



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

UMMEG
Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



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

JUNIO – AGOSTO 2020

SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE
UNIDAD DE MONITOREO DE MERCADOS DE ENERGÍA Y GAS NATURAL



Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

Camilo Táutica Mancera - **Coordinador**

Equipo electricidad:

Mario Ricardo Castaño Duque
Luis Alejandro Galvis Peñuela
Miguel Andrés Velásquez Motta

Equipo tecnologías de información:

Jorge Andrés Vanegas Ramírez
Jorge Emiro López Amaya
Manuel Felipe Restrepo Londoño

Equipo gas natural:

Laura Eva Barragán Torres
Omar Enrique Tovar de la Cruz

Apoyo jurídico:

Yolanda Rodríguez Guerrero

FECHA DE PUBLICACIÓN: octubre 2020



Contenido

Lista de figuras	4
Lista de tablas	7
1. Resumen ejecutivo.....	8
2. Seguimiento a variables de mercado	11
2.1. Mercado de energía eléctrica.....	11
2.1.1. Oferta - Generación por combustible	11
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses	13
2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica	16
2.1.4. Demanda	23
2.1.5. Precios	25
2.1.6. Restricciones	28
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado.....	30
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado	32
2.1.9. Análisis de contratos por agente	33
2.2. Mercado de gas natural.....	39
2.2.1. Producción.....	39
2.2.2. Importaciones	40
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural	41
2.2.4. Demanda	45
2.2.5. Precios	50
3. Análisis de indicadores	53
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica	53
3.1.1. Índices de concentración HHI	53
3.1.2. Agentes pivotaes.....	64
3.1.3. Indicadores de contratación para generadores y comercializadores.....	66
3.1.4. Indicador de Ingresos Contratos – Bolsa (IICB).....	71
3.1.5. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme.....	79
3.2. Indicadores mercado de gas natural	83
3.2.1. Índices de precios nacional vs importado	83
3.2.2. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico	85
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor.....	85
3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos	86
4. Conclusiones.....	88



Lista de figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.....	12
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.....	13
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.....	14
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.....	14
Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.....	15
Figura 6. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis.....	15
Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.....	16
Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	18
Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	20
Figura 10. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.	21
Figura 11. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.....	22
Figura 12. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.	22
Figura 13. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	23
Figura 14. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.....	23
Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2019, y demanda no atendida promedio mensual por región.	24
Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.	25
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.	26
Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.....	26
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.	27
Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.....	27
Figura 21. Comportamiento del precio de bolsa promedio diario, promedio mensual, MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados en el periodo de análisis.....	28
Figura 22. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.....	29
Figura 23. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis.	29
Figura 24. Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.	31
Figura 25. Contratos con destino al mercado no regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.	32
Figura 26. Energía contratada para los agentes generadores con mayor participación en el mercado vigente al periodo de análisis.....	36
Figura 27. Precios de los contratos para agentes generadores con mayor participación en el mercado vigentes al periodo de análisis.	37



Figura 28. Cantidad de contratos de los agentes generadores con mayor participación en el mercado vigente al periodo de análisis.....	39
Figura 29. Producción total de gas por campo en el periodo de análisis.....	40
Figura 30. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.....	40
Figura 31. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	41
Figura 32. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	42
Figura 33. Distribución de mantenimientos por campo de producción y porcentaje de restricción en el periodo de análisis.....	42
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.....	43
Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.....	43
Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.....	44
Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.....	44
Figura 38. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.....	45
Figura 39. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.....	45
Figura 40. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	46
Figura 41. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.....	46
Figura 42. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.....	47
Figura 43. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.....	47
Figura 44. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.....	48
Figura 45. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.....	48
Figura 46. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.....	49
Figura 47. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.....	49
Figura 48. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.....	50
Figura 49. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	51
Figura 50. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.....	51
Figura 51. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	52
Figura 52. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.....	52
Figura 53. Evolución del HHI para mercados de generación en el periodo de análisis.....	54
Figura 54. Participación de los agentes en la generación real en el periodo de análisis.....	54
Figura 55. Participación de los agentes en la fijación de precios de bolsa en el periodo de análisis.....	55
Figura 56. Fijación de precio de bolsa por planta en el periodo de análisis.....	56
Figura 57. Fijación de precio de bolsa horario por planta en el periodo de análisis.....	56
Figura 58. Número de veces que cada planta fijó el precio bolsa en el periodo de análisis.....	57
Figura 59. Número de veces que cada agente fijó el precio bolsa en el periodo de análisis.....	58
Figura 60. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA en el periodo de análisis.....	59
Figura 61. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM en el periodo de análisis.....	61
Figura 62. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN en el periodo de análisis.....	62
Figura 63. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CELSIA en el periodo de análisis.....	63
Figura 64. Evolución de ofertas de precio para el agente CHIVOR en el periodo de análisis.....	64
Figura 65. Comportamiento del IOR mínimo por agente en el periodo de análisis.....	65



Figura 66. Porcentaje de contratación (%C) de agentes generadores en el periodo de análisis.	67
Figura 67. Porcentaje de generación para ventas en contratos (%GPV) de agentes generadores en el periodo de análisis.	68
Figura 68. Porcentaje de ventas en contratos sobre OEF (%V COEF) de agentes generadores en el periodo de análisis.	69
Figura 69. Porcentaje de ventas en contratos sobre ENFICC (%VCENFICC) de agentes generadores en el periodo de análisis.	70
Figura 70. Porcentaje de contratación de agentes comercializadores en el periodo de análisis.	71
Figura 71. Indicador de ingresos contratos bolsa para algunos agentes generadores en el periodo de análisis.	74
Figura 72. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de EMGESA en el periodo de análisis.	75
Figura 73. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de EPM en el periodo de análisis.	76
Figura 74. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de ISAGEN en el periodo de análisis.	77
Figura 75. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de CELSIA en el periodo de análisis.	78
Figura 76. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de CHIVOR en el periodo de análisis.	79
Figura 77. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} y porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis.	80
Figura 78. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} y porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.	81
Figura 79. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.	84
Figura 80. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	84
Figura 81. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.	85
Figura 82. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.	86
Figura 83. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.	87
Figura 84. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario en el periodo de análisis.	87



Lista de tablas

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.....	12
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.....	17
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	19
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	20
Tabla 5. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.	30
Tabla 6. Cantidad de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.	31
Tabla 7. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.	32
Tabla 8. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.	33
Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.....	33
Tabla 10. Códigos y nombres de los agentes generadores analizados.	33
Tabla 11. Energía asociada a los contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis (GWh).....	35
Tabla 12. Energía asociada a los contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis (GWh).....	36
Tabla 13. Precios de los contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis (\$/kWh).	37
Tabla 14. Cantidad de contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis. 38	
Tabla 15. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.	41
Tabla 16. Variación de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.....	46
Tabla 17. Consumo promedio de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.....	50
Tabla 18. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.	50
Tabla 19. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de EMGESA en el periodo de análisis (\$/kWh).	60
Tabla 20. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de EPM en el periodo de análisis (\$/kWh).	61
Tabla 21. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de ISAGEN en el periodo de análisis (\$/kWh).	62
Tabla 22. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de CELSIA en el periodo de análisis (\$/kWh).	63
Tabla 23. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de CHIVOR en el periodo de análisis (\$/kWh).	64
Tabla 24. Posibles valores del IICB según la combinación de ingresos del agente generador.	72
Tabla 25. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.....	81
Tabla 26. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.	82
Tabla 27. Eventos registrados que afectan los indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.	83



1. Resumen ejecutivo

Este boletín presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía y de gas natural (oferta, demanda, precios, infraestructura, contratación, y otras variables relevantes) durante el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 31 de agosto de 2020, así como la descripción y análisis de algunos de los hechos más relevantes relacionados con dichos mercados.

Con base en el seguimiento, se construyeron indicadores de desempeño para cada mercado y se analizó su comportamiento durante el mismo periodo. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes indicadores: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación, así como indicadores de fijación de precios de bolsa y de ofertas de precio de los generadores; ii) indicadores de agentes pivotaes; iii) indicadores de contratación de generadores y comercializadores; iv) indicador de ingresos contratos – bolsa; y v) indicador de disponibilidad vs. OEF de plantas de generación. Respecto al sector de gas natural se presentan los siguientes indicadores: i) índices de precios (nacional versus importado y para sectores térmico y no térmico); ii) participación en la contratación del mercado primario por productor; y iii) curva agregada de oferta de contratos. Finalmente se presentan algunas conclusiones para el periodo de análisis.

Como hecho principal de este trimestre, la demanda de ambos mercados experimentó una recuperación a partir de las medidas de reactivación gradual de la economía, luego del aislamiento preventivo obligatorio (APO), decretados por el Gobierno nacional. En el mercado eléctrico, el principal hecho radica en el incremento de los aportes hídricos y del nivel del embalse agregado, lo que repercutió en una mayor generación con recursos hidroeléctricos y en una disminución significativa de los precios del mercado de corto plazo. Las proyecciones sobre eventos climáticos dan mayor probabilidad a la ocurrencia de un Fenómeno de la Niña en los próximos meses en el país, lo que resta presión sobre la atención confiable y segura de la demanda en el mediano plazo.

En cuanto al seguimiento de variables del mercado eléctrico, sobresale que la demanda de energía eléctrica presentó una recuperación de 6% en el periodo de análisis, a pesar de lo cual, aún se encuentra por debajo del escenario bajo de las proyecciones ajustadas de la UPME. Los mayores aportes y niveles de embalse forzaron los precios a la baja desde mediados de junio, hasta alcanzar niveles cercanos a 150 \$/kWh. La generación con recursos fósiles, especialmente gas natural nacional e importado, disminuyó en comparación con el trimestre anterior, por las mismas razones explicadas.

Como se mencionó, los aportes hídricos estuvieron por encima o muy cercanos a la media histórica en parte del periodo de análisis, especialmente en el mes de julio, mientras que el nivel de embalse agregado aumento casi 30 puntos porcentuales, alcanzando 65% a final de agosto.



El SICEP ha mostrado más dinamismo en el mercado de contratos, con 22 convocatorias desarrolladas, ocho de las cuales se declararon desiertas, y siete adjudicadas en el trimestre, principalmente para contratos tipo pague lo contratado.

Continúa habiendo activos específicos de transmisión y subtransmisión que presentan altos tiempos de indisponibilidad y que generan demandas no atendidas, sobre todo en la costa Caribe. Así mismo, se observó que las estadísticas de duración y frecuencia de indisponibilidades en las plantas térmicas fueron menores respecto a las de las plantas hidroeléctricas. En esta últimas, la principal causa de indisponibilidad tiene que ver con la disponibilidad del recurso para las plantas filo de agua o con embalse de baja regulación.

El costo de las restricciones aumentó significativamente, y alcanzó valores superiores a 20 \$/kWh cuando los precios de bolsa estuvieron en sus valores mínimos, durante buena parte del periodo de análisis.

En lo que tiene que ver con el mercado mayorista de gas natural, la producción y la demanda tuvieron un leve aumento, jalonado principalmente por el sector de generación térmica.

Por otro lado, el comportamiento de los precios se mantuvo muy similar comparado con el trimestre anterior.

Los sectores de consumo que más dinamizaron el mercado fueron la generación térmica a gas y la industria, que reaccionaron luego de las medidas de reactivación establecidas por el Gobierno, y el sector regulado, que no presentó disminución significativa de su consumo.

El uso de la infraestructura de transporte tuvo un comportamiento similar al de la producción y la demanda, aumentando levemente su utilización desde el mes de junio, para mantenerse en niveles de uso normales.

Los indicadores de mercado eléctrico muestran que hay niveles moderados y altos de concentración en el mercado de generación, en donde resulta de especial preocupación la participación de los agentes en la fijación de precios en el mercado de corto plazo y los comportamientos que se siguen manteniendo en las ofertas de precio utilizadas en sus portafolios.

Se estudiaron en detalle los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR). Al considerar el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), los resultados del análisis muestran que los márgenes de competitividad son bajos, y ante cualquier evento o perturbación del sistema existen agentes que se convierten en pivotaes y que podrían ejercer indebidamente poder de mercado. Se mostró que, a pesar de que no hubo agentes pivotaes en el periodo de análisis, hay agentes que fijan el precio de bolsa con sus plantas hasta en 17 de las 24 horas del día.

Se introdujo un nuevo conjunto de indicadores para el mercado de contratos, que muestran los porcentajes de contratación de generadores y comercializadores, y la relación entre las ventas en contratos y la OEF y ENFICC de los agentes generadores. Estos indicadores permitirán hacer seguimiento a la gestión de los agentes sobre sus compras y ventas en contratos, y emitir



alertas ante comportamientos anormales. En el periodo de análisis se observó que algunos de los agentes generadores con portafolios hidroeléctricos contratan por encima de su OEF y ENFICC, lo que se puede convertir en un riesgo en periodos de escasez.

En el mismo sentido, se desarrolló un nuevo indicador que relaciona los ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa de los agentes generadores, y que, con una adecuada correlación con las demás variables e indicadores (como las ofertas de precio y la fijación de precios de bolsa), permite identificar variaciones en el comportamiento de los ingresos de los agentes, y explicar dichas variaciones. En el periodo de análisis se observaron los patrones de ingresos de los agentes más representativos, y se identificaron variaciones en dichos patrones explicadas por ciertos comportamientos de las variables asociadas. A partir de estos nuevos desarrollos se profundizarán los análisis en situaciones de estrés del sistema.

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF de las plantas hídricas, las plantas filo de agua o con baja regulación son las que presentan los mayores valores, explicado en parte por el recurso primario disponible; mientras que en las plantas térmicas se observan valores altos relacionados con fallas operativas o mantenimientos, así como un mayor uso de los mecanismos de respaldo; vale la pena anotar que esto no significa un incumplimiento de sus obligaciones, sino que da señales de alerta para que dichos agentes realicen las gestiones necesarias para que sus activos están disponibles y para utilizar los mecanismos de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se materialice una situación de escasez.

Los indicadores del mercado de gas muestran que, a pesar de que se mantienen algunas diferencias en los precios para los térmicos en el interior y la Costa (entre 1 y 3 USD/MBTU más para los térmicos de la Costa), estas han disminuido, y se observa que, en la mayoría de campos, el gas para generación térmica es más barato que para los otros sectores. El gas importado sigue siendo muy competitivo con respecto al gas nacional, situándose en precios promedio cercanos a 3 USD/MBTU, mientras que el gas nacional puede llegar a ser 1,6 veces más costoso.

En cuanto a los indicadores de participación de los productores en la contratación del mercado primario, se presentaron cambios debido a la mayor participación de Hocol y Canacol.

La curva agregada de contratos en el mercado primario muestra que ya no se cuenta con contratos de precios por encima de 7,5 USD/MBTU, tanto para contratos firmes como interrumpibles, y que la mayor cantidad de oferta nacional contratada está en el rango entre 3 y 5 USD/MBTU. En el mercado secundario se presentan precios hasta de 18 USD/MBTU, pero las cantidades transadas a esos precios son menores.



2. Seguimiento a variables de mercado

En esta sección se presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía eléctrica y gas natural para el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 31 de agosto de 2020, y una descripción de los principales hitos observados en cada uno de ellos.

Para ambos mercados se hace una revisión, entre otras, de la oferta, la demanda, los precios, y variables como la disponibilidad de recursos e infraestructura, que son la base para el ejercicio de elaboración y análisis de indicadores que se presenta más adelante.

Las principales fuentes de información son el operador del mercado eléctrico, XM S.A. E.S.P., y el gestor del mercado de gas natural, la Bolsa Mercantil de Colombia, así como los mismos agentes de los mercados, que en algunos casos han suministrado información directamente a la UMMEG.

Es importante aclarar que esta sección es principalmente informativa, y que buena parte de la información que se presenta se puede encontrar en otros informes sectoriales.

2.1. Mercado de energía eléctrica

En esta sección se revisan las principales variables del mercado de energía eléctrica, con información tomada principalmente del operador del mercado, XM S.A. E.S.P., y que sirve como base para la elaboración de los indicadores del mercado.

Las principales variables que se analizan son: oferta (generación por tipo de combustible y niveles de embalse), eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación y transmisión, comportamiento de la demanda, precios, restricciones y estadísticas del mercado de contratos.

2.1.1. Oferta - Generación por combustible

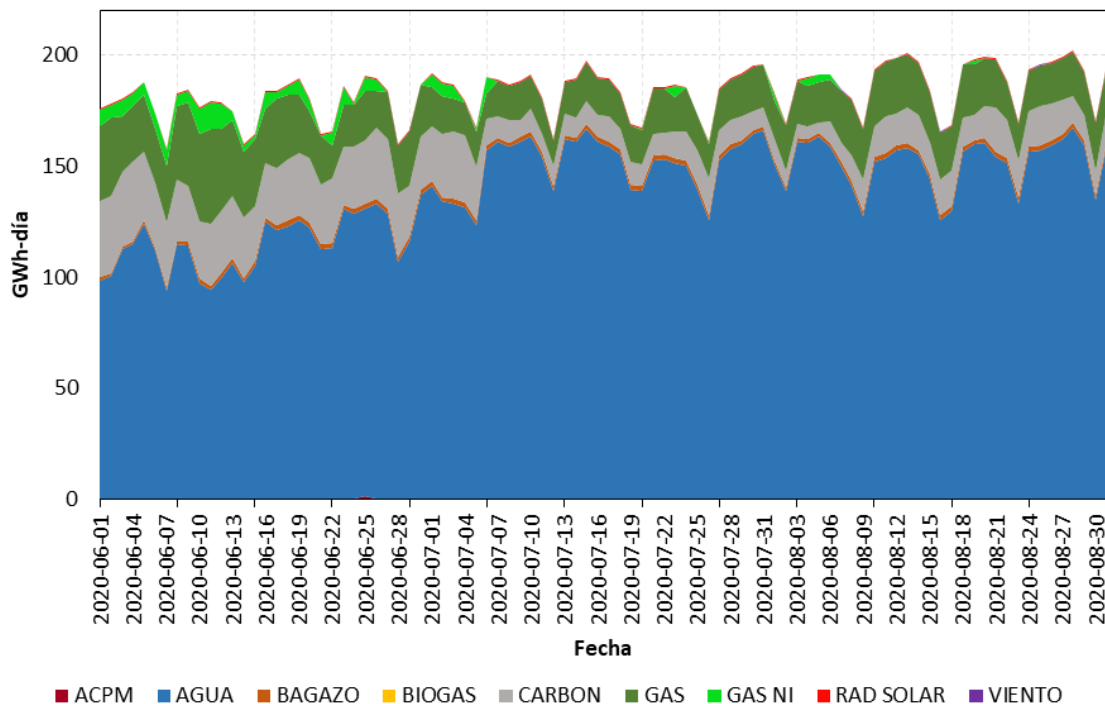
En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la generación total diaria por tipo de recurso para el periodo de análisis. La participación porcentual de cada uno de los recursos se muestra en la Tabla 1. Con el recurso hídrico se generó más del 75% de la energía en el periodo (10% más que el trimestre anterior), mientras que los recursos fósiles participaron con casi 23% (10% menos que el trimestre anterior), y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 1,4%. Se presentó un aumento cercano al 4% en la generación total del periodo de análisis con respecto al trimestre anterior.

En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis; se observa una reducción significativa en la generación con estos recursos a partir de la primera semana de julio, debido principalmente al incremento en los aportes hídricos (Figura 5 y Figura 6) y a la finalización del mantenimiento de la planta Chivor, pasando de valores cercanos a 50 GWh-día a valores incluso menores a 30 GWh-día,



para alcanzar una participación cercana a 40 GWh-día al final del periodo, con una mayor utilización del gas natural nacional y carbón; el gas natural importado se utilizó en menor proporción principalmente durante el mes de junio.

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

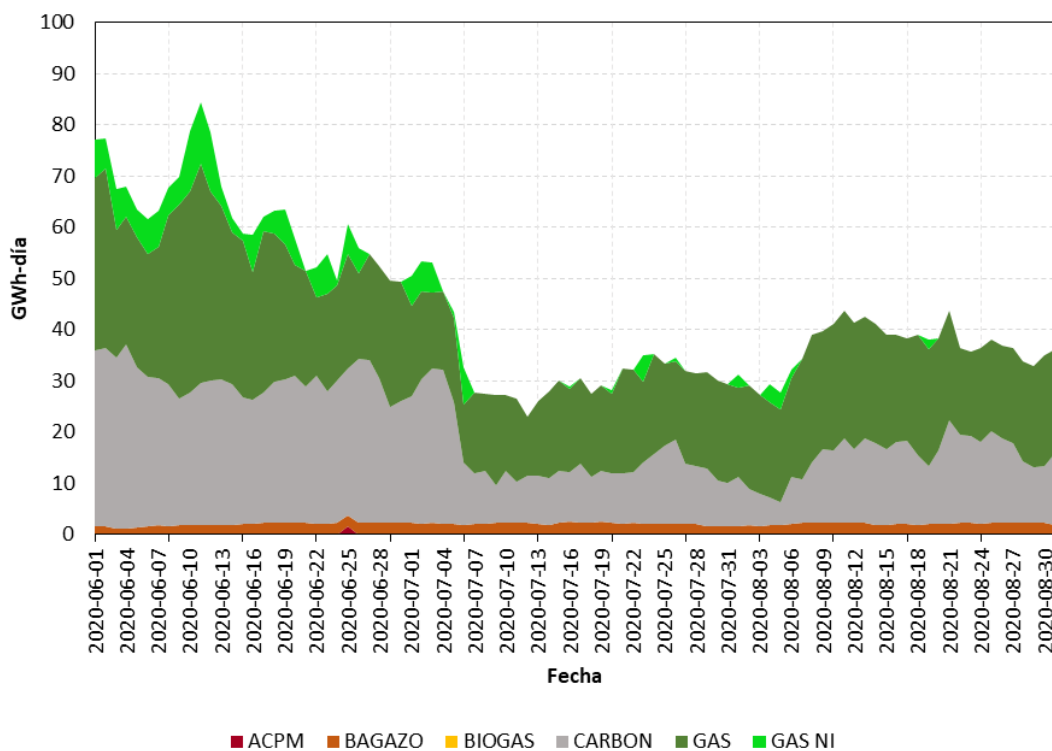
Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Agua	12.817,60	75,83
Gas	1.978,86	11,71
Carbón	1.673,75	9,90
Gas NI	198,51	1,17
Bagazo	189,52	1,12
Rad. solar	42,29	0,25
Viento	2,01	0,01
ACPM	1,52	0,01
Biogás	0,02	0,00
Total	16.904,08	100,00

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.2. Oferta - Nivel de embales

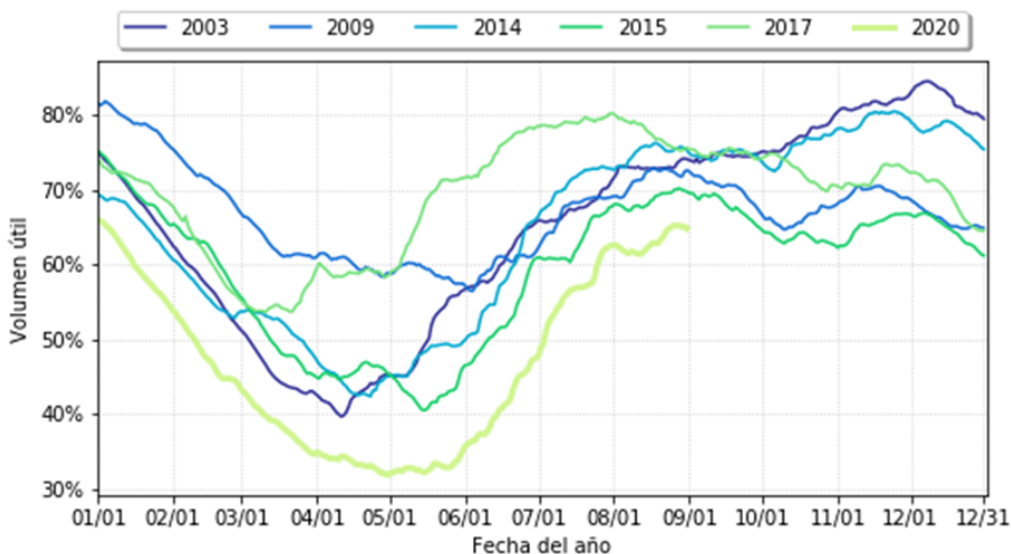
La Figura 3 y la Figura 4 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario¹, tanto en porcentaje como en energía, respectivamente; los datos se muestran de manera diaria para el periodo de análisis y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años de referencia relevantes (2003, 2009, 2014, 2015, 2017).

