339,75	272,54
EPSG	285,88	66,10	263,35	119,13
EMIG	317,35	128,62		
CHVG			246,16	135,99
GECG			310,92	73,89
SPRG			348,41	109,78
EOEG			322,02	56,61
TOTAL	291,37	745,29	297,72	2.321,32

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

Tabla 3-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ENDG			281,68	11,89
EPMG			303,93	9,63

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ISGG				
NTCG				
EPSG	310,75	14,87		
EMIG				
CHVG				
GECG				
SPRG				
EOEG				
TOTAL	310,75	14,87	291,64	21,52

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

Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ENDG			444,25	0,14
EPMG	397,98	2,36	398,69	14,49
ISGG			463,05	87,97
NTCG				
EPSG				
EMIG				
CHVG			417,60	4,53
GECG				
SPRG				
EOEG				
TOTAL	397,98	2,36	452,36	107,14

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, el 75,7% se despachó entre agentes no vinculados, y el 24,3% restante entre agentes vinculados. Solo 4 agentes (ENEL, EPM, Celsia y

EMCALI) despacharon contratos con sus vinculados, ENEL tuvo un 27,50% de su energía despachada a sus vinculados, mientras que EPM tuvo 38,73%, Celsia 35,68% 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 (28,4%), seguido por ENEL (25,3%) e Isagen (14,9%).

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, el 40,86% de la energía se despachó entre agentes vinculados, y correspondió a Celsia; mientras que el 53,13% restante correspondió al agente EPM y Enel, que contrataron con agentes no vinculados. Celsia fue el agente que transó mayor cantidad de energía con el tipo de contratos Pague lo Demandado (40,9%).

Con respecto a los contratos de Pague lo Generado, el 2,15% se contrataron con agentes vinculados realizado por EPM, por otro lado, de los agentes analizados este tipo de contratos fueron ofrecidos por Enel, EPM, Isagen y Chivor, de estos el que ofreció la mayoría de la energía fue Isagen con el 80,3% del total del tipo de contratación.

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 291,37 \$/kWh y 297,72 \$/kWh, respectivamente, lo que quiere decir que los contratos con vinculados se negocian, en promedio, a precios un 2,13% más bajo. El precio promedio de los contratos Pague lo Demandado con agentes vinculados fue de 310,75 \$/kWh, mientras que con no vinculados fue de 291,63, finalmente en la modalidad de Pague lo Generado el precio promedio ponderado de los generadores con sus agentes vinculados fue de 394,98 \$/kWh, mientras con los agentes no vinculados el precio promedio ascendió a 452,36 \$/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 3-31 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 3-31: 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.
EPSC	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
GASC	Generarco S.A.S. E.S.P.
EMUG	Empresa Urrá S.A. E.S.P.
SOCC	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 3-32 y Tabla 3-33. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 2.383,71 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Contratado y 987,92 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Demandado, para un total de 3.371,63 GWh/mes.

Tabla 3-32: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ISGG	228,64	395,44	278,19	249,56
EPMG	358,01	23,79	293,38	265,46
ENDG	210,93	78,04	279,01	263,49
GECG	365,20	52,75	275,51	232,86
CHVG	446,80	38,51	284,57	183,95
HIMG			275,77	164,58
EPSG	812,11	59,93	239,33	4,41
GASC			335,02	136,91
EMUG			267,37	138,05
SOCG			331,86	95,98
TOTAL	309,24	648,46	287,22	1.735,25

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

Tabla 3-33: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ISGG			281,87	1,67
EPMG	292,95	382,92	232,11	117,52
ENDG	244,32	328,43		
GECG	265,61	17,87	296,33	13,85
CHVG				
HIMG				

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
EPSC	291,55	123,13	236,06	2,54
GASC				
EMUG				
SOCG				
TOTAL	273,44	852,35	239,37	135,57

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 (27,2% se despachó entre agentes vinculados), mientras que casi el 72,8% se despachó entre agentes no vinculados, porcentaje ligeramente menor al del Mercado Regulado. CELSIA despacho el 93,15% de la energía con vinculados en estos contratos, mientras que ISAGEN lo hizo en un 61,31% y ENEL los siguió con el 22,85%.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, para los cuales se despacharon en promedio 987,92 GWh/mes, el 86,28% de la energía se transó entre agentes vinculados, valor considerablemente mayor al negociado en este tipo de contratos para el Mercado Regulado, mientras que el 13,72% 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, (500,44 GWh/mes en promedio).

En cuanto a los precios de los contratos para el Mercado No Regulado, los contratos Pague lo Contratado con vinculados presentaron un promedio de 309,24 \$/kWh, un 7,67% más frente a los no vinculados, mientras que los contratos con no vinculados tuvieron un promedio de 287,22 \$/kWh.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado con vinculados, el precio promedio fue de 273,44 \$/kWh, 11,58% menos que el tipo Pague lo Contratado. Finalmente, el precio promedio

de los contratos Pague lo Demandado con no vinculados en el Mercado No Regulado fue de 239,37 \$/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.

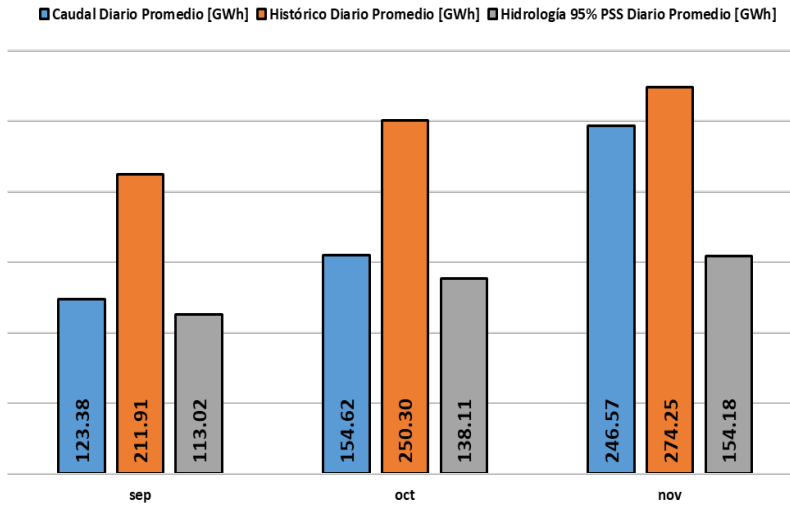
3.4.1. Hidrología del sistema

En la Figura 3-51 presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media histórica mensual y la Hidrología 95% PSS¹⁰.

Puede verse que los aportes durante el trimestre fueron menores a la media histórica, con déficit del 41,77% en septiembre, del 38,22% en octubre, y del 10,09% en noviembre; sin embargo, fueron mayores a la hidrología 95% PSS en un 9,17% en septiembre, en un 11,95% en octubre, y en un 59,92% en noviembre.

¹⁰ La ENFICC X% PSS corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del X% PSS de la curva de distribución de probabilidades. Numeral 3.1.5. Resolución CREG 071 de 2006, modificada por Resolución CREG 103 de 2018.

