



DEPARTAMENTO
NACIONAL DE PLANEACIÓN



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

JUN 2022 – AGO 2022

**Superintendencia
Delegada para Energía y
Gas Combustible**

**Unidad de Monitoreo
de Mercados de
Energía y Gas Natural**

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Jorge Eduardo Zuluaga Orozco

Diego Miguel Piñeros Pulido

José Lenin Morillo Carrillo

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

Diego Fernando Parra Benavides

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Juan Sebastián Alcina Rodríguez

COORDINADOR

Baisser Antonio Jiménez Rivera



Contenido

1. Resumen ejecutivo	11
2. Mercado de Gas	13
2.1. Seguimiento de mercado	13
2.1.1. Mercado Primario	13
2.1.1.1. Curva de oferta agregada de contratos	13
2.1.1.2. Participación en la contratación del mercado primario por productor	14
2.1.1.3. Precios y cantidades por fuente de producción:	15
2.1.1.4. Precios y cantidades por modalidad:	16
2.1.1.5. Precios y cantidades por tipo de uso (Térmico y no térmico):	17
2.1.2. Mercado Secundario	18
2.1.2.1. Dinámica transacciones trimestre mercado secundario	18
2.1.2.2. Precios y cantidades por modalidad:	20
2.1.2.3. Precios y cantidades por tipo de uso:	21
2.1.3. Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	22
2.1.3.1. Precios y cantidades por modalidad:	22
2.1.3.2. Precios y cantidades por tipo de uso:	23
2.1.4. Índices de precios nacional vs importado	23
2.2. Seguimiento operativo	25
2.2.1. Producción	25
2.2.2. Demanda	27
2.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	34
2.2.4. Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	39
2.2.4.1. Mantenimientos programados:	39
2.2.4.2. Mantenimientos no programados:	40
3. Mercado de Energía Eléctrica	41
3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones.....	41
3.1.1. Indicadores de concentración (HHI)	41
3.1.2. Índice de Oferta Residual	42
3.1.3. Fijaciones Precios de Bolsa	43
3.1.4. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente	44
3.1.4.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil:	44
3.1.4.2. Precio de Bolsa Vs Aportes:	45



3.1.4.3. Precios Representativos del Mercado:	46
3.1.4.4. Precios Promedio por energético:	47
3.1.4.5. Precios Promedio de contratos vs CERE:	48
3.1.5. Análisis Comparación Variables Agentes	50
3.1.5.1. ISAGEN:	50
3.1.5.2. ENEL:	51
3.1.5.3. EPM:	52
3.1.5.4. CELSIA:	53
3.1.5.5. AES COLOMBIA:	54
3.1.6. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación	54
3.1.6.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores:	55
3.1.6.2. Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme:	56
3.1.6.3. Relación Generación ideal - Ventas en contratos para agentes generadores:	56
3.1.7. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	57
3.1.7.1. Demanda regulada contratada y proyección de contratos:	58
3.1.7.2. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores:	59
3.1.7.3. Porcentaje de cubrimiento de agentes en el mercado regulado:	60
3.1.7.4. Caracterización de Contratos con destino al mercado regulado:	61
3.1.7.5. Caracterización contratos con destino al mercado no regulado:	62
3.1.7.6. Contratos entre agentes vinculados e integrados:	63
3.1.7.7. Nivel de cumplimiento de comercializadores de la Resolución MME 40715 de 2019:	67
3.1.8. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito	69
3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica	70
3.2.1. Variables Mercado de Energía Eléctrica	70
3.2.1.1. Oferta – Aportes hídricos:	71
3.2.1.2. Oferta – Nivel del embalse agregado:	74
3.2.1.3. Oferta – Generación de Energía por Recurso:	78
3.2.1.4. Indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica	79
3.2.1.5. Demanda:	86
4. Contratación de gas natural – año 2022	88
4.1. Cantidades contratadas en 2022:.....	88
4.2. Contratación año 2022 en comparación con procesos de comercialización previos:	89
4.3. Precios ponderados de cada proceso de comercialización:.....	90
5. Análisis de Competencia en el Mercado Eléctrico Colombiano – Índice de Lerner	92
5.1. Introducción	92



5.2.	Definición del índice de Lerner	92
5.3.	Descripción del ejercicio realizado, supuestos y consideraciones	94
5.4.	Evaluación del IL	96
5.5.	Evaluación del IL en relación con los índices HHI e IOR	100
5.6.	Precios y la disponibilidad del recurso	101
5.7.	Índice de Lerner vs índice HHI vs índice IOR	105
5.7.1.	Conclusiones	117
6.	Comportamiento del Índice de Precios del Productor	118



Lista de Figuras

Figura 2-1: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario.	13
Figura 2-2: Participación de los productores en la contratación del mercado primario.....	14
Figura 2-3: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por fuente de producción. ..	15
Figura 2-4: Cantidad contratada en el mercado primario por fuente de producción.....	15
Figura 2-5: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por modalidad.....	16
Figura 2-6: Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad.	16
Figura 2-7: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por tipo de uso del gas natural.	17
Figura 2-8: Cantidad contratada en el mercado primario por tipo de uso del gas natural.....	17
Figura 2-9 Dinámica mercado secundario junio.....	18
Figura 2-10 Dinámica mercado secundario julio.....	18
Figura 2-11. Dinámica mercado secundario agosto.....	19
Figura 2-12: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por modalidad.....	20
Figura 2-13: Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad.	20
Figura 2-14: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por tipo de uso.	21
Figura 2-15: Cantidad contratada en el mercado primario por tipo de uso.	21
Figura 2-16: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	22
Figura 2-17: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	22
Figura 2-18: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.	23
Figura 2-19: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.	23
Figura 2-20: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.	24
Figura 2-21: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	24
Figura 2-22: Producción total de gas por campo durante el último trimestre.	25
Figura 2-23: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	26
Figura 2-24: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	26
Figura 2-25: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	27
Figura 2-26: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	27
Figura 2-27: Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.....	29
Figura 2-28: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	29
Figura 2-29: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.	30
Figura 2-30: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.....	30
Figura 2-31: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.....	31
Figura 2-32: : Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	32
Figura 2-33: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.....	33
Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.	33
Figura 2-35: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	34
Figura 2-36: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	35
Figura 2-37: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.....	35
Figura 2-38: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.....	36
Figura 2-39: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.	36
Figura 2-40: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.	37
Figura 2-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.	37
Figura 2-42: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	38
Figura 2-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	39



Figura 2-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	40
Figura 3-1 HHI disponibilidad	41
Figura 3-2: Índice de oferta residual	42
Figura 3-3: Índice de oferta residual bipivotal	42
Figura 3-4: Fijación precios de bolsa	43
Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.....	44
Figura 3-6precios vs aportes.....	45
Figura 3-7 Precios representativos del mercado.....	46
Figura 3-8 Precio promedio de ofertas por energético.....	47
Figura 3-9 Precio promedio de contratos vs CERE	48
Figura 3-10 Comparación variables ISAGEN.....	50
Figura 3-11 Comparación de variables ENEL.....	51
Figura 3-12 Comparación de variables EPM.....	52
Figura 3-13 Comparación de variables CELSIA	53
Figura 3-14 Comparación de variables AES COLOMBIA	54
Figura 3-15 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	55
Figura 3-16 Ventas en contratos / OEF.....	56
Figura 3-17 Generación ideal / Ventas en contratos.....	57
Figura 3-18 resumen precios promedio y energía total por mercado	57
Figura 3-19 resumen precios promedio y energía total por mercado	58
Figura 3-20 Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre (junio, julio y agosto de 2022).....	58
Figura 3-21. Finalización contratos.....	59
Figura 3-22 demanda mensual atendida por comercializador.....	59
Figura 3-23 porcentaje de cubrimiento de agentes comercializadores.....	60
Figura 3-24 Demanda regulada atendida por comercializador.....	60
Figura 3-25. Demanda regulada atendida por comercializador.....	61
Figura 3-26 Duración de contratos con destino al mercado regulado	62
Figura 3-27. duración de contratos con destino al mercado no regulado	63
Figura 3-28. Porcentaje de cumplimiento de comercializadores Resolución MME 40715.....	68
Figura 3-29 Costo de restricciones, reconciliación positiva y precio de bolsa	69
Figura 3-30. Generación fuera de mérito por área	70
Figura 3-31 Aportes de energía por región en el periodo de análisis.	71
Figura 3-32. Aportes por región vs media histórica de aportes	71
Figura 3-33. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	72
Figura 3-34. Aportes del periodo al sistema vs aportes totales del periodo en los años climáticos análogos.	73
Figura 3-35. Aportes totales según tipo de embalse.....	73
Figura 3-36. comportamiento del embalse agregado en energía	74
Figura 3-37. comportamiento del embalse agregado en porcentaje.....	75
Figura 3-38. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)	75
Figura 3-39. Distribución promedio del volumen útil disponible durante el periodo.....	76
Figura 3-40 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses	76
Figura 3-41. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	77
Figura 3-42. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	77
Figura 3-43. Participación de la generación por recurso.....	78
Figura 3-44. Participación de generación térmica.....	78



Figura 3-45. Generación térmica por combustible.....	79
Figura 3-46. generación acumulada de cada fuente de generación excluyendo hidro	79
Figura 3-47. Capacidad agregada de generación en mantenimiento durante el periodo de análisis.....	80
Figura 3-48. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Líneas de transmisión.....	85
Figura 3-49. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Transformación.	86
Figura 3-50. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME.....	86
Figura 3-51. Evolución de la demanda diaria del SIN	87
Figura 3-52. Demanda mensual y demanda no atendida	87
Figura 4-1: Cantidades suministro comercializados en 2022	88
Figura 4-2: Cantidades y precios ponderados – Procesos de comercialización 2015 a 2022	89
Figura 5-1. Observaciones del IL por agente encontradas en la evaluación (acumulación en eje derecho)	96
Figura 5-2. Valor medio del IL para todas las observaciones en el periodo.....	96
Figura 5-3 Histograma del índice de Lerner para todas las observaciones del año	98
Figura 5-4 Gráfico radial para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda ...	100
Figura 5-5. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)	101
Figura 5-6 Gráfico radial en 6 momentos para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda.....	102
Figura 5-7. Observaciones del IL en cada momento acumulado por los bloques de demanda.....	103
Figura 5-8 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 1	105
Figura 5-9. Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 1	106
Figura 5-10: Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 1	106
Figura 5-11 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 1	107
Figura 5-12 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 2	108
Figura 5-13. Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 2.....	108
Figura 5-14. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 2	109
Figura 5-15 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 2	109
Figura 5-16 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 3	110
Figura 5-17 Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 3.....	110
Figura 5-18. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 3.....	111
Figura 5-19 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 3	111
Figura 5-20 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 4	112
Figura 5-21. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 4.....	112
Figura 5-22 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 4	112
Figura 5-23 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 5	113
Figura 5-24 Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 5.....	114
Figura 5-25. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 5.....	114
Figura 5-26 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 5	114
Figura 5-27 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 6	115
Figura 5-28. Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 6.....	116
Figura 5-29. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 6.....	116
Figura 5-30 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 6	117
Figura 6-1 Crecimiento del Costo Unitario (CU) tarifas de energía por distribuidor (Dic. 21 - Ago. 22)	118
Figura 6-2. Comportamiento general del Índice de Precios del Productor (IPP) e Índice de Precios del Consumidor (IPC) (Enero 2018 – Agosto 2022).....	119
Figura 6-3. Cambios anuales del Índice de Precios del Productor (IPP) y secciones del CIU (Enero 2019 – Agosto 2022).....	120



Lista de Tablas

Tabla 2-1 Resumen de transacciones	19
Tabla 2-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).	25
Tabla 2-3: Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.	27
Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).	28
Tabla 2-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	28
Tabla 2-6: Consumo de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	31
Tabla 2-7: Consumo de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	31
Tabla 2-8: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis (GBTUD).	32
Tabla 3-1 Porcentaje de participación en las fijaciones por agente	44
Tabla 3-2 Precios de bolsa promedio vs MC y CERE	47
Tabla 3-3 Precios de oferta promedio por recurso energético	48
Tabla 3-4 Precios Promedio de contratos vs CERE	49
Tabla 3-5 Resumen de precios plantas ISAGEN (\$/kWh)	50
Tabla 3-6 Estadísticos precios de oferta plantas ENEL (\$/kWh)	51
Tabla 3-7 Estadísticos precios de oferta plantas EPM	52
Tabla 3-8 Estadísticas básicas precios de oferta CELSIA	53
Tabla 3-9 Estadísticos básicos Aes Colombia	54
Tabla 3-10: resumen estadísticas mercado regulado	61
Tabla 3-11: resumen estadísticas mercado no regulado	62
Tabla 3-12: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado	64
Tabla 3-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado	64
Tabla 3-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado	65
Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado	66
Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado	66
Tabla 3-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado	67
Tabla 3-18. Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.	74
Tabla 3-19: Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis	81
Tabla 3-20 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.	82
Tabla 3-21 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis	83
Tabla 3-22 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.	84
Tabla 3-23 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	85
Tabla 5-1 Caracterización de la curva de demanda en bloques horarios	94
Tabla 5-2 Estadísticas del índice de Lerner para todas las observaciones del año	97
Tabla 5-3 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el periodo de análisis	98
Tabla 5-4 Momentos relevantes sobre la operación del mercado en el periodo de análisis	101



Tabla 6-1 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 1	121
Tabla 6-2 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 2	122
Tabla 6-3 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 3	123
Tabla 6-4 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 4	124
Tabla 6-5 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 5	125
Tabla 6-6 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 6	126



1. Resumen ejecutivo

El presente Boletín, corresponde al periodo de análisis junio-agosto de 2022 y está dividido en cuatro partes: i) Análisis del mercado de gas, ii) Análisis del mercado de energía eléctrica, iii) Contratación gas natural - 2022 y iv) Análisis de competencia sector eléctrico colombiano.

En relación con el segundo capítulo, se revisaron las cantidades contratadas, participaciones en el mercado y sus respectivos precios para los mercados Primario y Secundario; así como cantidades y precios para lo que se denomina Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM). En este análisis se realizaron comparaciones de precios por fuentes de producción y por sectores de consumo (clasificados en térmico y no térmico). De manera complementaria, se presenta el indicador de comparación de precio de gas nacional vs gas importado, que para el trimestre de análisis se observan valores superiores que los meses anteriores, debido al aumento de precios del mercado primario del gas nacional, particularmente en los campos de Sur Costa y Guajira.

Igualmente, en el capítulo se presenta el seguimiento de las variables Producción (a nivel regional y por fuente), Demanda (regional y por sector de consumo), Importaciones y Disponibilidad y Uso de infraestructura de transporte.

Al revisar los registros del Mercado Primario, se observa que los campos del Sur de la Costa tienen los precios más altos, superando los precios del mismo trimestre del año anterior, llegando al 6,5 USD/MBTU; por modalidad los precios más altos son para lo que se denomina Otras, los cuales están alrededor de los 7,1 USD/MBTU; finalmente el precio del gas en el mercado primario tiene precios promedios ponderados de alrededor de 5.3 USD/MBTU.

Para el mercado secundario, se presenta la dinámica de estas transacciones agrupadas por duración y cantidad, se resalta que el precio promedio estuvo entre los 6,52 USD/MBTU y los 6,84 USD/MBTU y el número de transacciones en este mercado realizó entre las 400 y 500 transacciones por mes. Para este caso se observa que las modalidades Contingencia y Opción de Compra registraron los valores más altos del trimestre ubicándose alrededor de 7,5 \$US/MBTU.

Así mismo, para Otras Transacciones del Mercado se observa que la modalidad **Con interrupciones es el más alto de todos, con un valor medio cercano superior a 15,2 \$USD/MBTU.**

En relación al indicador de precios internacionales, para este periodo aumentó el indicador como consecuencia del aumento de los precios del mercado primario, principalmente para los campos del Sur Costa y Guajira

Pasando al tercer capítulo, se presenta los indicadores de competencia correspondientes al HHI y al IOR; para los cuales se observa que en términos generales se mantienen dentro de los rangos que indican para el primer caso (HHI) la concentración es moderada y para el segundo (IOR) para este trimestre estuvo la mayor parte del tiempo por encima de 1, solo se observó que estuvo por debajo de 1 en cinco días (Todos para el agente ENEL); no obstante lo anterior, en el capítulo 5 se realizó un análisis complementario en relación a la competencia del mercado.

Se presentan algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores; para los agentes comercializadores que atienden demanda regulada y no regulada, los mínimos **niveles de cobertura se dan en los agentes CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P., ENEL COLOMBIA SA ES y ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. con 63%, 68% y 78% respectivamente.**



Se realizó un seguimiento a las convocatorias del SICEP y el cumplimiento del artículo 296 de la ley 1955 de 2019; encontrado que según la información reportada por XM para el cumplimiento al corte de este boletín, solo 6 agentes tienen una contratación por encima del 10%.

En este capítulo también se realizó un seguimiento a las variables hidrológicas tales como embalse y aportes, así mismo la disponibilidad de las plantas de generación y de la infraestructura de transmisión; de lo cual destaca que para el trimestre de análisis se tuvo una buena hidrología que permitió un adecuado nivel de aportes y de embalse por encima de la senda de referencia; si bien, al final del periodo se observa una leve disminución de aportes, esta repercutió en un aumento de precios que a criterio de esta Unidad no se debió producir debido al buen nivel de embalses y señales hidrológicas de niña; sin embargo, a finales de agosto se empezaron a dar señales de bloqueos cercanos a la central de Guavio las cuales se materializaron en la indisponibilidad de la central parcial durante septiembre.

En el capítulo 4, se realizó un análisis especial de la contratación de gas natural para el año 2022, donde se observaron precios ponderados de los procesos de negociación desde 2015 a 2022 han presentado una variación desde 4.42 USD/MBTU a 5,91 USD/MBTU respectivamente, no obstante, si se evalúa la ventana de tiempo de los últimos 3 años (2020, 2021, 2022) se percibe una tendencia creciente.

Finalmente; el capítulo 5 presenta un Análisis de Competencia en el Mercado Eléctrico Colombiano – Índice de Lerner; donde se realiza a través de un proceso matemático el cálculo del indicador de Lerner que ayuda a conocer el grado de monopolio de un sector; donde se observó que hay tres participantes del mercado que ostentan la posibilidad de poder del mercado en diferentes momentos analizados (sin decir en este punto del análisis que la ejercieron); y que si bien, otros indicadores como el HHI y IOR dan señales de concentración moderada o dependencia de un agente en muy pocas oportunidades, el cálculo de este indicador da señales en relación el poder de mercado de una manera más amplia.



2. Mercado de Gas

Este capítulo desarrolla un análisis de los mercados de gas en los mercados primario, secundario para las modalidades firme y con interrupciones, y otras transacciones del mercado; además de un seguimiento a la producción, demanda, disponibilidad de infraestructura; además de indicadores de comparación de precios por fuente de producción.

2.1. Seguimiento de mercado

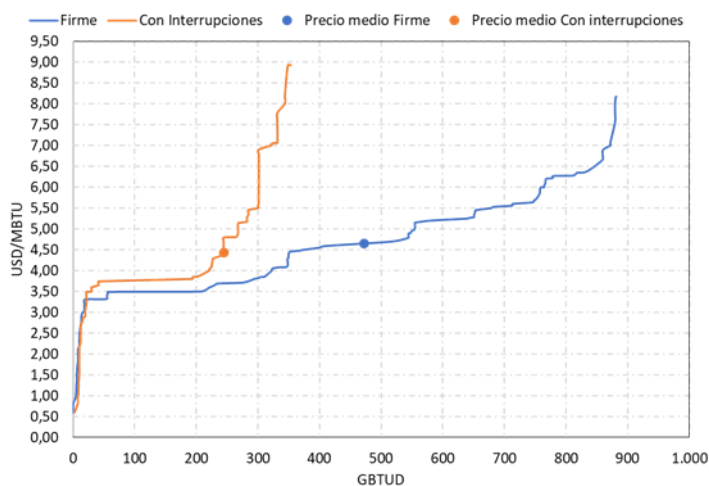
Para el siguiente análisis se consideraron las siguientes agrupaciones y definiciones de modalidades conforme lo establece la Resolución CREG 186 de 2020:

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

2.1.1. Mercado Primario

2.1.1.1. Curva de oferta agregada de contratos

Figura 2-1: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario.



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

En la Figura 2-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja). En el análisis se incluyen los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de agosto de 2022.

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

- El precio medio se ubicó en de 4,65 \$USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 \$USD/MBTU, fueron de alrededor del 36,0%.
- Cerca del 26,0% de los contratos fijaron precios entre 4,0 \$USD/MBTU y 5,0 \$USD/MBTU.

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

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



- Para el rango de precios 5,0 \$US/MBTU y 6,0 \$US/MBTU, se encuentran alrededor del 23,0% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se encuentra que alrededor del 14,0% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6,0 \$US/MBTU.

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

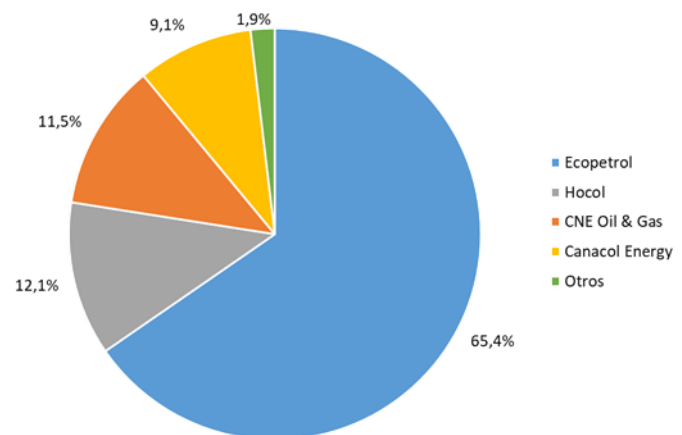
- El precio medio se ubicó en de 4,43 \$US/MBTU.
- Cerca del 62,0% de los contratos registraron precios por debajo de 4,0 \$US/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 \$US/MBTU y 5,0 \$US/MBTU fueron de alrededor del 14,0%.
- Alrededor del 10,0% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 \$US/MBTU y 6,0 \$US/MBTU.
- Por último, alrededor del 13,0% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 6 USD/MBTU.

2.1.1.2. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 2-2 muestra la distribución de la participación de los productores en la contratación del mercado primario. Para este trimestre se encuentra que Ecopetrol tuvo la participación más alta del mercado, con 65,4% del total del volumen negociado.

Así mismo, se encuentra que para el periodo de análisis los agentes Hocol, CNE Oil & Gas y Canacol Energy participaron en proporciones similares con valores de 12,1%, 11,5% y 9,1% respectivamente.

Figura 2-2: Participación de los productores en la contratación del mercado primario.

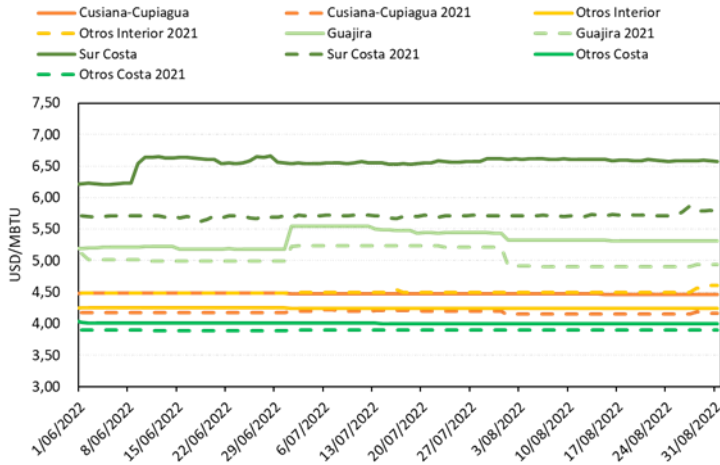


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.1.3. Precios y cantidades por fuente de producción:

Figura 2-3: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por fuente de producción.

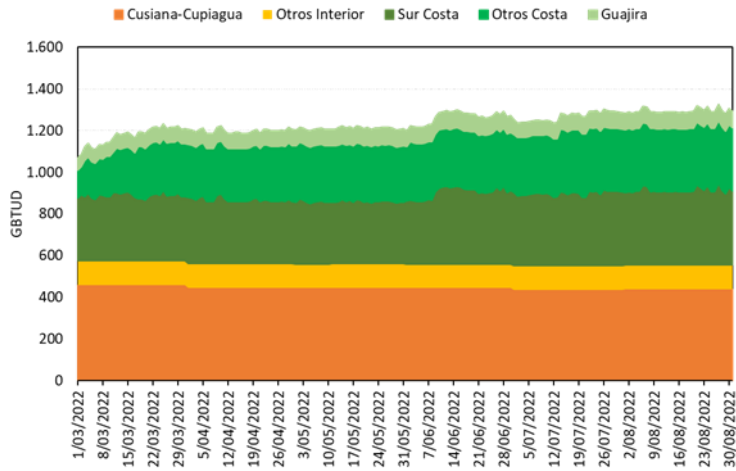


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Continuando con el análisis del mercado primario, en la Figura 2-3 se presenta el precio promedio ponderado de los contratos por fuente de producción. Allí se puede observar que los máximos valores se registraron en los contratos asociados a los campos Sur Costa con un valor medio de alrededor de 6,5 \$USD/MBTU, inclusive superando el precio de los mismos campos en el mismo trimestre del año anterior (principalmente destino térmico). En contraste se encuentra que el gas contratado en la categoría Otros Costa que se ubicó cerca de 4,0 \$USD/MBTU.

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el mercado primario por fuente de producción (ver Figura 2-4). En este análisis se encuentra que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Cusiana-Cupiagua con un valor medio cercano a 440,0 GBTUD, seguido por el volumen de los campos Sur Costa con un valor medio durante el trimestre de 350,0 GBTUD; lo que evidencia una gran dependencia de la demanda en relación a los campos Cusiana - Cupiagua.

Figura 2-4: Cantidad contratada en el mercado primario por fuente de producción.

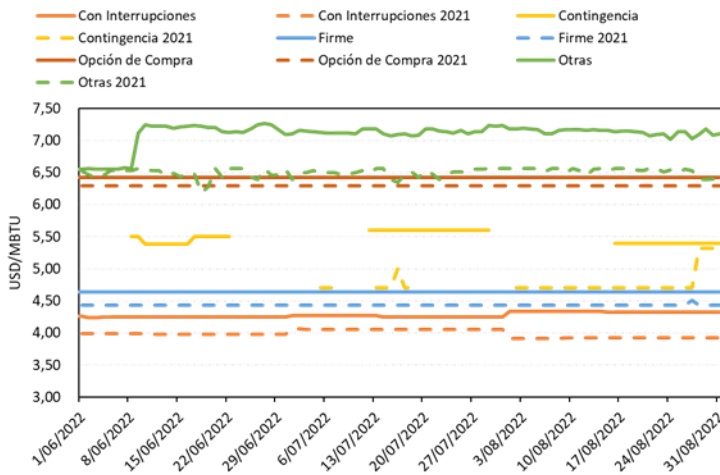


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.1.4. Precios y cantidades por modalidad:

Figura 2-5: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por modalidad.



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

Igualmente se realizó el seguimiento a la contratación del mercado primario por modalidad. En este caso se observa que los precios más altos corresponden a la modalidad Otras³ con un valor ponderado medio superior a 7,1 \$USD/MBTU (alrededor de 1 USD/MBTU por encima del precio del trimestre del 2021), seguido por los precios de la modalidad Opción de Compra con un valor de 6,4 \$USD/MBTU (ver Figura 2-5).

En la gráfica también se puede observar que todos los precios se incrementaron en comparación con el mismo periodo del año inmediatamente anterior.

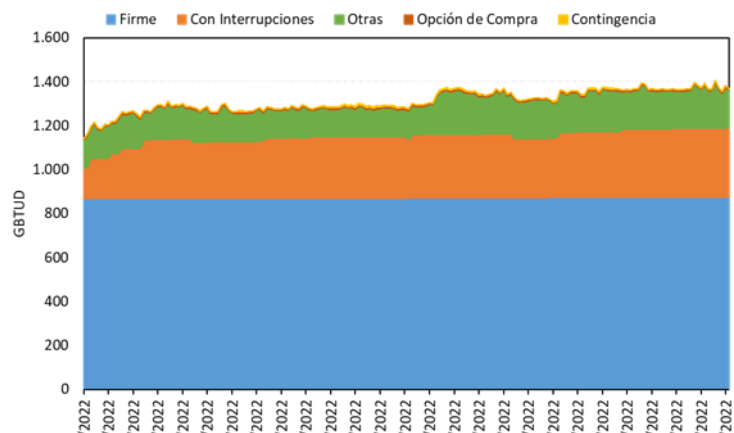
5.5 USD/MBTU (los cuales se dieron en los mantenimientos de Cupiagua y gasoductos Cartagena – Sincelejo

También se observa que, que los contratos de contingencia se ubicaron alrededor de los

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 2-6 se observa que el mayor volumen corresponde a gas contratado bajo la modalidad Firme con un valor medio que superó 870,0 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones cuyo valor fue cercano a 295,0 GBTUD.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis supero los 1350,0 GBTUD.

Figura 2-6: Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad.



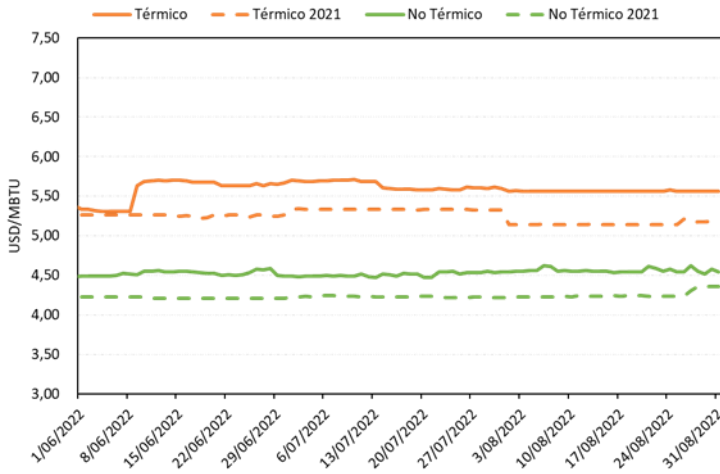
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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



2.1.1.5. Precios y cantidades por tipo de uso (Térmico y no térmico):

Figura 2-7: 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.

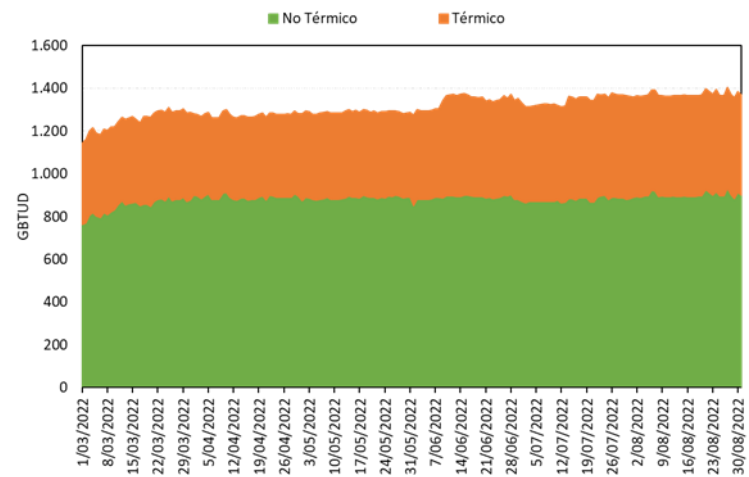
Finalmente, en el análisis se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso. En este caso se observa que los contratos del gas con destino al sector Térmico tuvieron precios más altos con valores medios que se ubicaron alrededor de 5,3 \$US/MBTU (ver Figura 2-7). En contraste, el gas para otros usos (residencial, industrial, comercial, GNV y otros) se contrató a precios que se ubicaron alrededor de 4,2\$US/MBTU.

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

Complementando el análisis, se presenta las cantidades contratadas por tipo de uso del gas. En la Figura 2-8 se observa que el gas con destino No Térmico alcanzó durante el trimestre un volumen medio de contratación de cercano a 890,0 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio que superó 460,0 GBTUD.

En los dos casos, se observa que el comportamiento de los volúmenes contratados es estable, incluso manteniendo la tendencia del trimestre inmediatamente anterior.

Figura 2-8: 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.

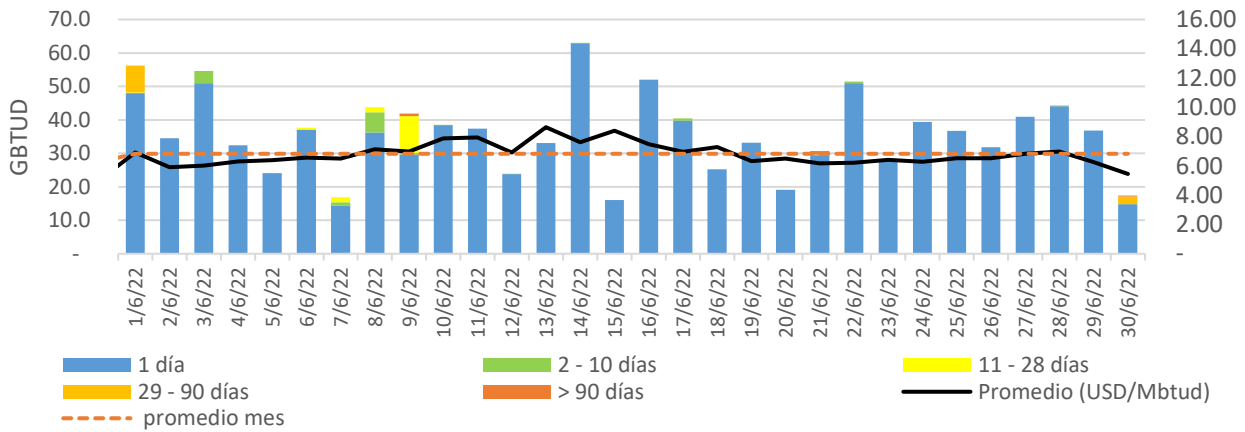


2.1.2. Mercado Secundario

2.1.2.1. Dinámica transacciones trimestre mercado secundario

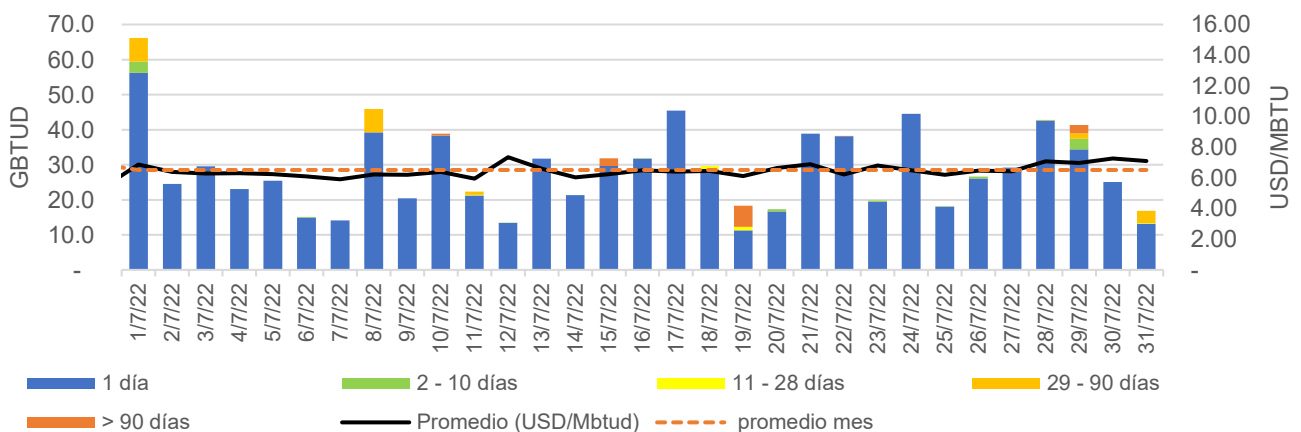
El mercado secundario presenta una base de contratación promedio en el largo, mediano y corto plazo que en el acumulado se ubicó en aproximadamente 550 GBTUD durante el trimestre, dentro de esos volúmenes, el mercado secundario de corto plazo se destaca por registrar contrataciones diarias que oscilan entre los 15 GBTUD y 40 GBTUD, como se puede apreciar en las gráficas mensuales que se presentan a continuación.

Figura 2-9 Dinámica mercado secundario junio



Duración\ día	junio/22																														Total	
	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		
1 día	26	18	28	16	12	19	12	20	15	19	16	10	16	14	15	16	19	26	10	14	8	21	25	13	23	17	19	20	18	19	9	522
2 - 10 días			4				2	5	1	1		1		1				2				1	2						1			21
11 - 28 días	1					3	1	1	2																							8
29 - 90 días	6																												1	2		9
> 90 días										1												1								1		3
Total	33	18	32	16	12	22	15	26	19	20	16	11	16	24	11	19	28	10	14	8	23	27	13	23	17	19	20	20	19	12	563	

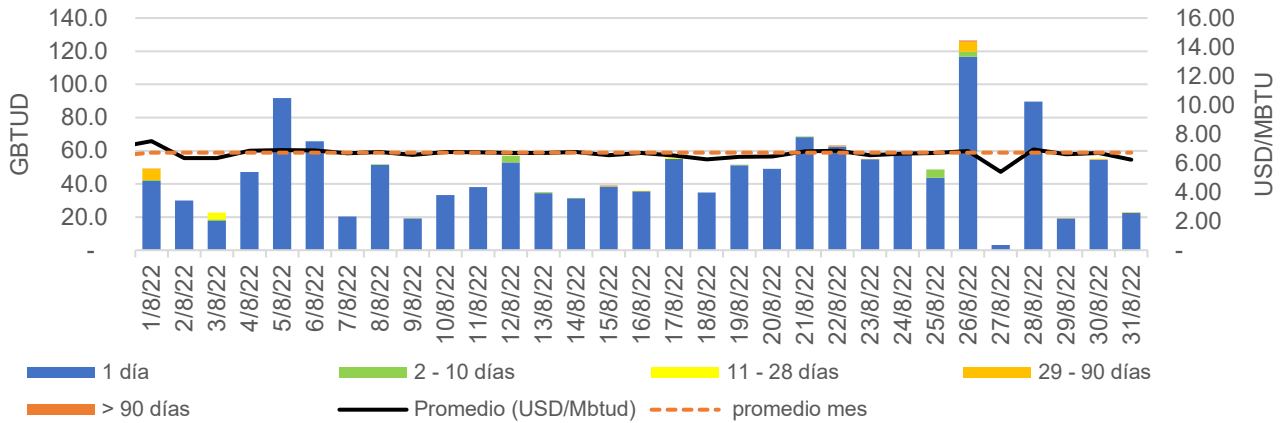
Figura 2-10 Dinámica mercado secundario julio



Duración\ día	Julio/22																															Total transacciones	
	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		
1 día	25	12	12	8	13	10	9	18	11	11	14	10	18	16	16	12	17	16	11	12	15	17	8	16	11	14	15	20	16	11	8	422	
2 - 10 días	3					1						1				1				2	2		1	3	1		1	2				16	
11 - 28 días										1								2	2											1			6
29 - 90 días	5							2			1																	1	4	1		14	
> 90 días										1				2					3				1					3				10	
Total transacciones	33	12	12	8	13	11	9	20	11	12	16	11	18	16	18	13	17	18	16	14	15	18	9	16	14	15	15	22	25	11	10	468	



Figura 2-11. Dinámica mercado secundario agosto



Duración\ día	agosto/22																															Total transacciones
	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	
1 día	13	17	15	20	26	18	8	26	14	14	15	18	11	10	12	15	23	21	22	22	15	21	22	19	23	24	4	23	13	21	12	537
2 - 10 días	1	-	2	-	-	-	-	1	1	-	-	3	1	1	-	-	-	-	1	-	1	1	-	-	1	2	-	-	-	-	-	16
11 - 28 días	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
29 - 90 días	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	1	1	1	1	10	
> 90 días	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	5	
Total transacciones	21	17	18	20	26	18	8	27	15	14	15	21	12	11	14	16	24	21	23	22	16	23	23	19	24	28	4	23	14	22	14	573

El resumen respecto al número de transacciones, cantidades transadas y precios de cada mes se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 2-1 Resumen de transacciones

Mes	Número transacciones	Transacciones de duración diaria	Cantidad transada en un día (GBTUD)	mínima en un día	Cantidad transada en un día (GBTUD)	máxima en un día	Precio promedio del mes (USD/MBTU)
Junio	563	522	16	63	6,84		
Julio	468	422	13	66	6,52		
Agosto	573	537	3	126	6,73		

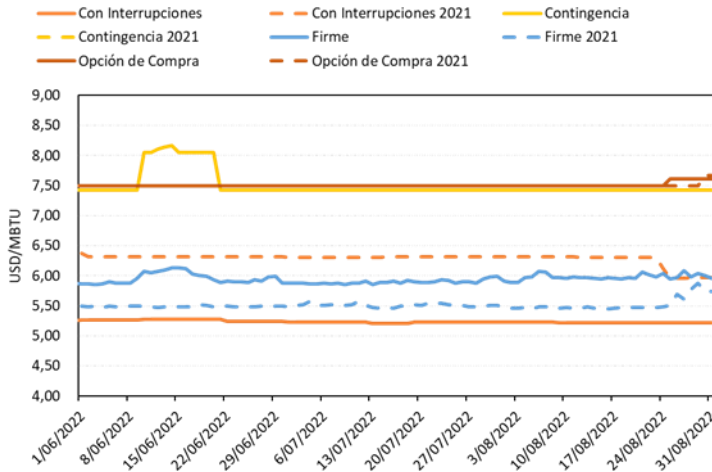
De la dinámica mensual del mercado secundario durante el trimestre destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensual oscila entre los 468 y 573 registros.
- En el mercado secundario se transan contratos de diferentes duraciones, diarias, semanales, mensuales, y mayor a un mes. No obstante, la dinámica mensual refleja que las transacciones de mayor frecuencia corresponden a aquellas de duración diaria, 522, 422 y 537 para junio, julio y agosto
- Los precios promedio presentaron una variación entre 6,52 USD/MBTU y 6,84 USD/MBTU



2.1.2.2. Precios y cantidades por modalidad:

Figura 2-12: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por modalidad.



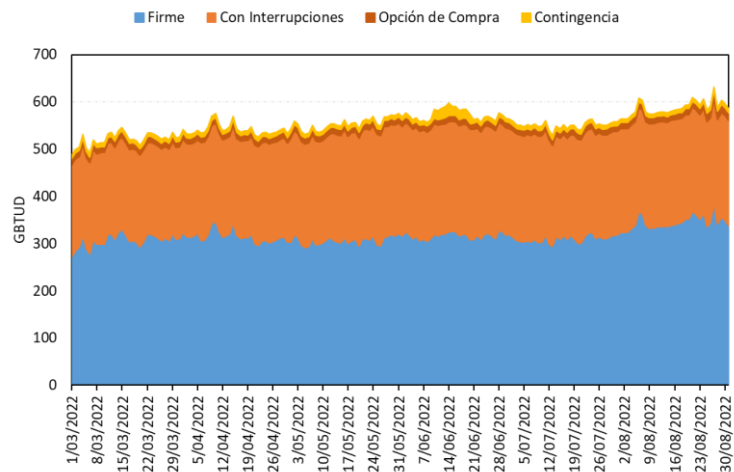
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Al igual que para el mercado primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 2-12. Para este caso se observa que las modalidades Contingencia y Opción de Compra registraron los valores más altos del trimestre ubicándose alrededor de 7,5 \$USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 5,2 \$USD/MBTU, ubicándose incluso por debajo del valor medio del mismo periodo del 2021.

De la misma forma, se revisó el volumen contratado por modalidad, el cual se presenta en la Figura 2-13. En este análisis se encuentra que la cantidad media de gas contratado en la modalidad Firme superó los 320,0 GBTUD durante el trimestre. En la gráfica también se observa que el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubica en segundo lugar, con un valor medio durante el trimestre de alrededor de 220,0 GBTUD.

Figura 2-13: Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad.

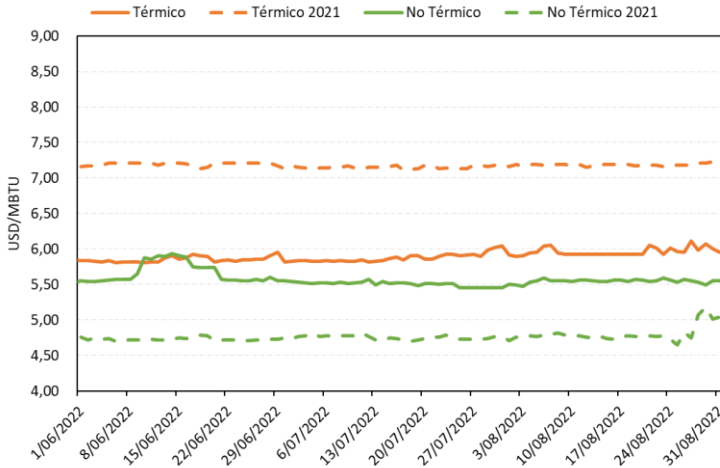


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.2.3. Precios y cantidades por tipo de uso:

Figura 2-14: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por tipo de uso.



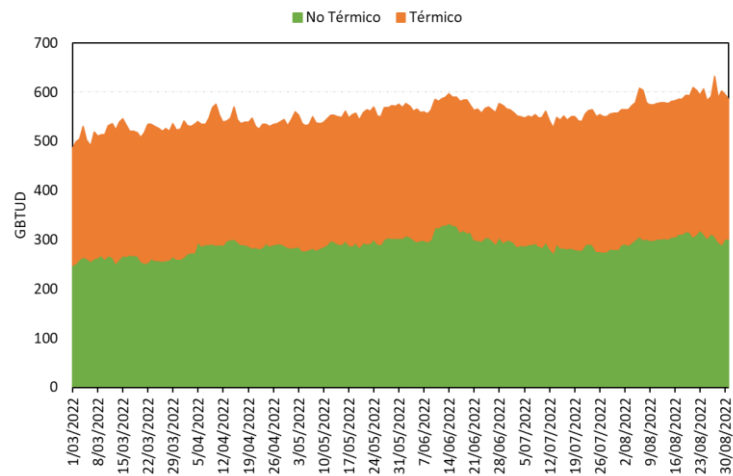
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Al revisar los precios contratados en el mercado secundario por tipo de uso del gas natural, se encuentra que el gas para uso Térmico tuvo un precio más alto durante el trimestre, con un valor medio cercano a 5,9 \$USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 2-14.

Asimismo, se puede observar que el gas para uso No térmico se contrató a un valor medio de 5,6 \$USD/MBTU

Por último, como parte del análisis del mercado secundario se revisaron las cantidades contratadas por tipo de uso. En la Figura 2-15 se puede observar que el gas para las dos clasificaciones de tipo de uso se contrató en cantidades similares con valores, para el Térmico cercanos a 270,0 GBTUD y para el No Térmico próximos a 300,0 GBTUD.

Figura 2-15: Cantidad contratada en el mercado primario por tipo de uso.