En la Figura 3, el porcentaje corresponde a la relación entre el volumen útil diario y la capacidad útil del embalse. Para el periodo analizado, el nivel de embalse se mantuvo por debajo del nivel de los demás años de referencia, presentando un incremento aproximado de 30%, pasando de 35% a principios de junio y llegando a 65% a final de agosto. Este comportamiento se dio principalmente por un incremento en los aportes hídricos que se han presentado en todo el país (Figura 5 y Figura 6). Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar al descrito anteriormente, aunque su distancia respecto a los años anteriores es menor, alcanzando niveles similares al de las series de años anteriores al final de agosto. Lo anterior ocurre porque la capacidad de embalse del 2020 es superior respecto a los demás años, y a pesar de tener un porcentaje de ocupación agregado menor, se cuenta con una mayor cantidad de energía.

¹ Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.

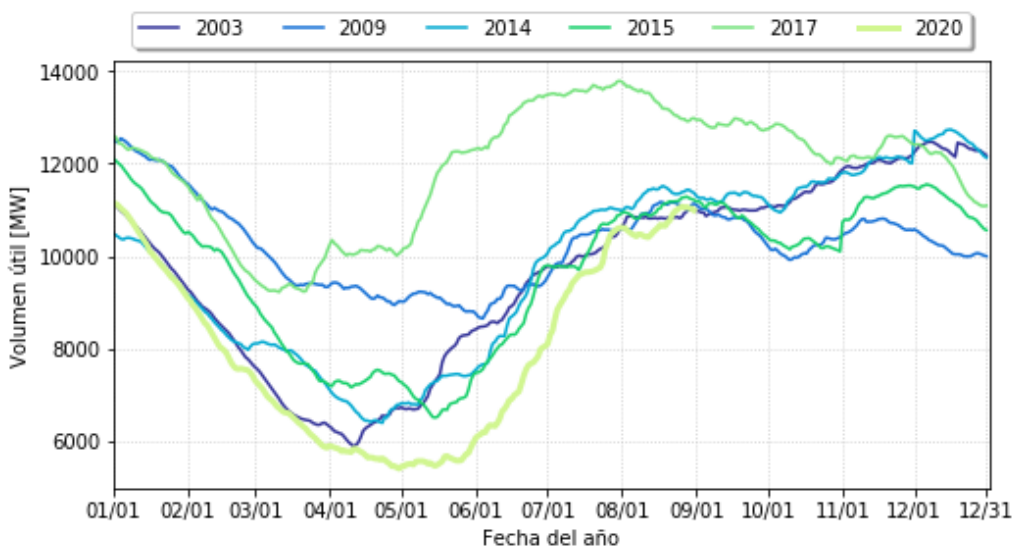


Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

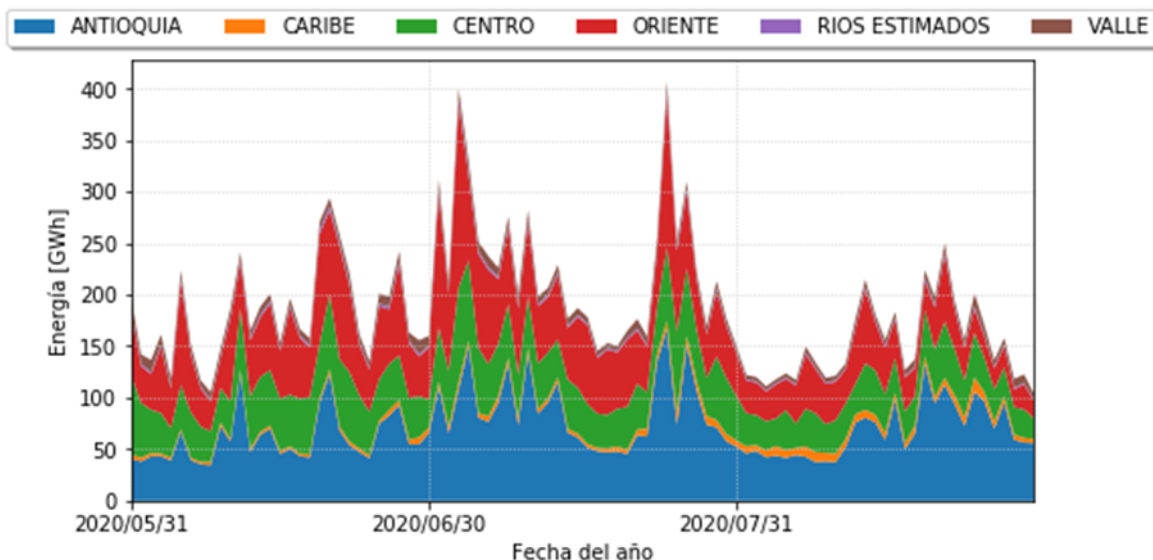
La Figura 5 muestra los aportes de energía por región en el periodo de análisis. Se observa que las tres regiones con mayores aportes son Antioquia, Centro y Oriente. Los aportes totales varían entre 110 y 400 GWh-día, y el mes con mayor cantidad de aportes fue julio (promedio mayor que 200 GWh-día), seguido de junio (promedio cercano a 170 GWh-día), y finalmente agosto con un promedio alrededor de 150 GWh-día.

Por otro lado, la Figura 6 presenta la comparación entre los aportes totales del periodo analizado contra los aportes totales del año 2016 (año seco), año 2017 (año húmedo), y el porcentaje de los aportes del periodo de análisis sobre la media histórica. Se puede observar que los aportes del mes de junio estuvieron por debajo de la media histórica; para el mes de



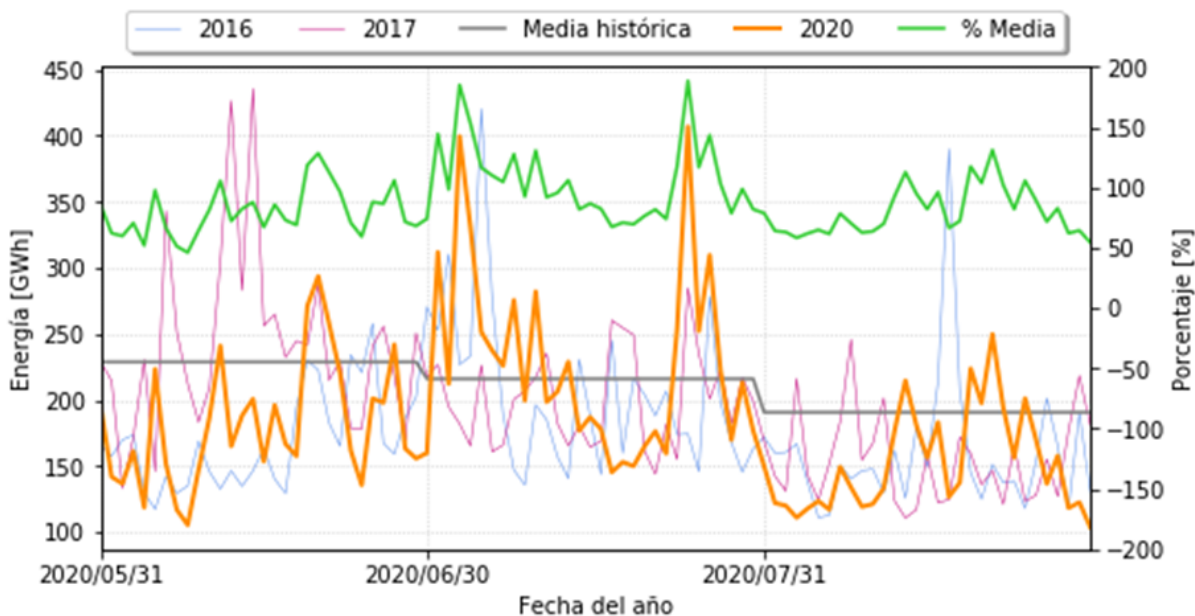
julio estuvieron por encima del 100% de la media histórica; y finalmente, para el mes de agosto se redujeron y volvieron a estar por debajo de la media histórica la mayor parte de los días del mes.

Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 6. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

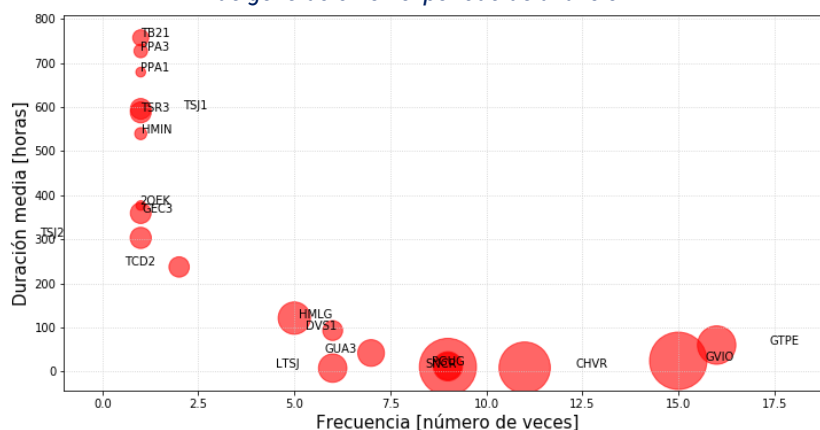
En esta sección se consideran los eventos de indisponibilidad que se presentan en las plantas de generación y en la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando para cada uno la duración y frecuencia de los eventos, así como los activos que presentaron los mayores valores para dichas variables.

2.1.3.1. Indisponibilidad de plantas de generación

La Figura 7 muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación para el periodo de análisis, asociados únicamente a mantenimientos programados². Se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. Además, el diámetro de la circunferencia representa la capacidad relativa de cada planta. Se debe anotar que las estadísticas presentadas se pueden ver afectadas, por ejemplo, por eventos como mantenimientos programados de larga duración, no obstante que dichos mantenimientos son necesarios para disminuir las tasas de fallas y garantizar la operación segura del sistema.

Así mismo, la Tabla 2 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas que iniciaron mantenimientos en el periodo analizado. Se resalta que la planta que tuvo una mayor cantidad de mantenimientos es Guatapé, con una frecuencia de 16 mantenimientos y una duración media cercana a 60 horas, seguida por Guavio con 15 mantenimientos y duración media de 24 horas. Por otro lado, Tebsa 21 presentó un mantenimiento con una duración media de 757 horas. En general se observa que las plantas térmicas presentan mayores duraciones de los mantenimientos con menores frecuencias, mientras que las plantas hidroeléctricas tienen mayor frecuencia de eventos de mantenimiento, con menor duración.

Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

² Los eventos se identificaron por cada unidad, pero fueron relacionados a la planta; por ejemplo, si la unidad 1 de la planta A y la unidad 2 de la planta A presentan un evento, se considera que la planta A tuvo 2 eventos.



Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
TEBSA 21	TB21	757,05	1
PAIPA 3	PPA3	727,00	1
PAIPA 1	PPA1	679,00	1
TASAJERO 1	TSJ1	595,67	1
TERMOSIERRA 3	TSR3	587,67	1
ESCUELA DE MINAS	HMIN	539,47	1
SALTO II	2QEK	376,55	1
GECELCA 3	GEC3	359,20	1
TASAJERO 2	TSJ2	302,98	1
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	237,02	2
SOGAMOSO	SOG1	220,42	1
GUAJIRA 1	TGJ1	216,55	2
CARTAGENA 3	CTG3	212,50	1
PORCE III	PRC3	153,68	4
ZIPAEMG 3	ZPA3	140,08	1
MIEL I	HMLG	121,05	5
GECELCA 32	GE32	105,94	3
TEBSA 22	TB22	101,15	1
GUAJIRA 2	TGJ2	96,00	1
DARÍO VALENCIA SAMPER	DVS1	92,82	6
GUADALUPE IV	GUA4	74,02	4
TEBSA 13	TB13	69,48	1
GUATAPE	GTPE	59,82	16
TERMOSIERRA 2	TSR2	56,00	1
ESMERALDA	ESMR	54,22	4
JAGUAS	JAGS	48,57	4
GUADALUPE III	GUA3	41,89	7
PLAYAS	PLYS	38,43	2
SAN FRANCISCO	SNFR	34,54	2
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	34,50	2
GUAVIO	GVIO	24,15	15
PORCE II	PRC2	14,02	1
PARAISO	PGUG	11,71	9
LA GUACA	PGUG	11,70	9
SAN CARLOS	SNCR	10,24	9
TERMODORADA 1	TDR1	9,00	1
CHIVOR	CHVR	8,64	11

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



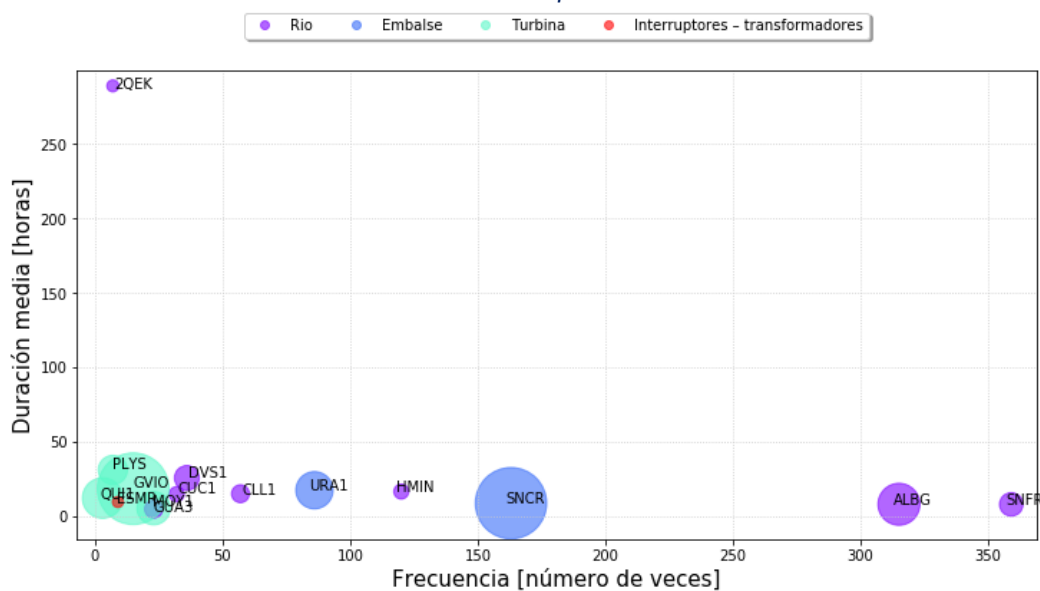
Como se mencionó anteriormente, el mantenimiento de las unidades 5, 6, 7, y 8 de Chivor terminó a finales de junio, y durante el periodo de análisis la planta presentó 11 eventos con duración media cercana a 8 horas.

La Figura 8 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas para el periodo de análisis. Se observa que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco, seguida por Albán y San Carlos, esta última con un tamaño significativo para el sistema, con valores entre 163 y 359 eventos en el periodo de análisis; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Salto II (289,17 horas), seguida por Playas (30,89 horas). La mayoría de las plantas se encuentran en la esquina inferior izquierda de la gráfica, con valores de duración media de indisponibilidades inferiores a 40 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 40 veces.

Adicionalmente, en la Figura 8 se observa que la mayoría de las indisponibilidades están relacionadas con el recurso primario de generación (i.e. río y embalse), y se presentan eventos por inconvenientes en turbina y en el grupo interruptores-transformadores.

La Tabla 3 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas hidroeléctricas que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
SALTO II	2QEK	289,17	7
PLAYAS	PLYS	30,89	7
DARÍO VALENCIA SAMPER	DVS1	25,49	36
GUAVIO	GVIO	18,25	15
URRÁ	URA1	17,24	86
ESCUELA DE MINAS	HMIN	16,35	120
CARLOS LLERAS	CLL1	14,88	57
CUCUANA	CUC1	14,57	32
EL QUIMBO	QUI1	11,93	3
ESMERALDA	ESMR	9,34	9
SAN CARLOS	SNCR	8,49	163
ALBÁN	ALBG	7,79	315
BETANIA	CHBG	7,75	5
SAN FRANCISCO	SNFR	7,72	359
LA GUACA	PGUG	5,36	9
PARAISO	PGUG	5,30	9
GUADALUPE III	GUA3	5,16	23
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	4,60	23
PORCE III	PRC3	4,02	12
SAN MIGUEL	SMI1	4,01	16
SALVAJINA	SLVJ	3,93	2
LA TASAJERA	LTSJ	3,81	6
SOGAMOSO	SOG1	3,09	3
GUATAPE	GTPE	2,87	19
MIEL I	HMLG	2,65	7
CHIVOR	CHVR	2,50	12
TRONERAS	TRON	2,05	4
PRADO	PRDO	1,66	2
JAGUAS	JAGS	1,58	5
PORCE II	PRC2	1,01	9

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 9 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas térmicas para el periodo de análisis. En contraste con los valores de las plantas hidroeléctricas, se aprecia que las plantas térmicas tienen, en general, una menor frecuencia de indisponibilidad (la mayoría de plantas se ubican en valores inferiores a 20 veces), siendo las unidades de Termoyopal G3 (35 veces), Merilétrica (30 veces) y Termoyopal G4 (17 veces) las que presentan los mayores valores; y una duración media de las indisponibilidades por debajo de 100 horas, siendo la planta Tasajero 2 la que presentó la mayor duración media por evento de indisponibilidad con más de 300 horas.

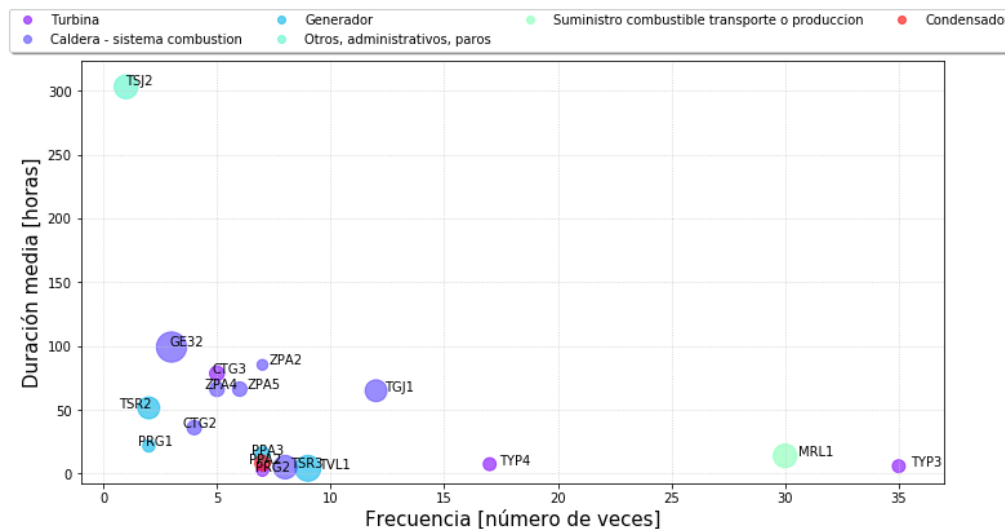


A pesar de que la planta Meriléctrica 1 presenta un alto índice de frecuencia de indisponibilidad, este comportamiento está relacionado con la existencia de dos fuentes de suministro de combustible, uno principal y otro de respaldo, según la Resolución CREG 081 de 2014; así, las indisponibilidades mostradas para esta planta en esta figura se relacionan únicamente con su combustible principal, teniendo en cuenta que de esa forma son registradas por XM.

Adicionalmente, en la Figura 9 se observa que las indisponibilidades analizadas son causadas principalmente por inconvenientes en turbina, caldera, generador, suministro de combustible, condensador, y otros.

La Tabla 4 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas térmicas que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
TASAJERO 2	TSJ2	303,12	1
GECELCA 32	GE32	99,26	3
ZIPAEMG 2	ZPA2	85,30	7
CARTAGENA 3	CTG3	78,54	5
ZIPAEMG 5	ZPA5	66,32	6
ZIPAEMG 4	ZPA4	66,15	5
GUAJIRA 1	TGJ1	65,01	12
TERMO SIERRA 2	TSR2	51,56	2
CARTAGENA 2	CTG2	36,08	4
PROELÉCTRICA 1	PRG1	21,73	2



Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
GUAJIRA 2	TGJ2	16,48	7
PAIPA 3	PPA3	15,06	7
FLORES 1	TFL1	14,13	4
MERILÉCTRICA 1	MRL1	13,97	30
ZIPAEMG 3	ZPA3	13,60	2
TEBSA 21	TB21	9,92	4
TEBSA 11	TB11	9,87	3
GECELCA 3	GEC3	9,24	3
PAIPA 2	PPA2	8,39	7
TERMOYOPAL G4	TYP4	7,48	17
TERMOYOPAL G3	TYP3	5,91	35
TERMOSIERRA 3	TSR3	5,12	8
TERMOVALLE 1	TVL1	4,22	9
TERMODORADA 1	TDR1	4,17	1
TASAJERO 1	TSJ1	4,00	1
TERMOSIERRA 1	TSR1	3,00	4
PROELÉCTRICA 2	PRG2	2,81	7
TERMOSIERRAB	TSR1	2,25	5

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

La Figura 10 y la Figura 11 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas de los activos de transmisión, respectivamente, comparando el periodo de análisis con las estadísticas de los trimestres anteriores. Para el periodo junio-agosto de 2020, en el caso de las horas de indisponibilidad, la media y desviación estándar fueron 1,62 y 6,97 horas, respectivamente, es decir, 65% de aumento en la media y 22% de aumento en la desviación estándar con respecto al trimestre anterior; por otro lado, en promedio se compensaron 0,67 horas por activo en el periodo de análisis, con una desviación estándar de 5,51 horas (Figura 11), lo que significa aumentos de 45% y 22%, respectivamente.

Figura 10. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 11. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.