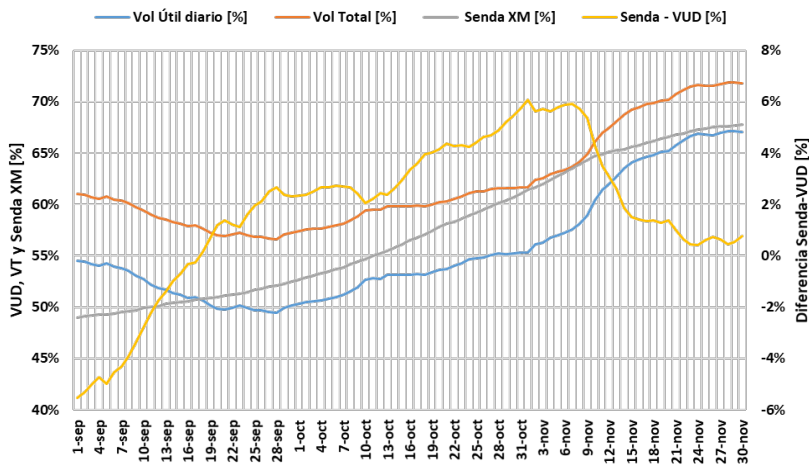
Figura 3-51: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



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

De manera complementaria, en la Figura 3-52 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-52: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM



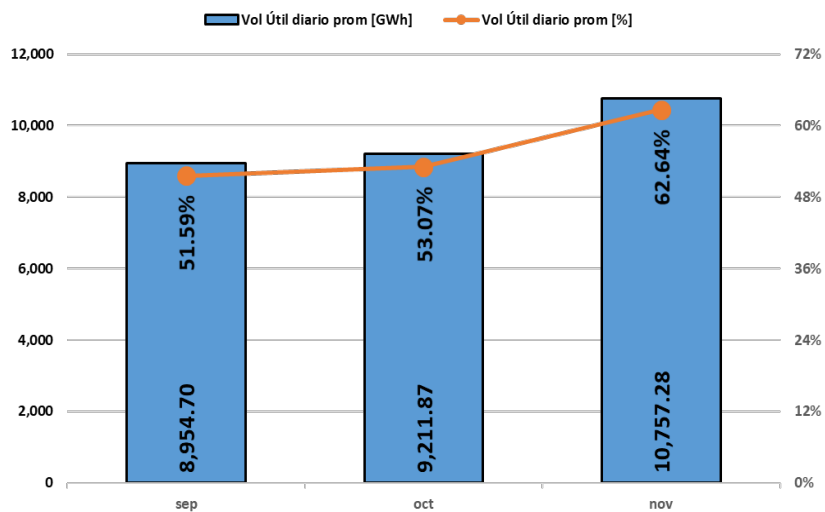
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el trimestre de análisis se observa que en septiembre ocurrió un notorio desembalse ya que se presentaron aportes por debajo de la media, llegando a un mínimo en el embalse útil agregado del 49,44% el 28 de septiembre. A partir de este momento el embalse útil agregado comenzó a crecer, sin embargo, lo hizo por debajo de la senda de referencia publicada por XM, llegando a una diferencia máxima entre esta senda y el volumen útil agregado del 6,06% el 1 de noviembre. Durante los últimos días de noviembre la diferencia entre esta senda y el volumen útil agregado disminuyó, aunque todavía sigue en valores positivos cercanos al 1% al final del período.

En cuanto al volumen útil con periodicidad mensual, la siguiente figura muestra su comportamiento durante el trimestre de análisis:

Figura 3-53: Volumen Útil Diario Promedio



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

Puede verse que a medida que avanzamos en el trimestre el VUD promedio aumenta, especialmente durante noviembre, pasando de 10.000 GWh/d y del 60% en el embalse agregado.

3.4.2. 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 683,51 GWh, de los cuales cerca del 95,85% se vertieron en el mes de noviembre, seguido del mes de octubre con 2,90% y septiembre 1,25% del total (ver Tabla 3-34). De estos vertimientos el 57,65% de la energía se dio en el área Antioquia, 32,52% de la región centro y el restante en el área Oriente.

Tabla 3-34 Energía vertida por área (Cifras en GWh).

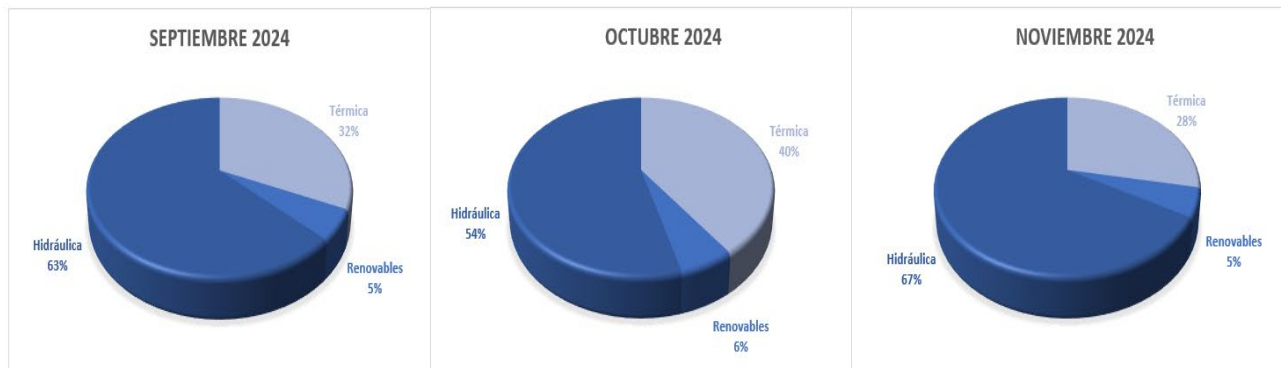
ÁREA	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	TOTAL TRIMESTRE
ANTIOQUIA	8,55	19,83	365,68	394,06
CARIBE	0,00	0,00	0,00	0,00
CENTRO	0,00	0,00	222,77	222,77
ORIENTE	0,00	0,00	66,68	66,68
VALLE	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	8,55	19,83	655,13	683,51

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.3. Generación de energía por recurso

Durante el trimestre de septiembre a noviembre de 2024 la generación total fue 20.862,71 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 61%, seguido de plantas térmicas con 34% y en menor cantidad otros energéticos con 5,0% (Figura 3-54).

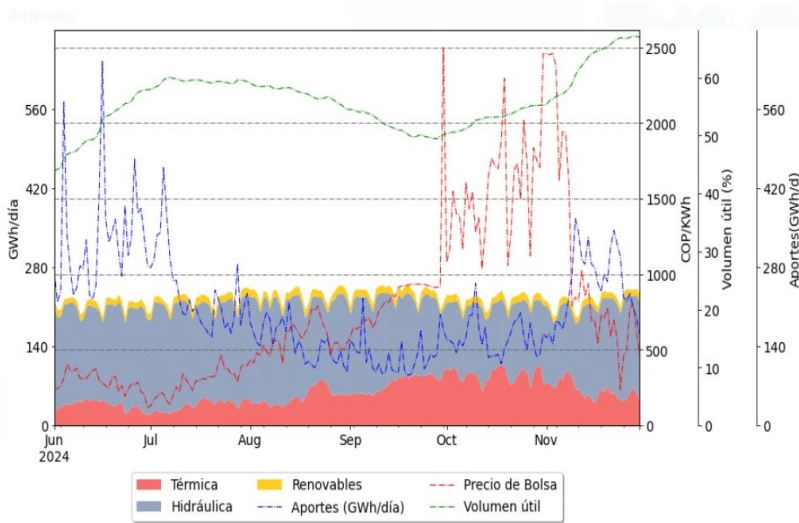
Figura 3-54: Participación de la generación por recurso.



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

En cuanto a la evolución de la generación en el trimestre se observó que, durante los meses de septiembre, y octubre y noviembre la generación hidráulica aportó el 63%, 54% y 67% respectivamente, se puede observar que el mes de octubre con la entrada en vigencia del estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía esto evidenció una tendencia de recuperación en los embalses, en donde la generación térmica aumentó, pasando de 32% en septiembre a 40% en octubre. (ver Figura 3-55).

Figura 3-55: Participación de generación térmica.

