



GOBIERNO DE COLOMBIA



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

DIC 2022 – FEB 2023

Superintendencia Delagada para
Energía y Gas Combustible
Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Orlando Velandia Sepúlveda

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

Jorge Eduardo Zuluaga Orozco

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres

Jairo Alberto Agudelo Susa

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Juan Sebastián Alcina Rodríguez

COORDINADOR

Jorge Enrique Fonseca Aguirre



Contenido

1	MERCADO DE GAS NATURAL	10
1.1	Seguimiento de mercado	10
1.1.1	Mercado Primario	10
1.1.2	Mercado Secundario	16
1.1.3	Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	22
1.1.4	Índice de precios Nacional vs. Importado	24
1.2	Seguimiento operativo	26
1.2.1	Producción	26
1.2.2	Demanda	29
1.2.3	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	38
1.2.4	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	41
2	GAS NATURAL: OTRAS TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA – OTMM	44
3	MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	52
3.1	Análisis de mercado	52
3.1.1	Indicadores de concentración	52
3.1.2	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	56
3.1.3	Precios representativos del mercado	57
3.1.4	Indicadores para agentes generadores e información de contratación	63
3.1.5	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	64
3.1.6	Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme	65
3.1.7	Relación Generación ideal / Ventas en contratos para agentes generadores	66
3.1.8	Comparación de variables por agente	66
3.2	Indicadores e información de contratación para agentes comercializadores	74
3.2.1	Demanda regulada contratada y proyección de contratos	75
3.2.2	Porcentaje de demanda contratada para agentes Comercializadores	76
3.2.3	Porcentaje de demanda contratada de agentes en el mercado Regulado	77
3.2.4	Caracterización de contratos con destino al mercado Regulado	78
3.2.5	Caracterización contratos con destino al mercado No Regulado	79
3.2.6	Contratos entre agentes vinculados e integrados	80
3.3	Seguimiento operativo	84
3.3.1	Hidrología del sistema	84
3.3.2	Hidrología por plantas	85
3.3.3	Generación de energía por recurso	88
3.3.4	Demanda	90
3.3.5	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	91
4	ENERGÍA ELÉCTRICA: MECANISMO CARGO POR CONFIABILIDAD	93
4.1	Recaudo histórico de la remuneración del Cargo por Confiabilidad	93



4.1.1	Destinación a proyectos nuevos	95
4.2	Participación de proyectos en el mecanismo Cargo por Confiabilidad	98
4.2.1	Obligaciones de Energía Firme	99
4.2.2	Proyectos nuevos desarrollados mediante el mecanismo	100
4.2.3	Proyectos pendientes por ingresar al sistema	101
4.2.4	Proyectos a los cuales se les ha ejecutado garantías	102
4.3	Correlación entre Obligaciones de Energía Firme y aumento de la capacidad de generación	106
4.4	Evolución en la mitigación del poder de mercado producto del Cargo por Confiabilidad	108
4.5	El mecanismo durante el periodo 2015 – 2016	108
4.6	Precio de Escasez de Activación: La importancia de la demanda en la formación del precio.	114
4.7	Cargo por Confiabilidad vs. Incentivos tributarios Ley 1715, Subasta de Largo Plazo y Otras contrataciones	117
4.7.1	Incentivos y/o esquemas para garantizar el aumento de la generación en algunos países	118
4.8	Conclusiones	120



Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado Primario.....	11
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del mercado Primario.....	12
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Primario por fuente de producción.....	13
Figura 1-4: Cantidad contratada en el mercado Primario por fuente de producción.....	13
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Primario por modalidad.....	14
Figura 1-6: Cantidad contratada en el mercado Primario por modalidad.....	14
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	15
Figura 1-8: Cantidad contratada en el mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	15
Figura 1-9: Dinámica mercado Secundario diciembre/22.....	16
Figura 1-10: Dinámica mercado Secundario enero/23.....	17
Figura 1-11: Dinámica mercado Secundario febrero/23.....	17
Figura 1-12: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado Secundario.....	18
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Secundario por modalidad.....	19
Figura 1-14: Cantidad contratada en el mercado Secundario por modalidad.....	20
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Secundario por tipo de uso.....	21
Figura 1-16: Cantidad contratada en el mercado Secundario por tipo de uso.....	21
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	22
Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	23
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.....	23
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.....	24
Figura 1-21: Índice de precios Nacional vs. Importado por campo de producción.....	25
Figura 1-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	25
Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.....	26
Figura 1-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.....	27
Figura 1-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	28
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	29
Figura 1-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	29
Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	31
Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	32
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	32
Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.....	33
Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	34
Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	35
Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.....	36
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	36
Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	37
Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	38
Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	39
Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.....	39
Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos Occidente.....	40



Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.....	40
Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.....	41
Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	42
Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.	42
Figura 2-1: Comportamiento histórico OTMM	45
Figura 2-2: Agregado de cantidades contratadas en OTMM por sector de consumo.....	45
Figura 2-3: Comportamiento histórico OTMM – Termoeléctrico.....	46
Figura 2-4: Comportamiento histórico OTMM – Térmico (Firme)	47
Figura 2-5: Comportamiento histórico OTMM – Térmico (Con Interrupciones).....	47
Figura 2-6: Comportamiento histórico OTMM – Industrial.....	48
Figura 2-7: Comportamiento histórico OTMM – GNCV	49
Figura 2-9: Comportamiento histórico OTMM – Refinería	50
Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman	53
Figura 3-2: Índice de Oferta Residual – Pivotal.....	54
Figura 3-3: Índice de Oferta Residual – Bipivotal	55
Figura 3-4: Fijación de precios de bolsa.....	56
Figura 3-5: Precio de bolsa vs. Volumen útil	57
Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos.....	58
Figura 3-7: Precios representativos del mercado.....	59
Figura 3-8: Precio de oferta promedio por recurso energético	60
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.....	62
Figura 3-11: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos)....	63
Figura 3-12: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	64
Figura 3-13: Ventas en contratos/OEF.....	65
Figura 3-14: Generación ideal / Ventas en contratos.....	66
Figura 3-15: Comparación de variables: AES Colombia	67
Figura 3-16: Comparación de variables: CELSIA.....	68
Figura 3-17: Comparación de variables: ENEL.....	69
Figura 3-18: Comparación de variables: EPM.....	70
Figura 3-19: Comparación de variables: ISAGEN	71
Figura 3-20: Comparación variables: Agentes Térmicos.....	73
Figura 3-21: Precios promedio y energía total por mercado	74
Figura 3-22 Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.....	75
Figura 3-23: Demanda mensual atendida y porcentaje de cobertura por comercializador	76
Figura 3-24: Demanda mensual regulada atendida y porcentaje de cobertura por comercializador...77	77
Figura 3-25: Duración de contratos con destino al mercado Regulado	78
Figura 3-26. Duración de contratos con destino al mercado No Regulado.....	80
Figura 3-27: Aportes totales al sistema vs. media histórica de aportes.....	84
Figura 3-28: Volumen total, senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).....	85
Figura 3-29: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación	86
Figura 3-30: Aportes y Volumen Útil por planta de media regulación	87
Figura 3-31: Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.	87
Figura 3-32: Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	88
Figura 3-33: Participación de la generación por recurso	88
Figura 3-34: Participación de generación térmica.....	89
Figura 3-35: Generación térmica por combustible	89





Figura 3-36: Generación acumulada de cada fuente de generación..... 90

Figura 3-37: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 90

Figura 3-38: Evolución de la demanda diaria del SIN..... 91

Figura 3-39: Costo de restricciones y precio de bolsa 91

Figura 3-40: Generación fuera de mérito por área..... 92

Figura 4-1: Remuneración Real Total del Cargo por Confiabilidad (Miles de millones COP) 94

Figura 4-3: Obligaciones de Energía en Firme por tipo de planta y estado de la obligación 99

Figura 4-4: : Frecuencia de duración de las Obligaciones de Energía en Firme por tipo de planta 99

Figura 4-5: Montos de garantías ejecutadas a proyectos por incumplimiento 106

Figura 4-6: Evolución OEF año (todos los mecanismos)..... 107

Figura 4-7: Evolución participación OEF por agente 108

Figura 4-8: Agentes generadores con generación promedio superior a su OEF 110

Figura 4-9: Agentes generadores con generación promedio inferior a su OEF 112

Figura 4-10: Registro histórico de formación de Precio de Escasez de Activación 114

Figura 4-11: Histórico de Costo Incremental Operativo de Racionamiento - CRO..... 115

Figura 4-12: Comparativo CROs vs. CUs estrato 4 (operadores con más usuarios por región)..... 116



Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones mercado Secundario.....	18
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	27
Tabla 1-3: Inventarios de LNG en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).....	28
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	30
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).....	30
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	33
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	34
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).....	35
Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones mensuales por agente.....	57
Tabla 3-2: Precios representativos del mercado.....	59
Tabla 3-3: Precio de oferta promedio por recurso energético.....	60
Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	61
Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): Plantas AES Colombia.....	67
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): CELSIA.....	68
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): ENEL.....	69
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): EPM.....	71
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): ISAGEN.....	72
Tabla 3-10: Resumen estadísticas mercado Regulado.....	78
Tabla 3-11: Resumen estadísticas mercado No Regulado.....	79
Tabla 3-12: Agentes generadores con mayor venta en el mercado Regulado.....	80
Tabla 3-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado Regulado.....	81
Tabla 3-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado Regulado.....	81
Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el mercado No Regulado.....	82
Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado No Regulado.....	83
Tabla 3-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado No Regulado.....	83
Tabla 3-18: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.....	86
Tabla 4-1 Distribución porcentual de la asignación de OEFs por año por plantas nuevas y existentes.....	96
Tabla 4-2 Distribución del RRT en precios constantes de diciembre de 2022 y la participación estimada de las nuevas plantas construidas por el mecanismo de CxC (Miles de millones COP).....	97
Tabla 4-3: Distribución de números de plantas sobre el estado de Obligaciones de Energía Firme (OEF) por tipo de planta a partir de 2006.....	98
Tabla 4-4: Plantas nuevas desarrolladas por el mecanismo CXC.....	100
Tabla 4-5. Proyectos pendientes sin cesión de OEF.....	101
Tabla 4-6. Proyectos pendientes con cesión de OEF.....	102
Tabla 4-7: Resumen ejecución de garantías a proyectos.....	105
Tabla 4-8: Obligaciones de Energía Firme vigentes para el periodo 2015 – 2016.....	109

Resumen Ejecutivo

El presente Boletín, corresponde al periodo de análisis comprendido entre los meses de diciembre 2022 a febrero 2023. El documento está dividido en cuatro capítulos, así: 1) Mercado de Gas Natural, 2) Gas Natural: Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM, 3) Mercado de Energía Eléctrica y 4) Energía Eléctrica: Mecanismo de Cargo por Confiabilidad.

En relación con el Capítulo 1, 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 inferiores que el periodo inmediatamente anterior, debido principalmente al aumento de precios del gas importado.

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 a un valor medio de 7,4 USD/MBTU. En cuanto a modalidad de contratación los precios más altos son para lo que se denomina Otras, los cuales están alrededor de los 8,0 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 5,8 USD/MBTU y los 6,1 USD/MBTU y el número de transacciones entre las 300 y 500 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 tiene el precio más alto de todos, con un valor medio cercano a 16,0 \$USD/MBTU.

En el Capítulo 2, se realizó un análisis especial de la contratación de gas natural para Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM, detallando su evolución en cantidades y precios por sector de consumo. En los resultados se observa que las transacciones de suministro de gas registradas en OTMM ante el Gestor de Mercado de Gas constituyen cerca del 50,0% de las cantidades totales transadas en el Mercado Mayorista de Gas.

En el Capítulo 3, se encuentra el análisis del mercado de energía eléctrica, en el cual se presentan los indicadores de competencia como es el caso del Índice de Oferta Residual (IOR) que para este trimestre estuvo la mayor parte del tiempo por encima de uno. Sin embargo, se encuentra que el indicador estuvo por debajo de uno a lo largo de 22 días, siendo EPM el

agente con más registros. Adicionalmente, se presentan algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores. En el caso de los agentes comercializadores que atienden demanda regulada, los mínimos niveles de cobertura se dan en los agentes: Electrificadora del Huila, Centrales Eléctricas de Nariño y Compañía Energética de Occidente con valores de 35,2%, 48,9% y 56,9% respectivamente.

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

Finalmente; el Capítulo 4 presenta un análisis del mecanismo de Cargo por Confiabilidad; donde se aborda su operatividad desde al año 2007 al presente, así como un análisis de sus beneficios y dificultades.

1 Mercado de Gas Natural

En este capítulo se presenta el análisis del Mercado Mayorista de Gas Natural el cual involucra los mercados Primario, Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) en las modalidades contractuales Firme y Con Interrupciones. De igual manera, se presenta el seguimiento a variables operativas como: producción, demanda, disponibilidad de infraestructura; y el análisis de indicadores tales como comparación de precios por fuente de producción y precios de gas nacional vs. gas importado, entre otras.

1.1 Seguimiento de mercado

Para el 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.

1.1.1 Mercado Primario

Para el seguimiento de transacciones del mercado Primario se presenta el registro de precios y cantidades por fuente de producción, modalidad de contratación y tipo de uso. Así mismo, se presenta la curva de oferta agregada de los contratos y la participación en el mercado por productor.

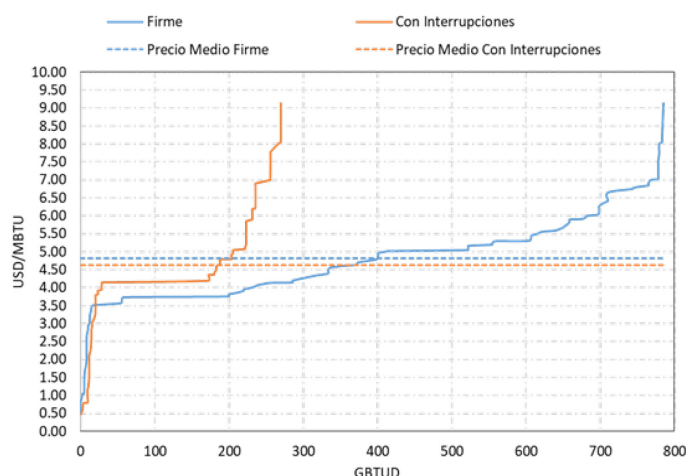
¹ Take or Pay: Corresponde a contratos que aún se encuentran vigentes y fueron negociados con anterioridad a la Resolución CREG 186 de 2020.

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.

1.1.1.1 Curva de oferta agregada de contratos mercado Primario:

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

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



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

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

- El precio promedio ponderado fue de 4,8 \$US/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 \$USD/MBTU, fueron de alrededor del 28,2%.
- Cerca del 22,9% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 \$USD/MBTU y 5,0 \$USD/MBTU.
- Para el rango de precios 5,0 \$US/MBTU y 6,0 \$US/MBTU, se encuentra que la cantidad contratada durante el periodo fue de alrededor de 35,6%.
- Finalmente, alrededor del 13,3% de las cantidades contratadas tienen precios mayores a 6,0 \$US/MBTU.

Al analizar la curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones encontramos:

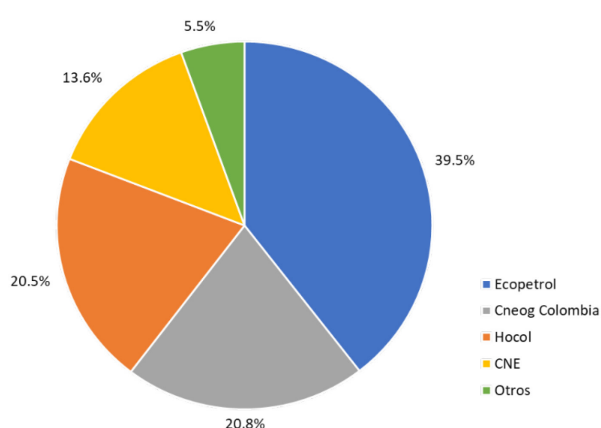
- El precio promedio ponderado se ubicó en 4,6 \$US/MBTU.
- Cerca del 5,8% de los contratos registraron precios por debajo de 4,0 \$US/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 \$US/MBTU y 5,0 \$US/MBTU fueron aproximadamente 39,0%.
- Alrededor del 18,6% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 5,0 \$US/MBTU y 6,0 \$US/MBTU.

- Por último, cerca del 36,6% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores a 6,0 USD/MBTU

1.1.1.2 Participación en la contratación del mercado Primario por productor:

La Figura 1-2 muestra la distribución de la participación de los productores en la contratación del mercado Primario. Para este trimestre, Ecopetrol tuvo una participación del 39,5% del total del volumen negociado, la más alta del mercado tal y como se viene presentando desde el inicio del desarrollo de este boletín.

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



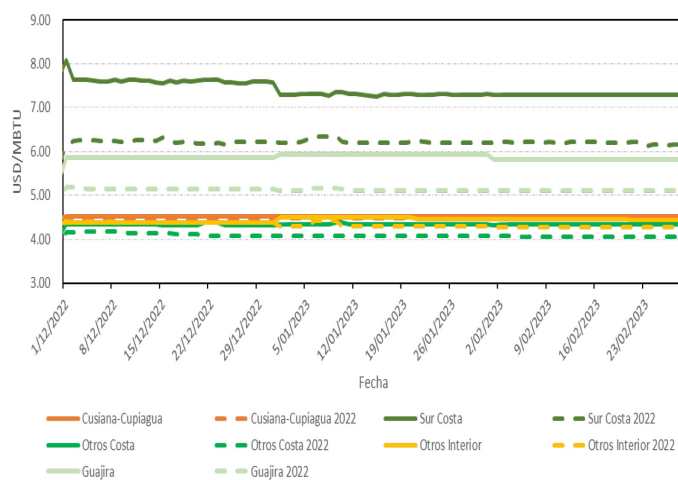
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Así mismo, se encuentra que para el periodo de análisis los agentes CNEOG Colombia, Hocol y CNE participaron en proporciones de 20,8%, 20,5% y 13,6% respectivamente.

1.1.1.3 Precios y cantidades por fuente de producción para el mercado Primario:

Continuando con el análisis del mercado Primario, en la Figura 1-3 se presenta el precio promedio ponderado de los contratos por fuente de producción. Allí se puede observar que los **máximos valores se registraron en los contratos asociados a los campos Sur Costa con un valor que en promedio estuvo alrededor de 7,4 USD/MBTU**, inclusive por encima del precio de los mismos campos durante el mismo trimestre del año anterior. En contraste se encuentra que los contratos de los campos Otros Costa registraron los menores precios, con valores cercanos a 4,3 USD/MBTU.

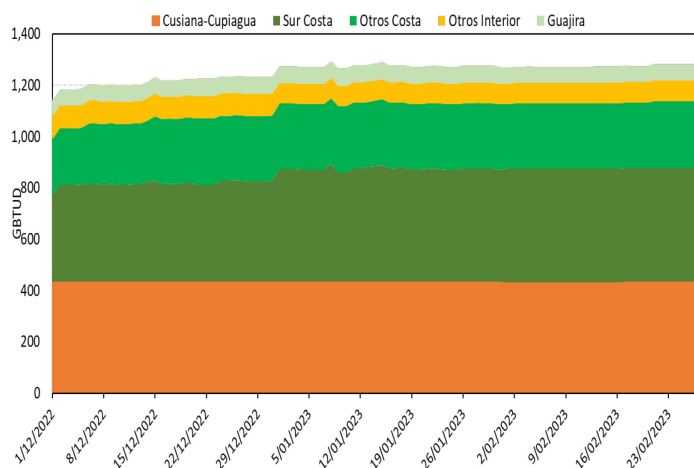
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Primario por fuente de producción.



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

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el mercado Primario por fuente de producción (ver Figura 1-4). En este análisis se encuentra una disminución del total contratado cercana al 10,0% respecto al trimestre anterior. Así mismo, se observa que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Cusiana-Cupiagua con un valor medio de 466,0 GBTUD, seguido por el volumen de los campos Sur Costa con un valor cercano a 433,7 GBTUD.

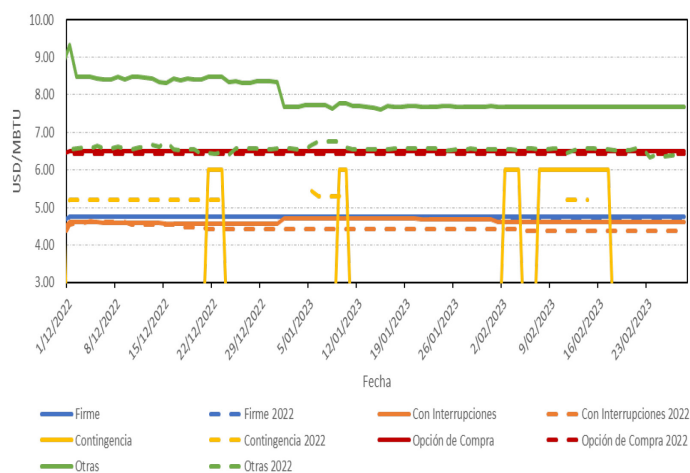
Figura 1-4: Cantidad contratada en el mercado Primario por fuente de producción.



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

1.1.1.4 Precios y cantidades por modalidad:

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



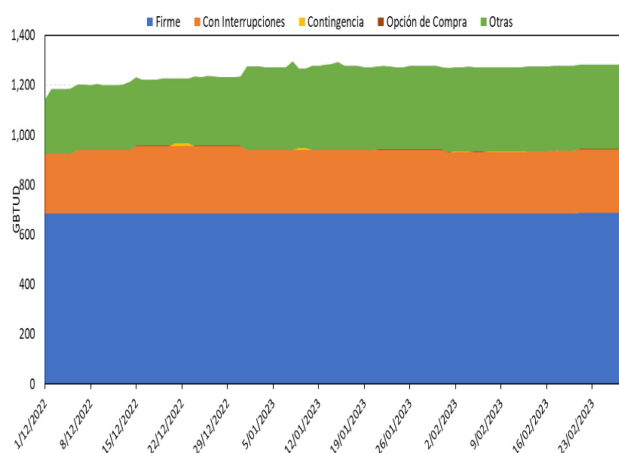
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Igualmente se realizó el seguimiento a la contratación del mercado Primario por modalidad. En este caso se encuentra que **los precios más altos corresponden a la modalidad Otras³ con un valor ponderado medio de alrededor de 8,0 \$USD/MBTU, que representa un incremento de 1,4 USD/MBTU respecto al precio del mismo trimestre de 2022.**

Igualmente, se observa que los precios de la modalidad Opción de Compra están alrededor de 6,5 USD/MBTU y los precios de los contratos de contingencia que se ubicaron cerca de 6,0 USD/MBTU (ver Figura 1-5).

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

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



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

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 1-6 se observa que el mayor volumen corresponde a gas contratado bajo la modalidad Firme con un valor medio que superó 684,8 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones cuyo valor fue cercano a 255,6 GBTUD.

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.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.254,3 GBTUD, equivalente a una caída cercana a 15,0% con respecto al trimestre anterior.

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

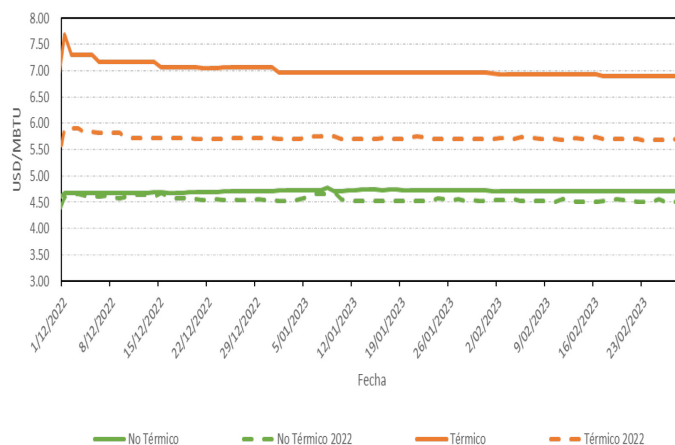
Finalmente, en el análisis del mercado Primario se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. En este caso se observa que los contratos del gas con destino al sector Térmico tuvieron precios más altos con valores medios que se ubicaron alrededor de 7,1 US/MBTU (ver Figura 1-7). En contraste, el gas para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNV y Otros) se contrató a precios que se ubicaron alrededor de 4,7 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 1-8 se observa que el gas con destino No Térmico alcanzó durante el trimestre un volumen medio de contratación cercano a 814,6 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio de 439,7 GBTUD.

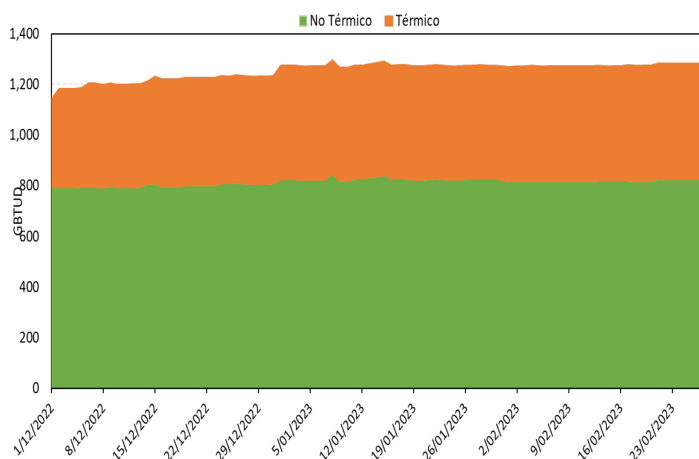
Se observa que frente a trimestre anterior presentó una caída de 15%.

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



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

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



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

1.1.2 Mercado Secundario

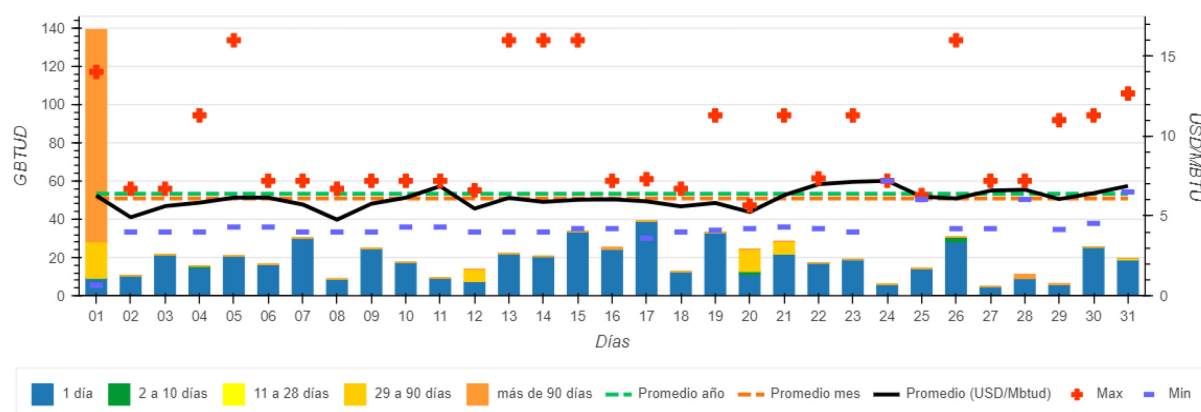
En esta sección se muestra la dinámica de transacciones del mercado Secundario durante el trimestre, así como la curva de oferta agregada de contratos. Adicionalmente, se presenta el seguimiento por precios y cantidades en función de la modalidad de contratación y tipo de uso final del energético,

1.1.2.1 Dinámica transacciones trimestre mercado Secundario:

El mercado Secundario presenta una base de contratación promedio en el corto, mediano y largo plazo que presentó un máximo de 110 negociaciones diarias durante el trimestre. Este registro corresponde al día 1 de diciembre de 2022, del total de dichas negociaciones 86 presentan una duración mayor a 90 días.

Revisando los volúmenes contratados, el mercado Secundario de corto plazo se destaca por registrar contrataciones diarias que oscilan entre los 1,0 GBTUD y 165,0 GBTUD, tal y como se puede apreciar en las gráficas mensuales que se presentan a continuación:

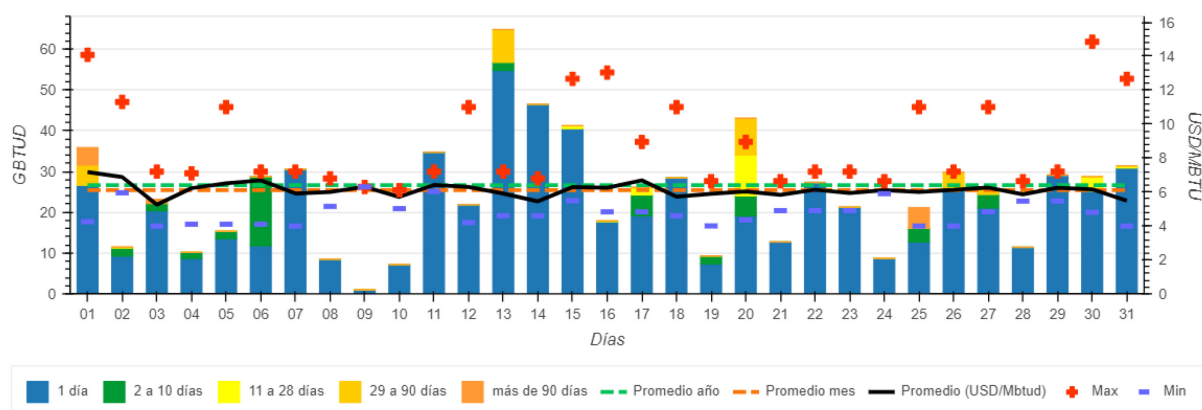
Figura 1-9: Dinámica mercado Secundario diciembre/22.



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	6	7	10	10	12	8	13	5	10	10	5	5	13	14	14	10	15	7	16	4	9	4	8	2	4	9	4	5	7	9	6	261
2 a 10 días	1	1		2																1						2						7
11 a 28 días																																3
29 a 90 días	17											1								3	2											23
más de 90 días	85	2														1												1	1			90
Total transacciones	109	10	10	12	12	8	13	5	10	10	5	6	13	14	14	11	15	7	16	8	11	4	8	2	4	11	4	6	8	9	9	384

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

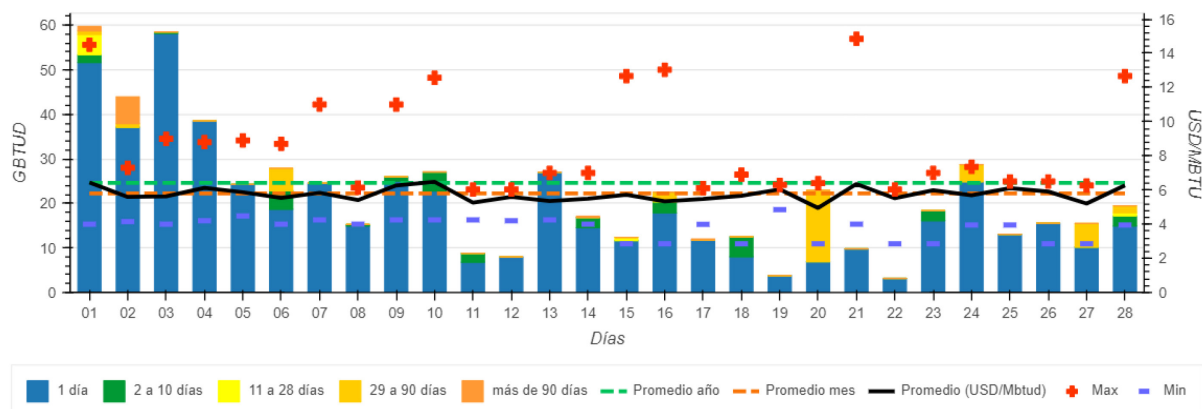
Figura 1-10: Dinámica mercado Secundario enero/23.



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones	
1 día	10	4	10	5	7	6	14	5	1	3	6	6	13	8	9	6	10	9	7	10	7	9	11	5	9	15	12	6	13	15	11	262	
2 a 10 días		1	1	1	1	2							1				3			1	3				2		2					18	
11 a 28 días			1												3	1	1													2	2		12
29 a 90 días	9	1											1																			16	
más de 90 días	3		1																						1							5	
Total transacciones	22	7	12	6	8	8	14	5	1	3	6	6	15	8	12	7	14	9	8	17	7	9	11	5	12	17	15	6	13	17	13	313	

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

Figura 1-11: Dinámica mercado Secundario febrero/23.



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	Total transacciones		
1 día	17	16	31	25	17	19	25	15	22	17	7	9	21	16	13	19	11	12	6	5	8	4	11	20	7	11	10	6	400		
2 a 10 días		2	1			4	1	2	3	1			2		2		4						2					2			26
11 a 28 días	11														3	1												3			18
29 a 90 días	1	1				1										1				4				1			4	3			16
más de 90 días	2	1											1				1														5
Total transacciones	33	18	32	25	17	24	25	16	24	20	8	9	21	19	16	23	12	16	6	9	8	4	13	21	7	11	14	14		465	

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

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

Tabla 1-1: Resumen de transacciones mercado Secundario

Mes	Número transacciones	No. Transacciones de duración diaria	Cantidad mínima transada en un día (GBTUD)	Cantidad máxima transada en un día (GBTUD)	Precio promedio del mes (USD/MBTU)
Diciembre 2022	384	261	5	163	6,1
Enero 2023	313	262	1	65	6,1
Febrero 2023	465	400	3	60	5,8

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

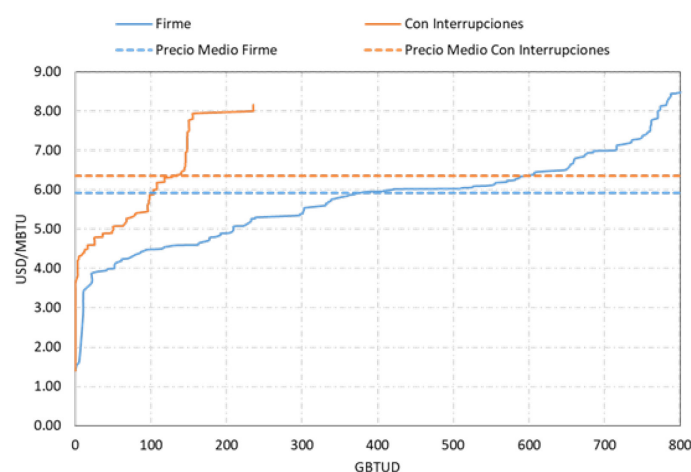
De la dinámica mensual del mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales oscila entre los 313 y 465.
- En el mercado Secundario se transaron contratos con diferentes duraciones; tanto diarias, como semanales, mensuales, y mayores a un mes. No obstante, la dinámica mensual refleja que las transacciones de mayor frecuencia corresponden a aquellas de duración diaria, así: 261, 262 y 400 para diciembre/22, enero/23 y febrero/23 respectivamente.
- Los precios promedio presentaron una variación entre 5,8 USD/MBTU y 6,1 USD/MBTU.

1.1.2.2 Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 1-12 se presenta la curva de oferta agregada de contratos del mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja). En el análisis se incluyen los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de febrero de 2023.

Figura 1-12: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado Secundario.



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

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

- El precio medio se ubicó en 5,9 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, corresponden al 5,2%.
- Cerca del 19,7% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU.
- Para el rango de precios 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se encuentran alrededor del 24,6% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se destaca que alrededor del 50,5% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

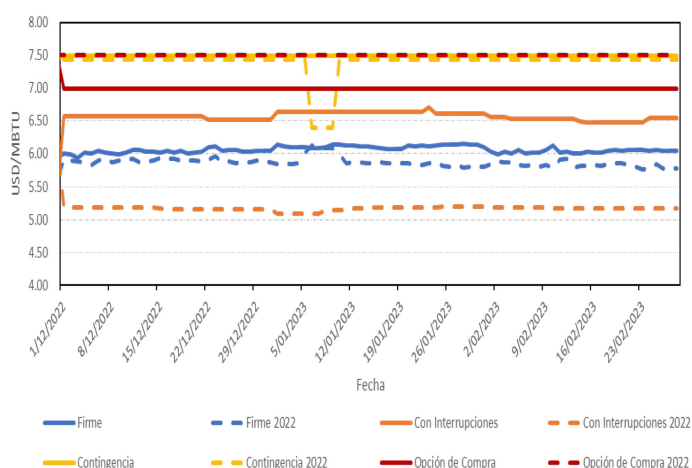
Al analizar la curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones se observa lo siguiente:

- El precio medio se ubicó en 6,3 USD/MBTU.
- Cerca del 1,5% de las cantidades contratadas registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 19,2%.
- Alrededor del 23,3% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 56,0% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores a 6,0 USD/MBTU.

1.1.2.3 Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 1-13. Se observa que la modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre ubicándose alrededor de 7,5 USD/MBTU.

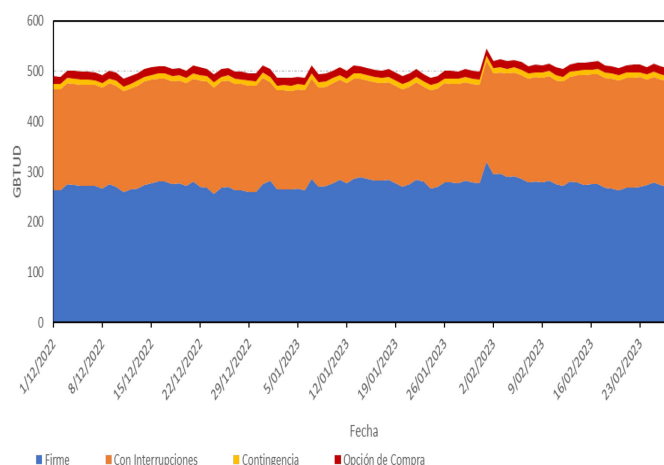
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado Secundario por modalidad.