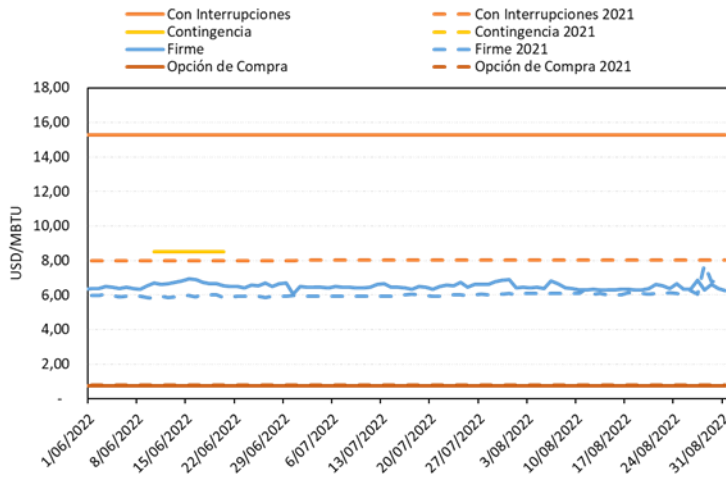
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.3. Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM

2.1.3.1. Precios y cantidades por modalidad:

Figura 2-16: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



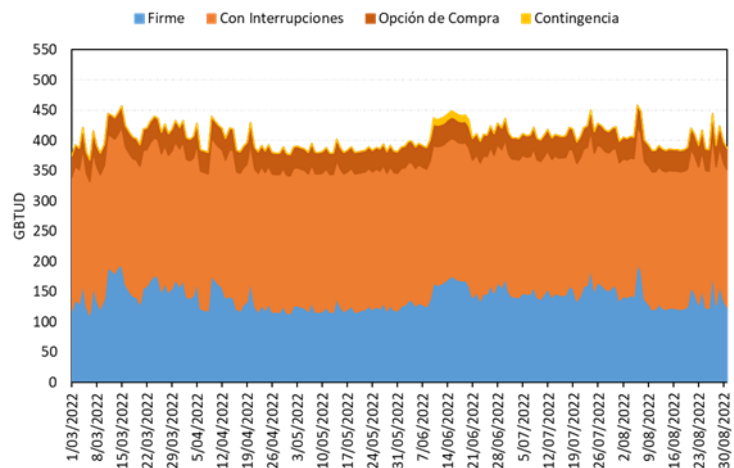
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Complementando el análisis del mercado de gas natural del trimestre se revisan los precios promedio correspondientes a Otras Transacciones del Mercado Mayorista por modalidad, los cuales se presentan en la Figura 2-16.

De los registros se evidencia que el precio medio del gas negociado en la modalidad **Con interrupciones es el más alto de todos, con un valor medio cercano superior a 15,2 \$USD/MBTU**. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 6,4 \$USD/MBTU.

Al revisar los registros de OTMM se encuentra que las cantidades de la modalidad Con Interrupciones son las mayores del trimestre, con un valor medio cercano a 228,0 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con alrededor de 140,0 GBTUD (ver Figura 2-17).

Figura 2-17: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.

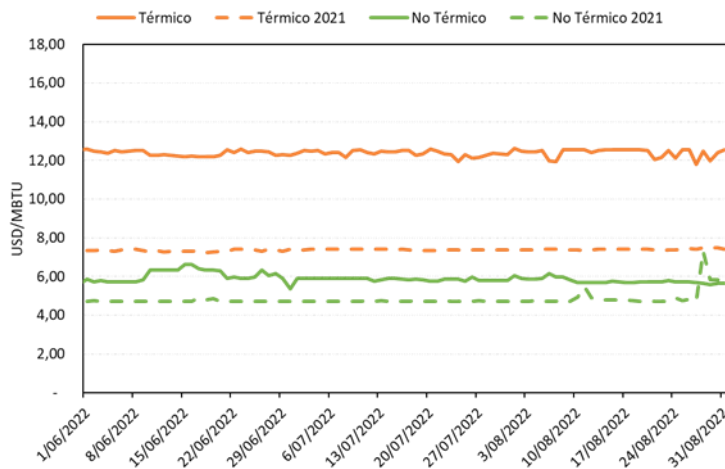


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.3.2. Precios y cantidades por tipo de uso:

Figura 2-18: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



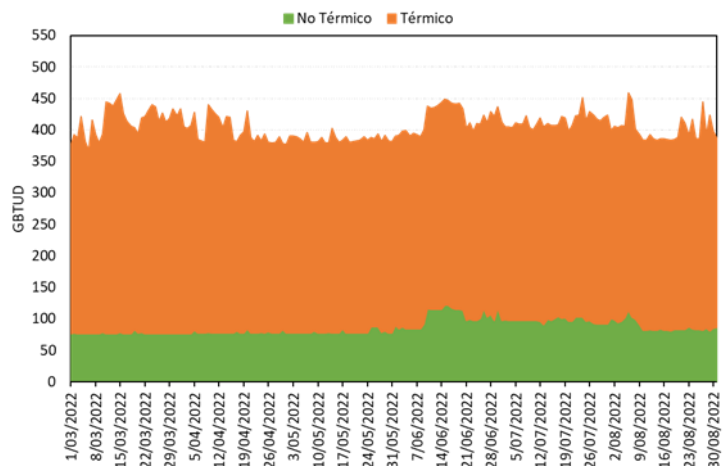
En cuanto a los precios por tipo de uso del energético negociado en OTMM, **se observa que el gas para el sector Térmico tuvo un valor medio superior a 12,0 \$USD/MBTU**, mientras que el valor para usos No Térmicos fue de 5,9 \$USD/MBTU (ver Figura 2-18)

En los dos casos, los precios registrados durante el trimestre del análisis fueron superiores a los del mismo periodo del año inmediatamente anterior.

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

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 2-19 se presentan las cantidades según el tipo de uso, en donde se puede observar que los mayores valores corresponden a los del gas con destino Térmico con un registro medio del trimestre cercano a 315,0 GBTUD. En cuanto al gas para el sector No Térmico la cantidad negociada alcanzó un valor medio de 96,0 GBTUD.

Figura 2-19: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

2.1.4. Índices de precios nacional vs importado

Este indicador corresponde a la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos 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:

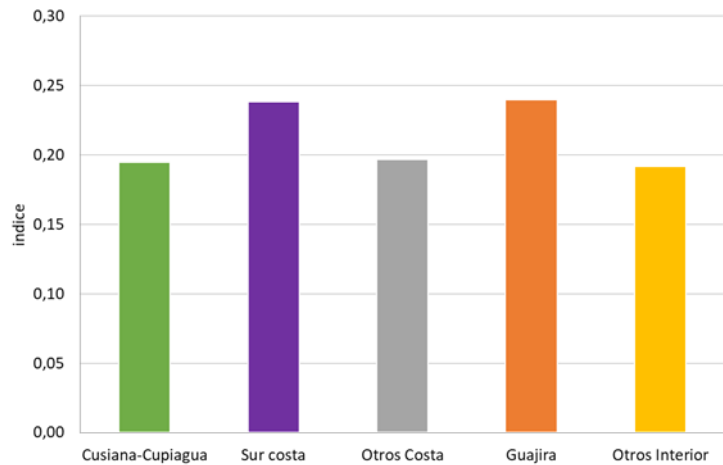
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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

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

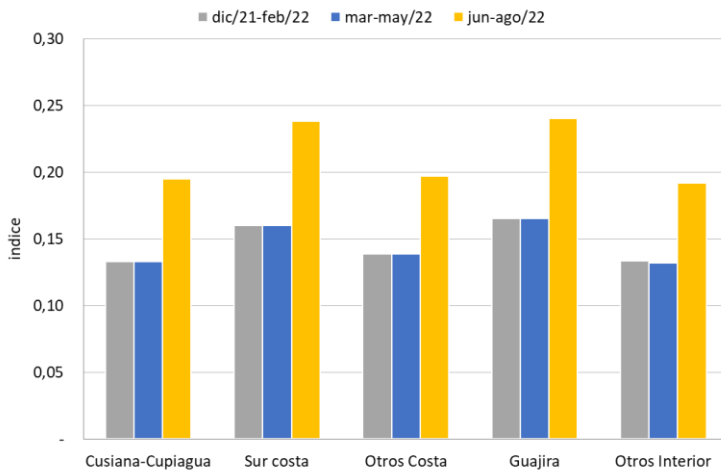
Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra que los precios nacionales son más competitivos respecto al precio del gas importado, dado los altos precios registrados a nivel energético internacional, debido a la coyuntura mundial. De manera particular se encuentra que los campos del interior continúan siendo más competitivos que los campos de la Costa Atlántica (ver Figura 2-20).

Figura 2-20: 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.

Figura 2-21: 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.

Así mismo, al observar la evolución de este indicador en los últimos 3 trimestres (ver Figura 2-21) se identifica que para el trimestre jun./22 – ago./22 el indicador incrementa su valor con valores que se acercan a 0,25 principalmente para sur costa y Guajira.



2.2. Seguimiento operativo

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

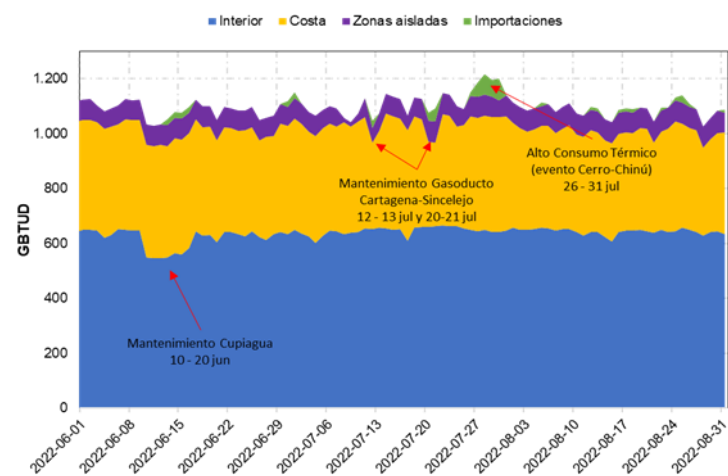
2.2.1. Producción

La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.097,7 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 636,2 GBTUD, seguida por la Costa con 382,8 GBTUD (Figura 2-22).

En la gráfica se observa que la producción se vio afectada principalmente por los siguientes eventos:

- Mantenimiento a los activos de producción del campo Cupiagua del 10 al 20 de junio.
- Mantenimiento del gasoducto Sincelejo – Cartagena el 12 y 13 de julio y el 20 y 21 de julio.
- Alto consumo térmico del 26 al 31 de julio.

Figura 2-22: Producción total de gas por campo durante el último trimestre.



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

Respecto al trimestre anterior, la producción se incrementó en 7,8 GBTUD (0,7%), siendo la producción asociada a Importaciones la de mayor variación, pasando de 2,6 GBTUD a 7,1 GBTUD, es decir un incremento de 179,2%. En contraste, la producción de la región Costa se contrajo en 4,7 GBTUD lo que equivale a -1,2% (ver Tabla 2-2).

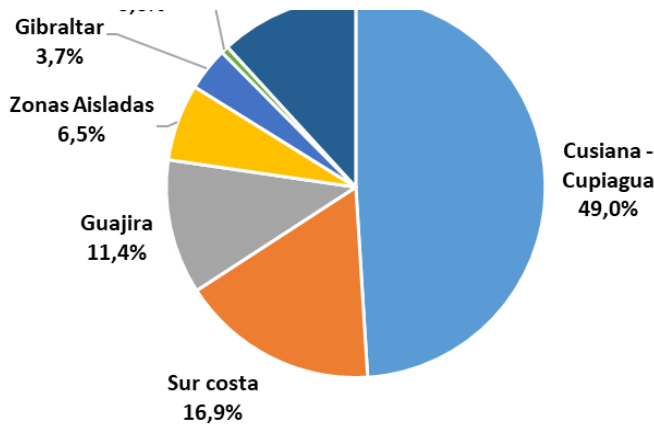
Tabla 2-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Mar. – May.	Jun. – Ago.	Var
Interior	631,0	636,2	0,8%
Costa	387,4	382,8	-1,2%
Importaciones	2,6	7,1	179,2%
Zonas aisladas	68,9	71,5	3,8%
Total	1.089,9	1.097,7	0,7%

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



Figura 2-23: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



Durante el trimestre comprendido entre los meses junio y agosto, los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 49,0% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos Sur Costa, La Guajira y otros campos de Zonas Aisladas que aportaron 16,9%, 11,4% y 6,5%, respectivamente (ver Figura 2-23).

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

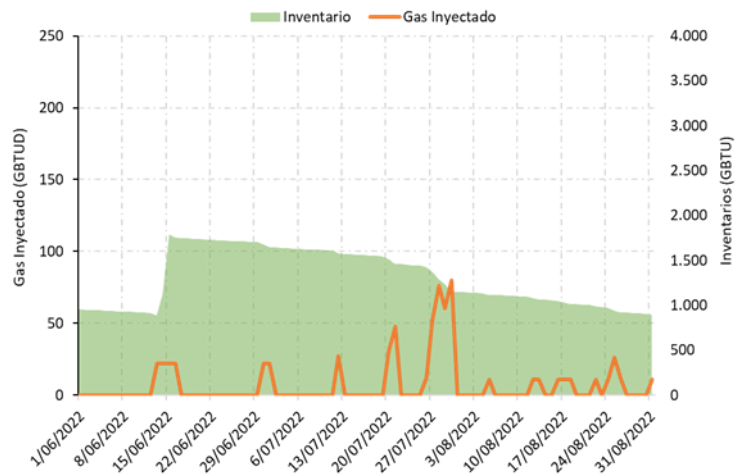
Gas Natural Importado:

En la Figura 2-24 se presenta la evolución del inventario (área verde) en la planta de regasificación de Cartagena y la cantidad de energía (línea continua naranja) entregada al sistema nacional de transporte.

Revisando las cifras se evidencia que durante 25 días del periodo se registraron eventos inyección al SNT, con un valor medio de 26,2 GBTUD y un valor máximo que superó los 80,0 GBTUD a finales del mes de julio.

En la Tabla 2-3 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección al sistema, donde se observa que durante el mes de julio se registró el valor medio más alto el cual supero los 13,0 GBTUD.

Figura 2-24: 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.

Respecto a los inventarios, en la figura se puede observar una variación positiva del volumen almacenado a mediados del mes de junio, asociado a la recepción de un cargamento de GNI solicitado por las plantas de generación del Grupo Térmico, el cual incrementó las reservas hasta 1.780,0 GBTU aproximadamente. Al final del periodo el volumen almacenado fue de alrededor 900,0 GBTU.



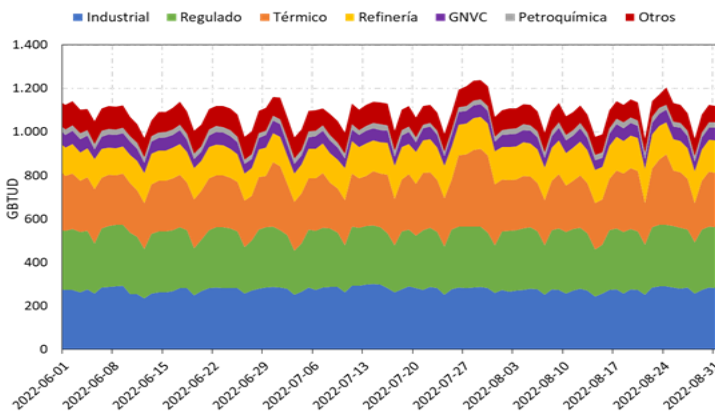
Tabla 2-3: Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes	Energía (GBTUD)
Junio	3,7
Julio	13,2
Agosto	4,4

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

2.2.2. Demanda

Figura 2-25: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



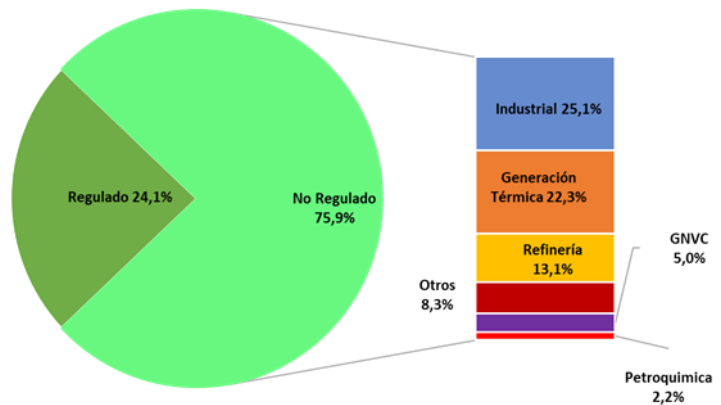
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

En cuanto al consumo de gas natural, se observa que la demanda presentó un valor promedio de 1.095,9 GBTUD, alcanzando valor máximo cercano a 1.240,0 GBTUD en la última semana del mes de julio. En contraste, el menor registro fue de 968,7 el 28 de agosto.

Al igual que el trimestre anterior, los mayores sectores de consumo fueron el Industrial, Regulado y Térmico que de manera agregada representaron cerca del 72,0% de la demanda media nacional (ver Figura 2-25)⁴.

Así mismo, las cifras muestran que el 24,1% del gas natural consumido tuvo como destino la atención de usuarios regulados, mientras que el 75,9% restante fue utilizado por usuarios No Regulados (ver Figura 2-26). Entre los usuarios no regulados el mayor consumo corresponde al sector Industrial con 25,1% del total, seguido por las plantas de generación térmicas y las refinerías con 22,3% y 13,1% respectivamente.

Figura 2-26: Distribución de la demanda por tipo de usuario.



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

⁴ El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.



Revisando la evolución de la demanda, se encuentra que el consumo del trimestre Jun. – Ago. se incrementó en 1,8% respecto al trimestre inmediatamente anterior, es decir, subió alrededor de 19,4 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayoría de los sectores incrementaron su consumo, a excepción de la Generación Térmica y el GNVC cuyos consumos decrecieron levemente. El consumo de gas natural con destino a la Refinería registro el mayor incremento con 8,1% que corresponde a un aumento en el consumo de 10,8 GBTUD (ver Tabla 2-4).

Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).

Sector	Mar. – May.	Jun. – Ago.	Var (%)
Industrial	273,4	274,6	0,4%
Regulado	261,1	263,7	1,0%
Generación Térmica	245,0	244,3	-0,3%
Refinería	132,3	143,1	8,1%
GNVC	55,0	54,4	-1,0%
Petroquímica	24,2	24,4	0,9%
Otros	85,6	91,4	6,8%
Total	1.076,5	1.095,9	1,8%

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

Al comparar la demanda media del mes de agosto de 2022 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una recuperación del consumo superior al 10,0%, lo cual es un reflejo del desempeño individual de los sectores, que en la mayoría de los casos registran variación positiva, destacando el incremento en el consumo de la Generación Térmica, Industria y Refinería. El único sector que decrece es el correspondiente a la categoría otros con una disminución en el consumo de 3,2 GBTUD es decir una reducción de 3,7%. (ver Tabla 2-5).

Tabla 2-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	Ago.-21	Ago.-22	Var (%)
Industrial	242,5	272,0	22,6%
Regulado	255,5	269,1	9,0%
Generación Térmica	227,1	241,4	36,7%
Refinería	102,6	151,0	20,4%
GNVC	55,9	55,1	14,4%
Petroquímica	25,9	24,9	3,3%
Otros	86,4	83,2	-3,7%
Total	995,9	1.096,6	10,1%

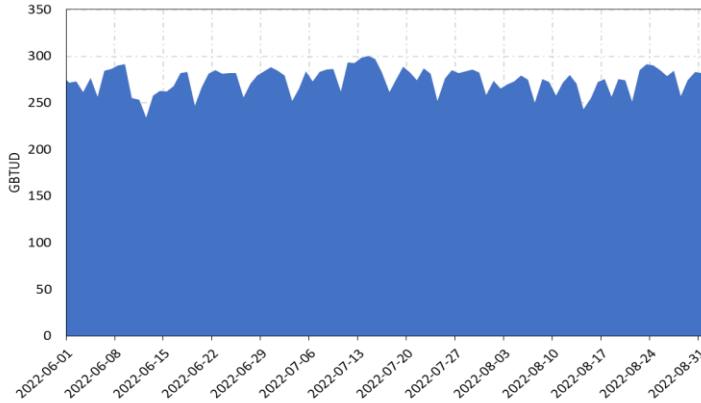
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.



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

- **Industria:**

Figura 2-27: Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



El consumo de gas natural del sector Industria (ver Figura 2-27) registro un valor medio de 274,6 GBTUD durante los meses de junio, julio y agosto de 2022. El mayor registro durante este periodo fue de 300,1 GBTUD el 14 de julio, mientras que el menor registro fue de 234,3 GBTUD en el mes de junio.

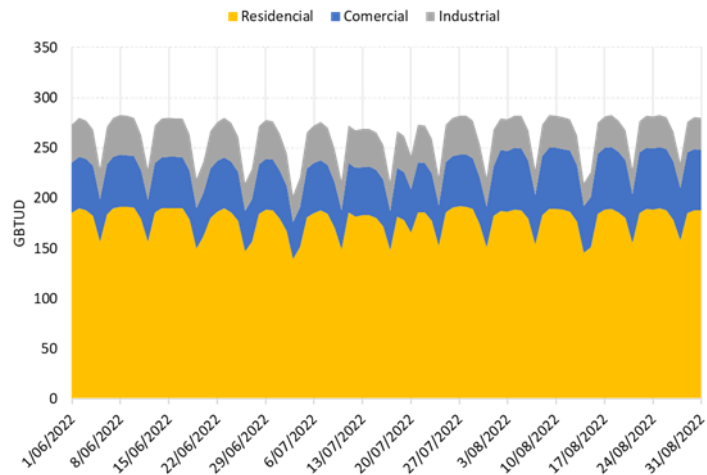
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

- **Sector Regulado:**

En cuanto al sector Regulado, se observa una participación predominante de la demanda Residencial cuyo valor medio fue de 176,8 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 47,5 GBTUD (ver Figura 2-28).

De manera agregada las tres demandas tuvieron un valor medio de 263,7 GBTUD durante el periodo.

Figura 2-28: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.

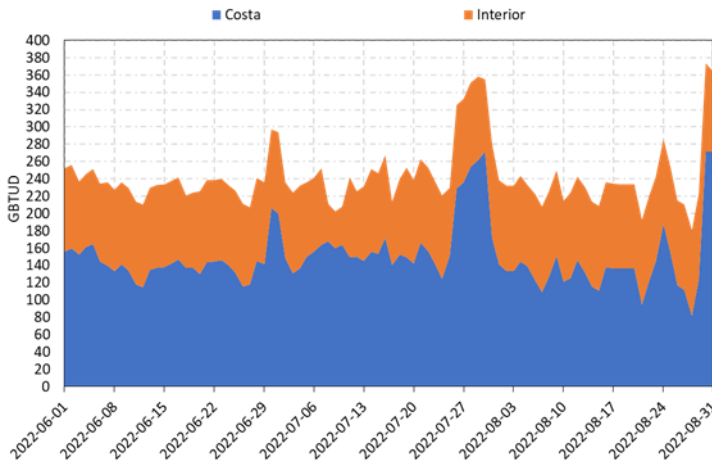


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



- Sector térmico:

Figura 2-29: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



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

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 244,3 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que la mayor participación la tuvo el consumo de las centrales de generación ubicadas en la costa atlántica con un valor medio de 150,3 GBTUD, mientras que el consumo de las plantas del interior se registraron un consumo medio de 92,6 GBTUD (ver Figura 2-29).

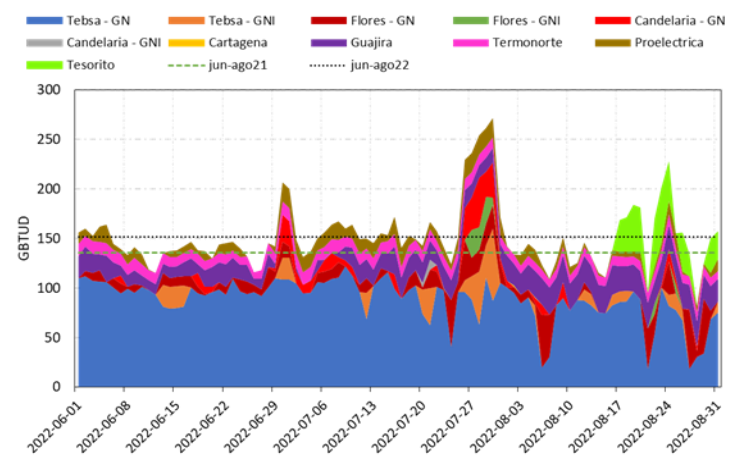
El pico de consumo del sector durante el trimestre fue de 373,9 GBTUD el 30 de agosto.

- Sector térmico – Costa:

Revisando en detalle el consumo de gas para generación en la región Costa, se encuentra que el valor medio fue de 150,3 GBTUD. En la Figura 2-30 se puede observar que el mayor consumo corresponde a Gas Natural Nacional de la central de generación TEBSA con una valor medio de 88,2 GBTUD, seguido por el consumo, también de GNN, de la planta Guajira cuyo valor medio fue de 18,0 GBTUD.

El pico de consumo del trimestre fue de 271,2 GBTUD el día 30 de julio, en contraste, la menor demanda del periodo fue 81,7 GBTUD el 28 de agosto.

Figura 2-30: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

En la figura también se puede observar que durante el trimestre se registraron consumos de GNI por parte de las plantas del grupo térmico los cuales se presentan detallados en la Tabla 2-6, que muestra que el mayor consumo corresponde a TEBSA con un valor medio trimestre de 5,74 GBTUD seguido por Termoflores con 1,15 GBTUD.



Tabla 2-6: Consumo de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	Tebesa (GNN)	Tebesa (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Junio	97,60	3,67	7,08	0,00	2,16	0,00	110,50
Julio	95,90	9,82	11,62	2,79	9,99	0,49	130,62
Agosto	71,55	3,74	11,40	0,65	2,12	0,00	89,45
Promedio Trimestre	88,35	5,74	10,03	1,15	4,76	0,16	110,19

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

El consumo detallado de las plantas de generación de la Costa que no hacen parte del Grupo Térmico se presenta en la Tabla 2-7. Se resalta que durante el mes de agosto comienza a registrarse consumos por parte de la central de generación Tesorito alcanzando un valor medio de 13,82 GBTUD (en el mes). Igualmente, se observa que la planta con mayor consumo del trimestre fue Guajira con una demanda media de 18,0 GBTUD, seguido por la demanda de Termonorte con un valor de 10,2 GBTUD.

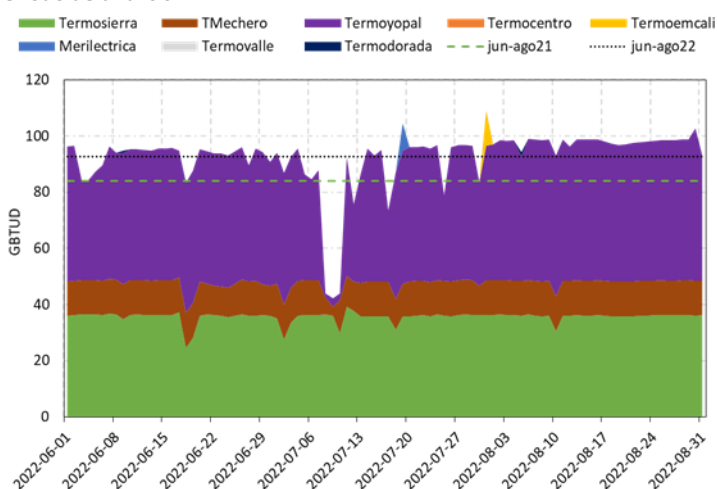
Tabla 2-7: Consumo de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Total
Junio	0,00	14,30	10,37	6,81	0,00	31,48
Julio	0,03	14,08	11,28	13,44	0,00	38,83
Agosto	0,08	25,59	8,97	5,64	13,82	54,10
Promedio Trimestre	0,04	17,99	10,21	8,63	4,61	41,47

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- Generación térmica – Interior:

Figura 2-31: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



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

En cuanto al consumo para la generación al interior del país, se mantiene la tendencia por parte de las plantas Termosierra, Termoyopal y Termomechero como principales actores, con operación constante y estable durante la mayor parte del tiempo (ver Figura 2-31).

El consumo medio del periodo fue de 92,6 GBTUD, con un pico de consumo de 108,9 GBTUD el 31 de julio, día en el cual se observa consumo por parte de Termoemcali.



En la Tabla 2-8 se presenta de manera detallada los consumos de gas natural para la generación en el interior mes a mes y se observa que el mayor registro medio fue de 90,6 GBTUD en el mes de junio. Asimismo, se puede observar que la planta con el mayor consumo medio fue Termoyopal con 44,7 GBTUD.

Tabla 2-8: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis (GBTUD).

	Merilectric a	Termocentr o	Termodorada	Termoemcal i	Termosierr a	Termovall e	Termoyopal	Termomecher o	Total
Junio	0,00	0,00	0,02	0,00	35,62	0,00	45,35	11,88	90,63
Julio	0,31	0,00	0,00	0,40	35,48	0,00	39,30	11,57	87,06
Agosto	0,00	0,00	0,05	0,00	35,96	0,00	49,53	12,33	89,34
Promedio Trimestre	0,10	0,00	0,02	0,13	35,69	0,00	44,73	11,93	92,60

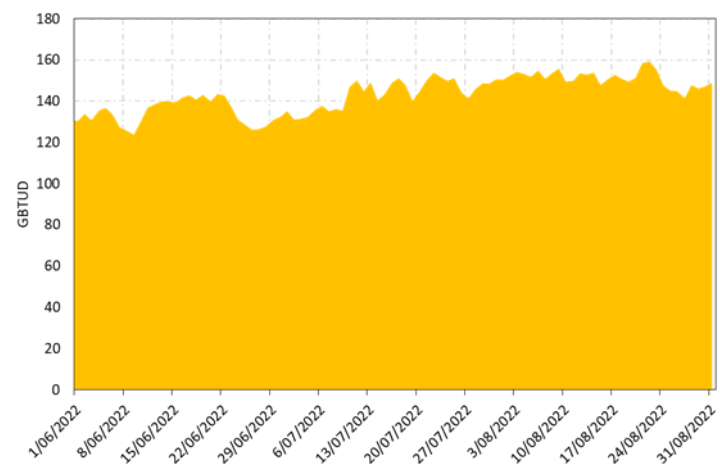
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.

- Refinería:

El sector de Refinería registro un valor medio de consumo de 143,1 GBTUD. En la Figura 2-32 se observa una tendencia al alza a lo largo del trimestre en el cual se registra un valor medio de 134,6 GBTUD en el mes de junio y 151,0 GBTUD para el mes de agosto.

El consumo más alto del periodo fue de 159,2 GBTUD el día 22 de agosto.

Figura 2-32: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.

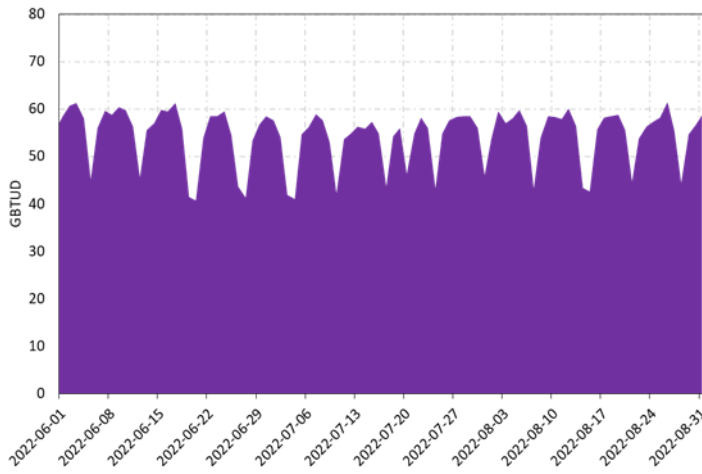


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



- **GNVC:**

Figura 2-33: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.

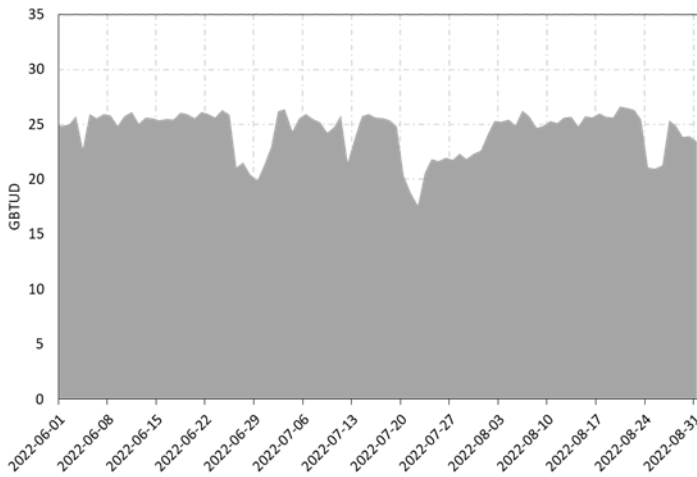


El consumo de GNVC durante el trimestre de análisis fue de 54,4 GBTUD, con un valor máximo de consumo de 61,5 GBTUD. Adicionalmente, en la Figura 2-33 se puede observar que en para los meses de a junio, julio y agosto de 2022, el consumo del sector tuvo un comportamiento, con una estacionalidad semanal.

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

- **Petroquímica:**

Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.



Para el sector Petroquímica se registró un consumo medio trimestre de 24,4 GBTUD (ver Figura 2-34). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 26,6 GBTUD y un mínimo de consumo de 17,6 GBTUD.

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

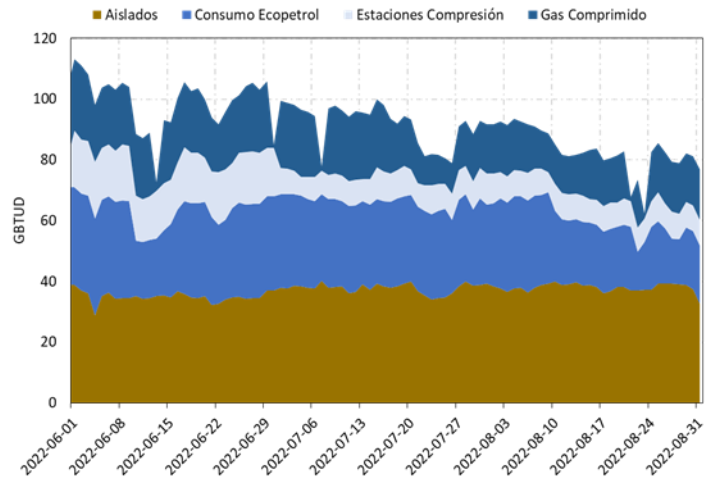


- Otros sectores:

En la Figura 2-35 se puede observar que esta demanda está conformada por los consumos de los sectores denominados Estaciones de compresión, Consumos Ecopetrol⁵ y por la demanda atendida por los campos Aislados y por Gas Comprimido. Estos cuatro sectores tuvieron un consumo agregado promedio de 91,4 GBTUD durante el trimestre.

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con un valor medio de 36,9 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 26,4 GBTUD.

Figura 2-35: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

2.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 2-36 se ilustra de manera representativa la ubicación de los gasoductos a lo largo de la geografía nacional. En este mapa también se puede identificar los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.

⁵ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria



Figura 2-36: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte



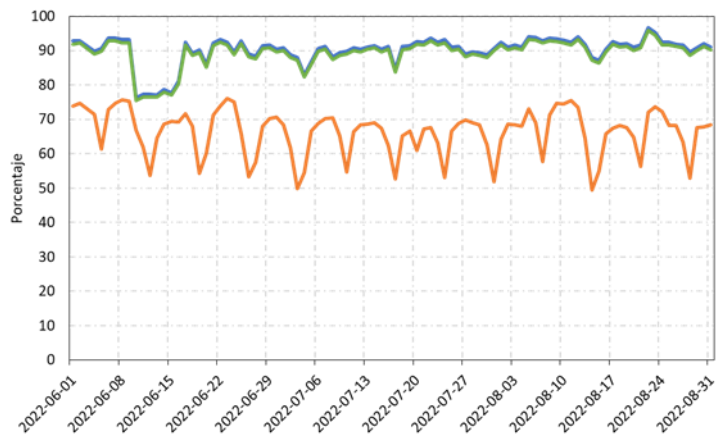
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Como parte del seguimiento a las variables del sistema, a continuación, se presenta de manera detallada el porcentaje de uso los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte:

- Cusiana – Cogua:

En la Figura 2-37 se ilustran los registros correspondientes a los tramos del gasoducto que transportan el gas desde Cusiana hasta Cogua. Allí se puede observar que el porcentaje de utilización de los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza se ubicó alrededor del 90,0% durante el trimestre, a excepción del mes de junio donde la utilización se ubicó por debajo de 80,0% debido al mantenimiento realizado en el campo de producción Cupiagua. Respecto al tramo La Belleza – Cogua, su porcentaje de utilización osciló entre 50,0% y 75,0% aproximadamente.

Figura 2-37: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.

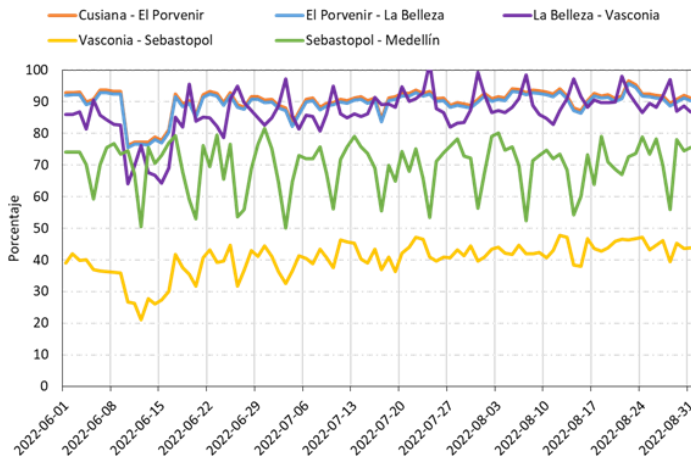


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



- Cusiana – Medellín:

Figura 2-38: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



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

Revisando el sistema de ductos que transportan el gas entre Cusiana y Medellín, se puede observar que los tramos Cusiana – El Porvenir, El Provenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia tuvieron un porcentaje de uso medio superior al 80,0% de su capacidad, a excepción del mes de junio (ver Figura 2-38). En contraste, el porcentaje de uso de la capacidad del tramo Vasconia – Sebastopol fue considerablemente menor con valores que oscilaron alrededor del 40,0%.

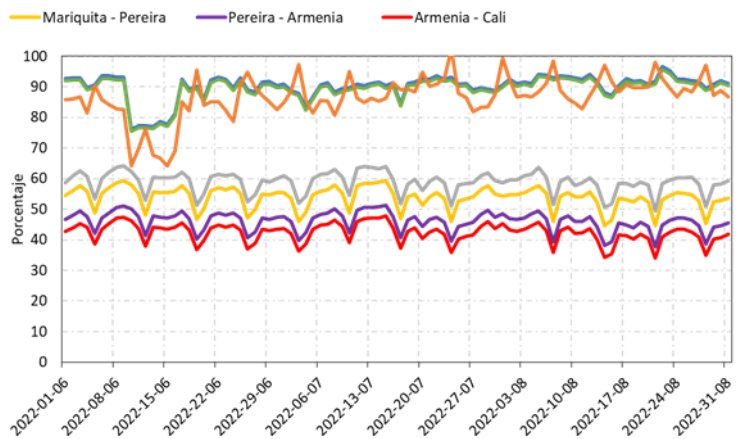
Para la mayoría de los tramos se observa afectación en el porcentaje de uso durante el mes de junio, asociado al mantenimiento del campo de producción Cupiagua.

- Cusiana – Cali:

Respecto a la ruta Cusiana – Cali se resalta el alto porcentaje de uso de los tramos Cusiana – El Provenir, El Provenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia, los cuales se ubicaron en la mayor parte del tiempo por encima del 80,0%, a excepción del mes de junio (ver Figura 2-39).

Así mismo, se observa que el porcentaje de uso de los tramos de la ruta se ubicaron alrededor del valor medio de su capacidad, es decir entre un 40,0% y un 60,0%, las rutas Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia, tuvo una utilización alrededor del 90%.

Figura 2-39: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.

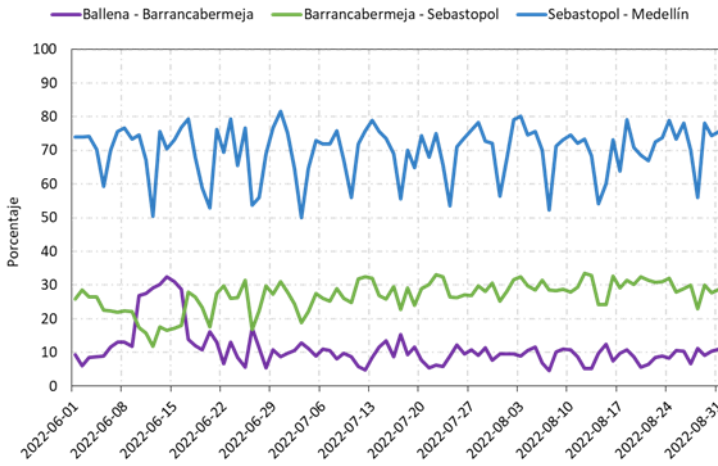


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



- Ballena – Medellín:

Figura 2-40: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



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

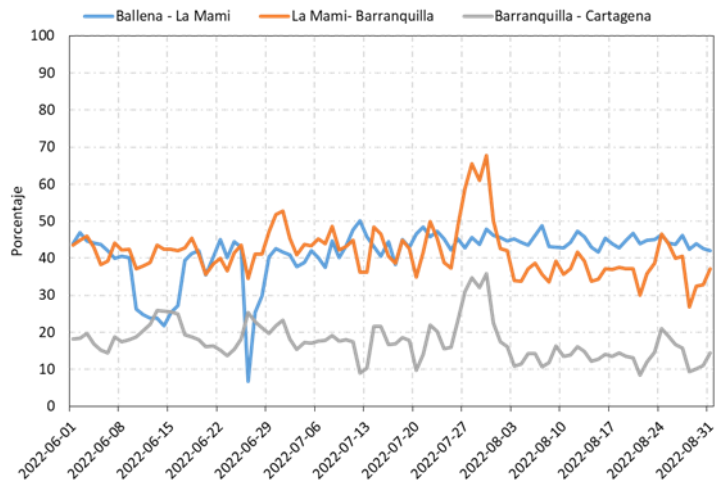
En cuanto a los tramos de la ruta Ballena – Medellín se observa un comportamiento típico durante los meses comprendidos entre junio y agosto de 2022. De manera particular se encuentra que la utilización media del tramo Ballena – Barrancabermeja se ubicó por debajo del 15,0%, mientras que el porcentaje medio de uso del tramo Barrancabermeja – Sebastopol se ubicó por debajo de 27,0%. El tramo con mayor porcentaje medio de uso fue Sebastopol – Medellín con un valor de 70% (ver Figura 2-40).

- Ballena – Cartagena:

Para esta sección del SNT, que hace parte de la infraestructura de suministro de gas natural en la Costa Atlántica, se encuentra que todos sus tramos tuvieron un porcentaje de uso medio inferior al 50,0% de su capacidad nominal tal y como se muestra en la Figura 2-41. Igualmente, se observa a finales del mes de julio un incremento en los tramos La Mami – Barranquilla y Barranquilla – Cartagena, asociado a los altos consumos de gas natural para la generación térmica.

En la gráfica también se puede observar que el tramo con menor porcentaje de uso fue Barranquilla – Cartagena con valores por debajo del 20,0% la mayor parte del tiempo.

Figura 2-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.

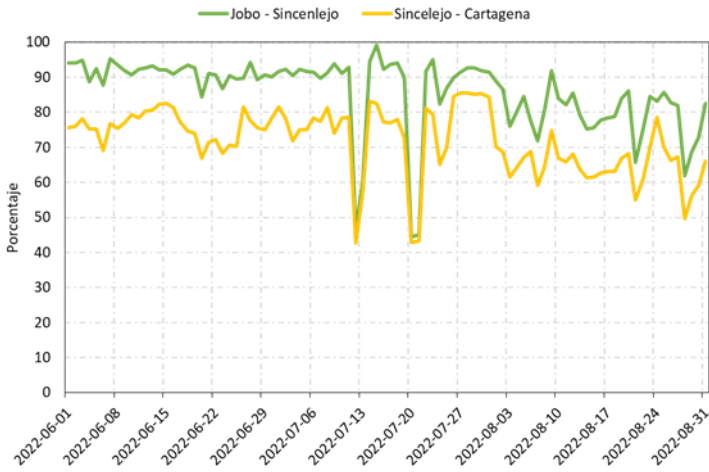


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



- Jobo – Cartagena:

Figura 2-42: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



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

A diferencia de la sección de transporte Ballena – Cartagena, los dos tramos de la ruta Jobo – Cartagena, registraron un porcentaje de uso medio superior al 70,0% de su capacidad. En la Figura 2-42, se puede observar una disminución en el porcentaje de uso durante dos periodos en el mes de julio. Esta caída está asociada a los mantenimientos programados por parte de Promigas en el tramo Sincelajo – Cartagena.



2.2.4. Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

2.2.4.1. Mantenimientos programados:

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 tanto de suministro como de transporte, los agentes deben reportar al Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-Gas) su plan de mantenimientos.

Para el periodo de comprendido entre junio y agosto de 2022 se efectuaron 32 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 87,5% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 12,5% a la de transporte.

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

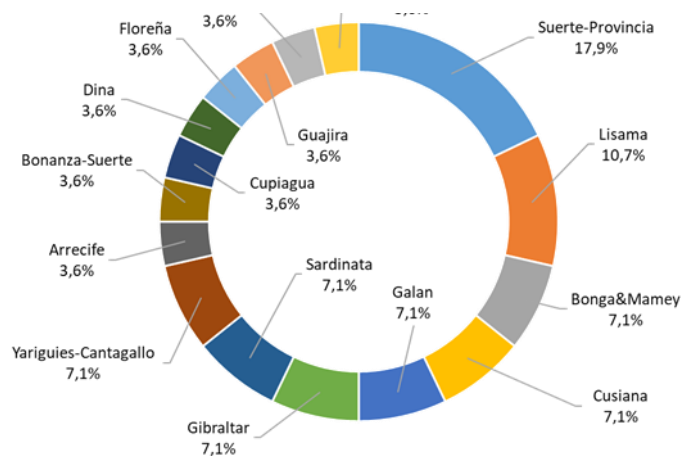
- Producción:

La Figura 2-43 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. El campo de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fue en Suerte-Provincia con un total de 5 registros, seguido por Lisama con 3.

Cerca del 57,0% del total de mantenimientos en la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Ecopetrol cuya producción no comprometen la atención de la demanda nacional (Bonanza, Santos-Provincia, Llanito, Suerte, Lisama, Oripaya, Yariguies – Cantagallo y Dina). Lo anterior corresponde a un programa de mantenimientos planeado por la empresa para estas instalaciones.

De estos registros se resaltan el mantenimiento a los activos de producción del campo Cusiana que se llevó a cabo del 10 al 20 de junio y el mantenimiento del campo Floreña el 8 y 9 de julio.

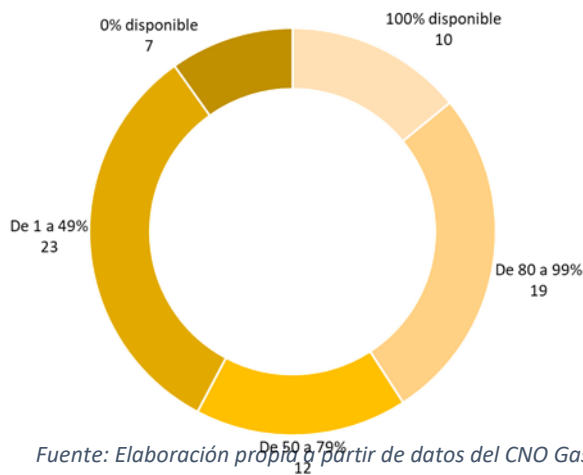
Figura 2-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.



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



Figura 2-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

Así mismo, en la Figura 2-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo 10 que no generaron restricciones al sistema, mientras que 7 de ellos restringieron en su totalidad a los centros de producción.

Uno de los mantenimientos más relevantes que tuvo lugar durante el trimestre, fue el del campo de producción Cupiagua entre el 10 y 20 de junio, cuya restricción de suministro al SNT alcanzó valores cercanos 100,0 GBTUD.

Es importante mencionar que, durante estos eventos, no hubo desatención a la demanda esencial.