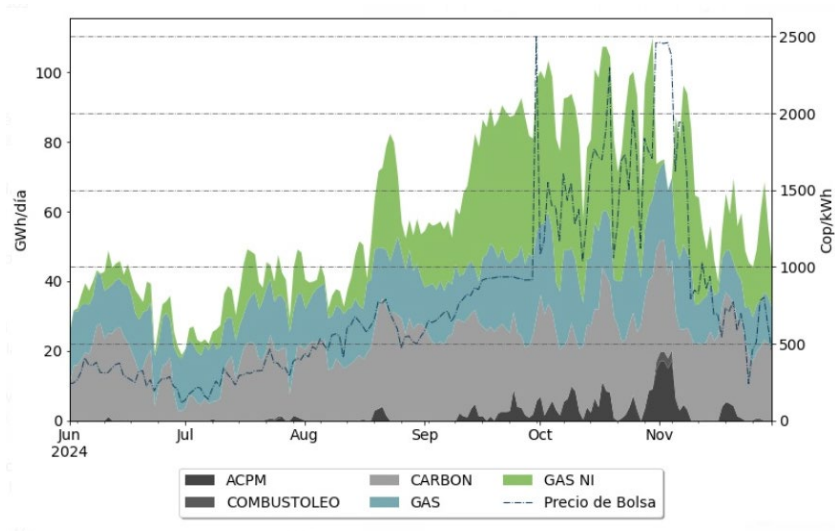


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Por otra parte, el comportamiento de los aportes para los meses de septiembre y octubre fueron en promedio 139 GWh/día, para el mes de noviembre los aportes aumentaron evidenciándose picos de hasta 365 GWh/día, de igual manera, se evidenciaron precios promedios diarios en bolsa por encima de los 1000\$/kWh y hasta 2531 \$/kWh, este comportamiento se mantuvo hasta la segunda semana de noviembre, posteriormente los precios en bolsa empezaron a caer y a estabilizarse acercándose a los 500 \$/kWh.

Con relación a la Generación Térmica, en la Figura 3-56 se presenta la evolución por tipo de combustible, la generación con gas nacional importado fue la de mayor demanda durante los meses de septiembre, octubre y noviembre en promedio 30,51 GWh/día, 39,83 GWh/día y 19,60 GWh/día respectivamente, incrementando en promedio 22,30 GWh/día respecto al trimestre anterior, le sigue la generación con gas nacional, que fue en promedio 18,34 GWh/día, 20,40 GWh/día y 15,41 GWh/día respectivamente presentando un incremento de 2.93 GWh/día en promedio respecto al trimestre anterior, por último, generación térmica mediante el uso del carbón en el trimestre fue en 24,38 GWh/día, 25,31 GWh/día y 24,48 GWh/día presentando en promedio un incremento de 6,36 GWh/día respecto al trimestre anterior.

Figura 3-56: Generación térmica por combustible.



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

3.4.4. Demanda

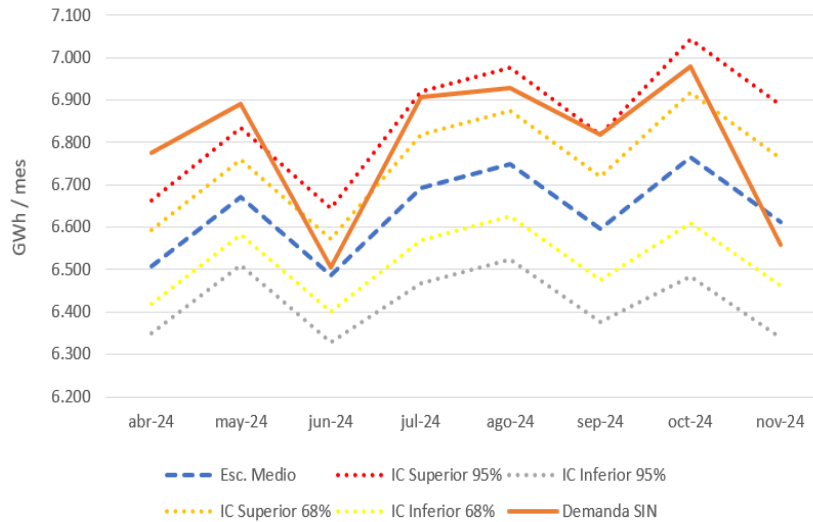
En la Figura 3-57 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional - SIN (línea continua) y se compara con la proyección publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME incluyendo SIN+GCE+ME+GD (las proyecciones de abril - noviembre 2024 corresponden a la revisión de Julio 2024). En la esta figura se incluyen el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

De acuerdo a las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME¹¹ correspondientes a la revisión de Julio 2024, tenemos que para el periodo de abril y mayo la demanda se ubicó por encima al escenario IC 95,0%; posteriormente el periodo de análisis junio, julio, agosto y septiembre del 2024 la demanda se ubica por encima del escenario medio acercándose al escenario IC 95,0% y finalmente, octubre noviembre desciende hasta ubicarse por debajo de la media.

¹¹ Fuente:

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion_demanda_energia_electrica_y_potencia_maxima_rev_jul2024.pdf

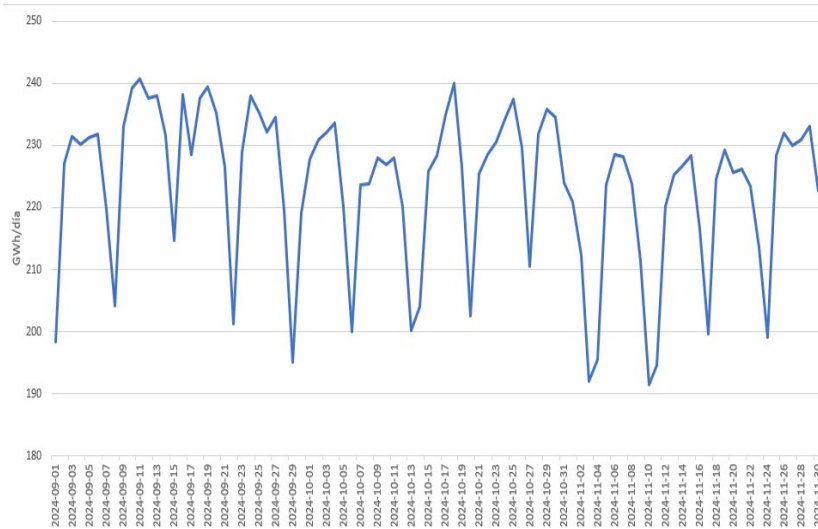
Figura 3-57: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037



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

Ahora bien, en la Figura 3-58 se observa la evolución diaria de la demanda para el periodo comprendido septiembre - noviembre. Durante el trimestre se observó que para el mes de septiembre hubo en promedio una demanda de 227,25 GWh/día, picos de hasta 240,65 GWh/día y mínimos de desde 195,06 GWh/día, en octubre la demanda promedio fue 225,13 GWh/día, picos de hasta 240,03 GWh/día y mínimo desde 200,05 GWh/día, finalizando el trimestre se observó en noviembre un promedio en la demanda de 218,59 GWh/día, picos de hasta 233,12 GWh/día y mínimo desde 191,55 GWh/día.