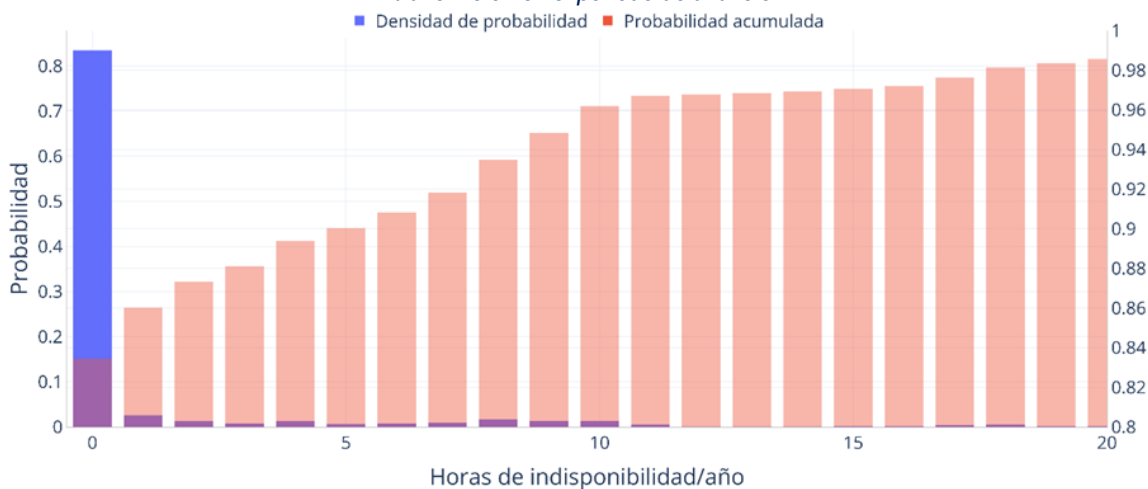
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 12 y la Figura 13 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 12 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión al año. La densidad de probabilidad (que se mide en el eje de la izquierda de la Figura 12) muestra que más del 80% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 1 horas; y en cuanto a probabilidad acumulada (eje de la derecha), se observa que el 96% se encuentra entre 0 y 10 horas, y el 98% entre 0 y 20 horas.

No obstante lo anterior, hay algunos activos que tienen una cantidad importante de horas de indisponibilidad, como se muestran en la Figura 13.

Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV con 136,14 horas y 123,69 horas compensadas durante el periodo de análisis. Cabe resaltar que la gran mayoría de los activos de transmisión que experimentan altas indisponibilidades se encuentran en el área de la Costa y Antioquia.

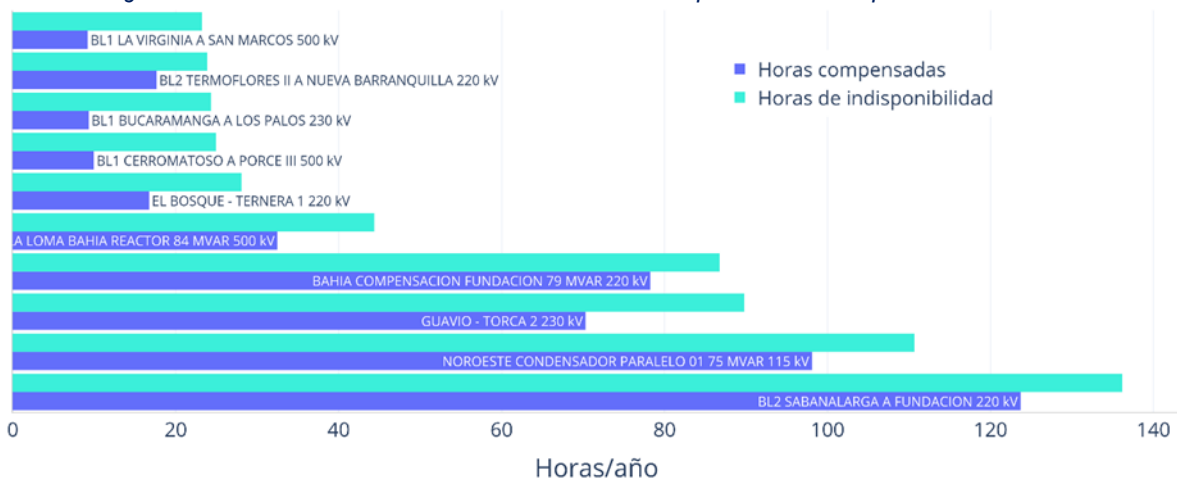
Figura 12. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 13. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.

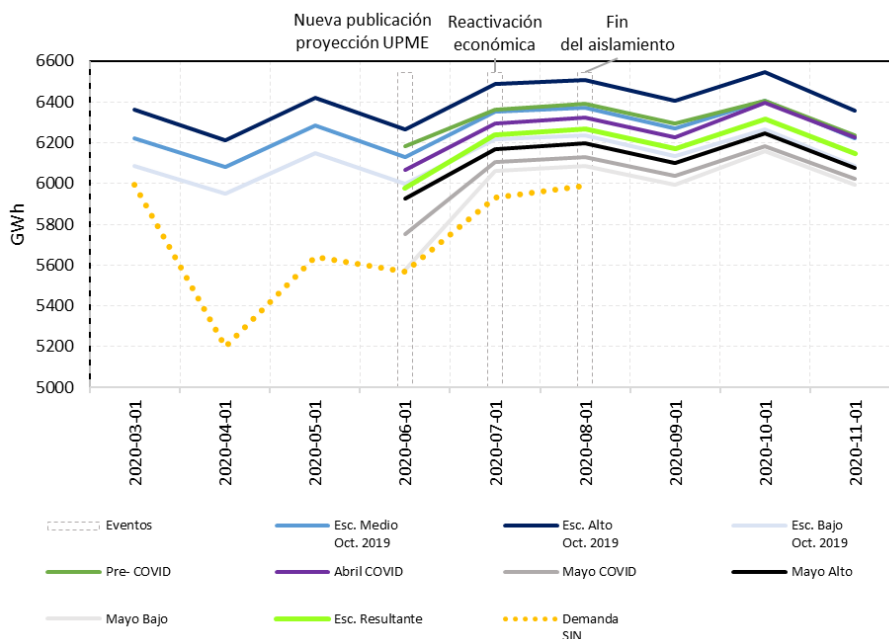


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.4. Demanda

En la Figura 14 se muestra la evolución de la demanda agregada mensual para el periodo de análisis (línea punteada naranja), comparándola con los escenarios de proyección de demanda de la UPME. Se observa que, a pesar de la recuperación de más de 6% entre junio y agosto, pasando de casi 5.600 a 6.000 GWh-mes, la demanda se mantuvo por debajo de los escenarios más bajos de la UPME, acercándose solo al escenario “Mayo Bajo” en el mes de junio.

Figura 14. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y UPME.

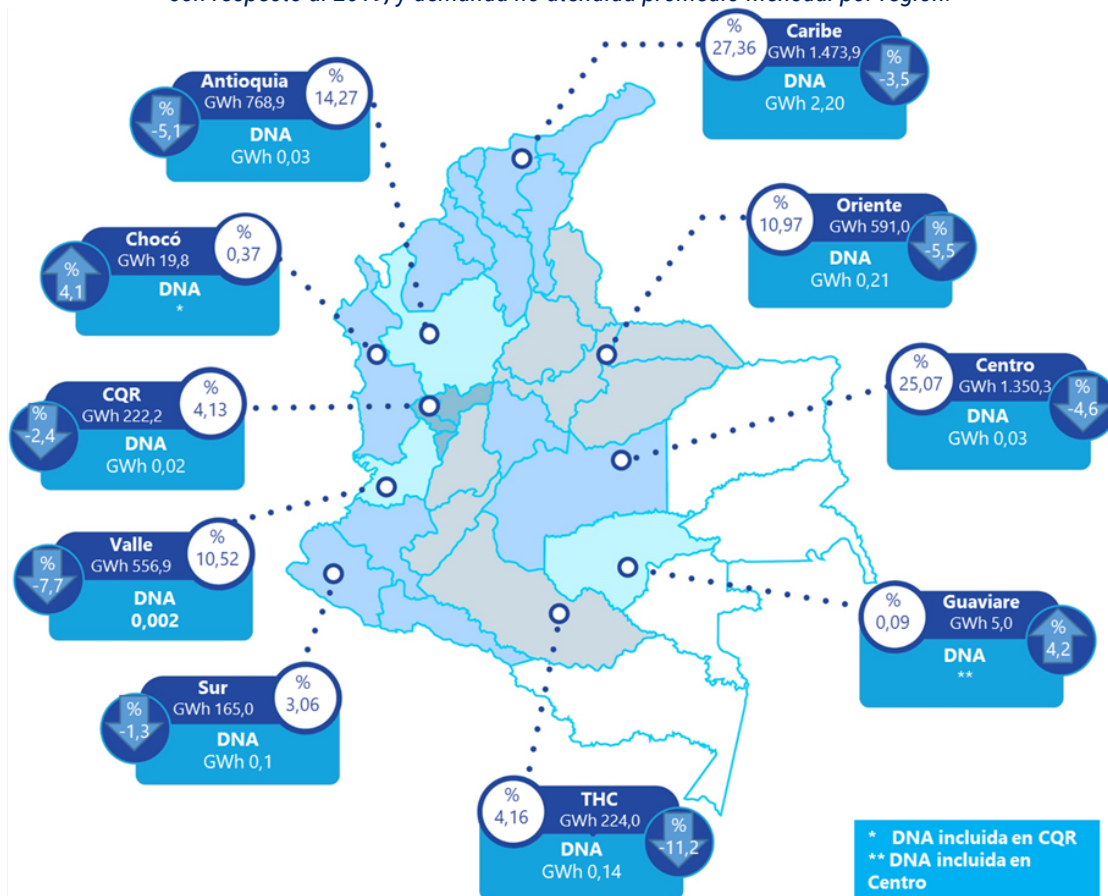
Comparando los diferentes escenarios de la UPME se puede observar que el Escenario Bajo de octubre de 2019 se encuentra entre los escenarios “Resultante” y “Mayo Alto” planteados por la UPME en junio de 2020 y, además, que la pendiente de crecimiento de la demanda en lo



transcurrido del mes de agosto de 2020 fue un poco mayor a la de los escenarios de la UPME, lo que muestra dinamismo en la reactivación de la demanda eléctrica en el país

Sobre el mapa de la Figura 15 se presenta la demanda promedio mensual por región para el periodo de análisis, así como su participación porcentual respecto del total; además, en los círculos de color azul oscuro se muestran las variaciones porcentuales con respecto al trimestre junio – agosto 2019, y finalmente, la demanda no atendida (DNA) promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis³.

Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2019, y demanda no atendida promedio mensual por región.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (27,36%), Centro (25,07%) y Antioquia (14,27%); mientras que las regiones que más crecieron para el periodo de análisis respecto al año anterior fueron Guaviare (4,2%) y Chocó (4,1%). Regiones como THC, Valle, Antioquia y Oriente presentaron reducciones de más del 5% en su demanda durante el periodo.

Para el periodo de análisis, la región que más incrementó su DNA respecto a lo analizado en el periodo marzo – mayo 2020, corresponde a la región Caribe, aumentando su DNA de 0,86

³ Tomada de: <http://eventos.xm.com.co/eventos/SitePages/demanda.aspx>.



GWh a 2,20 GWh entre los dos periodos. Por otro lado, Centro redujo su DNA frente al trimestre anterior.

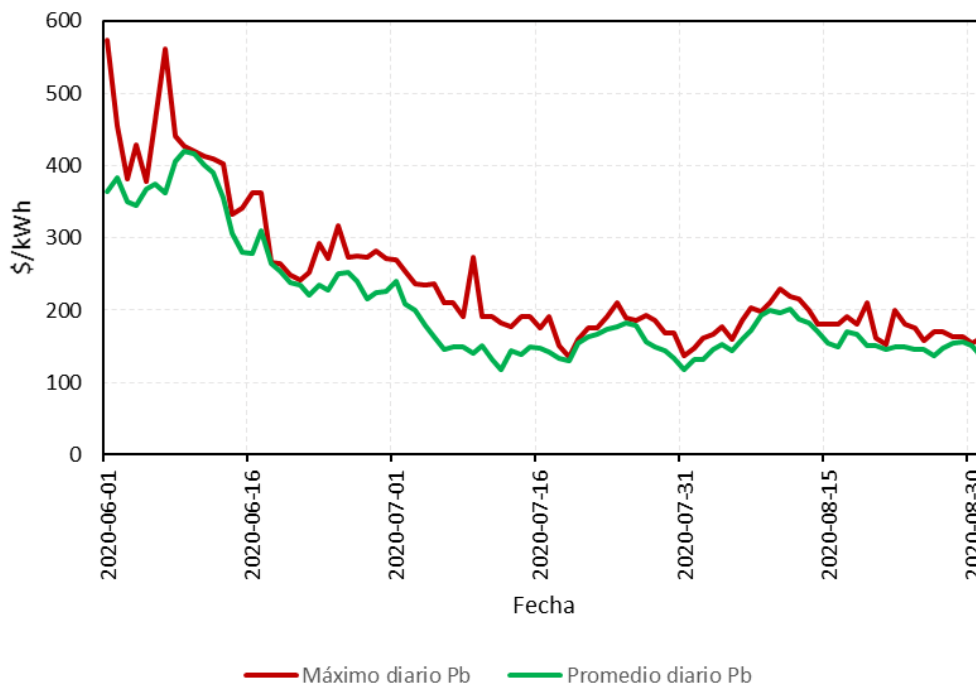
2.1.5. Precios

En este apartado se presenta la evolución del precio de bolsa (Pb) para el periodo de análisis, así como una comparación con otras variables representativas como el volumen útil diario de los embalses, el costo asociado a las restricciones, y otros referentes como el precio de escasez de activación y los precios de contratos.

Como se observa en la Figura 16, el precio promedio diario de bolsa tuvo un valor máximo de 420 \$/kWh en los primeros días de junio y un valor mínimo de 117,46 \$/kWh finalizando julio; el promedio en el periodo de análisis fue de 206,38 \$/kWh; el precio promedio cerró el periodo en 135,44 \$/kWh. En general, los precios promedio estuvieron entre 100 y 300 \$/kWh durante la mayor parte del periodo de análisis, con los valores más bajos durante el mes de julio. El detalle del comportamiento mostrado en la Figura 16 se describe a continuación y se evidencia en las Figuras Figura 17 a Figura 21:

- El precio promedio de bolsa empezó el periodo con valores cercanos a los 400 \$/kWh, y valores máximos por encima de 550 \$/kWh, con un descenso sostenido hasta valores cercanos a 135 \$/kWh a final del periodo de análisis, tanto en promedio como máximo, debido en buena parte al aumento de los aportes hídricos, aumento en el nivel de embalse, y el consecuente aumento de generación hidroeléctrica, como se muestra a continuación.

Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.

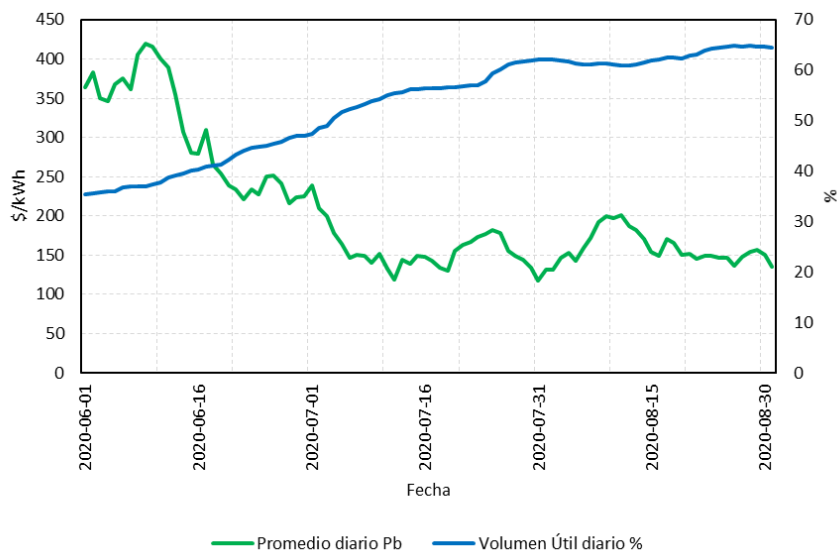


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



- A diferencia del trimestre anterior, la correlación entre el volumen útil diario de los embalses y el precio de bolsa fue negativa, es decir, el precio promedio disminuyó a medida que el volumen útil del embalse aumentó. El nivel del embalse pasó de un valor cercano a 36% en junio a 65% a final de agosto, como se puede observar en la Figura 17.

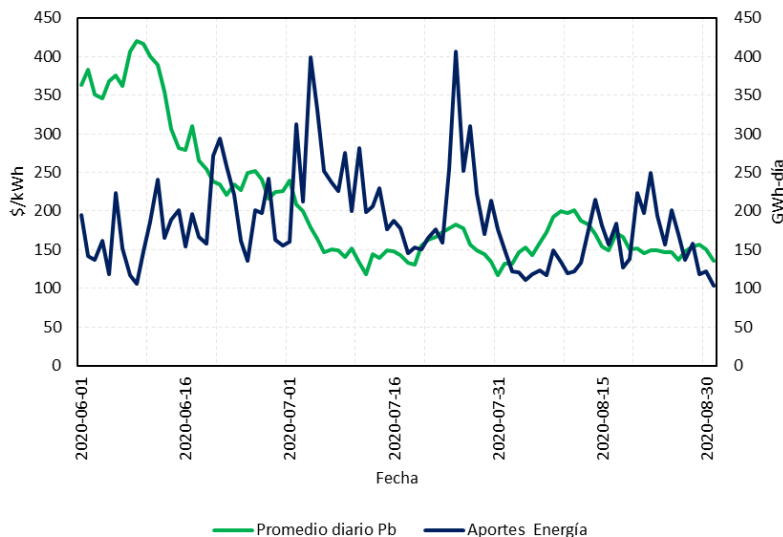
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Como se puede ver en la Figura 18, en la primera mitad del periodo, los aportes diarios y los precios promedio de bolsa mostraron una correlación negativa, mientras que para el resto del periodo está disminuyó, solo siendo observable ante algunas caídas en los aportes a principios de agosto.

Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.

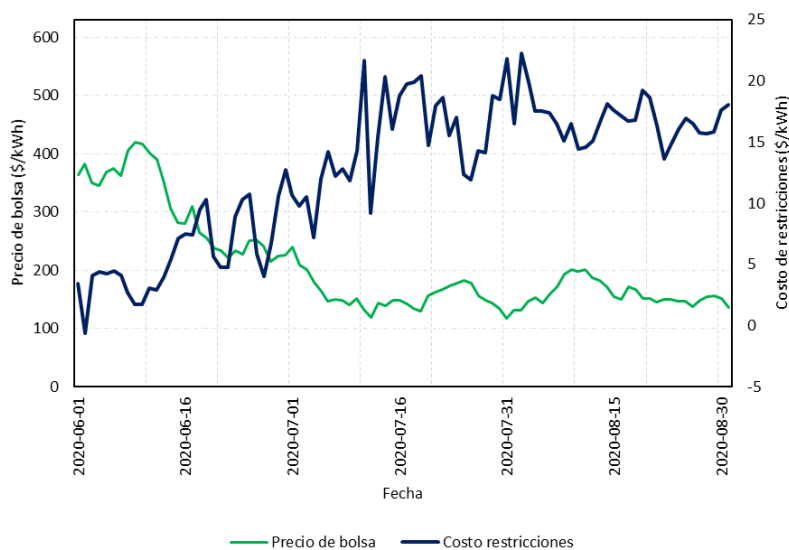


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



- En la Figura 19 se observa que el costo de las restricciones tuvo un aumento significativo durante los meses de junio y julio, alcanzando valores máximos en la segunda mitad del mes de julio (entre 20 y 25 \$/kWh), para luego ubicarse entre 15 y 20 \$/kWh en el mes de agosto. Este comportamiento estuvo principalmente asociado a la reducción significativa del precio de bolsa, y a que los recursos térmicos que generan por seguridad salieron de mérito en el despacho económico.

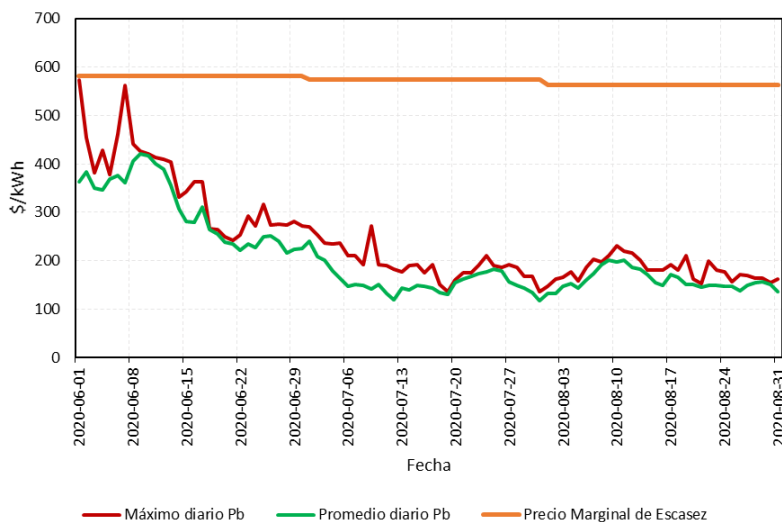
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Durante el periodo de análisis el precio de bolsa se mantuvo por debajo del precio de escasez de activación, no obstante, durante los primeros días del mes de junio el precio máximo diario de bolsa estuvo cerca de alcanzar la condición crítica, tal como se muestra en la Figura 20, con valores de 573,13 \$/kWh y 562,93 \$/kWh.

Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.

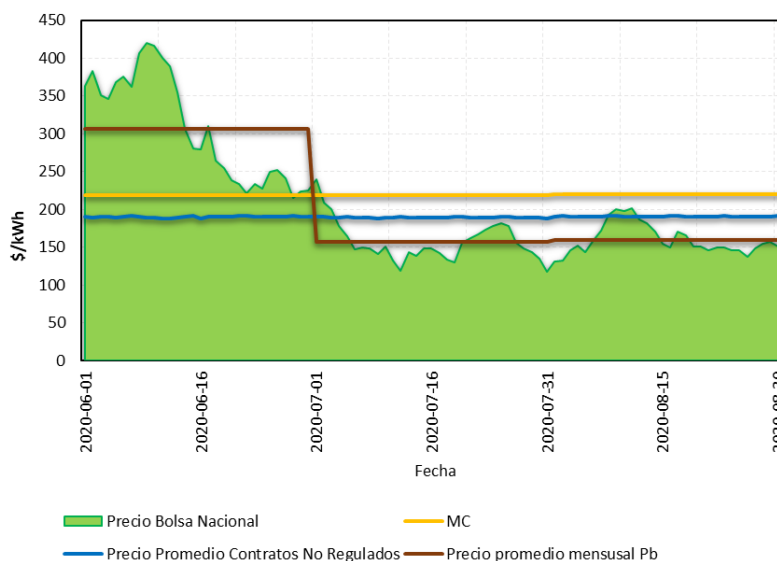


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



- Finalmente, la Figura 21 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del MC⁴ y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados; así, se observa que frente a la reducción del precio de bolsa, su efecto no se refleja inmediatamente en los otros referentes de precio.