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

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Firme tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,1 USD/MBTU, ubicándose 0,1 USD/MBTU por encima del valor medio del mismo periodo de 2022.

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



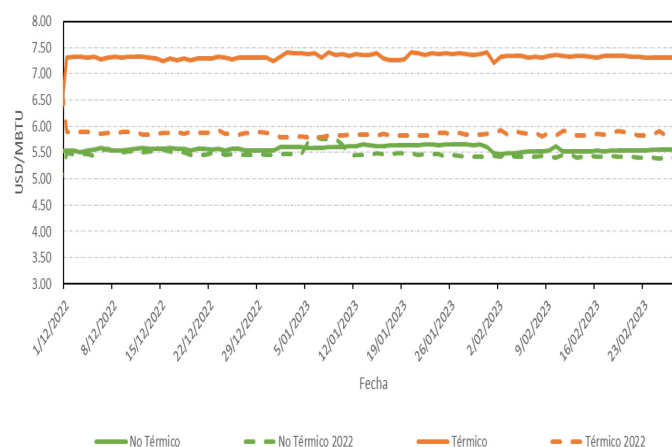
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

De la misma forma, se revisó el volumen contratado por modalidad, el cual se presenta en la Figura 1-14. En este análisis se encuentra que la cantidad media de gas contratado en la modalidad Firme superó los 270,0 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 204,0 GBTUD.

1.1.2.4 Precios y cantidades por tipo de uso:

Al revisar los precios contratados en el mercado Secundario por tipo de uso del gas natural, se encuentra que el gas con destino Térmico tuvo el precio más alto durante el trimestre, con un valor medio cercano a 7,5 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 1-15.

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

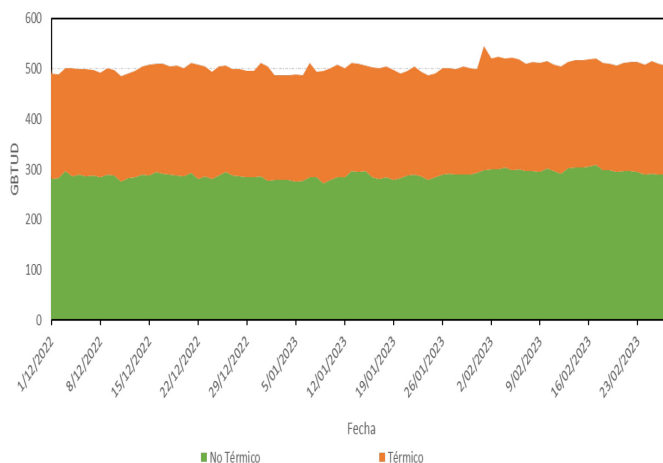


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 5,5 USD/MBTU.

En los dos casos (Térmico y No Térmico) los valores se ubicaron por encima de los valores registrados en el mismo trimestre del año anterior.

Figura 1-16: Cantidad contratada en el mercado Secundario por tipo de uso.



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

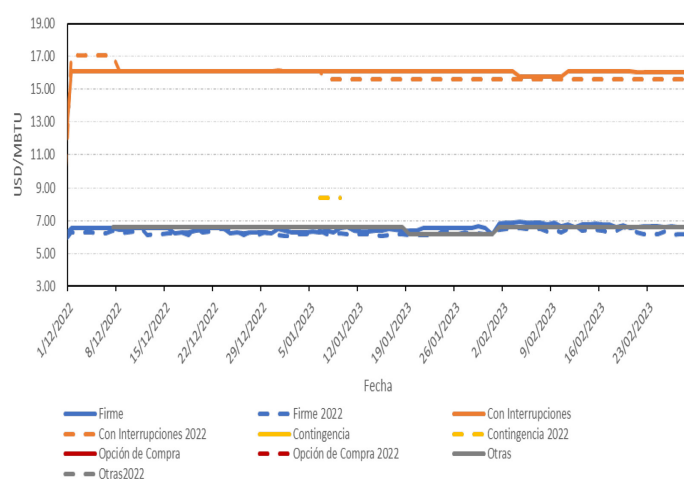
Por último, como parte del análisis del mercado Secundario se revisaron las cantidades contratadas por tipo de uso. En la Figura 1-16 se puede observar que las cantidades de gas para las dos clasificaciones de tipo de uso se contrataron de la siguiente manera: para el Térmico valores cercanos a 215,0 GBTUD y para el No Térmico valores próximos a 289,0 GBTUD.

1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM4

Como parte del análisis de las transacciones OTMM, en la presente sección se presenta el registro de precios y cantidades tanto por modalidad de contratación como por tipo de uso.

1.1.3.1 Precios y cantidades por modalidad:

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



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

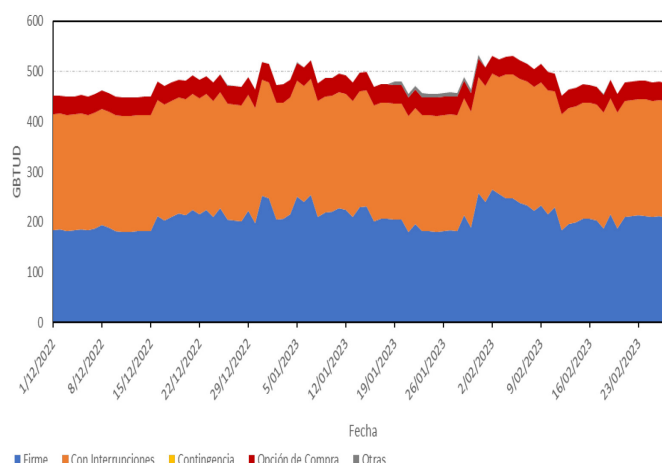
Complementando el análisis del mercado de gas natural del trimestre se revisaron los precios promedio correspondientes a Otras Transacciones del Mercado Mayorista por modalidad, los cuales se presentan en la Figura 1-17.

De los registros se evidencia que el precio medio del gas negociado en la modalidad **Con Interrupciones es el más alto de todos, con un valor medio cercano a 16,0 USD/MBTU**. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 6,5 USD/MBTU.

Al revisar los registros de OTMM se encuentra que las cantidades de la modalidad Con Interrupciones son las más transadas durante el trimestre, con un valor medio cercano a 232,0 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 209,0 GBTUD (ver Figura 1-18).

⁴ Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Hace referencia a la información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados y que por lo tanto no corresponde a mercado Primario o Secundario de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

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

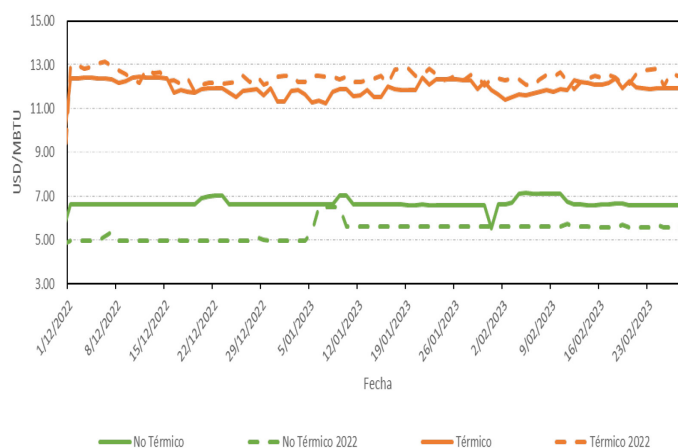


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

1.1.3.2 Precios y cantidades por tipo de uso:

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 11,0 USD/MBTU**, mientras que el valor para usos No Térmicos fue de 6,7 USD/MBTU (ver Figura 1-19)

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

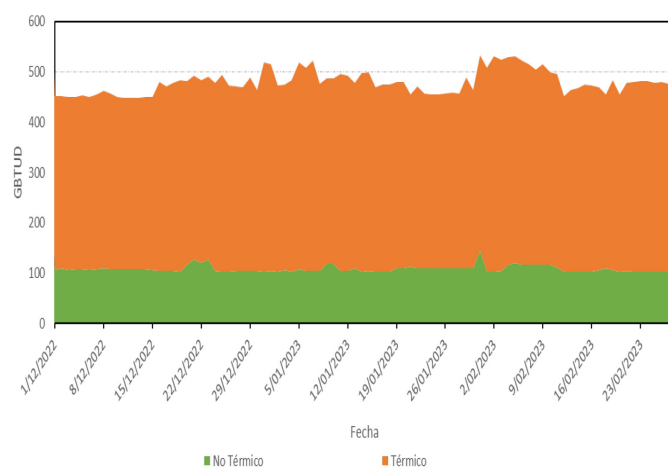


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

En el caso del sector No Térmico, los precios registrados durante el trimestre del análisis fueron superiores a los del mismo periodo del año inmediatamente anterior. Por el contrario, los precios de sector Térmicos disminuyeron 0,5 USD/MBTU.

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 1-20 se presentan las cantidades según el tipo de uso, en donde se puede observar que los mayores valores corresponden al gas con destino Térmico con un valor medio del trimestre de 371,0 GBTUD. En cuanto al gas para el sector No Térmico la cantidad negociada alcanzó un valor medio de 108,0 GBTUD.

Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

De lo anterior se resalta el gran volumen de gas natural tranzado para el sector Térmico en este tipo de contratación.

1.1.4 Índice de precios Nacional vs. Importado

Este indicador corresponde a la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos del mercado Primario para cada campo de gas nacional y el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado recibidos en SPEC durante el trimestre de análisis, y se calcula con la siguiente ecuación:

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

Donde:

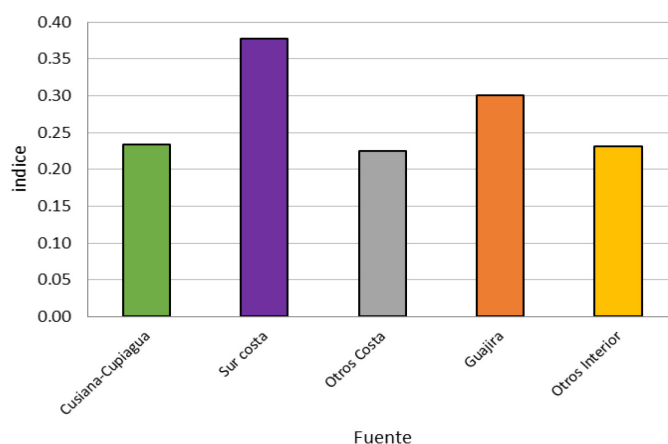
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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

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

Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra que los precios nacionales son más competitivos respecto al precio del gas importado, dado a los altos precios registrados a nivel internacional del energético. De manera particular se encuentra que los campos del interior continúan siendo más competitivos que los campos Sur Costa y Guajira (ver Figura 1-21).

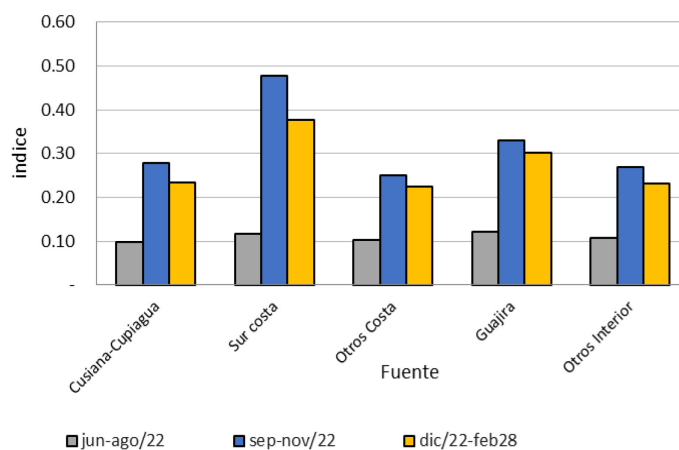
Figura 1-21: Índice de precios Nacional vs. Importado por campo de producción.



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

Así mismo, al observar la evolución de este indicador en los últimos 3 trimestres (ver Figura 1-22) se identifica que para el trimestre dic./22 – feb./23 el indicador baja su valor. De manera particular, se encuentra que durante este trimestre la competitividad del gas de los campos Sur Costa cayó; lo que indica que mejora su desempeño respecto al gas importado. Todos los demás campos mantuvieron valores del indicador inferiores a 0,3.

Figura 1-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



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

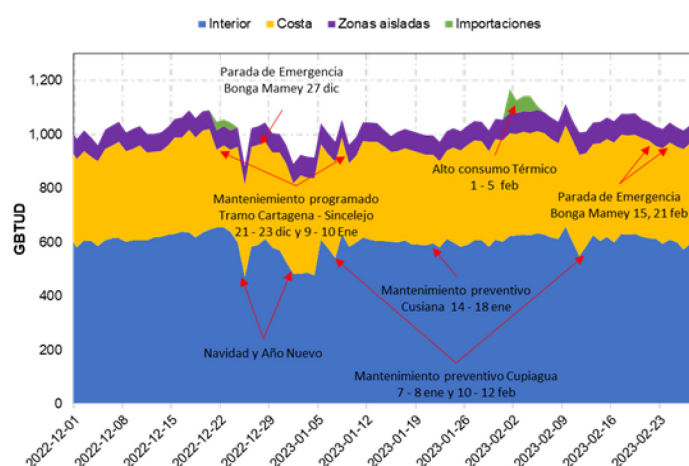
1.2 Seguimiento operativo

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

1.2.1 Producción

La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.029,9 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 600,0 GBTUD, seguida por la Costa con 353,3 GBTUD (Figura 1-23).

Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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

Adicionalmente, en la gráfica se puede observar una leve caída en la oferta de gas en la región Interior en los meses de enero y febrero, la cual está asociada a los mantenimientos programados en Cupiagua del 1 al 8 de enero y del 10 al 12 de febrero y al mantenimiento programado en Cusiana del 14 al 18 de enero.

En lo que respecta a la Costa, la producción también presenta una leve caída asociada a los mantenimientos programados en el Tramo Cartagena – Sincelejo del 21 al 23 de diciembre/22 y del 9 al 10 de enero/23 y a las paradas de emergencia del Campo Bonga Mamey, ocurridas los días 27 dic/22, 15 feb/22 y 21feb/22.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, la producción agregada nacional tuvo una variación de 0,5%, equivalente a un aumento de 5,0 GBTUD. A nivel regional se observa que la producción del Interior y las importaciones registraron un incremento de 6,4 GBTUD y 1,6

GBTUD respectivamente. Por el contrario, la región Costa y las Zonas Aisladas presentaron una caída de 2,5 GBTUD y 0,5 GBTUD respectivamente. (ver Tabla 1-2).

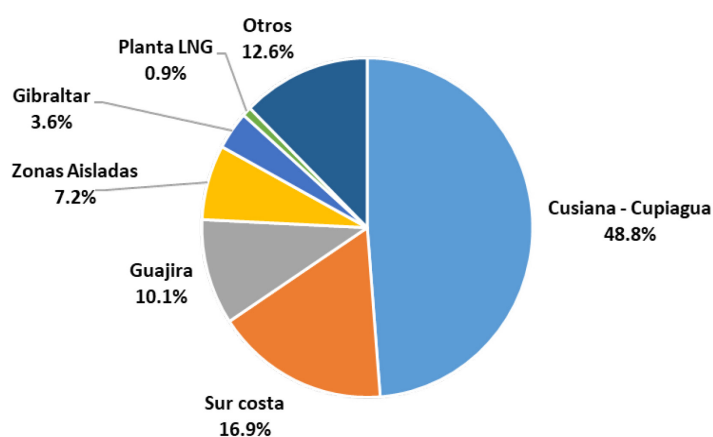
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Sep. 22 – Nov. 22	Dic. 22 – Feb. 23	Var
Interior	593,6	600,0	1,1%
Costa	355,8	353,3	-0,7%
Importaciones	2,2	3,9	73,5%
Zonas aisladas	73,2	72,7	-0,7%
Total	1.024,9	1.029,9	0,5%

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

Para el periodo diciembre/22 – febrero/23, los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 48,8% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos Sur Costa, Otros Campos, La Guajira y Zonas Aisladas que aportaron 16,9%, 12,6%, 10,1% y 7,2%, respectivamente (ver Figura 1-24).

Figura 1-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.

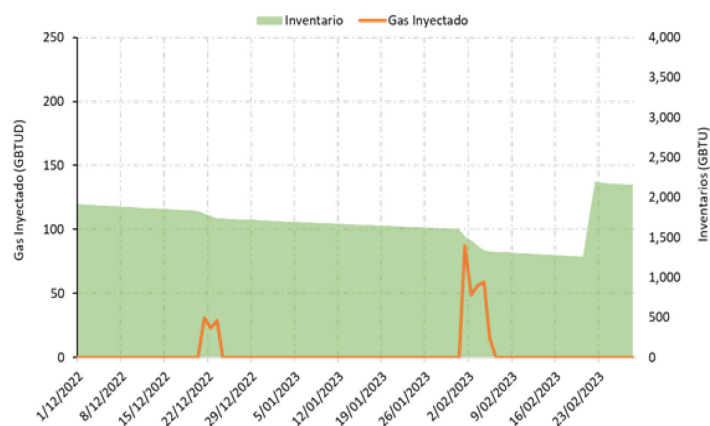


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Gas Natural Importado:

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

Figura 1-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



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

En la gráfica se puede observar que el nivel de inventario de LNG en el mes de diciembre estuvo alrededor de los 1.824,4 GBTU. Al final del periodo el volumen almacenado fue cercano a 2.158,1 GBTU, equivalente a alrededor del 59,9% de la capacidad total de almacenamiento de la planta.

Respecto a la inyección de gas importado al sistema, se registraron tres operaciones del 21 al 23 de diciembre y cinco operaciones del 1 al 5 de febrero. El valor máximo de inyección diario registrado fue de 87,6 GBTU y el promedio de todas las ocho operaciones de inyección fue de 43,7 GBTU.

En la Tabla 1-3 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección de gas natural importado al sistema, así como los valores medios de inventarios.

Tabla 1-3: Inventarios de LNG en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).

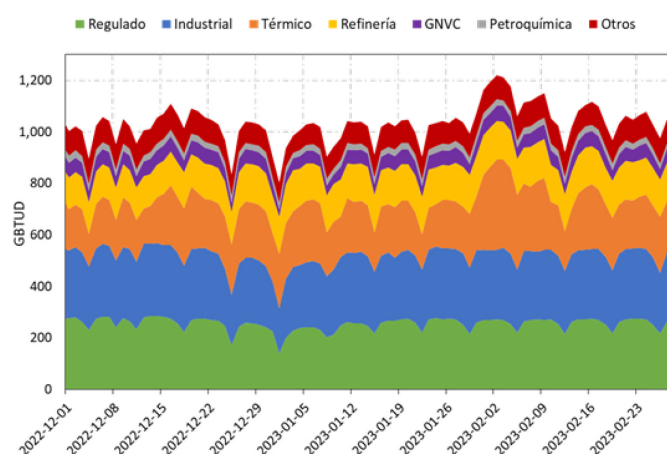
Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectado (GBTUD)
Diciembre 2022	1.824,4	2,7
Enero 2023	1.655,1	0,0
Febrero 2023	1.550,2	9,5

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

1.2.2 Demanda

En cuanto al consumo de gas natural, se observa que la demanda presentó un valor promedio de 1.031,8 GBTUD, alcanzando un valor máximo cercano a 1.220,3 GBTUD en la primera semana del mes de febrero de 2023, debido a eventos de indisponibilidad en algunas unidades de generación hidráulica. En contraste, el menor registro fue de 801,3 el 1 de enero de 2023 valor normal de consumos por año nuevo (ver Figura 1-26)⁵.

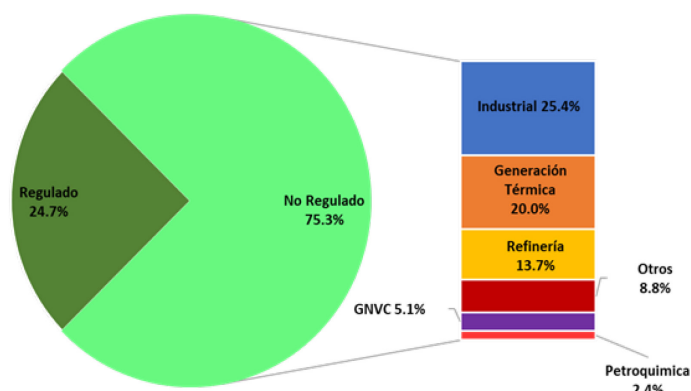
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Al igual que el trimestre anterior, los mayores sectores de consumo fueron en su orden el Industrial, Regulado y Térmico que de manera agregada representaron cerca del 70,0% de la demanda media nacional.

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



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

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

Así mismo, las cifras muestran que el 24,7% del gas natural consumido tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 75,3% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 1-27). Entre los usuarios No Regulados el mayor consumo corresponde al sector Industrial con una participación de 25,4% del total, seguido por las plantas de Generación Térmica y las Refinerías con 20,0% y 13,7% respectivamente.

Revisando la evolución de la demanda, se encuentra que el consumo del trimestre se mantuvo con respecto al trimestre inmediatamente anterior; es decir, un incremento de alrededor de 0,1 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Otros (ver Tabla 1-4).

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

Sector	Sep. 22 – Nov. 22	Dic. 22 – Feb. 23	Var (%)
Regulado	264,9	254,5	-3,9%
Industrial	262,9	261,9	-0,4%
Generación Térmica	204,0	206,2	1,1%
Refinería	141,6	141,3	-0,2%
GNVC	54,3	52,5	-3,3%
Petroquímica	23,7	24,8	4,6%
Otros	80,3	90,6	12,8%
Total	1.031,7	1031,8	0,01%

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

Al comparar la demanda media del mes de febrero de 2023 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una disminución en todos los sectores de consumos a excepción del sector Refinería, que presenta un incremento de 28.8%. El promedio total de los dos meses no presenta gran variación, tal y como se observa en la Tabla 1-5.

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

Sector	Feb. 22	Feb. 23	Var (%)
Regulado	262,0	259,5	-1,0%
Industrial	271,9	265,8	-2,3%
Generación Térmica	256,8	234,7	-8,6%
Refinería	113,7	146,4	28,8%
GNVC	56,7	53,6	-5,5%
Petroquímica	24,2	24,2	-0,2%
Otros	84,4	83,3	-1,4%
Total	1.069,7	1.067,3	-0,2%

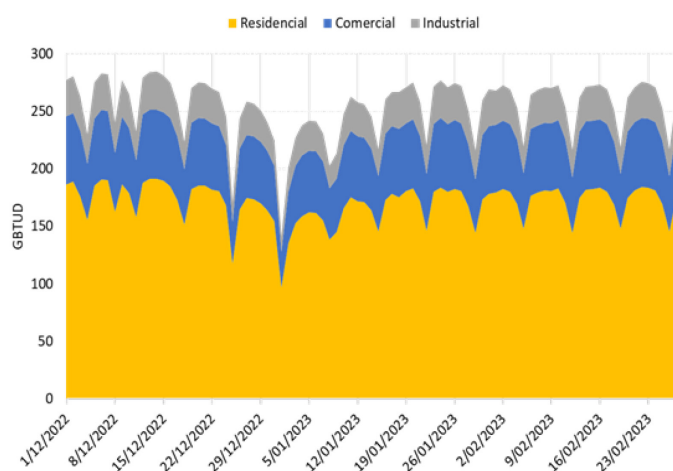
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado y XM

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

Sector Regulado:

En cuanto al sector Regulado, se observa un comportamiento estable en el cual se evidencian los ciclos semanales de consumo. Igualmente, se encuentra una participación predominante de la demanda Residencial cuyo valor medio trimestral fue de 170,9 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 55,2 GBTUD (ver Figura 1-28).

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



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

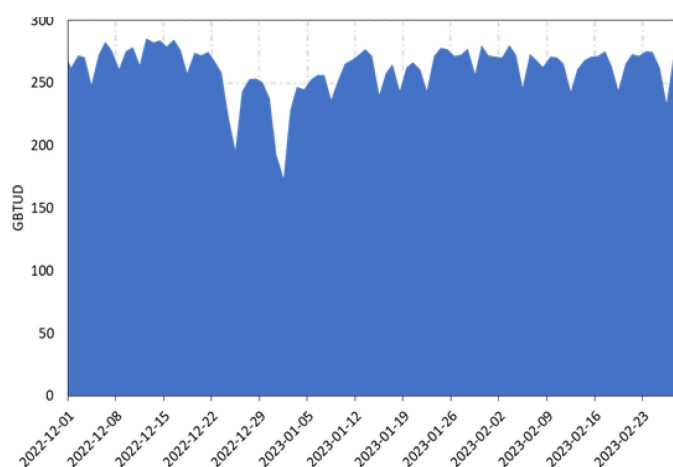
De manera agregada la demanda del sector Regulado tuvo un valor medio de 254,5 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural del sector Industrial (ver Figura 1-29) registró un valor medio de 261,8 GBTUD durante los meses de diciembre de 2022 a febrero de 2023. El mayor registro durante este periodo fue de 285,6 GBTUD el 12 de diciembre, mientras que el menor registro fue de 174,2 GBTUD el 1 de enero de 2023.

En la gráfica se observa la caída del consumo durante navidad y año nuevo, lo cual es un comportamiento normal para estas fechas.

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



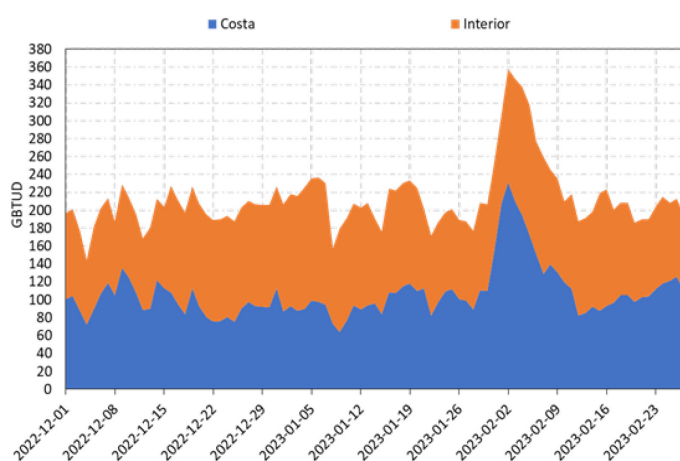
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Sector Térmico:

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 212,7 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que para este trimestre las dos regiones presentan una participación similar, siendo el de la Costa de 107,0 GBTUD (50,3%) y el del Interior de 105,6 GBTUD (49,7%), tal y como se presenta en la Figura 1-30.

El pico de consumo ocurrió durante la primera semana de febrero, alcanzando un máximo de 358,1 GBTUD el día 2 de febrero de 2023. El alto consumo de gas natural durante estos días está asociado a eventos de indisponibilidad de unidades de generación hidráulica.

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

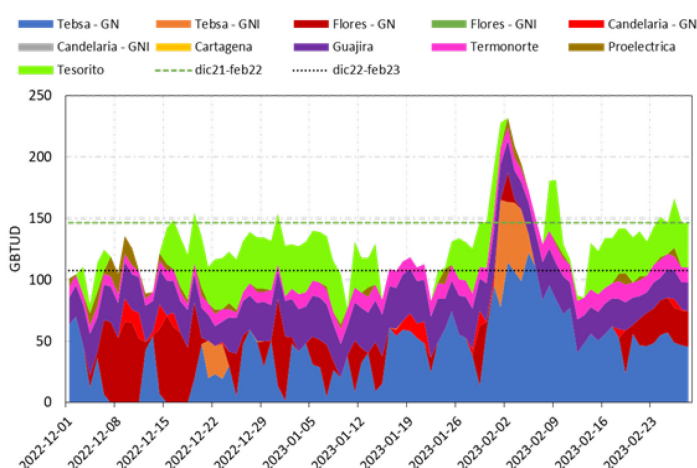


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado y XM

- **Sector térmico – Costa Atlántica:**

Revisando en detalle el consumo de gas para generación en la región Costa Atlántica, se encuentra que el valor medio fue de 107,3 GBTUD. En la Figura 1-31 se puede observar que el mayor consumo correspondió a Gas Natural Nacional de la central de generación TEBSA con una valor medio de 43,1 GBTUD, seguido por el consumo, también de GNN, de la planta Guajira cuyo valor medio fue de 27,8 GBTUD.

Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

El pico de consumo del trimestre fue de 231,5 GBTUD el día 2 de febrero de 2023. En contraste, la menor demanda del periodo fue 63,9 GBTUD el 9 de enero de 2023.

En la figura también se puede observar que durante el trimestre se registraron consumos de GNI por parte de las plantas del grupo térmico. En la Tabla 1-6 se muestra que durante el trimestre el consumo de gas importado correspondió a TEBSA con un valor medio trimestre de 3,9 GBTUD.

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

	Tebsa (GNN)	Tebsa (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Diciembre 2022	24,3	2,7	28,5	0,0	2,8	0,0	58,2
Enero 2023	40,3	0,0	10,9	0,0	2,6	0,0	53,8
Febrero 2023	67,2	9,5	10,4	0,0	0,5	0,0	87,6
Promedio Trimestre	43,1	3,9	16,8	0,0	2,0	0,0	58,2

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

El consumo detallado de las plantas de generación de la Costa Atlántica que no hacen parte del Grupo Térmico se presenta en la Tabla 1-7, donde se encuentra que la planta con mayor consumo del trimestre fue Guajira con una demanda media de 27,8 GBTUD, seguido por la demanda de Tesorito con un valor de 23,6 GBTUD.

Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

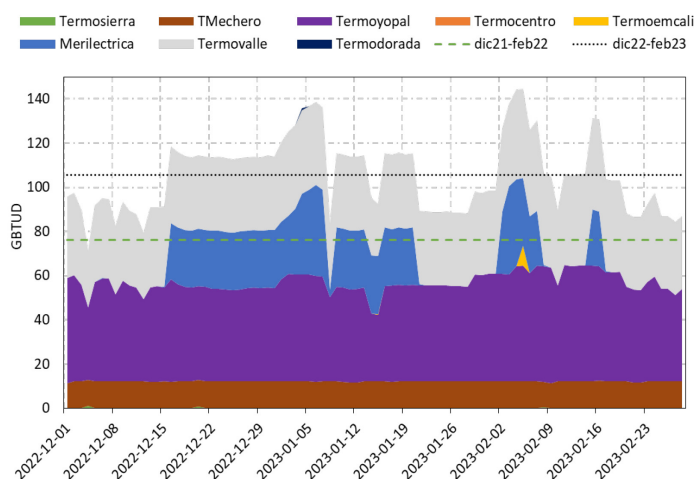
	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Total
Diciembre 2022	0,02	27,0	7,9	4,4	24,0	63,4
Enero 2023	0,02	32,0	11,9	0,9	23,4	68,2
Febrero 2023		24,1	13,1	1,9	23,4	62,5
Promedio Trimestre	0,01	27,8	10,9	2,4	23,6	64,8

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- **Generación térmica – Interior:**

En cuanto al consumo para la generación al interior del país, se mantiene la tendencia por parte de las plantas Termoyopal y Termomechero como principales actores, con operación constante y estable durante la mayor parte del tiempo (ver Figura 1-32).

Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



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

El consumo medio del periodo fue de 105,6 GBTUD, con un pico de consumo de 144,4 GBTUD el 5 de febrero.

En la Tabla 1-8 se presenta de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en el Interior, allí se observa que el mayor registro en el trimestre fue de Termoyopal en el mes de febrero de 2023 con un valor de 47,9 GBTUD.

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

	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Diciembre 2022	13,4	0,0	0,00	0,00	0,07	33,7	12,1	42,8	102,1
Enero 2023	17,9	0,0	0,03	0,01	0,00	34,0	12,2	43,6	107,8
Febrero 2023	8,6	0,0	0,00	0,33	0,02	38,0	12,2	47,9	107,0
Promedio Trimestre	13,5	0,0	0,01	0,11	0,03	35,2	12,2	44,7	105,6

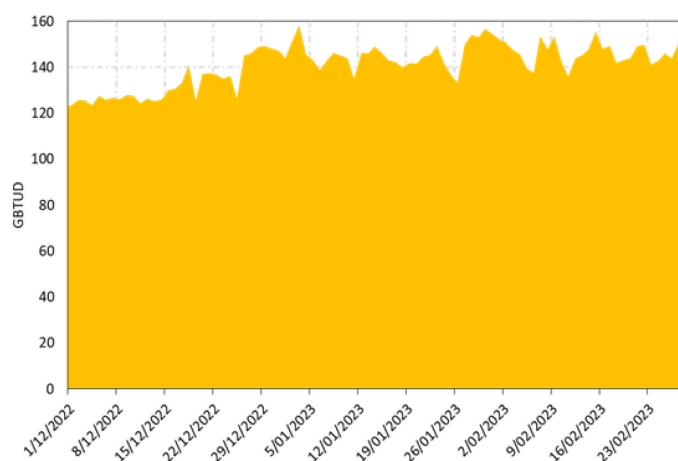
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado y XM.

Refinería:

El sector de Refinería registró un valor medio de consumo de 141,3 GBTUD, con un máximo de 158,3 GBTUD el día 3 de enero de 2023.

Se observa una recuperación hacia finales del mes de diciembre de 2022, donde el consumo pasó de un nivel cercano a 120,0 GBTUD a 140,0 GBTUD (ver Figura 1-33).

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

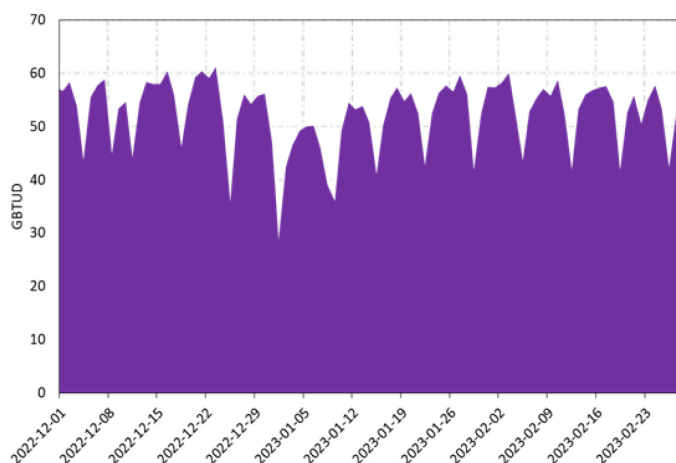


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

GNCV:

En la Figura 1-34 se puede observar que el consumo del sector GNCV tuvo un comportamiento estable, con una estacionalidad semanal típica a lo largo del trimestre. Su consumo medio fue de 52,5 GBTUD, con un valor máximo de 61,2 GBTUD en el mes de diciembre.

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

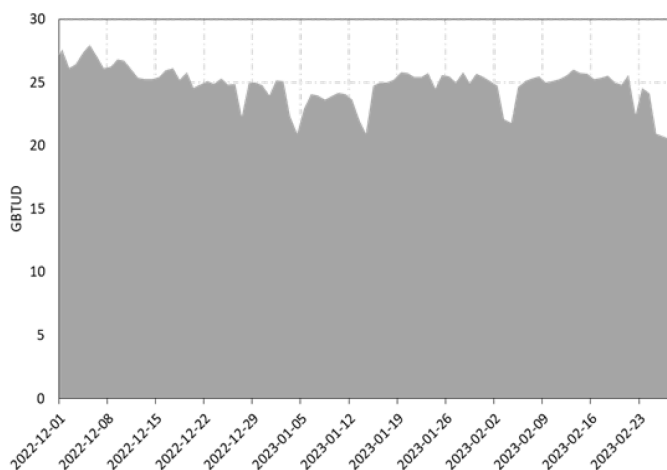


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Petroquímica:

Para el sector Petroquímica se registró un consumo medio trimestre de 24,8 GBTUD (ver Figura 1-35). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 27,9 GBTUD en el mes de diciembre de 2022 y un mínimo de consumo de 20,0 GBTUD en el mes de febrero de 2023.

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

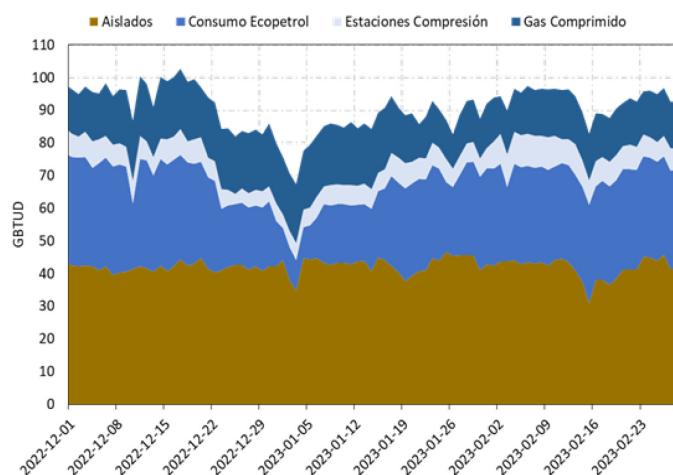


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Otros sectores:

En la Figura 1-36 se puede observar que la demanda denominada Otros sectores agrupa los consumos de gas natural asociados a Estaciones de compresión, Consumos Ecopetrol⁶ y por la demanda atendida por los campos Aislados y por Gas Comprimido. Estos cuatro sectores tuvieron un consumo agregado promedio de 90,5 GBTUD durante el trimestre.

Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

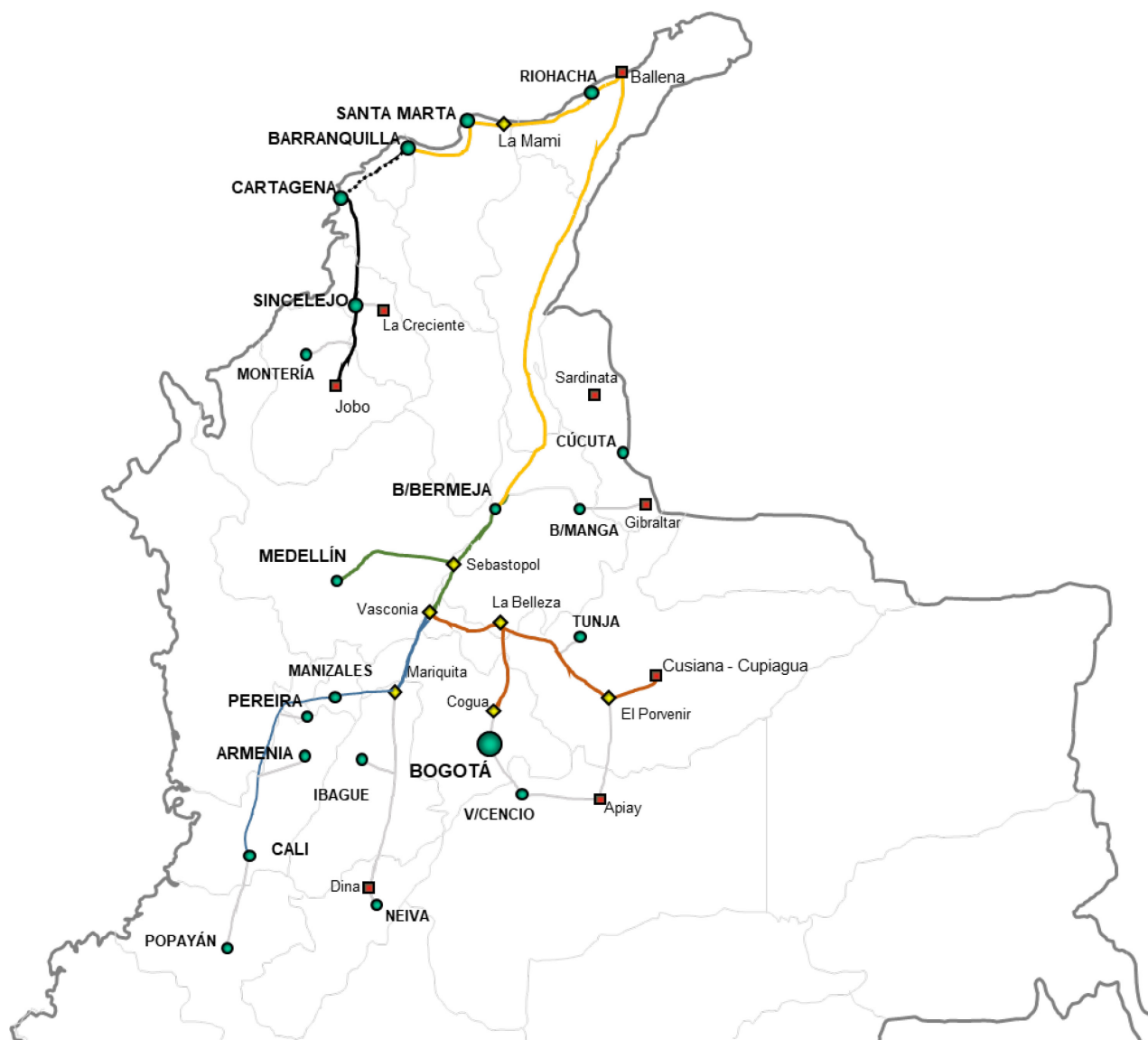
De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con un valor medio de 42,2 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 25,9 GBTUD y Gas comprimido con 15,7 GBTUD.

⁶ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 1-37 se ilustra de manera representativa la ubicación de los gasoductos a lo largo de la geografía nacional. En este mapa también se puede identificar los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.

Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte

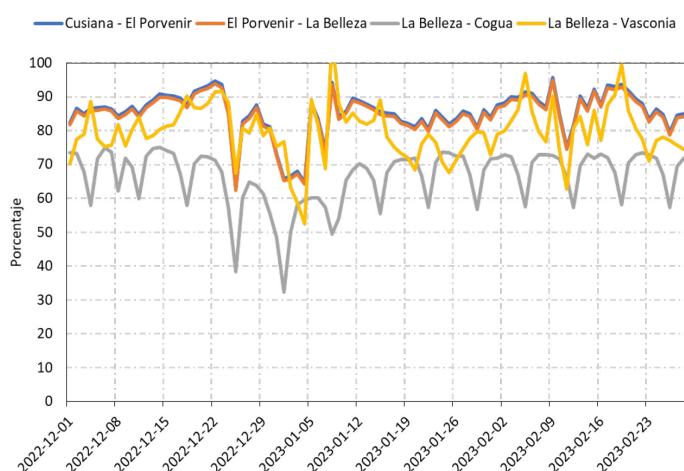


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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

Oriente:

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



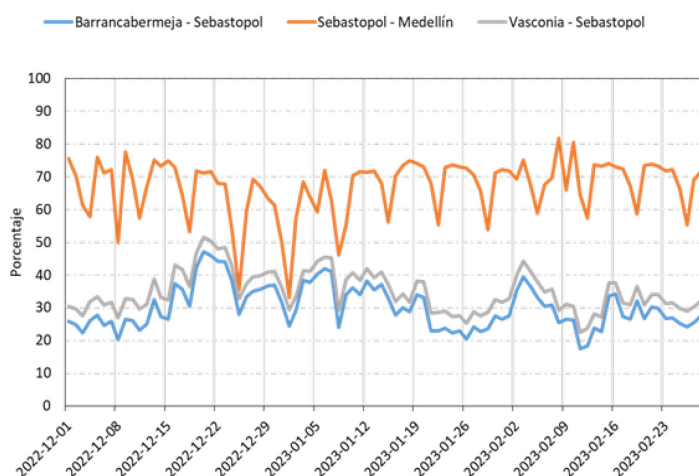
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes

En la Figura 1-38 se ilustran los registros correspondientes a los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan el gas desde Cusiana hacia el interior del país. Allí se puede observar que el porcentaje de utilización de los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza se ubicaron por encima del 80,0% durante el trimestre, a excepción de algunos días al final de diciembre y los primeros días del mes de

enero, cuando cayó incluso por debajo del 70,0%, lo anterior debido a la baja producción que se presenta para esos días del año. Respecto al tramo La Belleza – Cogua, su porcentaje de utilización osciló entre 60,0% y 70,0% aproximadamente, con algunas excepciones.

Centro:

Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes

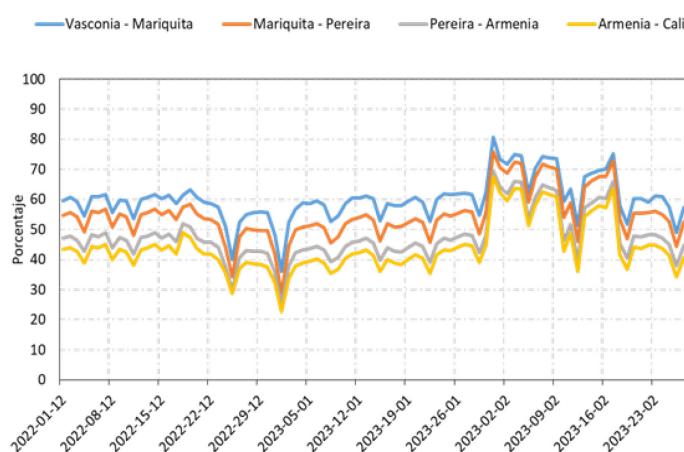
Revisando el sistema de ductos que transportan gas en el centro del país, se puede observar que el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol – Medellín fue el mayor con valores que oscilaron entre el 50,0% y 80,0% durante la mayor parte del tiempo del trimestre (ver Figura 1-39).

En contraste, el tramo Barrancabermeja – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que oscilaron la mayor parte del periodo entre 20,0% y 40,0%.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se evidencia un comportamiento estable durante todo el periodo, a excepción de los primeros días de febrero que coincide con un alto consumo térmico. En todos los casos el porcentaje de utilización tuvo un valor medio por debajo del 60,0% (ver Figura 1-40).

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

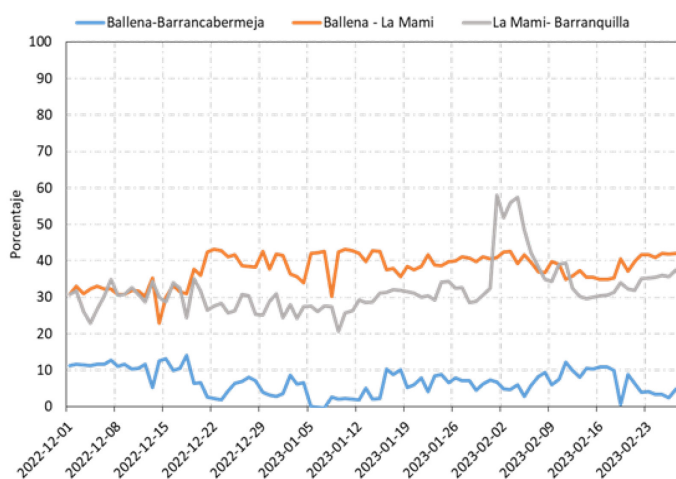


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas origen campo Ballena, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe, registraron un porcentaje de utilización medio inferior al 50,0% durante el trimestre a excepción de los primeros días del mes de febrero dónde se presentó un alto consumo térmico que incrementó de manera particular la utilización del tramo La Mami – Barranquilla (ver Figura 1-41).

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

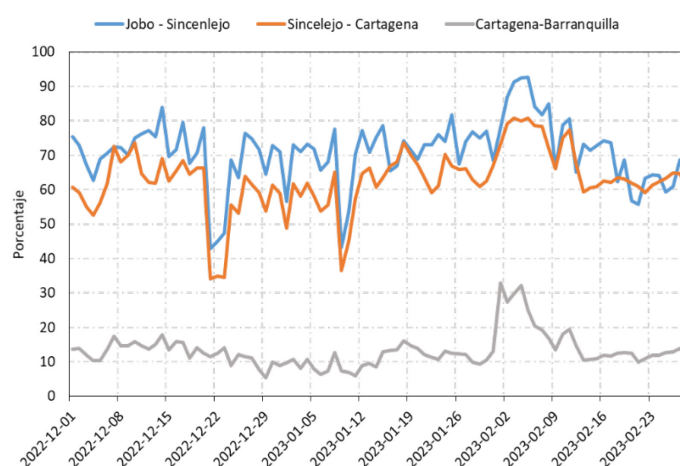


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes

Sur Costa:

De este sistema de ductos se encuentra que los tramos Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena registraron un porcentaje de utilización medio superior al 60,0% de su capacidad (ver Figura 1-42). En contraste se observa que el tramo Cartagena – Barranquilla tuvo un porcentaje de utilización que se ubicó por debajo del 30,0% la mayoría del tiempo, salvo para los primeros días de febrero cuando se presentó un alto consumo térmico.

Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes

1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

En la presente sección se presenta la información sobre los mantenimientos programados de los activos de producción y transporte, así como eventos no programados de la infraestructura.

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

Durante el periodo comprendido entre diciembre de 2022 y febrero de 2023 se efectuaron 20 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 75,0% corresponde a infraestructura de producción y el restante 25,0% a transporte.

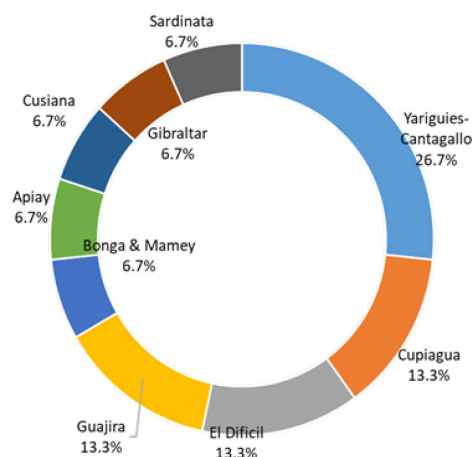
A continuación, se presenta las cifras de los mantenimientos programados de la infraestructura de producción y transporte que se llevaron a cabo durante el trimestre de análisis:

Producción:

La Figura 1-43 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fueron Yarigües-Cantagallo con un total de 4 registros, seguidos por Cupiagua, El Díficil y Guajira con 2 registros en cada caso.

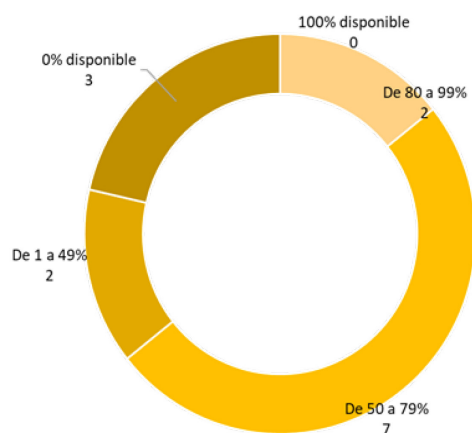
Cerca del 66,7% del total de mantenimientos en la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Ecopetrol.

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



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

Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

Así mismo, en la Figura 1-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo 3 que restringieron la totalidad del suministro de los campos al sistema.

De estos registros predominan los mantenimientos de los activos de producción de los campos Cupiagua que se llevaron a cabo durante los días 7 y 8 de enero de 2023 y del 14 al 18 de enero de 2023. 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 eventos:

- Gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga: 18 de diciembre de 2022 y 12 de febrero de 2023

- Gasoducto Cartagena-Sincelejo: 21 al 23 de diciembre de 2022 y 9 al 10 de enero de 2023
- Tramo La Belleza-Cogua: 13 de enero de 2023

1.2.4.2 Eventos no programados:

Complementando el seguimiento a la disponibilidad de la infraestructura de gas natural, se analizan los registros de eventos no programados. En este caso se encontraron tres eventos asociados al campo Bonga & Mamey y tres eventos ajenos a la operación normal de los campos.

Para el tema de los eventos de fuerza mayor asociados al campo Bonga & Mamey, éstos se presentaron los días 27 de diciembre de 2022 y 15 y 21 de febrero de 2023.

Sobre el tema de los incidentes ajenos a la operación de los campos, se pueden señalar los siguientes eventos que pusieron en riesgo su operación:

- **Bullerengue:** el 26 de enero de 2023, la empresa Lewis Energy informó que debido a protestas y bloqueo vial que se presentaron en el sector denominado La Lizama, Km 2, Vía Barrancabermeja – Bucaramanga, se afectó el tránsito normal de vehículos hacia las facilidades de descargue impidiendo así el retiro del condensado y crudo del campo. La situación fue superada el 30 de enero.
- **Campos Sur Costa:** el 2 de febrero CNE Oil & Gas y CNEOG Colombia, informaron bloqueos de comunidades que impedían el ingreso del personal responsable de la operación segura de los campos. La situación fue superada el 8 de febrero.
- **Gibraltar:** el 17 de febrero, Ecopetrol informó que el sistema Caño Limón Coveñas presentó un nuevo atentado que afectó el sector PK85, esto impidió la inyección del condensado desde el campo Gibraltar. Sumado a lo anterior, por problemas de orden público, no pudo ingresar la maquinaria pesada para hacer las reparaciones, ni se permitió el paso de cisternas para evacuar el condensado. La situación fue superada el 20 de febrero.

2 Gas Natural: Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM

Las transacciones conocidas como Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM), son las operaciones finalizadas entre Comercializadores y usuarios No Regulados. La información concerniente a las mismas se empezó a recopilar a partir de la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013.

En el Documento CREG-049 24-05-2021, “ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESDE LA EXPEDICIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013 A LA FECHA Y SUS PERSPECTIVAS DE MEJORA”, la Comisión señala:

“Las Otras Transacciones del Mercado Mayorista, OTMM, no deberían tener como fin ajuste de cantidades entre agentes, sino que debería ser un mercado para prestar servicios a usuarios finales. Por tanto, deben presentar condiciones transaccionales más flexibles y menos reguladas, donde es pertinente la inclusión de valores agregados a los productos, en cualquiera de las dimensiones que se requieran, tipo de producto, forma de transacción, duración, responsabilidades operativas a cargo del vendedor, agregación de transporte y suministros entre otros posibles, plazos de pago, coberturas más flexibles, como se observa en los contratos que los UNR reportan al Gestor como OTMM. Además, quienes venden en este mercado deberían ser comercializadores y de esas transacciones debe surgir un contrato de un servicio público domiciliario.”

Sin embargo, de acuerdo con la información transaccional histórica registrada por el Gestor de Mercado, se encuentra que las cantidades de gas contratadas en OTMM constituyen en promedio más del 50,0% del total del gas contratado por los Usuarios No Regulados.

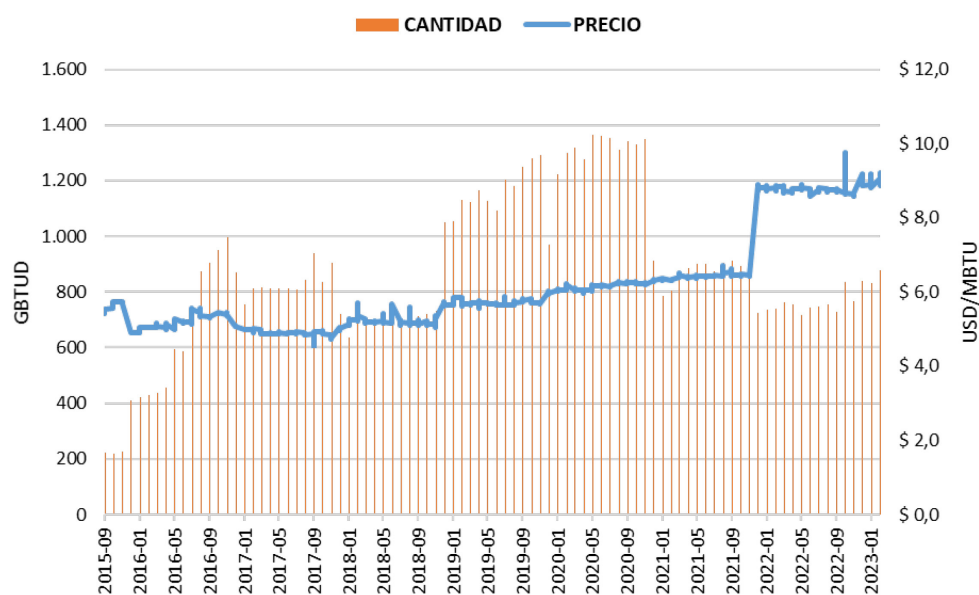
Los sectores de consumo que registran información referente a OTMM ante el Gestor de Mercado son principalmente:

- Sector termoeléctrico
- Sector industrial
- Sector Gas Natural Vehicular Comprimido (GNVC)
- Transportadores de gas (Estaciones de compresión)
- Refinería

La Figura 2-1 muestra el comportamiento histórico de las operaciones totales registradas ante el Gestor de Mercado de Gas como OTMM, en cuanto a cantidades diarias transadas y el precio promedio ponderado de las mismas.

En la figura se observa, un crecimiento sostenido en el precio promedio ponderado de los contratos OTMM desde el inicio del registro de las operaciones en el año 2015. Es de resaltar un incremento considerable cercano al 40,0% del precio en el cambio de año de gas noviembre 2021 – diciembre 2021, cuando el precio promedio ponderado de todos los contratos registrados como OTMM pasó de 6,4 a 8,8 USD/MBTU. Este incremento en el precio promedio ponderado será explicado más adelante en este documento.

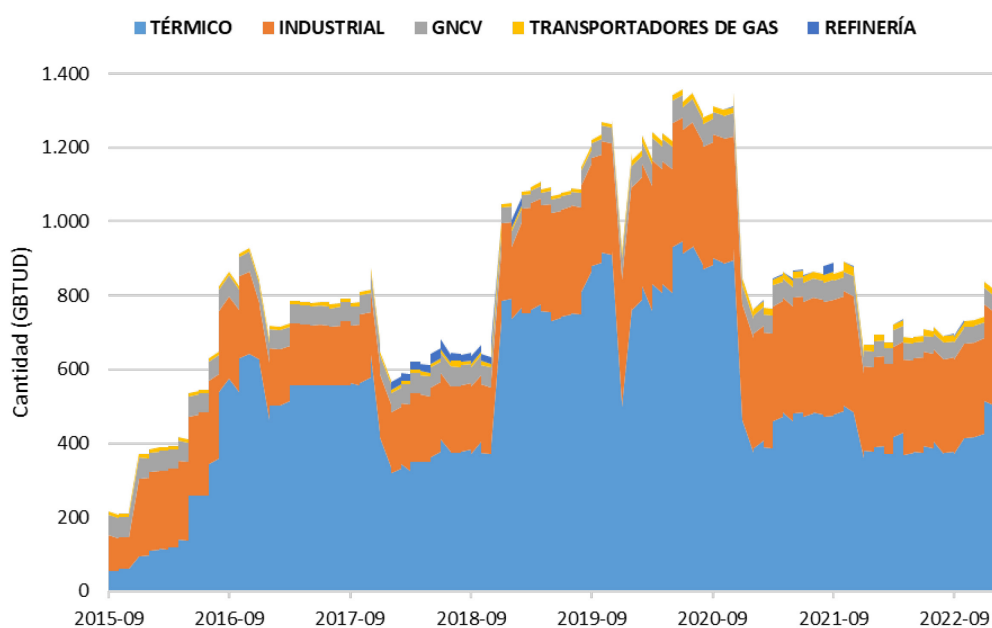
Figura 2-1: Comportamiento histórico OTMM



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

La Figura 2-2 muestra la participación de los diferentes sectores de demanda en el total de las cantidades contratadas en OTMM. Los segmentos de demanda termoeléctrico e industrial representan en conjunto más del 90% de las cantidades de gas contratadas en las Otras Transacciones del Mercado Mayorista. A febrero de 2023 las cantidades contratadas en OTMM del sector termoeléctrico son 480 GBTUD y del sector industrial son 250 GBTUD. Es importante aclarar que las cantidades mencionadas se encuentran contratadas en todas las modalidades contractuales incluyendo la modalidad Con Interrupciones.

Figura 2-2: Agregado de cantidades contratadas en OTMM por sector de consumo



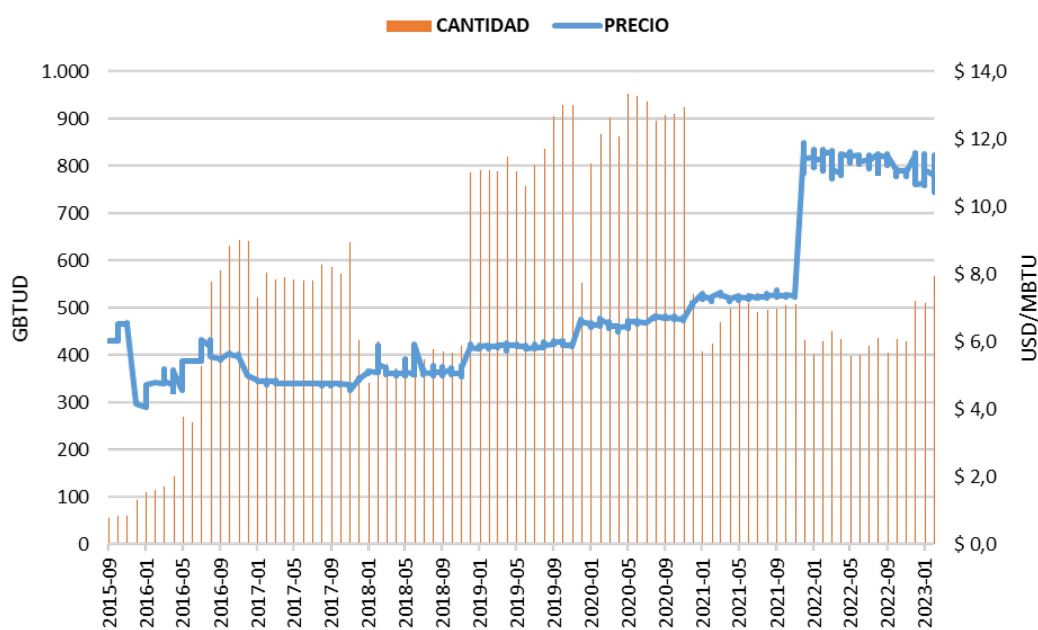
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

A continuación, se presenta de manera detallada el comportamiento de los precios y cantidades del gas contratado en OTMM para los diferentes sectores de consumo:

- **Termoeléctrico:**

En la Figura 2-3 se presenta el comportamiento histórico de las OTMM registradas ante el Gestor del Mercado con destino al sector de consumo Termoeléctrico. A febrero de 2023 las cantidades contratadas para este segmento de la demanda en OTMM fueron de 478 GBTUD en promedio, con un precio promedio ponderado para el mes de 11,1 USD/MBTU.

Figura 2-3: Comportamiento histórico OTMM – Termoeléctrico

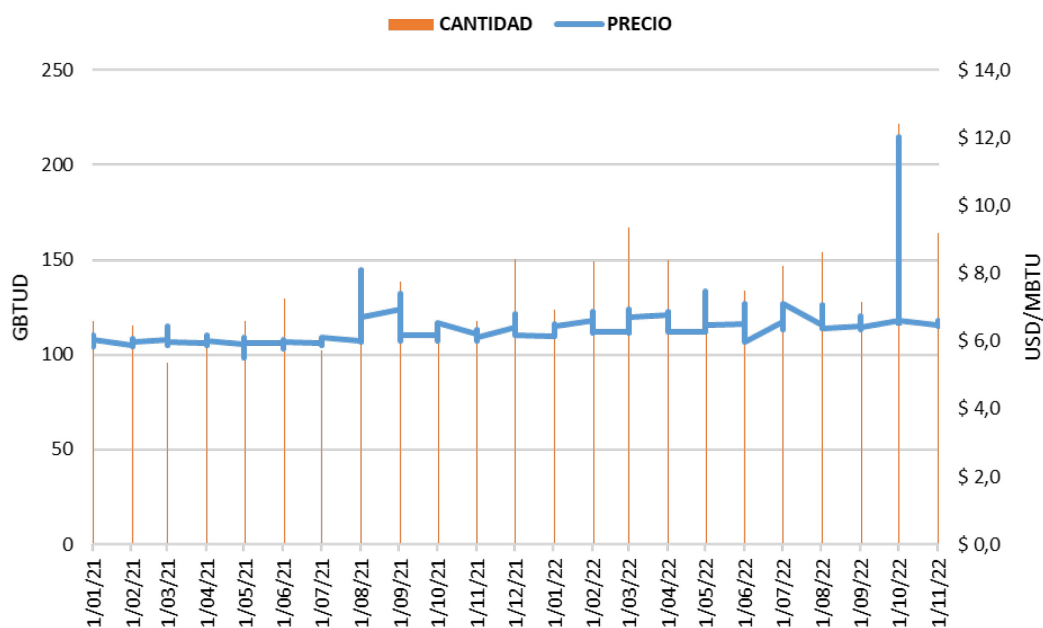


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

Como se observa en la gráfica anterior, en el momento de tiempo de cambio de año de gas 2021 a 2022 el incremento del precio promedio ponderado en las OTMM del sector térmico es del orden del 60% pasando de 7,3 a 11,7 USD/MBTU. Con el ánimo de identificar posibles causas de este incremento importante en el precio promedio ponderado para el sector termoeléctrico, a continuación, se realizará un análisis específico de las OTMM de este sector particularmente para el periodo de tiempo noviembre de 2021 y diciembre de 2021.

En primer lugar, en la Figura 2-4 se muestra el comportamiento de las cantidades y precios de los contratos en Firme. En términos generales, tanto las cantidades como los precios promedios ponderados se mantienen estables, con valores medios cercanos a 125,0 GBTUD y 6,4 USD/MBTU respectivamente.

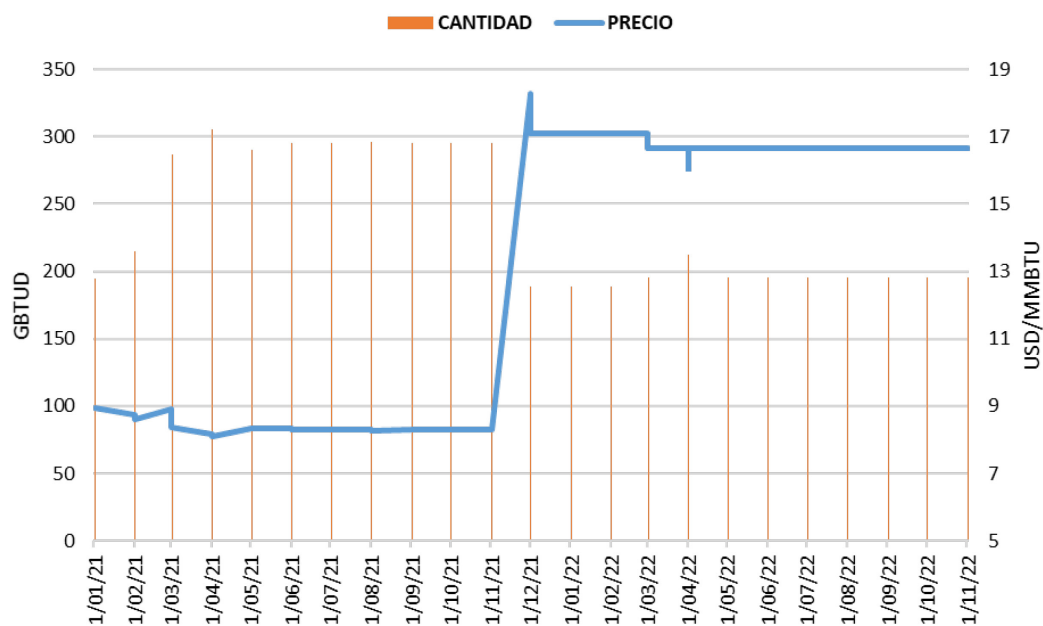
Figura 2-4: Comportamiento histórico OTMM – Térmico (Firme)



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

De igual forma, la Figura 2-5 muestra puntualmente el incremento de precio de los contratos Con Interrupciones.

Figura 2-5: Comportamiento histórico OTMM – Térmico (Con Interrupciones)



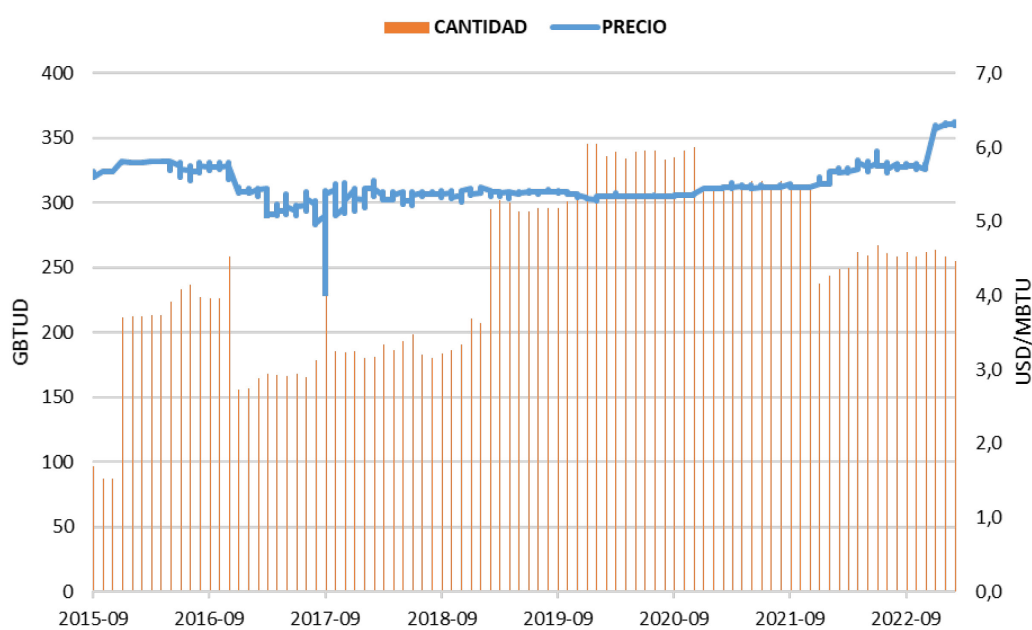
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

En la gráfica se observa un incremento considerable del precio de gas transado en OTMM en contratos Con Interrupciones, específicamente en el cambio de año de gas de noviembre de 2021 a diciembre de 2021 pasando de 8,3 USD/MBTU a 17,1 USD/MBTU. Este incremento específico en los contratos Con Interrupciones para el sector termoeléctrico en las OTMM, se identifica como la causa del incremento del precio promedio ponderado en el agregado de Otras Transacciones del mercado mayorista que se evidenciaron en la Figura 2-1.

- **Industrial:**

La Figura 2-6 muestra el comportamiento de las cantidades y precios de los contratos del sector industrial en el horizonte de tiempo del análisis. En este caso, las cantidades transadas para el segmento de demanda industrial en Otras Transacciones de Mercado Mayorista de gas natural se incrementaron en la segunda mitad del periodo de análisis hasta un valor medio de alrededor de 250,0 GBTUD. En cuanto al precio promedio ponderado para este segmento de demanda se puede considerar estable, alcanzando en febrero de 2023 un valor de 6,2 USD/MBTU.

Figura 2-6: Comportamiento histórico OTMM – Industrial

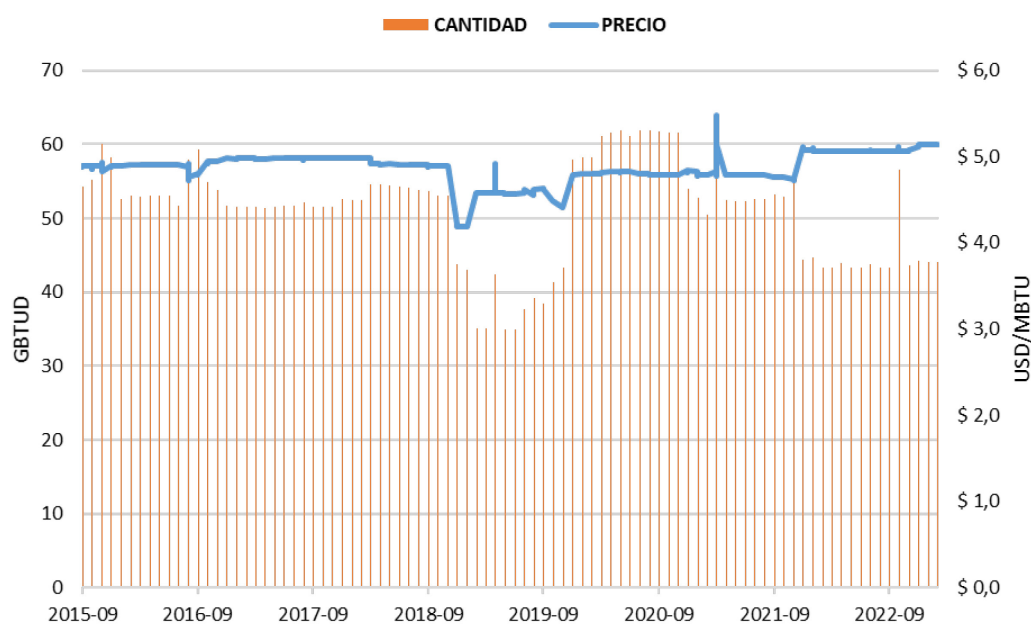


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

- **Gas Natural Comprimido Vehicular – GNCV:**

Para el sector de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV), en la Figura 2-7 se presenta el comportamiento de las cantidades y precios de los contratos para el horizonte de tiempo del análisis.

Figura 2-7: Comportamiento histórico OTMM – GNCV



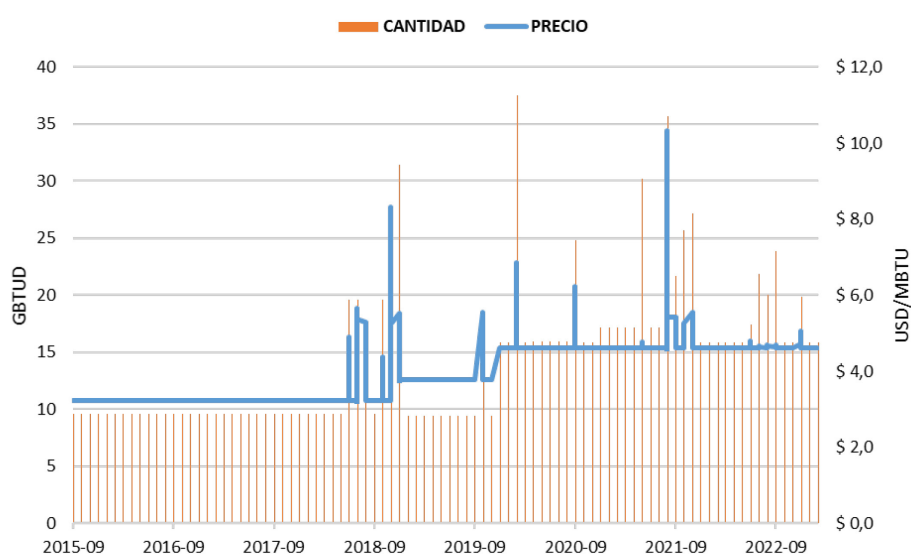
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

En la gráfica se observa una disminución de cerca del 20% en las cantidades contratadas en OTMM para el sector de demanda GNCV al final del periodo de análisis, no obstante, el precio promedio ponderado se mantiene estable alrededor de 5 USD/MBTU.

- **Transportadores de gas (Estaciones de compresión):**

La Figura 2-8 muestra el comportamiento de las cantidades y precios de los contratos de gas natural para estaciones de compresión en el horizonte de tiempo del análisis.