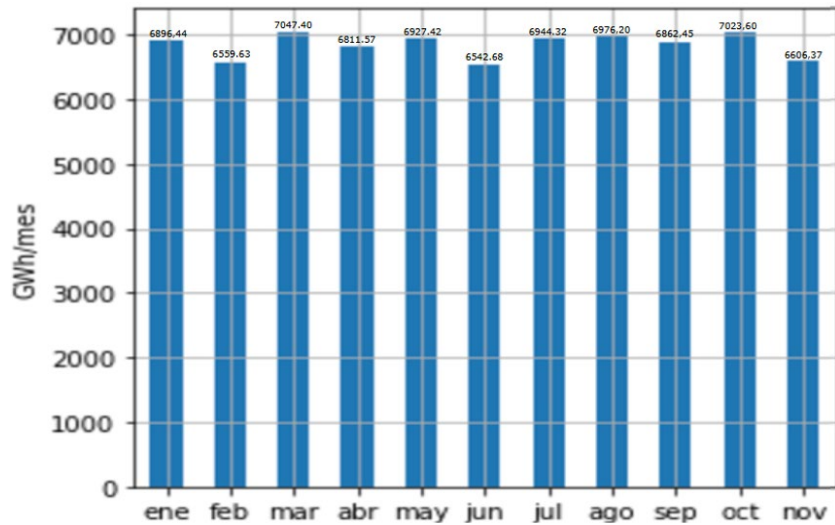
Figura 3-58: Evolución de la demanda diaria del SIN.



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

Finalmente, con relación al comportamiento mensual de la demanda para la vigencia 2024 tenemos que los meses con mayor demanda fueron marzo con 7.047,4 GWh/mes, mayo con 6.927,4 GWh/mes, julio con 6.944,3 GWh/mes, agosto con 6.976,2 GWh/mes y octubre con 7.023,60 GWh/mes, por otra parte, los meses con menor demanda fueron febrero 6.559,63 GWh/mes, junio con 6.542,7 GWh/mes y noviembre con 6.606,37 GWh/mes como se ilustra en la *Figura 3-59*.

Figura 3-59: Comportamiento mensual de la demanda.

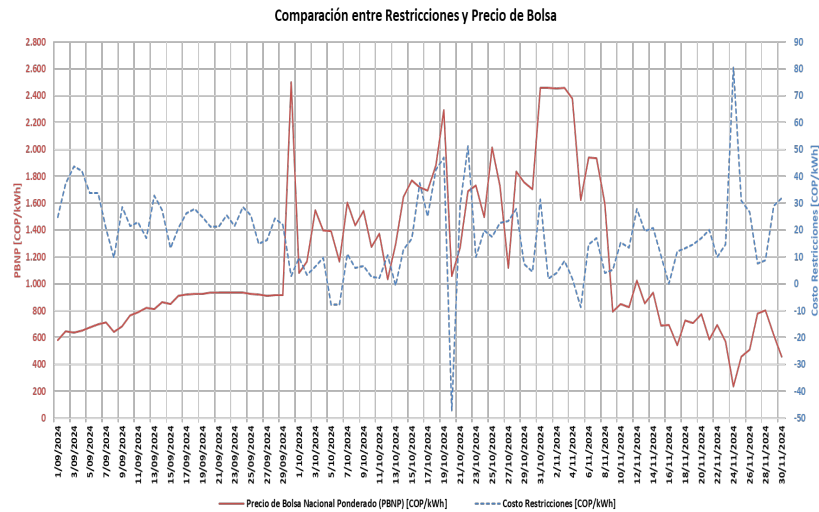


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.4.5. Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-60 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa y el costo de restricciones, ambos expresados en COP/kWh.

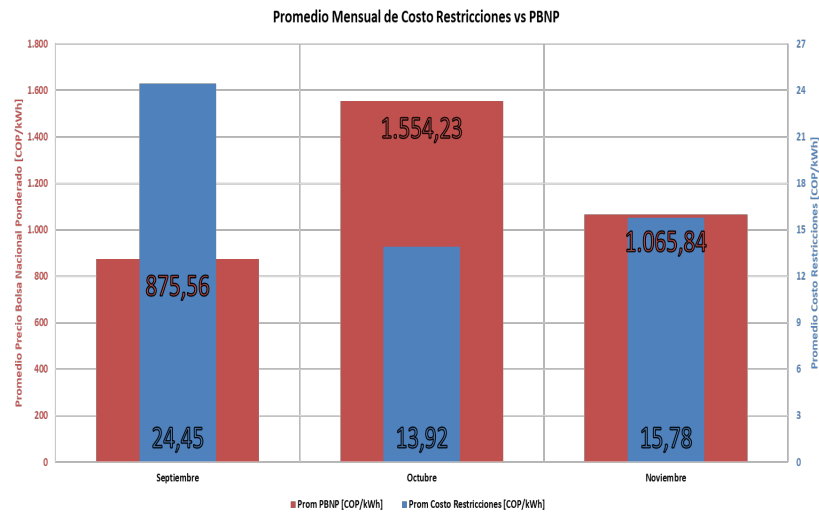
Figura 3-60: Costo de restricciones y precio de bolsa.



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

El costo de restricciones en promedio trimestral fue de 18,49 COP/kWh. La siguiente figura muestra los promedios mensuales, tanto del precio de bolsa como del costo de las restricciones:

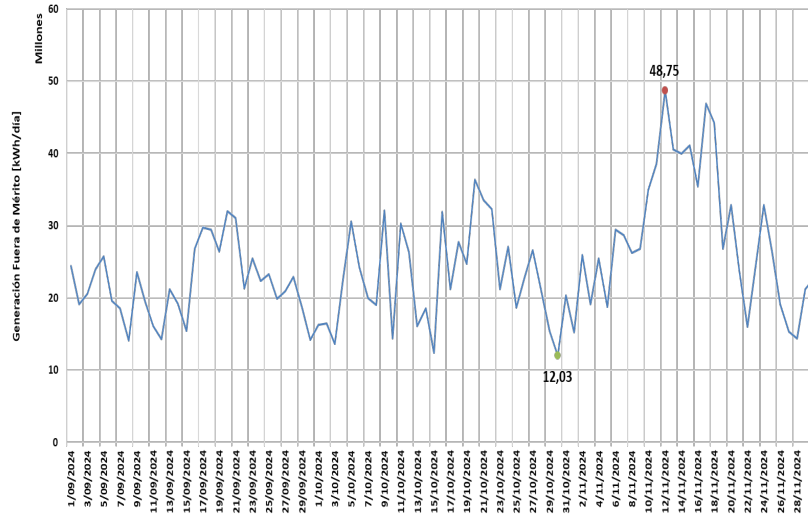
Figura 3-61: Costo de restricciones y precio de bolsa.



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

En la Figura 3-62 se puede ver la Generación Fuera de Mérito (GFM) en el sistema, es decir, la generación requerida por restricciones.

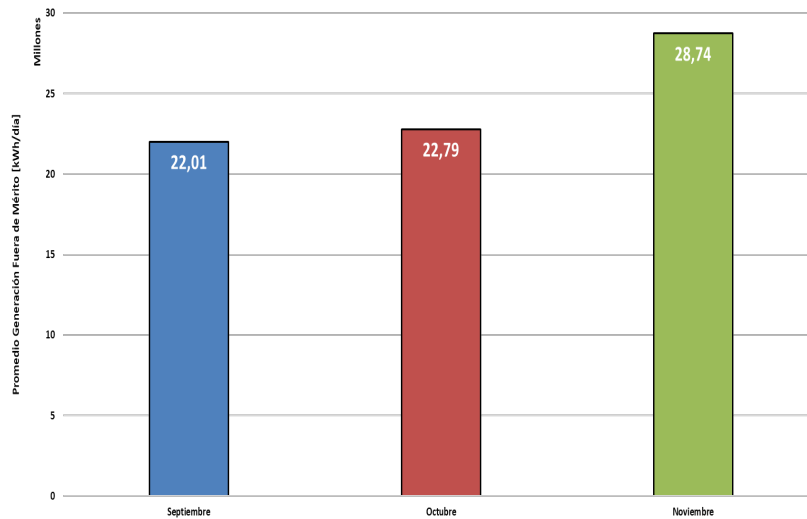
Figura 3-62: Generación fuera de mérito [kWh/día]



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

Se observa una gran variabilidad en la GFM durante el trimestre analizado, con un mínimo de 12,03 GWh/día para el 30 de octubre, y un máximo de 48,75 GWh/día para el 12 de noviembre. A nivel mensual, la siguiente figura muestra cómo se comportó la GFM promedio durante los tres meses del período analizado:

Figura 3-63: Promedio Mensual de la Generación fuera de mérito [kWh/día]



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

Puede verse que el promedio de la GFM crece durante el trimestre, especialmente en el mes de noviembre, para el cual asciende a 28,74 GWh/día.