Figura 21. Comportamiento del precio de bolsa promedio diario, promedio mensual, MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.6. Restricciones

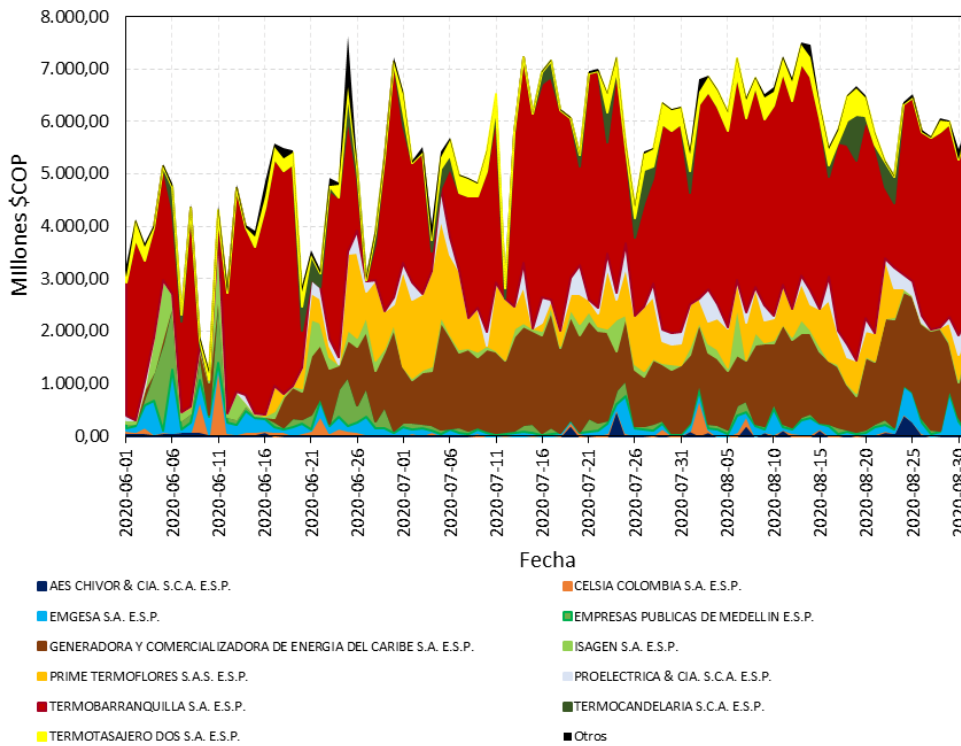
En la Figura 22 se presenta el costo agregado diario por agente de las reconciliaciones positivas (sin tener en cuenta AGC) para el periodo de análisis. Se puede apreciar la importante participación de los agentes térmicos de la costa, principalmente durante la tercera semana de junio, a partir de donde se observa un aumento significativo y la participación de agentes como Gecelca y Termoflores, que se mantiene hasta final del periodo de análisis. La mayor participación corresponde a Termobarranquilla (51%), seguido de Gecelca (20%), Prime Termoflores (10%), y EPM, Termotasajero Dos, Emgesa, e Isagen, con 3% cada una.

En la Figura 23 se muestra el comportamiento de la generación fuera de mérito comparada con el precio de bolsa promedio en el periodo de análisis. Se puede observar que, para el mes de junio, con precios de bolsa superiores se presenta menor generación fuera de mérito, mientras que, para los meses julio y agosto, en donde el precio de bolsa alcanza valores mínimos, aumenta la generación fuera de mérito, alcanzando valores superiores a 25 GWh-día.

⁴ Resolución CREG 119/2007. MC_{m-1} es el costo promedio ponderado de energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.

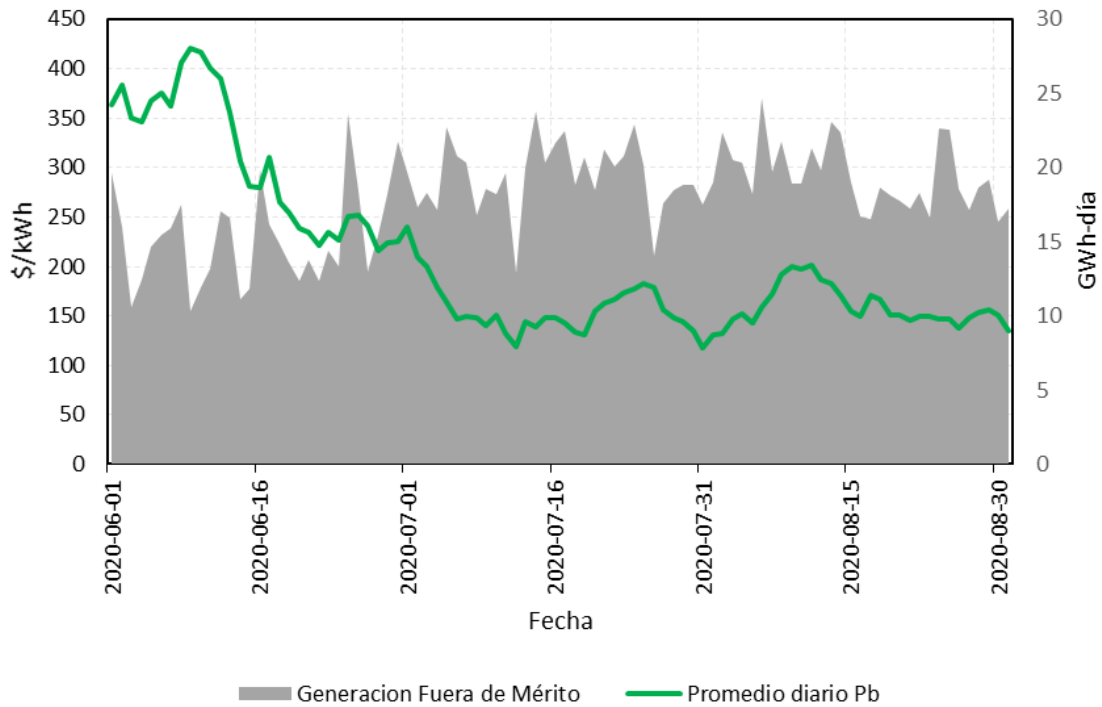


Figura 22. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 23. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado

Sobre la información reportada en el SICEP para el periodo de análisis, se registraron un total de 22 convocatorias entre junio y agosto de 2020. De estas 22 convocatorias, siete se encuentran abiertas, siete cerradas y desiertas, y las ocho restantes cerradas y adjudicadas. La Tabla 5 resume la información de las 22 convocatorias con pliegos en el periodo, e incluye la fecha de los pliegos, el estado de la convocatoria, el número de contratos tipo pague lo contratado y pague lo demandado, y la energía total de la convocatoria. En la información se observa que la convocatoria abierta más grande corresponde a CP-EMIC2020-001 con cerca de 7645,47 GWh, con nueve productos pague lo contratado. En cuanto a las convocatorias adjudicadas, la más grande corresponde a CP-EPMC2020-001 con una energía de 12.597,35 GWh repartida en seis productos pague lo contratado. En cuanto a las convocatorias desiertas, la más grande tiene una energía de 3.475,51 GWh en dos productos pague lo contratado. Así mismo, se aprecia que en total se tuvo 71 productos pague lo contratado y solo 1 producto pague lo demandado.

Tabla 5. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.

ID de convocatoria	Fecha de pliegos	Estado	No. PC	No. PD	Energía (GWh)
CP-CASC2020-001	18/08/2020	Abierta	1	0	14,95
CP-GNCC2020-006	26/08/2020	Abierta	1	0	178,90
CP-EMIC2020-001	11/08/2020	Abierta	9	0	7.645,47
CP-DLRC2020-002	23/07/2020	Abierta	1	1	232,01
CP-CHCC2020-001	04/08/2020	Abierta	3	0	702,20
CP-RTQC2020-004	27/07/2020	Abierta	2	0	553,10
CP-GNCC2020-005	29/07/2020	Abierta	1	0	1.255,13
CP-CDNC2020-002	17/07/2020	Cerrada y adjudicada	2	0	1.442,03
CP-GNCC2020-004	14/07/2020	Cerrada y adjudicada	2	0	777,37
CP-GNCC2020-003	13/07/2020	Cerrada y adjudicada	5	0	599,71
CP-CQTC2020-001	10/07/2020	Cerrada y adjudicada	5	0	908,36
CP-EPIC2020-002	09/07/2020	Cerrada y adjudicada	5	0	2.264,17
CP-EDIC2020-002	01/07/2020	Cerrada y adjudicada	2	0	1.469,13
CP-EEPC2020-002	23/06/2020	Cerrada y adjudicada	13	0	1.185,46
CP-EPMC2020-001	01/06/2020	Cerrada y adjudicada	6	0	12.597,35
CP-EDIC2020-003	12/08/2020	Cerrada y desierta	2	0	3.475,51
CP-EMPC2020-003	21/07/2020	Cerrada y desierta	1	0	66,51
CP-NEUC2020-001	06/08/2020	Cerrada y desierta	3	0	25,14
CP-RTAC2020-002	14/07/2020	Cerrada y desierta	1	0	60,00
CP-NMRC2020-002	13/07/2020	Cerrada y desierta	3	0	285,32
CP-EMPC2020-002	05/06/2020	Cerrada y desierta	1	0	67,74
CP-CDNC2020-001	08/06/2020	Cerrada y desierta	2	0	161,46

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

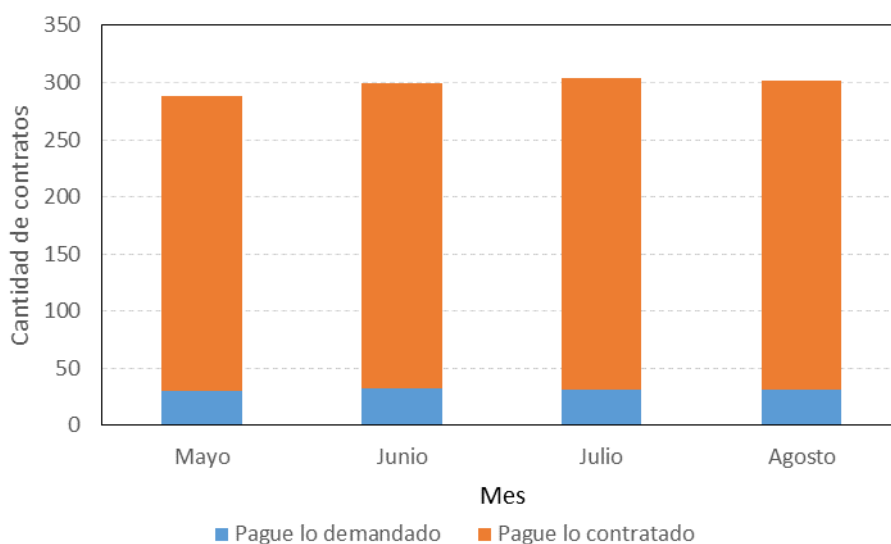
Por otro lado, al analizar la base de datos diaria de los contratos despachados, se obtienen las cifras para los contratos vigentes hasta el 31 de agosto del presente año, como se muestra en la Tabla 7. Los análisis realizados sobre la base de datos de despacho diario utilizan el promedio de energía despachada de forma horaria, disponible desde 2016 y hasta el 31 de agosto de 2020, para estimar la cantidad de energía horaria despachada en cada contrato, y,



por otro lado, obtener el máximo promedio de precio diario, y así estimar el precio de cada contrato.

Como se muestra en la Figura 24, De los 288 contratos que se tenían vigentes para el mercado regulado a finales de mayo, la mayor concentración (258) corresponde a contratos tipo pague lo contratado, mientras que el tipo pague lo demandado tuvo 30 contratos. Se observa que, en general, el número de contratos varía entre meses sin presentar cambios significativos. Entre junio y agosto el número de contratos con destino al mercado regulado aumentó en 14. El detalle se muestra en la Tabla 6.

Figura 24. Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 6. Cantidad de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

	Mayo	Junio		Julio		Agosto	
	Referencia	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron
Pague lo Demandado (PD)	30	2	0	0	1	0	0
Total PD	30	32		31		31	
Pague lo Contratado (PC)	258	9	0	6	0	0	2
Total PC	258	267		273		271	
Total contratos	288	299		304		302	

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 302 contratos, 10,2% son del tipo pague lo demandado y 89,8% del tipo pague lo contratado. La cantidad de energía promedio horaria en contratos tipo pague lo contratado está alrededor de 4,13 GWh, la cual es significativamente mayor a la cantidad promedio de los contratos pague lo demandado (0,13 GWh). En cuanto a las estadísticas de precio, se tiene que los contratos tipo pague lo contratado presentan un menor precio promedio ponderado



por cantidades, llegando a ser de 218,59 \$/kWh, casi 36% menor que el precio promedio de los contratos pague lo demandado. El detalle se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	31	10,20	0,13	346,24
Pague lo Contratado	271	89,80	4,13	218,59

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

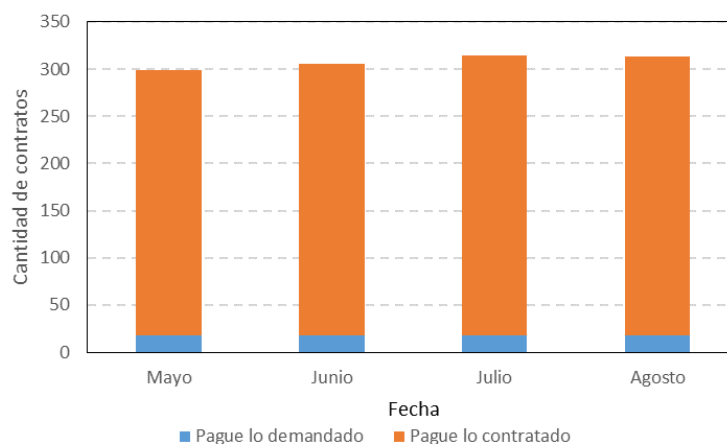
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado

En cuanto al mercado de contratos con destino a usuarios no regulados, en esta sección se muestran algunas estadísticas relacionadas con dichas transacciones. Este análisis se realizó para la evolución de los contratos vigentes al último día de cada mes, comparando los meses de junio a agosto de 2020.

La Figura 25 muestra la evolución de la cantidad de contratos en el periodo de análisis, por tipo de contrato. En general, se tiene un comportamiento similar al del mercado regulado, es decir, el número de contratos no cambia significativamente entre meses. Entre junio y agosto el número de contratos con destino al mercado regulado aumentó en 14. El detalle se muestra en la Tabla 8.

De los 313 contratos vigentes al 31 de agosto de 2020, se puede observar que poco más de 94% corresponden a la modalidad pague lo contratado; así mismo, se ve que el promedio de la cantidad de despacho diario es 50% mayor en la modalidad pague lo contratado (2,52 GWh). Los precios promedio ponderados para ambas modalidades tienen una diferencia de más de 20 \$/kWh, siendo mayor en la modalidad pague lo contratado (206,2 \$/kWh). El detalle se presenta en la Tabla 9.

Figura 25. Contratos con destino al mercado no regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 8. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

	Mayo	Junio		Julio		Agosto	
	Referencia	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron
Pague lo Demandado (PD)	18	0	0	0	0	0	0
Total PD	18	18		18		18	
Pague lo Contratado (PC)	281	13	6	12	3	4	6
Total PC	281	288		297		295	
Total contratos	299	306		315		313	

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	18	5,92	1,63	177,00
Pague lo Contratado	295	94,24	2,52	206,20

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.9. Análisis de contratos por agente

En esta sección se presenta el análisis de algunas variables asociadas a la contratación para los diferentes agentes generadores. Al igual que en las secciones previas, se realiza un análisis de la base de datos de despacho diario de contratos de XM (disponible desde el año 2016), y se estiman tanto las cantidades horarias de energía despachadas como los precios. Las cantidades horarias de energía despachada por cada contrato para cada agente se obtienen a partir de los promedios de la energía despachada horariamente desde 2016 hasta agosto 31 de 2020; mientras que el precio de la energía en cada contrato se obtiene como el máximo de los precios promedio diarios para los contratos despachados. Se resalta que los contratos utilizados en el análisis son aquellos que se encuentran vigentes al último día del periodo de análisis. En la Tabla 10 se presenta la relación de los agentes presentados en esta sección junto con su código de identificación.

Tabla 10. Códigos y nombres de los agentes generadores analizados.

Código	Agente
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
ENDG	EMGESA
ISGG	ISAGEN
CHVG	AES CHIVOR & CIA.
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE
EPSG	CELSIA COLOMBIA
EMUG	EMPRESA URRRA
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA
TERG	TERMOTASAJERO DOS
TYPG	TERMOYOPAL GENERACION 2



Código	Agente
AXEC	AXIA ENERGIA
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.
HIMG	GESTION ENERGETICA
LCSG	LA CASCADA
SOEC	SOUTH32 ENERGY
DCLC	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA
SOCG	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA
GNCC	VATIA
GASC	GENERARCO
AXEG	AXIA ENERGIA

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 11 muestra un resumen de la estimación del estado actual de la contratación de los agentes generadores, considerando la energía estimada a partir de la disponibilidad declarada, la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), las obligaciones de energía firme (OEF), y la energía despachada en contratos. Para estimar la energía según disponibilidad se calcula el promedio de la disponibilidad diaria declarada por el agente en lo corrido del año 2020 y con esto se estima la disponibilidad anual; y para el cálculo de la energía a partir de la ENFICC y de la OEF se utilizan los datos reportados por XM hasta la fecha, y se realiza la estimación para el año. Como se muestra, la energía según disponibilidad anual es cercana a los 122 TWh-año, la energía disponible según ENFICC es 77 TWh-año, y según OEF es 75 TWh-año, estas últimas casi 38% menores que la disponibilidad anual estimada; la energía despachada en los contratos a usuarios regulados es cercana a 33 TWh-año, y a usuarios no regulados es 32 TWh-año, para un total cercano a 66 TWh-año. Finalmente, al descontar de la energía según disponibilidad la energía comprometida en contratos, se tiene una energía estimada restante (última columna de la Tabla 11) cercana a 58 TWh-año; sin embargo, la energía restante al utilizar la energía según ENFICC y según OEF es de 13,3 TWh-año y 10,5 TWh-año, respectivamente.

En la Tabla 11 se muestran los 10 primeros agentes en energía estimada en contratos. En general, se observa que la energía según disponibilidad de cada agente generador es mayor que la energía disponible según ENFICC y OEF. Por ejemplo, EPMG tiene una estimación de energía según disponibilidad de 26 TWh-año y su ENFICC y OEF son 14,6 TWh-año y 13,3TWh-año, respectivamente, casi la mitad de la primera.

Así mismo, se observa que los agentes tienen ventas en contratos que no necesariamente son menores a su energía según disponibilidad. En el mismo caso de EPMG, se tiene que la energía vendida en contratos estimada es de 16 TWh-año y por lo tanto su energía restante es cercana a 10 TWh-año. Al utilizar su energía según ENFICC y OEF, la energía restante es negativa (cercana a -1 TWh-año). Un caso diferente es el del agente EMUG que tiene una energía estimada según disponibilidad de 1.210 GWh-año, y una energía vendida en contratos estimada en 1.335 GWh-año, lo que resulta en una energía restante negativa o un déficit para atender la energía comprometida en contratos. Este caso muestra que posiblemente el agente con energía restante negativa deba recurrir al mercado spot para comprar la energía faltante.



Dentro del top 10 de agentes se observa que hay tres agentes con déficit de energía restante (EMUG, NTCG, TYPG). En general, se observa que, de la energía según disponibilidad anual, el 52,48% se despacha en contratos y el 47,51% estaría disponible para ser transado en nuevos contratos o en el mercado spot. El porcentaje de energía disponible se reduce cerca de 17% y 14%, respectivamente, al utilizar como referencia la energía según ENFICC y OEF.

Tabla 11. Energía asociada a los contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis (GWh).

Agente	Energía según disponibilidad	Energía según ENFICC	Energía según OEF	Energía contratos UR vinculado	Energía contratos UR otros agentes	Energía contratos UNR vinculado	Energía contratos UNR otros agentes	Energía restante
EPMG	26.093,52	14.693,62	13.377,76	5.520,69	4.077,62	4.392,84	2.225,39	9.876,98
ENDG	25.622,00	14.670,27	13.613,08	3.678,10	4.044,47	4.302,05	905,65	12.691,73
ISGG	21.525,45	11.519,66	10.904,69	497,12	2.255,02	4.338,61	3.598,07	10.836,64
CHVG	4.799,81	2.925,05	2.691,44	0,00	4.101,16	330,38	231,57	136,69
GECG	5.035,65	5.091,28	4.941,69	0,00	874,46	122,03	2.366,95	1.672,22
EPGS	8.207,32	3.198,90	3.094,97	1.069,68	548,15	1.049,23	7,62	5.532,65
EMUG	1.210,69	716,08	658,60	0,00	380,97	0,00	955,00	-125,27
NTCG	170,06	0,00	170,32	0,00	781,54	0,00	551,08	-1.162,56
TERG	1.345,31	1.330,94	1.330,36	0,00	1.113,75	0,00	119,48	112,07
TYPG	908,63	234,00	3,52	0,00	613,20	0,00	350,40	-54,97
Otros	27.866,54	23.345,90	24.142,11	256,75	2.236,09	294,39	6.324,15	18.755,16
Total	122.784,98	77.725,71	74.928,54	11.022,34	21.026,43	14.829,53	17.635,37	58.271,32

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, las Tablas Tabla 12 a Tabla 14 presentan la cantidad de energía, precio, y número de contratos para los 20 agentes que tienen la mayor cantidad de energía en contratos, mostrando los valores totales, los valores para agentes vinculados y otros agentes. Así mismo, las Figuras Figura 26 a Figura 28 muestran los valores para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

La Tabla 12 presenta la energía estimada en contratos para cada uno de los agentes generadores analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si es contratada con agentes vinculados o no. Los valores muestran que EPMG es el agente con mayor cantidad de energía despachada horariamente (1851GWh), entregando 1,13 TWh a sus vinculados y 0,71 TWh a otros agentes, con una mayor participación en el mercado regulado (59,15%) versus el mercado no regulado (40,84%), y con más contratos tipo pague lo contratado (1218,5 GWh) en contraste con los contratos pague lo demandado (632,7 GWh). En la Figura 26 muestra la energía contratada por los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

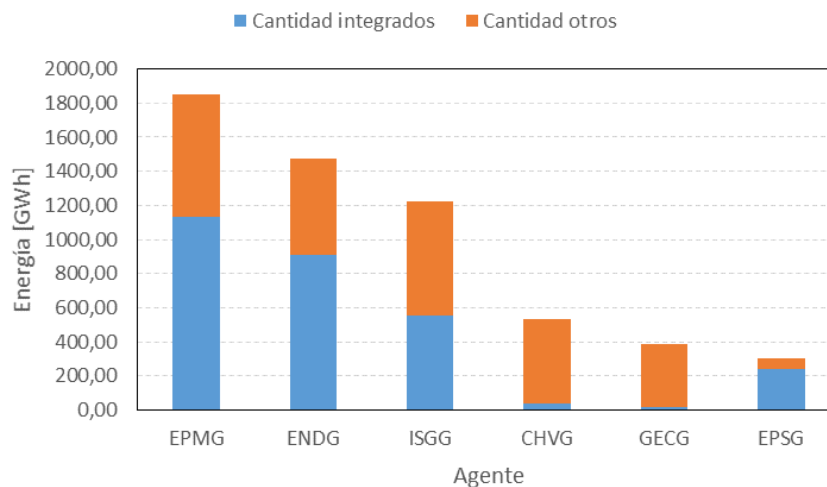


Tabla 12. Energía asociada a los contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis (GWh).