- Transporte:

En cuanto a los mantenimientos programados de la infraestructura de transporte, se registraron los siguientes 4 eventos:

- Gasoducto Buenos Aires – Ibagué: 6 al 10 de junio
- Gasoducto Cartagena – Sincelejo: 12 y 13 de julio
- Gasoducto Cartagena – Sincelejo: 20 y 21 de julio
- Gasoducto Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga: 28 de agosto

2.2.4.2. Mantenimientos no programados:

Complementando el seguimiento a la disponibilidad de la infraestructura gas a natural, se analizan los registros mantenimientos no programados. En este caso se encontraron 3 eventos, de los cuales 2 están asociados a infraestructura de transporte y el evento restante corresponde a un mantenimiento de producción:

- Transporte: Gasoducto Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga (29 de junio al 4 de julio)
- Producción: Apiay (3 al 16 de agosto)
- Transporte: Troncal Villavicencio – Usme (23 de agosto)



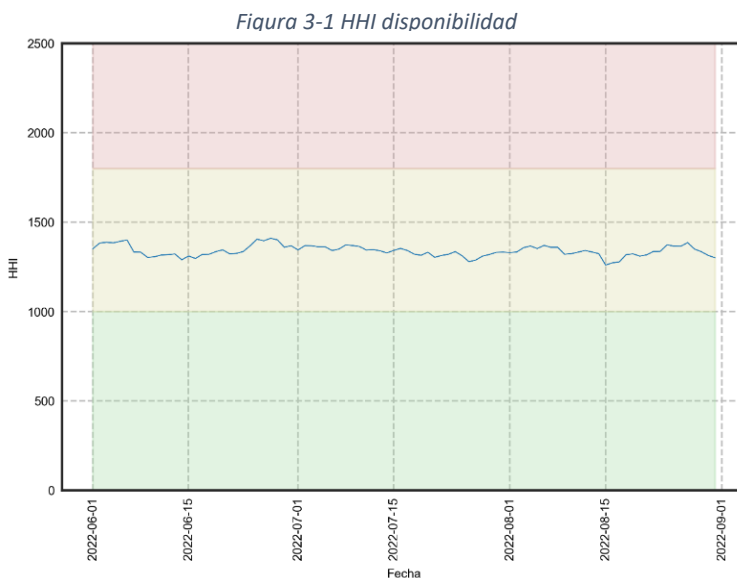
3. Mercado de Energía Eléctrica

Este capítulo desarrolla análisis del mercado de energía eléctrica, inicia por análisis de las variables de mercados tales como indicadores de concentración, contratación y restricciones, posteriormente realiza un análisis de las variables relacionadas con los recursos con los que se atendió la demanda, disponibilidad de infraestructura y disponibilidad recurso hídrico.

3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones

3.1.1. Indicadores de concentración (HHI)

Dada la naturaleza del mercado eléctrico, los agentes generadores pueden tener incentivos para ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, porque pueden ofertar precios por encima de sus costos marginales y/o retener disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Para identificar y mitigar dichos comportamientos, se han desarrollado herramientas que determinan el grado de concentración o el impacto que un agente pueda tener en un mercado. Este es el caso del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI por sus siglas en inglés), uno de los indicadores más reconocidos por la literatura económica. Este indicador permite medir la concentración en un mercado y es sugerido como un indicador de estructura de mercado, dado que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa en el mismo⁶. Disponibilidad Real:



Durante el periodo, el HHI de disponibilidad real, se encontró en un nivel medio de concentración, con un promedio de 1.338. Así mismo, su máximo fue de 1.409, y su mínimo de 1.259; lo que evidencia que en términos de concentración hubo una concentración media, lo cual es común en el mercado colombiano.

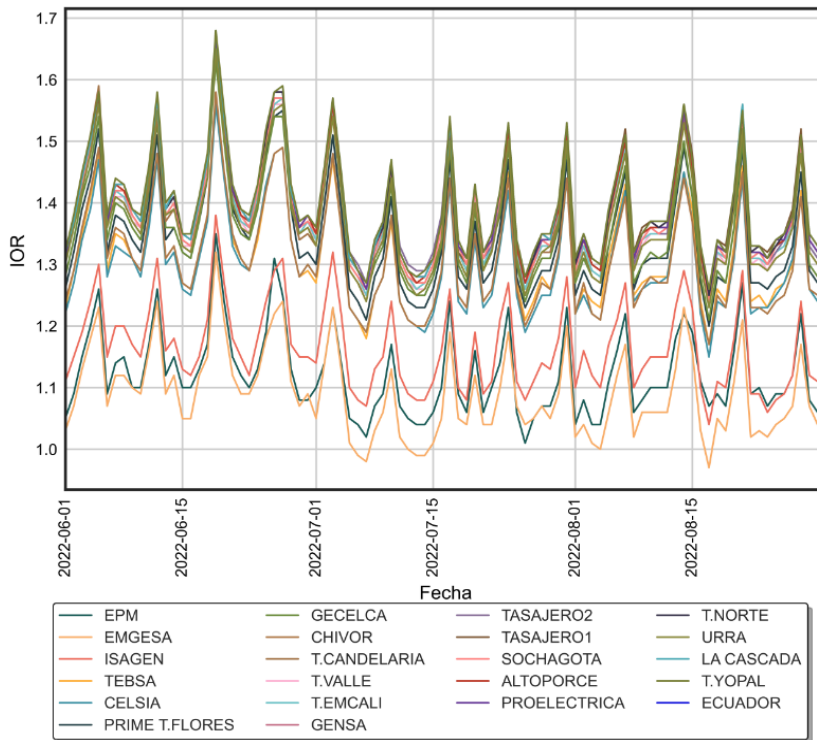
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinaqox-XM

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



3.1.2. Índice de Oferta Residual

Figura 3-2: Índice de oferta residual



El índice de oferta residual presenta la dependencia del sistema de un agente específico. Si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende del agente para cubrir la demanda, y en teoría, el agente podría fijar el precio de energía del sistema de manera unilateral. La gráfica muestra el indicador mínimo diario para cada agente.

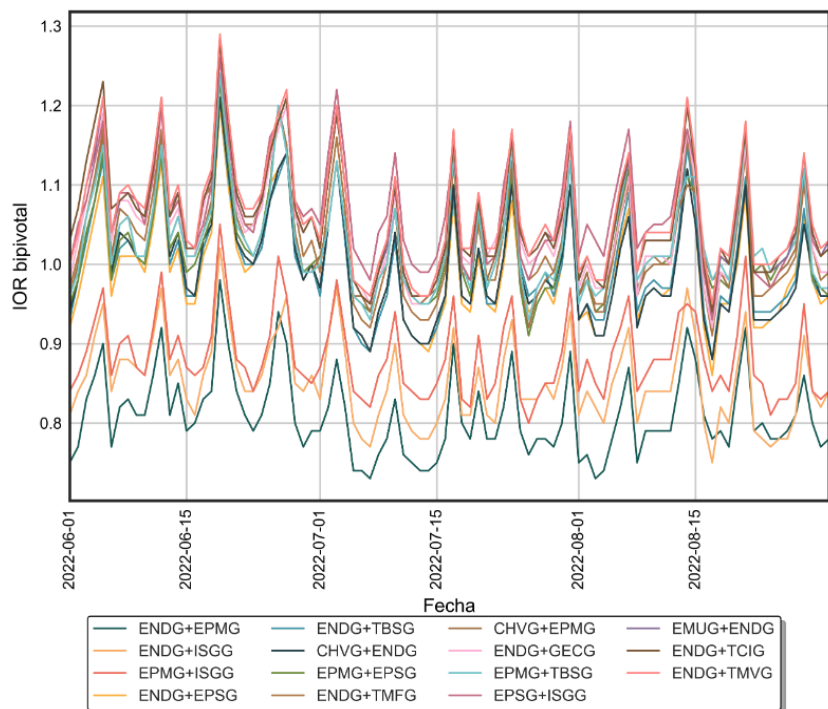
Durante el trimestre, el indicador IOR fue menor a 1 en 5 días, siendo ENEL (antes EMGESA) quien lo tuvo en todas las oportunidades.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

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, resaltándose, que las combinaciones entre agentes principales ENEL-EPM, ENEL-ISAGEN Y EPM-ISAGEN, tienen el IOR bipivotal en general por debajo de 0,9.

Figura 3-3: Índice de oferta residual bipivotal



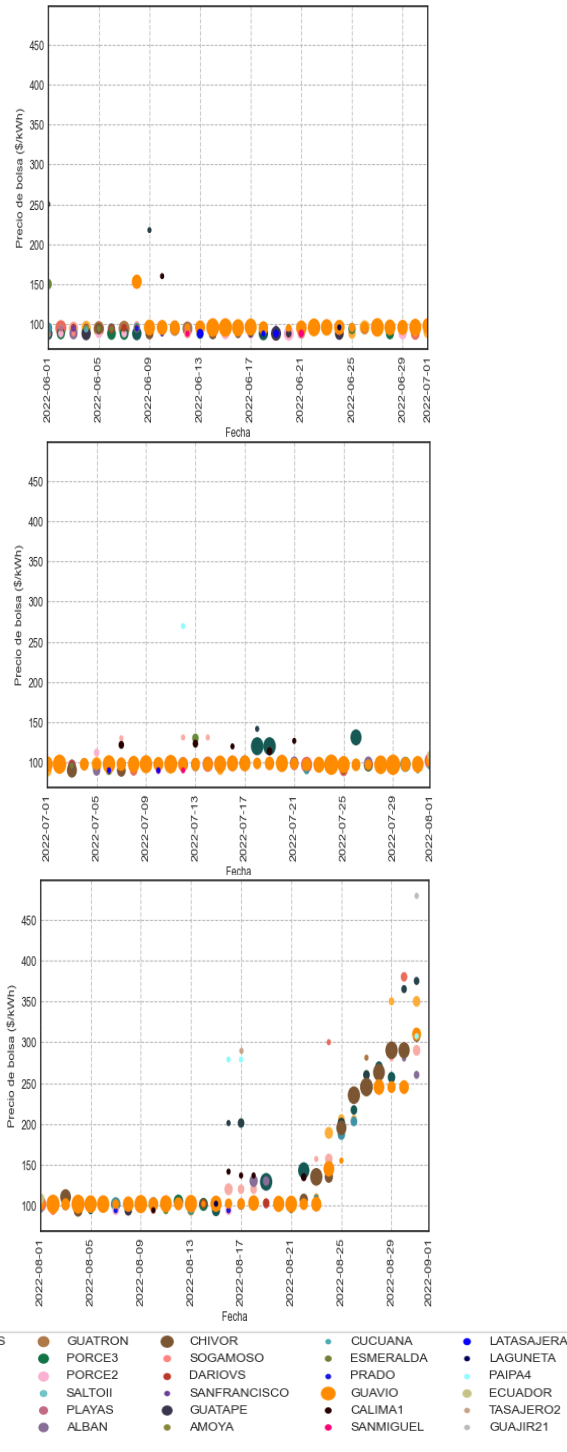
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM



También es de resaltar, que no solo las combinaciones indicadas de los agentes principales pueden afectar el precio de bolsa, existen combinaciones tales como ENEL-GECELCA, EPM-TEBSA, ENEL-CHIVOR o ISAGEN-CELSIA, entre otros, que pueden afectar el precio de bolsa de forma combinada.

3.1.3. Fijaciones Precios de Bolsa

Figura 3-4: Fijación precios de bolsa



Durante el trimestre, 31 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante junio, el promedio de fijaciones estuvo en 94,59 \$/kWh. Para el mes de julio, el promedio de fijaciones estuvo en 99,01 \$/kWh. Para agosto el promedio fue de 142,87 \$/kWh.

Las plantas que más fijaciones tuvieron fueron GUAVIO, PAGUA, GUATRON, CHIVOR, BETANIA, SANCARLOS y ELQUIMBO, siendo responsables, de un 72,64% de las fijaciones durante el periodo.

En junio, se observaron 3 oportunidades en las cuales, el precio de bolsa horario fue superior al promedio de día en un factor significativo (1,6). En julio se observó esto en 1 oportunidad, y en agosto se observó en 5 oportunidades (Figura 3-4). Estos aumentos en horas específicas se debieron principalmente a eventos de mantenimiento y/o pruebas, los cuales, disminuyen la disponibilidad del sistema, para horas específicas.

Durante el trimestre, 10 agentes fijaron el precio de bolsa. Para todos los meses, cinco agentes fijaron más del 98% de los precios de bolsa en el mercado. Estos agentes fueron ENEL, EPM, ISAGEN, CHIVOR y CELSIA.

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



La Tabla 3-1 presenta el resumen de participaciones para cada mes del periodo analizado.

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

	EMGESA	EPM	ISAGEN	CHIVOR	CELSIA	OTROS
Junio	50,83%	30,56%	11,94%	2,78%	3,47%	0,42%
Julio	66,26%	16,53%	8,06%	3,76%	4,97%	0,40%
Agosto	53,90%	12,63%	12,63%	14,52%	5,24%	1,08%

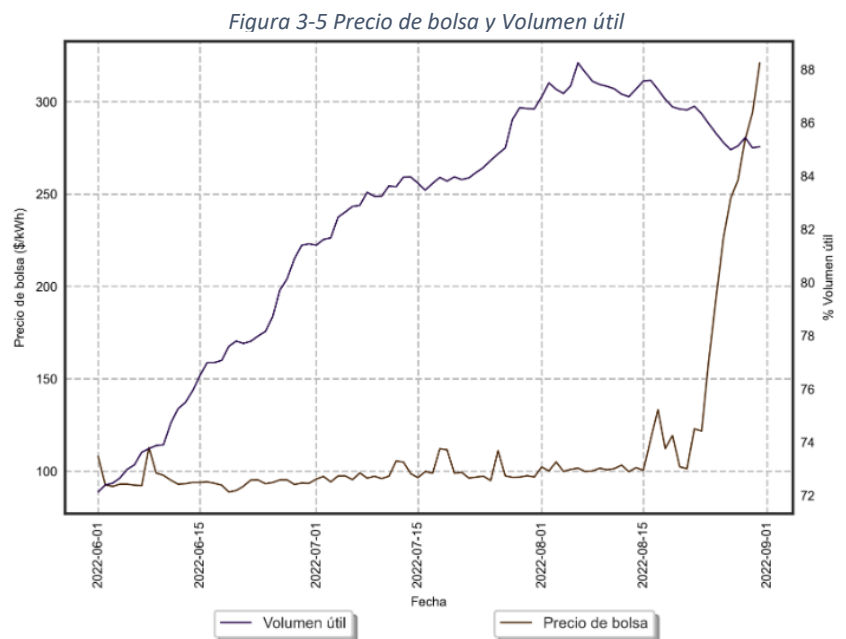
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.4. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente

3.1.4.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil:

El volumen útil inició en junio de 2022 en 72,13%. El promedio para este mismo mes fue de 76,31%. Como se observa en la Figura 3-5, el volumen útil aumento durante julio (promedio mensual fue 83,85%), llegando a su máximo el 6 de agosto de 2022 (88,24%). Desde esta fecha, el volumen útil comenzó a descender hasta llegar a valores cercanos al 85% al finalizar agosto.

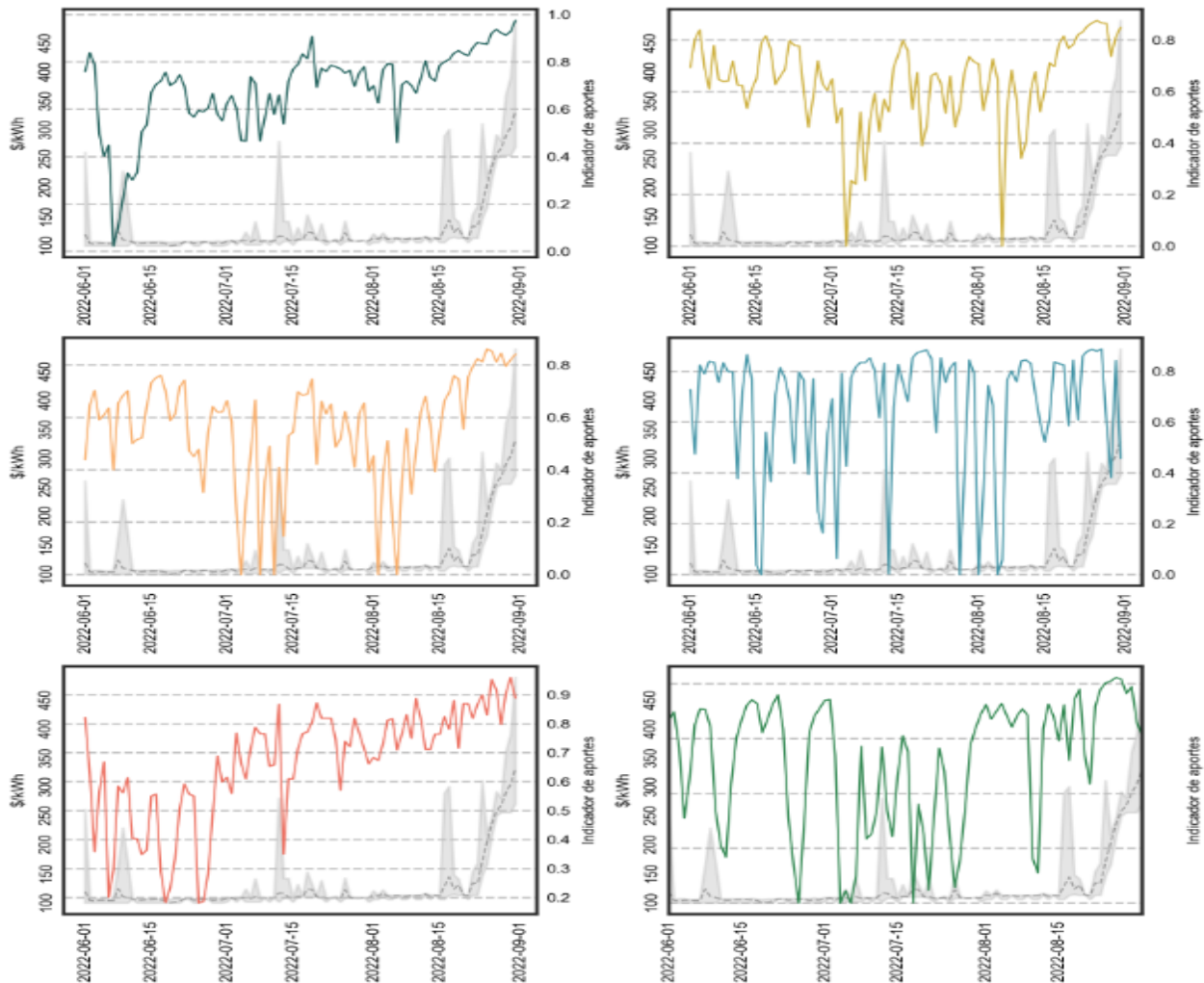
En cuanto al precio de bolsa, el mismo aumentó de manera significativa desde el 20 de agosto, sin observarse una correlación negativa directa entre la disminución del volumen útil y el aumento del precio de bolsa, sin embargo, esta reducción de volumen útil fue marginal.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.2. Precio de Bolsa Vs Aportes:

Figura 3-6precios vs aportes



Para analizar la correlación de aportes con el precio de bolsa (teniendo en cuenta que el precio de bolsa está influenciado por las ofertas de las plantas con recurso hidro), se ha creado el indicador de aportes bajos - IAB, que obedece a la siguiente ecuación, para los recursos de generación de media y alta regulación:

$$IAB = 1 - \frac{(App\ día - App14minh)}{App14maxh - App14minh}$$

Donde *App día* son los aportes del día, *App14minh* es el mínimo del promedio de 14 días hacia atrás, histórico de la planta desde el año 2000, y, *App14maxh* es el máximo del promedio de 14 días hacia atrás, histórico de la planta desde el año 2000. Cuando los aportes del día se acercan al promedio mínimo de 14 días histórico, el indicador se hace cercano a 1, y cuando el indicador se acerca al promedio máximo el indicador se hace cercano a 0.



Se observa, una correlación positiva, entre el indicador calculado para varias plantas y el aumento del precio de bolsa durante la segunda mitad de agosto (Figura 3-6), que evidencia un ciclo de bajos aportes para algunas plantas, que, en conjunto, afectaron el precio de bolsa al alza. Cabe resaltar, que, este indicador seguirá siendo analizado en aras de verificar su eficacia.

3.1.4.3. Precios Representativos del Mercado:

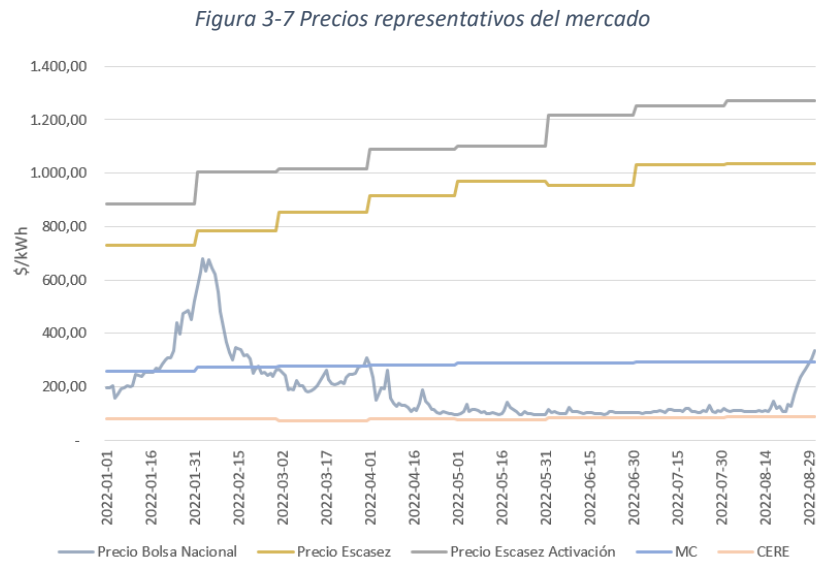
El precio de bolsa se mantuvo en precios bajos (cerca al CERE) durante los meses de junio y julio, aumentando de forma importante al final de agosto de 2022. (Ver Figura 3-7).

El MC promedio del trimestre fue 292,12 \$/kWh, 17,07 \$/kWh (3,47%) por encima del trimestre anterior (282,31 \$/kWh). Por su parte el CERE, tuvo un valor promedio de 86,67 \$/kWh, 12,27% por encima del trimestre anterior, cuyo promedio fue 77,20 \$/kWh.

El precio de escasez, pasó en promedio de 913,63 \$/kWh en el trimestre anterior a 1007 \$/kWh en el trimestre junio-agosto de 2022, aumentando un 10,24%. Por su parte, el precio de escasez de activación, aumentó de 1.068,98 \$/kWh en promedio durante el trimestre anterior, a 1.248,08 \$/kWh durante el trimestre analizado (16,75% de aumento).

La Tabla 3-2 presenta una comparación de precios del mercado. Se puede observar que, el porcentaje del precio de bolsa comparado contra el CERE fue 22,52% durante junio, 27,49% durante Julio y aumentó de forma importante a 68,97% en agosto. Así mismo, el precio de bolsa promedio, comparado contra el MC fue negativo, es decir, que el precio de bolsa fue inferior al MC en valores cercanos al 60% en junio y julio disminuyendo en agosto.

También se resalta, que, para junio, el porcentaje del MC promedio sobre el CERE estuvo en 239,21%, aumentando en julio a 243,42% y disminuyendo en agosto a 228,84%.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



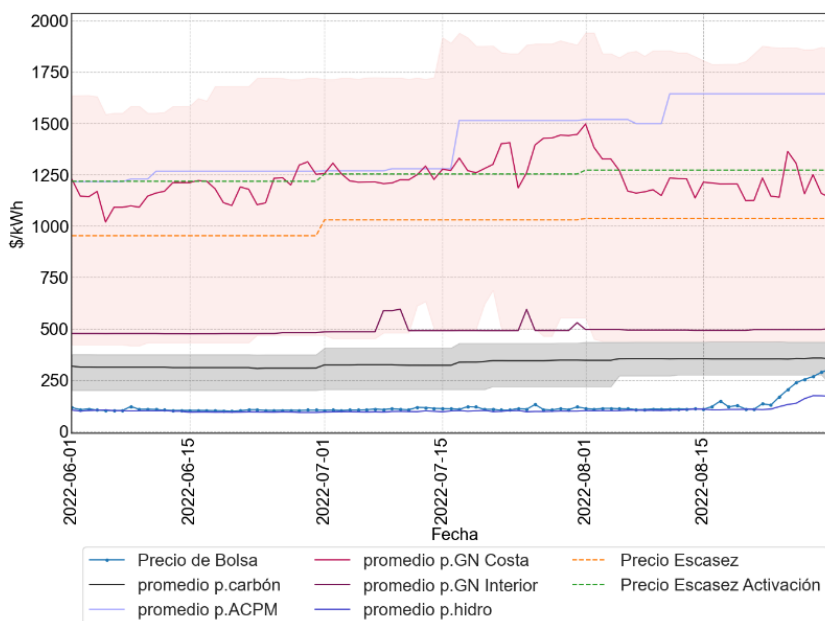
Tabla 3-2 Precios de bolsa promedio vs MC y CERE

Mes	Precio Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio Escasez (\$/kWh)	Precio Escasez Activación (\$/kWh)	MC (\$/kWh)	CERE (\$/kWh)	%PB mayor al CERE	%PB vs MC	%MC vs CERE
Marzo	227.00	854.16	1016.59	277.24	73.32	209.61	-18.12	278.13
Abril	143.79	915.62	1090.84	281.93	80.50	78.62	-49.00	250.22
Mayo	105.49	971.18	1100.22	287.77	77.91	35.40	-63.34	269.37
Junio	104.14	952.52	1217.80	288.34	85.00	22.52	-63.88	239.21
Julio	109.27	1030.08	1253.10	294.34	85.71	27.49	-62.88	243.42
Agosto	150.85	1037.23	1272.37	293.57	89.27	68.97	-48.62	228.84

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.4. Precios Promedio por energético:

Figura 3-8 Precio promedio de ofertas por energético



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los precios promedio ofertados (Figura 3-8) en el mercado de energía mayorista por parte de las plantas hidroeléctricas, fueron más bajos que el trimestre anterior. En particular, durante los meses de junio y julio, los precios promedio de las ofertas de plantas hidroeléctricas fueron inferiores a 100 \$/kWh aumentando de forma importante en la segunda semana de agosto.

Por su parte, los precios promedio ofertados por plantas a carbón, continuaron aumentando durante el trimestre junio-agosto de 2022, llegando a estar en promedio, en 352 \$/kWh.

En cuanto a los precios ofertados por plantas a Gas Natural en el interior del país, estuvieron alrededor de 500 \$/kWh, mientras que las plantas de la costa, tuvieron ofertas que superaron los 1200 \$/kWh en promedio, valor cercano al precio de escasez de activación que en agosto se encontró en 1.272,37 \$/kWh. La Tabla 3-3 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista.



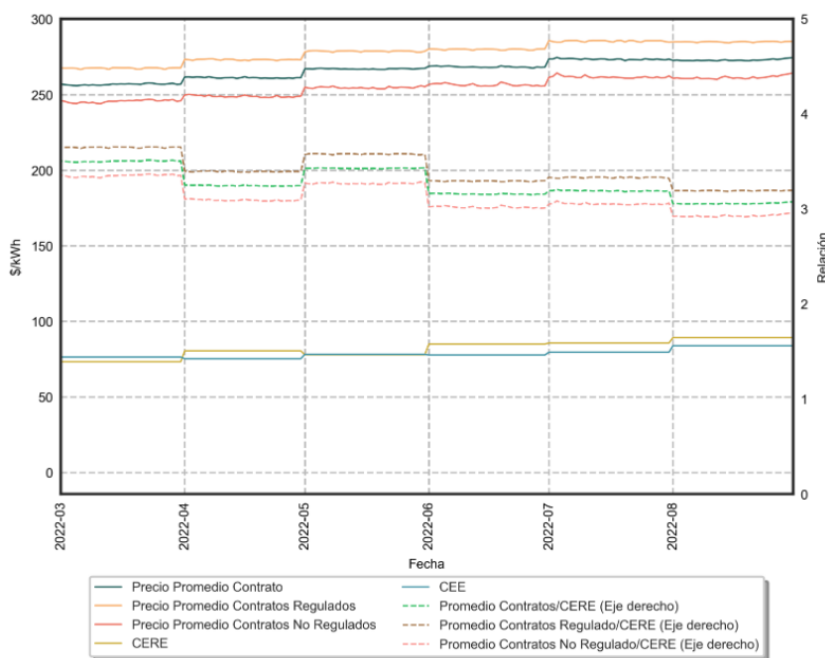
Tabla 3-3 Precios de oferta promedio por recurso energético

Mes	Hidro	Carbón	Interior-GN	Costa-GN	Líquidos
Marzo	153.73	249.57	520.52	964.61	1125.21
Abril	120.58	276.89	545.28	957.54	1156.05
Mayo	109.13	305.80	500.13	1137.48	1204.90
Junio	96.72	310.64	476.82	1171.17	1250.97
Julio	97.34	332.88	503.67	1294.52	1390.00
Agosto	115.29	352.89	494.35	1221.24	1599.37

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.5. Precios Promedio de contratos vs CERE:

Figura 3-9 Precio promedio de contratos vs CERE



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 3-9 presenta el precio promedio de contratos para la actividad de generación en el mercado de energía mayorista.

Así mismo, presenta los valores de CERE y CEE calculados por XM. Claramente el CEE y el CERE son muy similares en magnitud, y representan el costo de la energía del cargo por confiabilidad, que a su vez está ligado a las inversiones de expansión, por lo que es claro que están ligados en cierta medida al concepto de retorno de inversión de CAPEX de largo plazo percibido por el mercado (Documento CREG, cargo por confiabilidad, 17 de Julio de 2006⁷)

Se observa que, para el trimestre junio-agosto, el precio promedio de contratos disminuyó su crecimiento comparado contra el trimestre anterior. Esto es, durante el trimestre junio-agosto, el crecimiento promedio de los contratos estuvo entre 1,95 \$/kWh y 2,06 \$/kWh (entre 0,72% y 0,87% en promedio) por mes dependiendo del submercado (regulado/no regulado), mientras para el trimestre marzo-mayo el mismo estuvo en promedio entre 3,94 \$/kWh y 5,20 \$/kWh mensual ((entre 1,59% y 1,93% en promedio).

7

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7c7ee4f6ee5328880525785a007a6d04/\\$FILE/CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7c7ee4f6ee5328880525785a007a6d04/$FILE/CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD.pdf)



En contraste, el CERE tuvo un decrecimiento promedio para el trimestre marzo-mayo de 0,19 \$/kWh por mes, mientras que para el trimestre junio-agosto, tuvo un crecimiento de 3,78 \$/kWh (crecimiento promedio de 4,69% mensual) por mes.

Se observa que, la relación entre el precio promedio de contratos y el CERE ha disminuido durante los últimos dos trimestres, pasando de 3,5 veces en marzo, a 3,06 veces en agosto de 2022. Para el trimestre junio-agosto, la relación Promedio Contratos / CERE, estuvo en promedio en 3,21 veces, mientras que, para el trimestre anterior, estuvo en 3,35 veces.

En este sentido, es claro que, el precio promedio de contratos para los agentes generadores, ha tenido una holgura suficiente que ha permitido a los agentes en general, asegurar sus inversiones incluidos sus costos de capital, por lo que se esperaba una reducción de esta relación, dadas las negociaciones bilaterales actuales entre agentes generadores y comercializadores, liderada por el Ministerio de Minas y Energía, disminuyendo el componente G de la factura de energía.

La Tabla 3-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

Tabla 3-4 Precios Promedio de contratos vs CERE

Mes	Precio Promedio Contrato	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos/CERE	Promedio Contratos Regulado/CE RE	Promedio Contratos No regulado/CE RE
Marzo	256.81	245.62	267.52	73.32	76.38	3.50	3.65	3.35
Abril	261.21	248.90	273.18	80.50	75.30	3.24	3.39	3.09
Mayo	267.09	254.67	278.77	77.91	78.16	3.43	3.58	3.27
Junio	268.38	256.51	279.99	85.00	77.74	3.16	3.29	3.02
Julio	273.49	261.68	285.44	85.71	79.59	3.19	3.33	3.05
Agosto	272.95	261.41	284.97	89.27	83.86	3.06	3.19	2.93

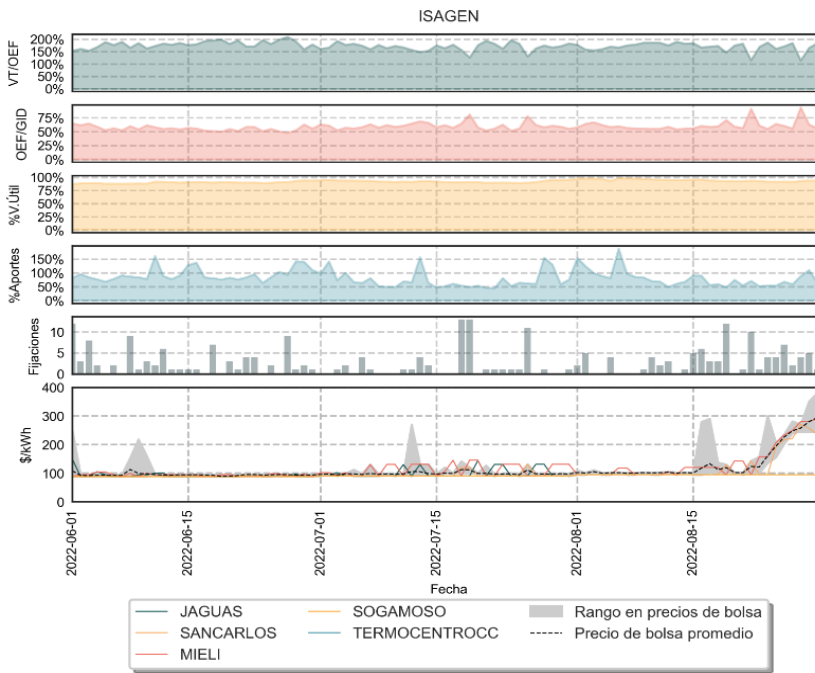
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



3.1.5. Análisis Comparación Variables Agentes

3.1.5.1. ISAGEN:

Figura 3-10 Comparación variables ISAGEN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

y en el mes de agosto fueron 81,26% (Figura 3-10).

En cuanto a los precios ofertados por el agente en sus plantas de generación, se observa que los precios para las plantas hidroeléctricas, estuvieron en los mínimos regulatorios durante junio, con algunos aumentos de precios para las plantas Jaguas y Miel I durante julio, los cuales no afectaron el precio de bolsa, y aumentando desde mediados de agosto. En particular, las plantas San Carlos y Miel I tuvieron un aumento importante de precios pasando de cerca de 90 \$/kWh a 270 y 290 \$/kWh. Finalmente, se observa el incremento en precios de la planta Termocentro que aumentó de 1217,80 \$/kWh a 1272,36 \$/kWh durante el per, (Ver Tabla 3-5).

Tabla 3-5 Resumen de precios plantas ISAGEN (\$/kWh)

Planta	Promedio \$/kWh	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
JAGUAS	95.56	94.23	12.73	88.11	150.00
MIELI	117.30	95.16	46.24	88.11	290.00
SANCARLOS	103.35	89.96	38.32	88.11	270.00
SOGAMOSO	90.80	89.96	2.57	88.11	94.23
TERMOCENTROCC	1248.08	1253.10	22.62	1217.80	1272.37

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre, las ventas totales de energía, fueron en promedio 73.38% superiores a sus obligaciones de energía firme.

En relación a las obligaciones de energía firme, las mismas fueron en promedio, 40,55% inferiores a su generación ideal durante el trimestre.

En cuanto al volumen útil de ISAGEN S.A. E.S.P. durante junio su promedio fue de 90,24%, mientras que para julio fue de 92,26%, y fue 94,81% durante el mes de agosto.

Los aportes de ISAGEN S.A. E.S.P., fueron en junio 94,49% del percentil 95 de su histórico, en julio, se encontraron en promedio en 73,97%,



3.1.5.2. ENEL:

Para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP (Figura 3-11), las ventas totales de energía para el trimestre, fueron en promedio 29,26% superiores a sus obligaciones de energía firme.

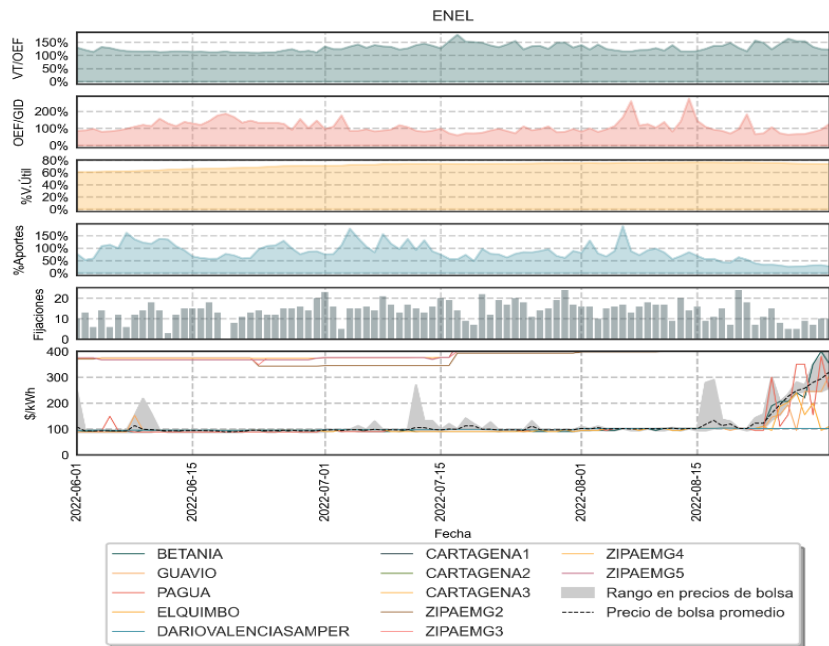
Para este agente, las obligaciones de energía firme, fueron en promedio, 10,14% superiores en relación a su generación ideal durante el trimestre.

En cuanto al volumen útil, para junio su promedio fue de 66,00%, para julio fue de 74,01%, y para agosto, el mismo fue de 75,87%.

Los aportes de este agente fueron ENEL COLOMBIA SA ESP fueron 94,61% en promedio para junio, 92,66% para julio, y 63,98% para agosto del percentil 95 de su histórico.

En cuanto a los precios ofertados por las plantas de este agente, se observa que el portafolio hidroeléctrico tuvo precios bajos durante los meses de junio y julio, aumentando desde mediados de agosto, por la disminución de los aportes, principalmente en Guavio, Pagua y el Quimbo. En cuanto a las plantas a carbón, se observa un aumento significativo en los promedios de las ofertas, pasando en promedio, de 357 \$/kWh a 427 \$/kWh en el periodo. Las plantas térmicas tuvieron un aumento significativo, pasando de 1.058 \$/kWh a 1.570 \$/kWh. Ver Tabla 3-5.

Figura 3-11 Comparación de variables ENEL



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 3-6 Estadísticos precios de oferta plantas ENEL (\$/kWh)

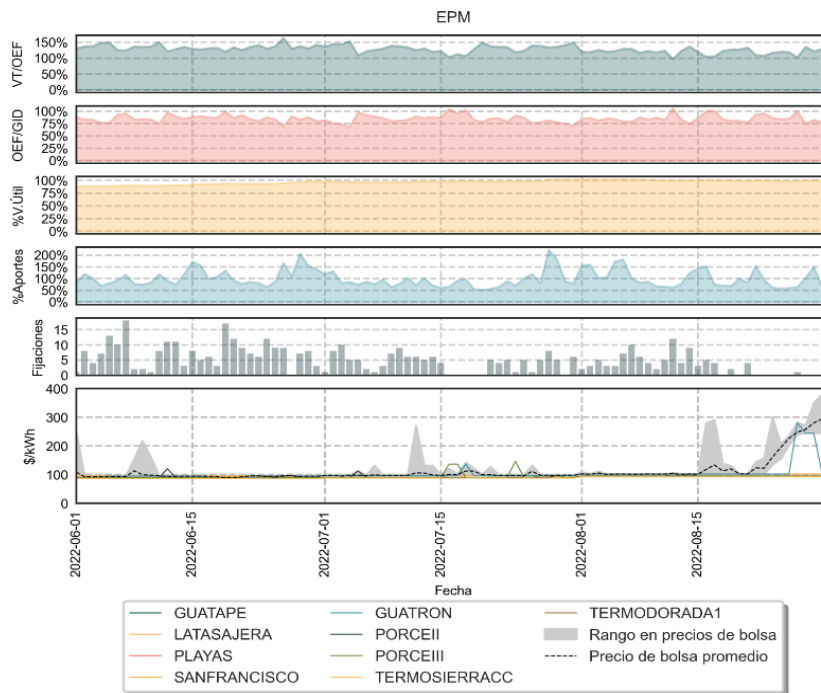
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BETANIA	109.23	94.23	55.15	88.11	400.00
CARTAGENA1	1244.04	1199.82	212.08	1043.69	1548.44
CARTAGENA2	1226.30	1182.75	208.78	1029.05	1525.97
CARTAGENA3	1314.39	1267.48	225.14	1101.73	1637.52
DARIOVALENCIASAMPER	98.39	97.64	2.75	94.40	103.04
ELQUIMBO	101.15	95.62	24.29	89.96	239.00
GUAVIO	107.27	97.64	36.40	88.11	310.00
PAGUA	109.63	97.25	54.36	88.11	380.00
ZIPAEMG2	377.30	383.63	21.75	343.04	398.15
ZIPAEMG3	395.98	387.44	24.75	348.14	435.00
ZIPAEMG4	403.60	403.25	29.72	373.36	437.43
ZIPAEMG5	400.01	399.08	30.12	366.91	437.13

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



3.1.5.3. EPM:

Figura 3-12 Comparación de variables EPM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

histórico, para el mes de junio, 90,73% para julio, y 101,55% para el mes de agosto.

El agente EPM tuvo en sus ofertas hidroeléctricas (Figura 3-12), precios cercanos a 90 \$/kWh durante todo el trimestre, aumentando solo Guatapé a finales de agosto. En cuanto a las plantas a gas, se observó que Termosierra manejó precios cercanos a 87 \$/kWh durante el periodo, mientras que Termodorada1 tuvo precios que aumentaron de 1686,41 \$/kWh a 1941\$/kWh disminuyendo al final de agosto a valores cercanos a 1862,94 \$/Kwh. La Tabla 3-7 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

Tabla 3-7 Estadísticos precios de oferta plantas EPM

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
GUATAPE	90.87	89.96	2.58	88.11	94.25
GUATRON	102.04	96.10	29.24	88.11	281.00
LATASAJERA	90.87	89.96	2.58	88.11	94.25
PLAYAS	97.26	96.10	3.01	93.91	101.33
PORCEII	91.81	89.96	4.54	88.11	120.00
PORCEIII	93.00	89.96	9.18	88.11	146.00
SANFRANCISCO	97.26	96.10	3.01	93.91	101.33
TERMODORADA1	1.878,06	1.892,22	68.13	1.686,41	1.941,15
TERMOSIERRACC	88.25	87.42	2.57	85.57	91.69

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., fueron en promedio 28,83% superiores a sus obligaciones de energía firme del periodo.

Por su parte, las obligaciones de energía firme, fueron en promedio, un 14,91% inferiores de su generación ideal.

En relación al volumen útil, EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. tuvo un promedio de 92,11% durante junio pasando a 98,35% en promedio durante julio, y 100,31% en promedio durante agosto.

Por otro lado, los aportes del agente, fueron 107,70% del percentil 95 de su



3.1.5.4. CELSIA:

Para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., las ventas totales de energía representaron 65,51% superiores más que sus obligaciones de energía firme en el periodo.

Por su parte, las obligaciones de energía firme fueron 24,52% inferiores en relación a la generación ideal.

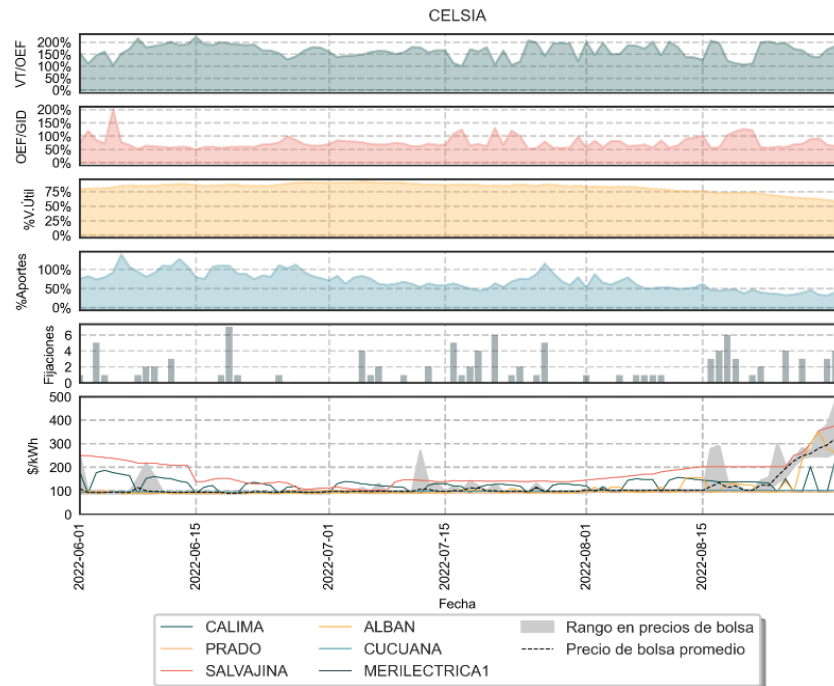
En cuanto al volumen útil del agente, durante junio fue en promedio de 85,97%, durante julio fue de 87,90%, y durante agosto tuvo un promedio de 74,17%.

Por su parte, los aportes para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., fueron en promedio 95,06% durante junio en relación con su percentil 95 histórico, 68,11% durante julio, y 49,90% durante el mes de agosto.

En cuanto a los precios de oferta, se observó que, durante el trimestre (Figura 3-13), las plantas Calima y Salvajina, estuvieron por encima del precio de bolsa, generando exclusivamente por seguridad y no por mérito. Otras plantas hidroeléctricas del agente, presentaron precios bajos durante el periodo, aumentando, solo a finales de agosto cuando los precios del mercado aumentaron. Es de resaltar, que Calima tuvo una disminución importante en los aportes, y Salvajina maneja caudal ambiental, que hacen que estas plantas no entren en mérito de forma continua, y plantas de baja regulación como Albán, deben aumentar sus precios por encima del precio del mercado para poder gestionar su embalse, por lo mismo, cuando el precio de bolsa aumenta, esta planta se convierte en seguidora de precios.