Figura 2-8: Comportamiento histórico OTMM – Transportadores de gas



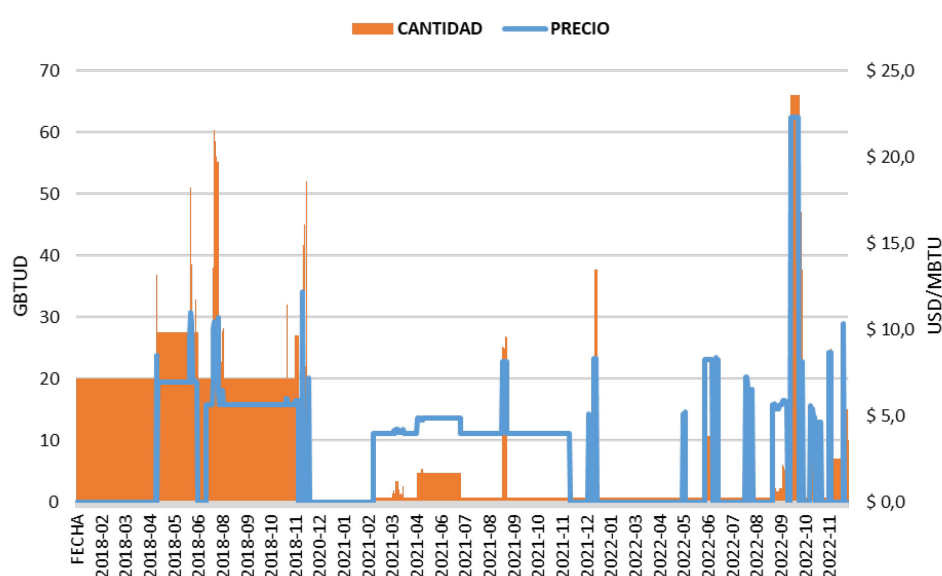
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado

El gas natural contratado por los transportadores de gas por gasoducto, que es utilizado exclusivamente para su operación se encuentra alrededor de 15,0 GBTUD, con un precio promedio ponderado de alrededor de 4,0 USD/MBTU.

- **Refinería:**

Finalmente, en la Figura 2-9 se muestra el comportamiento de las cantidades y precios de los contratos del sector Refinería. Este sector presentó reportes de información de contratos en OTMM hasta el mes de noviembre de 2018 de 20 GBTUD en promedio. Después de esa fecha los reportes son esporádicos hasta la fecha y no es posible determinar una tendencia, sin embargo, durante el segundo semestre de 2022 se registraron transacciones que alcanzaron volúmenes cercanos al 65,0 GBTUD, así como valores de alrededor de 22,0 USD/MBTU.

Figura 2-9: Comportamiento histórico OTMM – Refinería



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

De la información y análisis que se presenta a lo largo del capítulo se derivan las siguientes conclusiones:

- Históricamente las transacciones de suministro de gas registradas en OTMM ante el Gestor de Mercado de Gas constituyen cerca del 50% de las cantidades totales transadas en el Mercado Mayorista de Gas.
- Los sectores de demanda de gas que típicamente reportan transacciones como Otras Transacciones del Mercado Mayorista son el sector Termoeléctrico, el sector Industrial, el sector Gas Natural Vehicular Comprimido (GNVC), Refinería y los Transportadores de gas, de los cuales los segmentos de demanda termoeléctrico e industrial representan en conjunto más del 90,0%.
- Las mayores cantidades en las OTMM son reportadas por el segmento Termoeléctrico. A febrero de 2023 el promedio de cantidades diarias de este sector fue de 478 GBTUD, de los cuales 181 GBTUD correspondieron a contratos Con Interrupciones.

- Los mayores precios registrados ante el Gestor de Mercado corresponden a contratos Con Interrupciones del segmento Termoeléctrico. El precio promedio ponderado para estos contratos en el mes de febrero de 2023 fue de 18,3 USD/MBTU.
- Si bien las cantidades transadas y reportadas ante el Gestor de Mercado de Gas en Otras Transacciones del Mercado Mayorista son importantes en cuanto a su magnitud, estas transacciones comerciales se asemejan más a transacciones del Mercado Minorista, según definido en la Res. CREG 123 de 2013: *“Mercado minorista de gas natural: Conjunto de transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales.”*

En este sentido la inclusión de las OTMM en los balances comerciales del mercado Primario podría representar una distorsión importante en el mismo. No obstante, se debe garantizar que la información transaccional y operativa de estas operaciones siga siendo registrada ante el gestor del Mercado de Gas por comercializadores y Usuarios No Regulados.

3 Mercado de Energía Eléctrica

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

3.1 Análisis de mercado

3.1.1 Indicadores de concentración

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

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

Este indicador permite medir la concentración en un mercado y es sugerido como un indicador de estructura, ya que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa en el mismo⁷. En la Figura 3-1 se presenta la evolución de la concentración del mercado eléctrico, calculada mediante el HHI.

Durante el periodo analizado entre los meses de diciembre de 2022 y febrero de 2023, el HHI, asociado a la disponibilidad declarada de las plantas eléctricas, muestra un nivel medio de concentración de acuerdo con la clasificación del departamento de justicia de los Estados Unidos⁷, con un valor promedio de 1.401,3. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.488,4 y el valor mínimo de 1.313,3.

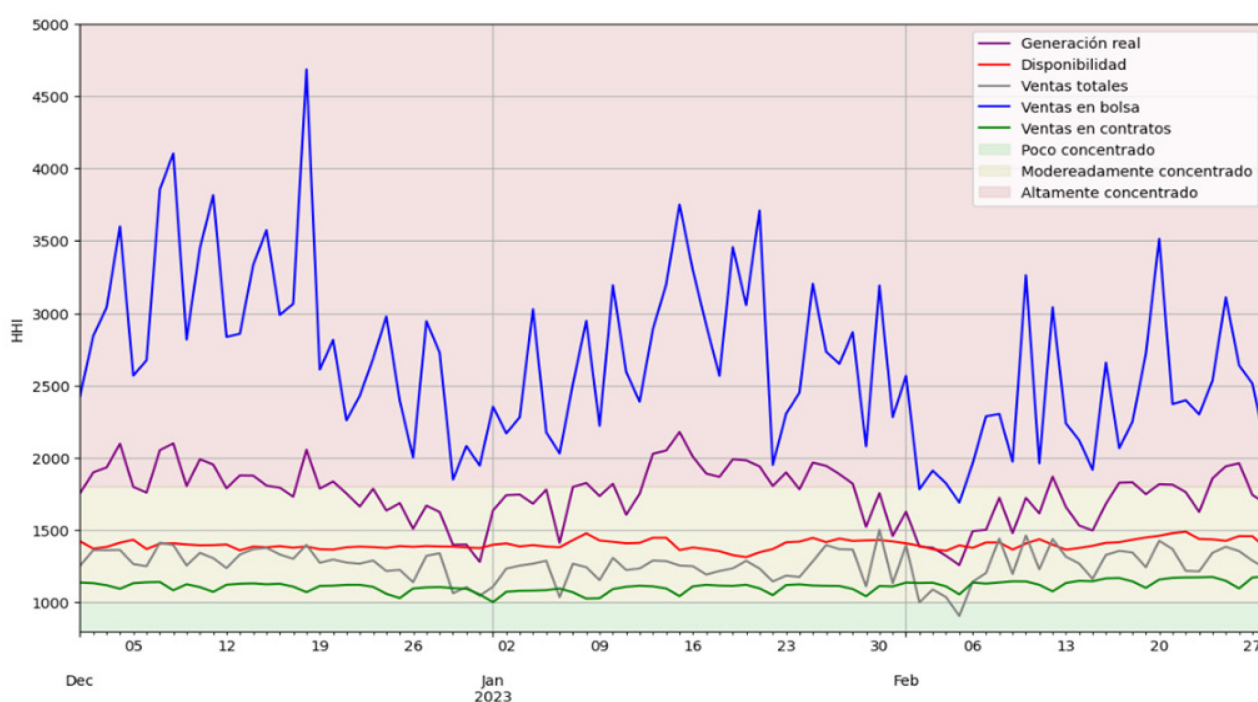
Por otro lado, considerando la información de generación real en el sistema el indicador HHI fluctúa entre las clasificaciones de mercado altamente concentrado y moderadamente concentrado, con una media en el indicador de 1.753,0 valor que lo ubica en la media en la clasificación de moderadamente concentrado. La fluctuación se debe a que la capacidad generación dominante es hidroeléctrica concentrada en pocos agentes especialmente las plantas con mayor generación instalada. Esto se puede explicar de la siguiente manera; a

⁷https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

medida que el recurso hídrico escasea o está en riesgo de escases, este recurso es reemplazado por generación térmica (principalmente a carbón), diversificando la generación en más agentes, contrario a lo que ocurre cuando la condición es de aportes hidrológicos favorables en el sistema.

Finalmente, considerando las ventas netas de energía (balance entre el valor de la energía vendida y comprada por parte de los generadores mediante la bolsa de energía o el mecanismo de contratos bilaterales), se observa una clasificación de moderadamente concentrado, con una media del indicador de 1.263. Este comportamiento se puede descomponer en las dos fuentes de ingresos del balance, por un lado los contratos de largo plazo muestran un comportamiento muy estable sobre el nivel de concentración el cual fluctuó en el periodo de análisis entre 1.001 y 1.179 (muy cercano a la frontera de la clasificación de poco concentrado), y por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa, se observa una alta concentración y volatilidad del indicador, causada principalmente porque en momentos puntuales un solo agente puede llegar a concretar hasta el 70,0% de la energía vendida por medio del mecanismo de la bolsa de energía.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

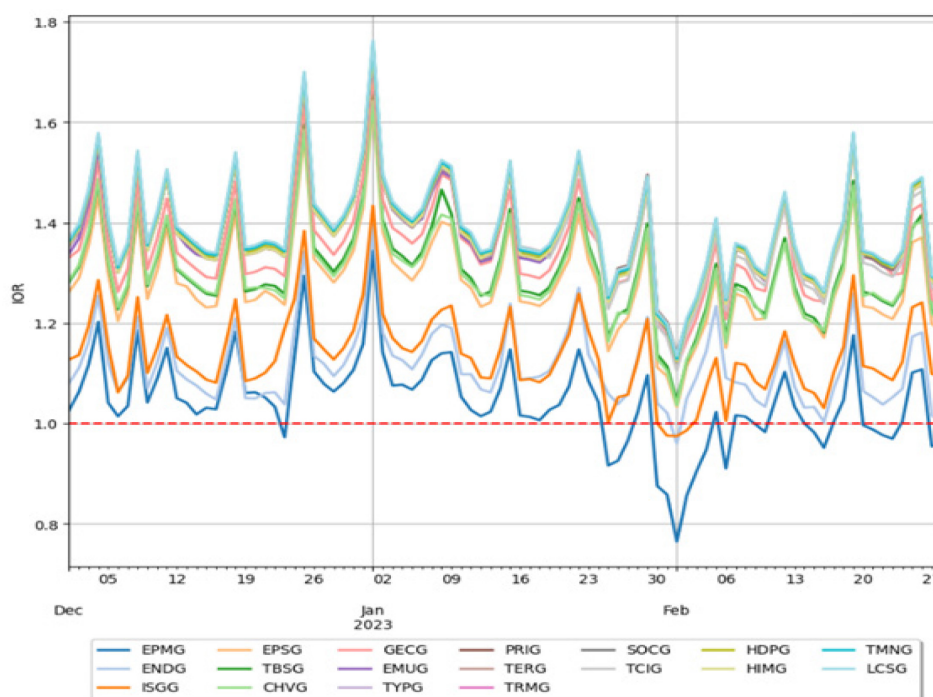
3.1.1.2 Índice de Oferta Residual:

El Índice de Oferta Residual – IOR presenta la dependencia del sistema de un agente/pareja de agentes específico(s). Si el indicador es menor a 1, significa que el sistema depende del agente/pareja de agentes para cubrir la demanda, y en teoría, el agente/pareja de agentes podría(n) fijar el precio de la energía del sistema de manera unilateral/conjunta.

- **Análisis Pivotal (por agente):**

La Figura 3-2 muestra el indicador mínimo diario para cada agente generador del sistema, allí se puede observar que durante el trimestre de análisis, el indicador IOR fue menor a uno en 22 días (1 día en el mes de diciembre, 5 en enero y 16 en el mes de febrero). En el periodo analizado el agente que con más registros por debajo del umbral fue EPM.

Figura 3-2: Índice de Oferta Residual – Pivotal



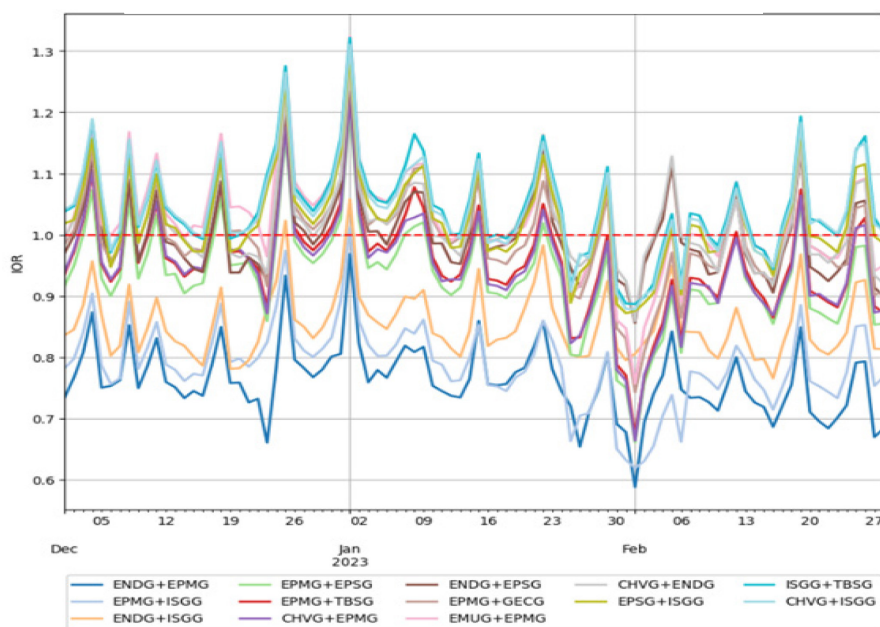
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

- **Análisis Bipivotal (por pareja de agentes):**

El IOR Bipivotal muestra la dependencia del sistema de dos agentes en forma concurrente. 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 promedio por debajo de 0,9, indicando que estas parejas de agentes pudieron haber ejercido poder de mercado.

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 podrían afectar el precio de bolsa de forma combinada.

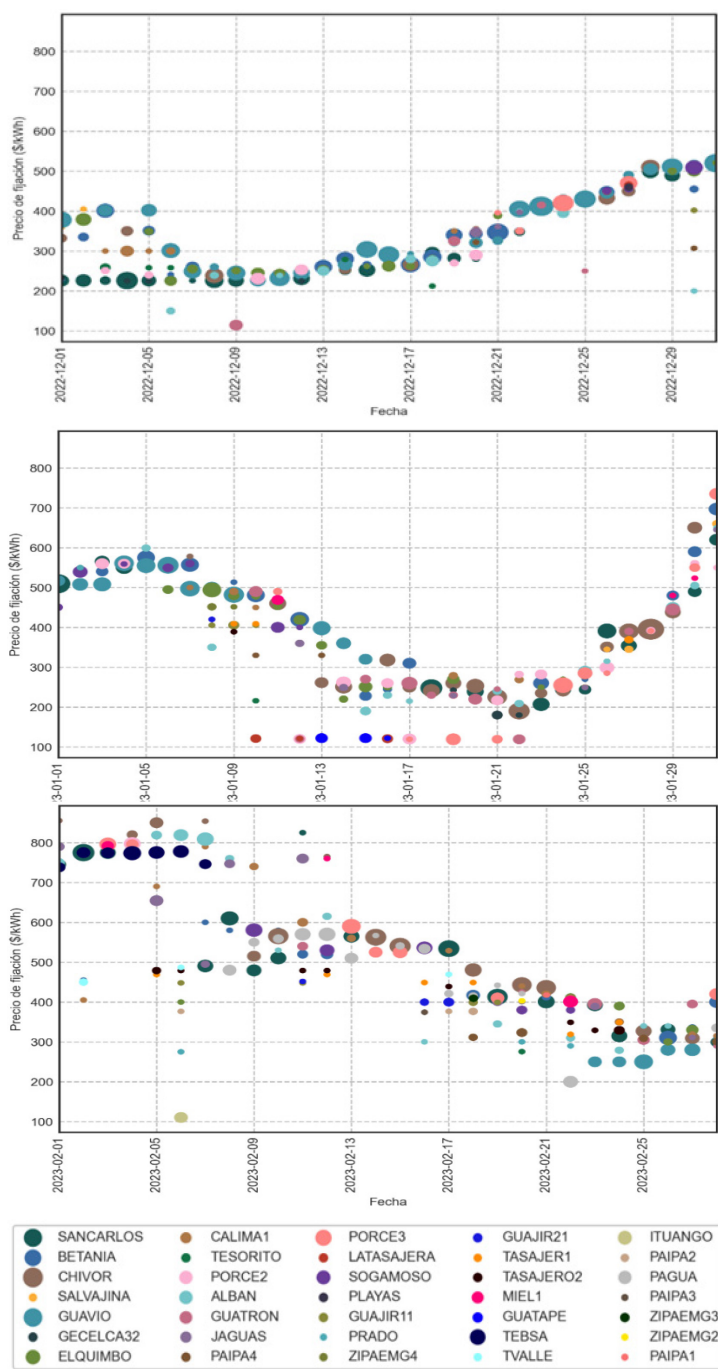
Figura 3-3: Índice de Oferta Residual – Bipivotal



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Figura 3-4: Fijación de precios de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos

Durante el trimestre de análisis, 35 plantas fijaron el precio de bolsa (ver Figura 3-4). En el mes de diciembre de 2022, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 336,3 \$/kWh. Así mismo, para el mes de enero de 2023, la fijación del precio de bolsa promedio fue 382,2 \$/kWh y para febrero de 2023 el promedio fue de 516,0 \$/kWh.

Las plantas que más fijaciones tuvieron fueron Betania, Chivor, El Quimbo, Guavio, Porce 2 y Porce 3, siendo responsables de un 74,6% del total del periodo.

Durante el trimestre, no se observaron oportunidades en las cuales el precio de bolsa horario fuera superior al promedio de día en un factor significativo (1,4 veces).

Durante el trimestre, 12 agentes fijaron el precio de bolsa. La Tabla 3-1 presenta el resumen de participaciones para cada mes del periodo analizado.

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

	Dic. 22	Ene. 23	Feb. 23
ENEL	53,5%	32,3%	21,4%
ISAGEN	18,5%	19,0%	27,7%
CHIVOR	11,8%	19,4%	14,9%
EPM	9,3%	20,8%	12,5%
CELSIA	5,9%	6,2%	9,8%
TEBSA	0,0%	0,0%	6,1%
GECELCA	0,7%	1,5%	1,9%
TASAJERO 2	0,0%	0,1%	1,9%
SOCHAGOTA	0,3%	0,3%	1,3%
TASAJERO 2	0,0%	0,5%	0,9%
GENSA	0,0%	0,0%	0,9%
TERMOVALLE	0,0%	0,0%	0,6%

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

3.1.3 Precios representativos del mercado

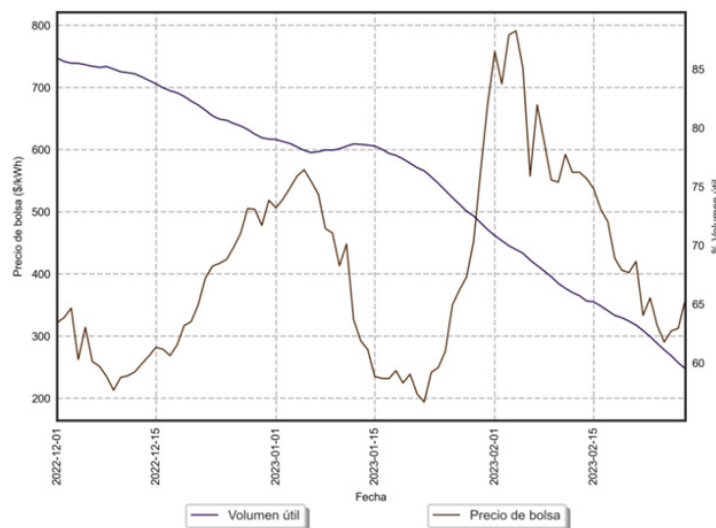
3.1.3.1 Precio de Bolsa Vs Volumen Útil (sistema):

El Volumen Útil inició en diciembre de 2022 en 85,9%, disminuyendo durante el trimestre a cerca de 59,0%, tal y como se presenta en la Figura 3-5. El promedio particular del mes de diciembre fue de 83,0%.

En la gráfica también se observa que, durante diciembre el precio de bolsa aumentó desde valores entre 200,0 \$/kWh y 300,0 \$/kWh a cerca de 500,0 \$/kWh.

El precio de bolsa continuo en aumentó hasta llegar a un máximo cercano a 560,0 \$/kWh en enero 5 de 2023. Este aumento en el precio se dio a la vez que el sistema mostró un efecto de desaceleración en la disminución del embalse, el cual se sostuvo alrededor de 78,0% durante los primeros días de enero. Es de resaltar que, usualmente a principios de enero la demanda disminuye, lo cual también explica la recuperación del embalse agregado. Así mismo, en la medida que se

Figura 3-5: Precio de bolsa vs. Volumen útil



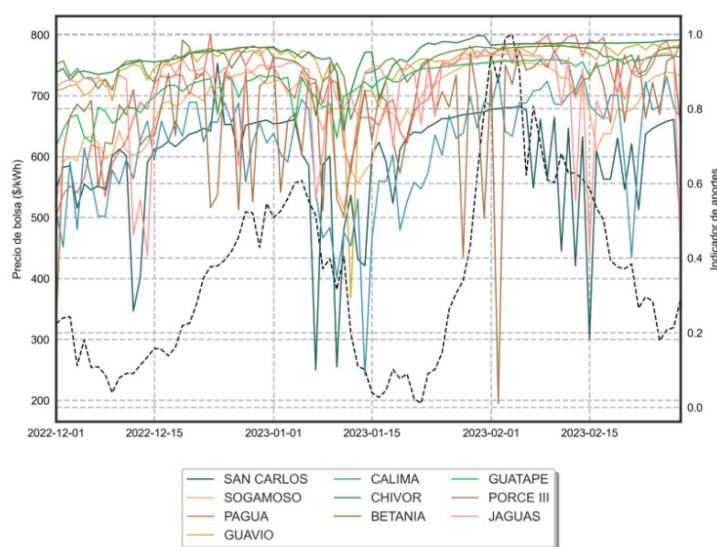
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

dieron aumentos en los aportes para algunos embalses, el precio de bolsa disminuyó (mediados de enero).

3.1.3.2 Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

La Figura 3-6 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas contra el precio de bolsa. El indicador, se acerca a 1 cuando los aportes, para cada planta, son relativamente bajos contra el mínimo histórico del promedio de 15 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

En la gráfica se observa que, durante la segunda mitad de diciembre el indicador para varias plantas importantes del sistema aumenta de forma significativa en la misma medida que el precio de bolsa aumenta, indicando que el incremento del precio de bolsa estuvo influenciado por la disminución de aportes en los embalses.

Igualmente, se observa que a principios de enero el indicador para varias plantas (ej. Calima, Guavio, Pagua, Porce III y San Carlos) disminuye de forma importante, lo cual muestra que se dieron aportes representativos durante el mes, que a su vez ayudaron a que el precio de bolsa promedio disminuyera.

De la misma forma se encuentra que para finales de enero, los indicadores de las plantas vuelven a aumentar (con excepción de Porce III), resultando en el aumento del precio de bolsa a principios de febrero, disminuyendo nuevamente con el aumento de aportes en las plantas Calima, Jaguas y San Carlos y principalmente.

3.1.3.3 Precios de referencia:

En la ver Figura 3-7 se presentan los precios representativos del mercado del periodo comprendido entre los meses septiembre 2022 a febrero 2023. Durante el trimestre de análisis de presente boletín, el precio de bolsa fue en general superior al CERE, a excepción de dos periodos, el primero a principios de diciembre y el segundo a mediados de enero.

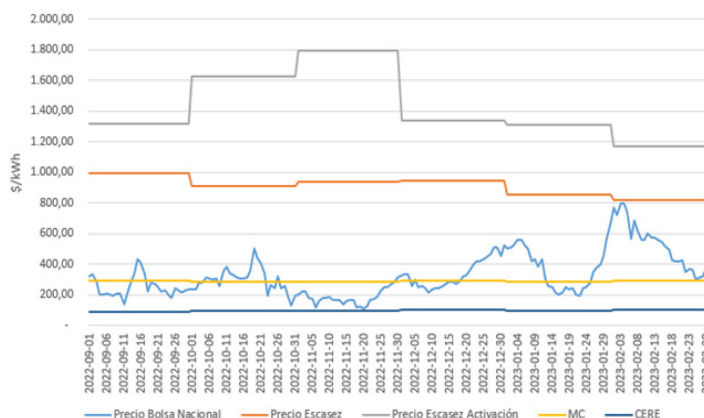
El valor promedio del MC del trimestre fue de 289,9 \$/kWh, muy cercano al promedio del trimestre inmediatamente anterior.

Por su parte, el CERE aumentó con relación al trimestre anterior, registrando un valor promedio de 101,3 \$/kWh, superando el promedio de los meses septiembre, octubre y noviembre cuyo valor fue 96,3 \$/kWh.

El Precio de Escasez tuvo un valor medio de 873,8 \$/kWh en el trimestre diciembre-febrero, reduciéndose un 7,9% respecto al trimestre inmediatamente anterior. En cuanto al Precio de Escasez de Activación (PEA), también se registró una disminución en el trimestre de análisis, pasando de 1.575,6 \$/kWh a 1.272,9 \$/kWh, lo cual equivale a una diferencia del 19,3%.

La Tabla 3-2 presenta la comparación de precios del mercado, allí se puede observar que el porcentaje del precio de bolsa fue al menos 200% superior al CERE durante el trimestre. Así mismo, el precio MC fue superior al CERE para todos los meses del trimestre en más de un 180%.

Figura 3-7: Precios representativos del mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinerqox – XM

Tabla 3-2: Precios representativos del mercado

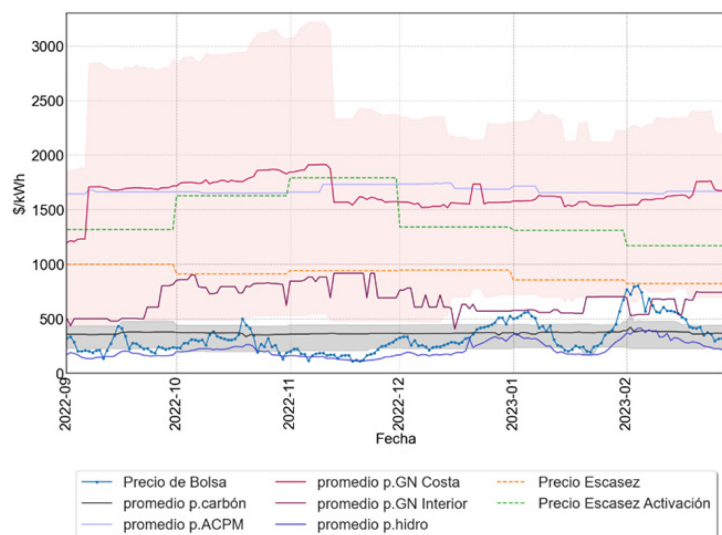
	Precio Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio Escasez (\$/kWh)	Precio Escasez Activación (\$/kWh)	MC (\$/kWh)	CERE (\$/kWh)	%PB mayor al CERE	%PB vs MC	%MC vs CERE
Sep. 22	251,1	997,3	1316,9	293,9	92,0	172,8	9,8	219,4
Oct. 22	298,1	909,9	1627,3	288,8	98,1	203,9	-18,5	194,5
Nov. 22	184,5	940,2	1790,9	288,2	98,9	86,5	-30,4	191,3
Dic. 22	338,1	945,1	1339,8	289,4	102,5	229,9	12,6	182,5
Ene. 23	371,7	854,8	1309,8	288,2	99,0	275,4	73,4	191,0
Feb. 23	527,3	821,7	1169,1	292,3	102,4	414,9	162,9	185,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.1.3.4 Precios promedio por energético:

La Figura 3-8 presenta los precios promedio de las ofertas presentadas por los agentes generadores en el Mercado de Energía Mayorista durante los últimos 6 meses, agrupados por recurso energético.

Figura 3-8: Precio de oferta promedio por recurso energético



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Para las plantas hidroeléctricas, las ofertas presentadas durante el trimestre dic. 2022 – feb. 23, fueron mayores a las presentadas en el trimestre inmediatamente anterior, pasando de un valor promedio trimestral de 171,3 \$/kWh a 260,2 \$/kWh.

Por su parte, los precios promedio ofertados por plantas a carbón aumentaron cerca de 10\$/kWh en el trimestre de análisis, pasando de 363,8 \$/kWh a un valor medio de 372,3 \$/kWh durante el trimestre dic. 2022 – feb. 23.

Los precios ofertados por plantas a gas natural en el Interior del país fueron inferiores a los del trimestre anterior, pasando de 729,4 \$/kWh a 627,0\$/kWh. Para las plantas a gas natural de la Costa se encuentra el mismo comportamiento, disminuyendo frente al trimestre anterior en cerca de 105 \$/kWh, pasando de 1.696,3 \$/kWh a 1.591,3 \$/kWh.

Los precios ofertados por plantas a gas natural en el Interior del país fueron inferiores a los del trimestre anterior, pasando de 729,4 \$/kWh a 627,0\$/kWh.

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

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

Mes	Hidro	Carbón	Interior-GN	Costa-GN	Líquidos
Sep. 22	164,4	366,1	550,7	1.600,7	1.659,8
Oct. 22	211,4	363,2	800,9	1.785,5	1.653,9
Nov. 22	138,1	362,1	836,5	1.702,5	1.709,3
Dic. 22	222,5	366,3	615,3	1.569,2	1.712,7
Ene. 23	241,7	373,0	612,5	1.569,3	1.669,0
Feb. 23	316,5	377,6	655,7	1.635,5	1.659,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.1.3.5 Precios promedio de contratos vs CERE:

La Figura 3-9 presenta el desempeño del mercado de contratos en términos de su relación con el CERE desde 2019. Esta información hace referencia a la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista. En la gráfica se presentan los valores de CERE y CEE calculados por XM, así como la relación entre los precios promedio de contratos y el CERE.

En la gráfica se observa que, el precio promedio de contratos se incrementó desde el mes de enero de 2021 a una tasa mayor a la observada anteriormente.

También se observa que, el precio promedio de contratos bilaterales, tanto en el mercado Regulado como No Regulado, se ha estabilizado desde julio de 2022, reflejando el cambio de dinámica producto de las renegociaciones generadas durante septiembre y octubre de 2022.

Por otro lado, la relación entre el precio promedio de contratos y el CERE, la cual disminuyó entre julio y octubre, se ha estabilizado alrededor de 2,7, así como el cambio del CERE, que ha aumentado de 92,0 \$/kWh en septiembre a 102,4 \$/kWh en febrero de 2023.

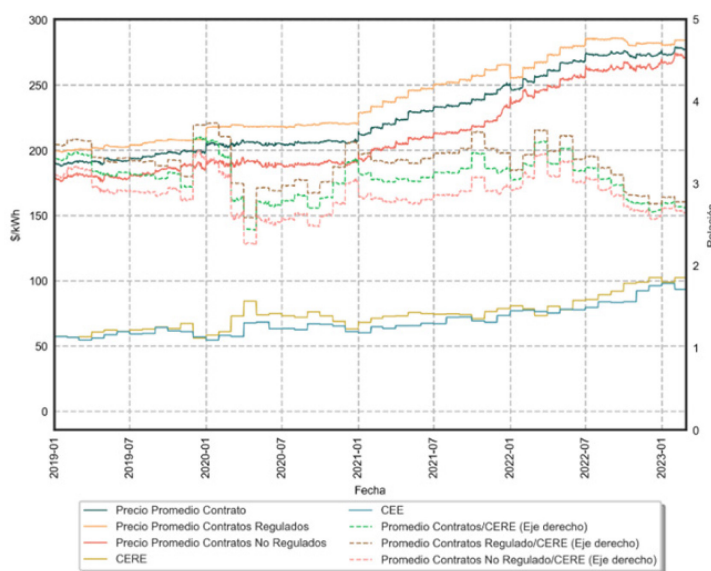
La Tabla 3-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

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

Mes	Precio Promedio Contrato	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE
Sep. 22	274,5	262,9	285,9	92,0	83,4	2,9	3,1	2,9
Oct. 22	273,1	264,6	281,5	98,0	83,9	2,8	2,9	2,7
Nov. 22	273,2	264,0	281,9	98,9	92,4	2,8	2,8	2,7
Dic. 22	273,3	264,4	282,2	102,5	96,2	2,7	2,7	2,6
Ene. 23	273,7	267,4	280,9	99,0	98,0	2,8	2,8	2,7
Feb. 23	278,1	272,7	284,3	102,4	93,5	2,7	2,8	2,7

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

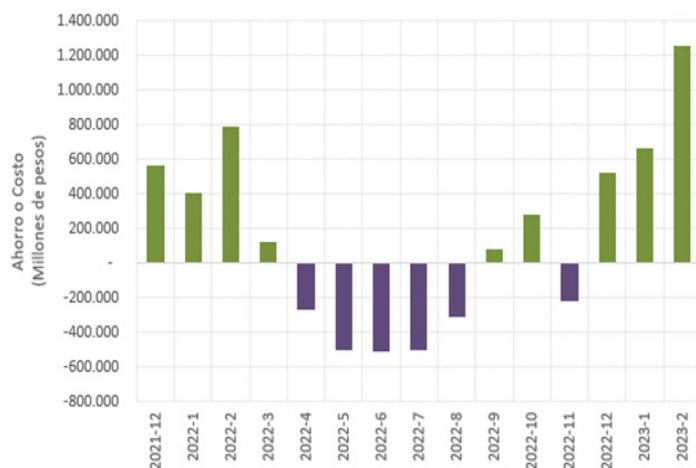
Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

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

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

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

La Figura 3-10 presenta el resultado de este cálculo, donde un valor positivo es un ahorro del sistema, es decir, dado que el precio de bolsa es superior al precio promedio de contratos, el mercado como sistema observa un ahorro frente al

escenario que no existiera el mercado de contratos y toda la energía fuera adquirida en el mercado de corto plazo (precio de bolsa).

En los resultados se observa que, durante el trimestre diciembre de 2022 a febrero de 2023, el mercado de contratos permitió un ahorro de cerca de 2.4 billones de pesos en total frente a si esa energía hubiera sido transada en bolsa.

Por otro lado, se observa que, durante los meses de abril a agosto de 2022, así como en noviembre del mismo año, no hubo un ahorro por parte del sistema, en virtud a que el precio de bolsa durante estos meses, fue inferior al precio de contratos, por lo que el sistema pagó más por la energía que si la hubiera comprado a precio de bolsa. En este sentido, el mercado de contratos bilaterales, ofrece una forma de estabilizar el precio a la vez que se ahorra en periodos donde el precio de bolsa puede ser muy alto, sin embargo, también se da el caso en el que el sistema gasta más de lo que podría ahorrar, dado que el precio de bolsa es mucho menor al precio promedio de contratos.

Adicionalmente, en la Figura 3-11 se presenta el porcentaje de exposición del mercado, y lo contrasta con el porcentaje monetario de la energía transada en bolsa contra el total del mercado Regulado. Se observa que, el porcentaje de exposición en bolsa aumentó en cuanto a energía se refiere, pasó de tener valores cercanos a 17,0% en el trimestre anterior, a valores en promedio cercanos a 25,0% en el trimestre diciembre de 2022 a febrero de 2023.

Este aumento en exposición, unido a los altos precios de bolsa observados, hicieron que a principios del mes de febrero el porcentaje monetario de la bolsa en el mercado fuera cercano al 50,0%. Durante este mes, el porcentaje de la bolsa en el mercado Regulado fue, desde el punto de vista económico, cercano a 39,8%, mientras que, para el mes de octubre de 2022, fue de 17,2%.

Comparando enero de 2023 con febrero de 2023, el mercado aumentó alrededor de un 21,0%, pasando de estar en promedio cerca de 40 mil millones de pesos diarios, a cerca de 49 mil millones de pesos diarios en promedio, con un máximo cercano a 60 mil millones a principios de febrero.

El mercado de bolsa aumentó de cerca de 12 mil millones en promedio diario en enero a 20 mil millones en promedio diario para el mes de febrero, mientras que el valor de las transacciones en contratos se ubicó cerca de 28 mil millones de pesos diarios en promedio con destino al mercado Regulado. Es de resaltar, que el aumento del precio de bolsa implicó un aumento en la generación con gas, producto de la contingencia de principios de febrero relacionadas con las plantas Guavio y San Carlos.