Agente	Energía total	Energía vinculados	Energía otros	Energía UR	Energía UNR	Energía PD	Energía PC
EPMG	1.851,20	1.131,68	719,52	1.095,70	755,51	632,70	1.218,50
ENDG	1.476,06	910,98	565,08	881,57	594,49	318,66	1.157,40
ISGG	1.220,22	552,06	668,16	314,17	906,01	495,31	724,91
CHVG	532,32	37,72	494,60	468,17	64,15	0,00	532,32
GECG	383,95	13,93	370,02	99,82	284,13	13,93	370,02
EPSG	305,33	241,88	63,44	184,68	120,64	165,07	140,26
AXEC	198,31	0,00	198,31	159,16	39,15	0,00	198,31
EMIG	157,73	0,00	157,73	129,13	28,60	0,00	157,73
EMUG	152,51	0,00	152,51	43,49	109,02	0,00	152,51
NTCG	152,13	0,00	152,13	89,22	62,91	0,00	152,13
TERG	140,78	0,00	140,78	127,14	13,64	0,00	140,78
TYPG	110,00	0,00	110,00	70,00	40,00	0,00	110,00
HIMG	100,85	0,00	100,85	13,76	87,09	0,00	100,85
LCSG	97,61	0,00	97,61	56,28	41,33	0,00	97,61
SOEC	93,87	0,00	93,87	0,00	93,87	0,00	93,87
DCLC	91,34	0,00	91,34	87,34	4,00	49,30	42,04
SOCG	85,55	0,00	85,55	0,00	85,55	3,00	82,56
GNCC	80,03	0,00	80,03	80,03	0,00	0,00	80,03
GASC	78,71	0,00	78,71	76,28	2,43	0,00	78,71
AXEG	76,04	0,00	76,04	0,84	75,20	0,84	75,20

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 26. Energía contratada para los agentes generadores con mayor participación en el mercado vigente al periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 13 presenta los precios estimados asociados a la contratación de los agentes generadores analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si son con agentes vinculados o no. Se puede observar que hay una diferencia importante entre el precio de los contratos con agentes



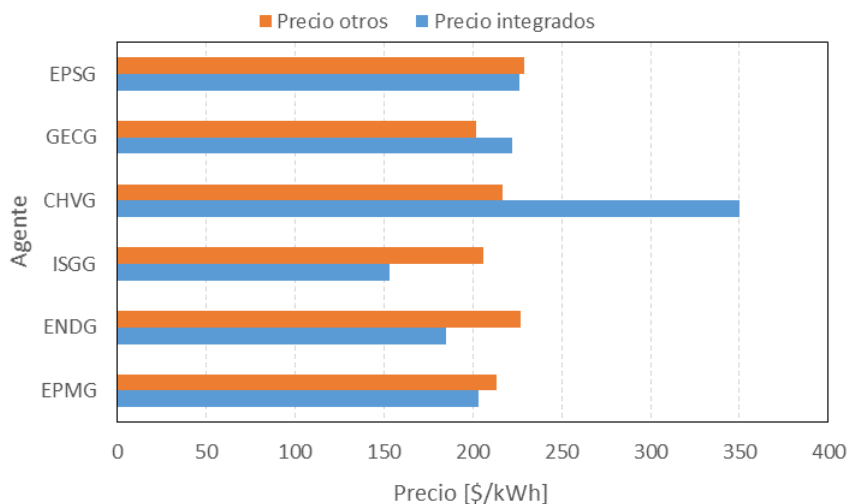
vinculados y no vinculados, siendo mayor el precio para los agentes no vinculados. Por otro lado, un cálculo sencillo permite establecer que, en promedio, el precio de energía del mercado regulado es 9,6% mayor que el precio de la energía en el mercado no regulado. La Figura 27 muestra los precios de los contratos para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

Tabla 13. Precios de los contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis (\$/kWh).

Agente	Precio total	Precio vinculados	Precio otros	Precio UR	Precio UNR	Precio PD	Precio PC
EPMG	206,98	203,05	213,17	217,09	192,31	188,49	216,58
ENDG	201,03	184,89	227,05	217,21	177,04	168,20	210,07
ISGG	181,99	153,37	205,64	215,89	170,24	145,05	207,24
CHVG	226,25	350,14	216,81	216,95	294,18	0,00	226,25
GECG	202,54	222,44	201,79	210,65	199,70	222,44	201,79
EPSG	227,02	226,48	229,10	239,20	208,37	220,78	234,36
AXEC	213,40	0,00	213,40	213,59	212,61	0,00	213,40
EMIG	250,15	0,00	250,15	255,60	225,54	0,00	250,15
EMUG	196,52	0,00	196,52	208,40	191,78	0,00	196,52
NTCG	216,60	0,00	216,60	219,01	213,18	0,00	216,60
TERG	216,54	0,00	216,54	217,51	207,48	0,00	216,54
TYPG	219,83	0,00	219,83	225,88	209,23	0,00	219,83
HIMG	199,48	0,00	199,48	218,05	196,55	0,00	199,48
LCSG	196,70	0,00	196,70	189,42	206,62	0,00	196,70
SOEC	212,73	0,00	212,73	212,38	212,73	0,00	212,73
DCLC	362,63	0,00	362,63	368,25	240,00	472,16	234,17
SOCG	191,86	0,00	191,86	226,35	191,86	190,70	191,90
GNCC	214,70	0,00	214,70	214,70	195,00	0,00	214,70
GASC	233,86	0,00	233,86	234,63	209,89	0,00	233,86
AXEG	211,26	0,00	211,26	246,54	210,87	246,54	210,87

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 27. Precios de los contratos para agentes generadores con mayor participación en el mercado vigentes al periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



La Tabla 14 muestra el número de contratos para los agentes generadores analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si son con agentes vinculados o no. Se observa que el agente con la mayor cantidad de contratos es EPMG (68), seguido por ENDG (62) e ISGG (49). Igualmente, el agente que tiene la mayor cantidad de contratos con sus vinculados es EPMG (22), seguido por ENDG (21) y EPSG (9). Así mismo, los agentes que tienen la mayor cantidad de contratos regulados son EPMG (48), ENDG (38), y CHVG (33); y los que tienen la mayor cantidad de contratos no regulados son ENDG (24), ISGG (23), y EPMG (20). Estas cifras dan una referencia de cómo es la participación de cada uno de los agentes en cada segmento de mercado específico. La Figura 28 compara estas variables para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

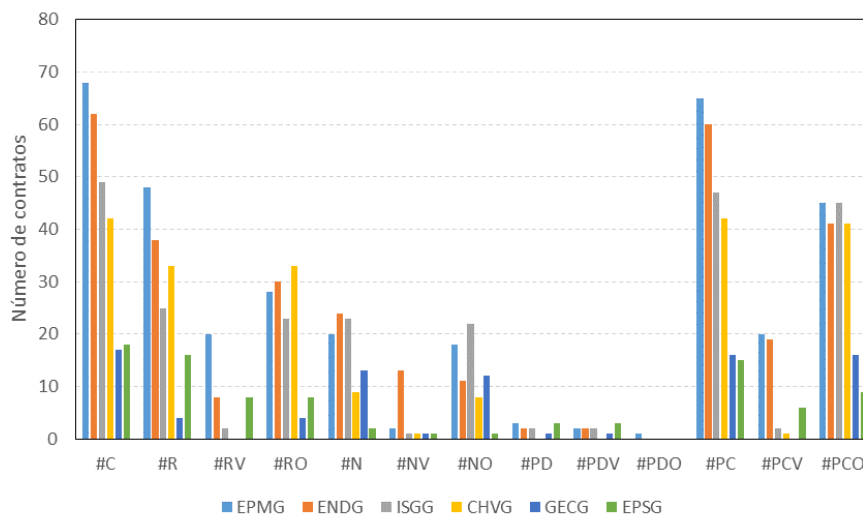
Tabla 14. Cantidad de contratos para agentes generadores vigentes al final del periodo de análisis.

Agente	#C	#R	#RV	#RO	#N	#NV	#NO	#PD	#PDV	#PDO	#PC	#PCV	#PCO
EPMG	68	48	20	28	20	2	18	3	2	1	65	20	45
ENDG	62	38	8	30	24	13	11	2	2	0	60	19	41
ISGG	49	25	2	23	23	1	22	2	2	0	47	2	45
CHVG	42	33	0	33	9	1	8	0	0	0	42	1	41
GECG	17	4	0	4	13	1	12	1	1	0	16	0	16
EPSG	18	16	8	8	2	1	1	3	3	0	15	6	9
AXEC	9	6	0	6	3	0	3	0	0	0	9	0	9
EMIG	4	2	0	2	2	0	2	0	0	0	4	0	4
EMUG	15	6	0	6	9	0	9	0	0	0	15	0	15
NTCG	28	20	0	20	8	0	8	0	0	0	28	0	28
TERG	16	14	0	14	2	0	2	0	0	0	16	0	16
TYPG	3	2	0	2	1	0	1	0	0	0	3	0	3
HIMG	12	2	0	2	10	0	10	0	0	0	12	0	12
LCSG	4	2	0	2	2	0	2	0	0	0	4	0	4
SOEC	6	0	0	0	6	0	6	0	0	0	6	0	6
DCLC	6	5	0	5	1	0	1	2	0	2	4	0	4
SOCG	10	0	0	0	10	0	10	1	0	1	9	0	9
GNCC	4	3	0	3	1	0	1	0	0	0	4	0	4
GASC	12	8	0	8	4	0	4	0	0	0	12	0	12
AXEG	4	1	0	1	3	0	3	1	0	1	3	0	3

#C contratos totales, #R contratos UR, #RV contratos UR con vinculados, #RO contratos UR con otros agentes, #N contratos UNR, #NV contratos UNR con vinculados, #NO contratos UNR con otros agentes, #PD contratos pague lo demandado, #PDV contratos pague lo demandado con vinculados, #PDO contratos pague lo demandado con otros agentes, #PC contratos pague lo contratado, #PCV contratos pague lo contratado con vinculados, #PCO contratos pague lo contratado con otros agentes. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 28. Cantidad de contratos de los agentes generadores con mayor participación en el mercado vigente al periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.2. Mercado de gas natural

En esta sección se revisan las principales cifras del mercado mayorista de gas natural en el periodo objeto del presente informe, con información tomada principalmente del gestor del mercado de gas y de agentes del sector, y que sirve como base para la elaboración de indicadores del mercado.

Las principales variables que se analizan son: oferta (producción nacional e importaciones), disponibilidad de la infraestructura de producción y transporte, uso de las principales rutas del sistema nacional de transporte, comportamiento de la demanda por sector de consumo, y precios.

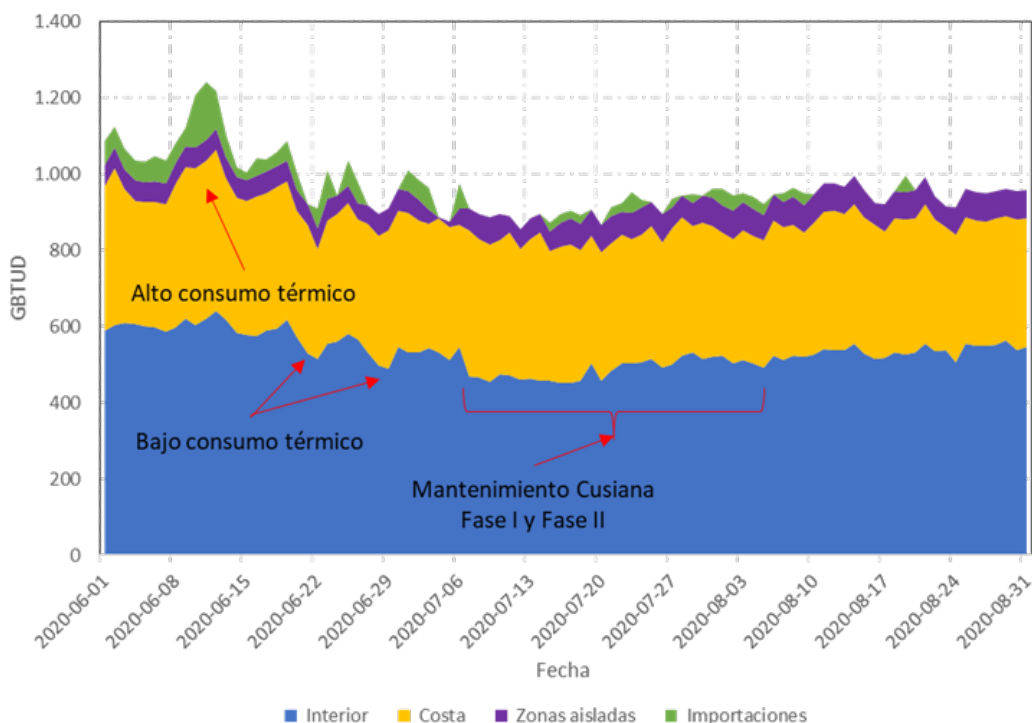
2.2.1. Producción

En el trimestre junio – agosto de 2020, la producción promedio de gas natural se ubicó en 969 GBTUD, lo cual representó un incremento de 2% con respecto al trimestre anterior (953 GBTUD). Este aumento se explica principalmente por una leve recuperación de la demanda y la continuación del alto consumo térmico que venía del trimestre anterior durante los primeros días de junio, como se puede observar en la Figura 29.

Para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 48% de la producción nacional, como se puede ver en la Figura 30. Es de resaltar que los campos del sur de la Costa mantuvieron su participación del trimestre anterior (alrededor del 16% de la producción nacional). Por otro lado, la participación de las importaciones de gas cayó a 1% durante el periodo de análisis debido a la menor generación térmica causada por la disminución de los precios en bolsa de la energía eléctrica, y la consecuente mayor generación hídrica.

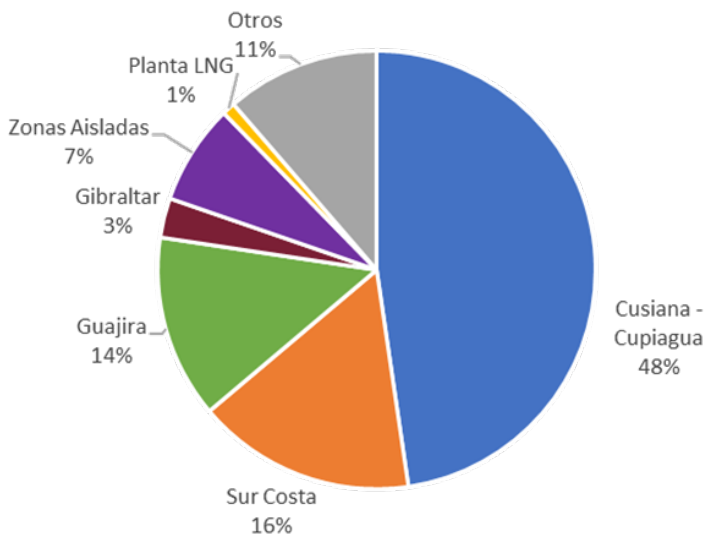


Figura 29. Producción total de gas por campo en el periodo de análisis.



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

Figura 30. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



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

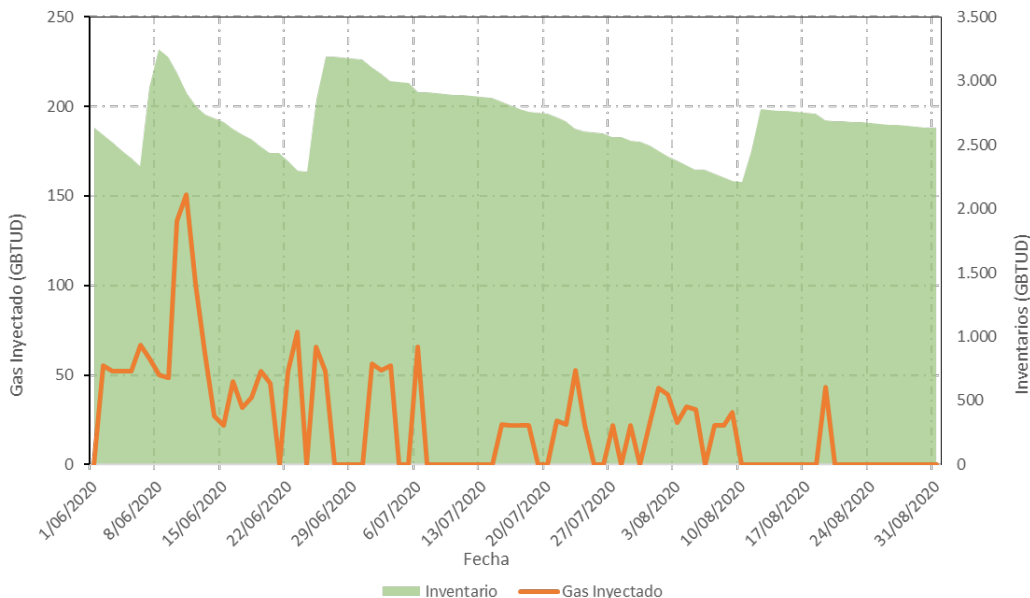
2.2.2. Importaciones

Las importaciones de gas para el periodo de análisis presentaron una disminución de 58% con respecto al trimestre anterior, pasando de 57 GBTUD a 24 GBTUD. Esta disminución se debe principalmente a la reducción en los consumos térmicos, como se mencionó anteriormente. La mayor reducción se presentó entre junio y julio, de 65% en promedio. En el mes de agosto



se alcanzó el nivel mínimo del periodo analizado (9 GBTUD en promedio). Como se puede observar en la Figura 31, durante el trimestre llegaron 3 cargamentos con el fin de reestablecer el nivel de inventarios de gas natural licuado.

Figura 31. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



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

La cantidad de gas regasificado e inyectado al SNT se presenta en la Tabla 15. Con estos volúmenes, el gas importado tuvo una participación en la producción nacional de 5% en junio, 2% en julio y 1% en el mes de agosto.

Tabla 15. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes - año	Energía (GBTUD)
Junio - 2020	46
Julio - 2020	16
Agosto - 2020	9

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

2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural

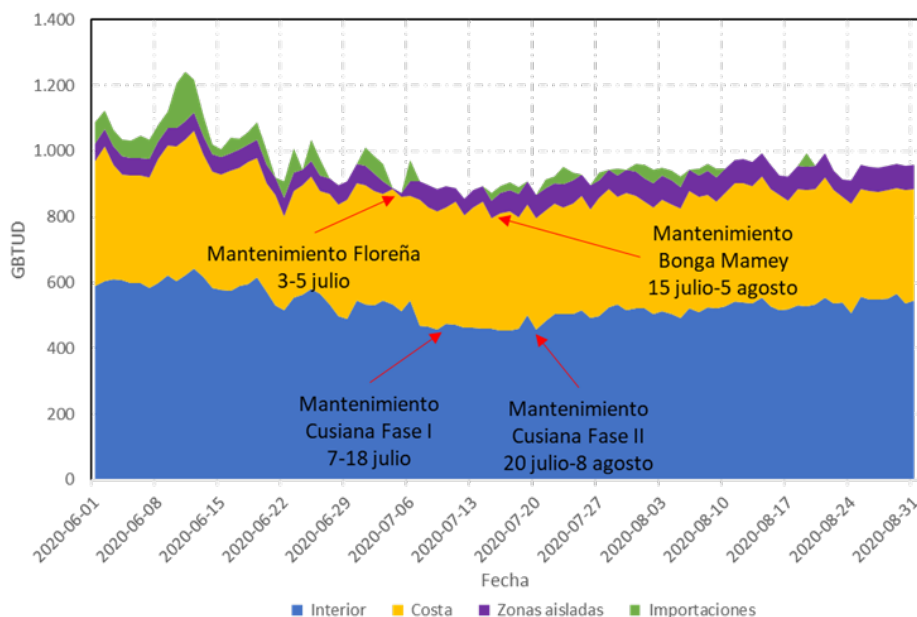
De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, y con el fin de tener una adecuada coordinación de los eventos que afectan la disponibilidad tanto de suministro como de transporte, los agentes deben reportar al Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-Gas) su plan de mantenimientos.

Los principales mantenimientos programados para este trimestre fueron reprogramados para el segundo semestre del año, y durante el mes de junio no se presentaron mantenimientos programados para la infraestructura de producción y transporte

Como se puede observar en la Figura 32, durante los meses de julio y agosto se presentaron algunos eventos que afectaron la disponibilidad de suministro y transporte.



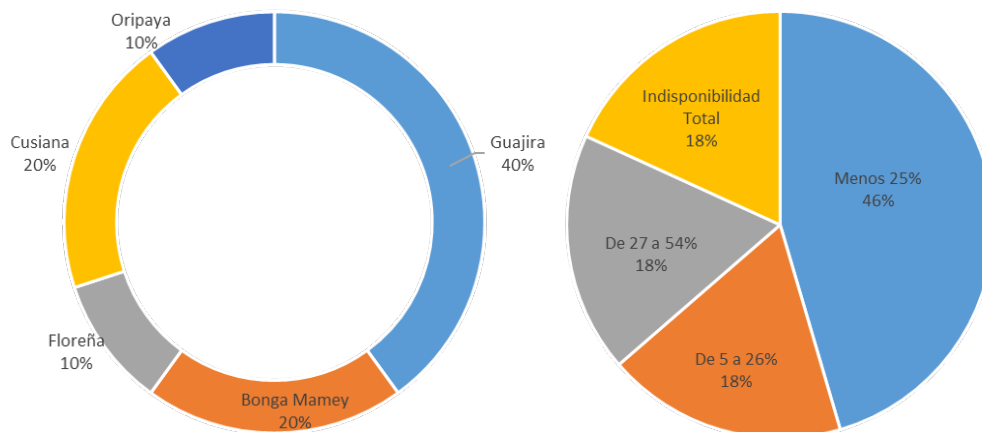
Figura 32. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra y CNO Gas.

Para el periodo de análisis se efectuaron 12 mantenimientos, de los cuales el 83% correspondió a la infraestructura de producción, y el restante 17% a la de transporte. La Figura 33 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis: el 40% de los mantenimientos registrados en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones, SIMI, se llevó a cabo en Guajira; en segundo lugar, Cusiana y Bonga y Mamey cada uno con 20%; y en tercer lugar Floreña y Oripaya con 10% cada uno. Se realizaron dos mantenimientos con total restricción de los campos: Floreña del 3 al 5 de julio y Oripaya del 22 al 24 de julio; el 64% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción presentaron una restricción menor a 26%, mientras que el 18% tuvo una restricción entre 27% y 54%.

Figura 33. Distribución de mantenimientos por campo de producción y porcentaje de restricción en el periodo de análisis.



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



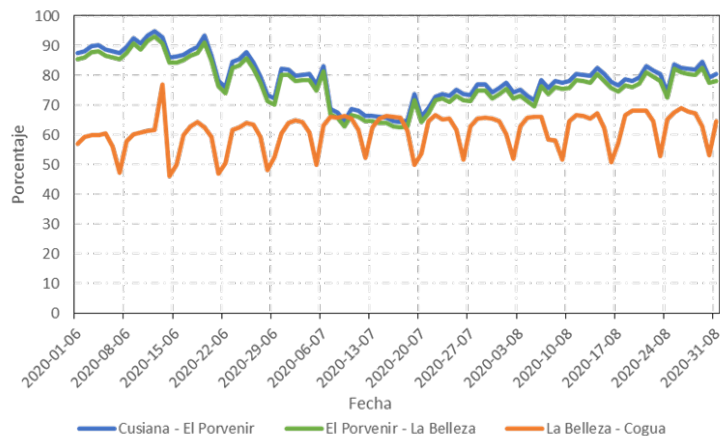
Con respecto al sistema de transporte, solo se presentaron dos mantenimientos: tramo Galán – Yondó el 26 de agosto con una restricción de 100%, y tramo Apiay – Villavicencio – Ocoa el 27 de agosto sin restricción en su capacidad.