En cuanto a Merilétrica, dicha planta aumentó su precio ofertado, de valores cercanos a 840 \$/kWh a 950 \$/kWh durante el trimestre junio-agosto de 2022. Los estadísticos básicos se presentan en la Tabla 3-8 a continuación:

Figura 3-13 Comparación de variables CELSIA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 3-8 Estadísticas básicas precios de oferta CELSIA

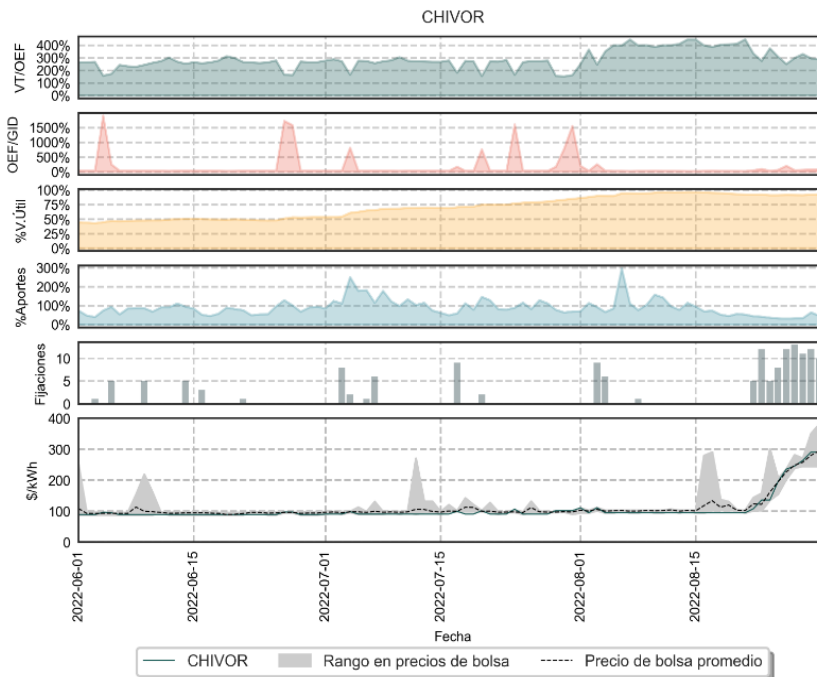
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
ALBAN	107.41	89.96	46.13	88.11	350.00
CALIMA	125.41	124.20	28.46	88.11	230.00
CUCUANA	97.26	96.96	2.76	93.11	100.73
MERILECTRICA1	907.87	924.13	43.56	837.30	953.96
PRADO	92.76	94.22	3.72	88.11	100.00
SALVAJINA	172.03	147.95	56.15	102.10	375.00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



3.1.5.5. AES COLOMBIA:

Figura 3-14 Comparación de variables AES COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

79,48% durante agosto de 2022, resaltándose la disminución de los mismos por debajo de 50% en la segunda mitad del mes de agosto (Ver Figura 3-14).

Los precios ofertados por la planta CHIVOR perteneciente a este Agente iniciaron el trimestre alrededor de 88 \$/kWh, manteniéndose en valores similares hasta mediados de agosto, aumentando el precio en la última quincena de este mes, pasando de 88 \$/kWh a 307,11 \$/kWh, producto del ciclo bajo de aportes presentado (Ver Tabla 3-9).

Tabla 3-9 Estadísticos básicos Aes Colombia

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	106.04	89.96	46.45	88.11	307.11

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las ventas totales de energía de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. en el periodo analizado, fueron un 189,80% superiores a sus obligaciones de energía firme.

De otra parte, las obligaciones de energía firme fueron en promedio, 65,38% superiores a la generación ideal de este agente durante el trimestre.

Para AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P., el volumen útil pasó de 48,94% en junio, a 70,90% en julio, finalizando en 93,15% durante agosto.

Los aportes del agente fueron 77,78% de su percentil 95 en promedio para junio, 110,19% durante julio, y

3.1.6. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación

En esta sección se presentan varios indicadores para los agentes generadores. El indicador porcentaje de cubrimiento, representa el porcentaje de los respaldos con los que cuenta un agente generador para cubrir sus obligaciones que es diferente a bolsa.



El indicador de generación para ventas, representa el porcentaje de generación ideal con que el agente cuenta, comparado contra sus 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.

El indicador de porcentaje de ventas en contratos contra obligaciones de energía en firme, representa la disposición del agente a cumplir con sus obligaciones de energía en firme.

3.1.6.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores:

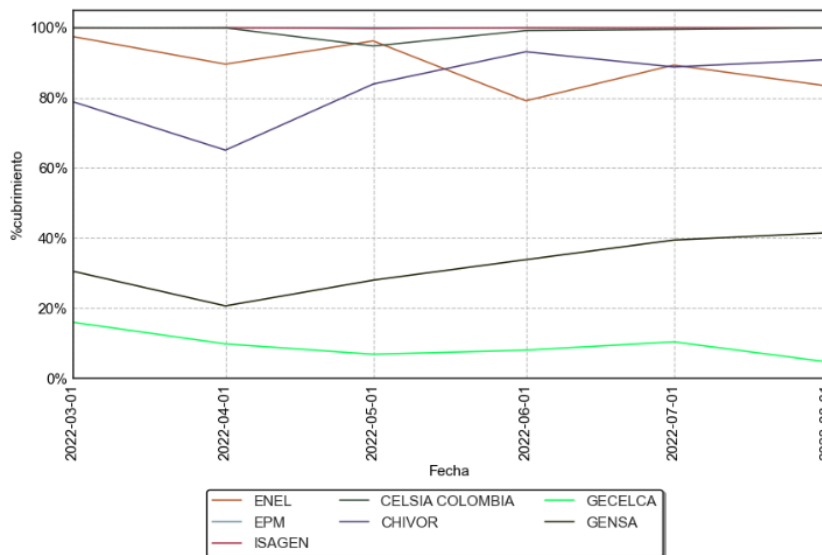
El Porcentaje de Cubrimiento es la relación entre la energía disponible de un agente generador, correspondiente a la generación propia y/o energía adquirida en contratos y la totalidad de sus respaldos incluyendo la energía adquirida en bolsa.

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

Donde:

- CC son las compras de energía en contratos
- CB son las compras de energía en bolsa
- GI es la generación ideal del agente.

Figura 3-15 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 3-15, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos en los dos trimestres anteriores, para fines de comparación. Se observa que, para GECELCA, este indicador estuvo alrededor de 7,73%, algo menor que el trimestre anterior, mientras que GENSA, lo aumento de 26,40% en el trimestre anterior a cerca de 38,25% para el trimestre junio-agosto de 2022. Para CHIVOR, el indicador aumentó comparado contra el anterior, pasando de 75,96% en promedio, a 90,91% en promedio durante este trimestre. Para ENEL, este indicador disminuyó, pasando de un promedio de 94,42% en el trimestre anterior a un promedio de 83,95% en el trimestre actual.



3.1.6.2. Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme:

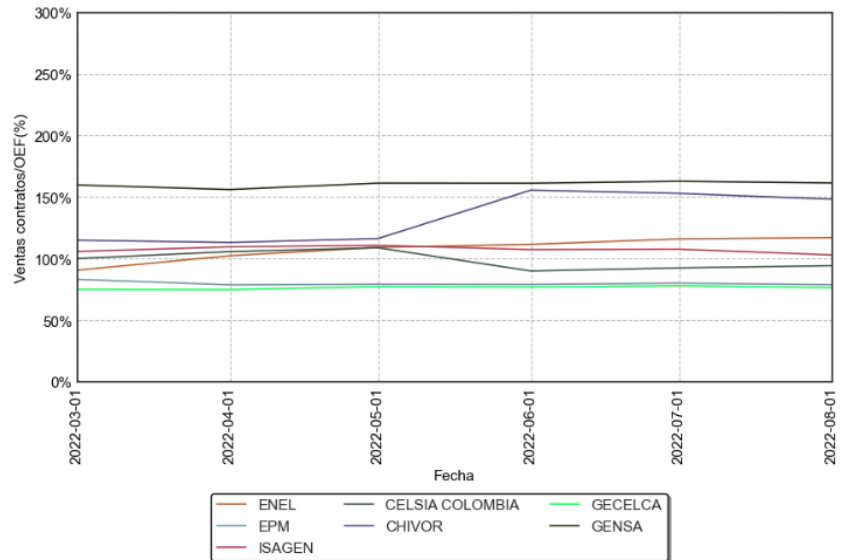
El indicador de ventas en contratos sobre obligaciones de energía firme, permite entender cómo es el comportamiento de los agentes y su visión de mediano plazo reflejada a través de sus ventas en contratos frente a sus obligaciones de energía firme.

Se observa que para GECELCA, sus ventas en contratos fueron en promedio, un 77,18% de sus obligaciones de energía en firme, muy similar a EPM que en promedio que tuvo este indicador en 79,38%.

El agente ENEL aumentó este indicador pasando de 100,75% en promedio en el trimestre anterior a 114,41% en el trimestre junio – agosto, es decir, sus ventas en contratos, son un 14,41% superiores a sus obligaciones de energía en firme. Para ISAGEN, sus ventas en contratos representaron un 6,05% más que sus obligaciones de energía, siendo un poco superior al trimestre anterior. CHIVOR también aumentó sus ventas en contratos en el trimestre junio-agosto, pasando su indicador de 114,83% en el trimestre anterior a 152,32% en el trimestre actual.

CELSIA por su parte disminuyó sus ventas en contratos, en relación a sus obligaciones de energía en firme, pasando este indicador de 104,93% a 92,29% en promedio para el trimestre actual. Finalmente, GENSA aumentó sus ventas en contratos sobre OEF, teniendo este indicador en indicador de 161,87% en promedio, para el trimestre actual.

Figura 3-16 Ventas en contratos / OEF



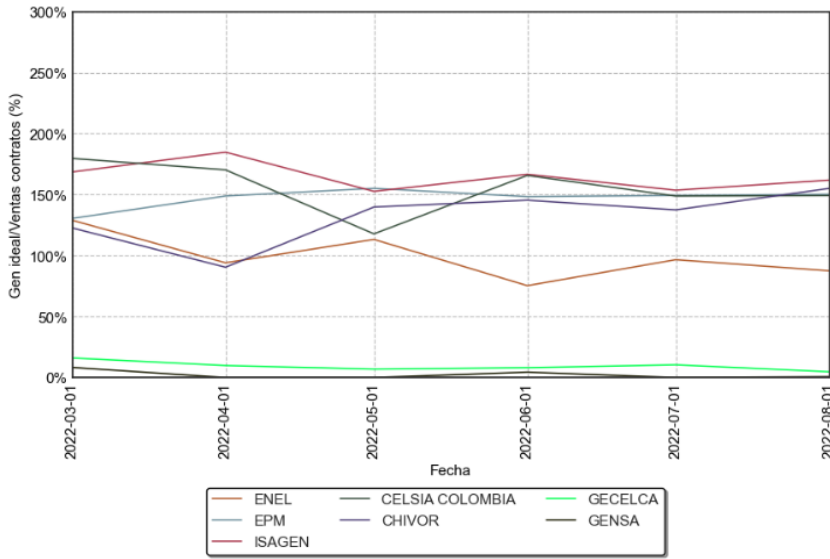
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.6.3. Relación Generación ideal - Ventas en contratos para agentes generadores:

La relación generación ideal sobre ventas en contratos presenta la posibilidad que tiene un agente para vender energía en bolsa en el mercado de energía mayorista.



Figura 3-17 Generación ideal / Ventas en contratos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los agentes AES COLOMBIA, CELSIA, ISAGEN y EPM tuvieron al menos un 45% más energía para vender en bolsa que sus ventas en contratos (indicador por encima de 145%), en promedio durante el periodo.

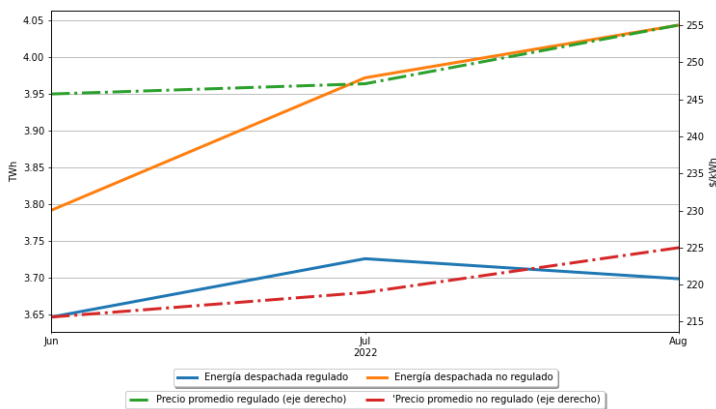
Por su parte, para ENEL, paso de tener en promedio un indicador con 12,08% más de generación ideal que ventas en contratos en el trimestre anterior, a un promedio de 86,46% durante el trimestre junio-agosto.

Finalmente, los agentes GENSA y GECELCA disminuyeron este indicador en el trimestre, pasando de 10,91% para GECELCA y 2,75% para GENSA en el trimestre anterior, aun promedio de 7,73% y 1,7% en el trimestre actual.

GENSA en el trimestre anterior, aun promedio de 7,73% y 1,7% en el trimestre actual.

3.1.7. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

Figura 3-18 resumen precios promedio y energía total por mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

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 información a partir del portal Sinergox y la API pública.

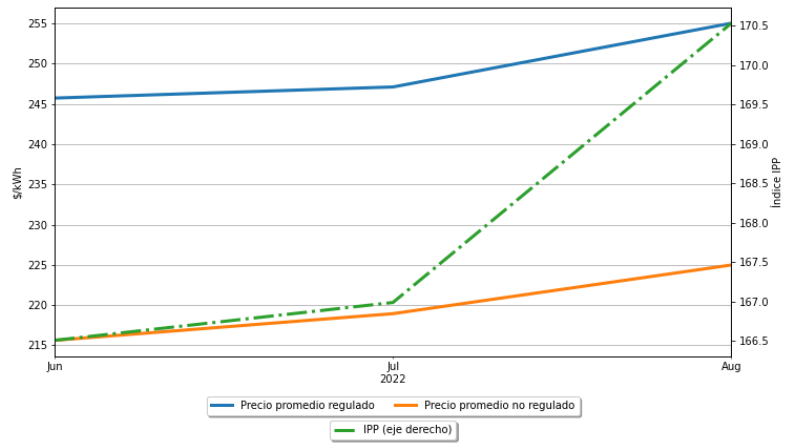
Durante el trimestre se despacharon 1.089 contratos, con una cantidad total de energía despachada de 22,87 TWh. En la Figura 3-18 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses. La energía despachada en el mercado regulado aumenta levemente en la transición de junio a julio, pasando de 3,64 TWh-mes a 3,72 TWh, cerrando el trimestre con una energía de 3,69 TWh-mes. Por otro lado, en el mercado no regulado la energía aumenta de 3,79 TWh-mes a 3,97 TWh-mes, para cerrar el trimestre con 4,04 TWh-mes.

La energía despachada en el mercado regulado aumenta levemente en la transición de junio a julio, pasando de 3,64 TWh-mes a 3,72 TWh, cerrando el trimestre con una energía de 3,69 TWh-mes. Por otro lado, en el mercado no regulado la energía aumenta de 3,79 TWh-mes a 3,97 TWh-mes, para cerrar el trimestre con 4,04 TWh-mes.



Entre tanto, el precio promedio ponderado para el mercado regulado presenta un incremento de aproximadamente 8 \$/kWh en la transición julio agosto, cerrando el trimestre con un promedio de 255 \$/kWh. Este incremento puede relacionarse con el incremento en el Índice de Precios al Productor IPP, tal como se muestra en la Figura 3-29, el cual indexa en su mayoría los contratos de energía registrados. En tanto, el precio para el mercado no regulado aumenta en menor medida, pasando de 215,62 \$/kWh a 218,93 \$/kWh, cerrando el trimestre con un precio promedio de 224,98 \$/ kWh.

Figura 3-19 resumen precios promedio y energía total por mercado



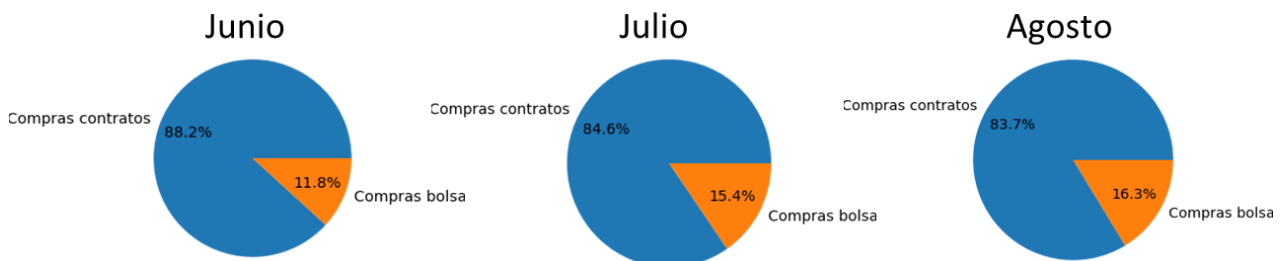
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM y DANE

Por otra parte, en el trimestre de análisis finalizaron 66 contratos, de los cuales 17 corresponden al mercado regulado y 49 al mercado no regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 65 contratos, de los cuales 21 corresponden al mercado regulado y 44 al mercado no regulado.

3.1.7.1. Demanda regulada contratada y proyección de contratos:

Esta sección muestra la cobertura general del mercado respecto a la atención de la demanda en el mercado regulado, la cobertura se puede definir como la cantidad de energía que se encuentra atendida por medio de contratos bilaterales, de tal manera que, ante variaciones en el precio de bolsa, los usuarios no perciben estos cambios y perciben un precio constante. Figura 3-20 muestra el porcentaje de demanda atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de junio, julio y agosto. La tendencia a disminuir la cobertura puede deberse a la estabilidad de los precios de bolsa en valores mínimos y la posibilidad de continuidad del Fenómeno de la Niña.

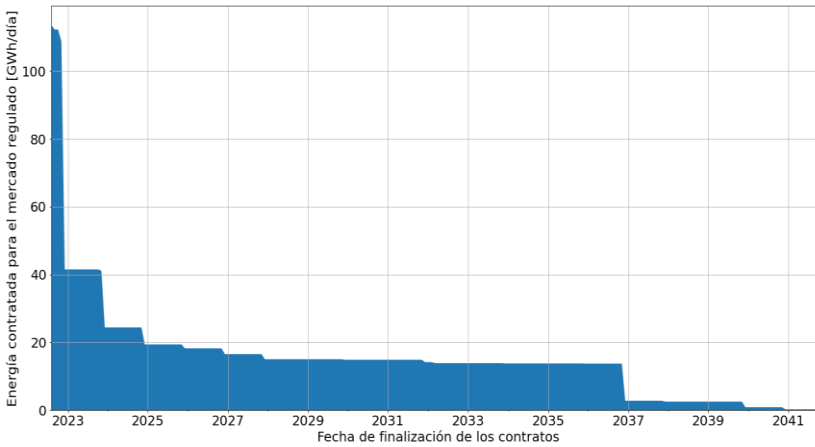
Figura 3-20 Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre (junio, julio y agosto de 2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-21. Finalización contratos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

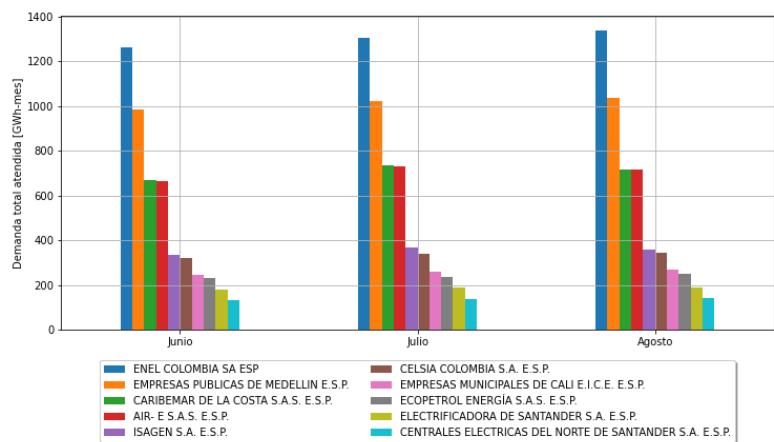
En cuanto a la proyección de duración de los contratos la Figura 3-21 muestra la tendencia, en energía, para la finalización de los contratos con destino al mercado regulado. Alrededor del 60% de la energía destinada a la atención de este mercado finaliza la contratación para diciembre de 2022, quedando cerca de 40 GWh/día en promedio en contratos, mientras que para diciembre de 2023 finaliza cerca del 80% de la energía. Por otro lado, los

contratos asociados a subastas de largo plazo continúan su ejecución hasta diciembre de 2036.

3.1.7.2. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores:

El porcentaje de cubrimiento de comercializadores representa la cantidad de demanda atendida por los agentes que tienen cubierta con contratos bilaterales, de tal manera que los usuarios atendidos no se vean expuestos a la volatilidad de los precios de bolsa. Para estos análisis se toman los 10 comercializadores con mayor demanda atendida, donde inicialmente se analizan los comercializadores que atienden demanda de cualquier tipo (regulada y no regulada). En la Figura 3-22 se puede ver la energía total por cada comercializador para cada mes asociada a atención de demanda, donde ENEL COLOMBIA S.A E.S.P. se destaca como el agente con mayor atención de demanda con aproximadamente 1.338 GWh-mes al cierre del trimestre, seguido de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P con 1.034 GWh-mes.

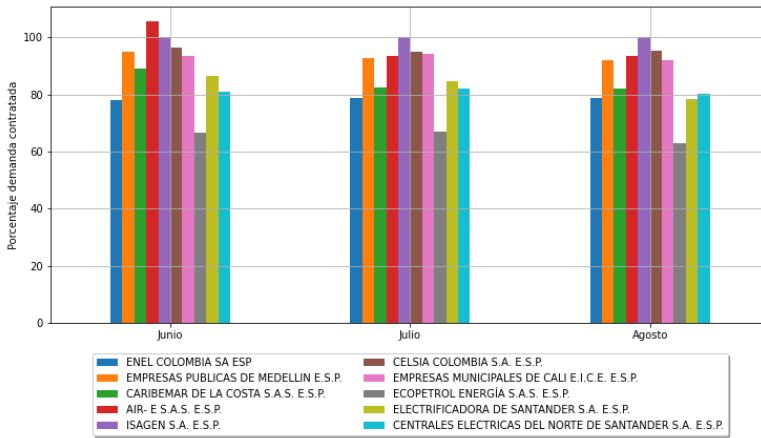
Figura 3-22 demanda mensual atendida por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-23 porcentaje de cubrimiento de agentes comercializadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

ENEL COLOMBIA SA ESP y EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. con 100%, 93% y 92%. Por otro lado, las empresas con menor cobertura fueron ECOPETROL ENERGÍA S.A.S E.S.P, ENEL COLOMBIA SA ESP y ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. con 63%, 78% y 78% respectivamente.

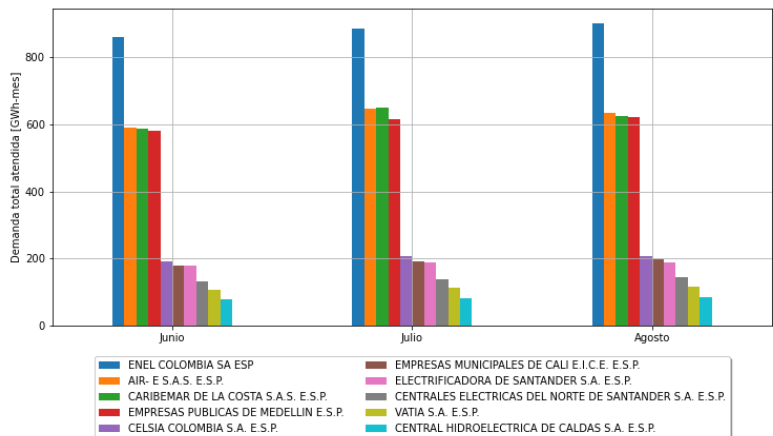
La Figura 3-23 Muestra los niveles de cobertura de los comercializadores, tomando en cuenta la energía que cada comercializador tiene contratada respecto a su demanda atendida. Durante el mes de junio se puede ver una sobrecontratación por parte de AIR-E S.A.S E.S.P, contando con cerca del 105.6% de demanda contratada, y disminuyendo a cerca del 93% para el resto del trimestre, mientras que ISAGEN S.A E.S.P contó con una cobertura del 100% para todo el periodo. En este sentido, los comercializadores con mayor nivel de cobertura al cierre del trimestre fueron ISAGEN S.A. E.S.P., AIR-E S.A.S. E.S.P. y EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. con 100%, 93% y 92%. Por otro lado, las empresas con menor cobertura fueron ECOPETROL ENERGÍA S.A.S E.S.P, ENEL COLOMBIA SA ESP y ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. con 63%, 78% y 78% respectivamente.

3.1.7.3. Porcentaje de cubrimiento de agentes en el mercado regulado:

Para este análisis nuevamente se toman los 10 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso de tipo regulada únicamente, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 3-24.

En este caso ENEL COLOMBIA S.A E.S.P. aparece nuevamente como el comercializador que más demanda regulada atiende, con 899 GWh-mes para el mes de agosto, seguido por AIR- E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con de 633 GWh-mes y 625 GWh-mes cada al cierre del trimestre.

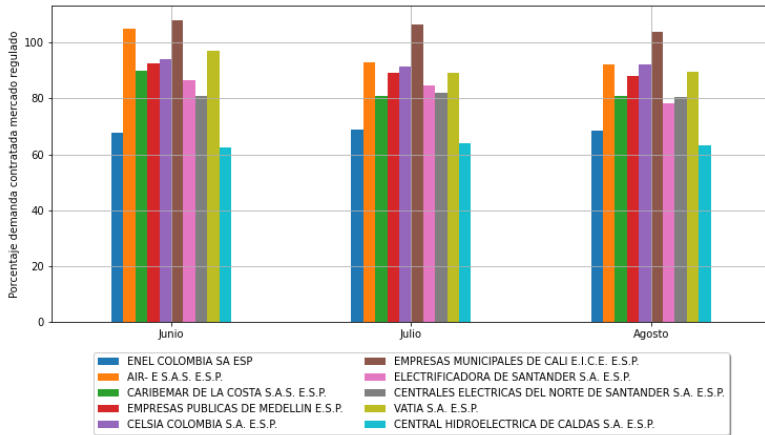
Figura 3-24 Demanda regulada atendida por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-25. Demanda regulada atendida por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 3-25 muestra los niveles de cobertura en el caso del mercado regulado, de la cual se puede destacar la sobrecontratación de EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. con unos porcentajes que oscilan entre 107% y 103%. Por otro lado, se mantiene el comportamiento observado por parte de AIR- E S.A.S. E.S.P. En este sentido, los mayores niveles de cobertura al cierre del trimestre se dan en EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P., AIR- E S.A.S. E.S.P. y CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. con 103% 92% y 92% respectivamente.

Por otro lado, los mínimos niveles de cobertura se dan en los agentes CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P., ENEL COLOMBIA SA ES y ELECTRICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. con 63%, 68% y 78% respectivamente.

3.1.7.4. Caracterización de Contratos con destino al mercado regulado:

Para los contratos con destino al mercado regulado se tienen 631 contratos despachados, de los cuales 604 corresponden al tipo pague lo contratado y 27 al tipo pague lo demandado. En cuanto a los precios, los contratos tipo pague lo contratado presentan un precio promedio ponderado de 281,75 \$/kWh, lo cual representa un incremento de 12,52 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo pague lo demandado muestran un promedio ponderado de 354,98 \$/kWh, evidenciando un incremento de 22,62 \$/kWh frente al trimestre anterior. Si se comparan ambos tipos de contrato, se obtiene una diferencia de aproximadamente 73,23 \$/kWh para el trimestre bajo análisis a favor de los contratos tipo pague lo demandado. En la Tabla 3-10. se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-10: resumen estadísticas mercado regulado

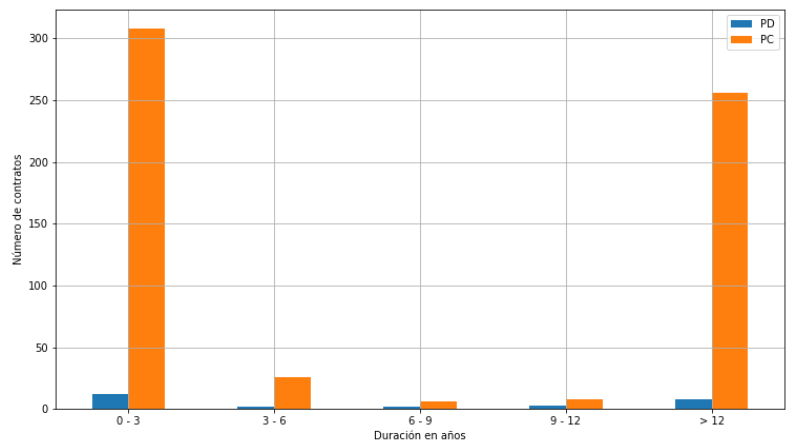
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	604	281.75	203.35	15
PD	27	354.98	199.15	14

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



Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-26 se presenta una clasificación en función de la duración de los contratos en grupos de 0 a 3 años, 3 a 6 años, 6 a 9 años, 9 a 12 años y mayores a 12 años para los tipos pague lo contratado y pague lo demandado; en este sentido, se observa que 308 de los contratos tipo pague lo contratado están en la categoría de 0 a 3 años, seguido por contratos de más de 12 años con 256 contratos, los cuales corresponden en su mayoría a contratos derivados de las subastas de largo plazo promovidas por el Ministerio de Minas y Energía. Para los contratos de tipo pague lo demandado se evidencia una distribución similar, con 12 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años. Teniendo en cuenta lo anterior, se identifica una tendencia de los comercializadores a realizar contratos de corta duración para la atención de los usuarios en el mercado regulado.

Figura 3-26 Duración de contratos con destino al mercado regulado



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

3.1.7.5. Caracterización contratos con destino al mercado no regulado:

Para los contratos con destino al mercado no regulado, se observan 457 contratos despachados, de los cuales 432 corresponden a tipo pague lo contratado y 25 a tipo pague lo demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo pague lo contratado presentan un precio promedio de 272,38 \$/kWh, contrastado con 259,99 \$/kWh promedio del trimestre anterior. Para los contratos tipo pague lo demandado el promedio ponderado es de 239,23 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 228,57 \$/kWh. En la Tabla 3-11 se muestra un resumen de los datos.

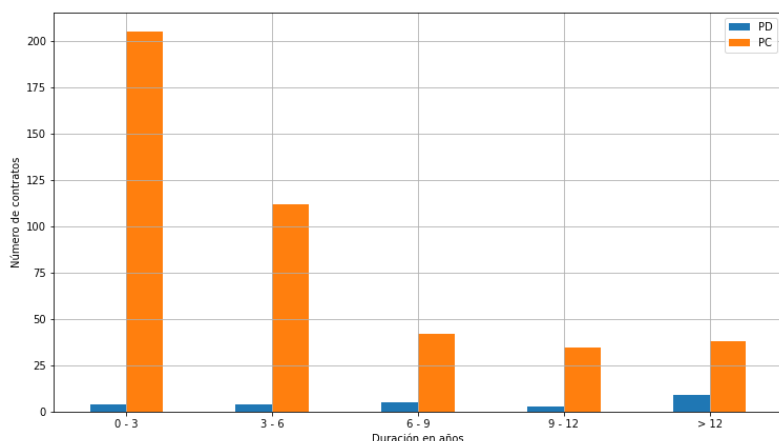
Tabla 3-11: resumen estadísticas mercado no regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	432	272.38	234.86	51
PD	25	239.23	2148.32	5

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



Figura 3-27. duración de contratos con destino al mercado no regulado



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

De la Tabla 3-11 se destaca, que si bien la cantidad de contratos tipo pague lo contratado es mayor que los contratos tipo pague lo demandado, la energía asociada a los contratos pague lo demandado es cercana a 10 veces la energía de los contratos pague lo contratado. Al revisar esta condición, se encontró que los contratos tipo pague lo demandado son usados por grandes agentes integrados como EPM, Isagen y Enel para trasladar su energía de su agente generador a su agente comercializador a precios inferiores que los del mercado, lo cual desvía el promedio hacia abajo.

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-27 se utiliza la misma clasificación que la usada para el mercado regulado. En este sentido, se observa una distribución más homogénea, donde la mayor cantidad de contratos tipo pague lo contratado está en el horizonte de 0 a 3 años; no así para los contratos tipo pague lo demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos está en el horizonte superior a 12 años.

3.1.7.6. Contratos entre agentes vinculados e integrados:

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

- Mercado regulado

Para el análisis del mercado regulado, se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos con destino al mercado regulado, la Tabla 3-12 muestra los agentes analizados en orden de nivel de demanda atendida.



Tabla 3-12: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado

Agente generador	Nombre empresa
ENDG	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ISGG	ISAGEN S.A. E.S.P.
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
CHVG	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
JMWG	JEMEIWAA KA I S.A.S. E.S.P.
SPRG	ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.

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

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en las Tabla 3-13 y Tabla 3-14.

Tabla 3-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	3	263,07	12055,77	31	296,9	12851,91
EPMG	8	239,48	13051,37	17	302,09	7503,75
ISGG	-	-	-	68	291,58	14619,49
NTCG	-	-	-	35	302,93	8905,8
EMIG	5	317,72	6102,7	-	-	-
EPSG	9	322,79	1424,99	83	258,47	3858,15
CHVG	-	-	-	10	297,77	5335,12
GECG	-	-	-	17	296,47	3600
JMWG	-	-	-	49	217,95	3239,36
SPRG	-	-	-	22	306	2880,09

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



Tabla 3-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	-	-	-	-	-	-
EPMG	-	-	-	-	-	-
ISGG	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-
EPSG	2	310,34	225,62	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-	-
JMWG	-	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	1	302,83	9,41

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

El comportamiento ideal al momento de adelantar contratos por parte de los agentes es que no exista una diferencia entre el precio de contratos con agentes vinculados y no vinculados, es decir, que no exista una discriminación ni positiva ni negativa al momento de establecer contratos de energía. De las tablas anteriores, y comparado con el trimestre anterior, para este trimestre es CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. quien tiene el mayor número de contratos con vinculados y no vinculados, así como el mayor precio promedio ponderado con 322,79 \$/kWh en el caso de vinculados, mientras que para los no vinculados presenta un precio de 258.47 \$/kWh. De igual manera, presenta 2 contratos con agentes vinculados tipo pague lo demandado, con un precio promedio de 310,34 \$/kWh. El agente con mayor energía contratada es ISAGEN S.A. E.S.P. con 14,61 GWh/día en promedio por medio de 68 contratos, todos estos con agentes no vinculados. Es importante resaltar que el mayor número de contratos para la atención de usuarios regulados se da entre agentes generadores y comercializadores no vinculados, lo cual diversifica la atención de este tipo de demanda.

De la misma manera que en el mercado regulado, para el mercado no regulado se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos, la Tabla 3-15 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.



Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado

Agente generador	Nombre empresa
ENDG	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ISSG	ISAGEN S.A. E.S.P.
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
CHVG	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
SPRG	ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.
GNCG	VATIA S.A. E.S.P.

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

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en Tabla 3-16 y Tabla 3-17

Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	9	205,44	4404,45	23	280,15	8630,89
EPMG	1	267,66	59,28	19	287,72	3781,3
ISSG	-	-	-	31	276,07	7770,37
NTCG	-	-	-	12	288,68	1521,11
EMIG	2	272,87	1324,44	1	270,92	390
EPSG	-	-	-	6	228,52	182,33
CHVG	1	258,89	1291,92	18	286,81	6742,82
GECG	-	-	-	14	278,26	6501
SPRG	2	270,35	57,06	10	282,88	1448,33
GNCG	1	116,35	89,97	2	290	384

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



Tabla 3-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado

Agente generador	Número contratos	Vinculados		No vinculados		
		Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	1	229,91	9281,36	-	-	-
EPMG	1	268,02	13092,87	1	263,41	3068,43
ISSG	1	198,26	11548,55	3	262,82	68,11
NTCG	-	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-
EPSG	2	274,21	4351,71	1	238,47	82,79
CHVG	-	-	-	-	-	-
GECG	1	188,46	15,95	1	277,87	496,76
SPRG	-	-	-	1	0	0
GNCG	-	-	-	-	-	-

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

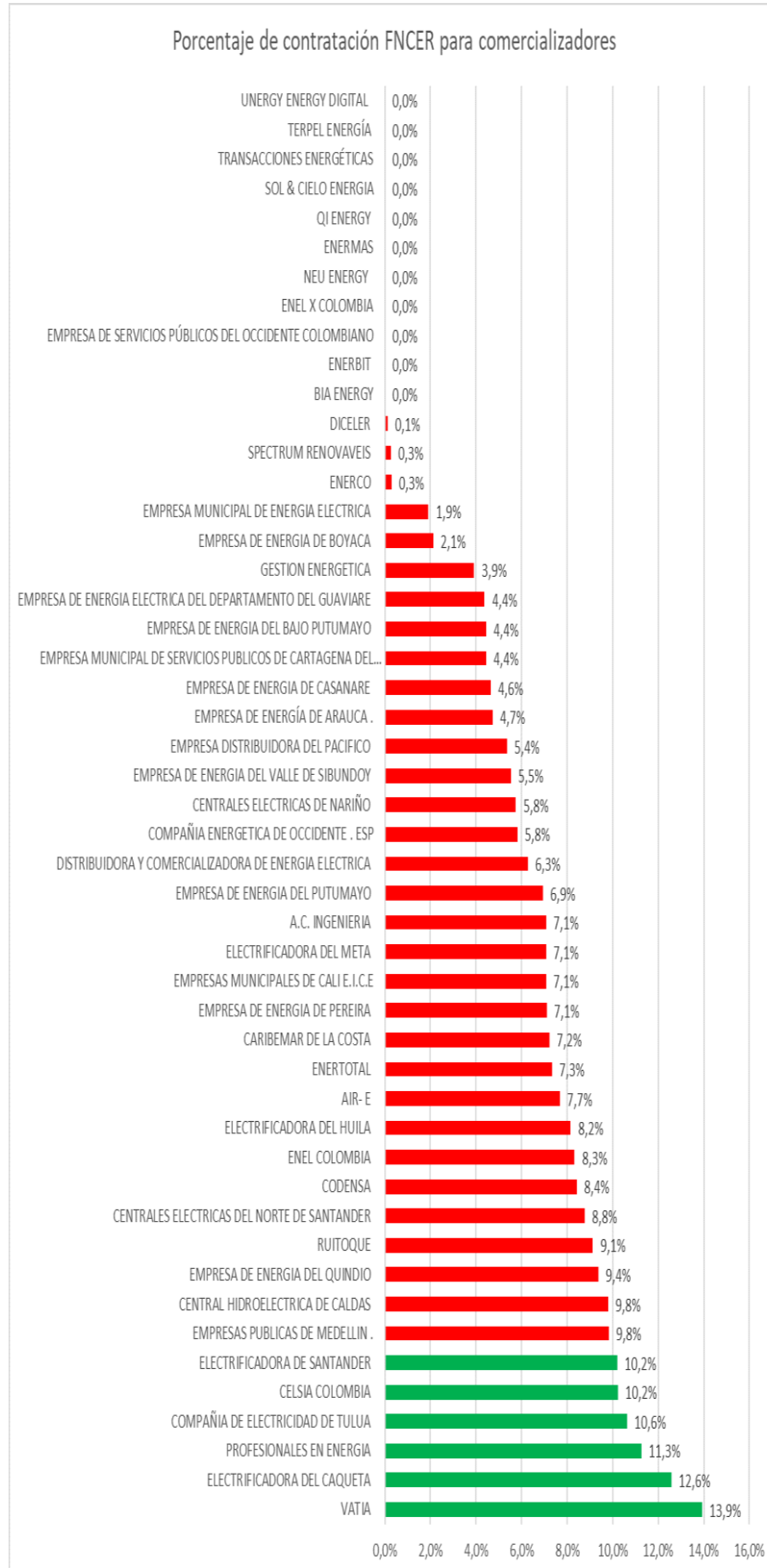
Para este mercado, tal como se mencionó en la sección “Contratos con destino al mercado no regulado”, se puede ver que las empresas con mayor energía promedio diaria tienen un solo contrato tipo pague lo demandado con vinculados, en los cuales transfieren la energía de su agente generador a su comercializador para la atención de usuarios o venta en el mercado. En este caso nuevamente se presenta que el mayor número de contratos se presenta entre generadores y comercializadores no vinculados, aunque en menor proporción comparado con la demanda regulada. Un resultado a destacar es que ninguno de los precios promedio de este mercado supera los 300 \$/kWh, ya que el mayor precio se da entre NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. y sus comercializadores no vinculados. En línea con lo anterior, el menor precio lo presenta VATIA S.A. E.S.P. y sus vinculados con 116,35 \$/kWh.

3.1.7.7. Nivel de cumplimiento de comercializadores de la Resolución MME 40715 de 2019:

Frente a la obligatoriedad impuesta por el artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019, el cual establece que el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado, deben provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. A la fecha de corte del trimestre analizado, 6 agentes cumplen con el límite exigido con base en la información reportada por XM en concordancia con el artículo 6 de la mencionada Resolución, tal como se muestra en la Figura 3-28. Estos agentes son VATIA S.A. E.S.P., ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P., PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P., COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P., CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. y ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.



Figura 3-28. Porcentaje de cumplimiento de comercializadores Resolución MME 40715



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Estaremos realizando seguimiento constante a la información reportada con el fin de dar señales oportunas a los agentes del mercado, tomando en cuenta la obligatoriedad impuesta por el artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019, el cual establece que el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales **solamente del mercado regulado**, deben provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable la cual aplicará para el año 2022 y se hará la verificación en el mes de enero de 2023 de acuerdo con la información reportada por XM.

Por otro lado, el artículo 3 de la Resolución MME 40060 de 2021 amplía la obligación de los comercializadores al 10% de la **demanda total** atendida, sea esta demanda regulada o no regulada; la vigencia de esta modificación aplica a partir del año 2023 y se verificará en enero del año siguiente, es decir, la obligación de 2023 se verificará en enero de 2024.

A la fecha de corte del trimestre analizado, 6 agentes cumplen con el límite exigido en la Resolución 40715 con base en la información reportada por XM en concordancia con el artículo 6 de la mencionada Resolución, tal como se muestra en la Figura 3-28.

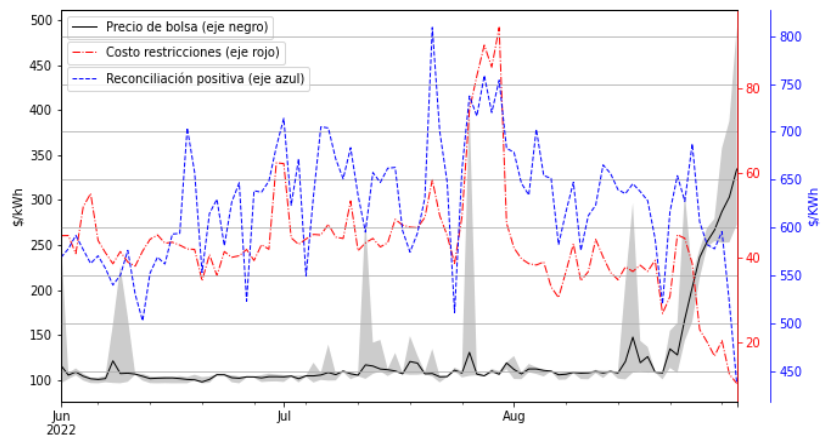
3.1.8. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito

En la Figura 3-29 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa (negro), costo de restricciones (rojo) y reconciliación positiva (azul) todos expresados en \$/kWh, con el fin de poder identificar posibles relaciones entre estas variables.

Para este periodo se presentó el pico más alto en costo de restricciones no solo del periodo, si no de la serie histórica de la variable. Este incremento se dio el 30 de julio y estuvo

asociado a las medidas de mitigación tomadas por el CND frente a la apertura de la conexión Cerromatoso – Chinú 1 500 kV, que corresponde con uno de los circuitos de conexión de la Costa Atlántica y el centro del país, necesaria para la puesta en servicio de la subestación Sahagún 500 kV. Por otro lado, el precio de bolsa se mantuvo en valores cercanos a los mínimos, exceptuando el final del mes de agosto, donde se disminuyeron los aportes en el sistema comparado con la media histórica, sumado a los inconvenientes presentados por la planta de generación Guavio. Nuevamente se evidencia la correlación negativa que el precio de bolsa y el costo de restricciones mantienen. Así mismo, se pueden observar altos valores en la reconciliación positiva, derivados de los altos costos de los combustibles a nivel nacional e internacional, entre ellos el gas y el carbón.

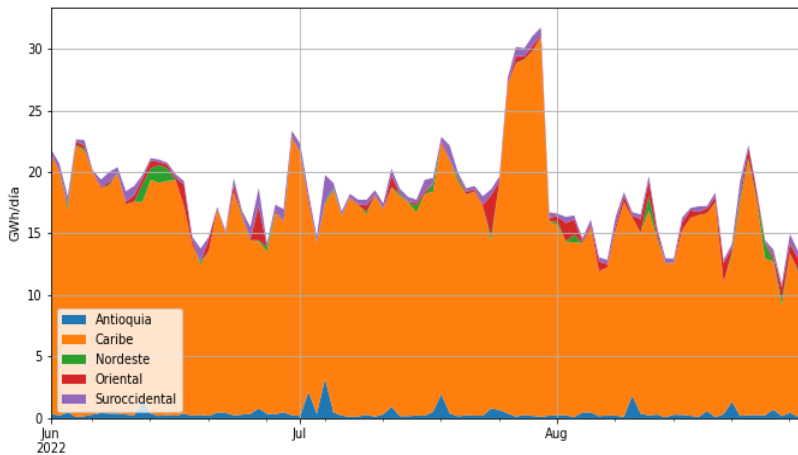
Figura 3-29 Costo de restricciones, reconciliación positiva y precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-30. Generación fuera de mérito por área



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Finalmente, en la Figura 3-30 se pueden ver picos puntuales donde la generación fuera de mérito sobrepasa los 20 GWh/día, principalmente asociados a mantenimientos en el área Caribe. Tal como se indicó anteriormente el pico más alto se da el 30 de julio, asociado a las medidas preventivas frente a la apertura del circuito Cerromatoso – Chinú 1 500 kV; frente a la entrada del cuarto circuito a la costa, se espera una disminución en restricciones en cantidad, para lo cual se hará un seguimiento detallado de las mismas.

3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica

3.2.1. Variables Mercado de Energía Eléctrica

En esta sección se revisan las principales variables del mercado 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.

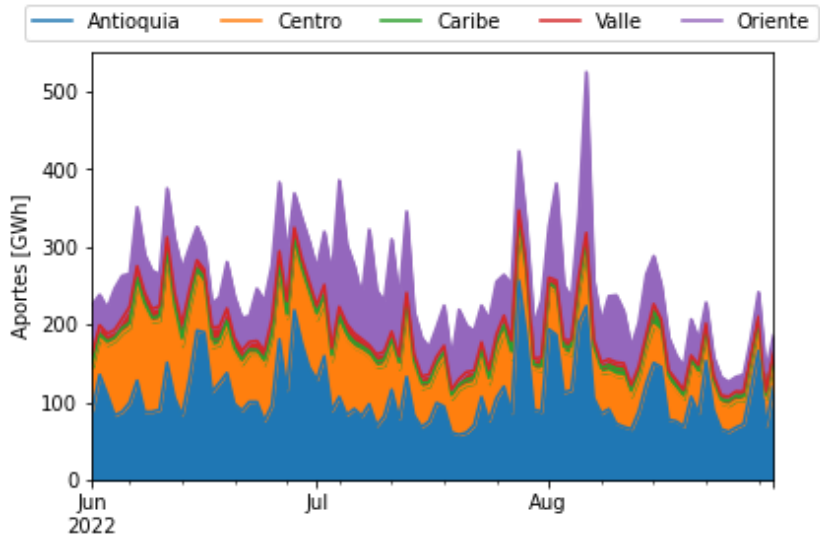
Las principales variables que se analizan son: (i) oferta por tipo de recurso de generación; (ii) eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación; y (iii) comportamiento de la demanda.