Figura 3-11: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.1.4 Indicadores para agentes generadores e información de contratación

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

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

3.1.5 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

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

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

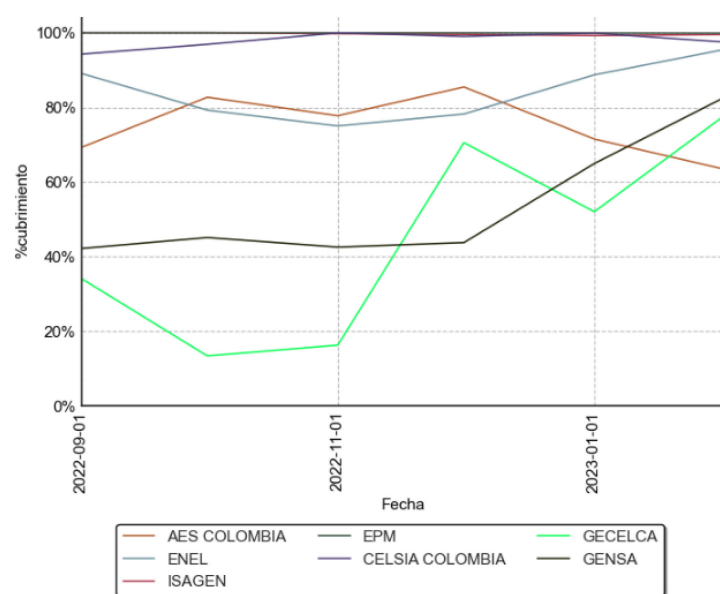
Donde:

CC: Compras de energía en contratos

CB: Compras de energía en bolsa

GI: Generación ideal del agente.

Figura 3-12: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox - XM

En la Figura 3-12, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos en los dos trimestres anteriores. En la gráfica se observa que los agentes Celsia, EPM e Isagen cuentan con este indicador muy cercano a 100,0% durante el trimestre diciembre-febrero, lo que indica que no tienen una dependencia importante de compras en bolsa para cubrir sus obligaciones en el mercado de energía mayorista.

Por su parte, los agentes ENEL, Gecelca Y Gensa, aumentaron su porcentaje de cubrimiento durante el trimestre. ENEL pasó de tener un cubrimiento de 78,3% en diciembre de 2022 a tener un cubrimiento de 95,5% en febrero de 2023,

mientras que Gecelca y Gensa finalizaron el trimestre con un cubrimiento cercano a 80,0%.

Finalmente, el agente AES Colombia, ha disminuido su porcentaje de cobertura durante el periodo, pasando de 85,5% en diciembre de 2022 a 63,4% en febrero de 2023.

3.1.6 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

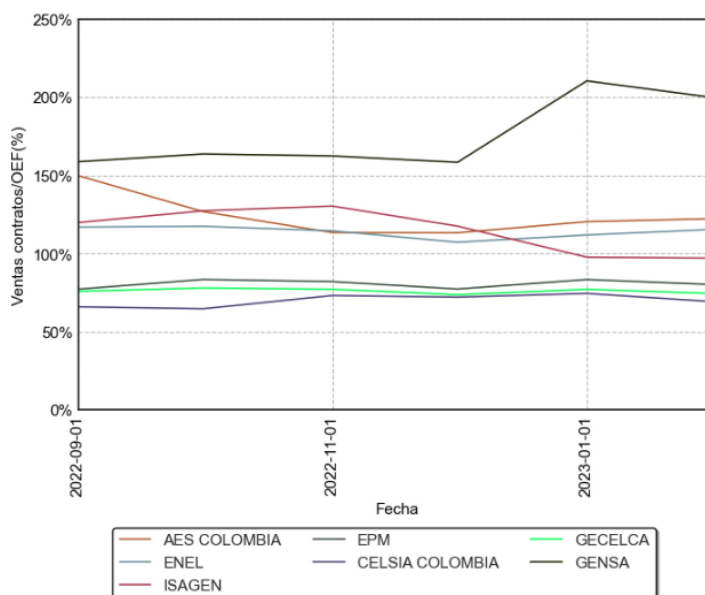
El indicador de ventas en contratos sobre Obligaciones de Energía Firme, permite entender cómo es el comportamiento de los agentes y su visión de mediano plazo reflejada a través de sus ventas en contratos frente a sus Obligaciones de Energía Firme.

Para varios agentes, el indicador fue relativamente estable durante el trimestre (ver Figura 3-13). Los agentes Celsia, EPM, Gecelca e Isagen tuvieron ventas en contratos inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre. En el caso de Celsia, el indicador estuvo en promedio alrededor de 71,8%, mientras que para EPM el valor fue de 80,2% y para Gecelca las ventas en contratos fueron en promedio un 75,0% de sus Obligaciones de Energía Firme.

En cuanto a Isagen, el indicador inició el trimestre con ventas en contratos 17% superiores a sus OEF, terminando con ventas 2% por debajo de sus OEF.

Los agentes AES Colombia, ENEL y Gensa tuvieron este indicador por encima de 100,0%, es decir, sus ventas en contratos fueron superiores a sus OEF. AES Colombia aumentó sus ventas en contratos, pasando de un 13,2%, por encima de sus OEF a 22,3%. Al revisar los registros de ENEL, se encuentra que las ventas en contratos aumentaron de 7,2% a 15,5% en diciembre, con relación a sus Obligaciones de Energía Firme. Finalmente, se evidencia que Gensa aumentó este indicador, pasando de 58,3% a 99,0% por arriba de sus OEF.

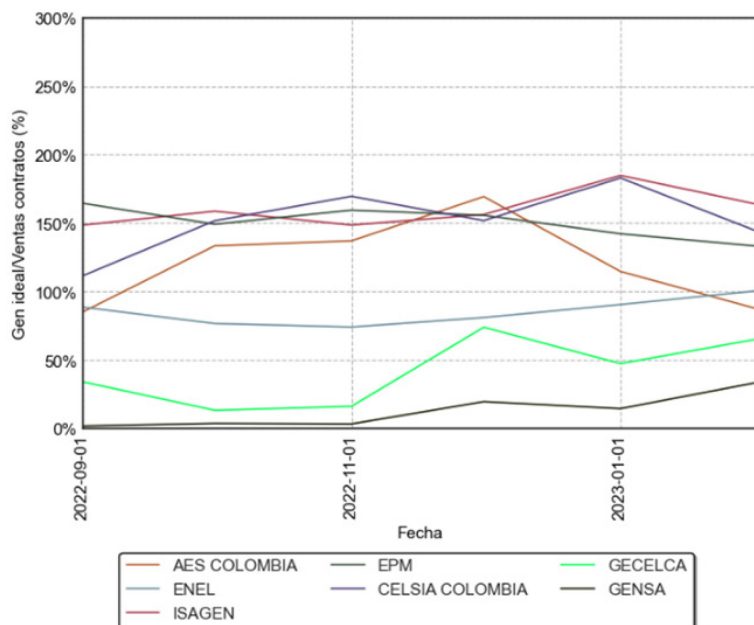
Figura 3-13: Ventas en contratos/OEF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.1.7 Relación Generación ideal / Ventas en contratos para agentes generadores

Figura 3-14: Generación ideal / Ventas en contratos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

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

Los agentes Celsia, EPM e Isagen tuvieron una generación ideal al menos un 33% más alta que sus ventas en contratos, por lo cual tuvieron la posibilidad de vender energía en bolsa.

El agente AES Colombia, disminuyó este indicador durante el trimestre, pasando de más de 150,0% en diciembre, a cerca de 100% en febrero.

Por su parte, para ENEL, el indicador aumentó de cerca de 86,0% a cerca de 100,0% al finalizar el trimestre.

Los agentes Gensa y Gecelca aumentaron este indicador en el

trimestre reflejando una mayor generación propia en momentos en que los precios de bolsa fueron relativamente altos.

3.1.8 Comparación de variables por agente

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes AES Colombia, Celsia, ENEL, EPM e Isagen, así como para agentes cuya operación es con plantas térmicas.

- **AES Colombia:**

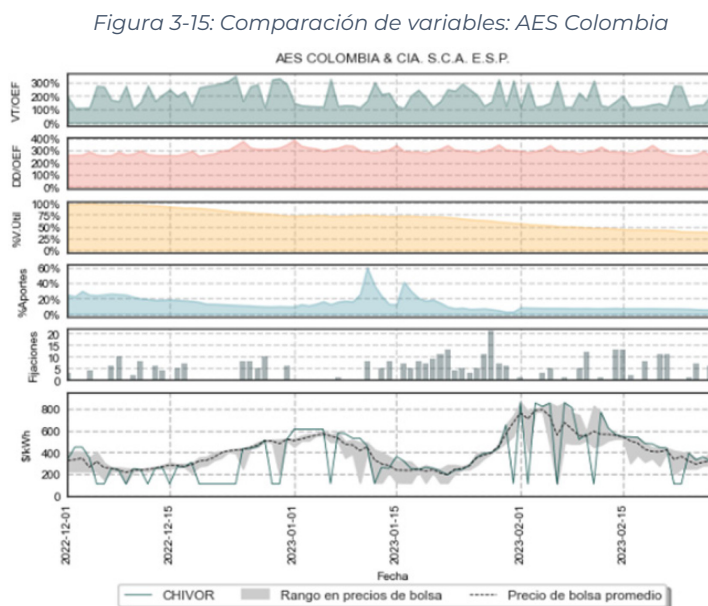
Las ventas totales de energía de AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P. fueron 96,3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 3-15).

En cuanto a la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, se registró un valor promedio de 197,2% superior a sus Obligaciones de Energía Firme del trimestre.

El volumen útil del agente registro promedios de 89,5% en diciembre, 70,1% en enero y 46,3% durante febrero.

Los aportes para el agente fueron relativamente bajos durante el trimestre, con valores de 17,8% de su percentil 95 en promedio para diciembre, 16,3% durante enero, y 7,4% durante febrero.

Los precios ofertados por la planta Chivor iniciaron el trimestre alrededor de 400,0 \$/kWh, disminuyendo en los primeros días de diciembre y volviendo a aumentar en dos ciclos a principios de enero y a principios de febrero. En la Tabla 3-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	367,2	332,1	215,8	106,3	855,3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

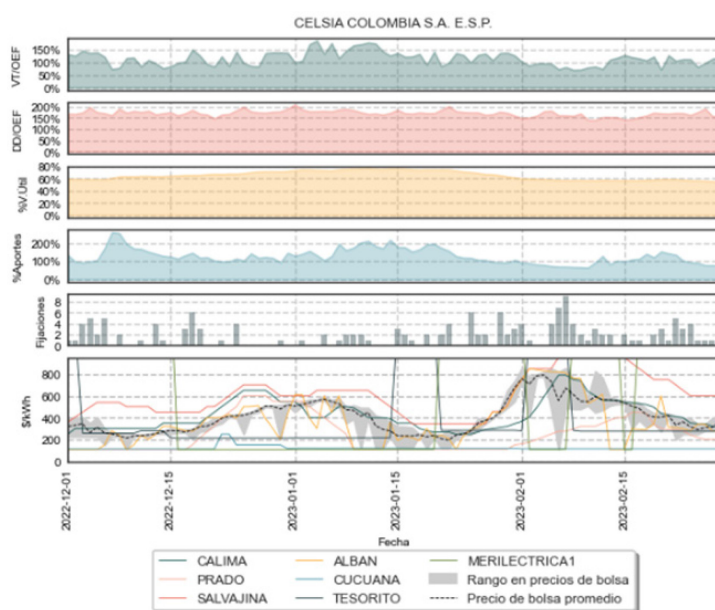
- Celsia:**

Para Celsia Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron 15,6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-16).

Por su parte, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada fue 72,0% superior en relación a las Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre el volumen útil registró valores promedio de 65,4% para diciembre, 72,9% en enero y 57,9% en febrero.

Respecto a los aportes, se evidencia que el agente tuvo valores favorables, con valores promedio de 135,0% para diciembre, 150,5% para enero y 96,3% para el mes de febrero.

Figura 3-16: Comparación de variables: CELSIA


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

En cuanto a los precios de oferta se observó que, para Calima y Salvajina estuvieron usualmente por encima a los precios de bolsa diarios. Es importante mencionar que, Salvajina maneja caudal ambiental, por lo tanto, la planta no entra en mérito de forma continua.

Calima por su parte, tuvo un momento con aportes bajos y precios altos, pese a que el volumen útil se encontraba por encima de 80% a finales de diciembre. Por otro lado, a principios de febrero, se observa que la planta aumentó su precio y disminuyó su tasa de desembalsamiento.

Los estadísticos básicos de precios de oferta se presentan en la Tabla 3-6.

Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): CELSIA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
ALBAN	359,1	305,5	207,1	106,2	849,0
CALIMA	427,5	399,0	138,8	248,0	790,0
CUCUANA	121,7	114,2	21,6	113,0	250,0
MERILECTRICA1	754,3	1.169,1	650,2	105,1	1.638,1
PRADO	248,3	200,0	159,0	106,5	600,0
SALVAJINA	607,2	600,0	184,7	345,0	950,0
TESORITO	401,5	275,5	356,1	212,3	1.272,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

- ENEL:**

Para el agente ENEL Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía del trimestre fueron en promedio 24,2% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-17), es decir, el agente adicional a los ingresos por OEFs, también tuvo ingresos importantes por ventas en contratos y ventas en bolsa.

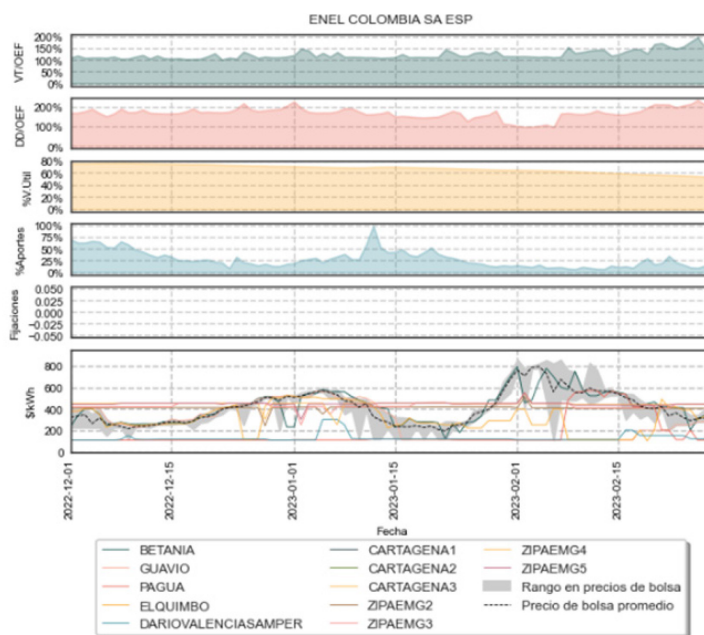
Para este agente, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio, 70,3% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

De manera general, se observa que su volumen útil disminuyó durante el trimestre, con valores promedio de 74,5% en diciembre 68,6% en enero y 59,8% en febrero.

En cuanto a los aportes para el agente, se encuentra que fueron relativamente bajos frente a su histórico, con un promedio de 36,2% durante el mes de diciembre, 33,5% en enero y 13,9% en febrero.

Los precios de oferta de las plantas hidráulicas del agente tuvieron una variabilidad importante durante el trimestre, durante el cual se observó que el agente aumentó sus precios cuando sus aportes por embalse fueron relativamente bajos. Este comportamiento se observa especialmente para las plantas El Quimbo y Betania, y para Guavio a partir desde mediados de febrero. Las plantas térmicas, tuvieron un comportamiento relativamente estable durante el periodo, con desviaciones estándar relativamente bajas (ver Tabla 3-7).

Figura 3-17: Comparación de variables: ENEL



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): ENEL

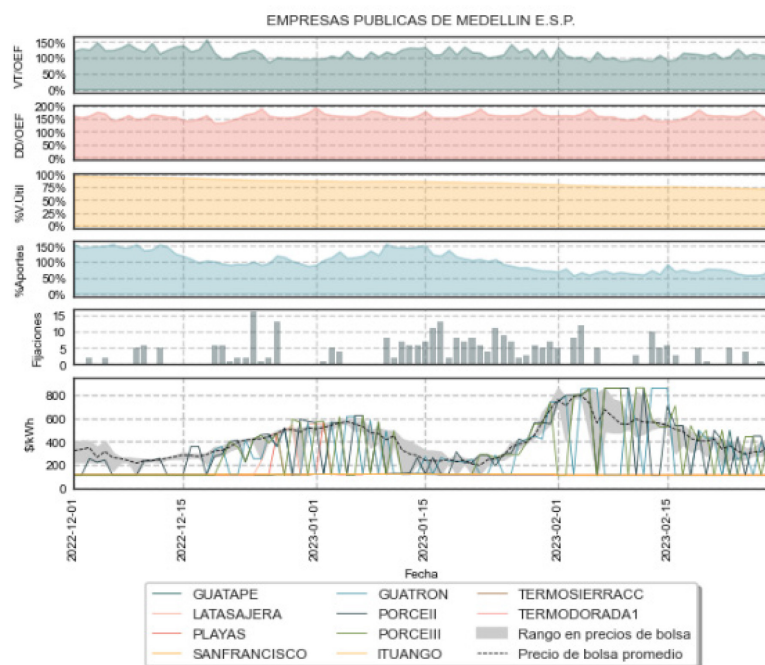
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BETANIA	412,3	412,0	144,6	117,0	791,0
CARTAGENA1	1.608,5	1.609,5	4,5	1.600,9	1.613,4
CARTAGENA2	1.587,9	1.586,3	9,0	1.577,7	1.610,0
CARTAGENA3	1.700,5	1.701,5	4,5	1.692,9	1.705,4
DARIO VALENCIA SAMPER	127,1	116,3	38,6	106,5	300,0
ELQUIMBO	308,1	280,5	124,1	100,5	521,0
GUAVIO	272,5	250,0	154,9	106,2	561,0
PAGUA	172,9	110,2	143,4	106,2	570,0
ZIPAEMG2	409,3	411,8	22,3	240,0	510,2
ZIPAEMG3	429,0	420,9	29,1	250,0	548,0
ZIPAEMG4	443,0	447,8	29,9	251,0	547,1
ZIPAEMG5	443,9	444,8	19,9	300,0	549,0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

- **EPM:**

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., fueron en promedio 14,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-18).

Figura 3-18: Comparación de variables: EPM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

oferta, como en el caso de Porce II y Porce III. La planta Guatrón que es de mediana regulación, también tuvo un comportamiento en la oferta volátil, llegando a precios cercanos a 858,0 \$/kWh. Otras plantas como La Tasajera y Playas tuvieron máximos importantes en momentos específicos, llegando a estar por encima de 500,0 \$/kWh, especialmente durante los primeros días de enero de 2023. La Tabla 3-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

Por su parte, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio, el 62,2% mayor a sus Obligaciones de Energía Firme.

En relación al volumen útil, EPM. tuvo un promedio de 92,7% durante el mes de diciembre, mientras que para el mes de enero el promedio fue de 85,6% y durante febrero 76,2%.

Al revisar los aportes se encuentran valores medios de 121,6% para el mes de diciembre, 114,5% para enero y 68,9% para el mes de febrero.

Del análisis se encuentra que, varias plantas de baja regulación de este agente tuvieron volatilidades relativamente altas en los precios de

Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): EPM

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
GUATAPE	114,4	106,5	41,1	106,2	495,0
GUATRON	297,9	120,0	240,1	110,6	858,0
ITUANGO	114,8	114,4	3,5	110,6	119,2
LATASAJERA	147,3	106,5	119,1	106,2	564,0
PLAYAS	123,7	114,4	59,5	110,6	560,0
PORCEII	352,8	286,0	239,2	106,2	858,0
PORCEIII	319,6	121,0	250,1	106,2	860,0
SANFRANCISCO	114,8	114,4	3,5	110,6	119,2
TERMODORADA I	1.827,9	1.798,6	122,7	1.705,6	2.048,2
TERMO SIERRA C	1.275,9	1.297,3	158,2	1.134,6	1.671,1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

• **Isagen:**

Las ventas totales de energía de Isagen S.A. E.S.P. fueron en promedio 70,0% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-19), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

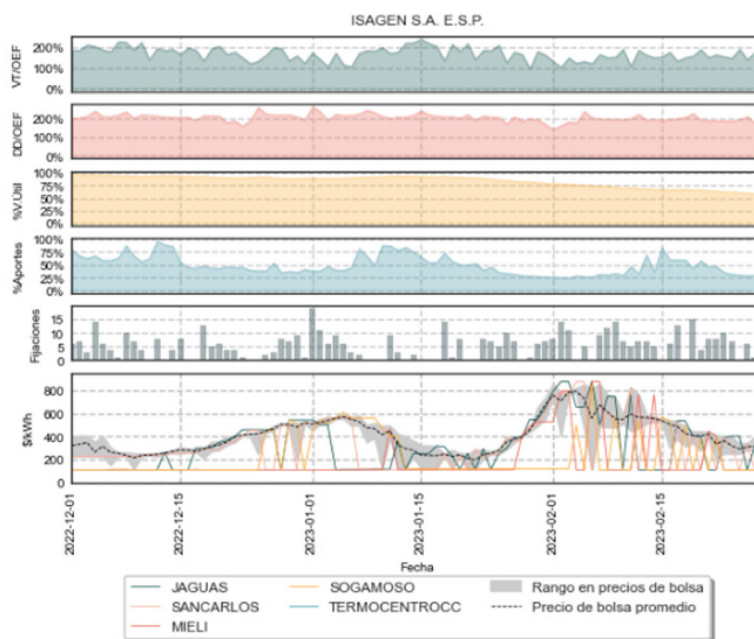
Así mismo, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada, fue en promedio 106,4% superior a las Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre, es decir, el agente cuenta con una capacidad excedente que duplica sus obligaciones.

En cuanto al volumen útil, el valor promedio para el mes de diciembre fue de 93,5%, mientras que para enero de 2023 fue de 89,8% y para febrero de 69,0%.

Asimismo, los aportes para Isagen, respecto a sus históricos, fueron en promedio 56,7% durante el mes de diciembre, 52,7% en enero, y 41,7% en el mes de febrero.

Durante finales de diciembre y principios de enero, las plantas Sogamoso y Jaguas tuvieron momentos en los cuales sus aportes fueron bajos y aumentaron sus precios de oferta. Para

Figura 3-19: Comparación de variables: ISAGEN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

este agente se señala que, a principios de febrero, la planta San Carlos quedó indisponible por bajos aportes y de forma similar la planta Jaguas tuvo aportes bajos. Para estos mismos periodos se registró aumentos en los precios de oferta de dichas plantas.

La Tabla 3-9 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista.

Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (COP/kWh): ISAGEN

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
JAGUAS	313,4	275,0	222,6	106,2	876,0
MIELI	187,9	106,5	198,6	106,2	875,0
SANCARLOS	325,6	252,5	204,3	106,2	875,0
SOGAMOSO	224,8	116,5	190,8	106,2	852,0
TERMOCENTROCC	1.277,5	1.309,8	72,7	1.169,1	1.339,8

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

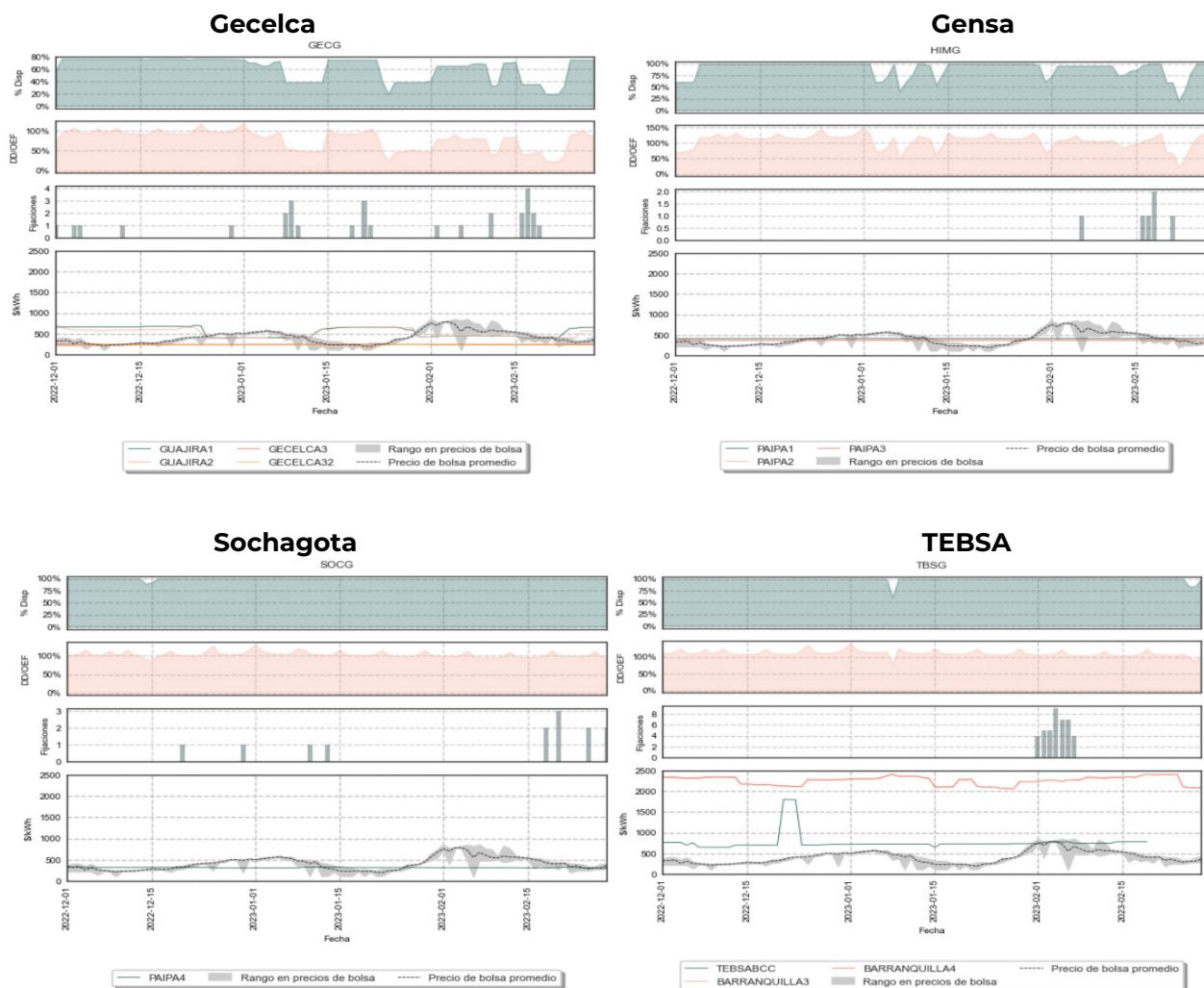
• Agentes Térmicos:

Para los Agentes Térmicos se presentan las siguientes variables de seguimiento:

- Porcentaje de disponibilidad: Es la disponibilidad real de la planta dividida sobre la capacidad efectiva neta de la misma. Se espera que los agentes térmicos en general tengan una disponibilidad cercana al 100%.
- Porcentaje de disponibilidad declarada contra OEF: Es la suma diaria de la disponibilidad declarada por los agentes en sus ofertas, comparada contra las OEF asignadas al agente de forma diaria. En este caso, se espera que esta disponibilidad sea igual o superior a sus OEF.

La Figura 3-20 presenta los indicadores para algunos agentes térmicos, que tuvieron participación en las fijaciones del precio de bolsa en el mercado de energía durante el trimestre. En la gráfica también se presenta los precios ofertados durante el periodo analizado.

Figura 3-20: Comparación variables: Agentes Térmicos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

En la figura se puede observar que, los agentes TEBSA y Sochagota tuvieron el porcentaje de disponibilidad cercano al 100,0% durante todo el trimestre, mientras que los agentes Gecelca y Gensa, tuvieron momentos en los que su disponibilidad real disminuyó de forma considerable.

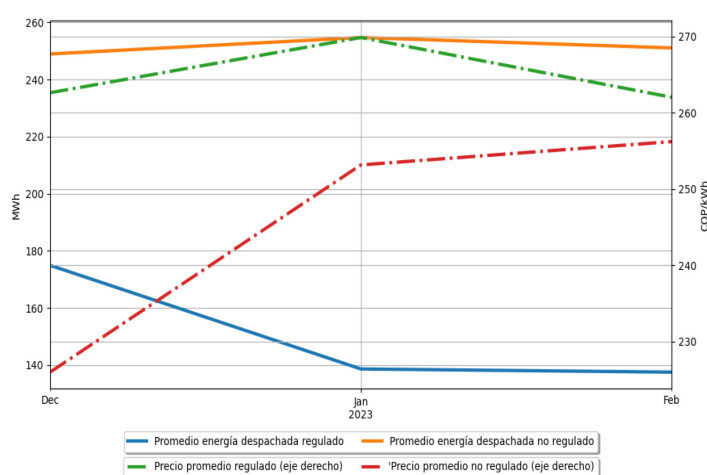
En cuanto al porcentaje de disponibilidad declarada vs OEF, se observa algo similar, hubo momentos durante el trimestre en los que la disponibilidad declarada fue efectivamente menor a las Obligaciones de Energía Firme. Llama la atención que, para el agente Gecelca hubo momentos en los cuales el precio de bolsa fue superior a sus precios ofertados, pero las disponibilidades declaradas fueron disminuidas hasta en un 50,0%, lo cual es un comportamiento no esperado. También se observa para este agente que, durante una gran parte del tiempo del trimestre tuvo la disponibilidad declarada reducida, para lo cual el agente contó con contratos de respaldo.

Gensa por su parte, también registro algunos días durante los cuales su disponibilidad declarada fue menor a sus OEF, sin embargo, no se evidenciaron contratos de respaldo suficientes durante estos periodos.

Finalmente se observa que, los agentes térmicos evaluados tuvieron algunas fijaciones durante el periodo, en particular cuando los agentes hidráulicos aumentaron sus precios de oferta en bolsa de forma generalizada, haciendo que algunas plantas de generación térmica entraran en mérito.

3.2 Indicadores e información de contratación para agentes comercializadores

Figura 3-21: Precios promedio y energía total por mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

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

Durante el trimestre de análisis se despacharon 1.766 contratos, con una cantidad total de energía de 21,9 TWh. En la Figura 3-21 se muestra el registro de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado, así como los precios promedio para cada uno de los meses.

La energía promedio despachada en el mercado Regulado disminuye en la transición de diciembre a enero debido a

la finalización de contratos, pasando de 174,9 MWh-mes a 138,6 MWh-mes, cerrando el trimestre con una energía despachada promedio de 137,5 MWh-mes. Así mismo, en el mercado No Regulado la energía promedio se mantiene en valores relativamente constantes de 248,9 MWh-mes a 251,1 MWh-mes.

Por otro lado, el precio para el mercado Regulado aumenta levemente entre diciembre y enero, pasando de 262,6 COP/kWh a 269,8 COP/kWh, cerrando finalmente el trimestre con un precio promedio de 262,0 COP/kWh. Respecto al precio para el mercado No Regulado, se encuentra que su valor medio aumenta entre diciembre y enero, incrementándose de 225,9 COP/kWh a 253,1 COP/kWh, y un valor final medio de 256,2 COP/kWh durante el mes de febrero. En este sentido, se evidencian aumentos de los precios promedio para ambos mercados, asociados a cambio de año.

Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 571 contratos, de los cuales 343 corresponden al mercado Regulado y 228 al mercado No Regulado, Así mismo, iniciaron operación comercial 890 contratos, de los cuales 530 corresponden al mercado Regulado y 364 al mercado No Regulado. Este alto valor de contratos que inician operación comercial

corresponde con el inicio del año 2023, ya que muchos de los contratos de largo plazo inician tienden a iniciar el 1 de enero.

3.2.1 Demanda regulada contratada y proyección de contratos

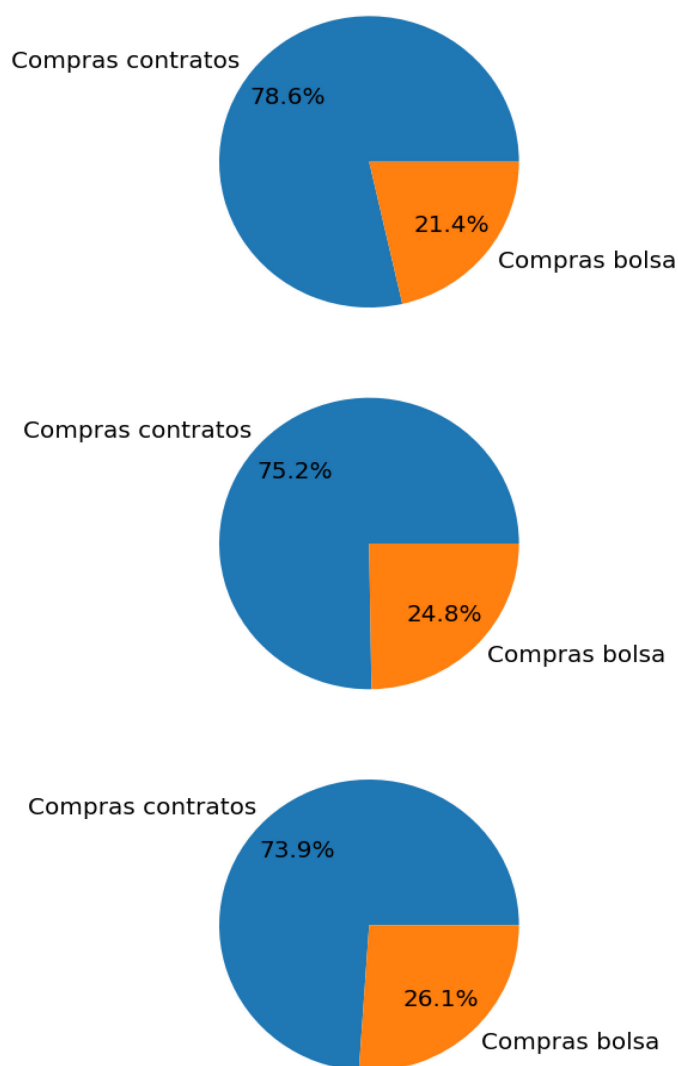
Esta sección muestra la cobertura general del mercado respecto a la atención de la demanda en el mercado Regulado.

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

La Figura 3-22 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de diciembre, enero y febrero.

Para este trimestre se evidencia una disminución en la cobertura por medio de contratos bilaterales para los Comercializadores que atienden demanda Regulada, lo cual concuerda con la disminución de energía promedio despachada que se presenta en la sección anterior. Esto puede explicarse por la expectativa de lluvias en el sistema, lo que puede llevar a una disminución en el precio de bolsa y un consecuente menor costo de generación trasladado a la tarifa de los usuarios finales.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.2.2 Porcentaje de demanda contratada para agentes Comercializadores

En esta sección se analiza el nivel de exposición en términos de porcentaje demanda contratada por agente comercializador. Para el análisis se considera información de los 15 comercializadores con mayor demanda atendida en el Sistema Interconectado Nacional.

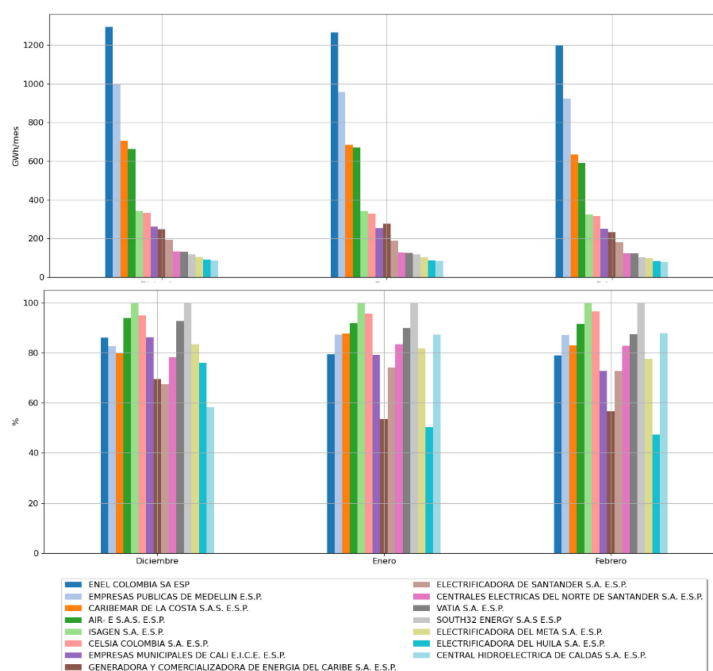
En la Figura 3-23 se presenta la cantidad total de energía por comercializador para cada mes, asociada a la atención de la demanda. En la gráfica se observa que ENEL Colombia se destaca como el agente con mayor atención de demanda con aproximadamente 1.199,3 GWh/mes, seguido de Empresas Públicas De Medellín E.S.P. con 923,1 GWh/mes. La tendencia a la baja de la demanda en el mes de febrero se debe a que este mes cuenta con un menor número de días comparado con diciembre y enero.

Por otro lado, en la misma figura se muestra el porcentaje de demanda contratada para cada comercializador, partiendo del porcentaje de exposición a bolsa calculado por el ASIC y publicado en el portal Sinergox,

En los casos de Isagen y South32 Energy, ambos agentes presentan una cobertura del 100% de su demanda a lo largo del trimestre, sin embargo, es importante resaltar que la demanda atendida por estos agentes corresponde únicamente a demanda No Regulada. Por otro lado, en la transición diciembre – enero, los agentes Electrificadora del Huila y Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe muestran una disminución en su cobertura, pasando de 76,0% a 50,3% y de 69,5% a 53,5% respectivamente; lo anterior debido a la finalización y no renovación de los contratos para el año 2023.

Finalmente, los comercializadores con menor nivel de cobertura al cierre del trimestre son Electrificadora del Huila, Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe, Electrificadora de Santander Y Empresas Municipales de Cali con 47,4%, 56,6%, 72,8% y 72,8% respectivamente.