En lo atinente al uso de los gasoductos del interior, durante la primera mitad del mes de junio se vio un incremento explicado por el consumo térmico que se dio durante esos días. Otro aspecto relevante que afectó los porcentajes de uso fue el mantenimiento de Cusiana llevado a cabo durante el mes de julio. Tal como se observa en la Figura 34, los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza estuvieron por encima de 90% durante la primera mitad de junio y presentaron un porcentaje por debajo de 70% durante el mes de julio.

La Figura 35 muestra que el porcentaje de uso de los tramos La Belleza – Vasconia y Vasconia – Sebastopol también se vieron afectados por el mantenimiento de Cusiana; el porcentaje de uso del tramo La Belleza – Vasconia estuvo por debajo de 50 % y el del tramo Vasconia – Sebastopol por debajo de 20%.

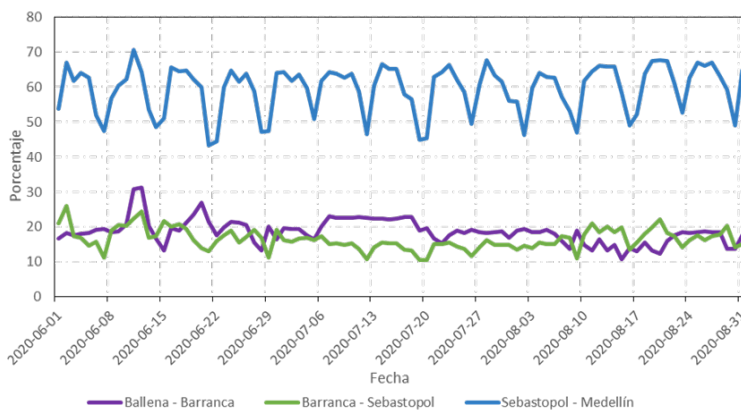
Para los demás tramos del interior se observó un comportamiento estable, ligeramente superior al presentado en el trimestre anterior (Figura 36 y Figura 37).

Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



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

Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



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



Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.

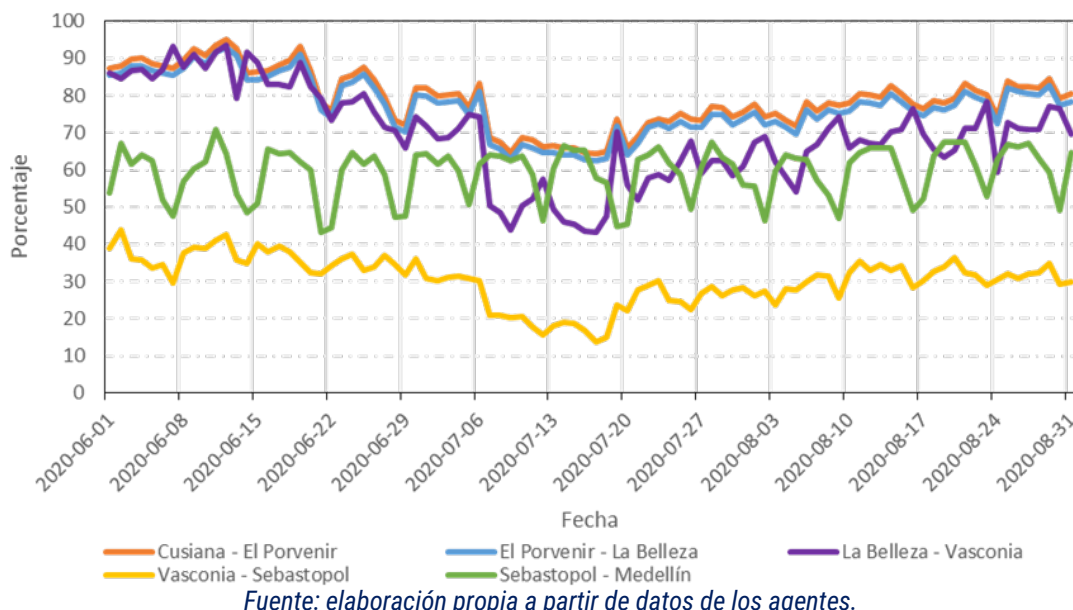
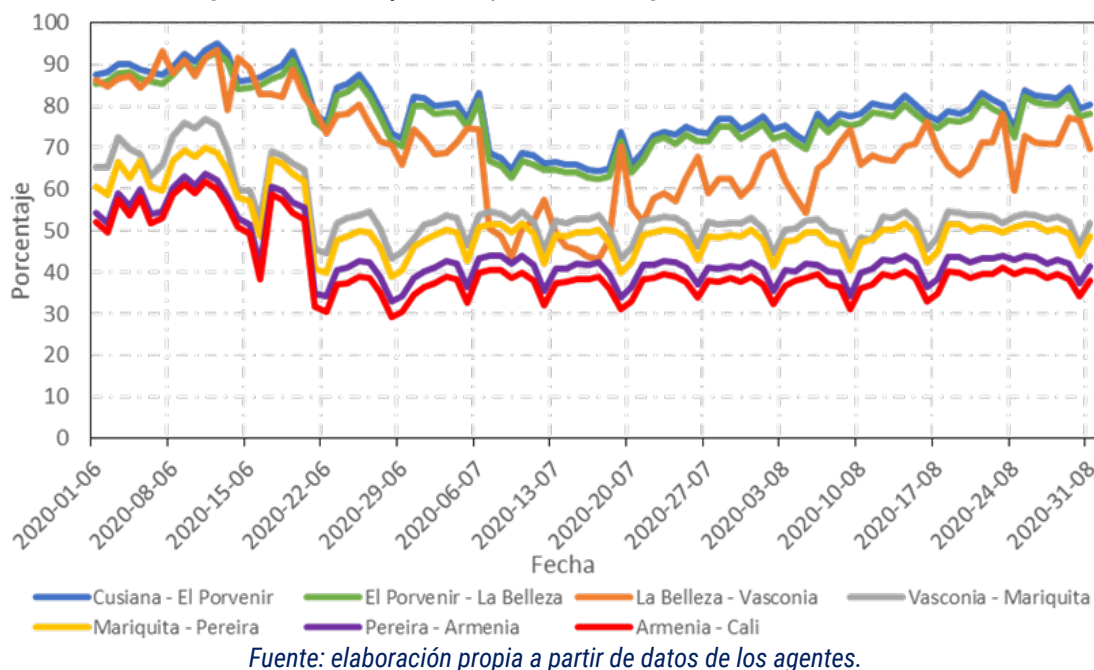


Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.

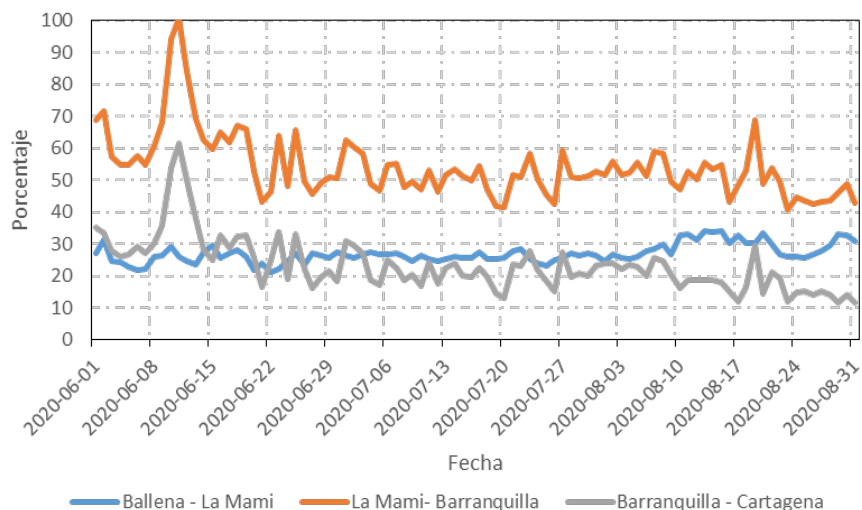


Entre las principales rutas de transporte en la Costa, los tramos La Mami – Barranquilla y Barranquilla – Cartagena tuvieron un flujo importante la primera mitad de junio debido al mayor despacho térmico que venía desde el trimestre anterior, tal como se observa en la Figura 38.

La ruta Jobo - Cartagena está conformada por dos tramos: Jobo - Sincelejo y Sincelejo – Cartagena. El tramo con mayor porcentaje de uso fue el segundo, con niveles cercanos a entre 60% y 80% (Figura 39).

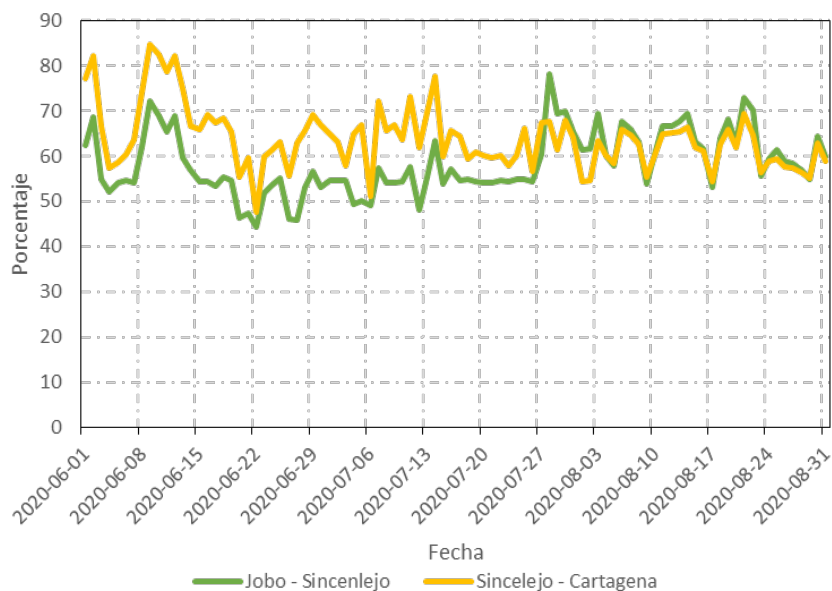


Figura 38. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.



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

Figura 39. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



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

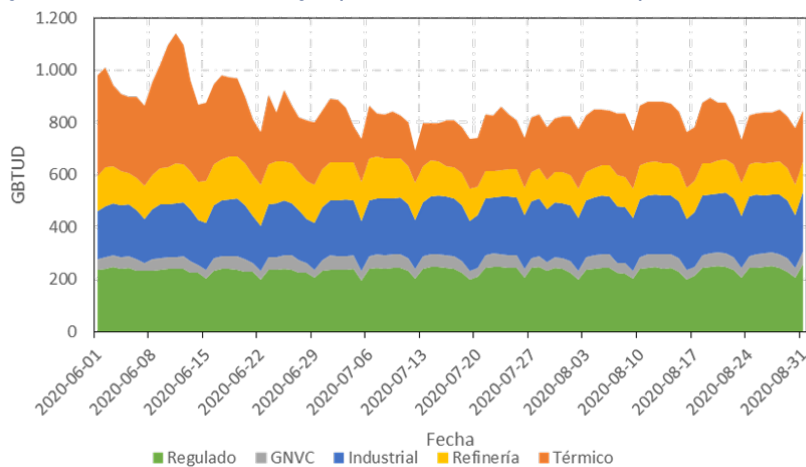
2.2.4. Demanda

Para el periodo de análisis, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 856 GBTUD, alcanzando un máximo de 1.142 GBTUD (11 de junio). La demanda estuvo impulsada principalmente por la demanda térmica, que representó el 28% del total, tal como se observa en la Figura 40. A excepción del sector térmico, todos los sectores de consumo presentaron incremento con respecto al trimestre anterior lo cual demuestra una leve recuperación de la demanda pasado el período más crítico del aislamiento que se declaró a nivel nacional.



La Figura 40 muestra claramente que las variaciones más significativas y los picos de demanda que se presentaron en el periodo de análisis están relacionados con el sector de generación térmica.

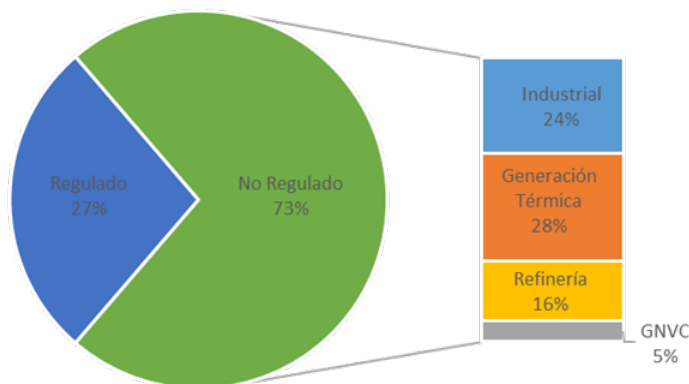
Figura 40. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, en la Figura 41 se observa que 73% corresponde al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales son en el sector térmico (28%), industrial (24%) y refinería (16%).

Figura 41. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Todos los sectores de consumo, excepto el térmico, incrementaron sus consumos con respecto al trimestre anterior, como se aprecia en la Tabla 16.

Tabla 16. Variación de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.

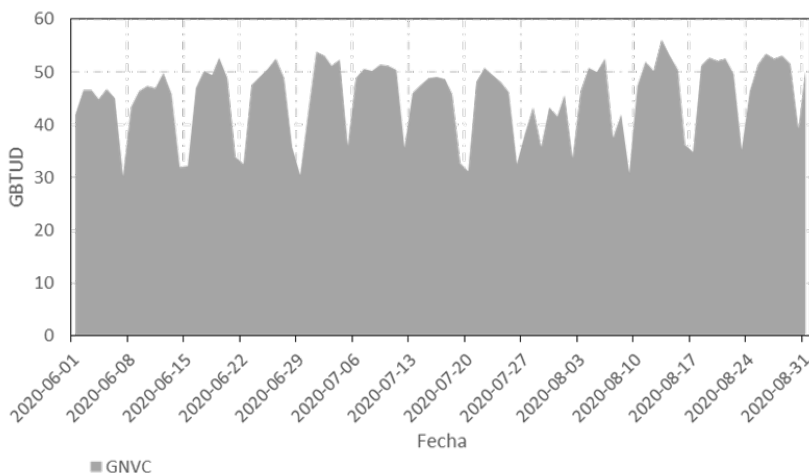
Periodo	Regulado	GNVC	Industrial	Refinería	Generación Térmica	Total
Marzo-Mayo	222	35	180	120	272	830
Junio-Agosto	234	46	208	132	236	856
Variación	6%	31%	16%	10%	-14%	3%

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



El sector con la principal recuperación fue el sector GNVC, que pasó de una demanda promedio de 35 GBTUD en el trimestre anterior a una de 46 GBTUD en el periodo de análisis. Como se aprecia en la Figura 42, los consumos de GNVC permanecieron entre 30 GBTUD y 50 GBTUD durante el periodo de análisis.

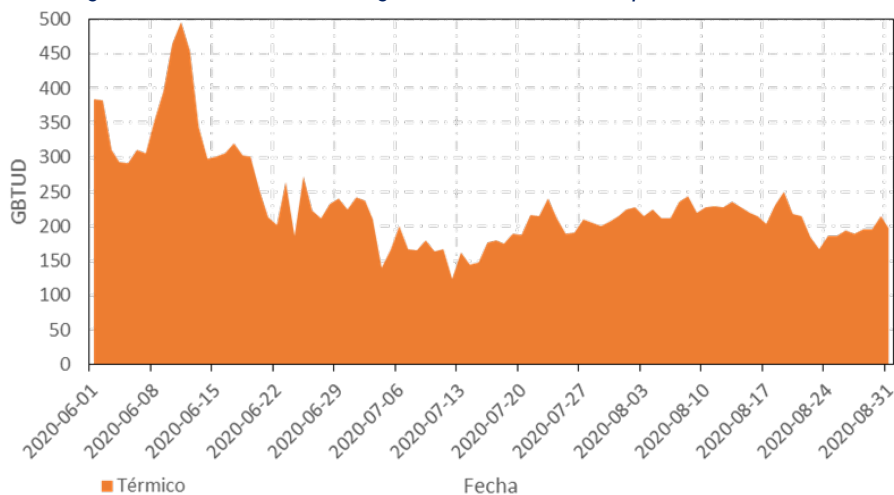
Figura 42. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



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

La generación térmica pasó de consumir en promedio 272 GBTUD el trimestre anterior a 236 GBTUD en el periodo de análisis. Como se aprecia en la Figura 43, el principal consumo se presentó durante la primera mitad de junio, donde alcanzó a 359 GBTUD. En julio la generación cayó 38%, para llegar a 214 GBTUD en agosto.

Figura 43. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.

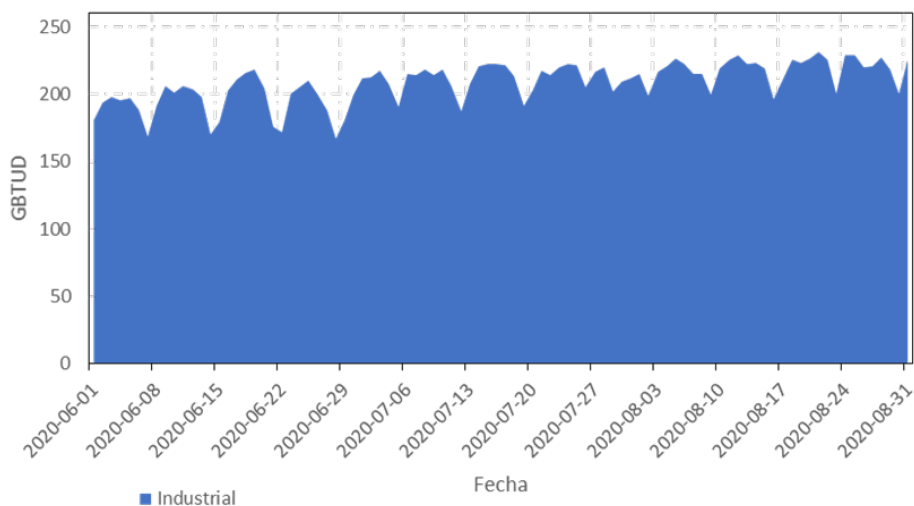


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Los consumos industriales pasaron de 180 GBTUD en el trimestre anterior a 208 GBTUD en el periodo de análisis. La Figura 44 ilustra la recuperación gradual del consumo en este sector. En junio el consumo promedio del sector se incrementó 10%, llegando a un total de 194 GBTUD, hasta alcanzar en agosto un consumo de 219 GBTUD.



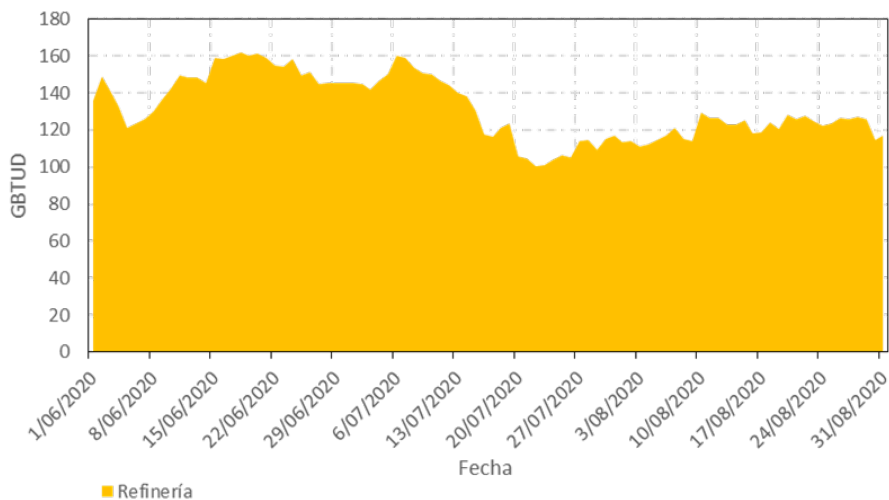
Figura 44. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



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

El sector de refinación pasó de 120 GBTUD promedio en el trimestre anterior a 132 GBTUD en el periodo de análisis. Como lo muestra la Figura 45, el mayor consumo del sector se presentó hasta la primera mitad de julio, llegando a 147 GBTUD promedio.

Figura 45. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.

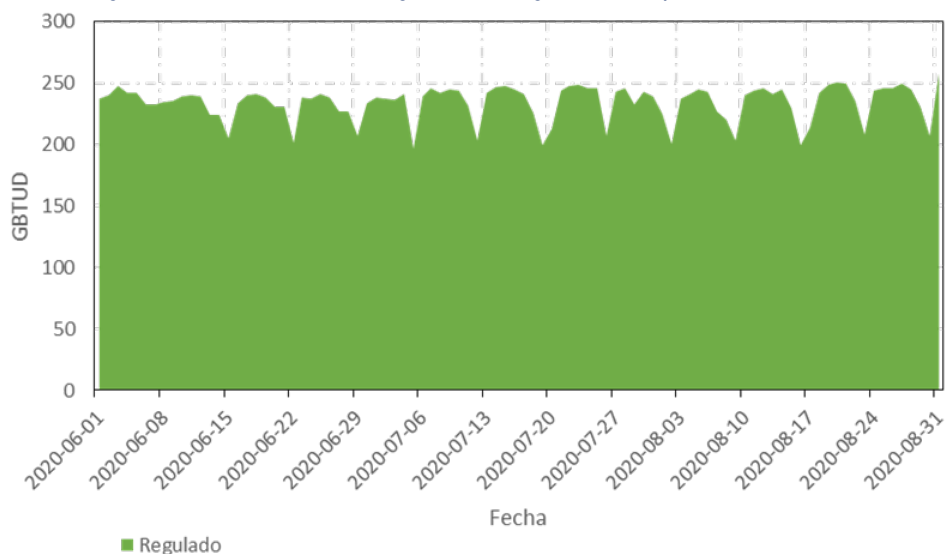


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Finalmente, el sector regulado pasó de 222 GBTUD en el trimestre anterior a 234 GBTUD en el periodo de análisis. Como se puede ver en la Figura 46, el sector ha tenido una recuperación gradual.