4. Modificación de precios de bolsa en función del volumen útil por embalse.

En la actualidad el Centro Nacional de Despacho calcula el precio de bolsa para el embalse agregado nacional, con lo cual se obtiene un único precio diario sin tener en cuenta los niveles de volumen útil que tiene cada embalse en un momento dado.

Con el fin de tener en cuenta estas diferencias se presenta una metodología de ajuste que eventualmente podría ser evaluada por el regulador para los temas de su competencia.

Esta metodología consiste en calcular las reservas útiles para cada embalse, y a estas, restarles las reservas para el embalse agregado. Esta diferencia porcentual se utiliza para modificar el precio de bolsa general

$$PBI_{j,t} = PBNP_t * [1 - (VUI_{j,t} - VUAg_t)]$$

Donde:

$PBI_{j,t}$: Precio de bolsa individual para el embalse j en el período t [COP/kWh]

$PBNP_t$: Precio de bolsa nacional ponderado para el período t [COP/kWh]

$VUI_{j,t}$: Volumen Útil Individual para el embalse j en el período t [%]

$VUAg_t$: Volumen Útil Agregado en el período t [%]

En este sentido, si un embalse tiene, en porcentaje, mayores reservas que el embalse agregado, se disminuirá su precio particular de bolsa en esa diferencia porcentual, y viceversa, si el embalse tiene menores reservas que el embalse agregado. En consecuencia, el precio de bolsa que se le reconoce a cada embalse depende de si su recurso es escaso o no en un momento dado, y además es diferente para cada embalse pues cada uno tiene su medida de embalse útil.

El análisis se llevó a cabo durante el período comprendido entre enero de 2023 y octubre de 2024 para el cual se obtuvieron los valores de los parámetros requeridos para el cálculo del precio de bolsa individual para los 24 embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La siguiente tabla muestra los porcentajes de llenado del embalse útil para cada uno de los embalses, así como para el embalse agregado, esto para enero de 2023:

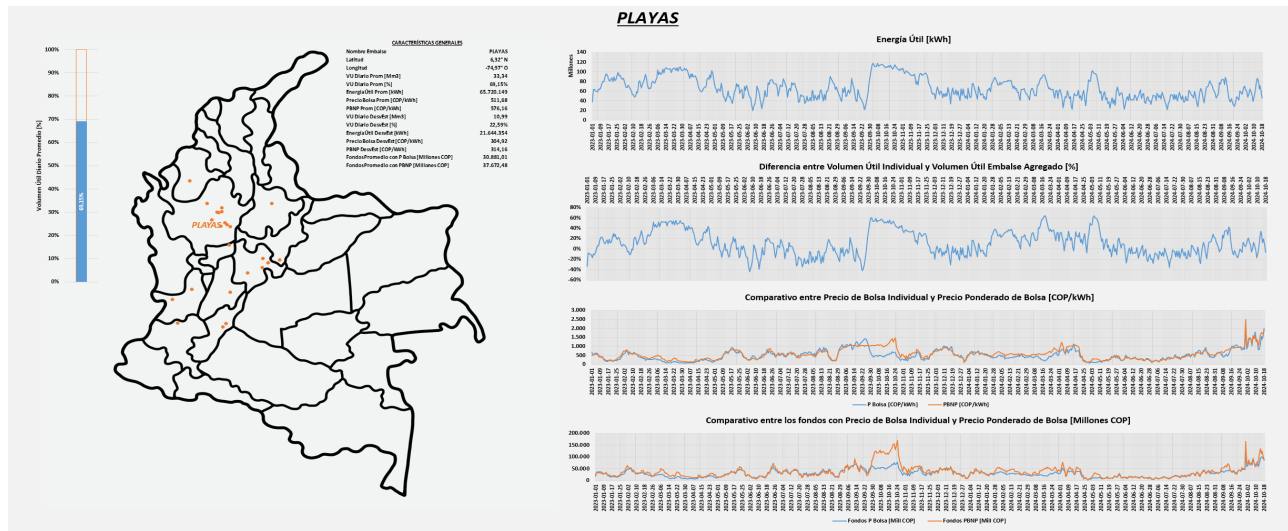
Tabla 4-1: Embalse útil para enero 2023 [%]