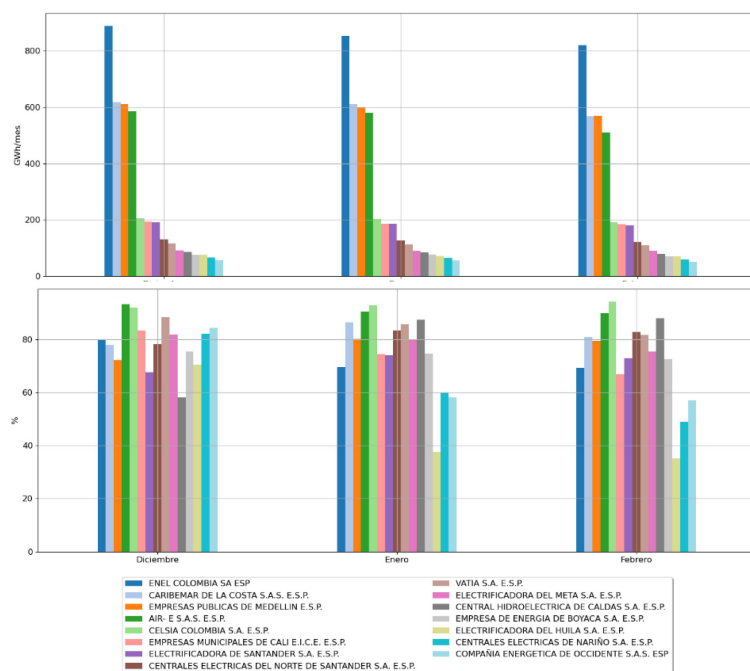
Figura 3-23: Demanda mensual atendida y porcentaje de cobertura por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.2.3 Porcentaje de demanda contratada de agentes en el mercado Regulado

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

De la misma forma, para este análisis se consideran los 15 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso se considera solamente la demanda Regulada, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 3-24.

Según los resultados, ENEL Colombia aparece nuevamente como el comercializador que más demanda regulada atiende, con 819,8 GWh/mes para el mes de febrero, seguido por Caribemar de la Costa, Empresas Públicas de Medellín y AIR- E con 568,5 GWh/mes, 569,2 GWh/mes y 510,5 GWh/mes respectivamente.

Así mismo, se muestran los niveles de demanda contratada para el mercado Regulado, destacando a los agentes AIR- E y Celsia Colombia, los cuales evidencian los mayores niveles de

cobertura a lo largo del trimestre, con valores que oscilan entre 90,0% y 94,0%.

Por otro lado, en este análisis se identificaron 9 Comercializadores que con una cobertura en contratos de su demanda menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son Electrificadora del Huila, Centrales Eléctricas de Nariño, Compañía Energética de Occidente, Empresas Municipales de Cali, ENEL Colombia, Empresa de Energía de Boyacá, Electrificadora de Santander, Electrificadora del Meta y Empresas Públicas de Medellín. De estos comercializadores, llama especialmente la atención Electrificadora del Huila, Centrales Eléctricas de Nariño y Compañía Energética de Occidente por sus bajos niveles de cobertura, correspondientes a 35,2%, 48,9% y 56,9%.

En cuanto a los porcentajes de cobertura para la demanda Regulada se recomienda a los comercializadores reducir al mínimo la exposición a la bolsa de energía, es decir, aumentar la cobertura. Lo anterior con el fin de evitar que los aumentos en los precios de bolsa sean trasladados como costo final a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional.

3.2.4 Caracterización de contratos con destino al mercado Regulado

Para la atención del mercado Regulado se tiene un registro de 1.061 contratos despachados, de los cuales 1.027 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC) y 34 al tipo Pague lo Demandado (PD). En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 278,4 COP/kWh, lo cual representa una disminución de 2,5 COP/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 349,9 COP/kWh, evidenciando una disminución de 6,3 COP/kWh frente al trimestre anterior.

Si se comparan ambos tipos de contrato, se obtiene una diferencia en promedio de aproximadamente 71,5 COP/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 3-10 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-10: Resumen estadísticas mercado Regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [COP/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	1.027	278,4	174,9	7
PD	34	349,9	216,4	13

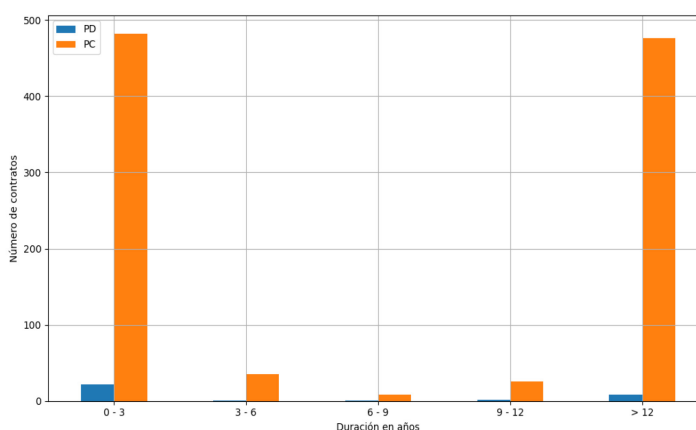
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-25 se presenta una clasificación que agrupa los contratos en periodos de duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

En la gráfica se observa que 482 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de 0 a 3 años, seguido por la categoría de contratos de más de 12 años con un total de 476 (incremento de 224 contratos respecto al trimestre anterior).

Para los contratos de tipo Pague lo Demandado se evidencia una distribución similar, con 22 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 3-25: Duración de contratos con destino al mercado Regulado



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

3.2.5 Caracterización contratos con destino al mercado No Regulado

Para los contratos con destino al mercado No Regulado, se observan 708 contratos despachados, de los cuales 685 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 25 a tipo Pague lo Demandado, se debe resaltar que la suma de contratos por tipo no es igual al total de contratos ya que se presentan 2 modificaciones con cambios en el tipo de contrato. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio de 286,9 COP/kWh, contrastado con 275,0 COP/kWh promedio del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 248,1 COP/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 243,4 COP/kWh. En la Tabla 3-11 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-11: Resumen estadísticas mercado No Regulado

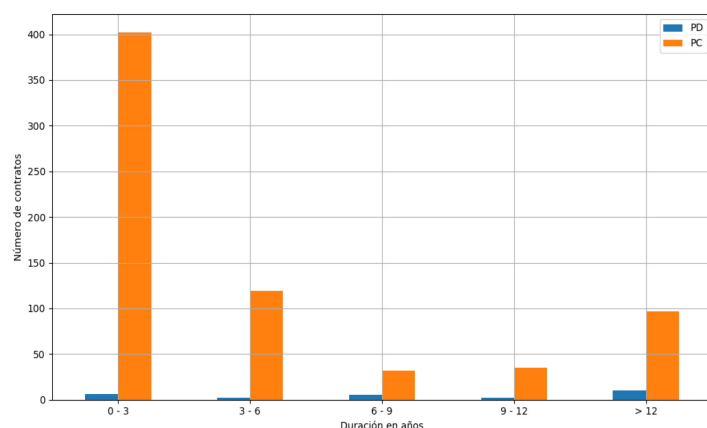
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [COP/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	685	286,9	119,1	38
PD	25	248,1	2072,9	4

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

De la tabla se precisa, que si bien la cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado es mayor que los contratos tipo Pague lo Demandado, la energía asociada a los contratos Pague lo Demandado es alrededor de 17 veces mayor a la energía de los contratos Pague lo Contratado. Así mismo, se observa que el precio promedio de los contratos tipo Pague lo Demandado es menor al de los contratos tipo Pague lo Contratado.

Al revisar esta condición, se encontró que los contratos tipo Pague lo Demandado son usados por grandes agentes integrados como Empresas Públicas de Medellín, Isagen y ENEL Colombia para trasladar la energía de su agente generador a su agente comercializador a precios inferiores que los vistos del mercado, lo cual desvía el promedio hacia abajo.

Figura 3-26. Duración de contratos con destino al mercado No Regulado



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 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 con 402 contratos; caso contrario para los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos está en el horizonte superior a 12 años.

3.2.6 Contratos entre agentes vinculados e integrados

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

- **Mercado Regulado:**

Para el análisis del mercado Regulado, se tienen en cuenta los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos con destino al mercado Regulado. En la Tabla 3-12 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

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

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

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

En la Tabla 3-13 y la Tabla 3-14 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato.

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

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	11	263,5	16.918,7	87	288,9	23.808,7
EPMG	19	250,6	17.264,5	28	256,2	18.137,1
ISGG	-	-	-	97	276,9	23.936,7
NTCG	-	-	-	60	306,7	17.684,9
EPSG	13	284,1	3.533,0	98	262,1	6.156,3
EMIG	5	309,0	2.266,4	-	-	-
GECG	-	-	-	26	303,8	5.324,5
TERG	-	-	-	50	309,0	5.604,9
JMWG	-	-	-	49	238,4	3.283,5
CHVG	-	-	-	9	275,6	2.622,7

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 [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	1	271,8	57,4	-	-	-
EPMG	-	-	-	2	236,6	296,9
ISGG	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-
EPSG	5	294,2	771,3	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-	-
TERG	-	-	-	-	-	-
JMWG	-	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-	-

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

De las tablas anteriores es importante mencionar que el mayor número de contratos son entre generadores con agentes no vinculados, así mismo, se destaca Empresas Públicas de Medellín por presentar el mayor número de contratos con vinculados con 19 contratos, seguido por Celsia Colombia con 13 contratos. Ahora bien, en términos de diferencia de precio

promedio, ENEL Colombia muestra la mayor diferencia entre precios con agentes vinculados y no vinculados para la modalidad Pague lo Contratado, con una diferencia de 25,4 COP/kWh en favor de sus vinculados. En contraste, Celsia Colombia presenta una diferencia de 21,9 COP/kWh en favor de sus no vinculados.

Por otro lado, Empresas Municipales de Cali mantiene el precio promedio más alto con agentes vinculados en la modalidad Pague lo Contratado con 309,0 COP/kWh, es decir 30,6 COP/kWh por encima del precio promedio de contratos en la misma modalidad para el mercado Regulado. En el caso de los no vinculados, Termotasajero Dos presenta un promedio de 309,0 COP/kWh, 27,2 \$/kWh por encima del promedio de contratos en la misma modalidad.

El comportamiento esperado al momento de realizar 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.

- **Mercado No Regulado:**

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

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

Agente generador	Nombre empresa
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ENDG	ENEL COLOMBIA SA ESP
ISSG	ISAGEN S.A. E.S.P.
GECC	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
CHVG	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.
HIMG	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
EPSC	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
SOCG	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A. E.S.P.
GASC	GENERARCO S.A.S. E.S.P.
NTCC	NITRO ENERGY COLOMBIA 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 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 [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	2	273,2	407,9	34	260,5	6.430,7
ENDG	9	208,3	3.755,3	36	286,2	13.303,9
ISSG	-	-	-	43	278,5	9.318,3
GECG	3	298,9	236,2	19	280,8	7.331,0
CHVG	2	270,2	2.387,7	20	285,2	8.139,2
HIMG	-	-	-	26	278,8	8.751,9
EPSG	1	257,9	33,3	8	248,2	185,7
SOCG	-	-	-	6	269,8	3.768,0
GASC	-	-	-	15	307,8	4.070,5
NTCG	-	-	-	27	310,0	5.165,5

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

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

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	1	282,2	12.010,1	1	200,8	4.185,2
ENDG	1	242,1	10.019,5	1	0	0
ISSG	1	208,8	11.244,1	3	271,3	63,1
GECG	1	307,2	372,4	1	277,4	475,4
CHVG	-	-	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-	-	-
EPSG	3	288,8	4.208,8	1	243,5	71,9
SOCG	-	-	-	1	274,4	9,6
GASC	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-

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

Para este mercado, 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.

Del análisis se encuentra que, nuevamente el mayor número de contratos se registran entre generadores y comercializadores no vinculados, aunque en menor proporción comparado con la demanda Regulada.

Así mismo, se observa que ENEL Colombia presenta el mayor número de contratos con vinculados, con 9 contratos, así como una diferencia en precios promedio de contratos con vinculados y no vinculados para contratos tipo Pague lo Contratado de 77,8 COP/kWh, que resulta ser la mayor de los agentes analizados.

Por su parte, Celsia Colombia registra nuevamente una diferencia contraria, con un valor de 9,7 COP/kWh en favor de sus no vinculados para el mismo tipo de contratos.

Finalmente es importante resaltar los altos volúmenes de energía total diaria entregada mediante contratos tipo pague lo contratado con agentes no vinculados, los cuales forman una base para las transacciones que se dan en el Mercado de Energía Mayorista.

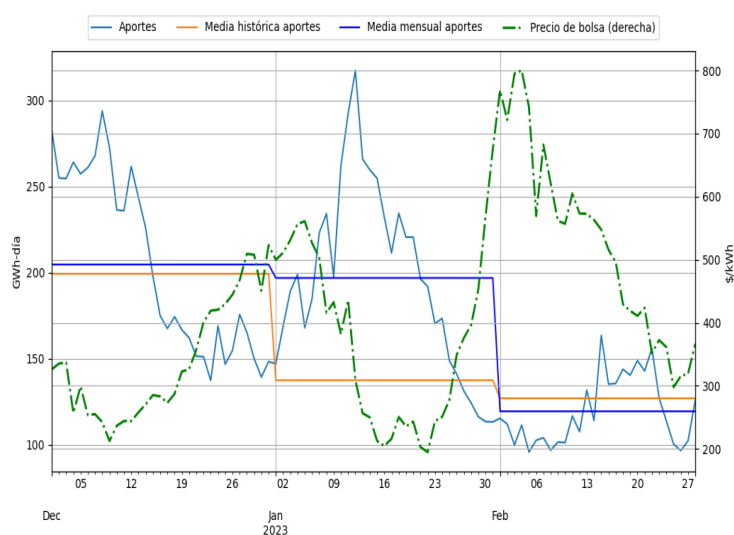
3.3 Seguimiento operativo

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

3.3.1 Hidrología del sistema

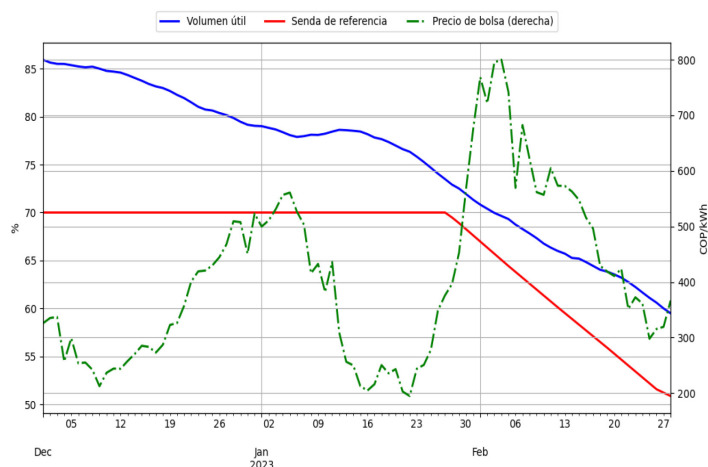
En la Figura 3-27 se presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media mensual y la media histórica mensual. En general, la media de los aportes recibidos se ubicó cerca a la media histórica, con excepción del mes de enero. En contraste, los aportes diarios registran una alta variabilidad, oscilando alrededor de la media histórica. De manera general, los aportes para el mes de diciembre se ubicaron 2,7% por encima de la media histórica, mientras que para enero presentaron cerca de un 43,0% de aumento respecto a la media, lo que contribuyó a la disminución de los precios de bolsa en este mes. Finalmente, durante el mes de febrero cayeron nuevamente 5,9% por debajo del registro histórico.

Figura 3-27: Aportes totales al sistema vs. media histórica de aportes



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Figura 3-28: Volumen total, senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

De manera complementaria, en la Figura 3-28 se presenta el Volumen Útil agregado del sistema así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, para el trimestre de análisis se observa que el nivel del embalse agregado se ubicó en todo momento por encima de la Senda de Referencia. En los primeros días del mes de febrero se registró la menor diferencia entre las curvas de Volumen Útil y Senda de Referencia, justamente cuando los aportes presentaron los mínimos valores del periodo.

3.3.2 Hidrología por plantas

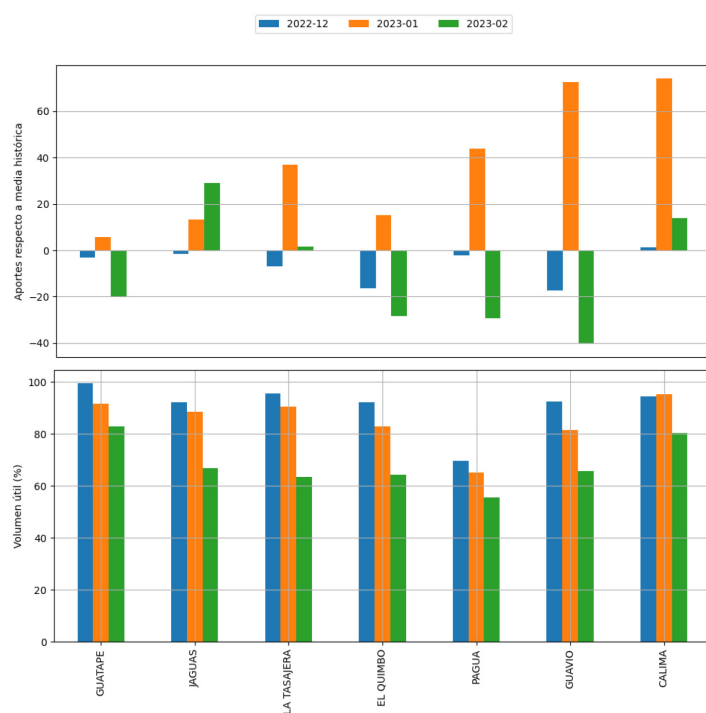
En la Tabla 3-18 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía). En la tabla se muestran las plantas con capacidad de regulación mayor a 2 semanas.

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

Planta	Capacidad [MW]	Capacidad útil [GWh]
Media regulación (2 a 8 semanas)		
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	56,6
CHIVOR	1.000	1.102,9
Alta regulación (mayor a 8 semanas)		
EL QUIMBO	400	1.065,1
JAGUAS	170	423,4
TASAJERA	306	555,7
CALIMA	132	213,8
GUAVIO	1.250	2.065,4
PAGUA	600	4.800,3
GUATAPE	560	4.086,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas.

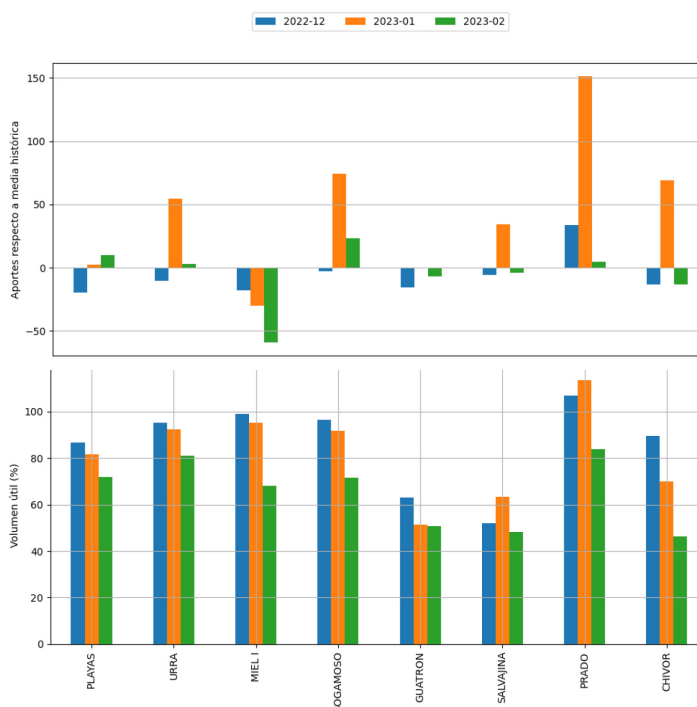
Figura 3-29: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

El panel superior de la Figura 3-29 muestra la media mensual de los aportes recibidos de la planta respecto a su media histórica. De los resultados obtenidos se encuentra que la planta Calima fue la única en recibir aportes por encima de la media histórica para todo el periodo, así como el mayor porcentaje de aportes en el mes de enero. Por otro lado, aunque la central de generación Guavio recibió importantes aportes en el mes de enero, en el mes de febrero mostró el déficit más alto de aportes. Finalmente, las plantas Pagua y El Quimbo presentan bajos niveles de aportes durante el mes de febrero. Adicionalmente, el panel inferior de la figura presenta el volumen útil de los embalses, donde se puede apreciar la caída sostenida de todos de ellos a lo largo del trimestre. Esta tendencia se explica con el ciclo de bajos aportes del sistema en esta época del año.

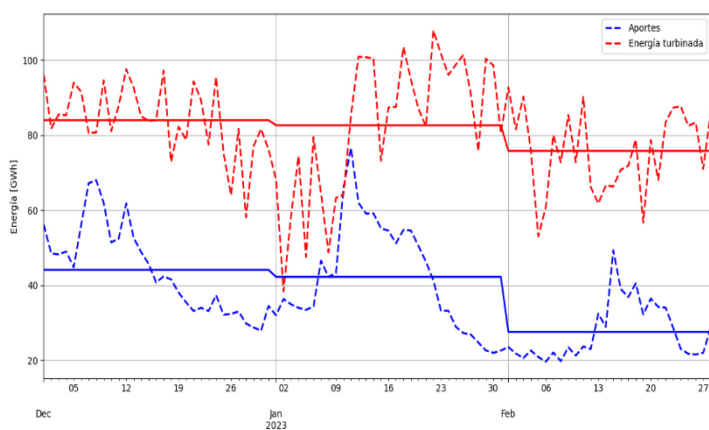
Para las plantas de media regulación se obtiene realiza el mismo análisis (ver Figura 3-30). En la gráfica se puede observar que este tipo de plantas recibieron aportes cercanos a la media histórica, con excepción de Miel I en el mes de enero y febrero. Por otro lado, la planta Prado recibió la mayor cantidad de aportes en el mes de enero, con valores aproximados a 150,0% de la media histórica, seguido de Sogamoso con 75,0%. En cuanto al comportamiento del Volumen Útil, este tipo de embalses, al tener una regulación menor, pueden tener variaciones mayores en el transcurso del periodo analizado, tal y como se observa en el aumento de Salvajina en la transición diciembre – enero, el cual vuelve y decrece durante febrero.

Figura 3-30: Aportes y Volumen Útil por planta de media regulación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Figura 3-31: Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

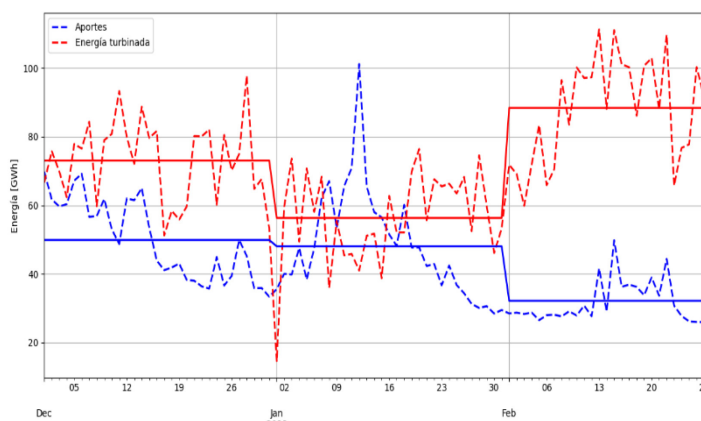
La Figura 3-31 y la Figura 3-32 muestran las cantidades de energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas.

En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas, la energía turbinada fue equivalente al 190% de los aportes recibidos en el mes de diciembre y de 275% en el mes de febrero, representando un desbalance significativo, que conlleva a una baja en la energía almacenada en los embalses de mediana regulación.

En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas, nuevamente se ve un desbalance, sin embargo, en el mes de enero la energía turbinada corresponde al 117% de los aportes del sistema, mientras que en febrero la energía turbinada equivale al 275% de los aportes recibidos.

En el mes de enero se presentan días puntuales en los cuales los aportes recibidos son mayores a la energía turbinada, sin embargo, los aportes medios de todo el trimestre se ubicaron por debajo de la media de energía turbinada.

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



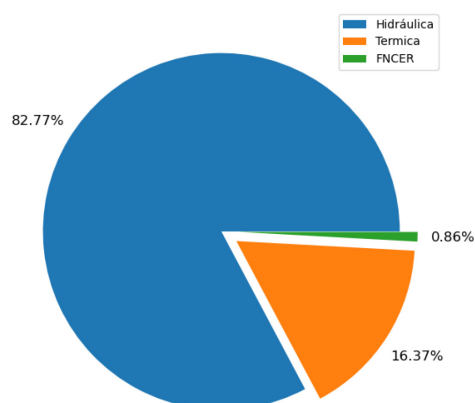
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

3.3.3 Generación de energía por recurso

En la Figura 3-33 se muestra la participación de la generación total por tipo de recurso: hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre se observó una participación del recurso hídrico del 82,8%, de 16,4% con combustibles fósiles, mientras que las FNCER representaron el 0,9% restante.

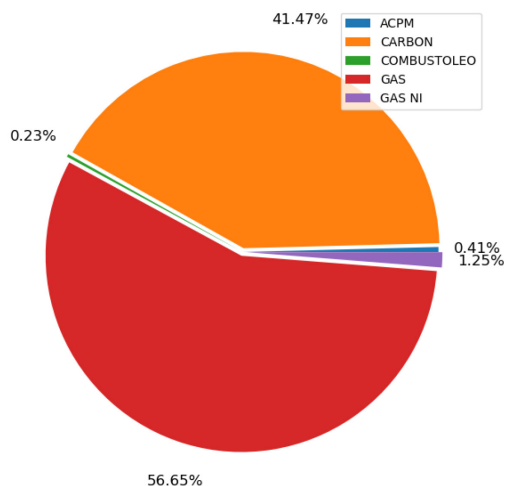
En comparación con el trimestre anterior, se evidencia un aumento de 4,1% en la participación de los recursos térmicos, debido al inicio de la estación de verano, durante la cual se registró disminución de los aportes hídricos del sistema.

Figura 3-33: Participación de la generación por recurso



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Figura 3-34: Participación de generación térmica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

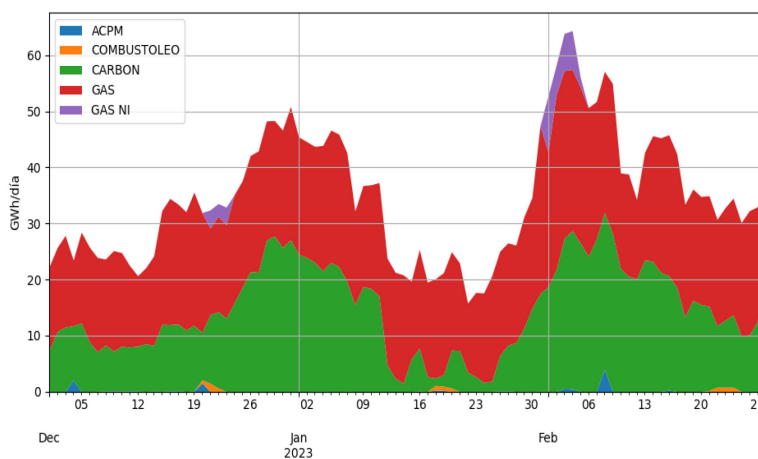
Observando la participación de los combustibles fósiles en la generación térmica (ver Figura 3-34), se encuentra que el recurso con mayor participación es el gas natural nacional, que representó un 57,4% del total. Dicha participación decreció en aproximadamente 22,0% respecto al trimestre anterior, conllevando un aumento en la generación a partir de carbón de 17,0% a 42,0% aproximadamente.

Es importante precisar que, para este análisis solo se incluyen los principales combustibles fósiles, correspondientes a gas natural nacional e importado, carbón, combustóleo y ACPM.

En términos de magnitud de energía, el promedio de generación térmica se ubicó en 34,9 GWh-día. Al desagregar por combustible se observan los siguientes promedios: con gas natural nacional 19,9 GWh-día, con gas importado 4,9 GWh-día, con carbón 14,5 GWh-día y combustóleo y ACPM 0,4 y 0,1 GWh-día respectivamente.

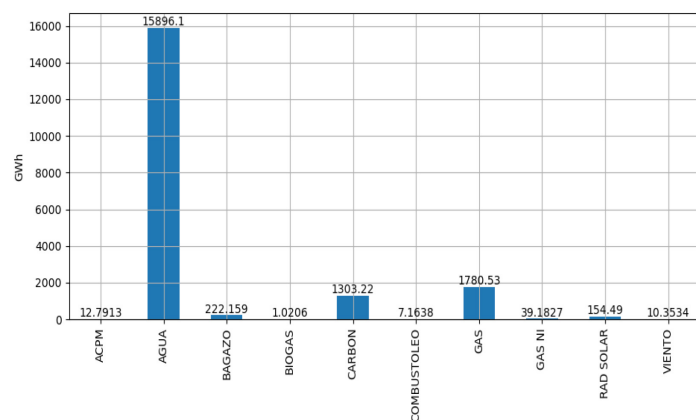
Por lo tanto, como lo muestra la operación diaria de la generación térmica en la Figura 3-35 y dada que la participación por recursos (Figura 3-33), se evidencia un aumento importante en la generación a partir de carbón, lo cual se refleja en los aumentos de los precios de bolsa del periodo frente a los incrementos en las ofertas de los generadores hidráulicos.

Figura 3-35: Generación térmica por combustible



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Figura 3-36: Generación acumulada de cada fuente de generación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Finalmente, en la Figura 3-36 se muestra la generación acumulada de cada fuente de generación de manera independiente. Se observa en la figura la amplia participación de generación hidráulica, gas natural y carbón respecto a los recursos restantes. Asimismo, se observa que durante el trimestre analizado las magnitudes de generación a partir de gas y carbón son similares.

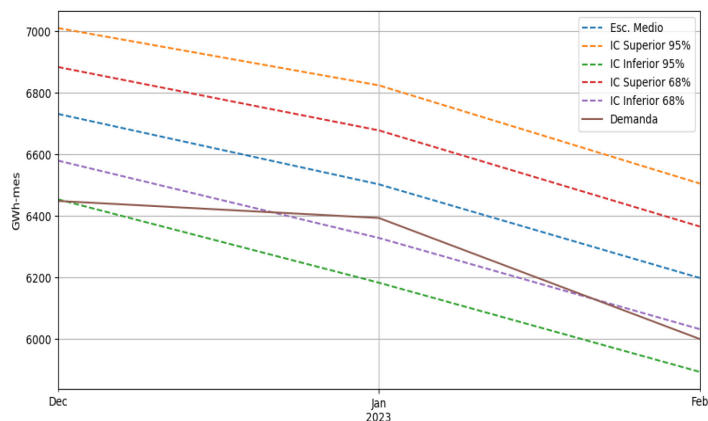
La generación hidroeléctrica aportó 15,8 TWh de los 19,2 TWh totales generados durante el periodo, lo cual es aproximadamente 10 veces mayor que el siguiente recurso en magnitud que es el gas natural.

3.3.4 Demanda

La Figura 3-37 se muestra la evolución de la demanda mensual (línea continua) 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% y 68%.

Para el trimestre de análisis se observa un comportamiento de la demanda real que se acerca al escenario inferior del intervalo de confianza del 68%, excepto para el mes de diciembre, donde la demanda se ubica justo en el escenario inferior para el intervalo de confianza del 95%.

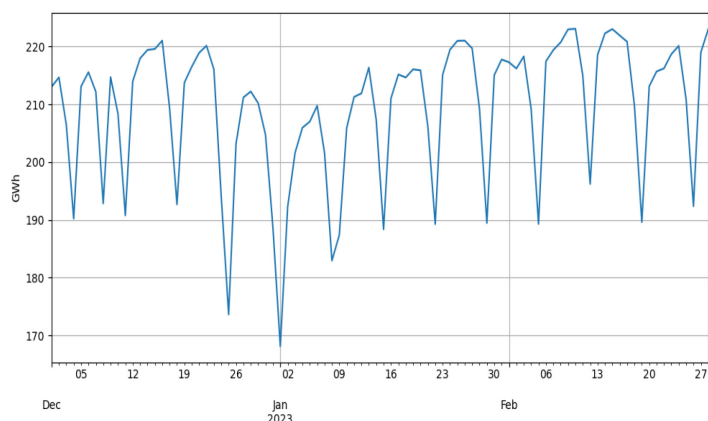
Figura 3-37: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

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

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Por otro lado, la Figura 3-38 muestra la evolución diaria de la demanda en el periodo de análisis, Para el final de diciembre se observa la caída distintiva del periodo festivo de final de año, así como la recuperación de la demanda en los meses de enero y febrero.

En la gráfica se puede observar valores de demanda superiores a los 220 GWh-día durante el trimestre, mientras que el mínimo se ubicó por debajo de 170GWh-día.

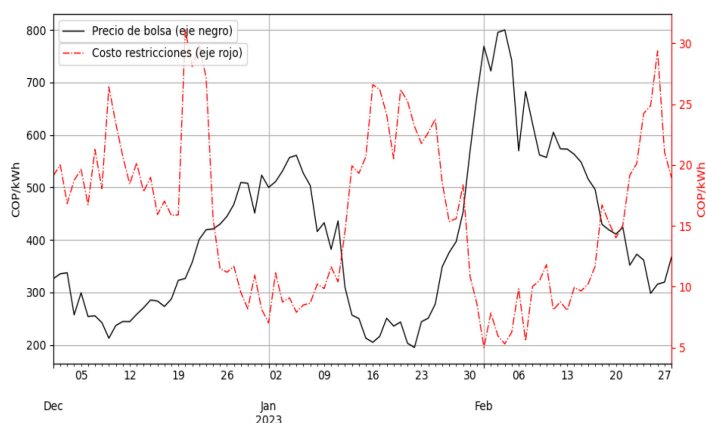
3.3.5 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-39 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa (línea continua color negro) y el costo de restricciones (línea punteada color rojo), ambos expresados COP/kWh, con el fin de poder identificar posibles relaciones entre estas variables.

Durante el trimestre analizado se presentaron algunos incrementos en el precio de bolsa debido principalmente a las condiciones hidrológicas tal como se mencionó en la sección 3.3.1. Así mismo, durante el periodo de análisis se observa un pico del precio de bolsa del 1 de febrero, el cual concuerda con la salida del sistema de la planta Guavio por mantenimiento programado y la planta San Carlos por baja hidrología en el embalse.

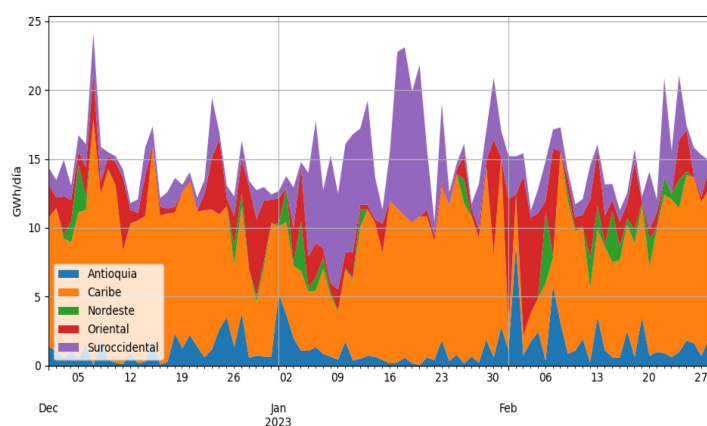
Por otro lado, los aumentos en los precios de bolsa coinciden temporalmente con las caídas en el costo unitario de restricciones, ya que, al aumentar el precio de bolsa, algunas de las plantas costosas que se requieren por seguridad en el sistema resultan comisionadas en mérito, por lo tanto, su generación, aunque necesaria, ya no hace parte de la generación por restricciones en el sistema.

Figura 3-39: Costo de restricciones y precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Figura 3-40: Generación fuera de mérito por área



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Finalmente, en la Figura 3-40 se puede ver la generación fuera de mérito en el sistema, es decir, la generación requerida por restricciones.

En esta gráfica se pueden apreciar picos puntuales donde la generación sobrepasa los 20.0 GWh/día, principalmente asociados a mantenimientos en el área Oriental y el área Suroccidental, las cuales han tenido bastante actividad por eventos asociados a la subestación y línea San Marcos, Yumbo y Tesalia – Jamondino 230 kV.

4 Energía Eléctrica: Mecanismo Cargo por Confiabilidad

El mecanismo de Cargo por Confiabilidad (CXC), mediante el cual se asigna Obligaciones de Energía Firme (OEF), fue diseñado con el objetivo de garantizar la confiabilidad en el suministro de energía a largo plazo que permita minimizar el riesgo de desabastecimiento en escenarios críticos para la matriz de generación eléctrica colombiana. Dicho en otras palabras, es un mecanismo cuyo propósito es asegurar la disponibilidad de oferta de electricidad, en el sentido que los agentes adquieren obligaciones con el mercado, las cuales son exigibles.

En todo caso, el presente análisis del Cargo por Confiabilidad se hace con el fin de plantear las bases para una posible actuación que permita modernizar, armonizar y valorar el o los mecanismos actuales para garantizar el suministro energético mejorando sus capacidades y atendiendo a los compromisos ambientales del país frente al cambio climático. En el presente capítulo se abordará la operatividad del mecanismo desde al año 2007 al presente, así como contendrá un análisis de los beneficios y las dificultades del mismo.

4.1 Recaudo histórico de la remuneración del Cargo por Confiabilidad

Como parte del análisis al mecanismo CXC, se realiza una revisión al recaudo histórico realizado por el ASIC⁹, el cual se presenta bajo el parámetro denominado del Remuneración Real Individual (RRID)¹⁰. En la Figura 4-1 se presenta el recaudo anual, tanto en precios corrientes como en precios constantes a Dic. 2022.