3.2.1.1. Oferta – Aportes hídricos:

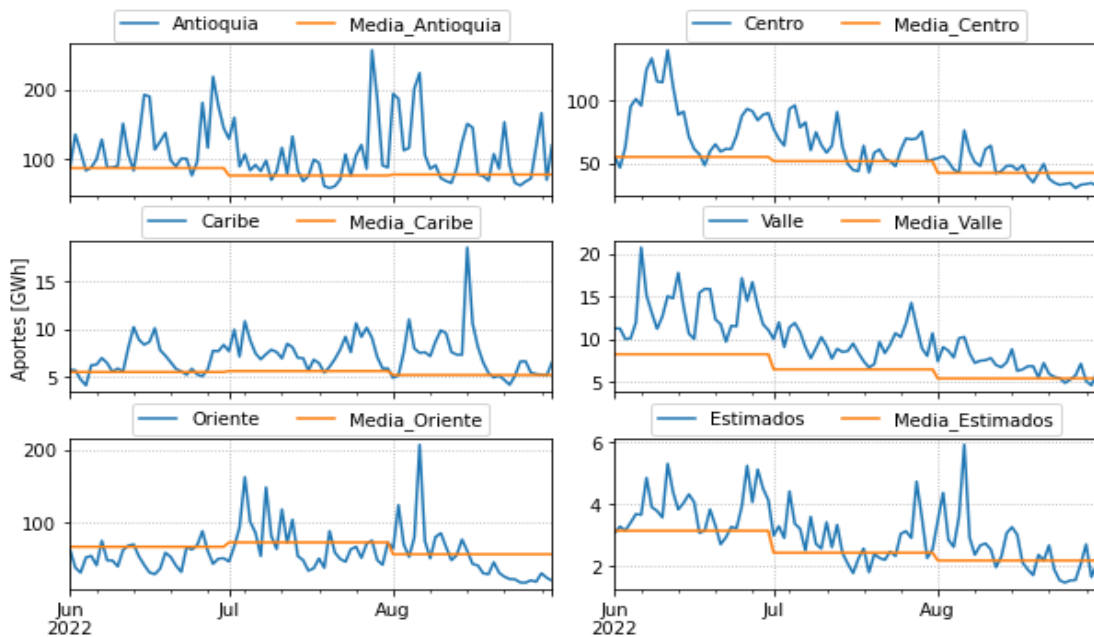
Los aportes hídricos observados en el sistema, por regiones y para el periodo de análisis, se presentan en la Figura 3-31. Las regiones donde se recibieron mayores aportes fueron: (i) Antioquia, donde los aportes diarios promedio variaron entre 100 y 121 GWh-día, lo cual representa un aumento en los aportes entre 20% y 40% respecto a los observado en el trimestre anterior; (ii) Centro, cuyos aportes promedio variaron entre 44 y 84 GWh-día; y (iii) Oriente, con aportes en promedio que se encontraron entre 52 y 71 GWh-día. Se destaca que, durante el periodo y para todas las regiones con excepción de Oriente, junio fue el mes donde se registró el mayor volumen de aportes, mientras que el menor volumen de aportes se registró en las semanas tres y cuatro de agosto de 2022.

Figura 3-31 Aportes de energía por región en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-32. Aportes por región vs media histórica de aportes



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

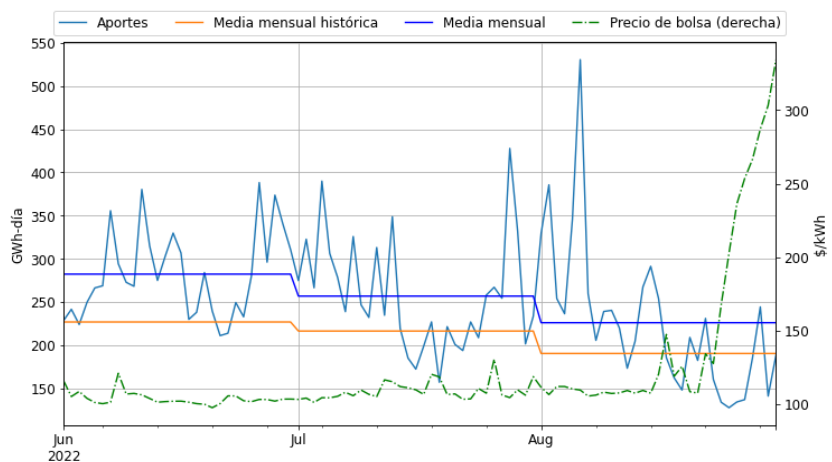


El comportamiento de los aportes por regiones, respecto a su media histórica, se presenta en la Figura 3-32. Se observa que, para las regiones Centro y Valle las mayores desviaciones respecto a la media se presentaron en junio, donde también se observan desviaciones entre 10% y 60% por encima de la media histórica en todo el periodo de análisis. Para las regiones Antioquia y Caribe, las mayores desviaciones por encima de la media se presentaron en agosto, y desviaciones entre 30% y 50% por encima de la media histórica en el periodo. Para la región Oriente, aunque los aportes presentaron alta variabilidad, en promedio estuvieron hasta un 25% por debajo de la media histórica.

En el comportamiento agregado de los aportes, como se muestra en la Figura 3-33, se observa que en general se encuentran por encima de la media histórica.

En junio los aportes estuvieron 25% por encima de la media, mientras que en agosto los aportes estuvieron alrededor de la media, y se desviaron solo un 15% en promedio por encima de la media. En magnitud, el promedio de aportes mensual es decreciente, 282 GWh-día en junio, 257 GWh-día para julio, y 226 GWh-día para agosto. Esta tendencia, a pesar de ser decreciente, muestra volúmenes de aportes significativamente por encima de la media histórica, que coinciden con un mayor almacenamiento de energía en los embalses y con precios de bolsa en mínimos respecto a lo observado en los primeros meses del 2022, con excepción de los precios observados en las dos últimas semanas de agosto (ver Figura 3-33) pero cuyo comportamiento no se relaciona con la disponibilidad del recurso primario de generación.

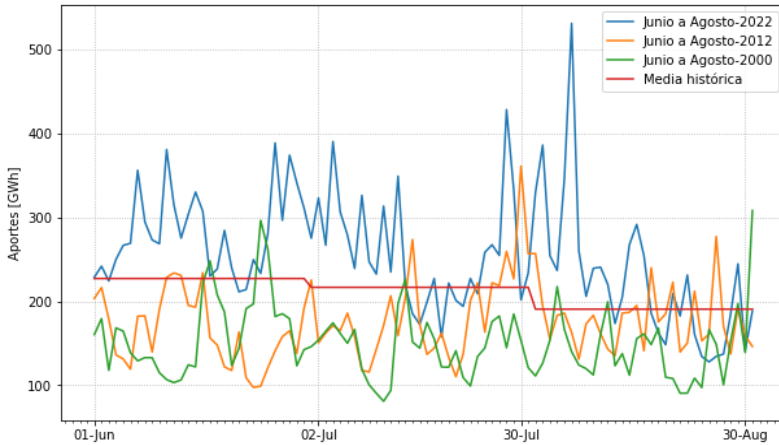
Figura 3-33. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-34. Aportes del periodo al sistema vs aportes totales del periodo en los años climáticos análogos

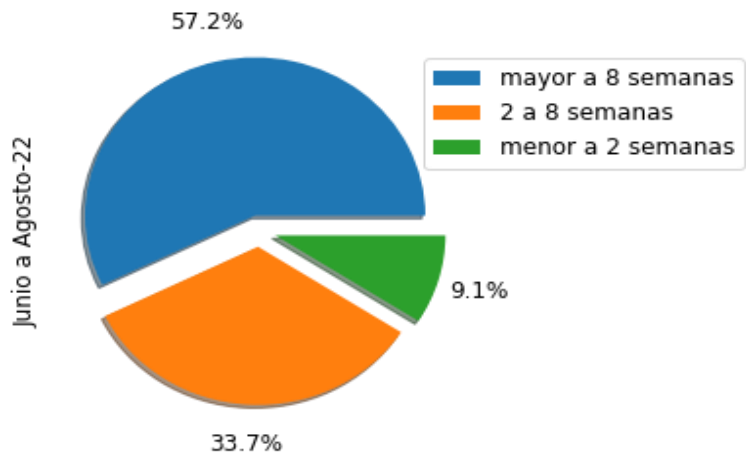


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Por otro lado, la Figura 3-34 presenta una comparación entre los aportes totales del periodo bajo análisis contra los aportes totales en el mismo periodo en años climáticos análogos (2000 y 2012), de acuerdo con la definición de estos por el IDEAM. Se observa que los aportes en el periodo de análisis no presentan niveles críticos o mínimos respecto a sus análogos que pudieran generar una situación de riesgo, por el contrario, se registraron en varios instantes niveles de aportes superiores o similares a la referencia de los años análogos.

Por último, en la Figura 3-35 se hace la discriminación de los aportes según el tipo de embalse en los que estos aportes fueron percibidos. Esta clasificación se muestra en Tabla 3-18, y se obtiene según la relación en energía entre la capacidad útil y la capacidad máxima de generación. Como se muestra en la Figura 3-35, durante el periodo de análisis, más de la mitad de los aportes hídricos fueron recibidos en plantas con embalses asociados cuya capacidad de regulación es superior a 8 semanas. Estos aportes son aquellos con mayor posibilidad de gestión por parte del agente, y aquellos que ofrecen la posibilidad de plantear estrategias de mediano y largo plazo. Además, 34% de los aportes se recibieron en plantas con embalses asociados de regulación media, de 2 a 8 semanas, lo cual permite al sistema gestionar la operatividad de corto plazo y mediano plazo, frente la variabilidad diaria observada de los aportes.

Figura 3-35. Aportes totales según tipo de embalse



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

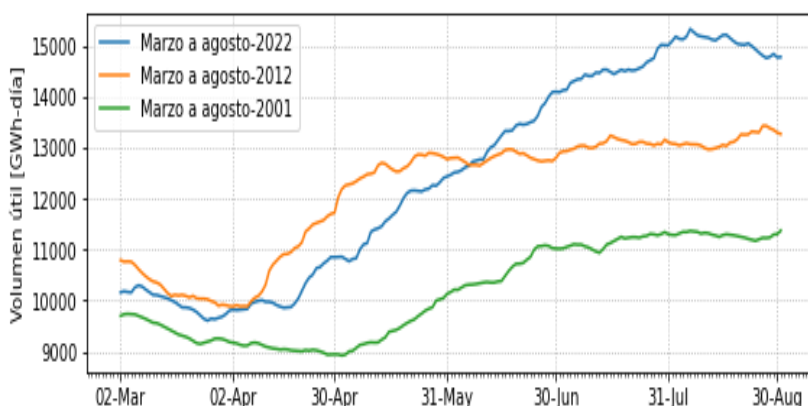


Tabla 3-18. Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

Planta	Capacidad [MW]	Capacidad útil [GWh]
<i>Regulación de 0 a 2 semanas</i>		
BETANIA	540	121.4
SAN CARLOS	1240	65.3
PORCE II	405	122.7
PORCE III	700	112.1
ALBAN	429	36.8
<i>Regulación de 2 a 8 semanas</i>		
PLAYAS	207	96.6
URRA	338	163.8
MIEL 1	396	229.4
SOGAMOSO	819	974.5
GUATRON	512	500.6
SALVAJINA	315	167.7
PRADO	51	56.61
CHIVOR	1000	1102.9
<i>Regulación mayor a 8 semanas</i>		
EL QUIMBO	400	1065.1
JAGUAS	170	423.4
TASAJERA	306	555.7
CALIMA	132	213.8
GUAVIO	1250	2065.4
PAGUA	600	4800.3
GUATAPE	560	4086.9

3.2.1.2. Oferta – Nivel del embalse agregado:

Figura 3-36. comportamiento del embalse agregado en energía



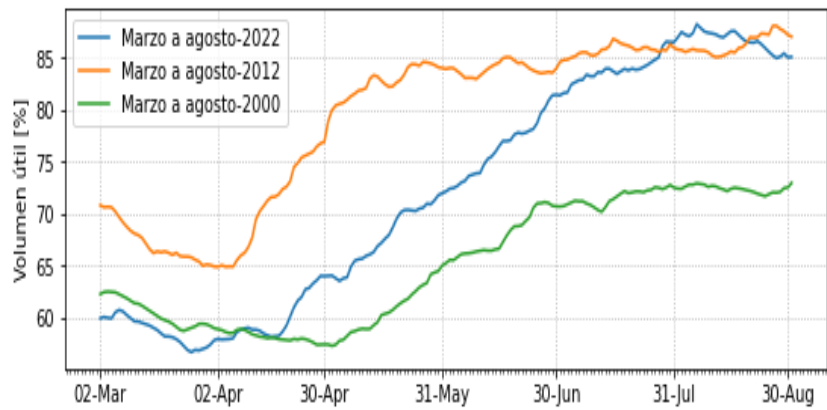
Fuente: Elaboración propia a partir de datos

La Figura 3-36 y la Figura 3-37 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del nivel de volumen útil diario, tanto en energía como en porcentaje. Las figuras muestran la evolución del embalse agregado para el semestre que va de marzo a agosto de 2022, y compara el comportamiento de esta variable con los años que se consideran análogos en términos climáticos.



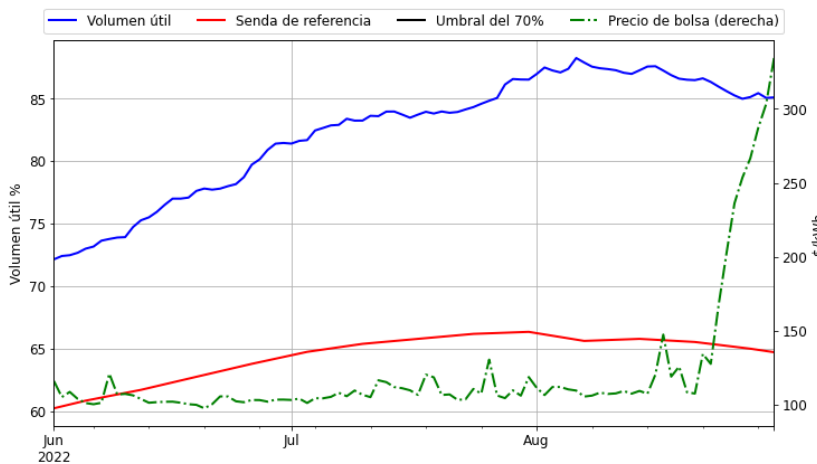
Similar a lo observado en Figura 3-35 sobre el nivel de aportes, se encuentra que para el periodo de análisis el volumen útil agregado no presenta niveles críticos o mínimos respecto a sus análogos, y que su comportamiento corresponde con la tendencia histórica de niveles bajos para los meses de marzo a abril, y creciente para los meses de mayo a agosto. Para el periodo de análisis, el volumen útil del embalse agregado empieza en el 72% (1ro de junio) y alcanza en el 85% al finalizar el periodo de análisis (31 de agosto). Esta tendencia creciente del volumen útil del embalse agregado es correspondiente con el periodo invernal y el alto nivel aportes observado durante el periodo respecto a la media histórica.

Figura 3-37. comportamiento del embalse agregado en porcentaje



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-38. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

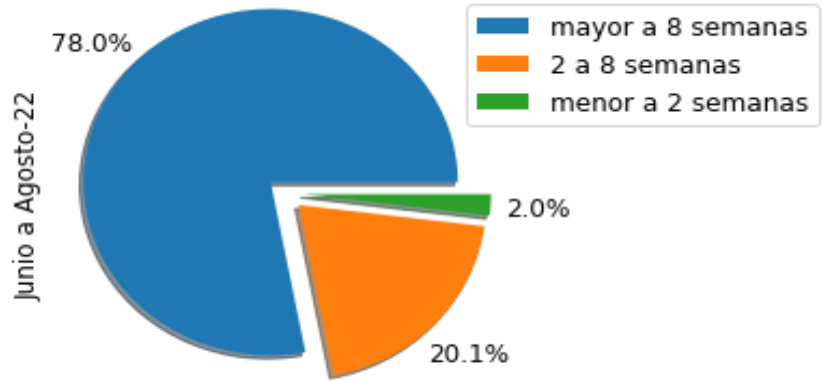
Por otro lado, en el seguimiento a los indicadores de la resolución CREG 209 de 2020, en la Figura 3-38, se observa un volumen útil agregado del sistema por encima de la Senda de Referencia (SR) que rige para el periodo. Esta última, expresada como un porcentaje del total del embalse útil del SIN, en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, que hace parte de la evaluación de índices que permiten la identificación de una

condición de riesgo del sistema. La construcción de SR recoge las condiciones hidrológicas observadas y esperadas en el sistema para determinar la condición del embalse mediante los índices que señalan los niveles de alerta se referencia, entre ellos, el índice NE. Este índice indica que, si el embalse útil real es mayor o igual que la senda de referencia, o mayor al 70% del volumen útil agregado del SIN se entenderá que el índice está en un nivel superior (Resolución CREG 210 de 2020). En el periodo de análisis para este reporte, el volumen útil agregado se encuentra en promedio un 20% por encima de la SR, por lo tanto, no se identifica ninguna señal de riesgo de desabastecimiento para el SIN.



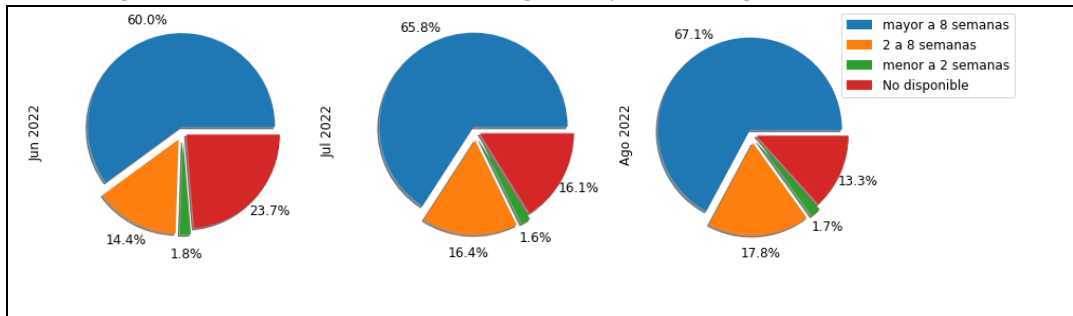
Figura 3-39. Distribución promedio del volumen útil disponible durante el periodo

Adicionalmente, se observa el volumen útil disponible en contraste con la gestión del recurso. La Figura 3-39 muestra la distribución del recurso disponible entre los distintos tipos de embalse. En promedio, durante el trimestre, el 78% de la energía almacenada se encontraba en los embalses de regulación mayores a 8 semanas. Por otro lado, la Figura 3-40 muestra la distribución promedio del volumen útil para cada mes de acuerdo con la capacidad de regulación de los embalses.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-40 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses

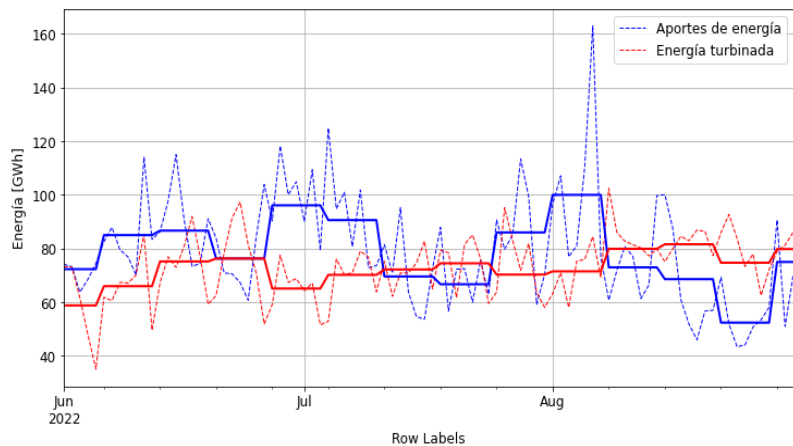


Fuente: Elaboración propia a partir de datos



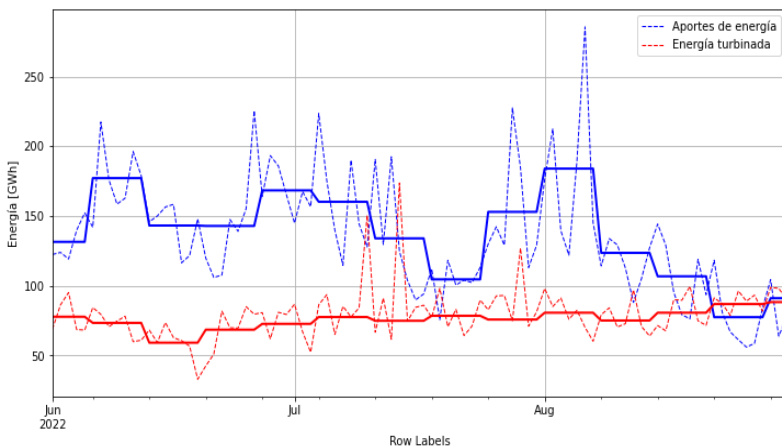
Se destaca que el nivel de volumen útil no disponible disminuye progresivamente dado el comportamiento de los aportes. Para junio, el 60% del volumen útil estuvo disponible en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas, mientras que el 14,5% se encontraba en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. En agosto, al final del periodo de análisis, se observó un 67% del volumen útil disponible en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas y 18% en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. El crecimiento en la energía almacenada ocurre principalmente en julio, después de un periodo de almacenamiento de los aportes hídricos y el uso del recurso, como se describe a continuación.

Figura 3-41. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-42. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 3-41 y Figura 3-42 se muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio semanal, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas. Se destaca que la relación entre los aportes hídricos percibidos y la energía turbinada para la generación de electricidad es diferente para los dos tipos de recurso. En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas (Figura 3-41), durante el mes de junio y julio, los aportes de energía fueron en promedio entre 10 y 25% superiores a la energía turbinada, con algunas semanas de relativo equilibrio entre las dos variables. Esto contribuyó a aumentar el nivel de volumen útil agregado en estos meses respecto al trimestre anterior. En contraste, el mes de agosto los aportes de energía fueron en promedio entre 10 y 30% inferiores a la energía turbinada, dejando a agosto como el periodo de uso del recurso almacenado.

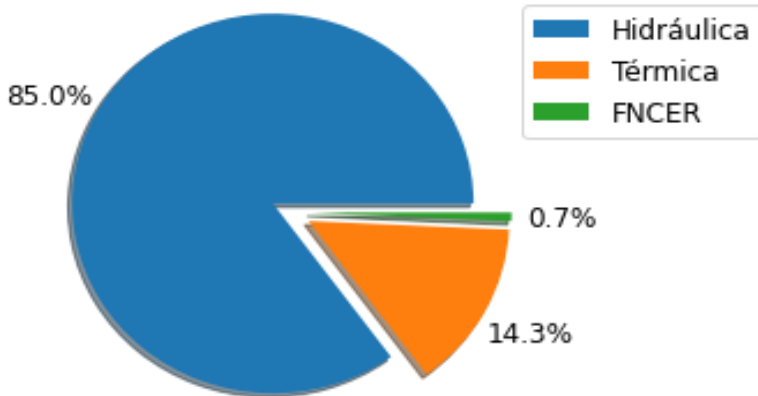
En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas, el periodo de relativo equilibrio entre aportes y energía turbinada se presenta en las últimas semanas de agosto. Para el resto del trimestre de análisis, los aportes de energía alcanzaron en promedio hasta un 130% de mayor volumen que la energía turbinada. Esto último, con la variabilidad usual, es un patrón consistente para el periodo que se reflejó en la oportunidad de gestionar y almacenar recursos para lograr que el volumen útil agregado alcanzara un 85% de



disponibilidad al finalizar el periodo de análisis (31 de agosto), y que un 78% de esa energía este almacenada en este tipo de recurso.

3.2.1.3. Oferta – Generación de Energía por Recurso:

Figura 3-43. Participación de la generación por recurso

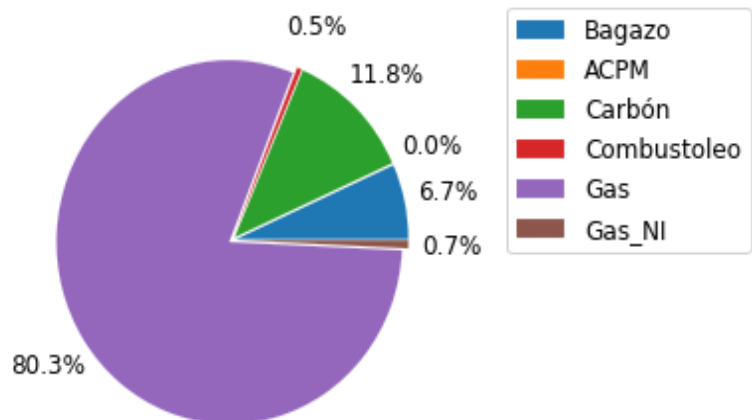


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 3-43 se muestra la participación de la generación total por tipo de recurso: hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre bajo análisis se observó una participación del recurso hídrico del 85%, de 14.3% con combustibles fósiles, mientras que las FNCER representaron el 0.7% restante. En comparación con el trimestre de marzo a mayo de 2022, no hay una desviación significativa en la participación de cada recurso producto del alto nivel de aportes hídricos percibidos por el sistema en los dos trimestres mencionados.

Observando la participación de los combustibles fósiles en la generación térmica, en la Figura 3-44, se encuentra que el recurso con mayor participación dentro de esta es el gas natural nacional, que representó un 80 % del total. Dicha participación creció en un 4% respecto lo observado en el trimestre de marzo a mayo de 2022 cuando alcanzo el 76 % del total. Este crecimiento es relativamente considerable respecto a la participación de combustibles en la canasta de generación térmica, que se da a expensas de un decrecimiento de la generación con carbón que pasó de 18% en el anterior trimestre a un 12% en el trimestre de análisis, y un aumento marginal de 1% en la generación con bagazo.

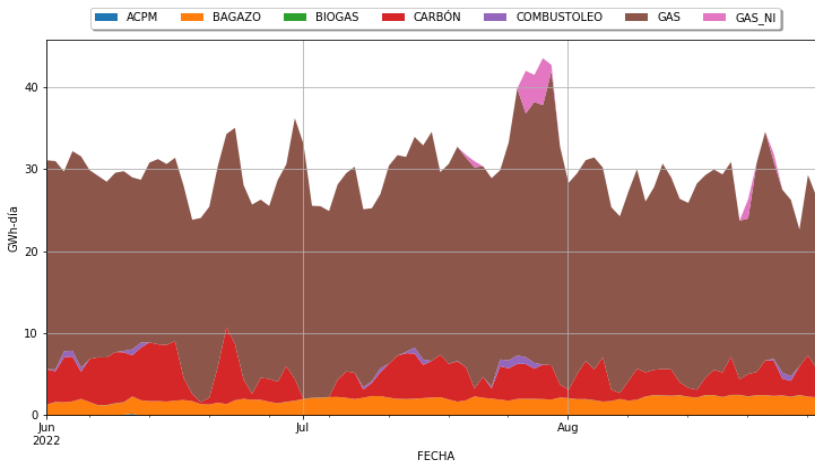
Figura 3-44. Participación de generación térmica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-45. Generación térmica por combustible



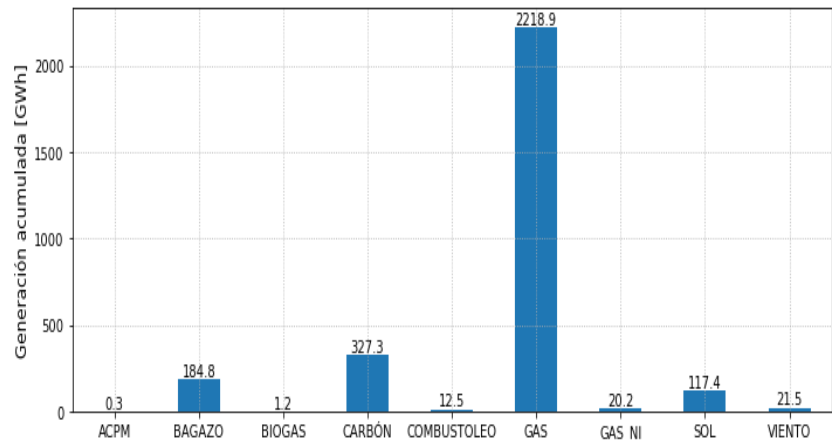
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En términos de magnitud de energía, el promedio de generación con gas natural nacional estuvo en 24.1 GWh-día contra 23.6 GWh-día del trimestre anterior, es decir, que solo hay cambios marginales en términos de magnitud. Por lo tanto, como lo muestra la operación diaria de la generación térmica en la Figura 3-45 y dada que la participación por recursos (Figura 3-43), se observa el impacto en el decrecimiento de la energía generada con carbón que paso de 5.5 GWh-día en el trimestre

anterior a 3.5 GWh-día en el trimestre bajo análisis. En la Figura 3-45 se puede ver una participación marginal de la generación a partir de gas natural importado (GAS_NI) y de líquidos. Además, se destaca un pico de generación térmica en la última semana de junio, relacionado con las condiciones operativas del sistema que implicaron un mayor despacho de esta generación por seguridad.

Finalmente, en la Figura 3-46 se muestra la generación acumulada de cada fuente de generación de manera independiente, con excepción de la generación hidroeléctrica. Se observa en la figura la amplia participación del gas natural y carbón respecto a los recursos restantes, al mismo tiempo que la diferencia en magnitud entre la generación con gas y carbón. La generación hidroeléctrica que aportó 16.4 TWh de los 19.3 TWh totales generados durante el periodo, y es 7.5 veces mayor que el siguiente recurso en magnitud que es el gas natural.

Figura 3-46. generación acumulada de cada fuente de generación excluyendo hidro



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

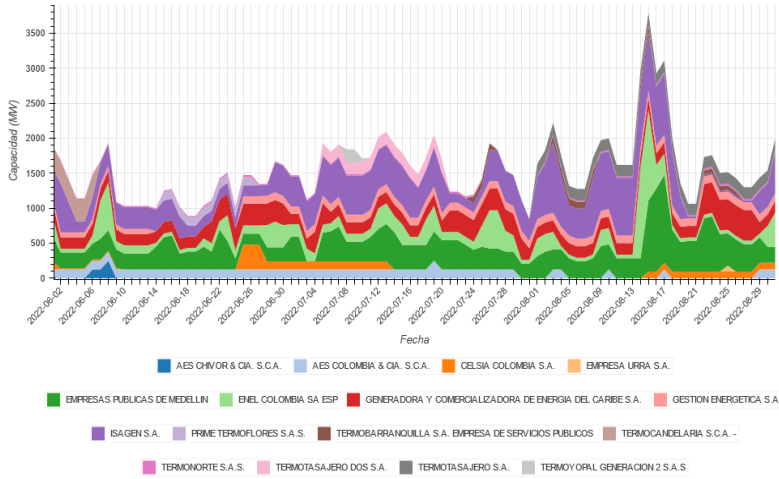
3.2.1.4. Indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

Esta sección presenta los eventos de indisponibilidad ocurridos en las plantas del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando los indicadores de duración y frecuencia de cada evento.



- Disponibilidad por mantenimiento de plantas de generación:

Figura 3-47. Capacidad agregada de generación en mantenimiento durante el periodo de análisis



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 3-47 presenta la capacidad en MW que estuvo indisponible durante el periodo por eventos asociados a mantenimientos programados por agente. En general se observa que la capacidad acumulada en mantenimiento varía entre 1000 MW y 2000 MW, y que entre la segunda y tercera semana de agosto se presenta un pico de capacidad acumulada indisponible que alcanza los 3500 MW con una alta participación de recursos hidroeléctricos en el área Antioquia. Estos valores altos de indisponibilidad tuvieron una incidencia menor debido a los cortos periodos.

En la Tabla 3-19 se describen los datos de duración media y frecuencia para las plantas que realizaron mantenimientos en el periodo analizado. La tabla organiza los recursos de generación por los valores más altos en la duración media de la indisponibilidad. En general, se observa que las plantas térmicas presentan mayores duraciones de los mantenimientos con menores frecuencias, mientras que las plantas hidroeléctricas tienen mayor frecuencia de eventos de mantenimiento, con menor duración. No obstante, es claro que independiente del tipo de recurso hay una diversidad en duración y frecuencia en los mantenimientos programados.

Como se describe en la Tabla 3-19 en términos de frecuencia, se destaca que las plantas con una mayor cantidad de mantenimientos, para algunas o todas sus unidades, fueron Guatapé, Porce III y Guavio, con una frecuencia de 15, 13 y 11 mantenimientos, respectivamente. La duración media en el caso de Guatapé supero las 100 horas por evento, mientras que en el caso de Porce III y Guavio la duración media de cada evento es inferior a las 20 horas en ambos casos. En términos de duración media, Paipa 1 y Paipa 2 presentaron unidades en mantenimiento de larga duración, con duración media de 1655 horas, lo que representa una indisponibilidad de cerca del 75% del tiempo en el periodo de análisis. A estas plantas le sigue la planta Gecelca 3 que también supera las 1400 horas en mantenimiento.



Tabla 3-19: Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.

Planta	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
PAIPA 1	1655.0	1	36
PAIPA 2	1655.0	1	72
GECELCA 3	1439.0	1	164
GUAJIRA 2	1002.7	1	143
TASAJERO 1	732.0	1	163
TERMOCENTRO CC	592.0	1	279
ESMERALDA	546.9	2	30
CARTAGENA 3	511.0	2	66
PORCE II	471.7	3	405
SAN CARLOS	421.3	5	1240
TASAJERO 2	374.0	1	170
ZIPAEMG 4	330.0	1	64
ZIPAEMG 3	306.0	1	63
GUADALUPE IV	261.7	6	225
SAN MIGUEL	258.3	3	52
SOGAMOSO	257.8	4	819
PRADO	209.0	1	51
SAN FRANCISCO	204.9	5	135
MIEL I	192.0	5	396
GECELCA 32	178.4	1	273
TERMOCANDELARIA 1	144.0	1	157
TERMOCANDELARIA 2	144.0	1	157
GUATAPE	105.5	15	560
TEBSAB CC	68.6	3	791
BETANIA	67.7	2	540
TERMOYOPAL G3	64.0	1	50
PLAYAS	55.0	3	207
GUADALUPE III	39.7	6	270
TERMOYOPAL 2	32.0	1	30
CHIVOR	26.6	7	1000
TERMOYOPAL G4	25.0	1	50
DARIO VALENCIA SAMPER	20.8	6	150
LA TASAJERA	18.5	5	306
PORCE III	16.7	13	700
PARAISO	16.1	5	276
LA GUACA	16.0	5	324
GUAVIO	15.4	11	1250
SALTO II	13.7	2	35
TERMODORADA 1	12.8	1	44
AMOYA LA ESPERANZA	11.3	2	80
URRA	10.0	1	338
JAGUAS	2.2	2	170



- Disponibilidad por eventos o contingencias en plantas de generación:

En la Tabla 3-21 se describe la duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas, así como la capacidad de cada planta. La tabla se presenta por orden descendente de duración media de los eventos reportados durante el trimestre. Estas indisponibilidades ocurren por diferentes eventos o contingencias que afectan la disponibilidad y/o uso de los recursos, así como afectaciones a la capacidad técnica de generación. La Tabla 3-20 describe para este tipo de plantas la duración media y frecuencia por tipo de evento o contingencia reportada.

Tabla 3-20 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Río	468 MW	468	0.2 h
Embalse	2331 MW	144	0.6 h
Turbina	3620 MW	123	0.4 h
Generador	2608 MW	83	0.4 h
Transformador	1000 MW	4	1.1 h
Serv Auxiliares	306 MW	5	0.3 h

Como se observa, por la magnitud de la capacidad involucrada, se destacan las indisponibilidades en las plantas de San Carlos (42 eventos), Guatapé (56 eventos), Betania (5 eventos), Sogamoso (5 eventos), y Chivor (4 eventos). En términos de frecuencia, se resalta que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco con 305 eventos, y cuyo compartimiento es recurrente a lo largo del año. Esta planta es seguida por Guatapé, Carlos Lleras y Alban, con una frecuencia de 56, 55 y 53 eventos respectivamente. Por otro lado, la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Esmeralda con 113 horas de media, seguida por Alban con 60 horas.



Tabla 3-21 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
ESMERALDA	113.6	4	30
ALBAN	60.5	53	429
SALTO II	24.9	16	35
SAN FRANCISCO	18.1	305	135
CUCUANA	14.8	25	56
LA GUACA	11.9	24	324
PARAISO	11.7	24	276
SAN CARLOS	11.5	42	1240
DARIO VALENCIA SAMPER	10.0	34	150
URRA	9.7	25	338
EL QUIMBO	9.3	4	400
ESCUELA DE MINAS	9.2	32	55
GUAVIO	7.5	1	1250
AMOYA LA ESPERANZA	7.0	35	80
GUADALUPE III	6.9	17	270
PRADO	5.8	9	51
JAGUAS	5.4	11	170
BETANIA	5.2	5	540
CHIVOR	4.8	4	1000
TRONERAS	4.1	7	21
GUADALUPE IV	4.1	10	225
CARLOS LLERAS	3.8	55	78
SOGAMOSO	3.7	5	819
PORCE III	2.9	11	700
SAN MIGUEL	2.0	11	52
PORCE II	2.0	17	405
GUATAPE	1.8	56	560
CALIMA	1.8	4	132
LA TASAJERA	1.6	5	306
PLAYAS	0.8	2	207



Como lo muestra la Tabla 3-20, los eventos por contingencia o indisponibilidad por embalses o por turbina son los que comprometen la mayor capacidad de generación. Por esta razón y su frecuencia y duración media, los mencionados eventos son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre. En términos solo de frecuencia, los eventos por contingencia o indisponibilidad en Rio (recurso), y en términos solo de duración media, los eventos por contingencia o indisponibilidad en interruptores o el sistema de transformación, son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre

En la Tabla 3-23 se describe la duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en plantas térmicas, así como la capacidad de cada planta. La tabla se presenta por orden descendente de duración media de los eventos reportados durante el trimestre. Estas indisponibilidades ocurren por diferentes eventos o contingencias que afectan la disponibilidad y/o uso de los recursos o combustibles, así como afectaciones a la capacidad técnica de generación. La Tabla 3-22 describe para este tipo de plantas la duración media y frecuencia por tipo de evento o contingencia reportada.

Como se observa en la Tabla 3-23, por la magnitud de la capacidad involucrada, se destacan las indisponibilidades en las plantas de TEBSAB CC (4 eventos), Termocentro CC (1 evento) y Gecelca 32 (6 eventos). En términos de frecuencia, se resalta que la planta que presenta el mayor número de indisponibilidades es Termonorte con 107 eventos, seguida por Termosierra y Guajira 1, con una frecuencia de 21 y 9 eventos respectivamente, lejos de los valores observados en Termonorte. Por otro lado, la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Termocentro con 366 horas con una diferencia significativa respecto a la siguiente, Termosierra con 106 horas de media.

Tabla 3-22 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Turbina	226 MW	22	2.3 h
Caldera	853 MW	29	4.6 h
Generador	987 MW	28	5.8 h
Transformador	255 MW	61	0.4 h
Suministro de combustible	279 MW	1	366 h
Sistema de combustible	50	6	0.7

Por otro lado, la Tabla 3-22 resume las indisponibilidades presentadas durante el trimestre por tipo de evento. Se resalta que los eventos por contingencia o indisponibilidad por generador son los que comprometen la mayor capacidad de generación fuera del sistema. Por esta razón y su frecuencia y duración media, los mencionados eventos son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre. En términos solo de frecuencia, los eventos por contingencia o indisponibilidad de interruptores o el sistema de transformación, y en términos solo de duración media, los eventos por generación y del sistema de calderas son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre.



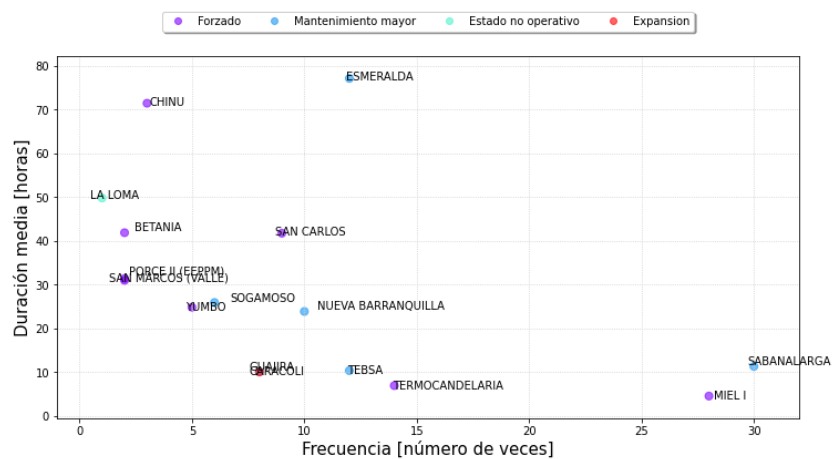
Tabla 3-23 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
CARTAGENA 2	40.1	4	62
TERMONORTE	36.7	107	88
BARRANQUILLA 4	31.8	4	60
TERMOYOPAL G3	5.7	7	50
TERMOSIERRA CC	106.7	21	136
GUAJIRA 1	43.7	9	143
GUAJIRA 2	4.9	2	143
PAIPA 1	1.2	1	36
GECELCA 32	2.9	6	273
PAIPA 3	0.6	1	70
TERMOYOPAL 2	3.9	8	30
TERMOYOPAL G4	4.3	6	50
TEBSAB CC	29.5	4	791
CARTAGENA 3	39.4	4	66
ZIPAEMG 2	29.3	4	35
ZIPAEMG 4	0.2	1	64
TERMODORADA 1	0.2	2	44
TERMOCENTRO CC	366.0	1	279
ZIPAEMG 3	12.1	2	63

- Indisponibilidad de infraestructura de transmisión:

La Figura 3-48 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – líneas de transmisión. Se destaca en la figura las maniobras que involucran acciones por la salida forzada de los activos. Entre ellos el evento de mayor duración es la conexión de la subestación en Chinú superior a las 70 horas, y los eventos de la conexión de la subestación Sabanalarga y Miel 1 cuya frecuencia fue superior a los 25 eventos en ambos casos. Además, destacan otras maniobras que involucran acciones por expansión de la red, en la conexión de la subestación Caracolí, sin embargo, con duración media y de frecuencia de los eventos bajas.

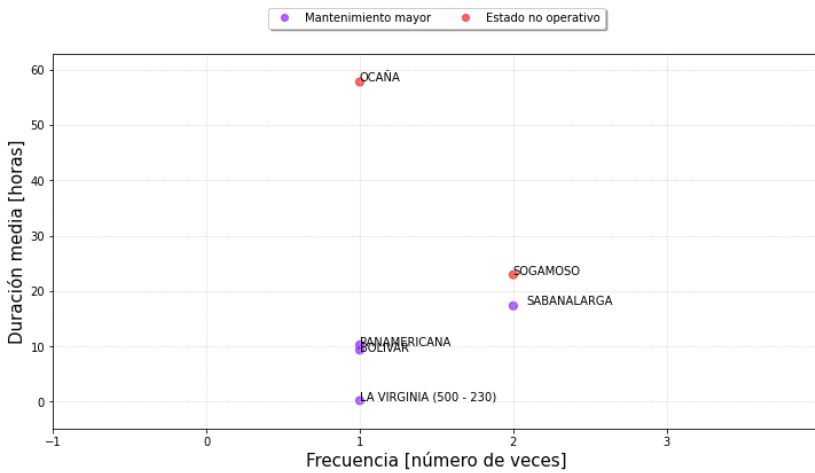
Figura 3-48. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Líneas de transmisión.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-49. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Transformación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

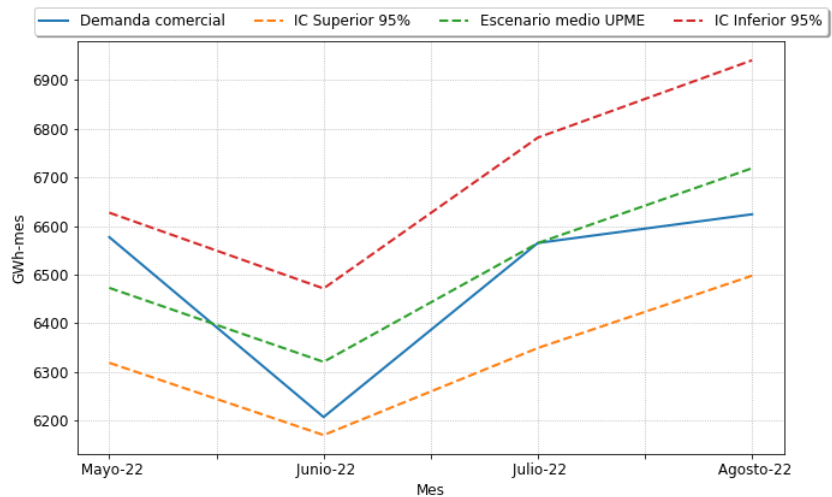
Por otro lado, la Figura 3-49 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – Transformadores. Se destaca en la figura el reporte de estado no operativo en la subestación Ocaña, que tuvo una duración media mayor a 50 horas, sin embargo, con una frecuencia de un solo evento en el trimestre. A este evento le sigue en duración media otro en la subestación Sogamoso, también por

estado no operativo, de duración media mayor a 30 horas. En términos de frecuencia resaltan los activos en las subestaciones Sogamoso y Sabanalarga, con 2 eventos en el trimestre en ambos casos.

3.2.1.5. Demanda:

La Figura 3-50 muestra la evolución de la demanda mensual (línea azul) comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME8. En esta comparación se incluye las proyecciones de la UPME para el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95%. Para el trimestre bajo análisis se observa un comportamiento de la demanda real cercano al escenario medio proyectado tendiente al límite inferior del intervalo de confianza. La desviación de la demanda para el trimestre se encuentra entre -0.2% y 2% respecto al escenario de demanda medio de la UPME. Lo anterior contrasta con lo observado para mayo, donde la demanda del SIN son superiores a las del escenario medio de la UPME.

Figura 3-50. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME

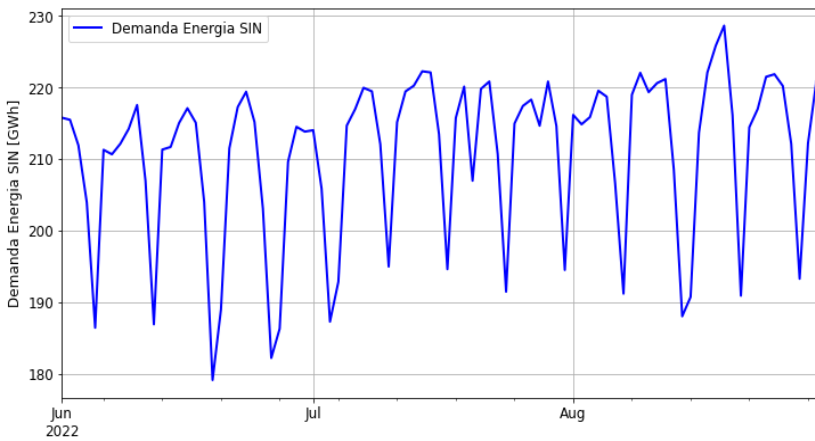


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

⁸ Proyección de demanda de energéticos 2022-2036. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>



Figura 3-51. Evolución de la demanda diaria del SIN

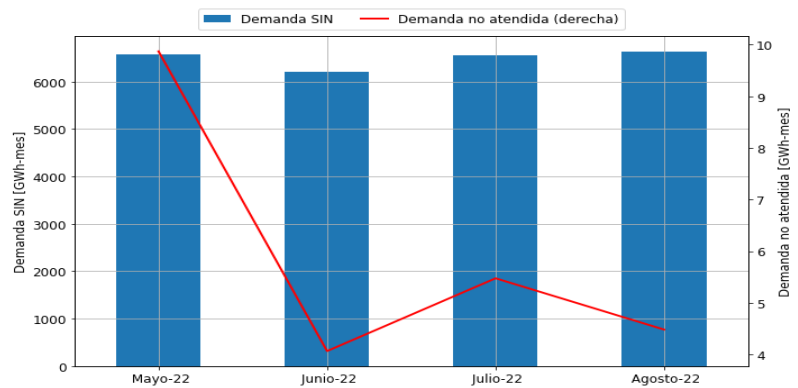


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Por otro lado, la Figura 3-51 muestra la evolución diaria de la demanda en el periodo de análisis. No se observan comportamientos particulares que pudieran tener impacto en la operación normal del sistema. Únicamente se resalta que la demanda es creciente en promedio mes a mes, con un crecimiento total de 6% de junio a agosto.