Fecha	AMANI	ITUANGO	MIRAFLORES	PENOL	PLAYAS	PORCE II	PORCE III	PUNCHINA	RIOGRANDE2	SAN LORENZO	TRONERAS	URRALI	AGREGADO BOGOTA	BETANIA	EL QUIMBO	MUNA	PRADO	TOPOCORO	CHUZA	ESMERALDA	GUAVIO	ALTOANCHICAYA	CALIMALI	SALVAJINA	Embalse Agregado
2023-01-01	95,99%	56,93%	84,28%	95,55%	39,28%	56,04%	36,95%	50,61%	92,18%	93,81%	36,39%	94,57%	62,23%	84,53%	88,09%	88,69%	108,04%	90,24%	56,20%	73,18%	86,55%	17,18%	98,56%	63,51%	72,90%
2023-01-02	96,02%	57,55%	84,17%	95,14%	66,05%	38,35%	53,51%	27,39%	93,28%	92,50%	24,92%	94,38%	62,17%	84,73%	87,57%	93,20%	110,81%	90,33%	55,48%	73,35%	85,55%	29,96%	97,80%	64,71%	73,29%
2023-01-03	97,73%	58,04%	84,00%	94,85%	65,30%	40,80%	46,31%	53,07%	92,18%	91,48%	39,43%	94,37%	62,18%	84,93%	87,05%	92,06%	111,19%	90,09%	55,17%	73,62%	84,45%	23,95%	96,79%	64,95%	74,33%
2023-01-04	97,42%	56,84%	83,77%	94,49%	62,41%	40,48%	57,42%	49,39%	91,09%	91,25%	27,97%	94,21%	62,22%	81,58%	86,41%	93,76%	113,49%	89,48%	54,82%	73,93%	84,32%	8,53%	95,93%	65,13%	73,18%
2023-01-05	96,77%	56,33%	83,66%	94,19%	61,35%	30,12%	56,60%	54,94%	90,17%	92,19%	44,06%	93,95%	62,25%	80,81%	85,75%	85,32%	113,20%	89,93%	54,48%	74,14%	83,10%	10,26%	94,78%	65,05%	73,06%
2023-01-06	97,73%	56,44%	83,54%	93,81%	60,39%	44,34%	43,28%	85,20%	90,00%	92,12%	59,61%	92,99%	62,23%	78,91%	85,44%	87,00%	113,59%	89,54%	54,11%	72,40%	82,55%	0,00%	93,63%	65,16%	77,57%
2023-01-07	97,30%	56,93%	83,49%	93,57%	66,45%	57,85%	47,23%	82,47%	89,42%	93,70%	53,59%	91,66%	62,17%	81,26%	85,24%	83,08%	117,25%	90,32%	53,78%	72,52%	81,71%	27,60%	93,59%	65,87%	76,18%
2023-01-08	95,74%	57,10%	83,31%	93,31%	65,83%	55,85%	46,11%	75,32%	92,10%	94,49%	72,38%	91,58%	62,16%	82,61%	84,73%	87,00%	118,90%	91,56%	53,48%	72,94%	81,91%	26,87%	94,13%	66,35%	76,91%
2023-01-09	94,68%	56,56%	83,09%	93,14%	69,77%	66,10%	50,01%	66,30%	91,93%	94,02%	61,84%	90,93%	62,13%	84,37%	84,16%	81,41%	119,09%	92,62%	53,16%	73,50%	81,68%	26,87%	94,58%	66,90%	76,62%
2023-01-10	94,86%	57,57%	82,98%	93,06%	77,71%	58,05%	50,69%	69,26%	92,77%	94,04%	71,78%	90,37%	62,06%	83,56%	83,46%	77,52%	120,46%	93,91%	52,87%	74,16%	81,93%	21,55%	94,28%	67,65%	76,94%
2023-01-11	96,05%	57,13%	83,03%	93,03%	83,56%	47,44%	69,05%	72,61%	93,19%	93,57%	62,10%	89,78%	62,13%	80,32%	83,62%	72,53%	120,75%	95,16%	52,89%	74,61%	82,54%	14,13%	93,63%	68,96%	76,74%
2023-01-12	96,40%	56,57%	83,03%	93,00%	82,45%	41,26%	68,61%	72,84%	93,70%	93,14%	53,16%	89,42%	62,15%	82,13%	83,62%	70,88%	119,58%	96,29%	54,11%	73,48%	84,71%	5,95%	93,63%	68,54%	75,78%
2023-01-13	95,30%	56,49%	82,98%	92,74%	92,06%	40,94%	67,69%	70,47%	93,11%	91,49%	45,10%	89,16%	62,14%	84,70%	83,62%	78,07%	117,64%	96,79%	54,07%	72,96%	85,41%	3,87%	94,08%	67,94%	75,78%
2023-01-14	96,11%	56,77%	82,98%	92,39%	98,84%	46,54%	61,04%	67,65%	93,61%	89,28%	35,58%	90,98%	62,16%	88,56%	83,04%	76,41%	118,90%	97,03%	53,88%	71,99%	85,84%	20,77%	94,98%	67,89%	76,38%
2023-01-15	96,66%	56,60%	82,75%	92,15%	98,78%	39,75%	60,45%	59,13%	93,78%	88,45%	49,31%	93,44%	62,13%	87,06%	82,96%	74,74%	117,06%	97,07%	53,62%	72,20%	86,21%	15,36%	95,53%	67,70%	75,95%
2023-01-16	96,37%	56,41%	82,47%	91,96%	94,52%	45,65%	52,07%	53,67%	93,78%	87,59%	40,70%	94,03%	62,13%	83,59%	82,88%	74,74%	116,96%	96,67%	53,30%	73,16%	85,41%	15,64%	95,93%	67,09%	74,86%
2023-01-17	97,44%	56,57%	82,42%	91,81%	86,46%	38,30%	49,18%	36,04%	93,28%	89,42%	51,77%	94,19%	62,10%	78,68%	82,98%	75,30%	114,21%	96,16%	52,95%	72,80%	84,59%	9,57%	96,33%	66,45%	73,29%
2023-01-18	100,45%	57,02%	82,19%	91,79%	83,32%	30,87%	51,78%	49,23%	94,37%	92,12%	42,43%	94,35%	62,06%	78,18%	82,34%	75,30%	112,82%	95,77%	52,61%	71,87%	83,80%	4,28%	96,63%	65,69%	72,97%
2023-01-19	99,82%	56,85%	81,91%	91,46%	87,09%	46,90%	40,19%	31,94%	94,29%	90,60%	38,88%	94,13%	62,07%	80,41%	81,75%	75,86%	113,87%	95,43%	52,29%	71,32%	82,98%	18,72%	96,79%	65,42%	72,96%
2023-01-20	99,80%	56,57%	81,63%	91,20%	89,98%	34,63%	41,12%	34,56%	93,19%	88,59%	32,23%	93,29%	62,06%	84,30%	82,15%	75,86%	115,80%	94,80%	51,77%	71,58%	81,94%	13,09%	97,24%	64,95%	72,18%
2023-01-21	98,46%	56,21%	81,40%	90,92%	81,93%	29,17%	35,96%	20,95%	92,52%	89,83%	46,32%	92,79%	62,02%	87,11%	82,44%	76,97%	115,32%	94,26%	51,22%	71,20%	80,76%	28,23%	97,65%	64,34%	72,00%
2023-01-22	97,25%	56,94%	81,13%	90,48%	92,03%	40,10%	40,85%	48,95%	91,26%	87,93%	34,73%	92,87%	61,99%	81,71%	82,53%	78,63%	115,03%	93,41%	50,67%	69,79%	79,90%	30,71%	97,85%	63,59%	73,35%
2023-01-23	95,97%	56,44%	80,90%	90,31%	84,39%	47,35%	47,15%	42,53%	90,00%	87,95%	21,77%	92,44%	61,92%	77,97%	82,33%	88,13%	113,87%	92,40%	50,17%	68,84%	78,69%	14,19%	97,69%	62,34%	71,91%
2023-01-24	94,77%	56,45%	80,46%	90,05%	86,92%	34,11%	54,69%	36,45%	89,67%	86,14%	44,02%	91,94%	61,85%	71,88%	82,24%	88,13%	112,63%	91,37%	49,74%	66,99%	77,74%	0,00%	97,34%	61,02%	74,20%
2023-01-25	92,53%	56,98%	79,96%	89,59%	95,13%	40,36%	53,13%	16,14%	88,51%	83,81%	32,65%	92,06%	61,75%	69,43%	81,58%	88,13%	111,38%	90,25%	49,24%	65,63%	77,26%	0,00%	96,59%	60,05%	72,70%
2023-01-26	91,09%	57,54%	79,40%	89,12%	101,54%	32,64%	51,44%	35,36%	87,10%	81,04%	19,91%	92,11%	61,68%	65,13%	80,78%	85,32%	109,95%	89,05%	48,71%	64,47%	76,87%	0,00%	95,43%	58,30%	71,91%
2023-01-27	89,71%	57,69%	78,90%	88,73%	94,91%	44,47%	38,03%	25,11%	86,28%	81,55%	20,86%	92,02%	61,60%	60,96%	79,89%	89,81%	108,42%	87,79%	48,17%	63,90%	76,26%	0,00%	94,33%	56,23%	70,68%
2023-01-28	89,91%	57,31%	78,35%	88,56%	95,88%	29,76%	36,19%	23,45%	84,80%	78,60%	36,85%	91,84%	61,53%	63,35%	78,95%	84,20%	106,81%	86,43%	47,62%	62,68%	75,60%	5,88%	93,24%	55,68%	67,23%
2023-01-29	90,12%	57,67%	77,86%	88,09%	89,49%	42,51%	39,46%	49,93%	83,34%	79,05%	29,32%	91,56%	61,45%	64,24%	78,01%	78,07%	105,20%	85,07%	47,07%	60,79%	75,23%	3,30%	92,05%	54,38%	67,64%
2023-01-30	87,75%	57,63%	77,31%	87,68%	87,44%	42,71%	39,46%	32,86%	82,53%	78,27%	16,49%	91,24%	61,38%	63,55%	77,04%	84,76%	103,62%	84,10%	46,53%	59,64%	75,38%	0,00%	90,92%	52,22%	68,72%
2023-01-31	84,94%	57,43%	76,76%	87,20%	89,81%	28,71%	46,81%	20,10%	81,00%	77,49%	32,08%	90,84%	61,30%	61,57%	76,13%	82,53%	102,23%	83,32%	45,97%	58,17%	75,38%	0,00%	89,75%	50,45%	67,83%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