De los datos se encuentra que desde el año 2007 hasta el mes de febrero del 2023 se ha registrado un recaudo total de 62,5 billones de pesos constantes (a diciembre de 2022) por concepto del Cargo por Confiabilidad.

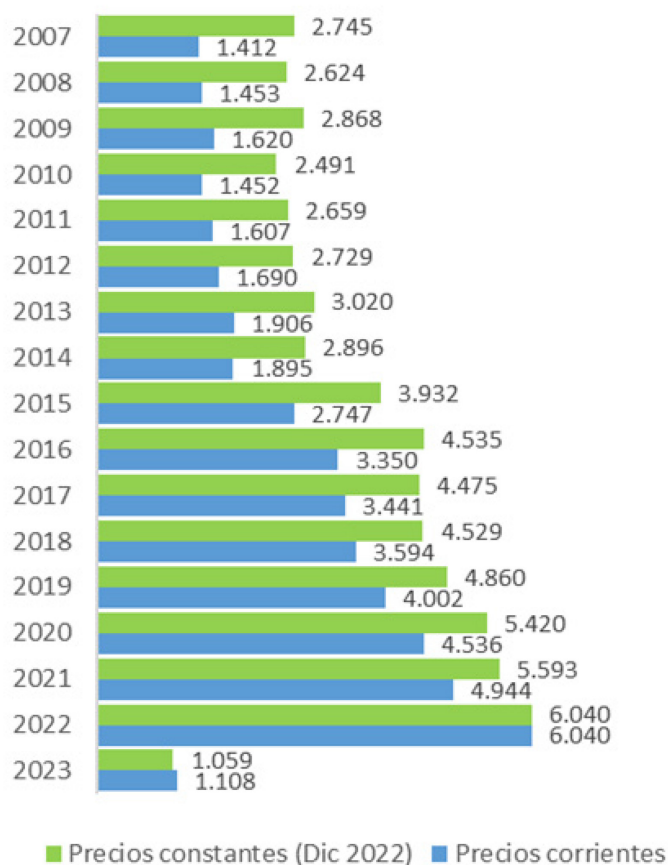
El recaudo total anual se ha incrementado desde 1,4 billones en 2007 hasta más de 6 billones remunerados por este concepto el año 2022 (precios corrientes). De los análisis se ha identificado que parte del incremento de recursos entregados se debe principalmente al

⁹ Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Se encarga del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago todas las transacciones que resulten en el Mercado de Energía Mayorista.

¹⁰ Remuneración Real Individual (RRID): Corresponde a los pagos realizados a los generadores de energía por las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas mediante los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006 y se presenta la evolución de la TRM del último día calendario de cada mes, con el cual se realiza la actualización del precio promedio ponderado de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación.

desarrollo de subastas cuyo objeto ha sido la incorporación de energía que aporte confiabilidad al sistema.

Figura 4-1: Remuneración Real Total del Cargo por Confiabilidad (Miles de millones COP)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

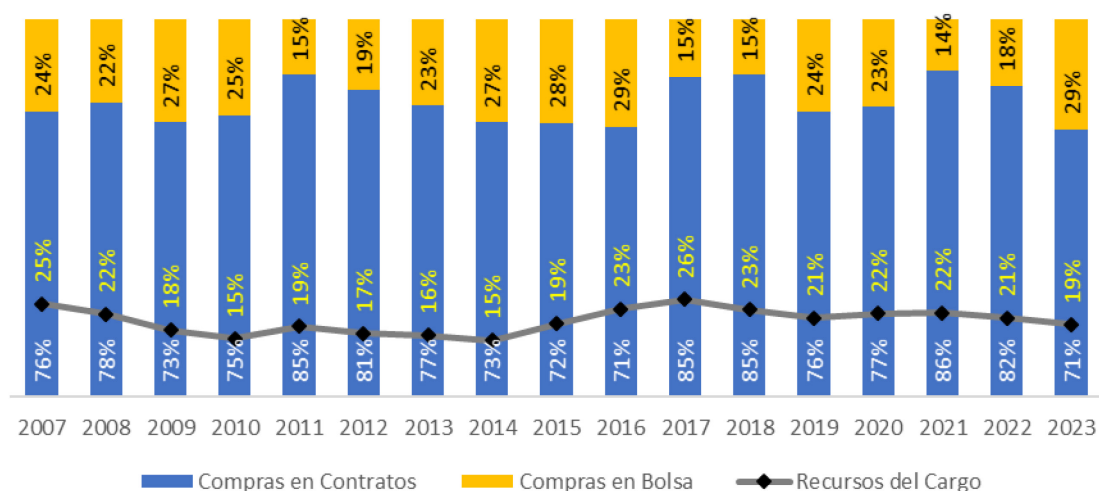
Así mismo, para los últimos dos años se observa el efecto de la devaluación ya que al valorar la Remuneración Real Total (RRT) correspondiente a la suma de todos los generadores diaria con la tasa de cambio respectiva. Para los años 2021 y 2022 la cuantía paso de cerca de 1.320 a cerca de 1.419 millones de dólares equivalente a un incremento de 7,5%, lo cual es significativamente inferior al valor del RRT en pesos que creció 22,2%, equivalente a 1,1 billones de pesos corrientes.

En la Figura 4-2 se presenta una comparación entre los totales de las compras de energía (contratos y bolsa) y el recaudo correspondiente al mecanismo del Cargo por Confiabilidad para cada uno de los años del periodo comprendido entre 2007 y lo corrido de 2023.

Evaluando las compras de energía (liquidada en pesos) presentada en la gráfica, se observa que desde el 2007 hasta el mes de febrero de 2023 el mecanismo de compra de energía con contratos de largo plazo ha tenido una participación media cercana al 77,8%, mientras que las transacciones de energía en la bolsa corresponden en promedio alrededor del 22,2% restante.

Así mismo, en la gráfica se puede observar que al comparar el valor agregado de las compras de energía con los recursos recaudados con motivo del CXC, dichos recaudos equivalen en promedio al cerca del 20,2% del valor total de la energía.

Figura 4-2: Compras de energía (Bolsa y Contratos) y RRID



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

4.1.1 Destinación a proyectos nuevos

Considerando las asignaciones del Cargo por Confiabilidad desde el 2007 hasta la vigencia actual de 2023, se observa que en promedio el 12,5% del total de las OEF corresponde a plantas nuevas tal y como se presenta en la Tabla 4-3. Así mismo, en la tabla se observa que el primer registro de OEF de plantas nuevas ocurre en el año 2012 con una participación del 5,3%. Así mismo, se observa que la participación de las plantas nuevas en la asignación del total de las OEF se ha incrementado a lo largo de las vigencias, llegando a representar hasta el 26,9% del total para la vigencia 2023.

Tabla 4-1 Distribución porcentual de la asignación de OEFs por año por plantas nuevas y existentes

Año	Plantas existentes	Nuevas plantas
2007	100,0%	0,0%
2008	100,0%	0,0%
2009	100,0%	0,0%
2010	100,0%	0,0%
2011	100,0%	0,0%
2012	94,7%	5,3%
2013	93,6%	6,4%
2014	92,9%	7,1%
2015	92,0%	8,0%
2016	87,0%	13,0%
2017	83,2%	16,8%
2018	81,6%	18,4%
2019	80,7%	19,3%
2020	78,4%	21,6%
2021	79,0%	21,0%
2022	75,8%	24,2%
2023	73,1%	26,9%
Total	87,5%	12,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

Ahora bien, conociendo la participación de las plantas nuevas respecto a las asignaciones totales de Energía Firme, se realizó la estimación del recaudo para las plantas nuevas sobre el total de los recursos del Cargo por Confiabilidad. Del análisis se encuentra que desde el año 2007 hasta el mes de febrero de 2023, las plantas nuevas han recaudado cerca de 8,0 billones de pesos (precios constantes de diciembre 2022) por concepto de Cargo por Confiabilidad.

El restante, es decir cerca de 54,5 billones de pesos (precios constantes de diciembre 2022), han sido recaudados por agentes con plantas existentes, en algunos casos con más de 20 años de operación; sin que esto represente necesariamente inversiones en expansión de la capacidad instalada del parque de generación colombiano.

Es importante mencionar que las plantas nuevas continuarán recaudando recursos del Cargo por Confiabilidad a lo largo del periodo en el cual tengan vigentes sus asignaciones de Energía Firme

Tabla 4-2 Distribución del RRT en precios constantes de diciembre de 2022 y la participación estimada de las nuevas plantas construidas por el mecanismo de CxC (Miles de millones COP)

Año	RRT	RRT Plantas nuevas ¹¹
2007	2.745	-
2008	2.624	-
2009	2.868	-
2010	2.491	-
2011	2.659	-
2012	2.729	144
2013	3.020	194
2014	2.896	206
2015	3.932	315
2016	4.535	588
2017	4.475	750
2018	4.529	835
2019	4.860	936
2020	5.420	1.171
2021	5.593	1.172
2022	6.040	1.462
2023	1.059	285
Total	62.474	8.058

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

¹¹ Hace referencia a la Remuneración Real Total correspondiente a los proyectos nuevos desarrollados en el marco del mecanismo de Cargo por Confiabilidad.

4.2 Participación de proyectos en el mecanismo Cargo por Confiabilidad

Desde la creación del mecanismo del Cargo por Confiabilidad mediante la Resolución CREG 071 de 2006, se han llevado a cabo 3 subastas de reloj descendente, las cuales se enumeran a continuación:

- La primera subasta fue adelantada en el año 2008 con inicio de vigencia de las obligaciones para el periodo 2012 – 2013.
- La segunda subasta se llevó a cabo en el 2011 para el inicio de vigencia de las obligaciones asignadas en el periodo 2015 – 2016.
- Una tercera subasta en el año 2019 con inicio de vigencia de las obligaciones en el periodo 2022 – 2023.

Para los periodos diferentes a los señalados en el inicio de vigencia de las obligaciones de las subastas, se han realizado asignaciones administradas por el ASIC a las plantas con ENFICC no comprometida a prorrata. Por otro lado, se han realizado dos subastas de tipo GPPS en los años 2008 y 2012, con el fin de realizar asignaciones de largo plazo para proyectos nuevos con periodos de ejecución de 10 o más años.

De los registros se encuentra que en las subastas han participado un total de 47 empresas, entre promotoras y compañías generadoras, las cuales han representado 107 proyectos.

Desde la entrada en vigencia del mecanismo, la mayoría de las plantas que han participado corresponden a centrales/unidades que ya se encontraban en funcionamiento antes del 2006, con un total de 59 de los 107 proyectos, tal y como se puede observar en la Tabla 4-3.

De los proyectos existentes 47 cuentan con obligaciones vigentes, mientras que 10 de ellos ya no cuentan con obligaciones. Los proyectos de Alban y Flores 4 ciclo combinado esperan el inicio de las obligaciones para el primero de diciembre de 2023 y 2024 respectivamente.

Tabla 4-3: Distribución de números de plantas sobre el estado de Obligaciones de Energía Firme (OEF) por tipo de planta a partir de 2006

	Asignadas	Perdidas	Vigentes	Vencidas	No asignadas	Total
Nuevas (N)	4	10	21	0	7	42
Existentes (EX)	2	0	47	10	0	59
Especiales (ES)	0	0	5	1	0	6
Total	6	10	73	11	7	107

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

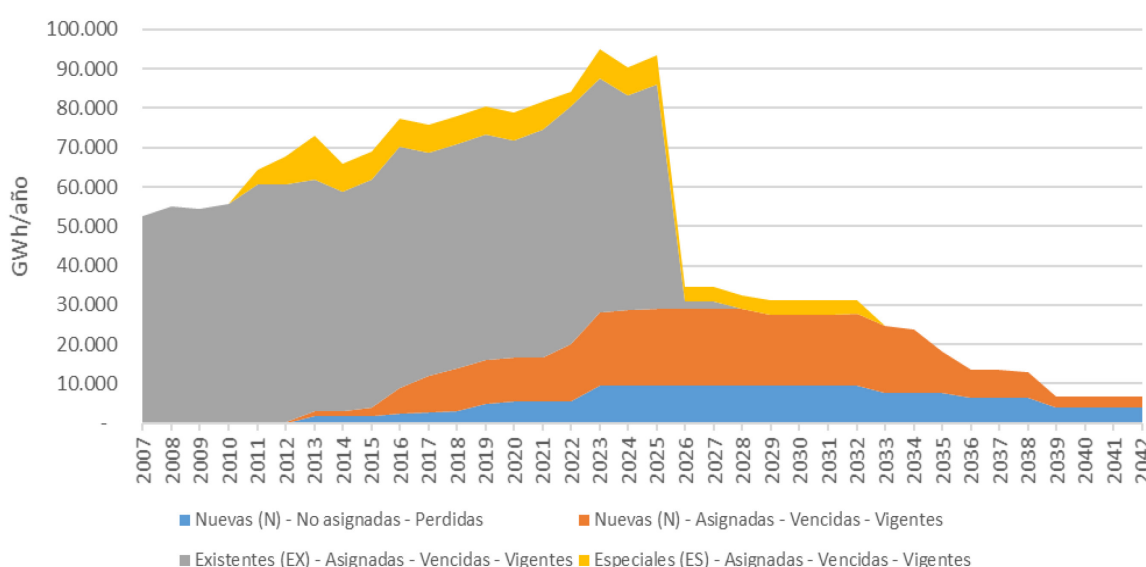
Con respecto a las plantas nuevas, un total de 10 plantas han perdido sus obligaciones sin contar el caso de Pescadero – Ituango que cuenta con obligaciones vigentes en el momento. Adicionalmente, se observa en la tabla que un total de 7 plantas no recibieron asignaciones en los procesos de subasta, lo anterior sin contar la planta Tasajero II, la cual no fue asignada en el proceso de 2012, pero en el proceso de 2015 se vio beneficiada con cargos para el periodo 2015 y 2035.

4.2.1 Obligaciones de Energía Firme

Durante el periodo 2006 – 2010 el 100% de las OEF correspondieron a plantas existentes con una asignación media de 54.459 GWh/año (ver Figura 4-3). Luego, con la entrada de proyectos especiales y nuevos las obligaciones asignadas alcanzaron un total de 83.933 GWh/año para la vigencia diciembre 2024 – noviembre 2025, esto sin contar las obligaciones no asignadas o perdidas que alcanzaron para la misma vigencia un total 9.381 GWh/año.

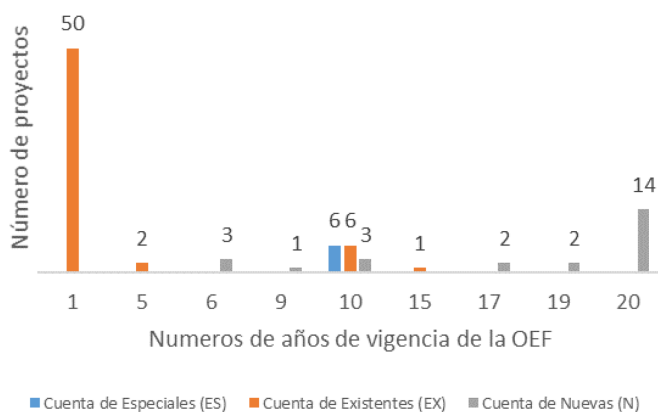
Finalmente, de la información se encuentra que a partir de diciembre de 2025 la mayoría de las OEF asignadas o vigentes se concentran en plantas nuevas por el término de vigencia de sus obligaciones.

Figura 4-3: Obligaciones de Energía en Firme por tipo de planta y estado de la obligación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Figura 4-4: Frecuencia de duración de las Obligaciones de Energía en Firme por tipo de planta



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Con respecto a la duración media de los cargos asignados por tipo de planta, se observa en la Figura 4-4 que las plantas existentes cuentan con obligaciones con vigencia de 1 un año como resultado de asignaciones administrativas del cargo, cuyo precio corresponde al valor de cierre de la última subasta.

Para el caso de las plantas especiales los cargos asignados tienen una vigencia de 10 años como se establece la Resolución CREG 071 de 2006 y sus modificaciones, finalmente las plantas nuevas cuentan en su mayoría con una duración de 20 años.

4.2.2 Proyectos nuevos desarrollados mediante el mecanismo

En la Tabla 4-4 se presentan los proyectos de generación que han ingresado a la matriz de generación enmarcados en el mecanismo de CXC. El primero de estos es Porce III cuya fecha de entrada en operación fue febrero de 2011, cuya capacidad instalada es de 700 MW. La tabla en total agrega una capacidad instalada de 4.107 MW.

En cuanto al tipo de recurso energético para la generación se encuentra proyectos hidráulicos, así como térmicos a carbón, gas natural y ACPM.

Tabla 4-4: Plantas nuevas desarrolladas por el mecanismo CXC

Central/Unidad	Recurso	Fecha entrada en operación	Periodo OEF (años)	Capacidad (MW)
Porce III	AGUA	9/02/2011	1	700
Amoya La Esperanza	AGUA	30/05/2013	1	80
			20	
Sogamoso	AGUA	20/12/2014	1	800
Gecelca3	CARBON	17/09/2015	20	164
Cucuana	AGUA	10/11/2015	20	60
El Quimbo	AGUA	16/11/2015	1	396
Carlos Lleras	AGUA	22/11/2015	20	78
Tasajero II	CARBON	30/11/2015	20	160
San Miguel	AGUA	23/12/2015	20	44
Gecelca 32	CARBON	28/09/2018	20	273
Termonorte	GAS	1/12/2018	20	88
Escuela de Minas	AGUA	30/09/2019	10	55
Termovalle	GAS	3/01/2020	5	241
Termoyopal G3	GAS	31/08/2020	6	50
Termoyopal G4	GAS	31/08/2020	6	50
Termoyopal G5	GAS	11/02/2021	6	50
El Tesorito	GAS	14/09/2022	20	200
Ituango	AGUA	1/12/2022	17	580
Termoebr	ACPM	25/12/2022	10	19
Termoproyectos	ACPM	25/12/2022	10	19
TOTAL				4.107

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

4.2.3 Proyectos pendientes por ingresar al sistema

Respecto a los proyectos que se encuentran pendientes por iniciar operación comercial, es importante mencionar que estos proyectos tienen un Inicio de Periodo de Vigencia de Obligaciones (IPVO) a partir de 2022 (con excepción de Ituango), sin embargo, es importante recordar que estos proyectos tienen la posibilidad de iniciar su operación durante los 12 meses siguientes, siempre y cuando cumplan con los requisitos de ajustar las garantías y cubrir sus obligaciones con anillos de seguridad, tal y como lo dispone la regulación.

La Tabla 4-5 muestra un resumen de los proyectos pendientes, que a la fecha no han realizado cesión de sus obligaciones, por lo tanto deberían iniciar operación comercial antes del 1 de diciembre de 2023.

Tabla 4-5. Proyectos pendientes sin cesión de OEF

Recurso	Periodo OEF		OEF (kWh-día)	Capacidad (MW)	Inicio Período de Vigencia Obligación (IPVO)	Anillos de seguridad
Proyecto Hidroeléctrico Ituango	1/12/2022	30/11/2032	3.124.111	1.200	1/12/2022	DDV y CMS ¹²
Cierre de Ciclo Termocandelaria	1/12/2022	30/11/2032	5.610.060	555	1/12/2022	DDV y CMS
La Loma Solar	1/12/2022	30/11/2042	524.465	170	1/12/2022	DDV y CMS
Termocaribe 3	1/12/2022	30/11/2042	806.400	42	1/12/2022	DDV y CMS

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Las OEF pendientes por ingreso mostradas en la Tabla 4-5 corresponden al 6,3% del total de obligaciones que aún se encuentran vigentes para el periodo 2022 – 2023.

Por otro lado, la Tabla 4-6 muestra un resumen de los proyectos que han realizado cesión de sus obligaciones, posponiendo de esta manera la fecha de entrada del proyecto en un periodo equivalente a las vigencias cedidas.

Para ilustrar esto, se cita el caso del proyecto Parque Beta, el cual tenía inicialmente un IPVO para diciembre de 2022, pero realizó la cesión de OEF de dos vigencias, posponiendo así su entrada en operación para el año 2024.

¹² Demanda Desconectable Voluntaria y Contratos de Respaldo de Mercado Secundario.

Tabla 4-6. Proyectos pendientes con cesión de OEF

Recurso	Periodo OEF		Nuevo Periodo luego de Cesión de OEF		OEF (kWh-día)	CEN (MW)	Observación	Inicio Período de Vigencia Obligación (IPVO)
	1/12/2022	30/11/2042	1/12/2023	30/11/2042				
Windpeshi	1/12/2022	30/11/2042	1/12/2023	30/11/2042	779.049	195	Cesión OEF 2022-2023 a PPA4	1/12/2023
Parque Beta	1/12/2022	30/11/2042	1/12/2024	30/11/2042	201.600	280	Cesión de OEF a TYP2 2022-2023 Cesión de OEF a TYP2 2023-2024	1/12/2024
Casa Eléctrica	1/12/2022	30/11/2042	1/12/2024	30/11/2042	888.245	176	Cesión OEF 2022-2023 Cesión OEF 2023-2024	1/12/2024
Parque Alpha	1/12/2022	30/11/2042	1/12/2024	30/11/2042	152.640	212	Cesión de OEF a TYP2 2022-2023 Cesión de OEF a TYP2 2023-2024	1/12/2024
El Paso Solar	1/12/2022	30/11/2032	1/12/2023	30/11/2032	236.995	67	Cesión de OEF a TYP2 2022-2023	1/12/2023

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Finalmente, las obligaciones cedidas de la vigencia 2022 corresponden al 1,5% de las obligaciones que aún se encuentran vigentes para este periodo.

4.2.4 Proyectos a los cuales se les ha ejecutado garantías

Para el correcto entendimiento de esta sección, es importante tener presente las definiciones mostradas en el Anexo de la Resolución CREG 061 de 2007:

*“(...) **Artículo 2. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de este Reglamento se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:*

Año de Vigencia de la Obligación: *Período de doce meses contado desde el 1 de diciembre hasta el 30 de noviembre siguiente, que hace parte o coincide con el Período de Vigencia de la Obligación.*

Fecha de Inicio del Período de Vigencia de la Obligación o IPVO: *Es el día a partir del cual se da inicio al Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme de una planta o unidad de generación.*

Incumplimiento Calificado de Cronograma: *Incumplimiento del cronograma de construcción o puesta en operación o repotenciación, según sea el caso, de una planta y/o unidad de generación, que permite prever que la puesta en operación o repotenciación de la planta o unidad de generación, ocurrirá después del IPVO, certificado por el auditor designado para el efecto conforme a lo previsto en el Artículo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006.*

Incumplimiento Grave e Insalvable: Serán los eventos de incumplimiento establecidos en el Artículo 13 del presente Reglamento.

Mantener vigente una garantía: Se entenderá que los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas cumplen con su obligación de mantener vigentes las garantías, cuando presenten ante la CREG garantías constituidas con la vigencia indicada en los Capítulos 3 al 8 del presente Reglamento o con una vigencia inicial de un (1) año y las prorroguen conforme al requerimiento de vigencia establecido en los mencionados capítulos, por períodos mayores o iguales a un año, con al menos quince (15) días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente. (...)"

Ahora bien, en lo relacionado con las garantías para proyectos que participan en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, el Anexo de la Resolución CREG 061 de 2007 establece el "Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad". Este reglamento en particular establece como deben establecerse las garantías para amparar los proyectos nuevos que se encuentran en construcción y puesta en operación. En este sentido, se pueden presentar dos tipos de incumplimientos derivados de las auditorías adelantadas para cada uno de los proyectos, el primer tipo de incumplimiento se da cuando a raíz de la auditoría se determina que la planta o unidad de generación tendrá un retraso en la entrada en operación respecto a la IPVO menor a 1 año. En este caso el agente debe ajustar las garantías de acuerdo con lo establecido en el artículo 32 del reglamento:

"(...) Artículo 32. Valor de cobertura ante incumplimiento de cronogramas. Cuando se presente incumplimiento en la fecha de entrada en operación de plantas o unidades de generación nuevas o especiales, la variable $VOEFPn,C4$ del Artículo anterior, para la planta o unidad de generación, se calculará usando el siguiente factor:

(...)

Parágrafo 1. El Auditor designado para verificar el cumplimiento del cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación y la puesta en operación de la misma, será el responsable de informar al ASIC el número de días de retraso de entrada en operación de la planta o unidad de generación.

Parágrafo 2. El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada podrán solicitar auditorías con una periodicidad inferior a la establecida en la Regulación para actualizar el número de días de retraso de entrada en operación de sus plantas o unidades de generación, las cuales serán realizadas por la misma firma que realiza la auditoría. El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada deberán pagar el costo de la auditoría adicional, previamente a la ejecución de la misma.

Parágrafo 3. En caso de que la garantía presentada por el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada deba ser ajustada, se dará cumplimiento a los

*plazos y procedimientos establecidos en el Artículo 35 del presente Reglamento.
(...)*

De acuerdo con lo anterior, las plantas pueden presentar un retraso verificado por el auditor en la entrada en operación de hasta un año con respecto a la IPVO, siempre y cuando se ajusten las garantías de acuerdo con lo establecido en el reglamento.

El segundo tipo de incumplimiento corresponde al llamado Grave e Insalvable, para el cual se dictan las condiciones a través de los artículos 13 y 14 del Reglamento:

“(...) Artículo 13. Eventos de incumplimiento. Constituyen eventos de incumplimiento grave e insalvable los siguientes:

1. Incumplimiento Calificado de Cronograma que implique que la puesta en operación de la planta o unidad de generación, ocurrirá en un plazo superior a un (1) año contado a partir del IPVO.

2. Incumplimiento Calificado de Cronograma, que implique que la puesta en operación de la planta o unidad de generación ocurrirá en un plazo inferior a un (1) año, contado a partir del IPVO, y el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada, una vez esté registrada como Agente Generador ante el ASIC, no garanticen el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme con un Contrato o Declaración de Respaldo, de otra planta o unidad de generación. Este Contrato o Declaración de Respaldo debe estar registrado ante el ASIC a más tardar dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que el CND reciba el correspondiente informe del auditor y debe estar vigente desde el IPVO hasta la nueva fecha de puesta en operación de la planta o unidad de generación, certificada por el Auditor.

3. Puesta en operación de la planta o unidad de generación con una ENFICC inferior a la asociada a la Obligación de Energía Firme asignada, calculada en la forma prevista en el Anexo 3 de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

4. El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada no acredita ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías conforme a lo establecido en el presente Reglamento.

5. El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada no acredita ante el ASIC el pago de los honorarios del Auditor designado para verificar el cumplimiento del cronograma de construcción o repotenciación, o de puesta en operación de la planta o unidad de generación, conforme a lo establecido en el presente Capítulo.

Parágrafo. *El evento de incumplimiento indicado en el numeral 1 deberá ser informado por la CREG al ASIC, conforme al Parágrafo del Artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*

Artículo 14. Terminación de la Obligación de Energía Firme. *Conforme lo establece el Numeral 3 del Artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006, los eventos de incumplimiento descritos en el Artículo anterior, darán lugar a la pérdida de la asignación de la Obligación de Energía Firme objeto de garantía establecida en el presente capítulo y de la remuneración asociada, a partir de la fecha en que se configuró el respectivo evento de incumplimiento grave e insalvable. (...)*

Teniendo en cuenta lo anterior, ante un retraso determinado por el auditor mayor a un año respecto al IPVO, la CREG debe pronunciarse mediante resolución para determinar la pérdida de las OEF asignadas, en otro caso, solo se requiere la ejecución de las garantías por parte del ASIC.

De los datos obtenidos del ASIC se construye la Tabla 4-7, en donde muestra el resumen de ejecución de garantías a los proyectos. En la tabla se pueden identificar 8 proyectos a los cuales se han ejecutado garantías por un retraso en la entrada del proyecto menor a 1 año, pero a los cuales los promotores no ajustaron las garantías correspondientes. Así mismo, se observa que 3 proyectos han presentado un retraso mayor a 1 año, implicando automáticamente un retraso de tipo Grave e Insalvable.

Tabla 4-7: Resumen ejecución de garantías a proyectos

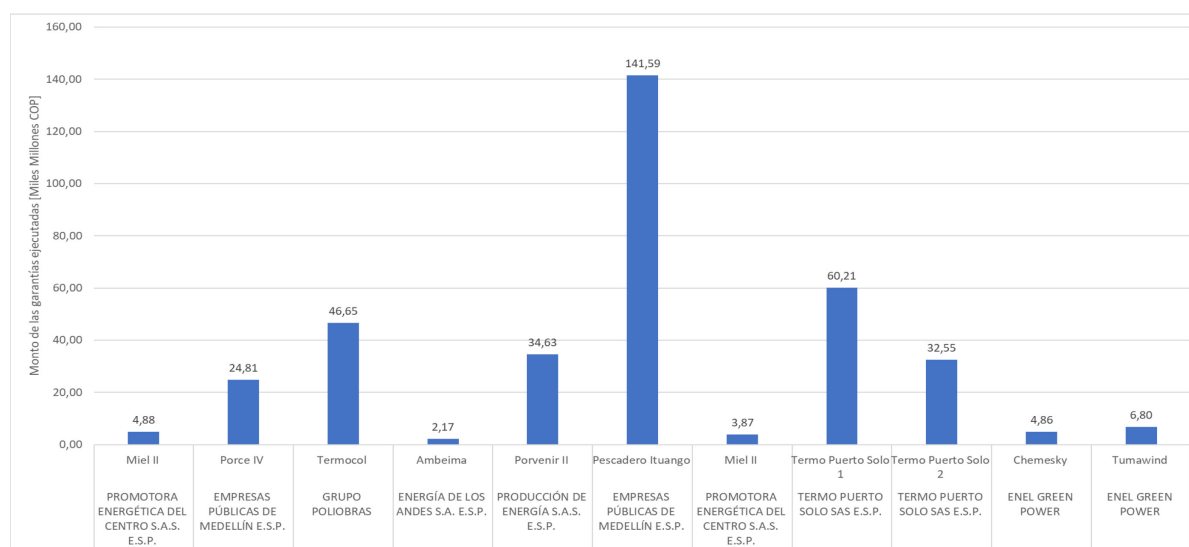
Proyecto	Fecha Ejecución	Tipo de Incumplimiento	Promotor del proyecto	Valor pesos (Miles Millones COP)
Miel II	15/09/2011	Ajuste garantías	PROMOTORA ENERGÉTICA DEL CENTRO S.A.S. E.S.P.	4,9
Porce IV	15/02/2012	Grave e insalvable	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	24,8
Termocol	6/06/2013	Ajuste garantías	GRUPO POLIOBRAS	46,6
Ambeima	7/01/2014	Ajuste garantías	ENERGÍA DE LOS ANDES S.A. E.S.P.	2,2
Porvenir II	8/01/2015	Ajuste garantías	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	34,6
Pescadero Ituango	9/12/2019	Grave e insalvable	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	141,6
Miel II	11/05/2021	Grave e insalvable	PROMOTORA ENERGÉTICA DEL CENTRO S.A.S. E.S.P.	3,9
Termo Puerto Solo 1	31/05/2021	Ajuste garantías	TERMO PUERTO SOLO SAS E.S.P.	60,2
Termo Puerto Solo 2	31/05/2021	Ajuste garantías	TERMO PUERTO SOLO SAS E.S.P.	32,5
Chemesky	8/02/2022	Ajuste garantías	ENEL GREEN POWER	4,9
Tumawind	8/02/2022	Ajuste garantías	ENEL GREEN POWER	6,8

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Igualmente, se encuentra que el monto total de garantías ejecutadas durante el funcionamiento del Cargo por Confiabilidad ascienda a la suma de \$363.010.000.000, dinero que una vez ejecutado se distribuye a pro rata en los agentes del Mercado de Energía Mayorista para disminuir los costos asociados a restricciones en el SIN.

De manera complementaria, en la Figura 4-5 se muestra mediante un gráfico de barras los montos de las garantías ejecutadas a los proyectos por promotor del proyecto. De la gráfica anterior se destaca el alto monto ejecutado al proyecto Pescadero – Ituango, correspondiente a la asignación de OEF de la vigencia 2018 a 2038, adjudicadas mediante la subasta GPPS del año 2008.

Figura 4-5: Montos de garantías ejecutadas a proyectos por incumplimiento



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

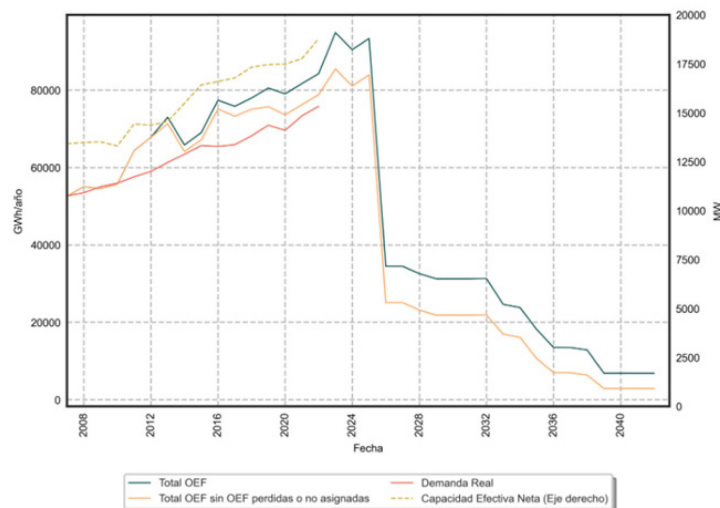
4.3 Correlación entre Obligaciones de Energía Firme y aumento de la capacidad de generación

En la Figura 4-6 se presentan todas las Obligaciones de Energía Firme anuales asignadas mediante todos los mecanismos hasta la fecha. Así mismo, se visualizan las OEF anuales, descontando los proyectos que perdieron sus OEF, o OEF que finalmente no fueron asignadas. En la gráfica también se presenta la demanda real y el crecimiento de la capacidad efectiva neta del sistema.

Del análisis se encuentra que el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, asigna Obligaciones de Energía Firme, que van aumentando en la medida que la demanda del sistema se incrementa. Desde 2007, la demanda aumentó en un 43,9% pasando de 52,6TWh-año a 75,8TWh-año, y de forma similar, la capacidad efectiva neta, que aumentó de forma

proporcional en un 41,2% hasta 2022, pasando de 13.392MW a 18.779 MW, equivalente a un aumento de 5.387MW.

Figura 4-6: Evolución OEF año (todos los mecanismos)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

térmico y 2.793MW (68,0%) a unidades de generación hidráulicas. En este sentido, es posible afirmar que el Cargo por Confiabilidad ha sido un mecanismo importante en el crecimiento de la capacidad instalada existente del sistema eléctrico colombiano.

Las OEF totales han aumentado en 60,3%, sin embargo, al descontar las obligaciones que los agentes perdieron por no cumplir los requisitos estipulados en la regulación, o que, finalmente no fueron asignadas, se tiene que un crecimiento real de 50,0% desde el año 2007, pasando de 52,5TWh-año a 78,8TWh-año en 2022.

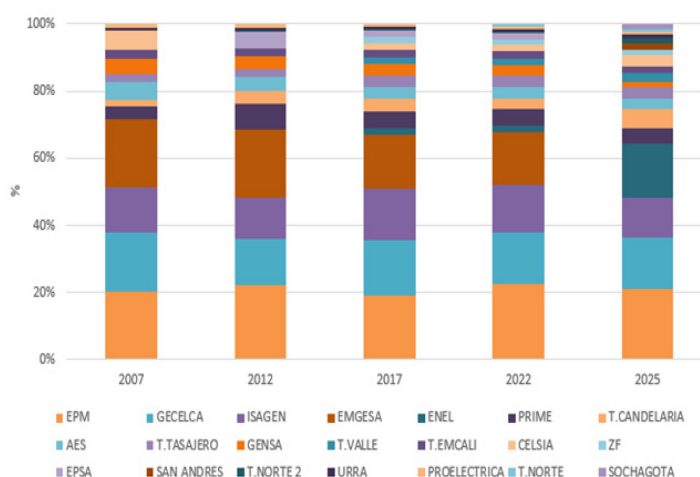
Del crecimiento del parque de generación mencionado, 4.107MW (76,2%), fueron resultado de las Obligaciones de Energía Firme relacionadas al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, de esta capacidad instalada, 1.314MW (32,0%) corresponde a parque

4.4 Evolución en la mitigación del poder de mercado producto del Cargo por Confiabilidad

Otro fundamento del mecanismo Cargo por Confiabilidad fue en su momento, mitigar el poder de mercado de los agentes¹³. La Figura 4-7 presenta la evolución de las Obligaciones de Energía Firme por agente, donde se observa que los cuatro principales agentes han mantenido como tal su participación en el mercado. Para el año 2007 estos agentes tenían cerca del 67,4% y para el año 2022 su participación fue prácticamente igual con un valor de 67,3%. Se prevé que para el año 2025 la participación disminuya a 62,2%.

Por otro lado, en el año 2011 16 empresas contaban con Obligaciones de Energía Firme, número que aumentó a 21 para el año 2022, es decir un aumento de 31,2%, lo cual se considera importante, dado que, durante este periodo, no solo nacieron nuevas empresas, sino que otras desaparecieron o fueron adquiridas por empresas existentes.

Figura 4-7: Evolución participación OEF por agente



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

4.5 El mecanismo durante el periodo 2015 – 2016

Según la información disponible en la NOAA¹⁴, desde la implementación del mecanismo de Cargo por Confiabilidad en el año 2007, se han registrado tres eventos de fenómeno de El Niño, con ocurrencia en los años 2009 – 2010, 2014 – 2016 y 2018 – 2019. De estos tres eventos, se resalta el fenómeno de El Niño correspondiente al periodo 2014 – 2016, ya que tuvo un gran impacto en el sector energético nacional, obligando a los diferentes actores de los mercados tomar decisiones para evitar un posible racionamiento.