Finalmente, la Figura 3-52 muestra la demanda no atendida (línea roja) referida al eje derecho, comparada con la demanda agregada mensual en las barras azules referida al eje izquierdo. La demanda del SIN entre junio a agosto muestra una variación -4% y 2% respecto a la demanda media para el trimestre. En cuanto a la demanda no atendida, el pico más importante se presenta en el mes de julio con 5,5 GWh, y un mínimo de 4,1 GWh en junio. El evento más importante de desatención se dio por disparo del activo CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 kV, y lo cual implicó una demanda no atendida de 0.5 GWh el 10 de agosto. El segundo evento en magnitud se presentó por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV y una demanda no atendida de 0,4 GWh el 30 de agosto. Sin embargo, se encuentra que la demanda no atendida no programada, en cada mes, es inferior al 0,1% en todo el periodo de análisis.

Figura 3-52. Demanda mensual y demanda no atendida



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

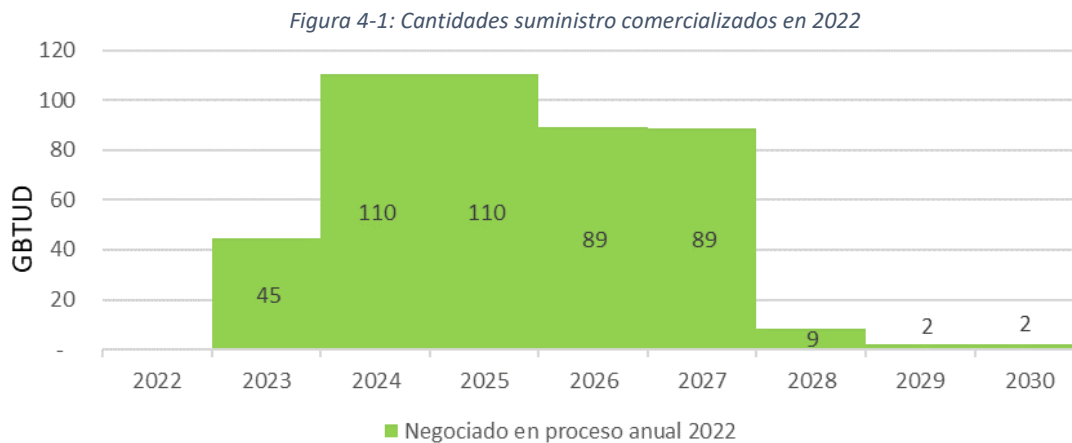


4. Contratación de gas natural – año 2022

En esta sección se presenta los resultados del proceso anual de comercialización llevado a cabo en el presente año 2022 para el mercado primario de gas natural⁹. Es importante resaltar que las fuentes de producción sujetas a las reglas de comercialización anual corresponden a los campos mayores (producción superior a 30 MPCD) que para 2022 corresponden a las Fuentes: Cusiana, Cupiagua, Guajira y Nelson. Por otro lado, los otros campos no sujetos a las reglas de comercialización anual (campos menores y en pruebas extensas) que pueden negociar en cualquier momento del año¹⁰, no son sujetos de análisis de la presente sección.

4.1. Cantidades contratadas en 2022:

En la Figura 4-1 se registra las cantidades agregadas contratadas en modalidad firme durante el proceso anual de comercialización 2022.



Año gas	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Vigencia	Dic. 22 - Nov. 23	Dic. 23 - Nov. 24	Dic. 24 - Nov. 25	Dic. 25 - Nov. 26	Dic. 26 - Nov. 27	Dic. 27 - Nov. 28	Dic. 28 - Nov. 29	Dic. 29 - Nov. 30
Cantidades (GBTUD)	45	110	110	89	89	9	2	2

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

Las cantidades contratadas en el proceso de comercialización anual de 2022, que corresponden a contratos de gas para el año gas 2023 (dic 2022-nov2023) y subsiguientes, presentan un perfil creciente que inicia en el año gas 2023 con 45 GBTUD, para luego ubicarse en 110 GBTUD en los años 2024 y 2025, decrecen hasta 89 GBUTD para 2026 y 2027, y agregan únicamente 2 GBTUD para los años 2029 y 2030. Es importante resaltar que este perfil de contratación agregada es el resultado de la interacción entre la Oferta (Productores-Comercializadores) y la Demanda (Distribuidores – Comercializadores, Generadores Térmicos y Usuarios no regulados), y depende principalmente de dos factores:

⁹ Acorde con el artículo 22 de la resolución CREG 186 de 2021, se establecen las reglas para la comercialización de gas natural, y bajo este escenario la CREG establecerá mediante circular el cronograma de toda la comercialización para el respectivo año.

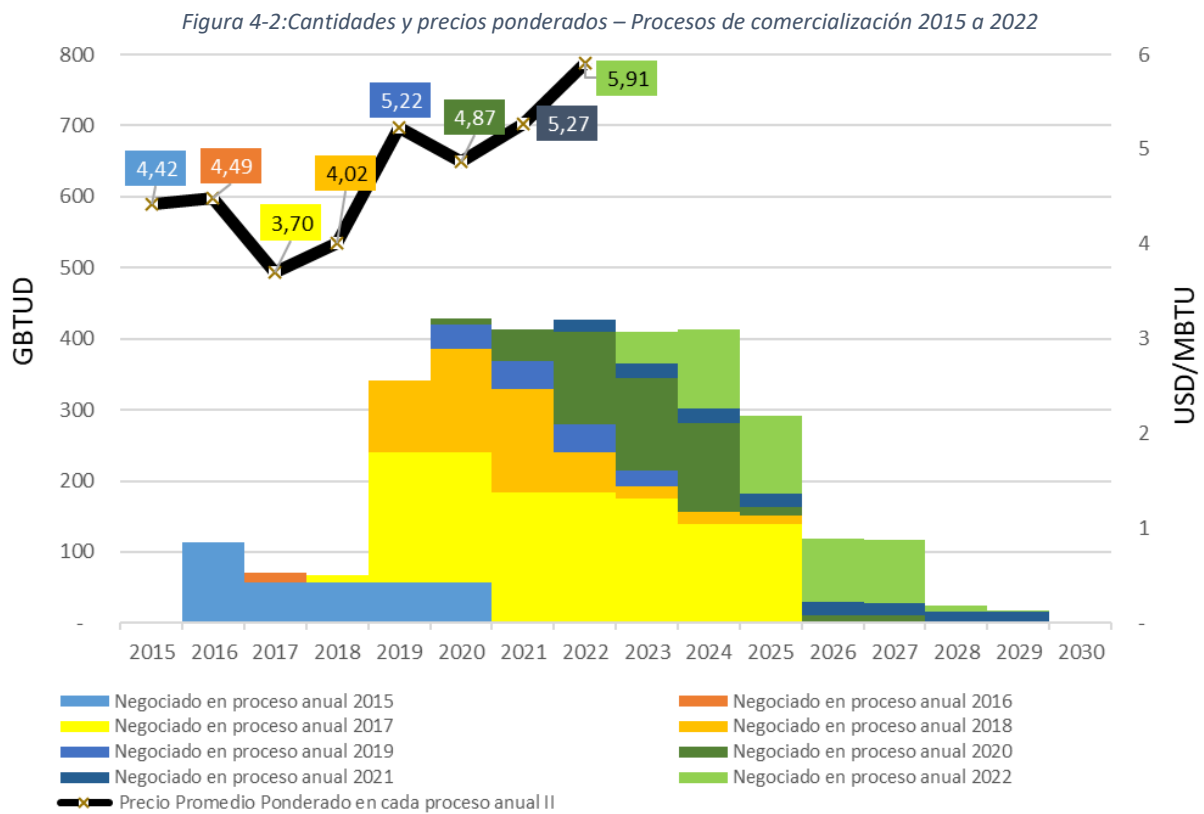
¹⁰ Artículo 19 de la resolución CREG 186 de 2019. Negociación directa en cualquier momento del año.



- i) Perfil de PTDVF (Producción total disponible para la venta en firme) de cada fuente reportada por los Productores.
- ii) Necesidad de renovación de contratos por parte de los agentes que componen la demanda en cada una de las 4 fuentes de producción.

4.2. Contratación año 2022 en comparación con procesos de comercialización previos:

Con el propósito de identificar si las cantidades negociadas en 2022 se asemejan a los procesos anuales previos, en la Figura 4-2 se incorpora el histórico de las cantidades negociadas desde 2015 en cada proceso anual.



		Años con cantidades contratadas (GBTUD)															Precio promedio ponderado USD/MBTU	
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
Procesos anuales de comercialización	2015		113	57	57	57												4,42
	2016			14														4,49
	2017				10	184	184	184	184	174	139	139						3,70
	2018					101	145	145	56	17	17	12						4,02
	2019						33	39	39	23								5,22
	2020						10	45	130	130	125	12	11	11				4,87
	2021								18	21	21	19	19	18	16	16		5,27
	2022									45	110	110	89	89	9	2	2	5,91

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



Cantidades y perfiles de contratación:

Como se puede apreciar en la gráfica y en las cifras de cantidades vigentes para cada año de la tabla, los perfiles de cantidades contratados en cada año difieren, el año 2015 presenta un perfil decreciente de las cantidades que se contratan para el año gas 2016 y hasta el año 2020, en contraste con las cantidades comercializadas en 2016 que solo agregan 14 GBTUD para un año. Por otro lado, en el proceso de comercialización de 2017 se contrata la mayor cantidad de gas natural con vigencias para el año gas 2018 (con 10 GBTUD) hasta el 2025 (con 139 GBTUD) representando casi un bloque continuo en el tiempo, a diferencia de las cantidades contratadas en el año 2018 las cuales decrecen en el tiempo desde 145 GBTUD a 12 GBTUD. En los procesos de los años 2019 y 2021 se negociaron cantidades relativamente menores que no sobrepasan los 40 GBTUD durante los perfiles de tiempo contratados.

Las cantidades contratadas en cada proceso depende, en primera medida de la disponibilidad de gas para el año siguiente y subsiguientes declarado por parte de la oferta, pero también del vencimiento de contratos y las necesidades de garantizar consumos futuros por parte de la demanda, esto explica las diferencias tanto en perfiles como en cantidades resultantes en cada proceso de comercialización.

4.3. Precios ponderados de cada proceso de comercialización:

Los precios referenciados en la gráfica y la tabla corresponden a precios ponderados de todas las cantidades negociadas en cada proceso de comercialización, en valores corrientes. Esto con el propósito de comparar los valores resultantes de cada proceso anual¹¹.

El precio ponderado de los contratos registrados en 2015 cerró en 4,42 USD/MBTU, posteriormente en los procesos de comercialización de los siguientes 3 años, no se presentó un incremento notable, incluso decrece entre los años 2016 a 2017 de 4,49 USD/MBTU a 3,70 USD/MBTU. En 2019 se presenta un incremento frente a los resultados de 2018, pasando de 4,02 USD/MBTU a 5,22 USD/MBTU. En el 2020, el resultado de la comercialización cerró en 4,87 USD/MBTU, para luego alcanzar en el proceso de comercialización de 2021 un valor de 5,27 USD/MBTU. Es de resaltar que las cantidades registradas en los procesos 2019 y 2021 fueron relativamente menores a las registradas en los otros procesos de comercialización lo cual pudo tener incidencia en los precios resultantes para estos años. Finalmente, en el reciente proceso de comercialización de 2022, se registró un precio ponderado de 5,91 USD/MBTU, el cual si se observa dentro de la ventana de los últimos 3 años representa una tendencia creciente.

Respecto a la formación de precio en cada proceso anual, es necesario mencionar los siguientes aspectos que pueden incidir en el resultado:

- Los precios ponderados incorporan la participación de 4 fuentes de producción, por lo que los valores resultantes (y su variación en cada proceso) dependerá de la participación de estas fuentes en las ventas de cada proceso de comercialización, esto en atención a que los precios en cada fuente pueden diferir.

¹¹ Este valor de precio ponderado presentado en este ejercicio no incorpora el efecto de indexación que en términos reales afectan las cantidades futuras de cada contratación.



- Políticas de comercialización en función de los objetivos corporativos que las empresas de producción definen en diferentes periodos, por ejemplo: masificación del gas, sustitución de carbón en el sector industrial, metas de producción, objetivos financieros.
- Percepción de escasez de oferta, que genera una presión sobre la demanda por asegurar contratación de cantidades.

Conclusiones:

- Los perfiles de contratación de gas natural modalidad Firme, no siguen un comportamiento característico en los diferentes procesos anuales de contratación, por lo que pronosticar el volumen que se contratará en años futuros no es factible, las cantidades dependerán de: 1) la producción total disponible para la venta en firme - PTDFV de cada fuente declarada por los productores y su perfil en el tiempo, 2) vencimiento de contratos en cada fuente y de los diferentes representantes de la demanda, 3) posiblemente condiciones de precio percibidas por la demanda en el proceso de contratación frente a la expectativa de futuros procesos de contratación.
- Los precios ponderados de los procesos de negociación desde 2015 a 2022 han presentado una variación desde 4.42 USD/MBTU a 5,91 USD/MBTU respectivamente, no obstante, si se evalúa la ventana de tiempo de los últimos 3 años (2020, 2021, 2022) se percibe una tendencia creciente, la cual debe monitorearse debido a que entre: 1) el Potencial de Producción declarado por los agentes de la Oferta y, 2) el suministro de gas para atender la demanda, se presenta un margen reducido, tal como se evidenció en el boletín trimestral anterior.



5. Análisis de Competencia en el Mercado Eléctrico Colombiano – Índice de Lerner

5.1. Introducción

El mercado de energía eléctrica en Colombia tiene un comportamiento oligopólico, donde unos pocos agentes tendrían la capacidad de tomar decisiones estratégicas y la respuesta de cada agente depende del comportamiento estratégico de los demás. Esta condición podría provocar que, unos pocos agentes pudiesen influir en la formación del precio de la electricidad, dependiendo del nivel de poder de mercado que tengan. Es decir, generando una desviación sobre el precio que tendría si el mercado funcionara como un mercado perfecto, o si este fuera el resultado de una operación centralizada.

Se trata además de un oligopolio en un sistema hidrotérmico, donde la demanda es pasiva y la oferta está determinada por el tamaño, la tecnología de las plantas y disponibilidad de los recursos. Por lo tanto, por la misma naturaleza del mercado colombiano, existe un nivel de concentración natural que está acotado por el esquema normativo y regulatorio, en este contexto es importante garantizar un nivel de competencia adecuado dentro de las limitaciones que existen.

Este capítulo está dedicado a un conjunto de análisis que tratan de determinar el potencial del posible poder de mercado presente en el mercado mayorista de energía en Colombia. En este sentido, aunque para este tipo de estructuras oligopólicas no es fácil establecer un modelo único que permita seguir el comportamiento de los actores en la definición de los precios y las cantidades ofertadas en el mercado, en esta entrega se hace una aproximación inicial a las mediciones de poder de mercado siguiendo una metodología matemática para estimar la desviación del precio mayorista sobre el costo marginal en las ofertas, inferida con base en el índice de Lerner.

El ejercicio a continuación pretende dar información acerca de la proporción entre los costos marginales del sistema (inferidos a través de cálculos matemáticos iniciales) y los precios de mercado conforme a la competencia oligopólica que se da en Colombia. Además, este ejercicio también incorpora un análisis de la relación entre el poder de mercado de algunos agentes y los indicadores de la concentración y la pivotalidad de los agentes en el mercado que se viene calculando tradicionalmente en estos boletines trimestrales; como medidas de supervisión, para identificar su consecuencia en los precios dado el tipo de competencia oligopólica actual.

Los resultados presentados de la evaluación del poder de mercado están basados en información general de la operación del sistema; que, considerando las limitaciones del análisis descritas a continuación, invita a una reflexión sobre la conformación del mercado y sus reglas, y cómo estas pudieran favorecer o controlar comportamientos no deseados, voluntarios e involuntarios, de los agentes participantes.

5.2. Definición del índice de Lerner

El Índice de Lerner mide el poder de mercado expresado como la desviación del precio con respecto al costo marginal. Su definición parte del planteamiento de que el Ingreso marginal de mercado, I_{mg} , es igual al Costo



marginal de producción, C_{mg} , en un esquema de competencia perfecta, y que el Ingreso total, IT , es igual al precio de mercado P por la cantidad Q producida, es decir, $IT = P \cdot Q$.

De esta forma, es posible derivar la relación entre el costo marginal y el precio, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{mg} = C_{mg}$$

$$I_{mg} = \frac{\partial IT}{\partial Q} = \frac{\partial P}{\partial Q} Q + P = P \left(\frac{\partial P}{\partial Q} \frac{Q}{P} + 1 \right)$$

Donde $\left(\frac{\partial P}{\partial Q} \frac{Q}{P} \right)$ se conoce como el inverso de la elasticidad precio-demanda (en valores negativos). La medida de elasticidad está asociada a la sensibilidad o capacidad de respuesta de la demanda a las variaciones de precio. Así:

$$I_{mg} = C_{mg} = P \left(\frac{\partial P}{\partial Q} \frac{Q}{P} + 1 \right) = P \left(\frac{1}{e} + 1 \right)$$

Esta relación entre el costo marginal, el precio y la elasticidad (e ; en valor absoluto), se conoce como el índice de Lerner (IL) para el mercado:

$$\frac{P - C_{mg}}{P} = \frac{1}{|e|} = L$$

En esta última definición, dadas las características del mercado eléctrico y en particular de la demanda (pasiva), la elasticidad pretende capturar el efecto del cambio en el precio de oferta de los agentes sobre la respuesta del mercado para la atención demanda. Para esto, se utiliza como herramienta la elasticidad de la demanda residual, la cual mide, a través de la curva de demanda residual¹², la variación en las ventas de un agente derivadas de un cambio en su precio de oferta teniendo en cuenta el grado de sustituibilidad y la capacidad de respuesta de los demás agentes.

En consecuencia, cuando la elasticidad tiende a infinito (la respuesta del mercado para la atención demanda es buena a pesar del cambio en el precio de oferta de los agentes), el IL se acerca a un mercado de competencia perfecta donde $P = C_{mg}$, luego, $L = 0$. Cuando la elasticidad tiende a 1, este comportamiento se acerca a un mercado de monopolio, donde la reacción de los consumidores ante un cambio en el precio no es significativa, y el IL tiene valores próximos a 1. En este último caso, la diferencia $P - C_{mg} \approx P$, y $L \approx 1$. Es importante mencionar que, dado que la elasticidad varía entre cero e infinito, cuando la elasticidad es cero (demanda perfectamente inelástica) o menor igual que 1 (elasticidad unitaria), el IL no se puede calcular y no se puede evaluar el poder de mercado. La interpretación de lo último es que un agente que busca la maximizar sus beneficios no actúa sobre la parte inelástica de su curva de demanda.

¹² La curva de demanda residual de un agente se encuentra como la curva de demanda total menos la curva de oferta del resto de agentes del mercado.



5.3. Descripción del ejercicio realizado, supuestos y consideraciones

Se realiza la evaluación del IL para 12 meses entre septiembre de 2021 y agosto de 2022, sobre la muestra completa de la operación del mercado en ese año, es decir, hora a hora, considerando las siguientes variables:

- Precio en bolsa (\$/kWh)
- Precio de oferta (\$/kWh)
- Disponibilidad comercial (kW)
- Demanda real de energía (kWh)

Dado que los costos marginales para los agentes no son conocidos, se evalúa el índice de Lerner a partir del cálculo de la elasticidad de la curva de demanda residual de cada agente, es decir, encontrando el IL como el equivalente al inverso de la elasticidad de esta curva. En particular, para el presente ejercicio la elasticidad se estima como el cociente de variaciones de cantidades y precios en el punto de cierre del mercado (elasticidad arco). Para la formación de la curva de demanda residual, se ordena por mérito las ofertas de las plantas en cada hora del periodo de análisis, y se retiran de la curva las plantas correspondientes al agente cuyo IL se desea evaluar para determinar la demanda residual.

Adicionalmente, en la evaluación del IL se hace una diferenciación entre horas de alta y baja demanda dado que, dependiendo del nivel de demanda, la participación de aquellos agentes con una alta concentración de la capacidad instalada tiene diferentes impactos sobre el despacho horario. Para ello, se determinan distintos bloques horarios de la curva de duración de carga. Estos bloques agrupan horas donde la demanda tiene similares niveles en magnitud.

Tabla 5-1 Caracterización de la curva de demanda en bloques horarios

Bloque	B1	B2	B3	B4	B5
Horas	0-6	7-9 y 22-23	10-17 y 21	18 y 20	19

Posteriormente, dado que la estimación del IL también se relaciona con nivel de concentración real del mercado eléctrico colombiano y la posición dominante de los agentes, se realiza la medición de la participación de las firmas en el mercado y la concentración, a partir del cálculo del índice HHI, así como la evaluación para conocer si un agente es pivotal, mediante el índice Oferta Residual (IOR). Finalmente, se establece la relación entre los tres indicadores mencionados.

Uno de los supuestos principales en la evaluación del IL parte de considerar que la competencia en el mercado colombiano es de tipo Cournot; es decir, una competencia de agentes estratégicos basada en la gestión del recurso hídrico, y de agentes tomadores de precios, por ejemplo, plantas menores y filo de agua. En competencia perfecta el precio de equilibrio es aquel que iguala la cantidad demanda con la ofrecida. En un monopolio u oligopolio, el precio de equilibrio es mayor al costo marginal y en este, no se igualan la demanda y la oferta. Por esta razón, el IL se considera un buen instrumento para medir el poder de mercado. Si la diferencia entre el precio y el costo marginal es amplia, se presume que el agente no enfrenta competencia y tiene incentivos de fijar precios altos.

Por lo tanto, es preciso hacer las siguientes anotaciones al ejercicio realizado, con el fin de establecer claramente las limitaciones en la interpretación de los resultados, sin detrimento de considerar el IL como un buen instrumento para medir el poder de mercado:



- Si bien usar la elasticidad como medio para calcular el IL es teóricamente correcto, el cálculo de la elasticidad como el cociente de variaciones de cantidades y precios en el punto de cierre del mercado (elasticidad arco) es una aproximación válida cuando las plantas que en el rango relevante a la oferta son similares en escala, tecnología y costos. Sin embargo, es evidente que dichas características son heterogéneas para las plantas que participan en el mercado colombiano, lo cual genera una alta volatilidad en la medición de la elasticidad. La UMMEG avanza en la definición de una metodología para enfrentar estas limitaciones.
- Es importante considerar que, dado que el costo marginal es inferior al medio en economías de escala, una evaluación del IL cercana a cero implica pérdidas en los participantes del mercado que no reponen sus costos medios. Por lo tanto, es de esperar valores mínimos del IL que aseguren la recuperación de costos. No obstante, dado que en el mercado colombiano se variabilizan los costos en la oferta, no es posible determinar un valor mínimo o rango del IL que se considere adecuado o regular para el mercado.
- A pesar de que las ofertas que los generadores efectúan diariamente pueden ser producto de un proceso de optimización sujeto a la demanda residual, también son producto de decisiones estratégicas que se ven afectadas por la posición neta contratada, lo cual implica una desviación entre el IL calculado y el verdadero poder de mercado. Por lo tanto, será necesario ajustar la metodología de cálculo del IL considerando los compromisos adquiridos por cada agente en el mercado de contratos bilaterales. Esto hace parte de la agenda de la UMMEG para el mejoramiento del presente análisis.
- Ostentar poder de mercado no implica ejercicio de poder mercado. Este último se puede dar por varias razones, principalmente interviniendo en la formación del precio de mercado, elevando los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia o restringiendo cantidades ofertadas dando como resultado un precio de mercado que aumenta sus beneficios. Sin embargo, esta conducta debe mantenerse durante un período de tiempo para que no se confunda con situaciones puntuales de precios altos en el mercado que se deben a una multitud de causas diferentes al ejercicio de poder de mercado. El presente documento no pretende demostrar el ejercicio o abuso de poder de mercado, dada la complejidad de esta tarea, pero se considera que los resultados obtenidos son un insumo para realizar análisis con dicho propósito, además de ofrecer señales a los agentes en relación a su comportamiento.



5.4. Evaluación del IL

Como se menciona anteriormente, el IL se evalúa para cada una de las horas del año en cuestión, para cada uno de los agentes del mercado. La Tabla 5-2 presenta, para cada agente, las estadísticas más relevantes de la evaluación del IL¹³. En primer lugar, se destaca el número de evaluaciones del IL (observaciones) que es posible realizar en el periodo por agente, y que se ilustran en la Figura 5-1. Los agentes con mayor capacidad instalada hidroeléctrica son aquellos donde es posible realizar el mayor número de observaciones. Para los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN la evaluación del IL fue posible en más del 95% de las 8760 horas de año bajo análisis. Estos agentes acumulan el 70% de las observaciones totales posibles para este análisis. En el caso de los agentes netamente térmicos, la observación fue posible en menos del 15% de las 8760 horas de año bajo análisis.

Figura 5-1. Observaciones del IL por agente encontradas en la evaluación (acumulación en eje derecho)

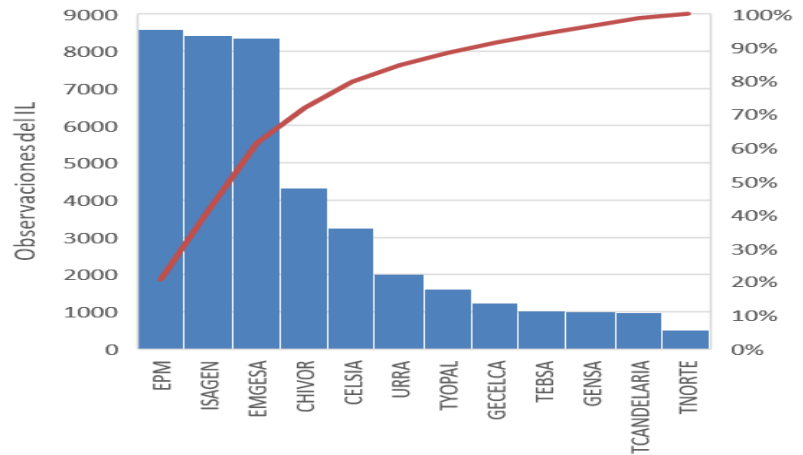
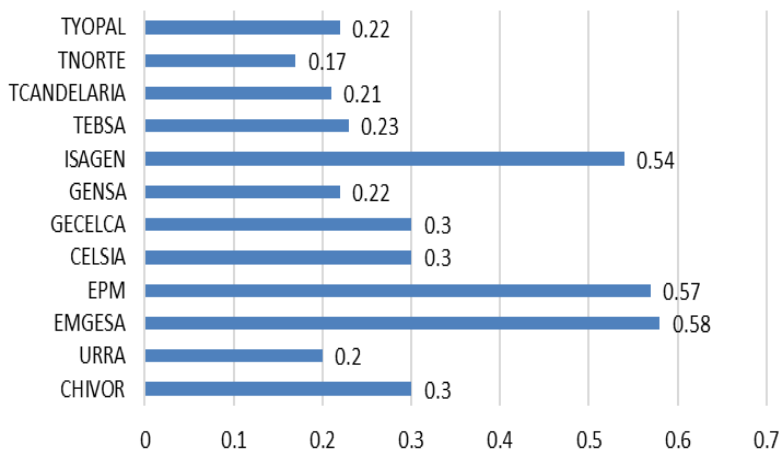


Figura 5-2. Valor medio del IL para todas las observaciones en el periodo



Esta condición, el número de observaciones, obliga a sopesar la relevancia del valor medio encontrado para el IL en cada agente (ver Figura 5-2). El número de observaciones depende de muchos factores, entre ellos, la disponibilidad y precio de oferta. Por esta razón, es habitual que los agentes netamente térmicos tengan una menor presencia en la formación de la curva de demanda residual, en consecuencia, en la evaluación del IL. Como resultado, en

el caso de EMGESA, EPM e ISAGEN, cuyo valor medio del IL para todas sus observaciones es 0.58, 0.57 y 0.54, respectivamente, esto valores no solo son los más altos entre todos los agentes, sino que, dada su participación, van a representar además la condición general del mercado en cuando a posición dominante y poder de mercado.

Como se observa en la Tabla 5-2, los agentes con mayores valores del IL también son aquellos con la mayor desviación estándar. Es decir, que las observaciones se extienden sobre un rango de valores más amplios del

¹³ Se excluyen de la tabla aquellos agentes con la menor cantidad de información disponible para la evaluación del IL por cuanto no proveen información estadísticamente relevante para el análisis.



IL. Respecto a este comportamiento, la Figura 5-3 presenta la frecuencia en porcentaje de las observaciones del IL (sobre las 8760 observaciones posible) que recaen en distintos rangos entre 0 y 1. En agentes netamente térmicos, se observa altas frecuencia de valores entre 0 y 0.1, donde de acuerdo con la definición no hay poder de mercado por las condiciones de competencia. Por otro lado, una frecuencia significativa de observaciones en rangos entre 0.6 y 0.9 se observan para los agentes con mayor concentración de capacidad hidroeléctrica y de participación en el mercado. En estos últimos también se encuentran observaciones entre 0.9 y 1 del IL, cuyos valores se acercan a los esperados en un mercado monopólico. En consecuencia, se observa en primera instancia, una relación entre la participación y los mayores valores del IL.

Tabla 5-2 Estadísticas del índice de Lerner para todas las observaciones del año

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
Observaciones	4313	2008	8343	8592	3243	1236	1005	8430	1025	983	505	1597
Media	0.3	0.2	0.58	0.57	0.3	0.3	0.22	0.54	0.23	0.21	0.17	0.22
Desviación estándar	0.21	0.18	0.25	0.24	0.23	0.26	0.22	0.25	0.23	0.2	0.17	0.2
Min	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.07	0.04	0.04	0.04	0.04
Percentil 25%	0.09	0.08	0.44	0.43	0.09	0.08	0.08	0.4	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.26	0.09	0.66	0.63	0.24	0.09	0.09	0.59	0.09	0.09	0.09	0.09
Percentil 75%	0.48	0.37	0.79	0.77	0.48	0.52	0.42	0.75	0.41	0.39	0.2	0.4
Max	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.97	0.91	1

Por otro lado, la Tabla 5-3 presenta, para cada agente, las estadísticas más relevantes de las observaciones del IL cuando se consideran los 5 bloques horarios de la curva de carga anteriormente descritos. En este caso, el número de observaciones por agente sigue lo mismo descrito para la Figura 5-1, mientras que el número de observaciones por bloque no ofrece información adicional, por cuanto cada bloque agrupa un número diferente de horas. De acuerdo con los valores en la tabla, para la mayoría de los agentes, los valores medios del IL observado para los bloques B3, B4 y B5 son superiores al promedio anual, es decir, demandas media y alta. Se observa, en consecuencia, que los niveles del IL crecen a medida que crece la demanda, dando lugar a mayores capacidades de control sobre el mercado en tales periodos para los agentes con mayor valor de IL.



Figura 5-3 Histograma del índice de Lerner para todas las observaciones del año

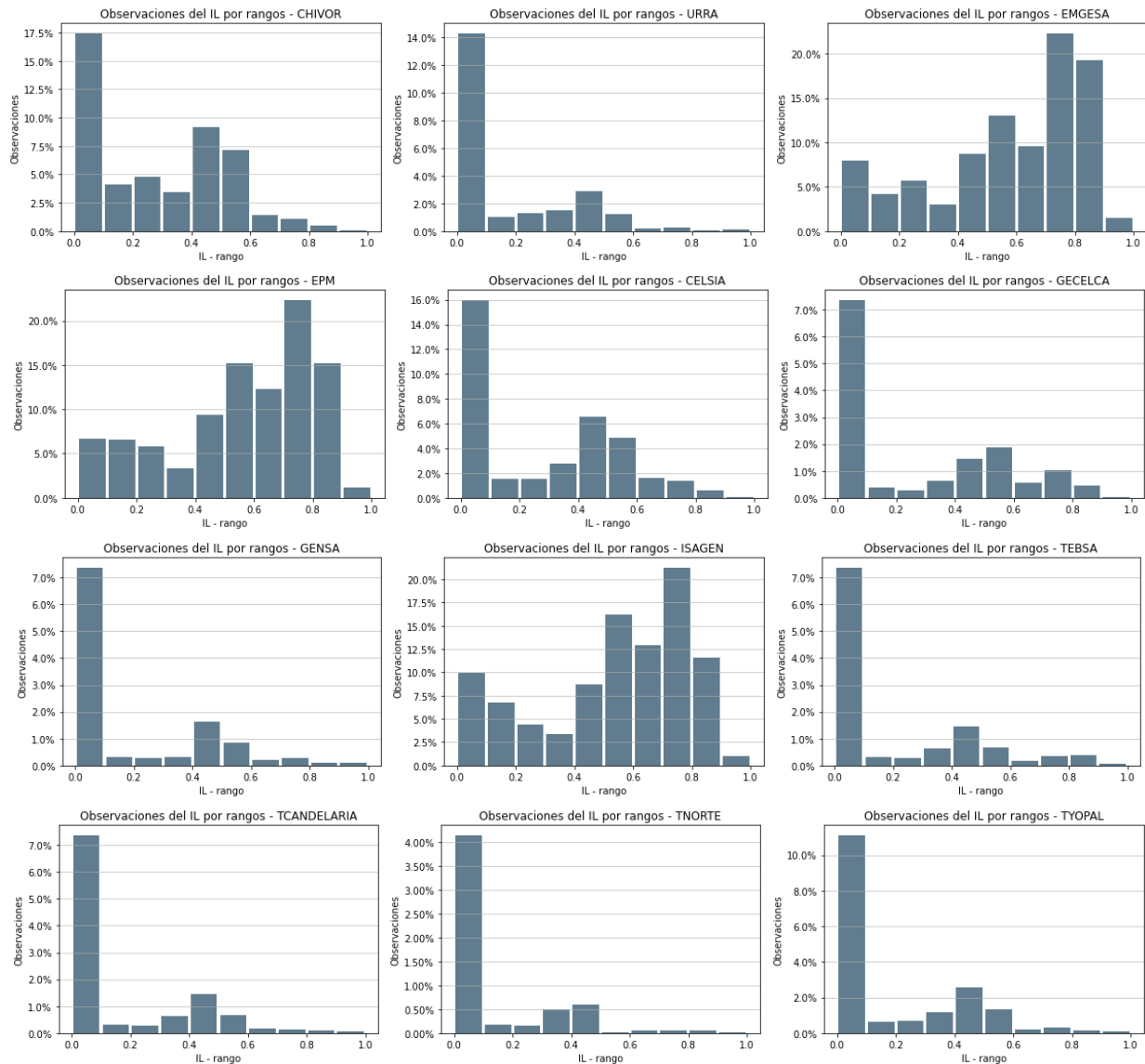


Tabla 5-3 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el periodo de análisis

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	1191	869	2264	2514	1167	594	537	2397	522	520	235	757
Media	0.18	0.14	0.35	0.36	0.20	0.22	0.17	0.33	0.16	0.16	0.12	0.16
Desviación estándar	0.19	0.14	0.24	0.25	0.21	0.23	0.18	0.24	0.17	0.16	0.11	0.16
Min	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.06	0.06	0.07	0.06	0.06	0.08	0.04
Percentil 25%	0.08	0.08	0.10	0.11	0.08	0.08	0.08	0.10	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.09	0.08	0.28	0.31	0.09	0.09	0.08	0.26	0.08	0.08	0.09	0.09
Percentil 75%	0.11	0.09	0.53	0.54	0.23	0.41	0.10	0.52	0.09	0.09	0.09	0.10
Max	0.93	0.82	1	1	0.94	0.93	0.84	1	0.89	0.80	0.78	0.84



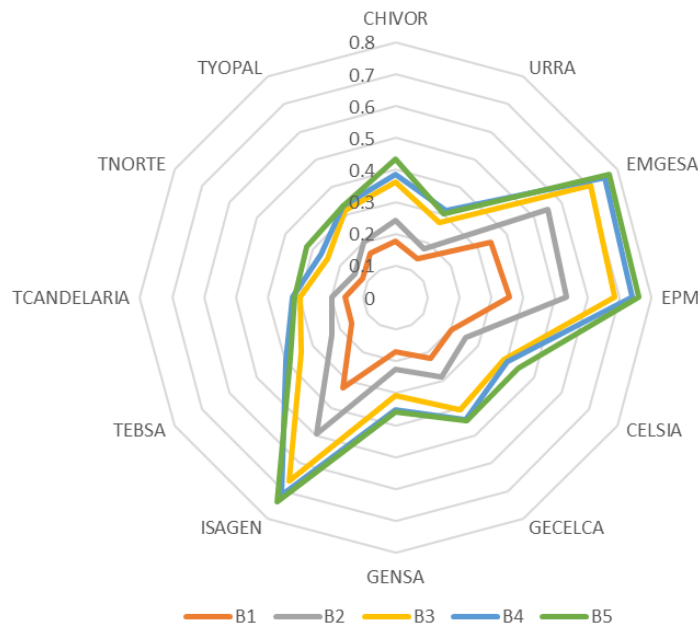
BLOQUE 2												
Observaciones	707	350	1746	1792	536	223	193	1763	192	183	93	304
Media	0.24	0.18	0.55	0.54	0.25	0.29	0.22	0.49	0.23	0.20	0.15	0.20
Desviación estándar	0.21	0.19	0.20	0.19	0.23	0.27	0.23	0.21	0.24	0.21	0.17	0.21
Min	0.05	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04
Percentil 25%	0.09	0.08	0.46	0.46	0.08	0.08	0.08	0.41	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.10	0.09	0.55	0.54	0.09	0.09	0.09	0.52	0.09	0.09	0.09	0.09
Percentil 75%	0.41	0.10	0.69	0.67	0.43	0.54	0.45	0.63	0.44	0.31	0.09	0.30
Max	0.94	0.90	0.99	1	0.88	0.89	0.91	1	0.88	0.88	0.88	0.93
BLOQUE 3												
Observaciones	1740	581	3242	3206	1105	317	208	3193	236	216	131	404
Media	0.36	0.27	0.71	0.69	0.39	0.41	0.31	0.66	0.34	0.30	0.25	0.31
Desviación estándar	0.19	0.20	0.17	0.17	0.21	0.25	0.25	0.18	0.26	0.23	0.20	0.21
Min	0.07	0.05	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04
Percentil 25%	0.21	0.09	0.65	0.62	0.22	0.09	0.08	0.57	0.08	0.08	0.08	0.09
Percentil 50%	0.40	0.23	0.77	0.74	0.42	0.44	0.23	0.71	0.38	0.30	0.09	0.37
Percentil 75%	0.50	0.42	0.82	0.80	0.53	0.57	0.47	0.78	0.50	0.44	0.39	0.45
Max	1	0.98	0.98	0.98	0.99	1	0.99	0.99	0.96	0.96	0.91	1
BLOQUE 4												
Observaciones	442	136	727	719	285	73	46	717	53	45	33	91
Media	0.39	0.31	0.75	0.74	0.40	0.44	0.35	0.72	0.40	0.32	0.27	0.33
Desviación estándar	0.17	0.18	0.12	0.12	0.20	0.23	0.24	0.14	0.27	0.21	0.16	0.19
Min	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.26	0.10	0.72	0.70	0.29	0.30	0.10	0.65	0.11	0.10	0.09	0.14
Percentil 50%	0.43	0.37	0.79	0.77	0.42	0.45	0.41	0.75	0.40	0.39	0.37	0.37
Percentil 75%	0.50	0.42	0.82	0.82	0.52	0.57	0.46	0.80	0.51	0.42	0.40	0.45
Max	0.83	1	0.95	0.95	1	0.82	1	0.98	0.97	0.97	0.49	1
BLOQUE 5												
Observaciones	233	72	364	361	150	29	21	360	22	19	13	41
Media	0.43	0.30	0.77	0.76	0.44	0.45	0.36	0.74	0.38	0.32	0.32	0.33
Desviación estándar	0.16	0.16	0.10	0.10	0.17	0.23	0.19	0.12	0.22	0.16	0.14	0.16
Min	0.08	0.08	0.25	0.31	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.36	0.12	0.75	0.73	0.39	0.30	0.17	0.71	0.20	0.14	0.29	0.22
Percentil 50%	0.47	0.30	0.80	0.79	0.45	0.42	0.42	0.78	0.41	0.40	0.40	0.38
Percentil 75%	0.53	0.42	0.83	0.83	0.54	0.58	0.45	0.81	0.45	0.42	0.41	0.42
Max	0.83	0.73	0.98	0.97	0.81	0.80	0.71	0.97	0.82	0.54	0.45	0.72

Esta última condición se observa con más claridad en la Figura 5-4. En la figura se comparan los valores medios del IL para todos los agentes en distintos bloques de demanda. En primer lugar, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda crecen con el número del bloque, es decir, los polígonos son



más grandes en los bloques de mayor demanda. En segundo lugar, para la mayoría de los agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.1 y 0.3, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, que son aquellos donde se presenta la mayor demanda, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.3 y 0.5. En tercer lugar, la figura permite visualizar la presencia de valores del IL particularmente altos, que salen de la tendencia general, en los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN.

Figura 5-4 Gráfico radial para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda



Estos resultados, muestran que en horas de alta demanda el IL acentúa su crecimiento con respecto al promedio anual, es decir, se evidencian posibles diferentes niveles de poder de mercado en relación con el nivel de demanda y la atención de la misma; posibilitado por las características operativas del mercado, la alta concentración de capacidad en los agentes evaluados, la tecnología y la curva de demanda típica del sistema eléctrico. Estos mayores niveles de poder de mercado pueden estar influidas por variables estructurales, por ejemplo, un aumento en el costo de los combustibles de referencias, pero también pudiese tener relación con las estrategias de oferta de los agentes o señales externas.

5.5. Evaluación del IL en relación con los índices HHI e IOR

A partir de la evaluación anual del IL, se establece su relación con nivel de concentración real del mercado eléctrico colombiano y la posición dominante de los agentes en el mercado eléctrico colombiano. Para esto se evalúan los índices de Hirschmann-Herfindahl (IHH) y de Oferta Residual (IOR).

En el índice IHH las posiciones dominantes se estiman basado en la capacidad instalada de los generadores o la participación en el mercado. Los cambios en la disponibilidad o capacidad de generación podrían permitir a los agentes incidir directamente en el precio de bolsa como un ejercicio de poder de mercado. En el mercado colombiano, el IHH está fuertemente condicionado por la capacidad de generación hidráulica y de generación efectiva. Se considera que un IHH menor a 1.000 indica un mercado no concentrado, entre 1.000 y 1.800 como moderadamente concentrado, y con un índice superior a 1.800 como concentrado.

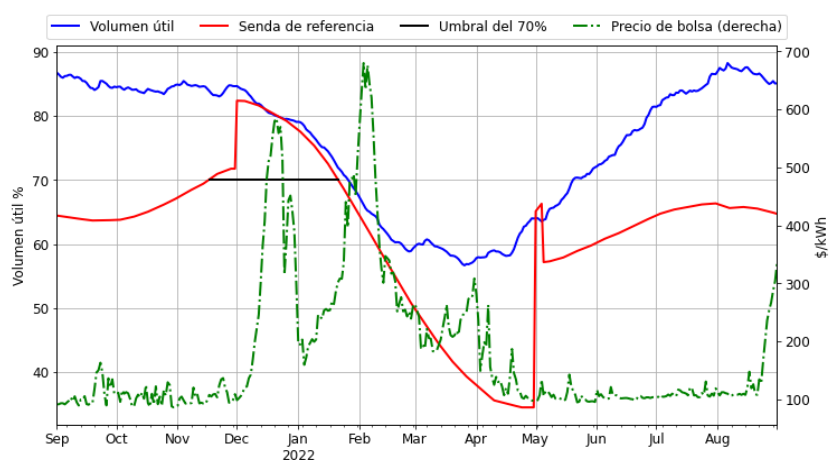


Por otro lado, cuando un oferente es pivotal parte de su capacidad de generación es necesaria para cubrir la demanda del mercado. Así, un agente pivotal tiene incentivos, sin decir necesariamente que ejerció el poder para comportarse como monopolista, ya que el carácter inelástico de la demanda le permite fijar precios por encima de los costos marginales y obtener beneficios mayores a las que obtendría en una situación competitiva. Cuando la oferta residual, oferta del mercado sin incluir la oferta del agente en cuestión es menor que la demanda del sistema, el agente es pivotal, en este caso, el IOR es igual o menor a 1.

5.6. Precios y la disponibilidad del recurso

Los índices IHH e IOR pueden mostrar una relativa volatilidad si se considera las condiciones operativas del sistema o de mercado. Por esta razón, el siguiente análisis se realiza en distintos momentos de interés en la operación del sistema durante el último año. Estos momentos se describen en la Tabla 5-4, son seis en total, y muestran diferentes fases de la operación del sistema en términos de precios, volumen útil y percepción del riesgo sobre la disponibilidad del recurso.

Figura 5-5. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)



Los índices IL, IHH e IOR se evalúan para cada uno de los seis momentos considerados importantes por parte de la UMMEG a lo largo de este último año, y se presenta la interacción entre los resultados obtenidos. No obstante, en primer lugar, se aborda la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda para cada uno de los seis momentos (ver Tabla 5-4) y se discuten los principales resultados. El ANEXO 1 contiene, para cada agente, las tablas con las estadísticas más relevantes de las observaciones del IL cuando se consideran los 5 bloques horarios de la curva de carga en cada uno de los seis momentos.

Tabla 5-4 Momentos relevantes sobre la operación del mercado en el periodo de análisis

Momento	Periodo	Características
Momento 1	2021-10-01 a 2021-10-31	Volumen útil disponible alrededor de 85%, precios bajos entre 100 y 200 \$/kWh y la expectativa del inicio del periodo de verano.
Momento 2	2021-12-01 a 2021-12-31	Volumen útil disponible alrededor de 80% y decreciendo, precios altos que alcanzan un pico de 600 \$/kWh y la expectativa de que el periodo de verano se acentúe. El volumen útil se acerca a la senda de referencia definida por la CREG.
Momento 3	2022-1-15 a 2022-2-15	Volumen útil disponible alrededor de 65% y acercándose a los valores mínimos observados, precios altos que superan el pico de 650 \$/kWh, y la expectativa del final del periodo de verano.
Momento 4	2022-3-1 a 2022-3-31	Volumen útil disponible en mínimos anuales alrededor de 60%, precios altos alrededor de 300 \$/kWh, y la expectativa del inicio del periodo invernal.
Momento 5	2022-6-1 a 2022-6-30	Volumen útil disponible por encima del 70% con tendencia creciente, precios bajos entre 100 y 150 \$/kWh y en periodo de invierno.
Momento 6	2022-8-1 a 2022-8-31	Volumen útil disponible por encima del 80% con tendencia creciente, precios altos que alcanzan un pico de 380 \$/kWh y en periodo de invierno.



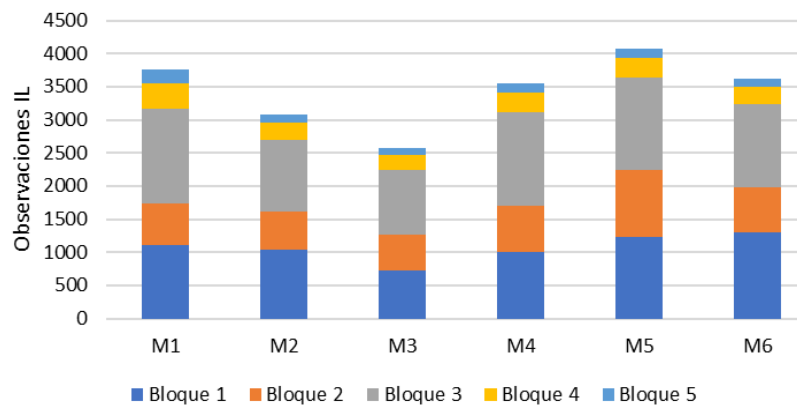
Figura 5-6 Gráfico radial en 6 momentos para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda





Se resalta en primer lugar que el número de observaciones del IL que es posible evaluar en cada momento tiene una tendencia similar a la curva trazada por el volumen útil agregado en el periodo de análisis. Esto significa que, para los seis momentos, el menor número de observaciones se obtiene cuando el volumen útil se encuentra en los mínimos para el periodo (Momento 3). Lo anterior se justifica en el hecho que bajo esas condiciones del sistema hay una menor participación de la generación hidroeléctrica, en disponibilidad, energía o por incremento en los precios de oferta, que se reflejan en una menor presencia en la formación de la curva de demanda residual, en consecuencia, en la evaluación del IL.

Figura 5-7. Observaciones del IL en cada momento acumulado por los bloques de demanda



A continuación, la descripción de los principales hallazgos en la Figura 5-7. En la figura se comparan los valores medios del IL para todos los agentes en distintos bloques de demanda, en cada uno de los seis momentos. En general, se observa que los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda crecen con el número del bloque, es decir, los polígonos son más grandes en los bloques de mayor demanda.

- Momento 1:** Para la mayoría de los agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.1 y 0.3, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, que son aquellos donde se presenta la mayor demanda, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.4 y 0.5. Sin embargo, esta tendencia está afectada por los valores del IL particularmente altos en los agentes **EMGESA, EPM e ISAGEN**. Sin estos, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.1 y 0.2, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.3 y 0.4. Para los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.3 y 0.5, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.6 y 0.8. Se observa, en consecuencia, que los niveles del IL crecen a medida que crece la demanda, dando lugar a mayores capacidades de control sobre el mercado en tales periodos para los agentes con mayor valor de IL.
- Momento 2:** Motivado en la tendencia decreciente de volumen útil disponible, la cercanía de este con la senda de referencia definida por la CREG y la expectativa de que el periodo de verano, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se expanden respecto a los observado en el Momento 1. Esto implica que, con la disminución del recurso primario hidroeléctrico, se genera una tendencia creciente en el indicado de poder de mercado. Para la mayoría de los agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.4 y 0.6, mientras que en los bloques B3, B4 y B5 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.6 y 0.7. En este caso, aunque se siguen observando valores del IL particularmente altos en los agentes **EMGESA, EPM e ISAGEN**, que alcanzan valores del IL hasta 0.8 en los bloques de mayor demanda, no genera una afectación importante a la tendencia en cada bloque. Se observa, en consecuencia, que las condiciones del sistema conducen a mayores capacidades de control sobre el mercado para todos los agentes, es decir, se empieza a generar un equilibrio en los valores altos del IL para todos los agentes. Por otro lado, se destaca de las intervenciones del mercado, tales como la senda de referencia, que el funcionamiento



competitivo del mercado es una característica subordinada a los objetivos operacionales o de funcionamiento del sistema.

- **Momento 3:** Motivado en un asentamiento de la tendencia decreciente de volumen útil disponible y el prolongamiento del periodo de verano, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se expanden respecto a los observado en el Momento 2. Esto refuerza la observación de que la disminución del recurso primario hidroeléctrico genera una tendencia creciente de poder de mercado para la mayoría de los agentes. En promedio, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.6 y 0.8, mientras que en los bloques B3, B4 y B5 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.7 y 0.8. En este caso, no se observan valores del IL que generen una afectación importante a la tendencia en cada bloque. Se observa, en consecuencia, que las condiciones del sistema conducen a una profundización de las capacidades de control sobre el mercado para todos los agentes, es decir, se alcanza un equilibrio en los valores altos del IL para todos los agentes. Esta condición se traduce en una mayor vulnerabilidad para la confiabilidad del sistema, pues no solo hay una situación observable de riesgo en la disponibilidad del recurso, también aumenta el número de agentes con poder de mercado y por ende el potencial para que este se vea afectado.
- **Momento 4:** Motivado en los valores mínimos de volumen útil disponible, pero con la expectativa de que el periodo de invierno empiece, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se contraen respecto a los observado en el Momento 3. Esto implica que hay una disminución del riesgo asociado a la disponibilidad recurso primario hidroeléctrico, que se traduce en una tendencia decreciente en el indicado de poder de mercado. Para la mayoría de los agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.4 y 0.6, mientras que en los bloques B3, B4 y B5 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.5 y 0.6. Se observa, en consecuencia, que las condiciones del sistema conducen a una disminución de las capacidades de control sobre el mercado para todos los agentes, es decir, se alcanza un equilibrio en los valores medios del IL para todos los agentes. No obstante, vuelven a aparecer valores del IL particularmente altos en los agentes **EMGESA, EPM e ISAGEN**, que alcanzan el eje radial de valores del IL de 0.8 en los bloques de mayor demanda. Esto no solo genera una afectación a la tendencia en cada bloque, sino que también conducen a mayores capacidades de control sobre el mercado para los agentes con mayor capacidad hidroeléctrica instalada y un desequilibrio en los valores medios del IL para todos los agentes.
- **Momento 5:** Resulta en una condición opuesta al Momento 3. Motivado en una tendencia creciente del volumen útil disponible, una disponibilidad de este superior al 70%, y un invierno donde los aportes hídricos al sistema superan los promedios históricos, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se contraen a los mínimos observados. Para la mayoría de los agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0 y 0.2, mientras que en los bloques B3, B4 y B5 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.2 y 0.3. Sin embargo, esta tendencia está afectada por los valores del IL particularmente altos en los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN. Sin estos, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0 y 0.1, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0 y 0.2. Para los agentes **EMGESA, EPM e ISAGEN**, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.1 y 0.4, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.5 y 0.7. Esto no solo genera una afectación a la tendencia en cada bloque, sino que también conducen a acentuar las capacidades de control sobre el mercado para los agentes con mayor capacidad hidroeléctrica. Es decir, cuando hay abundancia en la disponibilidad de recurso hidroeléctrico, el poder de mercado se exagera en unos pocos agentes.



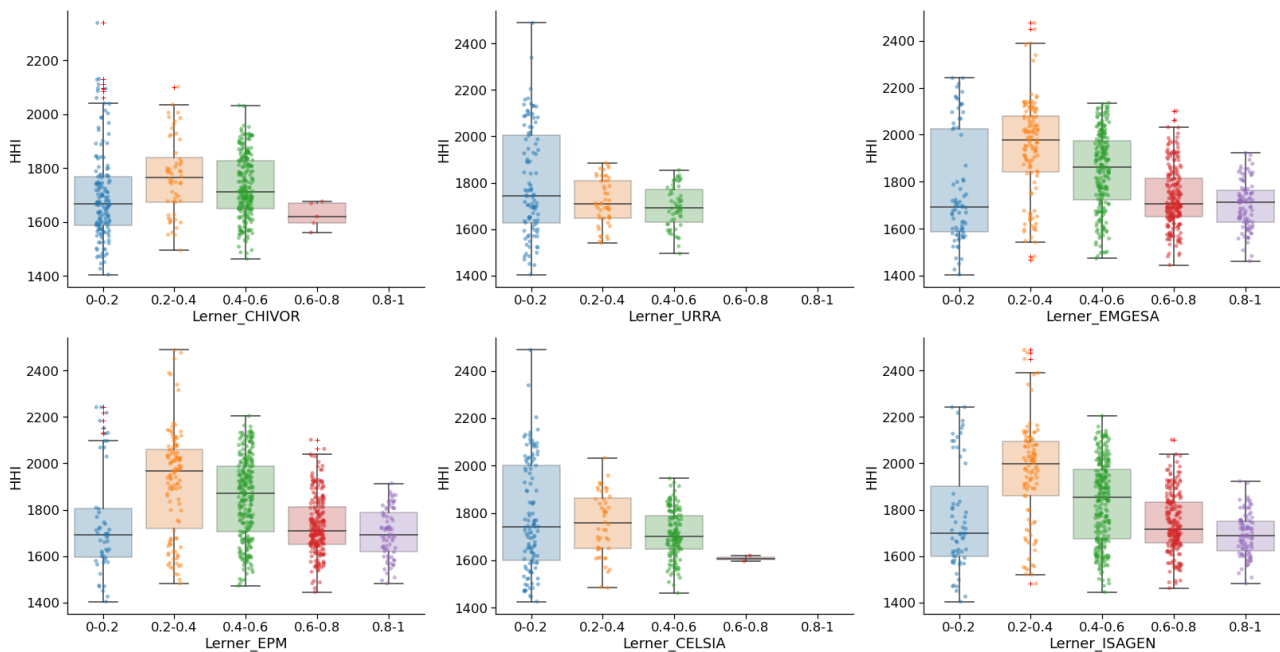
- Momento 6:** Muestra condiciones atípicas para el mercado. Se mantiene la tendencia creciente del volumen útil disponible respecto a lo observado en el Momento 5, una disponibilidad de este superior al 80%, y un incremento en los precios de la electricidad que no se relacionan con una condición energética, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se expanden respecto a los mínimos observados en el Momento 5. Para la mayoría de los agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.1 y 0.2, mientras que en los bloques B3, B4 y B5 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.3 y 0.6. Sin embargo, esta tendencia está afectada por los valores del IL particularmente altos en los agentes **EMGESA, EPM e ISAGEN**. Para estos agentes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.2 y 0.5, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0.6 y 0.7. Se observa, en consecuencia, que situaciones de coyuntura pueden conducir a un incremento en los niveles del IL, otorgando más capacidad de control sobre el mercado para los agentes con mayor capacidad hidroeléctrica.

5.7. Índice de Lerner vs índice HHI vs índice IOR

La comparación entre índices genera un conjunto de datos, los cuales se visualizan a través de sus cuartiles y la variabilidad fuera de los cuartiles superior e inferior. De esta forma, alejamos el análisis de los valores atípicos y nos centramos en los sesgos de los datos y su dirección.

Momento 1: La Figura 5-8 presenta, para cada observación del IL, clasificado en rangos, la medida del índice IHH asociado. La concentración de las observaciones en los rangos del IL entre 0.4 y 0.8 representan el 60% del total. Se observa además una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IHH. Aunque la variación de la media del IHH es menor, la figura sugiere que el poder de mercado de los agentes aumenta a pesar de un menor nivel de concentración.

Figura 5-8 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 1





Adicionalmente, se observa en la Figura 5-8 que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH en cada uno de los rangos (detalle en Figura 5-9). Esto podría sugerir que, bajo las condiciones predominantes del Momento 1, determinados niveles de concentración del mercado favorecen el poder de mercado de algunos agentes.

Figura 5-9. Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 1

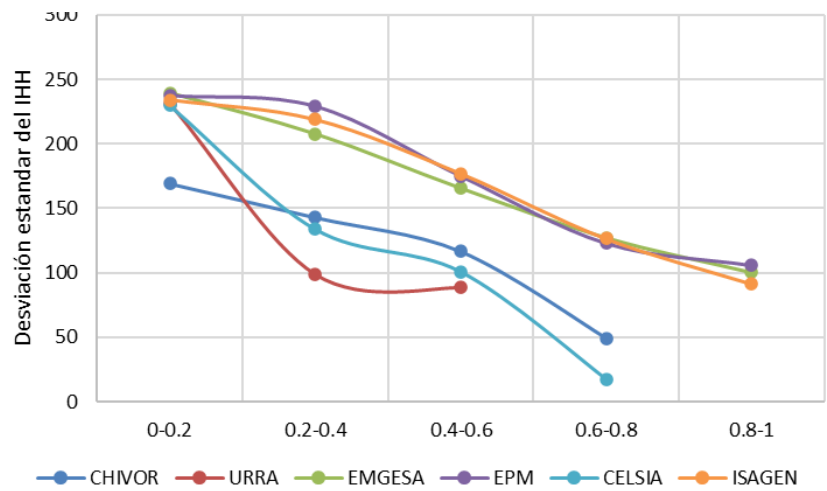
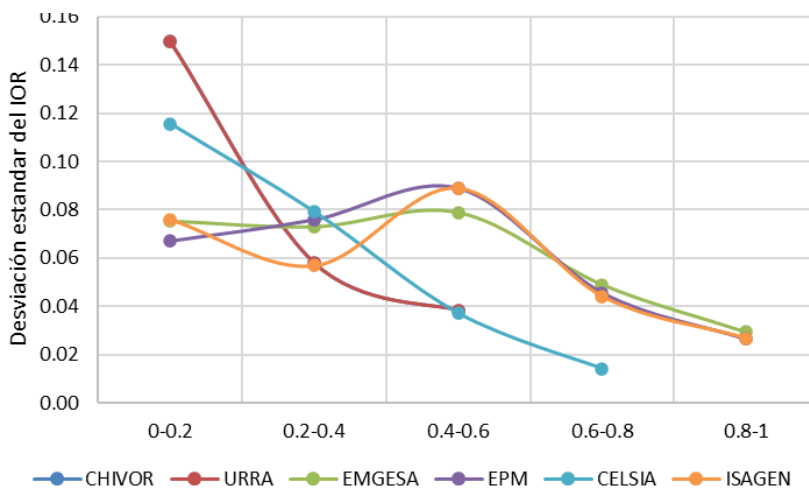


Figura 5-10: Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 1

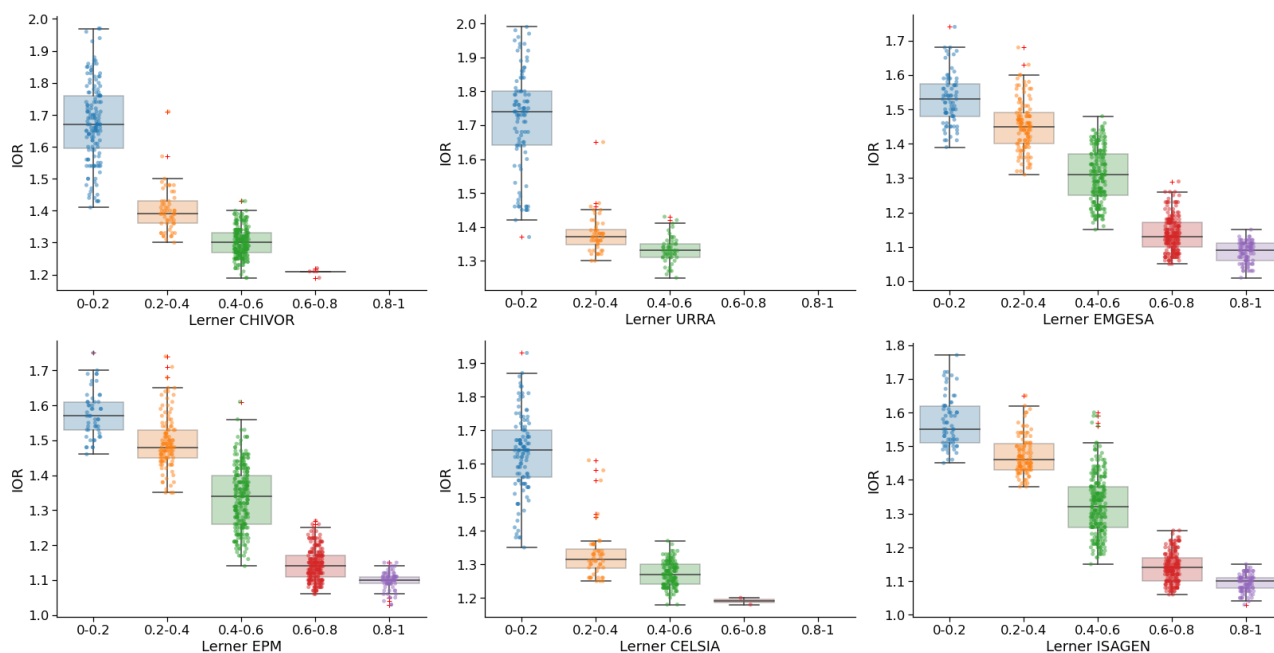


Por otro lado, la Figura 5-10 presenta, para cada observación del IL, clasificado en rangos, la medida del índice IOR asociado, destacando que las medias de este índice no alcanzan valores menores a uno, es decir, no llegan a ser pivotaes. No obstante, se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR. La figura también muestra que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR en cada

uno de los rangos (detalle ampliado en Figura 5-10). Esto significa que a medida que las ofertas de cantidades del agente se vuelven más necesarias para la atención de la demanda, el poder de mercado de este agente aumenta. Dado que este efecto combinado se produce generalmente en los bloques de demanda alta, esto podría sugerir que para algunos agentes se puede aumentar el poder de mercado aun sin llegar a ser pivotaes.



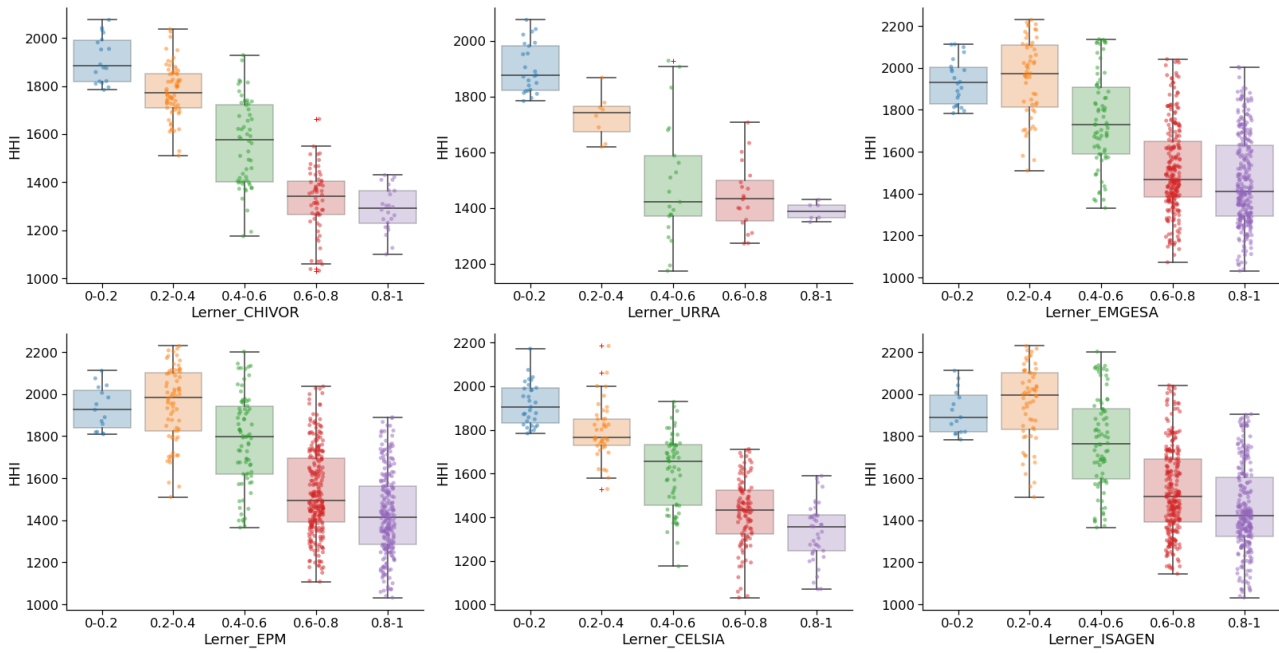
Figura 5-11 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 1



Momento 2: La Figura 5-12 presenta, para cada observación del IL, clasificado en rangos, la medida del índice IHH asociado. La concentración de las observaciones en los rangos del IL entre 0.6 y 1 representan el 58% del total. Similar al Momento 1, se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IHH. En este caso, la variación de la media del IHH se da con más claridad respecto al aumento del IL, con cambios entre 2000 y 1400. Por lo tanto, aunque contraintuitivo, los resultados sugieren que el poder de mercado de los agentes aumenta, principalmente por la tendencia de disminución de disponibilidad de recursos característico del Momento 2, a pesar de una menor posición dominante basada en la participación.



Figura 5-12 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 2



Adicionalmente, se observa en la Figura 5-13 que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, disminuye la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH, es decir, que aumenta su desviación. Esto sugiere a pesar de que la media del IHH tiene tendencia decreciente y se relaciona con el aumento del IL, el nivel de concentración de mercado, bajo las condiciones del Momento 2 relacionadas con la disponibilidad de recurso hídrico, los niveles de concentración pierden protagonismo en la determinación del poder de mercado.

Figura 5-13. Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 2

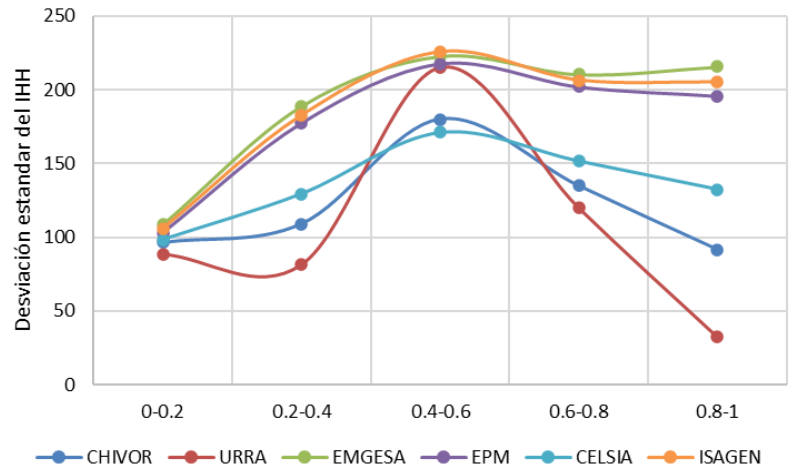
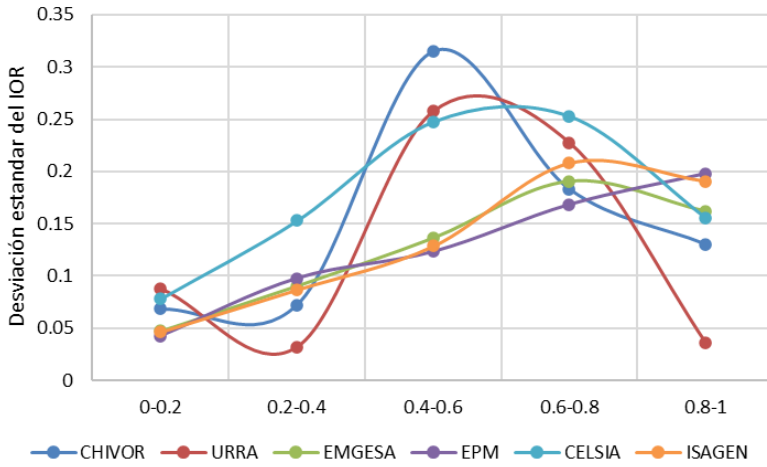




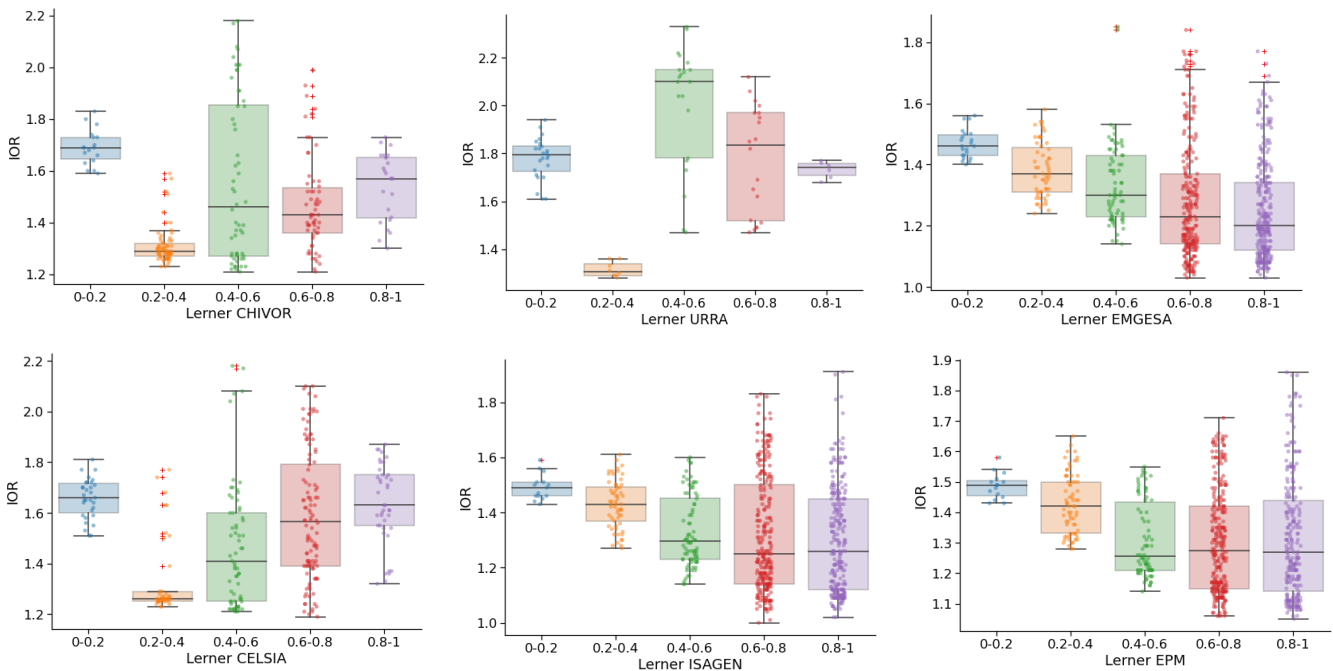
Figura 5-14. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 2



a volverse más necesarias para la atención de la demanda, las condiciones relacionadas con la disponibilidad de recurso hídrico muestran prevalencia en la determinación de poder de mercado.

Por otro lado, la Figura 5-15 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IOR asociado. En este caso, la correlación estadística del aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR solo se observa en los agentes con mayores valores de IL, esto es, EMGESA, EPM e ISAGEN. En contraste con el Momento 1, a medida que aumenta el poder de mercado con el IL disminuye la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR (ver Figura 5-14). Similar a lo que ocurre con el IHH, a pesar de que las cantidades ofertadas del agente tienden

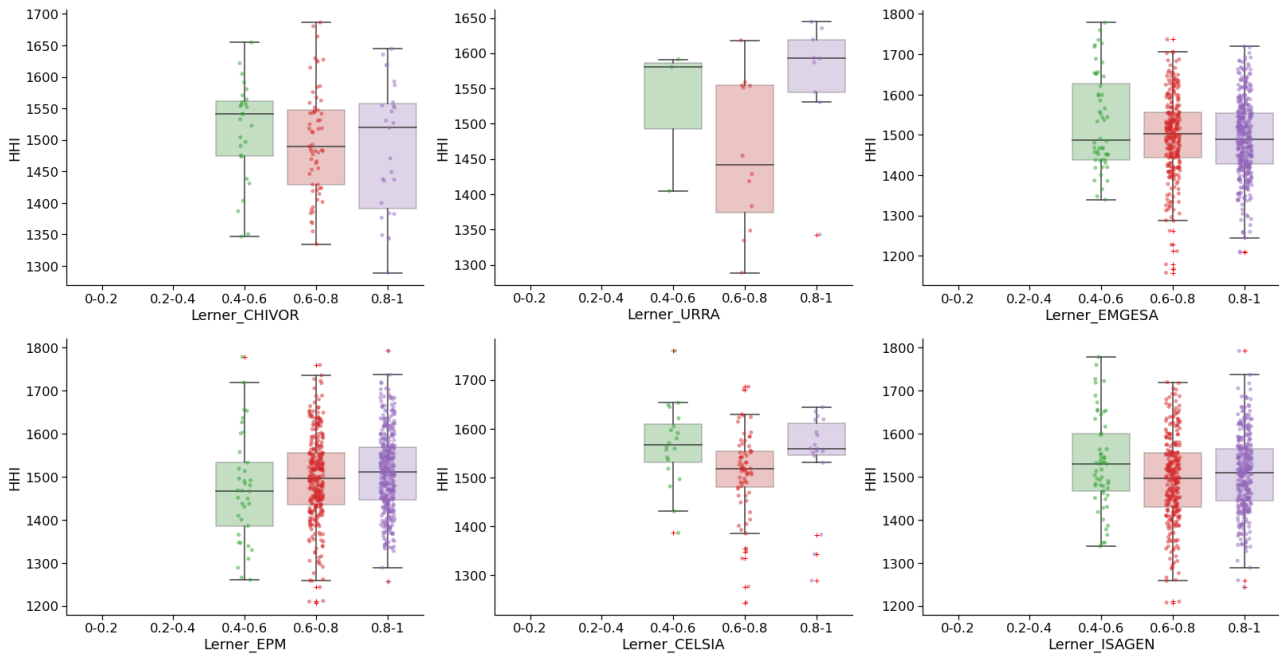
Figura 5-15 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 2



Momento 3: La Figura 5-16 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IHH asociado. Las observaciones del IL están entre 0.4 y 1, y aquellas entre 0.6 y 1 representan el 91% del total. En este caso no se observa la correlación estadística entre el aumento del valor del IL con el cambio en el valor medio del IHH. Aunque la variación de la media del IHH es menor, con cambios entre 1460 y 1560, los resultados parecen reforzar la observación sobre que el poder de mercado de los agentes aumenta, principalmente, por las condiciones críticas de disponibilidad de recursos característico del Momento 3, dejando de lado en estos casos la concentración de mercado.



Figura 5-16 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 3



Lo anterior se complementa, como se observa en la Figura 5-16, que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL disminuye la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH en cada uno de los rangos, es decir, que aumenta su desviación estándar (ver Figura 5-17). Bajo las condiciones del Momento 3, de una condición más crítica en la disponibilidad de recurso hídrico, los niveles de concentración pierden aún más protagonismo en la determinación del poder de mercado respecto al Momento 2.

Figura 5-17 Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 3

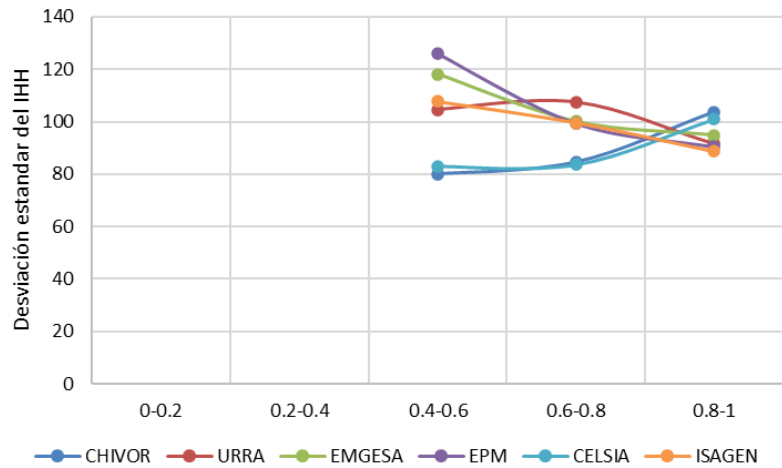
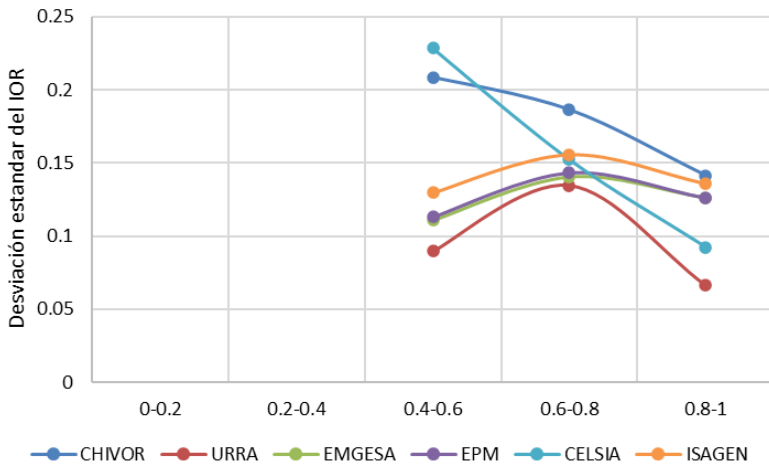




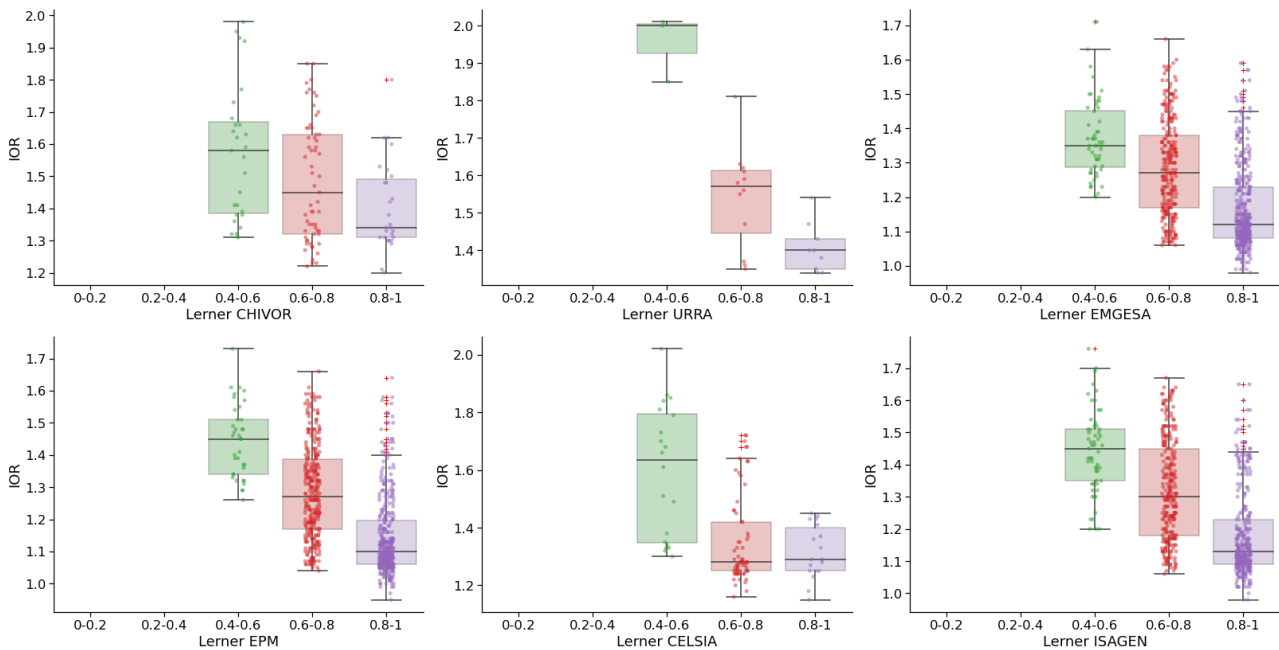
Figura 5-18. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango de IL en el Momento 3



Por otro lado, la Figura 5-19 presenta, para cada observación del IL, la medida del índice IOR asociado. Se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR, sin que este último alcance valores menores a uno. Adicionalmente, se observa que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR en el rango de IL entre 0.8 y 1 (ver Figura 5-18). Esto muestra el efecto combinado, en los

bloques de demanda alta, donde a medida que las cantidades ofertadas por el agente se vuelven más necesarias para la atención de la demanda, el poder de mercado de este agente aumenta.

Figura 5-19 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 3



Momento 4: La Figura 5-20 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IHH asociado. Las observaciones del IL están entre 0.4 y 1, y aquellas entre 0.6 y 0.8 representan el 89% del total. Con el cambio en la disponibilidad de recurso, aparece nuevamente la correlación estadística entre el aumento del valor del IL y la disminución del valor medio del IHH. Lo cual sugiere que el poder de mercado de los agentes aumenta a pesar de una menor posición dominante basada en la participación, bajo las circunstancias del Momento 4.



Figura 5-20 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 4

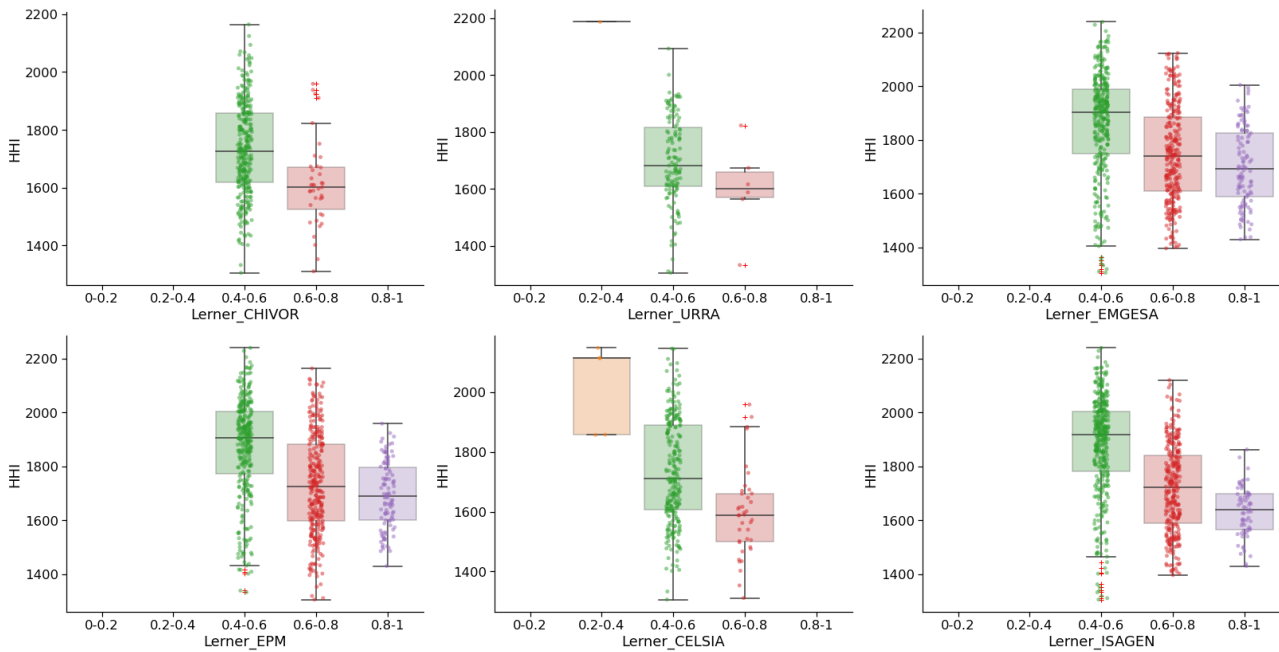
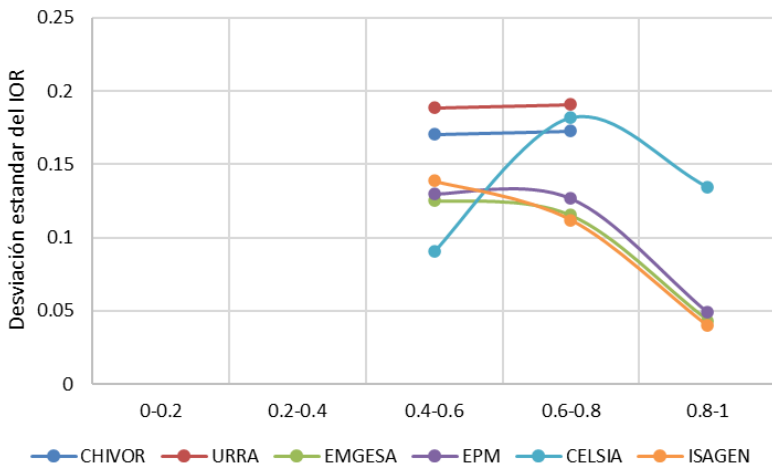


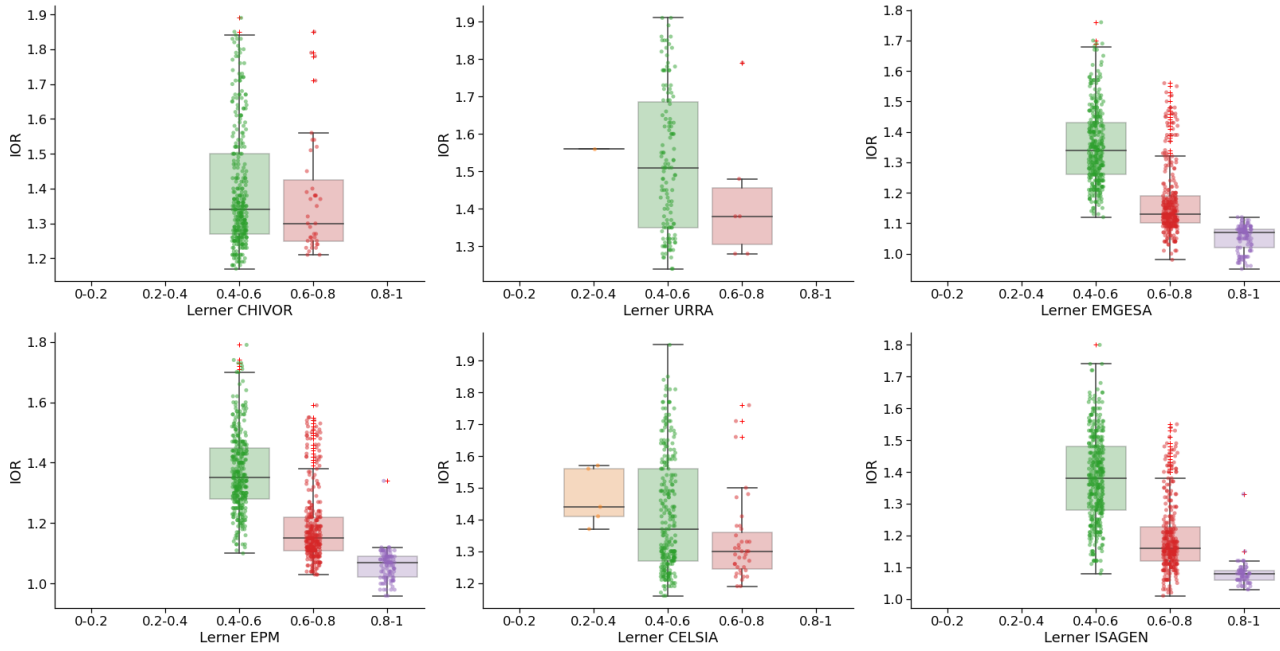
Figura 5-21. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 4



Adicionalmente, se observa en la Figura 5-20 que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH en cada uno de los rangos (ver desviación estándar en la Figura 5-21). Esto podría sugerir que, bajo las condiciones predominantes del Momento 4, determinados niveles de concentración del mercado favorecen el poder de mercado de algunos agentes.

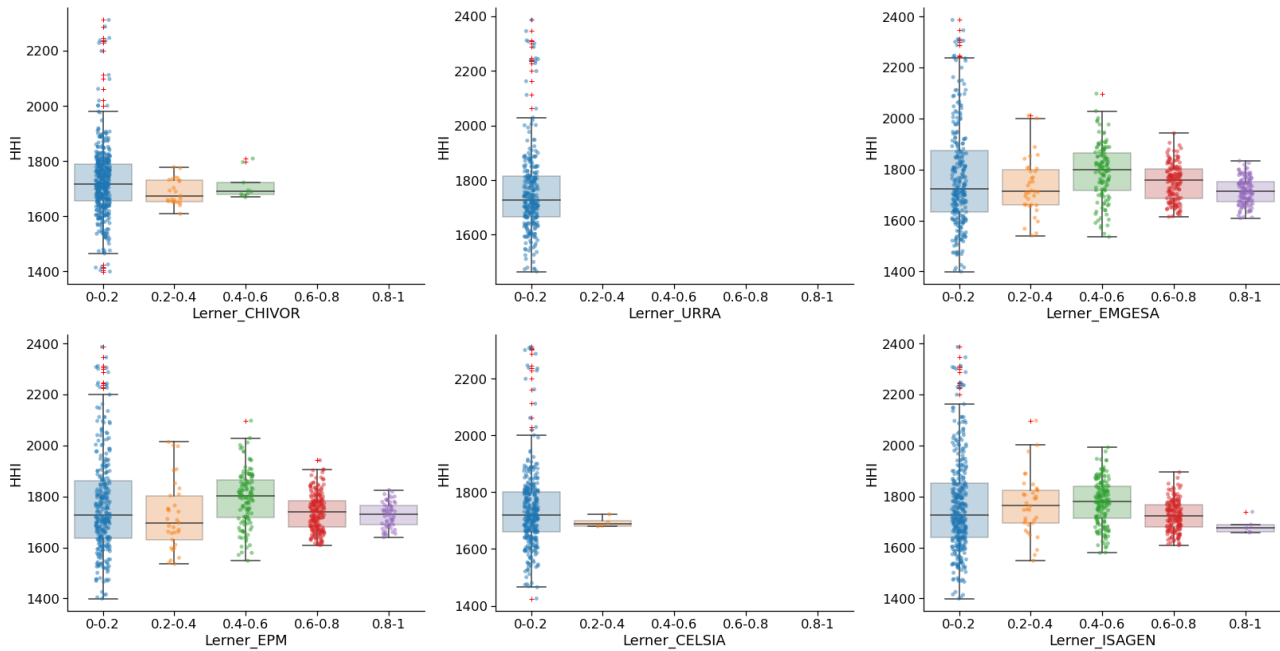
Por otro lado, la Figura 5-22 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IOR asociado. De forma similar al IHH, se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL y la disminución del valor medio del IOR, sin que este último alcance valores menores a uno. Adicionalmente, se observa que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR en cada uno de los rangos (ver desviación estándar en Figura 5-21). En los bloques de demanda alta, a medida que las cantidades ofertadas por el agente se vuelven más necesarias para la atención de la demanda, el poder de mercado de este agente aumenta. Para algunos agentes se observa el aumento de poder de mercado aun sin llegar a ser pivotaes.

Figura 5-22 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 4



Momento 5: La Figura 5-23 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IHH asociado. La concentración de las observaciones en los rangos del IL entre 0 y 0.4 representan el 65% del total de observaciones. Se encuentra una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IHH para los rangos de IL entre 0.4 a 1. Aunque la variación de la media del IHH es menor, como la tendencia de la media del IHH, con cambios entre 1800 y 1680, la figura sugiere que el poder de mercado de los agentes aumenta a pesar de una menor posición dominante basada en la participación.

Figura 5-23 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 5





Adicionalmente, se observa en la Figura 5-23 que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH en cada uno de los rangos (ver Figura 5-25). Esto podría sugerir que, bajo las condiciones predominantes del Momento 5, determinados niveles de concentración del mercado favorecen el poder de mercado de algunos agentes.