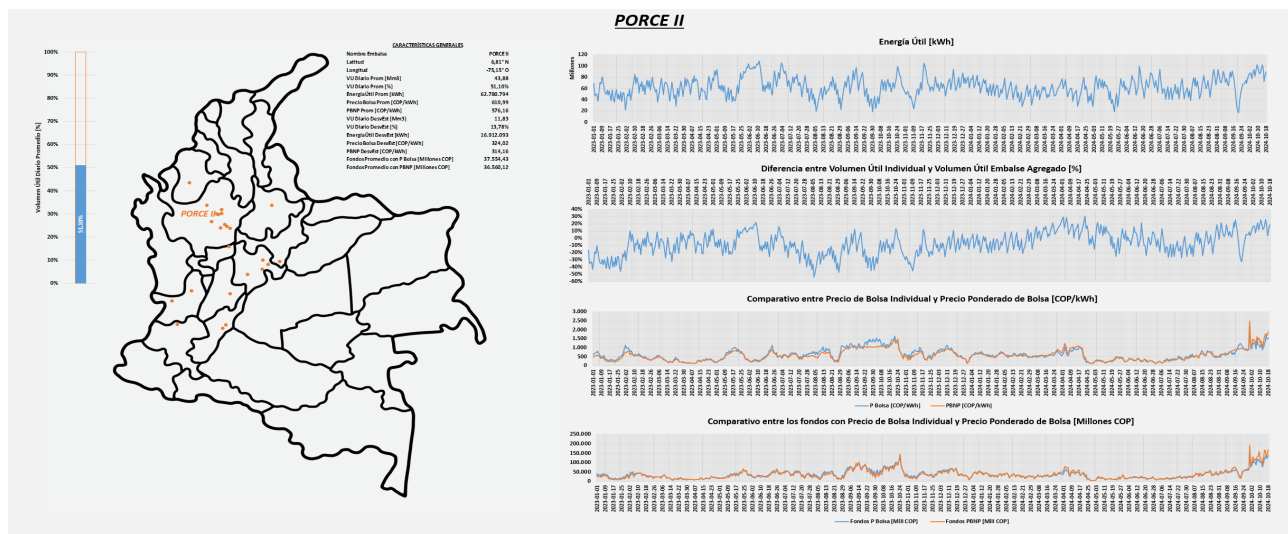
La tabla anterior fue elaborada para todo el periodo hasta octubre de 2024, y con base en estos datos se calculó el valor del precio de bolsa individual, utilizando la Ecuación 2.1. Así las cosas, cada uno de los embalses fue analizado con el fin de establecer los parámetros importantes, como se muestra en las siguientes gráficas para algunos de ellos:

Figura 4-1: Embalse Playas



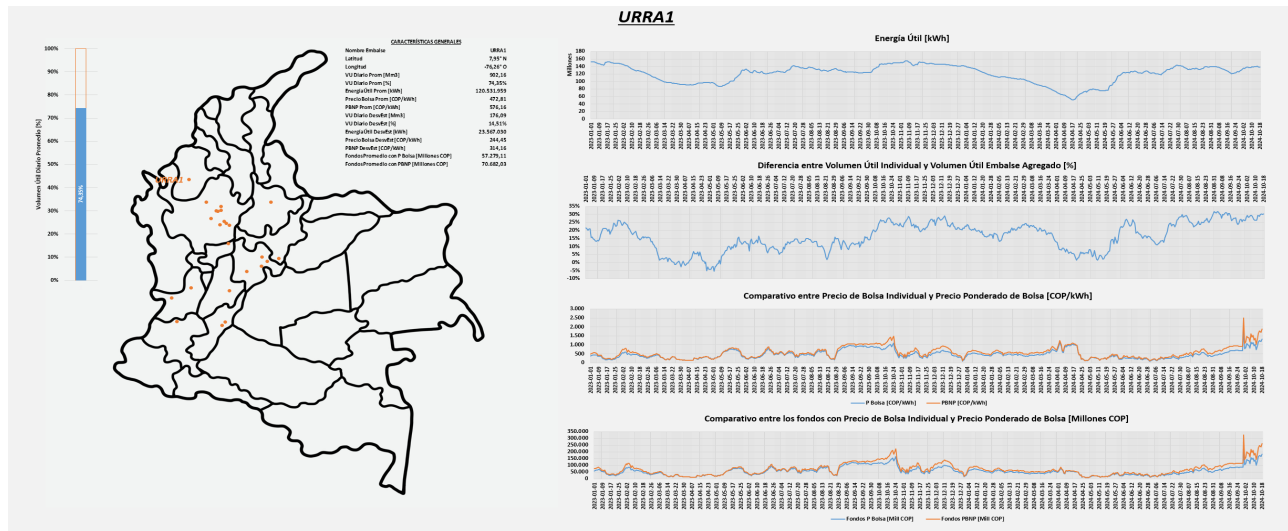
Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

Figura 4-2: Embalse Porce II



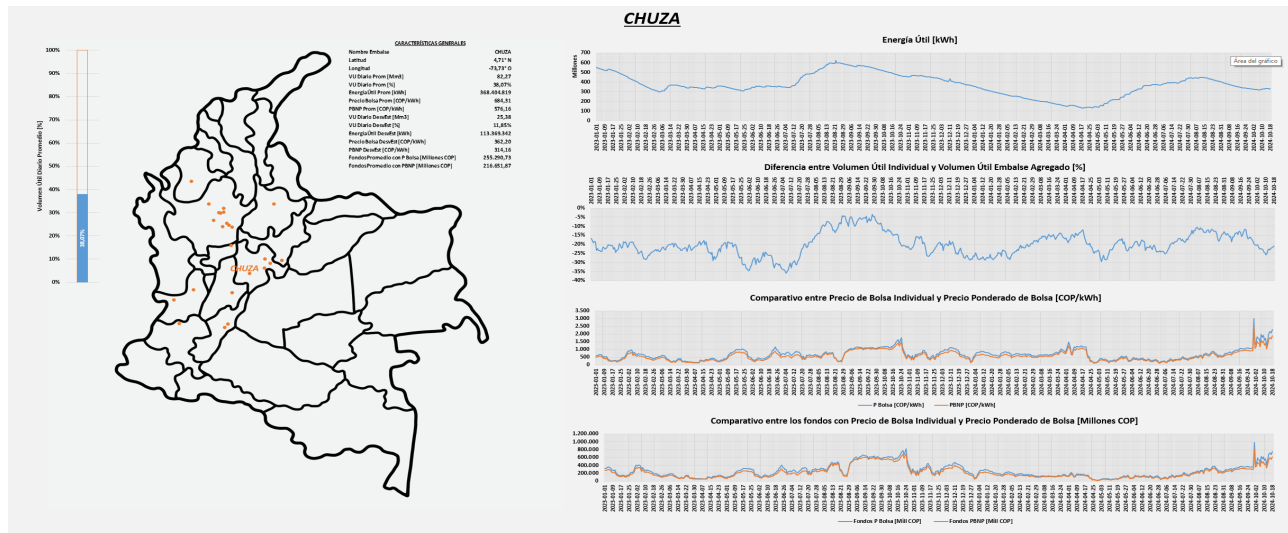
Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