Adicionalmente, durante este periodo se registraron algunas eventualidades en activos que incrementaron el riesgo de desabastecimiento en el sistema como es el caso de la

¹³ Documento Creg, 17 de Julio de 2006, Cargo por confiabilidad. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7c7ee4f6ee5328880525785a007a6d04/\\$FILE/CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD.pdf#page=76&zoom=100,118,149](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7c7ee4f6ee5328880525785a007a6d04/$FILE/CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD.pdf#page=76&zoom=100,118,149)

¹⁴ NOAA: https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

eventualidad presentada en la central hidroeléctrica Guatapé durante el mes de febrero de 2016, o la indisponibilidad de la central térmica Flores IV.

En la Tabla 4-8 se muestran las Obligaciones de Energía Firme vigentes para los principales agentes durante el periodo comprendido entre los meses septiembre de 2015 a abril de 2016. De la información presentada en la tabla se destacan los agentes ENEL COLOMBIA y EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN como los agentes con mayores niveles de OEF asignadas con 36,4 y 31,9 GWh/día.

Tabla 4-8: Obligaciones de Energía Firme vigentes para el periodo 2015 – 2016

Código SIC	Nombre agente generador	OEF [GWh/día]	Cumplimiento De OEF
CHVG	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	8,0	107,8%
EMUG	EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,9	141,5%
ENDG	ENEL COLOMBIA SA ESP	36,4	98,3%
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	31,9	111,4%
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	8,2	123,1%
GECC	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	13,2	47,2%
HDPG	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	0,5	133,0%
HIMG	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	6,8	47,8%
ISGG	ISAGEN S.A. E.S.P.	21,2	136,8%
PRIG	PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	1,9	87,1%
TCIG	TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	7,0	67,6%
TEMG	TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	4,8	98,6%
TMFG	PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	3,5	285,8%
TRMG	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	7,3	50,4%
TYPG	TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	0,6	181,6%
TBSG	TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	17,5	95,7%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

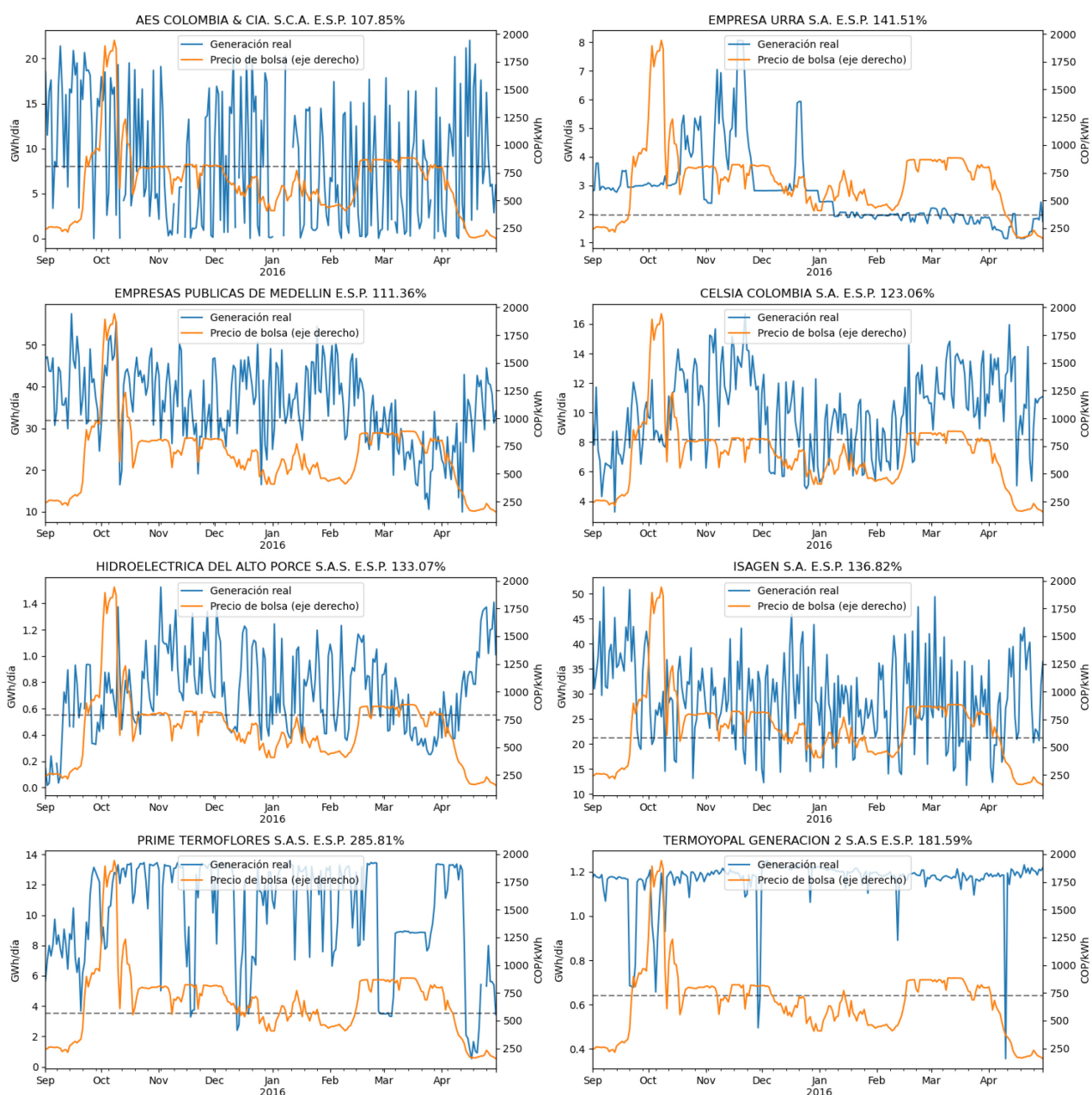
Por otro lado, la columna “Cumplimiento de OEF” se calcula agrupando la generación real para cada agente de cada una de sus plantas, luego se calcula el promedio para el periodo y finalmente se divide sobre las OEF diarias asignadas al agente. En este caso se observa que 8 de los agentes analizados entregaron energía al sistema por encima de sus obligaciones. En contraste, 4 agentes suministraron cantidades medias de energía al sistema considerablemente inferiores a sus OEF.

Complementando el análisis, en la Figura 4-8 y la Figura 4-9 se muestra la generación real (línea azul) y se compara respecto a al nivel de Obligaciones de Energía Firme (línea punteada). También se muestra el precio de bolsa (línea naranja) y se referencia al eje derecho de las gráficas. La Figura 4-8 muestra el resumen de la generación agrupada por agente generador cuya generación promedio del periodo septiembre de 2015 a abril de 2016

supera sus Obligaciones de Energía Firme, aun cuando en días particulares no se cumpla con la generación mínima. En contraste, la Figura 4-9 muestra los agentes generadores para los cuales el promedio es inferior a sus OEF.

De la Figura 4-8 es importante resaltar que de los 8 agentes generadores, 6 de ellos corresponden con agentes con un portafolio de plantas mayoritariamente hidráulico, lo cual es contra intuitivo teniendo en cuenta que este periodo corresponde justamente con un fenómeno de El Niño. Así mismo, es importante tener en cuenta el caso de Termoyopal Generación 2, que correspondió a una planta térmica recientemente construida.

Figura 4-8: Agentes generadores con generación promedio superior a su OEF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

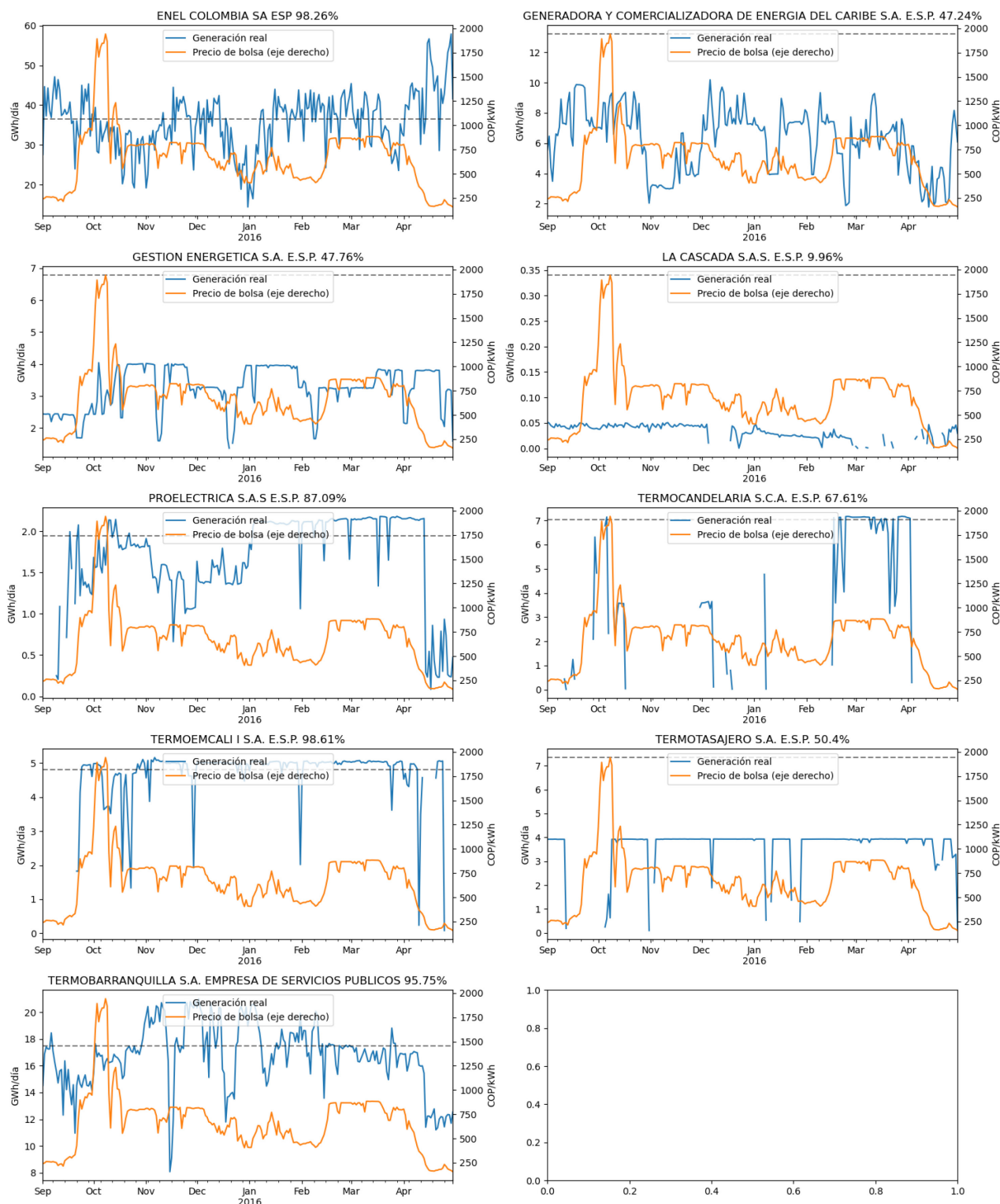


En línea con lo anterior, la Figura 4-9 muestra 9 agentes con una generación promedio menor a sus OEF, de lo cual es importante resaltar que 7 de ellos representan plantas térmicas únicamente, lo cual también es contra intuitivo, ya que se espera, que en épocas de escasez, los generadores térmicos sean aquellos que aseguren la firmeza del sistema. Es importante resaltar, que de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 127 de 2020, las Obligaciones de Energía Firme corresponden exclusivamente a las asignaciones propias de cada central/unidad de generación.





Figura 4-9: Agentes generadores con generación promedio inferior a su OEF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM



- **Cumplimiento de Obligaciones – Termocandelaria:**

Entre los eventos relevantes para el sistema eléctrico nacional ocurridos durante el periodo 2015 - 2016, se encuentra la toma de posesión en modalidad de administración de la central de generación Termocandelaria.

De acuerdo con los datos registrados en el acta de toma de posesión, la central de generación tenía asignada Obligaciones de Energía Firme equivalentes a 2.419.824.080 kWh/año durante el periodo diciembre de 2014 a noviembre de 2015, sin embargo, al ser requerida por parte del Centro Nacional de Despacho para generar, la planta declaró indisponible a la Unidad 1 durante 43 días y a la Unidad 2 durante 42 días a partir del 1 de octubre de 2015.

Así mismo, el Centro Nacional de Despacho manifestó, en sesión de Consejo Nacional de Operación, que se requería del parque térmico completo para la operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo las dos unidades de Termocandelaria. Adicionalmente, se encuentra que la planta había recibido por concepto de remuneración del Cargo por Confiabilidad más de \$ 75.800 millones de pesos, entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2015.

Es así que, ante el incumplimiento de las obligaciones derivadas de la asignación de OEF para la vigencia 2015, la SSPD solicita concepto a la CREG mediante Radicado No. 20152000749151 del 15 de noviembre de 2015 para la toma de posesión de Termocandelaria en modalidad de administración, obteniendo concepto favorable. En este sentido, mediante Resolución SSPD No. 20151300051845 del 19 de noviembre de 2015 se determina la toma de posesión por parte de la SSPD de Termocandelaria, lo anterior con el fin de asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica de manera confiable y segura.

El caso anteriormente expuesto evidencia que, a pesar de la existencia del mecanismo de Cargo por Confiabilidad y los esquemas asociados al inicio del cumplimiento por parte de los agentes de sus obligaciones, se pueden presentar situaciones en la cuales el sistema quedaría expuesto a una eventual desatención de la demanda, causado por el incumplimiento de las obligaciones adquiridas por los agentes generadores.

La Contraloría General de la República, en su comunicado de prensa No. 121¹⁵, hace referencia a la necesidad de ajustes al Precio de Escasez, de lo cual se resalta lo siguiente:

“La Contraloría considera que el PE es un buen indicador de escasez, pero no cumple con parte de su filosofía al no cubrir los costos de la térmica más costosa; está indexado al Fuel Oil #6 y el precio de este combustible ha disminuido en mayor proporción que el de los otros usados para generación térmica, adicionalmente este combustible no es usado globalmente por su comprobado daño ambiental; esto evidencia rezagos en la regulación para ajustar el marco normativo a las condiciones cambiantes del mercado.”

¹⁵ Comunicado de prensa: <https://www.contraloria.gov.co/es/w/concluy%C3%B3-actuaci%C3%B3n-especial-de-la-cgr-el-cargo-por-confiabilidad-oper%C3%B3-de-manera-ineficiente>

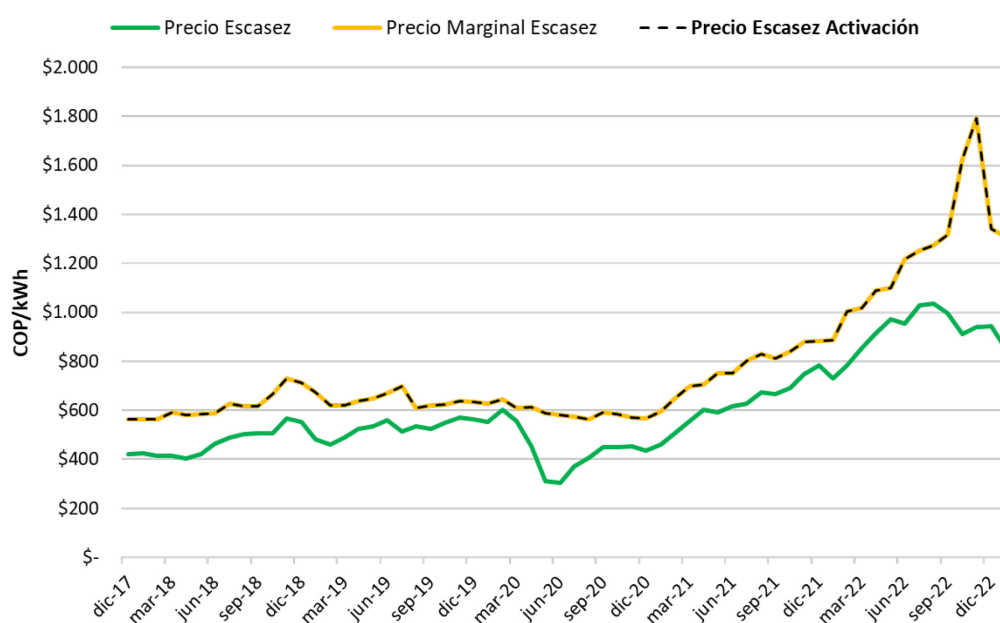
4.6 Precio de Escasez de Activación: La importancia de la demanda en la formación del precio.

En el año 2017, luego de que el sistema enfrentara el fenómeno de El Niño 2014 – 2016, la CREG expidió la Resolución CREG No. 140, la cual presenta el concepto de Precio de Escasez de Activación, la definición y metodología de cálculo del Precio Marginal de Escasez y actualiza la definición de Obligaciones de Energía Firme.

Dicha resolución señala que el Precio de Escasez de Activación “Es el valor máximo entre el Precio de Escasez calculado como se define en el Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006 y el Precio Marginal de Escasez.”

Revisando el registro histórico de formación del Precio de Escasez de Activación (línea punteada negra), se evidencia que desde la expedición de la CREG No. 140 dicho valor ha sido establecido por el Precio Marginal de Escasez – PME (línea continua amarilla), ya que a lo largo de los meses su valor ha sido mayor que el del Precio de Escasez – PE (línea continua verde), tal y como se puede observar en la Figura 4-10.

Figura 4-10: Registro histórico de formación de Precio de Escasez de Activación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

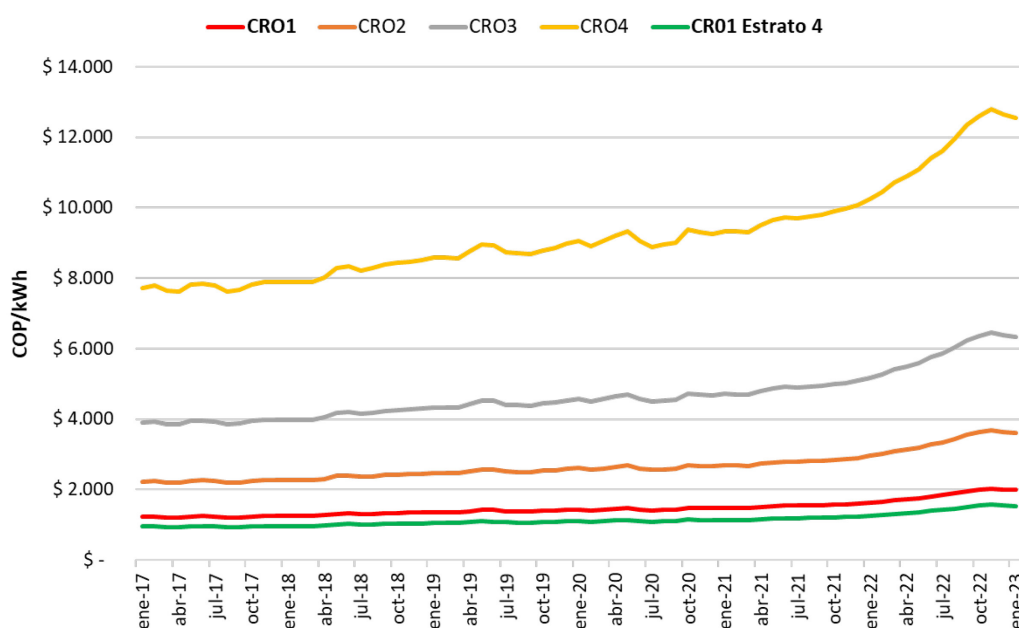
De la revisión de la metodología de cálculo el PME es posible afirmar que no se tiene en cuenta la capacidad y/o disponibilidad de los usuarios (demanda) en el proceso de formación de dicho valor, ya que la resolución señala que para su estimación solo se tiene en cuenta variables como Costos de Suministro y Transporte de Combustibles (CSC y CTC – Solo para las unidades de generación térmicas), Costos de Operación y Mantenimiento (COM) y Otros

Costos Variables (OCV), es decir los diversos costos en los que incurren los agentes para generar una unidad energética (COP/kWh).

Es importante mencionar que el precio como concepto es el resultado final del proceso de negociación en el mercado entre la oferta y la demanda, en el cual interactúan la capacidad de compra de los hogares buscando el mínimo coste de los bienes y servicios que pueda satisfacer sus necesidades por el lado de la demanda, mientras que por el lado de la oferta interactúa el costo de producción y márgenes de utilidad en pro de maximizar el beneficio, como se profundiza entre otros análisis en Samuelson, P. A. 1983¹⁶.

La Unidad de Planeación Minero Energética actualiza y reporta periódicamente el Costo Incremental Operativo de Racionamiento (CRO) el cual se describe como “...un valor expresado en pesos por kilovatio hora, que representa lo que marginalmente costaría racionar un usuario del sistema interconectado nacional (SIN).¹⁷” En la Figura 4-11 se presenta el registro histórico del CRO, en cual se presentan 4 escalones de racionamiento, así como el escalón 1 del CRO Residencial para usuarios de Estrato 4 (estrato que ni subsidia, ni es subsidiado).

Figura 4-11: Histórico de Costo Incremental Operativo de Racionamiento - CRO



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal Sinergox – XM

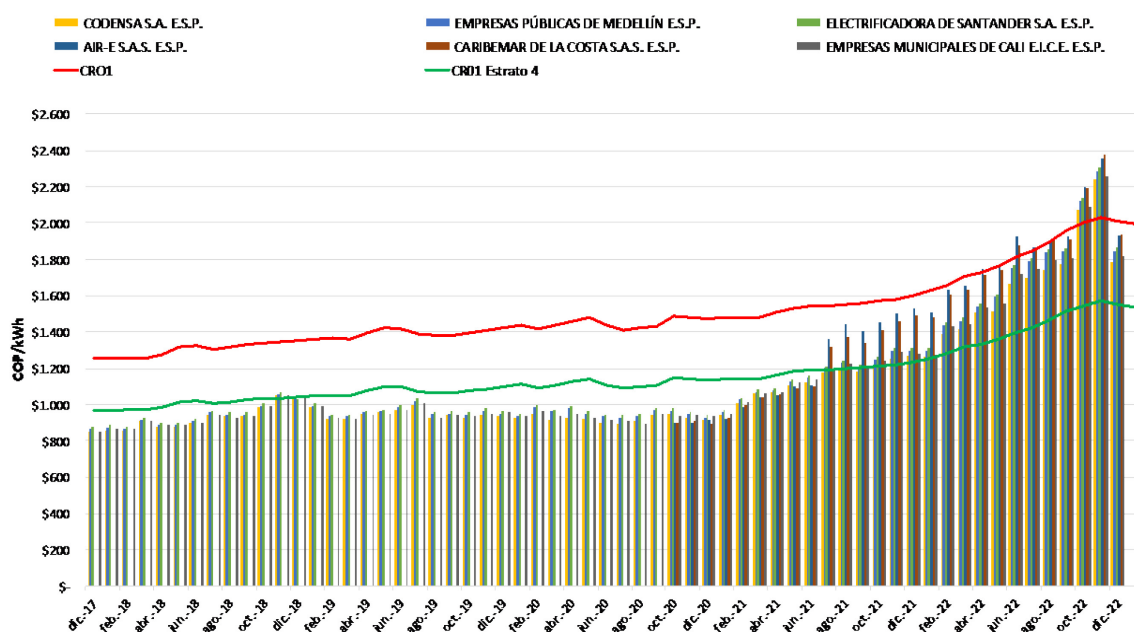
En la figura se puede observar que tanto el CRO1 y el CRO1 Estrato 4 se han ubicado por debajo de \$2.000 COP/kWh durante la mayor parte del tiempo, con excepción de los últimos meses del año 2022 para el CRO1. Es de anotar, que de acuerdo con la metodología definida por la UPME para la estimación del CRO, este indicador se ajusta mensualmente y su fórmula de cálculo está indexada al Índice de Precios al Consumidor – IPC.

¹⁶ Foundations of economic analysis (Vol. 197, No. 1). Cambridge, MA: Harvard university press.

¹⁷ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/costos-de-racionamiento.aspx>

Con el fin de identificar la capacidad y/o disponibilidad de los usuarios finales de pagar precios de la energía ante un evento de activación de la Obligación de Energía Firme, en la Figura 4-12 se presenta la comparación del hipotético CU de la energía, calculado con Precio de Escasez de Activación (en remplazo de la componente G de la tarifa) más los demás costos de la cadena de suministro eléctrico para usuarios de Estrato 4 de los operadores con mayor número de usuarios en las diferentes regiones, contra el Costo Incremental Operativo de Racionamiento (CRO1 y CRO1 Estrato 4).

Figura 4-12: Comparativo CROs vs. CUs estrato 4 (operadores con más usuarios por región)



Fuente: Cálculos propios, plataforma Sinergox – XM, Sistema Único de Información – SUI, Unidad de Planeación Minero Energética.

En la Figura 4-12 se puede observar que desde mediados del año 2021 el CU estimado para la mayoría de los operadores analizados comienza a superar el CRO1 Estrato 4, incrementándose rápidamente hasta llegar a su punto de diferencia máxima en los meses de octubre y noviembre del año 2022, cuando incluso también supera el primer escalón de toda la demanda (CRO1).

De acuerdo con las cifras presentadas, se puede deducir que en el caso de materializarse un costo de suministro (componente de Generación – G del CU) similar al Precio de Escasez de Activación y asumiendo que las demás componentes de la tarifa mantienen su tendencia de valor en el tiempo, se podría presentar la situación en la cual una parte de la demanda no tenga la capacidad y/o disposición de pagar el precio al cual se suministraría la energía en la mayoría de las regiones del país, haciendo inviable el servicio para un gran número de hogares, empresas y negocios.

Por lo anterior, se hace relevante considerar una metodología para la estimación del Precio de Escasez de Activación, que no solo tenga en cuenta los costos en los que incurren los agentes generadores, sino también considere la capacidad y/o disposición de los usuarios

finales a pagar dichos precios para que, aunque se esté enfrentando condiciones críticas del sistema, el costo del servicio siga siendo viable para todos los agentes intervinientes.

4.7 Cargo por Confiabilidad vs. Incentivos tributarios Ley 1715, Subasta de Largo Plazo y Otras contrataciones

Actualmente en Colombia, existen varios mecanismos para garantizar el suministro de energía y cubrir la atención de la demanda que se han venido consolidando durante varios años. Se han dado incentivos por eficiencia energética, se han realizado Subastas de Largo Plazo, se han habilitado mercados anonimizados, se ha redefinido la contratación para el mercado regulado a través de la plataforma SICEP, y se ha requerido a los comercializadores a garantizar que un porcentaje de su energía sea respaldada por renovables. Esta sección analiza esta interrelación con el Cargo por Confiabilidad y sus posibles impactos.

En principio, con la consolidación de la ley 1715 de 2014, se creó una línea de exenciones tributarias para la incorporación de fuentes renovables no convencionales, tales como exención en renta, IVA y depreciación acelerada. Esto, unido a los compromisos establecidos en el acuerdo de París y a la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ frente al cambio climático, ha fundamentado un creciente interés por la generación con tecnologías principalmente solares y eólicas.

Por otro lado, en la Subasta de Largo Plazo realizada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) en 2021, se asignaron contratos a 9 empresas generadoras con 11 proyectos de generación, correspondientes a una capacidad de 796.3 MW y una energía total de 2.551,3 MWh-día¹⁸. Esto, ha sido catalizador de los resultados en la reciente asignación de 7.493MW de solicitudes de conexión de proyectos de generación, resaltando que, proyectos que sumaban más de 56.000MW, solicitaron dicha conexión. De estos 7.493MW, 5.774MW corresponden a generación con energía solar con 147 proyectos y 1.237,8MW corresponden a proyectos de generación eólica en 10 proyectos.

Adicionalmente, las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021 han establecido que un porcentaje de la energía adquirida por los comercializadores, sea mínimo de 10% proveniente de energías renovables, a pesar de esto, se ha evidenciado que algunos proyectos que respaldan dicha generación, ya no se van a realizar o a ampliar, caso para el cual, el regulador permite el respaldo a través del mercado Secundario, perdiéndose la trazabilidad de la cadena completa de generación que permita verificar que la energía provenga de fuentes renovables.

Si bien pareciera que hay una gran cantidad de proyectos que se van a construir para cubrir el suministro de energía en los próximos años con fuentes renovables, existe la incertidumbre de cuantos proyectos vayan a ser construidos efectivamente.

¹⁸ https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_Resultados_Nueva_Subasta_2021.pdf

Finalmente, entre las acciones adelantadas para incentivar la implementación de nuevos proyectos se resalta los avances regulatorios como es el caso de las resoluciones CREG 101 006 y CREG 101 007 de 2023 que establecen las metodologías para determinar la Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de plantas eólicas y solares, así como la CREG 101 008 de 2023 mediante la cual se habilitan las convocatorias públicas con objeto exclusivo de compras de energía provenientes de fuentes no convencionales de energía renovable.

4.7.1 Incentivos y/o esquemas para garantizar el aumento de la generación en algunos países

A continuación, se presentan esquemas de mercados de otros países, que permiten observar de forma amplia sus estrategias para garantizar la expansión en generación, así como los desafíos actuales después de varios años de implementación. Lo anterior, con el objeto que se pueda hacer una comparación con el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, observar su desempeño y posibles oportunidades de mejora:

- **Alberta, Canada¹⁹:**

Tiene un mercado mayorista desregularizado de electricidad donde el precio se define de forma horaria mediante el cruce de oferta y demanda correspondiente a orden de mérito. Existe un techo en la presentación de ofertas, de máximo 999 dólares canadienses por megavatio hora. La interrelación entre la oferta y la demanda garantiza la expansión del sistema. Así mismo, cuentan con contratos tipo PPA físicos y financieros.

- **Estados Unidos²⁰:**

Cuenta con el cargo por capacidad que busca garantizar la “capacidad adecuada” que estaría disponible para satisfacer la demanda en condiciones máximas. La condición de demanda máxima que impulsa los requisitos de capacidad instalada ha sido generalmente el nivel de demanda máxima pronosticado para el verano. Utilizan normalmente, modelos de “adecuación de recursos” tipo Monte Carlo para determinar el requisito de capacidad instalada para un nivel de demanda máximo previsto de verano determinado. No obstante, durante la última década, algunas regiones de EE. UU. han descubierto que los mercados de capacidad construidos sobre los modelos de adecuación de recursos existentes no son adecuados para abordar lo que algunos llaman problemas de “adecuación energética”. Estos problemas de “adecuación energética” son impulsados por cambios en la combinación de recursos, como el aumento de la generación renovable intermitente, una mayor dependencia del almacenamiento en

¹⁹ La UMMEG hace parte del grupo de unidades de monitoreo a nivel global, por lo que a través de Sinergias internacionales cuenta con información actualizada del funcionamiento de otros mercados. <https://ucahelps.alberta.ca/electricity-market-pricing.aspx>

²⁰ La UMMEG hace parte del grupo de unidades de monitoreo a nivel global, por lo que a través de Sinergias internacionales cuenta con información actualizada del funcionamiento de otros mercados.

baterías a corto plazo, las limitaciones del suministro de gas natural impulsadas por las condiciones climáticas frías y la tendencia de aumentar la demanda máxima de invierno como un porcentaje de la demanda pico de verano. Se están realizando esfuerzos de reforma para hacer la transición de las herramientas de adecuación de recursos existentes a otras que se puedan usar para evaluar problemas de adecuación energética y desarrollar cambios de diseño de mercado de capacidad asociados.

- **Nueva Zelanda²¹:**

No cuentan con incentivos ni mercado por capacidad. Desde 2013, el mercado de este país es un mercado de energía solamente, donde se cuenta con diversos mecanismos de contratos de energía encaminados a disminuir el riesgo sistémico de suministro energético. Entre los tipos de contratos de energía se destacan:

- a. Contratos OTC similares a los contratos bilaterales en Colombia.
- b. Contratos estandarizados anonimizados en la bolsa australiana.
- c. Contratos para diferencias, basadas en la diferencia entre el precio spot y el contratado.
- d. Futuros de carga base estandarizados a 0.1MW.
- e. Contratos futuros de pico, los cuales son contratos trimestrales para horas pico excluyendo festivos.
- f. Contratos de súper-pico, para cubrir horas con altos consumos de energía, entre otros.

Es de resaltar, que este mecanismo ha permitido asegurar la demanda hasta ahora, aunque existe incertidumbre sobre si estos mecanismos, que son principalmente financieros, van a permitir suplir la energía para los próximos inviernos.

- **Puerto Rico²²:**

Este país, tuvo una gran afectación durante la temporada de huracanes. Cuentan con una visión de expansión enfocada en renovables y tienen similitudes con República Dominicana, dado que no cuentan con reservas de combustibles fósiles en su geografía, y se encuentran en la ruta de los huracanes. Buscan ser autosuficientes y no depender tanto del exterior en el suministro de combustible, para lo cual, han generado un ambiente para la generación distribuida, principalmente solar en techos, las cuales han crecido de forma importante. Cuenta con un marco de incentivos tal como la ley de incentivos unificada, sector de energía verde, preferencia en tasas contributivas a 4%, elegibilidad TAX credit en USA. El mercado competitivo de expansión se hace vía licitaciones para energía renovable, almacenamiento e hidrógeno verde.

²¹ La UMMEG hace parte del grupo de unidades de monitoreo a nivel global, por lo que a través de Sinergias internacionales cuenta con información actualizada del funcionamiento de otros mercados. Enlace suministrado por Unidad de monitoreo de Nueva Zelanda. <https://www.ea.govt.nz/documents/1096/04-Risk-Management-Trends-and-Prospects-for-a-High-Renewables-Future.pdf>

²² Información provista por el gobierno de este país en el evento Latam Future Energy Mexico, Central America and The Caribbean Renewable Energy Summit. <https://www.youtube.com/watch?v=wCht63-PnX8>

- **República Dominicana²³:**

En este país, la generación con renovables, es driver principal de la transición energética, por cuanto se quiere reducir la dependencia de combustibles fósiles, manteniendo los compromisos ambientales internacionales, así como una estabilidad para facilitar la inversión. Han ampliado su red a través de contratos PPA que les han ayudado a acercarse a su meta país. Actualmente cuentan con un esquema de licitaciones internacionales competitivas desde mayo de 2023, para la expansión de tecnologías solares y eólicas, exenciones en la importación y aranceles. Así mismo, cuentan con pago por capacidad y actualmente están buscando la forma de incluir las tecnologías renovables en el cargo por capacidad. Finalmente, están haciendo una ley de armonización del marco legal del sistema eléctrico.

4.8 Conclusiones

- Si bien desde el inicio de la operación del Cargo por Confiabilidad se han recaudado cerca de 8,0 billones asociados a plantas nuevas (proyectos de expansión del parque generador), cerca de 54,5 billones de pesos (alrededor de 87,0%) han sido recaudados por plantas existentes que no representan inversiones en expansión de la capacidad instalada. Es importante recordar los recursos para el pago de estas obligaciones se recaudan vía tarifa y hacen parte de la base de la estructura de precios de oferta de la generación (contratos y precio de bolsa). Según la información disponible en XM, el precio del CERE para el mes de marzo fue de 98,42 COP/kWh; frente a lo cual se podría pensar en subastas/asignaciones diferenciadas teniendo en cuenta la vida de los activos que garanticen la confiabilidad del sistema y que represente una disminución de precio al usuario final.
- Del análisis se evidenció la necesidad y respectiva modificación de la metodología para determinar el Precio de Escasez de Activación, el cual se utiliza para la activación de la condición de escasez, así como de la exigibilidad de las OEF. Igualmente, se evidencia que el mecanismo de activación del Cargo por Confiabilidad no tiene en cuenta la disponibilidad/capacidad de pago de la demanda.
- La coyuntura actual en Colombia, en la que existe un gran interés por incluir renovables, hace que sea necesario verificar la firmeza de la nueva generación, y su adaptación al mercado de Obligaciones de Energía Firme. Se observan de forma positiva, los avances desde el Ministerio de Minas y Energía y la CREG en los últimos meses, tendientes a armonizar los mecanismos existentes para evaluar la firmeza de las plantas solares y eólicas.
- Al observar algunos esquemas de otros países se puede concluir, que existen diversas formas de garantizar el crecimiento del parque de generación, desde el cargo por capacidad, hasta mercados desregulados con techo de oferta y mercados de energía, resaltándose, que todos los mecanismos, han tenido y tienen desafíos. El esquema de

²³ Información provista por el gobierno de este país en el evento Latam Future Energy Mexico, Central America and The Caribbean Renewable Energy Summit. <https://www.youtube.com/watch?v=wCht63-PnX8>



cargo por capacidad cuenta con limitaciones dada la intermitencia de las nuevas fuentes de energía, por su parte los esquemas de mercado solo por energía cuentan con incertidumbre a la hora de garantizar el abastecimiento de la demanda, entre otros. Dichas experiencias permiten observar posibilidades de mejora al Cargo por Confiabilidad, que podrían ser analizados por las autoridades correspondientes, tales como generar contratos trimestrales de pico de demanda o contratos estandarizados de energía adicionales al existente, que permitan disminuir el riesgo ante la volatilidad de los precios de bolsa, tanto en condiciones de niño, como en condiciones de ciclos de bajos aportes que se dan en el país.





GOBIERNO DE COLOMBIA



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

DIC 2022 – FEB 2023

Carrera 18 No. 84 – 35,
Bogotá D.C., Colombia

(+571) 601-691-3005

www.superservicios.gov.co