Figura 5-24 Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango de IL en el Momento 5

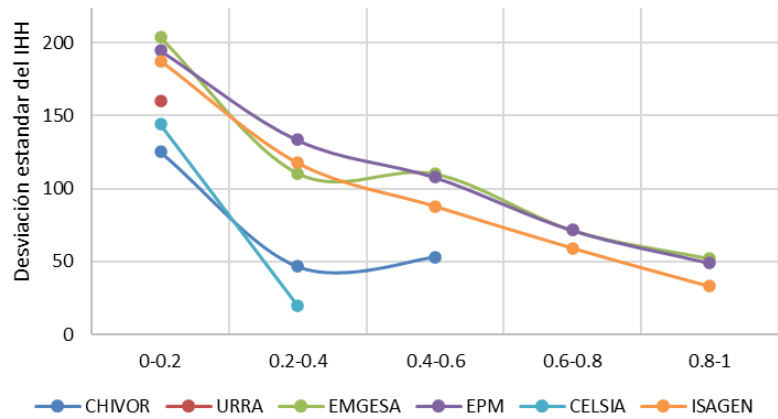
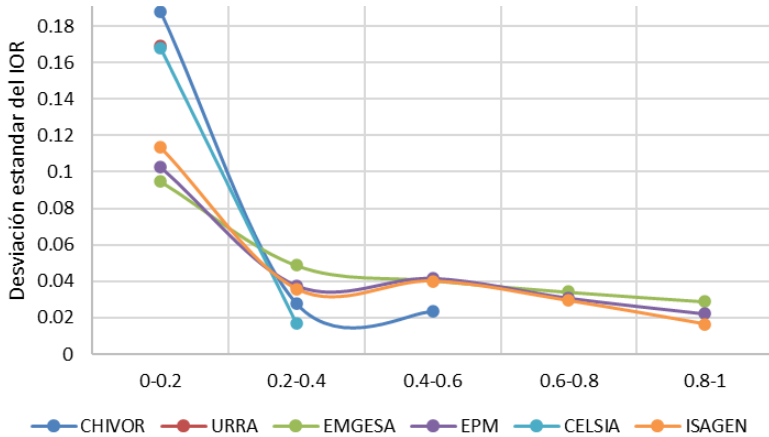


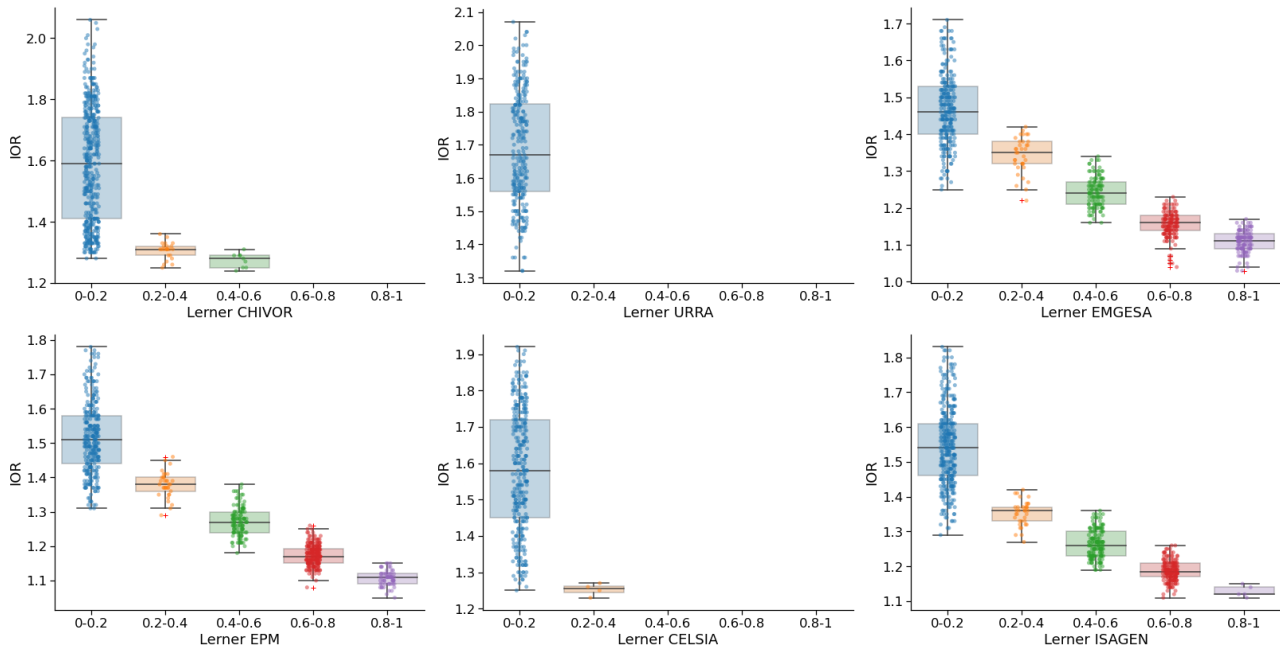
Figura 5-25. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango de IL en el Momento 5



Por otro lado, la Figura 5-26 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IOR asociado. De forma similar al IHH, se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR, sin que este último alcance valores menores a uno. Adicionalmente, se observa que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR en cada uno de los rangos (ver Figura 5-25). A

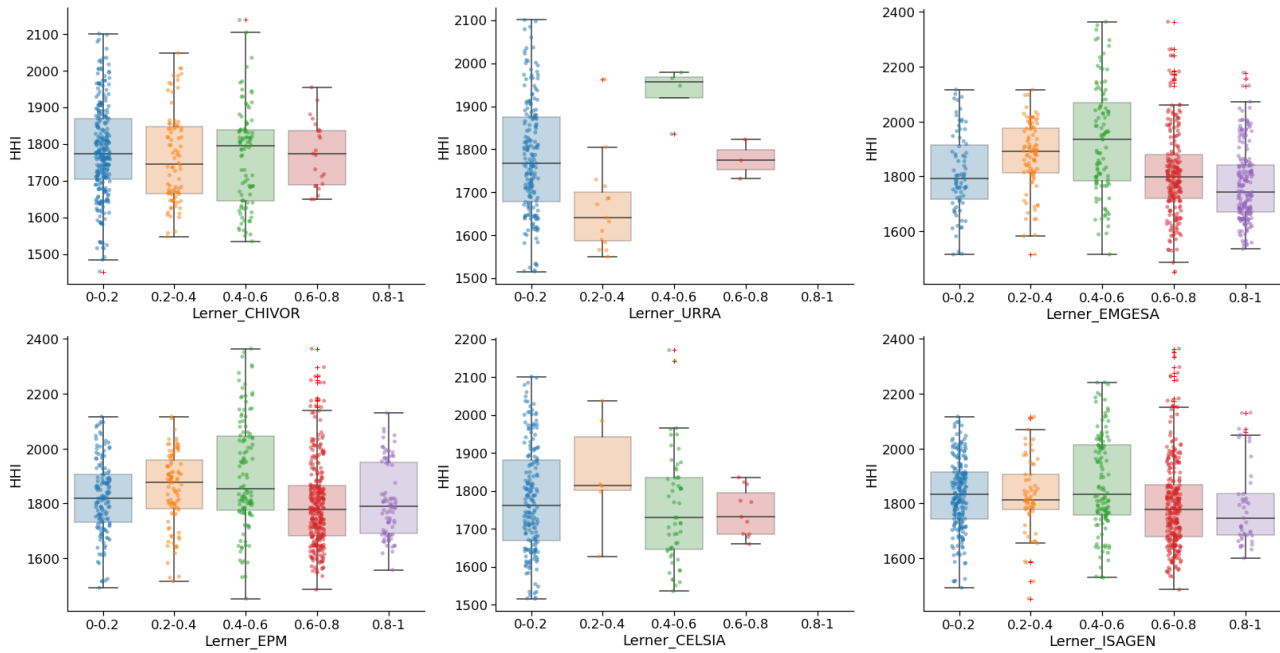
medida que las cantidades ofertadas del agente se vuelven más necesarias para la atención de la demanda, el poder de mercado de este agente aumenta. Este comportamiento es similar a los observados en todos los casos anteriores.

Figura 5-26 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 5



Momento 6: La Figura 5-27 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IHH asociado. La concentración de las observaciones en los rangos del IL entre 0 a 0.2 y de 0.6 a 0.8 representan el 62% del total de las observaciones. Este caso la distribución de las observaciones muestra agrupaciones en rangos que se observaron en momentos de baja y alta disponibilidad de recurso hídrico, como lo observado en los Momentos 2 y 5 respectivamente. Se observa de igual forma la correlación entre el aumento del valor del IL y la disminución del valor medio del IHH. Aunque la variación de la media del IHH es leve.

Figura 5-27 Índice de Lerner vs índice HHI en el Momento 6





Adicionalmente, se observa en la Figura 5-27 que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH en cada uno de los rangos. Esto podría sugerir que, considerando las dos distribuciones predominantes en rangos bajo y alto del IL, niveles de concentración del mercado diferentes en cada rango favorecen el poder de mercado de algunos agentes.

Figura 5-28. Desviación estándar de IHH respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 6

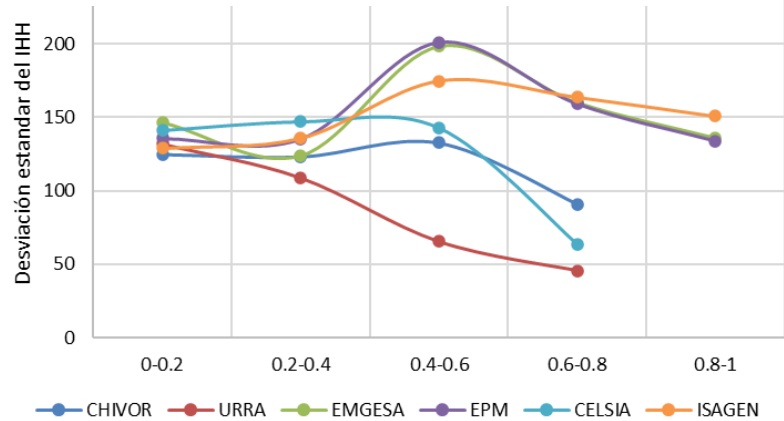
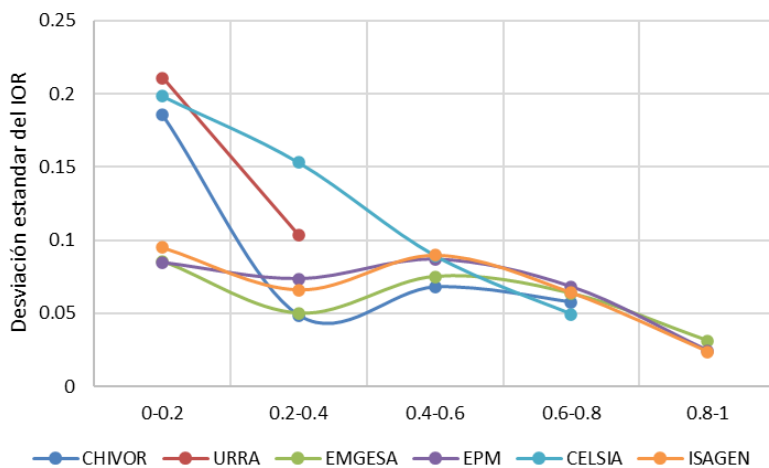


Figura 5-29. Desviación estándar de IOR respecto a la media en cada rango del IL en el Momento 6

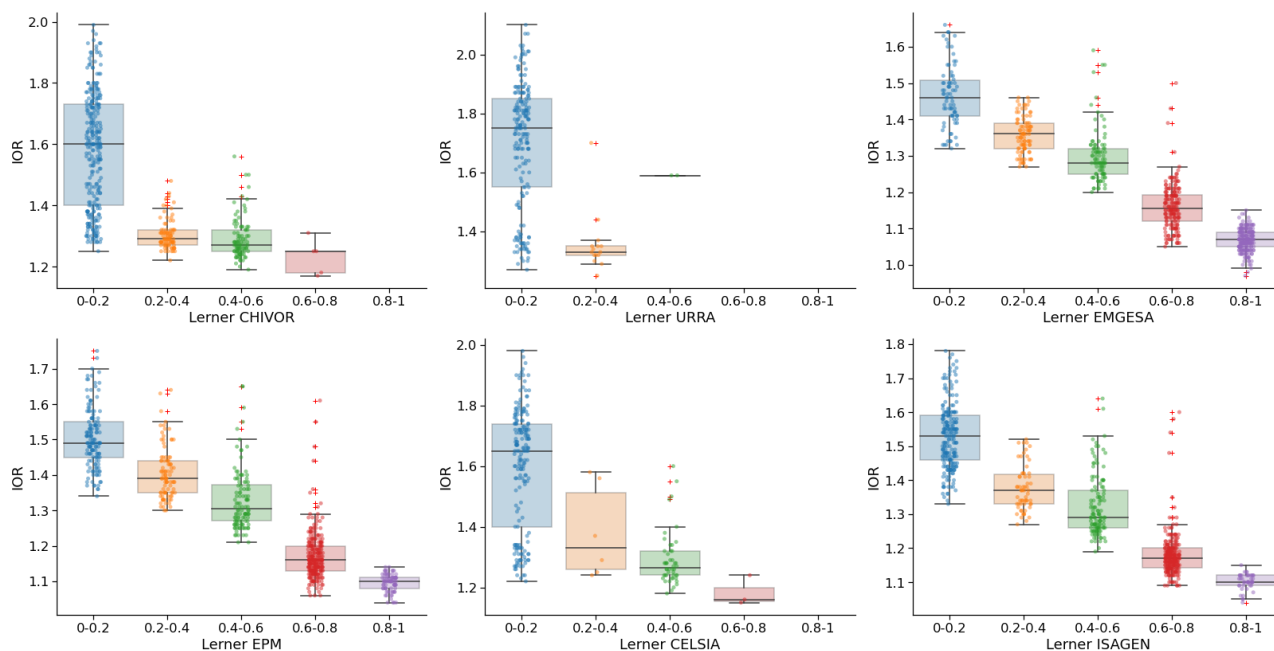


Por otro lado, la Figura 5-30 presenta, para cada observación del IL la medida del índice IOR asociado. De forma similar al IHH, se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR, sin que este último alcance valores menores a uno. Adicionalmente, se observa que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR en cada uno de los rangos, al disminuir la desviación estándar de la media del IOR.

Como se observó en los casos anteriores, a medida que las cantidades ofertadas del agente se vuelven más necesarias para la atención de la demanda, el poder de mercado de este agente aumenta. Este efecto es más evidente en los bloques de demanda alta.



Figura 5-30 Índice de Lerner vs índice IOR en el Momento 6



5.7.1. Conclusiones

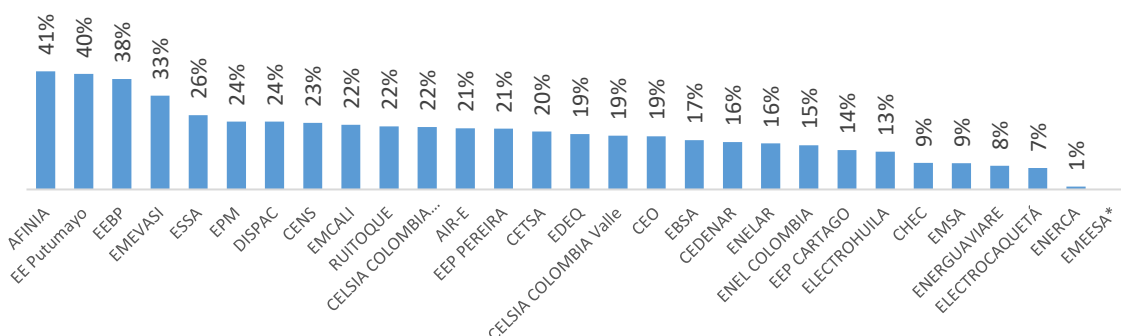
- Con los cálculos realizados, se observa que la posibilidad de poder de mercado de algunos agentes es elevada respecto a sus contrapartes, y que este varía considerablemente en el tiempo debido a causas relacionados con el carácter hidrotérmico del sistema eléctrico colombiano.
- La disimilitud de las estructuras de costos de cada agente, los cambios en el nivel de los embalses y la variabilidad de los aportes hídricos; además de la gran participación de los agentes aportan al hecho de que exista la posibilidad de poder de mercado, y cuando se presenta condiciones críticas de disponibilidad de recurso los valores del IL indican que el poder de mercado tiende a desligarse de los indicadores de concentración IHH y de oferta residual IOR.
- No obstante, ostentar la posibilidad de poder de mercado no implica el ejercicio de este, y la información provista en el presente reporte solo puede ser vista como una fotografía de la operación del sistema.
- Actualmente la UMMEG trabaja en la identificación de comportamientos atípicos por parte de los agentes en el mercado, y este tipo de análisis proporciona información que se suma al contexto de situaciones que pueden tener impacto en el mercado. El presente ejercicio se trata además de una primera aproximación para evaluar el poder de mercado mediante el IL, y será por lo tanto objeto de posteriores revisiones metodológicas, con el fin de fortalecer las herramientas efectivas que permitan hacerle seguimiento al mercado y al comportamiento de los agentes dentro de este.



6. Comportamiento del Índice de Precios del Productor

Recientemente la discusión sobre el valor de las tarifas de la energía eléctrica en todo el país ha tomado protagonismo en el debate público ya que, al considerar el boletín tarifario de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios del mes de agosto de 2022, se observa que las tarifas en promedio han aumentado en lo corrido del año en 20%, con un incremento máximo del 41% para el caso de AFINA como se muestra en el siguiente gráfico.

Figura 6-1 Crecimiento del Costo Unitario (CU) tarifas de energía por distribuidor (Dic. 21 - Ago. 22)



Fuente: Boletín tarifario mes de agosto de 2022 (SSPD) – Elaboración propia. **Nota:** *la Empresa EMEESA no presenta suficiente información para el cálculo

La discusión sobre el alza de las tarifas de energía se ha realizado especialmente sobre el efecto provocado por del comportamiento del índice de precios al productor (IPP). Éste indicador es usado en diferentes componentes de la tarifa de energía como un factor de ajuste de precios asociados a inversiones o costos.

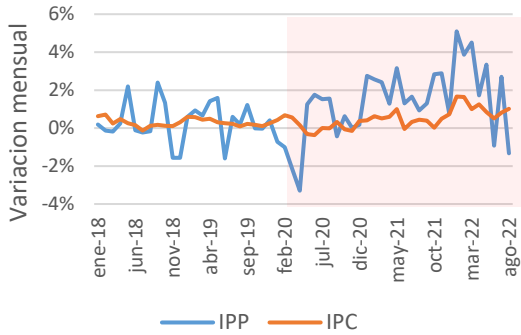
Previo al inicio de los confinamientos el comportamiento usual de los cambios mensuales del índice de precios al consumidor (IPC) pivota sobre los mismos cambios del índice de precios al consumidor (IPC) o también conocido como el indicador de inflación mensual, siendo el IPP más volátil en frecuencia (cambios en menos meses) e intensidad (cambios más intensos). El inicio de los confinamientos originados en la pandemia provocó grandes reducciones del índice tocando un mínimo en el mes de abril de 2020, para el periodo entre los meses de mayo de 2020 y mayo de 2022 se observó un crecimiento mensual constante con una media de 2% y un máximo de 5,1%, para los meses de junio – agosto de 2022 se retorna al comportamiento usual del indicador alrededor de IPC. (Figura 6-2)

El comportamiento antes descrito en tasas de cambio anuales muestra cómo mientras la inflación (variación del IPC) se mantenía en el objetivo política monetaria definido en un rango entre el 2% y el 4% con un objetivo puntual de 3% se mantenía el mes de septiembre de 2021, el IPP anual empezó a crecer muy por encima del comportamiento habitual para el mes de marzo de 2021 alcanzando un crecimiento anual máximo de 35%, mientras el crecimiento anual del IPC se encontraba en 9%.

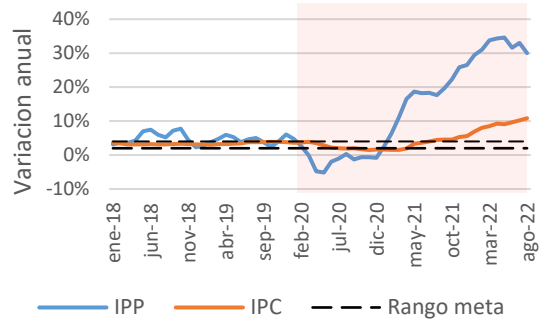


Figura 6-2. Comportamiento general del Índice de Precios del Productor (IPP) e Índice de Precios del Consumidor (IPC) (Enero 2018 – Agosto 2022)

A) Cambio mensual del IPP e IPC



B) Cambio anual del IPP e IPC



Fuente: índices de precios DANE – Elaboración propia

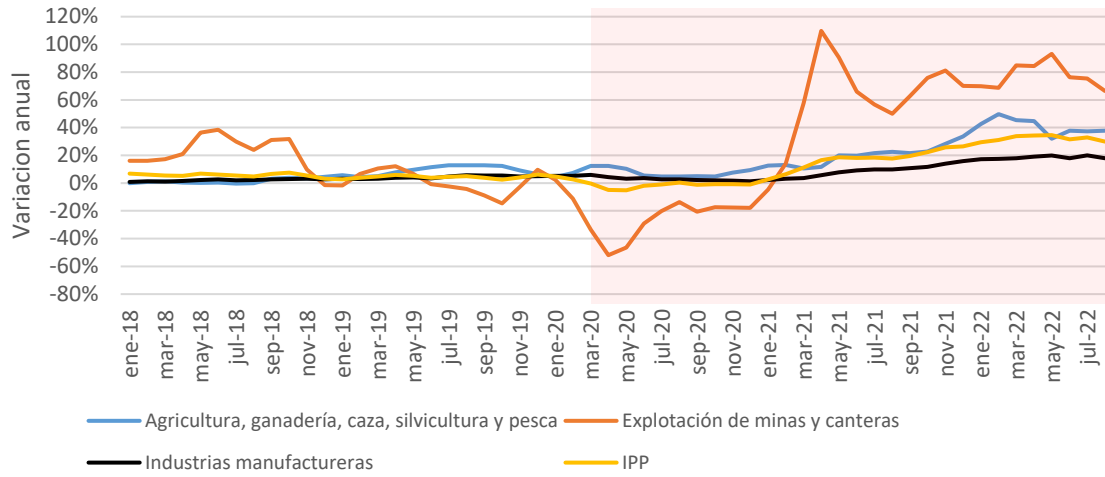
Finalmente, la construcción del IPP se basa en el 68% del comportamiento del indicador para *Industria manufacturera* seguido por el indicador de *Explotación de minas y canteras (Minas en adelante)* y el restante 14% corresponde a comportamiento del indicador de la *Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (Agricultura en adelante)*.

Previo al inicio del confinamiento el efecto de la mayor volatilidad del indicador de Agricultura y Minas tenían un efecto mínimo sobre el IPP ya que la mayoría del comportamiento lo obtiene del indicador de la industria manufacturera, posterior al inicio del confinamiento se observa que el incremento de los indicadores de Agricultura y Minas han jalonado el comportamiento del indicador general.

Finalmente se observa que para las tres categorías ha cambiado la tendencia del indicador toda vez que previo a los confinamientos se observaban tasas de crecimiento anual promedio de 10,6%, 5,2% y 3,3% para los índices de Agricultura, Minas e Industria manufacturera, respectivamente, posterior al inicio del confinamiento se observa una tasa de crecimiento anual promedio de 21,4%, 38,4%, 9,5% respectivamente.



Figura 6-3. Cambios anuales del Índice de Precios del Productor (IPP) y secciones del CIU (Enero 2019 – Agosto 2022)



Fuente: índices de precios DANE – Elaboración propia



ANEXO 1: Capítulo 5 – Estadísticas del índice de Lerner en cada bloque de demanda para los momentos 1 a 6

Tabla 6-1 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 1

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	99	65	204	208	83	37	37	207	37	37	37	64
Media	0.09	0.09	0.27	0.31	0.09	0.09	0.09	0.31	0.09	0.09	0.09	0.09
Desviación estándar	0.02	0.02	0.13	0.12	0.03	0.03	0.03	0.13	0.03	0.03	0.03	0.02
Min	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.09	0.09	0.12	0.23	0.09	0.08	0.08	0.22	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.09	0.09	0.27	0.33	0.09	0.09	0.09	0.32	0.09	0.09	0.09	0.09
Percentil 75%	0.09	0.09	0.40	0.42	0.09	0.09	0.09	0.42	0.09	0.09	0.09	0.09
Max	0.26	0.27	0.51	0.50	0.30	0.26	0.26	0.51	0.26	0.26	0.26	0.27
BLOQUE 2												
Observaciones	75	16	150	150	39	6	6	150	6	6	6	13
Media	0.25	0.12	0.49	0.50	0.20	0.09	0.09	0.49	0.09	0.09	0.09	0.09
Desviación estándar	0.15	0.08	0.16	0.14	0.14	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00
Min	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.09	0.09	0.43	0.45	0.09	0.08	0.08	0.45	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.24	0.09	0.49	0.50	0.10	0.09	0.09	0.51	0.09	0.09	0.09	0.09
Percentil 75%	0.40	0.09	0.53	0.53	0.37	0.09	0.09	0.53	0.09	0.09	0.09	0.09
Max	0.47	0.38	0.81	0.81	0.46	0.09	0.09	0.82	0.09	0.09	0.09	0.09
BLOQUE 3												
Observaciones	188	79	273	273	130	31	23	273	31	31	31	58
Media	0.41	0.32	0.68	0.68	0.41	0.30	0.29	0.67	0.30	0.30	0.30	0.32
Desviación estándar	0.11	0.14	0.16	0.15	0.08	0.14	0.16	0.16	0.14	0.14	0.14	0.14
Min	0.08	0.08	0.14	0.14	0.09	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.41	0.22	0.53	0.52	0.41	0.16	0.09	0.53	0.16	0.16	0.16	0.26
Percentil 50%	0.44	0.39	0.76	0.75	0.42	0.39	0.36	0.75	0.39	0.39	0.39	0.39
Percentil 75%	0.48	0.41	0.80	0.79	0.45	0.40	0.42	0.79	0.40	0.40	0.40	0.41
Max	0.65	0.49	0.85	0.85	0.51	0.42	0.46	0.85	0.42	0.42	0.42	0.46
BLOQUE 4												
Observaciones	49	28	60	60	39	15	14	60	15	15	15	24
Media	0.45	0.37	0.74	0.73	0.42	0.34	0.34	0.73	0.34	0.34	0.34	0.35
Desviación estándar	0.10	0.11	0.11	0.10	0.09	0.14	0.15	0.12	0.14	0.14	0.14	0.12
Min	0.09	0.09	0.43	0.45	0.11	0.09	0.09	0.42	0.09	0.09	0.09	0.09
Percentil 25%	0.42	0.39	0.74	0.71	0.40	0.29	0.23	0.73	0.29	0.29	0.29	0.28
Percentil 50%	0.46	0.40	0.78	0.77	0.43	0.40	0.41	0.78	0.40	0.40	0.40	0.40
Percentil 75%	0.50	0.42	0.81	0.79	0.45	0.42	0.45	0.80	0.42	0.42	0.42	0.42
Max	0.68	0.50	0.87	0.85	0.67	0.50	0.50	0.84	0.49	0.49	0.49	0.50
BLOQUE 5												
Observaciones	24	15	31	31	20	7	8	31	7	7	7	11
Media	0.45	0.38	0.75	0.75	0.43	0.36	0.38	0.75	0.36	0.36	0.36	0.38



Desviación estándar	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.12	0.13	0.10	0.12	0.12	0.12	0.10
Min	0.24	0.12	0.45	0.50	0.11	0.11	0.11	0.42	0.11	0.11	0.11	0.12
Percentil 25%	0.44	0.36	0.75	0.74	0.41	0.34	0.38	0.75	0.34	0.34	0.34	0.38
Percentil 50%	0.46	0.39	0.79	0.78	0.44	0.41	0.43	0.78	0.41	0.41	0.41	0.41
Percentil 75%	0.49	0.44	0.80	0.80	0.48	0.42	0.45	0.81	0.42	0.42	0.42	0.43
Max	0.66	0.50	0.85	0.85	0.65	0.45	0.50	0.85	0.45	0.45	0.45	0.49

Tabla 6-2 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 2

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	49	39	190	213	105	56	39	189	36	34	34	47
Media	0.42	0.28	0.60	0.64	0.52	0.50	0.33	0.59	0.32	0.28	0.28	0.30
Desviación estándar	0.30	0.23	0.28	0.27	0.29	0.31	0.25	0.25	0.26	0.22	0.22	0.24
Min	0.08	0.08	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.08	0.08	0.37	0.38	0.10	0.09	0.08	0.38	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.44	0.09	0.72	0.75	0.63	0.62	0.43	0.68	0.25	0.09	0.09	0.24
Percentil 75%	0.62	0.45	0.81	0.83	0.78	0.77	0.49	0.78	0.48	0.47	0.47	0.47
Max	0.93	0.80	1.00	1.00	0.94	0.93	0.81	1.00	0.89	0.78	0.78	0.82
BLOQUE 2												
Observaciones	29	15	133	142	46	19	14	134	13	10	10	19
Media	0.57	0.51	0.69	0.67	0.61	0.72	0.61	0.68	0.65	0.60	0.60	0.53
Desviación estándar	0.20	0.26	0.19	0.19	0.22	0.14	0.16	0.19	0.17	0.16	0.16	0.25
Min	0.23	0.08	0.26	0.24	0.09	0.43	0.43	0.24	0.43	0.43	0.43	0.08
Percentil 25%	0.43	0.44	0.50	0.49	0.50	0.67	0.46	0.50	0.48	0.47	0.47	0.44
Percentil 50%	0.51	0.51	0.77	0.73	0.63	0.76	0.56	0.74	0.63	0.56	0.56	0.50
Percentil 75%	0.74	0.68	0.82	0.81	0.77	0.82	0.72	0.81	0.81	0.70	0.70	0.72
Max	0.90	0.90	0.99	1.00	0.88	0.89	0.91	1.00	0.88	0.88	0.88	0.93
BLOQUE 3												
Observaciones	103	16	260	239	93	35	14	261	18	11	11	17
Media	0.53	0.66	0.78	0.75	0.60	0.74	0.71	0.78	0.71	0.68	0.68	0.67
Desviación estándar	0.20	0.21	0.13	0.13	0.18	0.10	0.19	0.12	0.15	0.20	0.20	0.19
Min	0.24	0.27	0.38	0.32	0.36	0.32	0.32	0.38	0.32	0.32	0.32	0.32
Percentil 25%	0.38	0.50	0.77	0.73	0.40	0.73	0.56	0.77	0.72	0.49	0.49	0.50
Percentil 50%	0.40	0.72	0.81	0.79	0.62	0.75	0.75	0.80	0.78	0.73	0.73	0.73
Percentil 75%	0.76	0.80	0.86	0.83	0.78	0.78	0.85	0.84	0.79	0.84	0.84	0.77
Max	0.91	0.93	0.98	0.98	0.86	0.87	0.93	0.99	0.86	0.91	0.91	0.90
BLOQUE 4												
Observaciones	29	4	61	54	32	10	2	59	4	0	0	4
Media	0.54	0.51	0.80	0.79	0.58	0.76	0.72	0.82	0.79			0.52
Desviación estándar	0.18	0.25	0.06	0.09	0.17	0.03	0.01	0.08	0.01			0.24
Min	0.26	0.28	0.61	0.49	0.24	0.72	0.71	0.51	0.77			0.27
Percentil 25%	0.40	0.30	0.78	0.77	0.41	0.75	0.71	0.78	0.78			0.33
Percentil 50%	0.42	0.51	0.80	0.80	0.62	0.77	0.72	0.81	0.78			0.53
Percentil 75%	0.73	0.71	0.83	0.86	0.74	0.77	0.72	0.86	0.79			0.73



Max	0.83	0.73	0.95	0.95	0.81	0.81	0.73	0.98	0.80			0.73
BLOQUE 5												
Observaciones	17	5	31	27	14	4	1	30	2	0	0	3
Media	0.55	0.46	0.81	0.80	0.58	0.78	0.71	0.81	0.80			0.44
Desviación estándar	0.18	0.24	0.05	0.09	0.17	0.01		0.06	0.03			0.25
Min	0.37	0.27	0.70	0.50	0.39	0.77	0.71	0.62	0.78			0.27
Percentil 25%	0.40	0.27	0.78	0.77	0.41	0.77	0.71	0.77	0.79			0.29
Percentil 50%	0.48	0.30	0.80	0.79	0.54	0.77	0.71	0.80	0.80			0.32
Percentil 75%	0.72	0.71	0.83	0.85	0.75	0.78	0.71	0.83	0.81			0.52
Max	0.80	0.73	0.98	0.97	0.81	0.79	0.71	0.97	0.82			0.72

Tabla 6-3 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 3

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	38	9	192	207	27	35	11	186	7	7	0	12
Media	0.70	0.68	0.73	0.74	0.65	0.69	0.67	0.73	0.67	0.67		0.69
Desviación estándar	0.12	0.15	0.11	0.12	0.12	0.11	0.16	0.11	0.17	0.17		0.15
Min	0.50	0.44	0.49	0.52	0.49	0.47	0.44	0.51	0.43	0.43		0.45
Percentil 25%	0.60	0.59	0.63	0.63	0.55	0.62	0.53	0.62	0.57	0.57		0.63
Percentil 50%	0.73	0.75	0.74	0.75	0.63	0.71	0.75	0.74	0.77	0.77		0.74
Percentil 75%	0.78	0.79	0.81	0.82	0.76	0.78	0.79	0.81	0.78	0.78		0.79
Max	0.93	0.82	0.96	1.00	0.86	0.88	0.84	0.95	0.80	0.80		0.84
BLOQUE 2												
Observaciones	22	6	150	154	17	15	7	146	10	4	0	7
Media	0.72	0.76	0.76	0.77	0.70	0.74	0.75	0.75	0.79	0.76		0.75
Desviación estándar	0.12	0.08	0.10	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.06	0.09		0.10
Min	0.53	0.64	0.52	0.54	0.53	0.54	0.60	0.54	0.63	0.63		0.60
Percentil 25%	0.64	0.70	0.69	0.71	0.60	0.69	0.67	0.67	0.79	0.74		0.67
Percentil 50%	0.73	0.79	0.79	0.79	0.73	0.74	0.80	0.78	0.81	0.78		0.80
Percentil 75%	0.79	0.80	0.83	0.84	0.81	0.83	0.81	0.82	0.82	0.80		0.81
Max	0.94	0.85	0.99	0.99	0.88	0.88	0.86	0.96	0.85	0.83		0.86
BLOQUE 3												
Observaciones	44	8	284	270	46	22	9	254	21	8	0	9
Media	0.71	0.86	0.81	0.81	0.73	0.79	0.86	0.81	0.84	0.85		0.86
Desviación estándar	0.13	0.10	0.08	0.07	0.11	0.12	0.11	0.07	0.06	0.10		0.11
Min	0.52	0.74	0.56	0.57	0.56	0.53	0.72	0.56	0.73	0.73		0.73
Percentil 25%	0.59	0.75	0.78	0.79	0.65	0.75	0.75	0.77	0.82	0.74		0.76
Percentil 50%	0.73	0.91	0.82	0.82	0.73	0.79	0.92	0.82	0.84	0.89		0.92
Percentil 75%	0.81	0.93	0.86	0.85	0.79	0.81	0.93	0.85	0.89	0.91		0.93
Max	1.00	0.98	0.96	0.93	0.99	1.00	0.99	0.94	0.96	0.96		1.00
BLOQUE 4												
Observaciones	9	2	64	64	13	5	3	58	6	2	0	2
Media	0.75	0.99	0.82	0.82	0.73	0.77	0.87	0.83	0.88	0.96		0.99
Desviación estándar	0.07	0.01	0.07	0.06	0.09	0.07	0.21	0.06	0.06	0.01		0.01



Min	0.67	0.99	0.61	0.62	0.63	0.64	0.63	0.56	0.83	0.95	0.99
Percentil 25%	0.69	0.99	0.79	0.80	0.69	0.79	0.81	0.81	0.85	0.96	0.99
Percentil 50%	0.72	0.99	0.83	0.83	0.71	0.80	0.98	0.84	0.86	0.96	0.99
Percentil 75%	0.81	1.00	0.86	0.85	0.76	0.81	0.99	0.88	0.93	0.96	1.00
Max	0.83	1.00	0.95	0.91	1.00	0.82	1.00	0.91	0.97	0.97	1.00

BLOQUE 5

Observaciones	3	0	31	32	5	2	0	31	1	0	0	0
Media	0.75		0.82	0.82	0.72	0.76		0.81	0.79			
Desviación estándar	0.08		0.06	0.06	0.07	0.06		0.06				
Min	0.67		0.64	0.64	0.63	0.72		0.57	0.79			
Percentil 25%	0.70		0.81	0.80	0.69	0.74		0.79	0.79			
Percentil 50%	0.73		0.84	0.83	0.72	0.76		0.83	0.79			
Percentil 75%	0.78		0.86	0.85	0.76	0.78		0.84	0.79			
Max	0.83		0.91	0.90	0.81	0.80		0.91	0.79			

Tabla 6-4 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 4

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	70	40	207	211	81	41	33	211	33	33	0	48
Media	0.52	0.48	0.54	0.55	0.50	0.45	0.48	0.54	0.48	0.48		0.48
Desviación estándar	0.06	0.05	0.06	0.07	0.05	0.11	0.08	0.07	0.08	0.08		0.05
Min	0.43	0.37	0.42	0.42	0.39	0.16	0.16	0.41	0.16	0.16		0.38
Percentil 25%	0.47	0.44	0.49	0.50	0.46	0.44	0.43	0.49	0.43	0.43		0.44
Percentil 50%	0.51	0.46	0.53	0.53	0.51	0.47	0.48	0.53	0.48	0.48		0.47
Percentil 75%	0.56	0.52	0.58	0.59	0.54	0.52	0.52	0.58	0.52	0.52		0.52
Max	0.66	0.60	0.73	0.80	0.64	0.62	0.63	0.82	0.63	0.63		0.59
BLOQUE 2												
Observaciones	55	23	151	154	41	23	20	155	20	20	0	25
Media	0.54	0.53	0.61	0.61	0.54	0.54	0.53	0.59	0.54	0.54		0.53
Desviación estándar	0.06	0.05	0.08	0.08	0.08	0.05	0.05	0.07	0.06	0.06		0.06
Min	0.41	0.43	0.44	0.48	0.35	0.44	0.46	0.47	0.46	0.46		0.39
Percentil 25%	0.49	0.50	0.55	0.54	0.50	0.50	0.49	0.53	0.49	0.49		0.49
Percentil 50%	0.53	0.52	0.59	0.59	0.54	0.52	0.52	0.57	0.52	0.52		0.53
Percentil 75%	0.57	0.57	0.68	0.68	0.58	0.58	0.58	0.64	0.58	0.58		0.58
Max	0.68	0.63	0.87	0.91	0.68	0.65	0.62	0.77	0.65	0.65		0.64
BLOQUE 3												
Observaciones	174	59	277	279	140	61	28	279	30	30	0	58
Media	0.54	0.51	0.72	0.72	0.54	0.54	0.51	0.69	0.51	0.51		0.51
Desviación estándar	0.05	0.05	0.11	0.10	0.06	0.04	0.05	0.10	0.05	0.05		0.04
Min	0.43	0.43	0.44	0.47	0.41	0.46	0.43	0.47	0.43	0.43		0.43
Percentil 25%	0.52	0.47	0.68	0.67	0.49	0.51	0.47	0.59	0.47	0.47		0.47
Percentil 50%	0.53	0.51	0.75	0.75	0.55	0.54	0.50	0.72	0.51	0.51		0.52
Percentil 75%	0.57	0.52	0.80	0.79	0.58	0.57	0.54	0.77	0.54	0.54		0.52
Max	0.74	0.63	0.90	0.88	0.74	0.64	0.63	0.89	0.64	0.64		0.63
BLOQUE 4												



Observaciones	39	12	62	62	27	13	5	62	5	5	0	11
Media	0.53	0.50	0.75	0.75	0.54	0.51	0.49	0.72	0.49	0.49		0.49
Desviación estándar	0.05	0.03	0.10	0.09	0.06	0.04	0.04	0.10	0.04	0.04		0.03
Min	0.45	0.45	0.49	0.53	0.47	0.44	0.44	0.50	0.44	0.44		0.46
Percentil 25%	0.51	0.48	0.69	0.69	0.48	0.47	0.45	0.68	0.45	0.45		0.47
Percentil 50%	0.53	0.50	0.78	0.78	0.54	0.52	0.51	0.72	0.51	0.51		0.47
Percentil 75%	0.55	0.52	0.82	0.82	0.57	0.53	0.52	0.80	0.52	0.52		0.52
Max	0.67	0.54	0.89	0.88	0.68	0.58	0.52	0.87	0.52	0.52		0.54

BLOQUE 5

Observaciones	15	4	31	31	10	3	3	29	3	3	0	3
Media	0.54	0.52	0.77	0.78	0.57	0.52	0.50	0.74	0.50	0.50		0.52
Desviación estándar	0.05	0.03	0.09	0.10	0.07	0.07	0.05	0.10	0.05	0.05		0.04
Min	0.48	0.47	0.52	0.56	0.47	0.45	0.45	0.52	0.45	0.45		0.47
Percentil 25%	0.51	0.50	0.75	0.75	0.52	0.48	0.48	0.71	0.48	0.48		0.50
Percentil 50%	0.54	0.53	0.79	0.81	0.59	0.52	0.52	0.76	0.52	0.52		0.53
Percentil 75%	0.56	0.54	0.84	0.86	0.59	0.56	0.53	0.80	0.53	0.53		0.54
Max	0.69	0.55	0.88	0.89	0.70	0.59	0.54	0.88	0.54	0.54		0.55

Tabla 6-5 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 5

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	144	91	175	210	100	46	46	210	46	46	46	71
Media	0.08	0.08	0.09	0.10	0.08	0.08	0.08	0.10	0.08	0.08	0.08	0.08
Desviación estándar	0.01	0.01	0.05	0.04	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01
Min	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.04
Percentil 25%	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 75%	0.08	0.08	0.09	0.11	0.09	0.08	0.08	0.11	0.08	0.08	0.08	0.08
Max	0.10	0.10	0.39	0.38	0.10	0.09	0.09	0.13	0.09	0.09	0.09	0.10
BLOQUE 2												
Observaciones	111	85	147	150	94	41	41	150	41	41	41	65
Media	0.09	0.08	0.38	0.38	0.08	0.08	0.08	0.27	0.08	0.08	0.08	0.08
Desviación estándar	0.01	0.01	0.22	0.21	0.01	0.01	0.01	0.19	0.01	0.01	0.01	0.01
Min	0.05	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04
Percentil 25%	0.08	0.08	0.11	0.11	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.09	0.08	0.50	0.50	0.08	0.08	0.08	0.14	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 75%	0.09	0.09	0.55	0.54	0.09	0.09	0.09	0.50	0.09	0.09	0.09	0.09
Max	0.11	0.10	0.77	0.78	0.11	0.09	0.09	0.62	0.09	0.09	0.09	0.10
BLOQUE 3												
Observaciones	167	74	270	270	97	40	40	270	40	40	40	55
Media	0.11	0.08	0.62	0.58	0.09	0.08	0.08	0.50	0.08	0.08	0.08	0.08
Desviación estándar	0.07	0.01	0.27	0.23	0.03	0.01	0.01	0.22	0.01	0.01	0.01	0.01
Min	0.08	0.05	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04
Percentil 25%	0.08	0.08	0.53	0.54	0.08	0.08	0.08	0.48	0.08	0.08	0.08	0.08



Percentil 50%	0.09	0.09	0.77	0.65	0.09	0.08	0.08	0.57	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 75%	0.10	0.09	0.81	0.77	0.09	0.09	0.09	0.65	0.09	0.09	0.09	0.09
Max	0.52	0.11	0.91	0.91	0.31	0.09	0.09	0.81	0.09	0.09	0.09	0.09
BLOQUE 4												
Observaciones	36	13	60	60	23	6	6	60	6	6	6	7
Media	0.14	0.09	0.70	0.68	0.11	0.08	0.08	0.57	0.08	0.08	0.08	0.08
Desviación estándar	0.10	0.00	0.20	0.18	0.06	0.00	0.00	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00
Min	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.09	0.08	0.56	0.59	0.08	0.08	0.08	0.53	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.09	0.09	0.80	0.76	0.09	0.08	0.08	0.64	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 75%	0.13	0.09	0.84	0.80	0.09	0.08	0.08	0.65	0.08	0.08	0.08	0.09
Max	0.40	0.09	0.90	0.87	0.30	0.09	0.09	0.77	0.09	0.09	0.09	0.09
BLOQUE 5												
Observaciones	19	9	30	30	11	1	1	30	1	1	1	5
Media	0.26	0.08	0.74	0.74	0.09	0.08	0.08	0.64	0.08	0.08	0.08	0.08
Desviación estándar	0.15	0.00	0.17	0.14	0.01			0.17				0.00
Min	0.08	0.08	0.25	0.31	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.10	0.08	0.61	0.64	0.08	0.08	0.08	0.55	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.25	0.08	0.80	0.79	0.09	0.08	0.08	0.65	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 75%	0.35	0.09	0.85	0.83	0.09	0.08	0.08	0.77	0.08	0.08	0.08	0.09
Max	0.52	0.09	0.91	0.89	0.10	0.08	0.08	0.81	0.08	0.08	0.08	0.09

Tabla 6-6 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el momento 6

	CHIVOR	URRA	EMGESA	EPM	CELSIA	GECELCA	GENSA	ISAGEN	TEBSA	TCANDELARIA	TNORTE	TYOPAL
BLOQUE 1												
Observaciones	127	115	172	217	112	65	65	209	65	65	0	89
Media	0.09	0.09	0.30	0.24	0.10	0.08	0.08	0.20	0.08	0.08		0.08
Desviación estándar	0.05	0.04	0.21	0.21	0.07	0.00	0.00	0.20	0.00	0.00		0.03
Min	0.07	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07		0.04
Percentil 25%	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08		0.08
Percentil 50%	0.09	0.08	0.24	0.11	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08		0.08
Percentil 75%	0.09	0.09	0.53	0.38	0.09	0.08	0.08	0.23	0.08	0.08		0.08
Max	0.52	0.40	0.79	0.78	0.43	0.10	0.10	0.78	0.10	0.10		0.39
BLOQUE 2												
Observaciones	77	32	151	155	35	16	14	153	14	14	0	21
Media	0.15	0.13	0.58	0.49	0.15	0.14	0.08	0.40	0.08	0.08		0.09
Desviación estándar	0.14	0.14	0.19	0.20	0.16	0.16	0.01	0.22	0.01	0.01		0.03
Min	0.08	0.08	0.07	0.08	0.08	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07		0.08
Percentil 25%	0.08	0.08	0.52	0.32	0.08	0.08	0.08	0.17	0.08	0.08		0.08
Percentil 50%	0.09	0.08	0.61	0.54	0.08	0.08	0.08	0.52	0.08	0.08		0.08
Percentil 75%	0.11	0.09	0.71	0.66	0.09	0.09	0.08	0.58	0.08	0.08		0.09
Max	0.65	0.57	0.88	0.84	0.61	0.58	0.10	0.82	0.10	0.10		0.22
BLOQUE 3												
Observaciones	207	56	279	279	84	13	10	279	10	10	0	21
Media	0.31	0.15	0.73	0.68	0.32	0.24	0.14	0.63	0.14	0.14		0.15



Desviación estándar	0.20	0.14	0.17	0.17	0.24	0.22	0.09	0.20	0.09	0.09	0.14
Min	0.08	0.08	0.15	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Percentil 25%	0.09	0.08	0.72	0.67	0.08	0.08	0.08	0.57	0.08	0.08	0.08
Percentil 50%	0.27	0.08	0.80	0.73	0.29	0.09	0.09	0.70	0.09	0.09	0.08
Percentil 75%	0.52	0.17	0.83	0.78	0.54	0.31	0.14	0.75	0.14	0.14	0.09
Max	0.71	0.62	0.90	0.87	0.70	0.62	0.31	0.88	0.31	0.31	0.56

BLOQUE 4

Observaciones	50	5	62	62	16	0	0	62	0	0	0	2
Media	0.34	0.10	0.78	0.74	0.32			0.70				0.08
Desviación estándar	0.16	0.04	0.09	0.10	0.21			0.13				0.00
Min	0.08	0.08	0.52	0.41	0.08			0.29				0.08
Percentil 25%	0.23	0.08	0.73	0.70	0.11			0.67				0.08
Percentil 50%	0.36	0.08	0.81	0.78	0.36			0.75				0.08
Percentil 75%	0.52	0.08	0.83	0.81	0.54			0.78				0.08
Max	0.60	0.16	0.89	0.87	0.57			0.88				0.08

BLOQUE 5

Observaciones	25	5	31	31	10	0	0	31	0	0	0	1
Media	0.43	0.16	0.80	0.77	0.51			0.75				0.23
Desviación estándar	0.17	0.09	0.07	0.09	0.15			0.10				
Min	0.08	0.08	0.54	0.53	0.12			0.40				0.23
Percentil 25%	0.28	0.08	0.77	0.74	0.52			0.72				0.23
Percentil 50%	0.52	0.14	0.82	0.80	0.53			0.79				0.23
Percentil 75%	0.54	0.24	0.83	0.83	0.54			0.81				0.23
Max	0.66	0.26	0.87	0.88	0.65			0.86				0.23



DEPARTAMENTO
NACIONAL DE PLANEACIÓN

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

www.superservicios.gov.co