Figura 4-3: Embalse Urrá



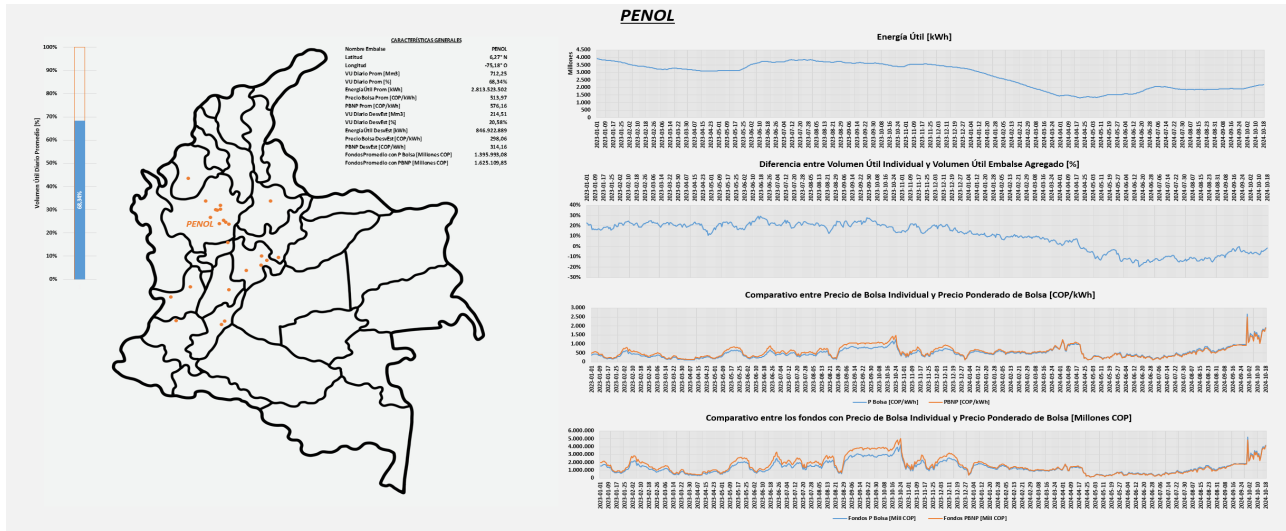
Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

Figura 4-4: Embalse Chuza



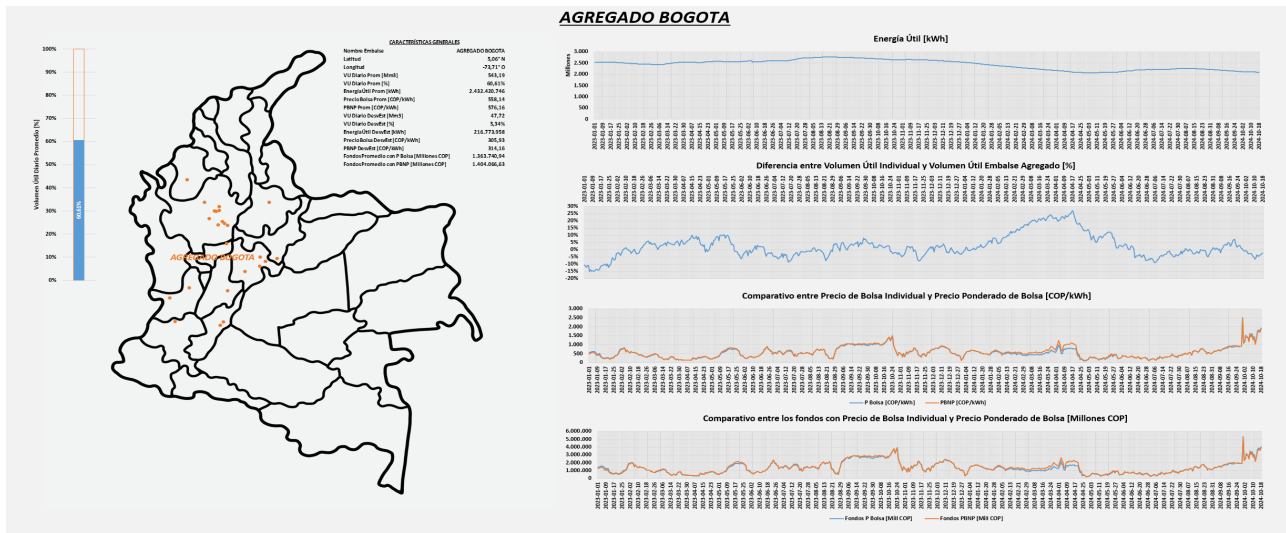
Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

Figura 4-5: Embalse Peñol



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

Figura 4-6: Embalse Agregado Bogotá



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

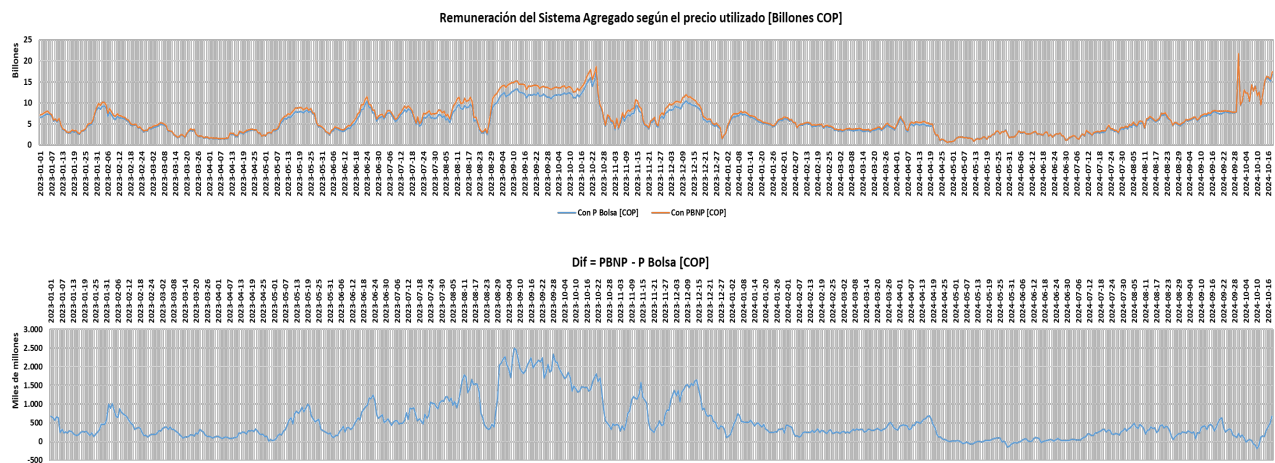
En términos generales, de las gráficas anteriores se pudo establecer que el análisis individual de embalses sí produce variaciones significativas en el precio de bolsa, en comparación con el calculado normalmente.

Esto ocurre principalmente para los embalses cuyas reservas son muy diferentes a las del embalse agregado, ya que la relación entre estas diferencias y el precio de bolsa calculado es inversamente proporcional.

Al final de cuentas, algunos embalses se ven favorecidos económicamente y otros no, dependiendo de su comportamiento histórico dentro del periodo de análisis entre enero de 2023 y octubre de 2024. Sin embargo, para el período analizado, la remuneración total se ve afectada al utilizar los precios de bolsa individuales

Como pudo verse en las figuras anteriores, los precios de bolsa individuales son en general más bajos que el precio de bolsa nacional ponderado, válido para el embalse agregado, lo cual implica que la bolsa de energía, para el período de análisis, debería haber gastado menos recursos para pagarle a las centrales hidroeléctricas, lo cual se muestra más claramente en la siguiente figura que muestra la comparación entre lo gastado utilizando el precio de bolsa nacional ponderado y los precios de bolsa individuales:

Figura 4-7: Comparativo entre el PBNP y los PBI's



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM.

La figura anterior muestra claramente lo afirmado previamente ya que para casi todo el período de análisis, la remuneración utilizando el Precio de Bolsa Nacional Ponderado (PBNP) resulta ser mayor a la que se calcula utilizando los Precios de Bolsa Individuales (PBI's), lo cual implica que mediante la utilización de los PBI's el mercado podría ahorrarse dinero en remuneraciones a las plantas hidroeléctricas, para el caso en que los pagos se hagan con precios de bolsa, no con precios de contrato.

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

SEPTIEMBRE - NOVIEMBRE 2024

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural