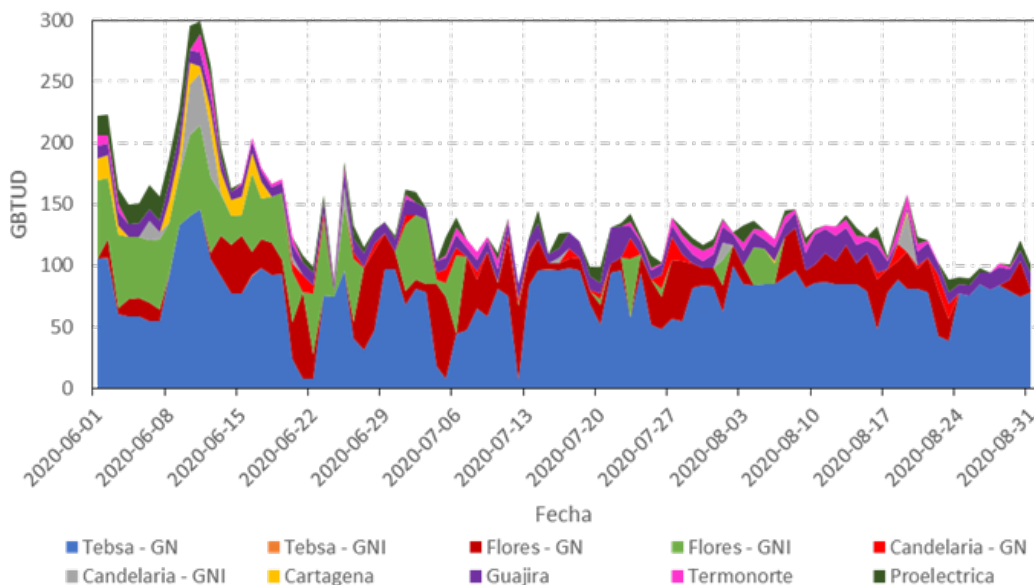
Figura 46. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.



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

Haciendo énfasis en el sector de generación térmica, y desagregando para cada una de las plantas de generación, como puede observarse en la Figura 47 y en la Tabla 17, durante el periodo de análisis los consumos para generación en la costa tuvieron una caída de 27% en julio, con respecto a junio, y de 2% en agosto con respecto a julio. En la costa atlántica el 85% del gas consumido para generación fue con gas nacional, siendo los principales consumidores Tebsa con 66%, Flores con 18%, y Guajira con 10%.

Figura 47. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



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



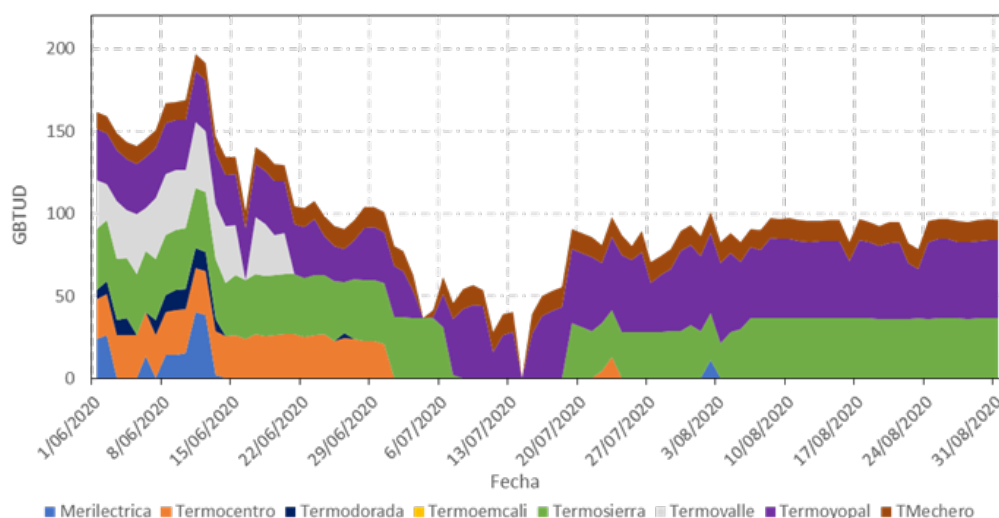
Tabla 17. Consumo promedio de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.

Mes	Tebesa GN	Tebesa GNI	Flores GN	Flores GNI	Candelaria GN	Candelaria GNI	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proelectrica	Total
Junio	77,73	0,10	19,60	39,68	1,45	5,55	6,55	10,27	2,49	8,27	163,44
Julio	68,39	0,04	24,21	9,76	3,75	0,17	-	11,04	2,61	4,15	119,97
Agosto	78,92	-	16,60	3,17	1,60	1,48	0,14	11,93	3,84	3,50	117,69

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

Con respecto a los consumos térmicos para generación en el interior, 64% corresponde a Termosierra y Termoyopal, que consumieron de manera constante en el periodo de análisis. Es importante resaltar la caída de 45% de los consumos de Termosierra en julio con respecto a junio, explicados en parte por el mantenimiento en Cusiana, tal y como puede observarse en la Figura 48 y en la Tabla 18.

Figura 48. 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 de Gas.

Tabla 18. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.

Mes	Merieléctrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	TMechero	Total
Junio	6,46	24,62	3,92	1,14	34,90	21,45	30,23	11,04	134,31
Julio	-	0,57	-	-	19,33	-	33,30	10,70	63,90
Agosto	0,36	-	-	-	34,92	-	45,07	12,27	92,74

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

2.2.5. Precios

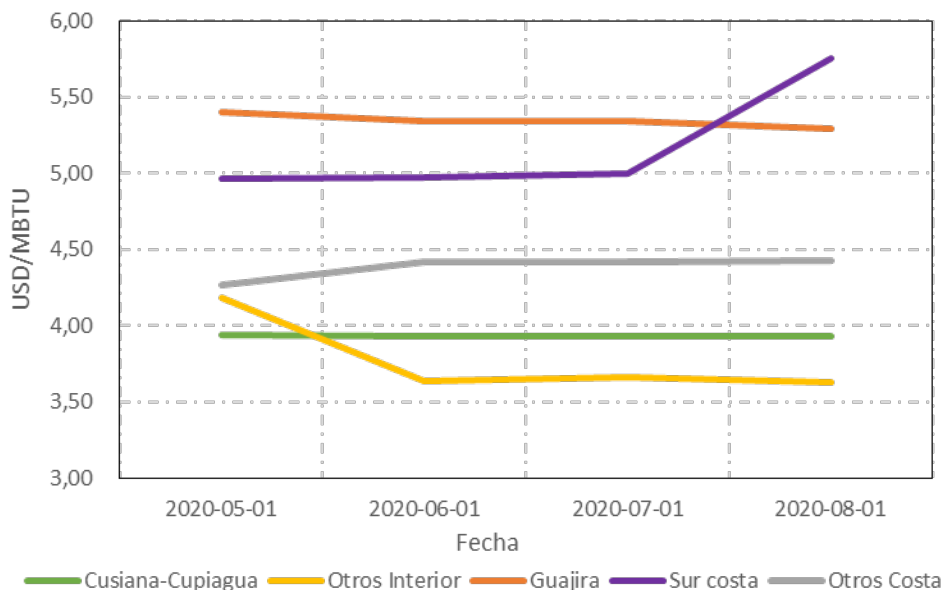
Los precios han permanecido estables durante el periodo de análisis, y presentan variaciones pequeñas frente al trimestre anterior. Como lo muestra la Figura 49, los precios promedio de los campos del sur de la Costa para el mes de agosto se acercan a los 6 USD/MBTU, superando los precios de Guajira (aproximadamente 5,3 USD/MBTU), y aproximadamente 1,3 USD/MBTU por encima de los precios promedio de los otros campos de la Costa. El precio más alto registrado en este periodo para la Costa se presentó en los campos del sur con 7,5 USD/MBTU.

Con respecto al trimestre anterior, los precios para los campos del sur de la costa incrementaron 16% y los de otros campos de la costa 4%; en el caso de Guajira cayeron un 2%.



Los precios promedio de los contratos del mercado primario en firme para el interior permanecieron entre 3,6 y 3,9 USD/MBTU. Cusiana-Cupiagua no presentaron variación y los otros campos del interior cayeron 13%.

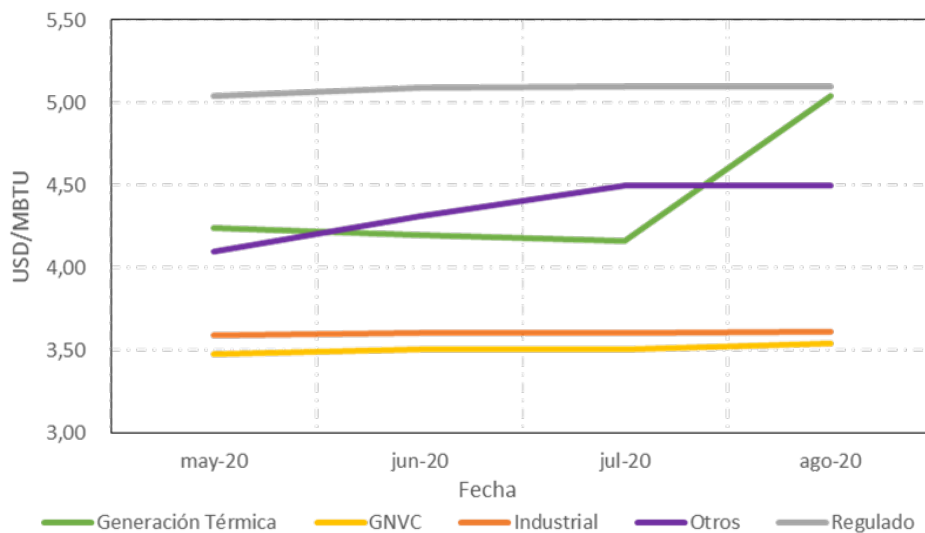
Figura 49. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.



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

El precio promedio ponderado de los contratos en firme para los sectores GNVC, industrial y otros sectores no regulados, permaneció entre 3,5 y 4,5 USD/MBTU, mientras que el precio promedio para los sectores regulado y generación térmica estuvo entre 4,1 y 5,1 USD/MBTU, tal como lo ilustra la Figura 50.

Figura 50. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.

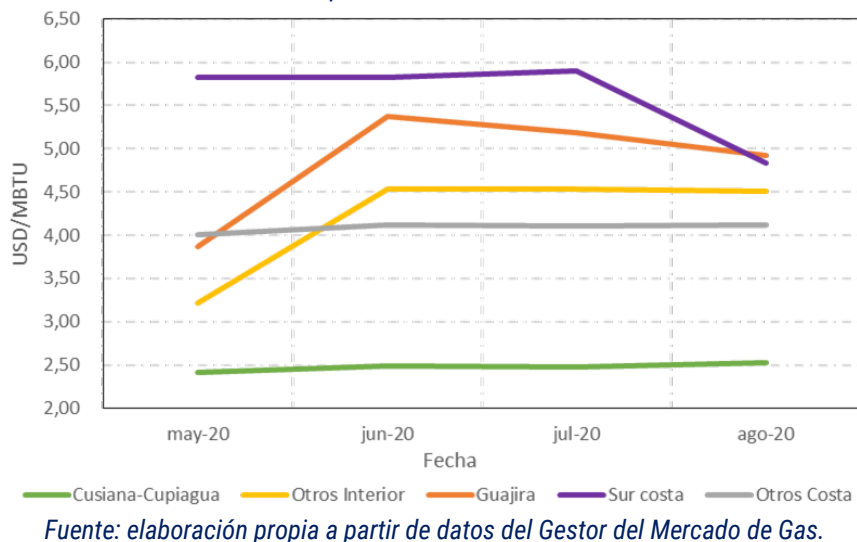


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



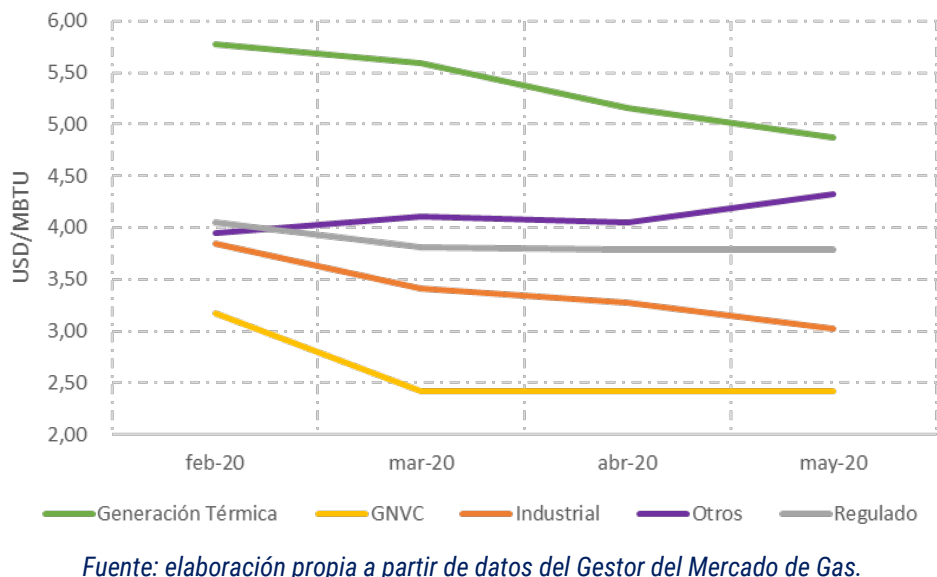
La Figura 51 muestra que los precios promedio de los contratos en interrumpible presentaron una variación importante, sobre todo los campos del sur de la costa donde se presentó una caída de 17% entre julio y agosto. Los precios pasaron de 5,83 USD/MBTU en mayo, a 4,84 USD/MBTU en agosto. Mientras que los campos Guajira y Otros Interior presentaron incrementos de 27% y 40% respectivamente.

Figura 51. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.



Por otro lado, el precio promedio ponderado de los contratos en interrumpible para los sectores GNVC, industrial y regulado, estuvo por debajo de 4 USD/MBTU, mientras que el precio promedio de los otros sectores no regulados estuvo por encima de este valor. Es de resaltar la caída de los precios de contratos en interrumpible del sector térmico, que pasaron de 4,9 en mayo a 4,4 en agosto de 2020, tal como se presenta en la Figura 52.

Figura 52. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.





3. Análisis de indicadores

En esta sección se presentan los indicadores de mercado para los mercados de energía eléctrica y gas natural en el periodo de análisis. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes indicadores: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación, así como indicadores de fijación de precios de bolsa y de ofertas de precio de los generadores; ii) indicadores de agentes pivotaes; iii) indicadores de contratación de generadores y comercializadores; iv) indicador de ingresos contratos – bolsa; y v) indicador de disponibilidad vs. OEF de plantas de generación. Respecto al sector de gas natural se presentan los siguientes indicadores: i) índices de precios (nacional versus importado y para sectores térmico y no térmico); ii) participación en la contratación del mercado primario por productor; y iii) curva agregada de oferta de contratos.

3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

3.1.1. Índices de concentración HHI

La Figura 53 muestra los valores del índice *HHI* para el mercado de generación de electricidad, específicamente para la disponibilidad real de las plantas de cada agente generador, la generación real de las plantas de cada agente generador, y la participación de cada agente en la fijación del precio de bolsa en el despacho ideal durante el periodo de análisis. Se puede observar la evolución de estos indicadores y el grado de concentración según la región donde se encuentran, evidenciando que, para las variables de generación y disponibilidad reales, los indicadores arrojan un nivel de concentración moderado, con valores promedio durante el periodo cercanos a 1450 y 1403, respectivamente, mientras que para la participación de los agentes en la fijación de precios de bolsa el indicador permanece en el nivel alto de concentración, con un valor promedio de 4000 durante el periodo de análisis, y una desviación estándar de 1082, alcanzando el valor máximo de 7812 el 13 de agosto de 2020.

Los indicadores para la generación y disponibilidad reales muestran un comportamiento relativamente estable, y para mediados del mes de julio la generación real alcanza valores máximos por encima de 2000, en la región de alta concentración, explicados por una mayor participación de los tres agentes más grandes en el despacho en mérito, y la consecuente reducción de la participación de otros agentes. En la

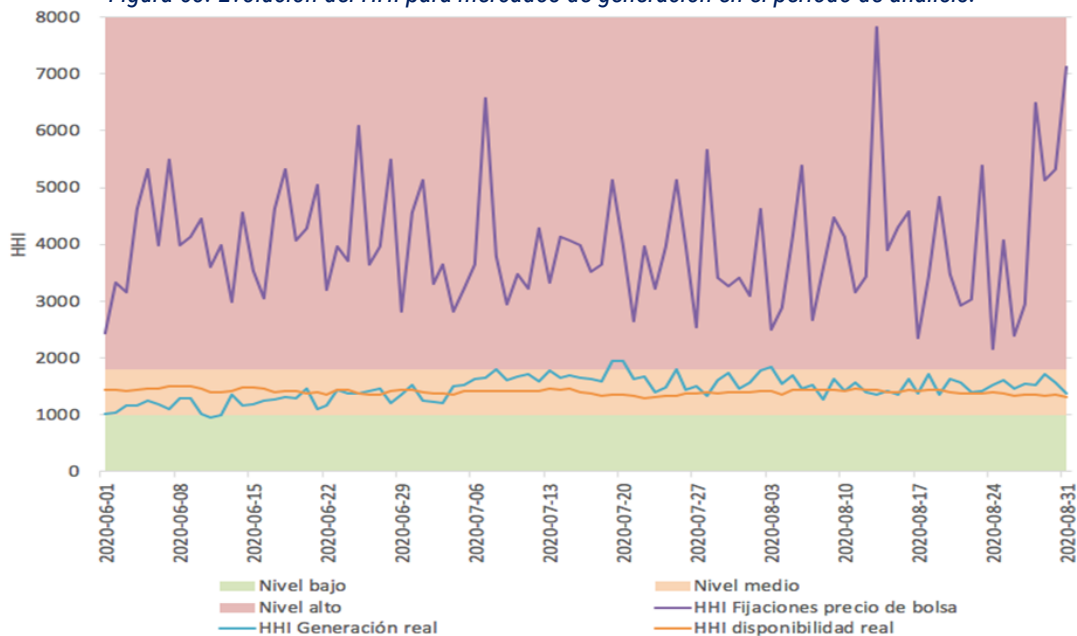
Figura 54 se muestra la participación de los agentes con mayor contribución en la generación real de energía, considerando los recursos de su portafolio. Es de resaltar la participación de agentes como GECELCA y URRÁ en la generación. Se observa que sobresalen nuevamente tres agentes, EMGESA, EPM e ISAGEN, que representan cerca del 60% de la generación y la disponibilidad durante el periodo de análisis.

En cuanto a la participación de los agentes en la fijación de precios, que se muestra en la Figura 55, se puede ver que los agentes EMGESA, ISAGEN, EPM, CHIVOR y CELSIA son los que



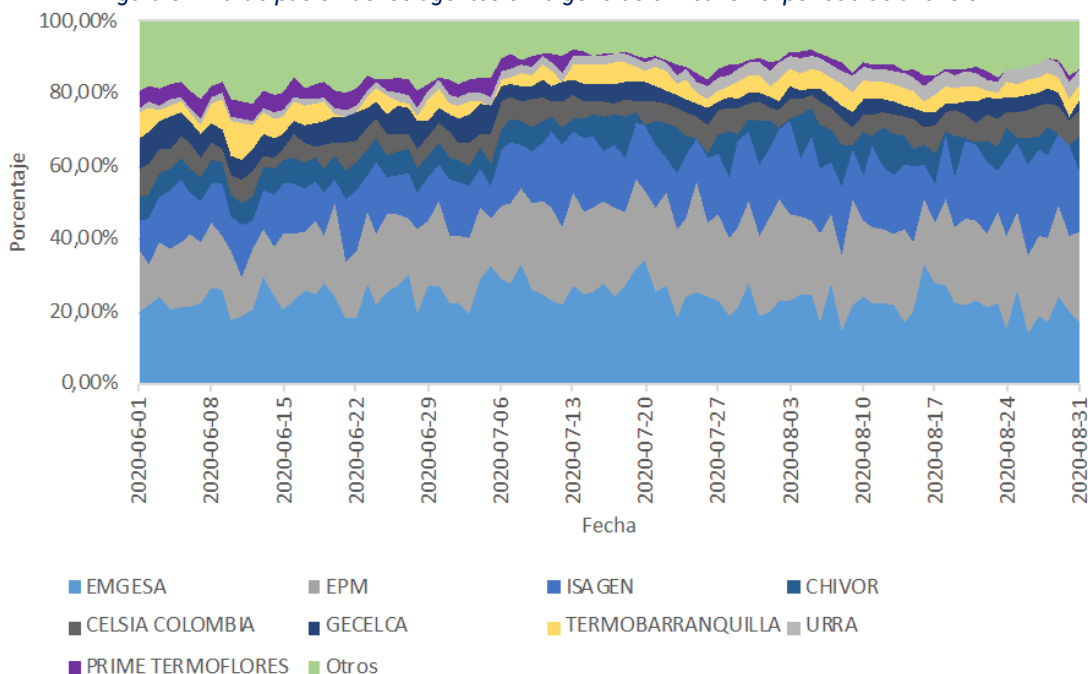
tienen mayor participación; en algunos días un solo agente puede llegar a fijar el precio en 17 de las horas del día, lo que se refleja en los altos índices HHI de la Figura 53 a inicios de julio y mediados y finales de agosto.

Figura 53. Evolución del HHI para mercados de generación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

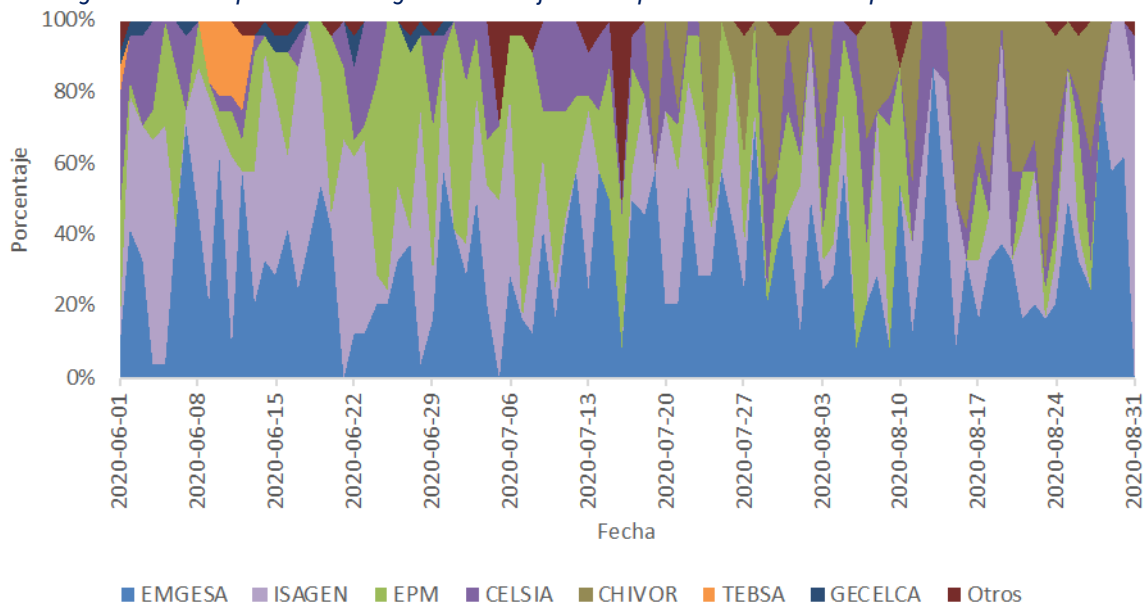
Figura 54. Participación de los agentes en la generación real en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 55. Participación de los agentes en la fijación de precios de bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

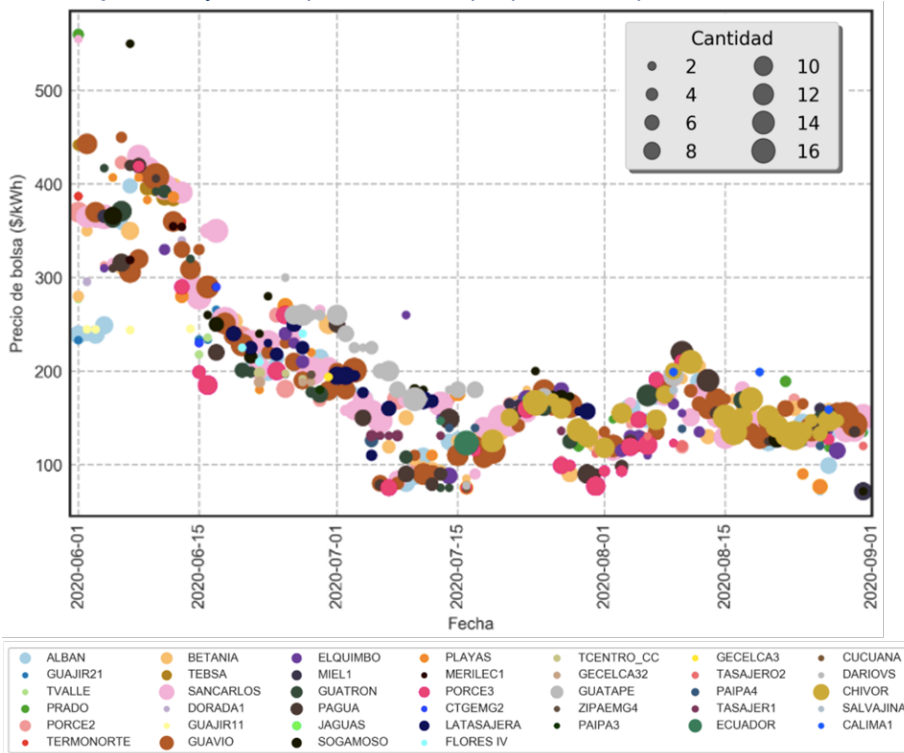
La Figura 56 ilustra la cantidad de veces que cada planta fija el precio de bolsa diariamente en el periodo de análisis. Cada planta está identificada por un círculo de un color y un diámetro específico; el diámetro de cada círculo indica el número de veces que la planta fijó el precio de bolsa en el día, y en el eje de la izquierda se muestra el precio de bolsa que se fijó. En el periodo analizado, se fijó el precio de bolsa 2208 veces por parte de 39 plantas diferentes, 6 menos que en el trimestre anterior. Las plantas que tuvieron mayores fijaciones por día fueron Chivor, San Carlos y Guavio, con 17 fijaciones para las dos primeras y 14 para la última. Otras plantas que tuvieron alto número de fijaciones por día fueron Guatapé y Pagua, con 11 y 10, respectivamente.

Es de resaltar, en la Figura 56, que los primeros días de junio se presenta una mayor dispersión en los precios de bolsa diarios, con un rango cercano a 300 \$/kWh (entre 250 y 550 \$/kWh), y a partir de la segunda mitad de ese mes, y durante el resto del periodo de análisis, el rango de dispersión disminuye a cerca de 100 \$/kWh acompañado de la reducción de precios ya mencionada.

Por otro lado, al analizar la fijación de precios de bolsa para las diferentes horas del día, como se muestra en la Figura 57, se observa que plantas como San Carlos y Chivor fijaron los precios mayormente entre las horas 10 y 24, la primera planta al inicio del periodo de análisis y la segunda al final, aunque ambas plantas también fijaron en menor medida los precios en horas entre la 1 y la 9. Por su parte, plantas como Guavio, Porce II, Porce III y ALBÁN fijaron los precios de bolsa mayormente en horas de la 1 a la 9. Otras plantas como Guatrón y Pagua fijaron el precio en menor medida en diferentes horas del día.

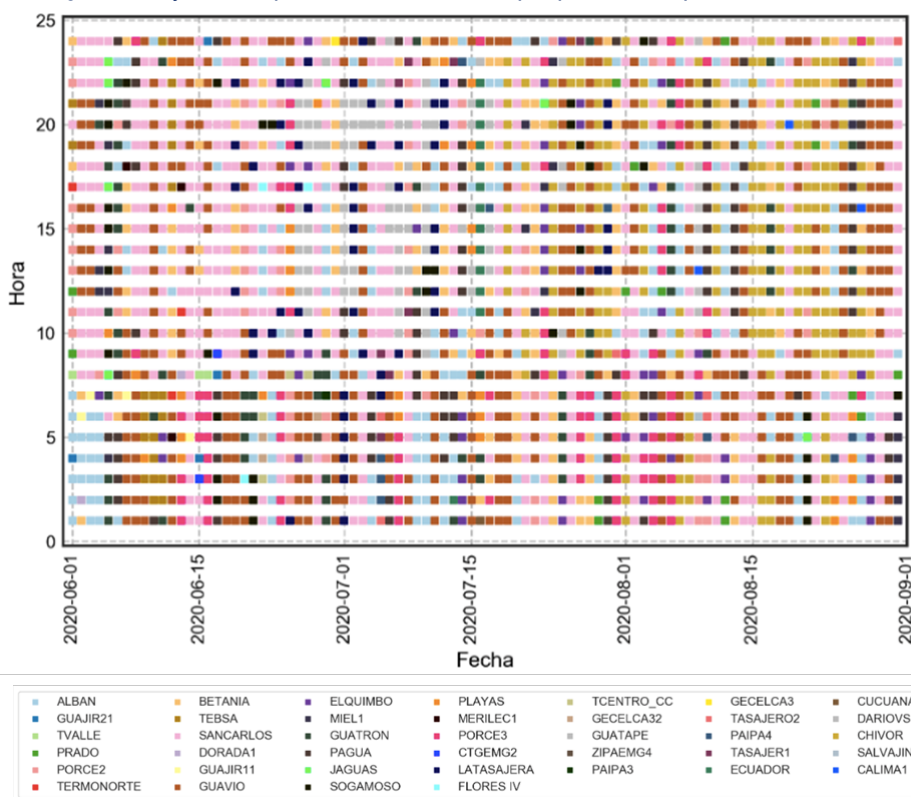


Figura 56. Fijación de precio de bolsa por planta en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 57. Fijación de precio de bolsa horario por planta en el periodo de análisis.

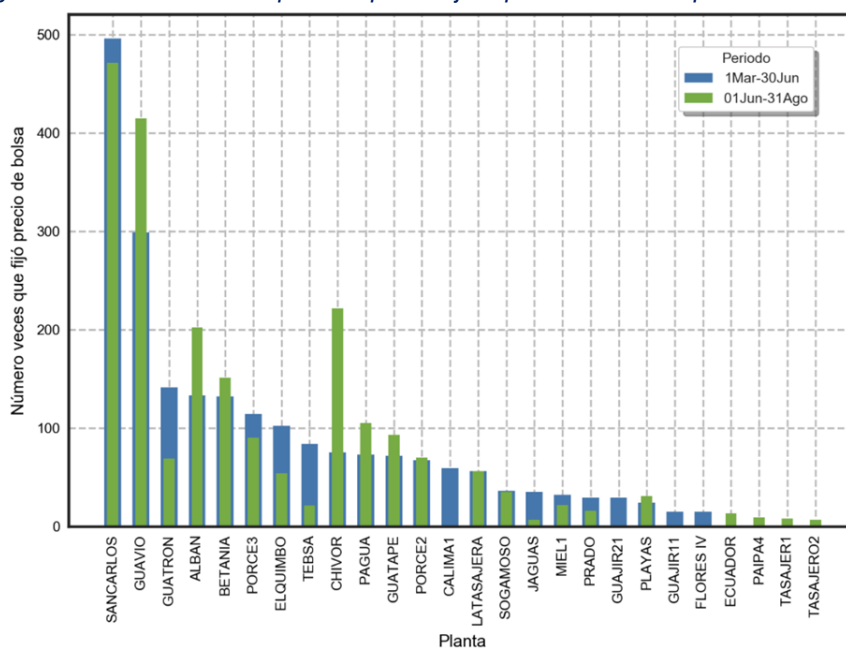


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



La Figura 58 muestra el número de veces que cada planta fijó el precio de bolsa en el periodo de análisis (barras de color verde), comparado contra el trimestre anterior (barras de color azul). En particular, se observa que las plantas San Carlos y Guavio fueron las que más fijaron el precio en ambos periodos, esta última incrementando el número de fijaciones en más de 100 en el periodo actual. Así mismo, Chivor y Albán aumentaron de forma significativa el número de fijaciones en el periodo actual, mientras que otras plantas como Guatrón, Tebsa, Calima, Guajira 1 y 2, Jaguas y Flores 4 disminuyeron la fijación de precios significativamente durante el periodo de análisis. Esto se debe en parte a varios factores como: a) un aumento importante en los aportes hídricos lo que permitió disminuir el precio de bolsa y que varias plantas térmicas dejaran de entrar en el despacho; y b) la terminación del mantenimiento de Chivor, que hizo posible ampliar su disponibilidad de generación.

Figura 58. Número de veces que cada planta fijó el precio bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

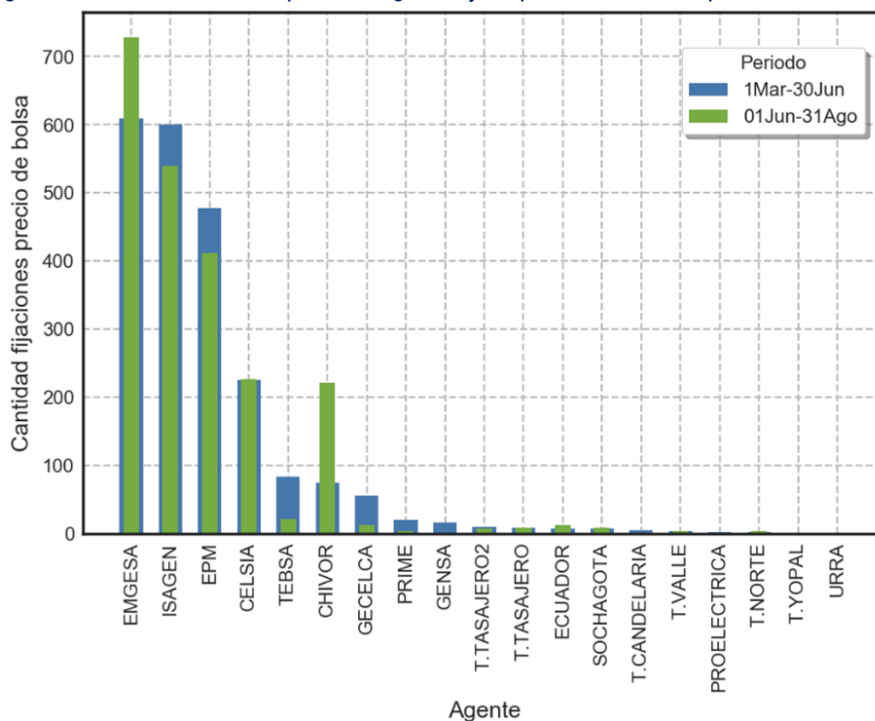
La Figura 59 presenta el número de veces que cada agente fija el precio de bolsa en el periodo de análisis y su comparación con el trimestre anterior, siendo Emgesa con 729 veces, ISAGEN con 539 veces y EPM con 411 veces, los agentes que más fijaron los precios de bolsa. En otro nivel están Celsia con 226 veces y Chivor con 222 veces. Se observa que Tebsa, ISAGEN y EPM disminuyeron su cantidad de fijaciones, mientras que Chivor y Emgesa las aumentaron.

Por otro lado, para los agentes con mayor participación en la generación real y la fijación de precios, se realizó el ejercicio de revisión de las ofertas de precio para cada una de sus plantas y su evolución en el periodo de análisis, como se muestra en las Figuras Figura 60 a En cuanto a las estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de Chivor, la Tabla 23 muestra que el precio promedio de la central fue de 116,4 \$/kWh con una desviación estándar de 42,93 \$/kWh, siendo la menor de todas las plantas hídricas analizadas.



De esta forma, para el periodo de análisis, se observa que, además de la concentración en el mercado de generación, los agentes que fijan el precio durante la mayor parte del tiempo presentan ofertas con una variabilidad importante, al menos en su portafolio hidroeléctrico. Figura 64

Figura 59. Número de veces que cada agente fijó el precio bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En general, para las plantas hidroeléctricas se observa una tendencia de disminución de las ofertas de precio durante el inicio del periodo de análisis, debido en buena parte al comportamiento de los aportes y del nivel de los embalses; los agentes presentan un comportamiento más o menos consistente, con las mayores ofertas de precio a principio del periodo de análisis.

No obstante, como ha sido usual, se evidencia alta variabilidad en las ofertas de las plantas hidroeléctricas durante el periodo, y cambios abruptos incluso entre un día y otro, y su alternancia entre las plantas de cada portafolio, comportamiento que puede obedecer, entre otros factores, a la conformación del portafolio de generación cada agente, a los compromisos contractuales, las obligaciones de cada planta, al nivel de aportes y de embalse, a la regulación de cada embalse, la percepción de riesgo, y a la estrategia propia del agente.

Por otro lado, las ofertas de centrales térmicas, salvo algunas fluctuaciones, permanecen estables durante el periodo, y en función del combustible utilizado para la operación.

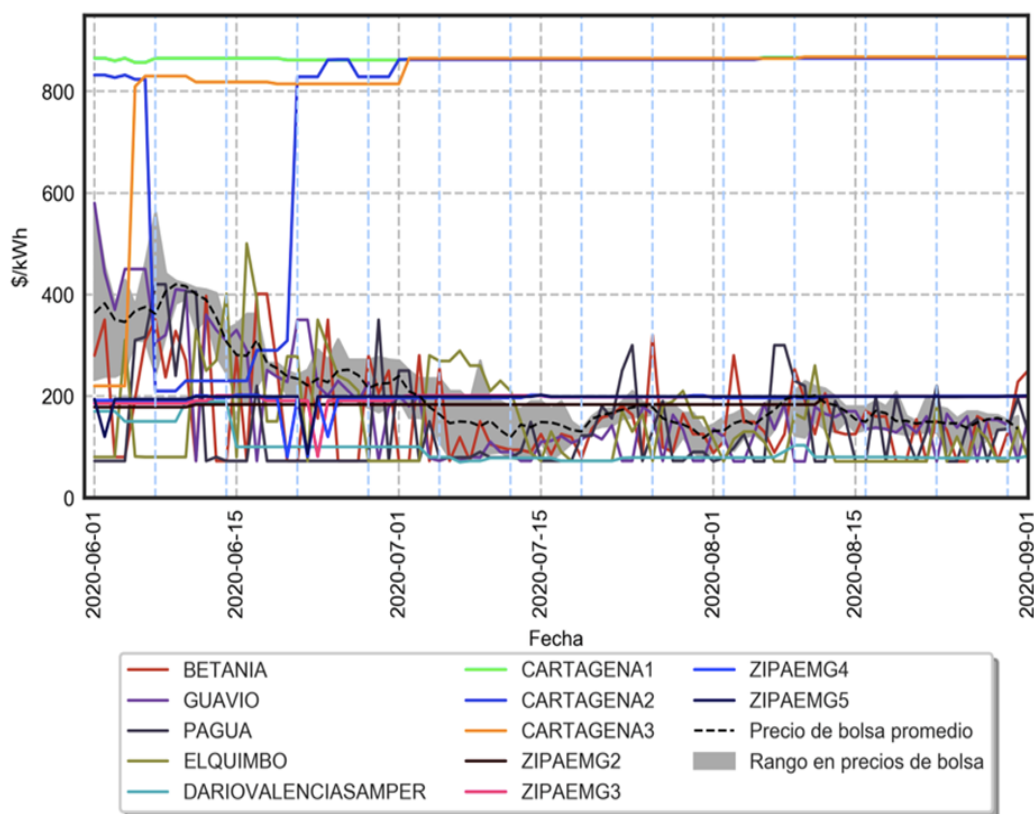
En las Tablas Tabla 19 a Tabla 22 se muestran las estadísticas descriptivas de los precios de oferta para cada una de las plantas de generación que hacen parte del portafolio de los agentes bajo análisis. Como se mencionó anteriormente, allí se pueden evidenciar aspectos como la



variabilidad en las ofertas de los generadores (a través de la desviación estándar), su relación con las medidas de tendencia central (media y mediana), y mínimos y máximos ofertados, durante el periodo de análisis.

La Figura 60 presenta el comportamiento de las ofertas de precios del agente EMGESA en el periodo de análisis. Se puede observar que las ofertas de las plantas hidroeléctricas de su portafolio se encuentran dentro o por debajo de la franja gris del rango de fijación de precios de bolsa, es decir, entran en mérito o marginan, en la mayoría del periodo, salvo por algunas de las ofertas de precio de las plantas Betania, El Quimbo y Pagua. Las plantas térmicas a carbón entraron en mérito durante la primera mitad del periodo de análisis. También se observa como Guavio se encuentra principalmente en la región inferior del rango de precio de bolsa, fijando los precios de bolsa en horas de la madrugada y la mañana. Por otro lado, se evidencia que las plantas térmicas Cartagena 1, 2 y 3 se encontraron en general con precios por encima de los 800 \$/kWh, y que la planta Cartagena 2 entró en mérito durante aproximadamente 10 días, entre el 6 y 16 de junio, aprovechando la disponibilidad de gas natural.

Figura 60. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 19. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de EMGESA en el periodo de análisis (\$/kWh).

Planta	Media	Mediana	Desv. Est.	Min	Max
BETANIA	158,58	128,00	90,82	71,45	401,00
CARTAGENA1	864,23	863,58	2,06	856,65	866,58
CARTAGENA2	764,31	862,55	222,26	210,00	864,95
CARTAGENA3	823,77	864,67	131,24	220,00	867,67
ELQUIMBO	149,56	115,00	94,57	71,45	500,00
GUAVIO	178,63	144,00	112,61	71,45	580,00
PAGUA	136,26	79,15	93,78	71,45	420,00
ZIPAEMG4	194,03	196,55	19,01	80,00	201,55
ZIPAEMG5	196,52	199,01	14,33	86,00	202,01

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Tabla 19 se presentan las estadísticas descriptivas de las ofertas presentadas por EMGESA. Se observa que si bien, las plantas hídricas (Betania, El Quimbo, Guavio y Pagua) han oscilado entre 71,45 \$/kWh y 580 \$/kWh, sus valores medios, han estado por debajo de las térmicas a carbón (Zipa 4 y Zipa 5). De las plantas hídricas, Guavio tiene la mayor desviación estándar con 112,61 \$/kWh y Betania la menor con 90,82 \$/kWh. Se puede ver que para las plantas Cartagena 1, 2 y 3, su mediana está entre 862 y 864 \$/kWh, siendo la menor desviación estándar la de Cartagena 1, con 2,06 \$/kWh. Por otro lado, es posible evidenciar que, para las plantas térmicas, se observa un comportamiento estable tanto para los recursos de Zipa, como para las unidades de Cartagena; los valores mínimos para estas últimas corresponden con cambios en el combustible utilizado para la generación y con ofertas realizadas durante pruebas en sus unidades.

Para el caso de EPM, la Figura 61 presenta la evolución de los precios ofertados. Se puede observar que la planta Termodorada bajó sus precios a menos de 300 \$/kWh al principio del periodo, aprovechando condiciones favorables del mercado de Gas Natural, para luego salir del despacho después del 16 de junio, cuando aumentó sus precios por encima de 600 \$/kWh. Algo similar ocurrió con Termosierra que salió de mérito durante algunos días del mes de julio.

Por otro lado, las ofertas de precio para las plantas La Tasajera y Guatapé estuvieron por encima del rango de precios de bolsa en varios días del periodo de análisis, de forma constante, lo que se debe en parte a una condición de manejo del embalse. También se observa como plantas como Porce II, Porce III, Guatapé y Guatrón, se encuentran dentro de la franja gris del rango de precios de bolsa, razón por la cual presentaron un alto número de fijaciones.

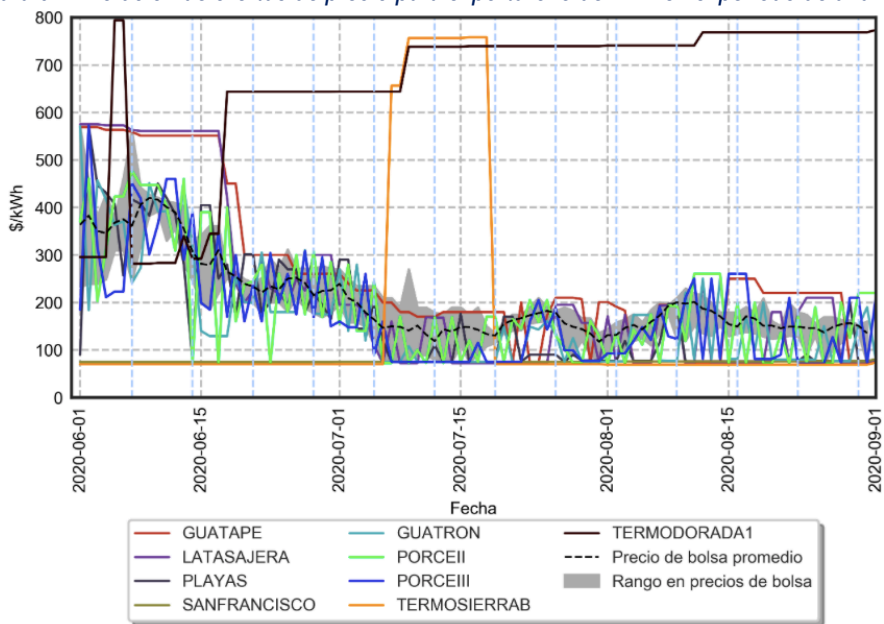
En las estadísticas descriptivas de EPM (Tabla 20) se observa que las plantas hidroeléctricas han ofertado a un precio mínimo de 71,46 \$/kWh y un máximo de 572 \$/kWh, pero sus valores promedio no superan 263 \$/kWh; mientras que las plantas térmicas tienen ofertas desde 69,2 \$/kWh hasta 793,57 \$/kWh; Termosierra presenta la oferta más baja con un valor medio de 69,2 \$/kWh. En relación con los valores mínimos de las plantas térmicas, están relacionados con cambios en el combustible utilizado, el tipo de contratos de suministro y transporte de



combustible, y la forma como el agente considera los costos y riesgos dentro de las ofertas de precio.

Durante el periodo analizado, ISAGEN participó en la generación principalmente con las centrales Sogamoso, San Carlos y Jaguas, como se ve en la Figura 62. Al principio del periodo, las ofertas de precio de las plantas Jaguas y Sogamoso estuvieron alternadamente por encima del rango de precios de bolsa. Termocentro, durante el primer mes, tuvo acceso a precios competitivos de gas natural, permitiéndole entrar en el despacho hasta la primera semana de Julio, después de lo cual, aumentó su precio por encima de 500 \$/kWh. Se observa que Miel1 tuvo ofertas de precio altas, por encima del rango de precios de bolsa durante la mayor parte del periodo de análisis, posiblemente obedeciendo a la gestión del embalse. Por otro lado, se observa la alternancia entre algunas de las ofertas presentadas, especialmente entre Sogamoso y San Carlos durante el mes de julio, y se observa como San Carlos se ubicó en la franja gris de rango de precios de bolsa, lo cual, unido a su alta capacidad, permitió a este agente fijar los precios de bolsa de manera significativa.

Figura 61. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 20. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de EPM en el periodo de análisis (\$/kWh).

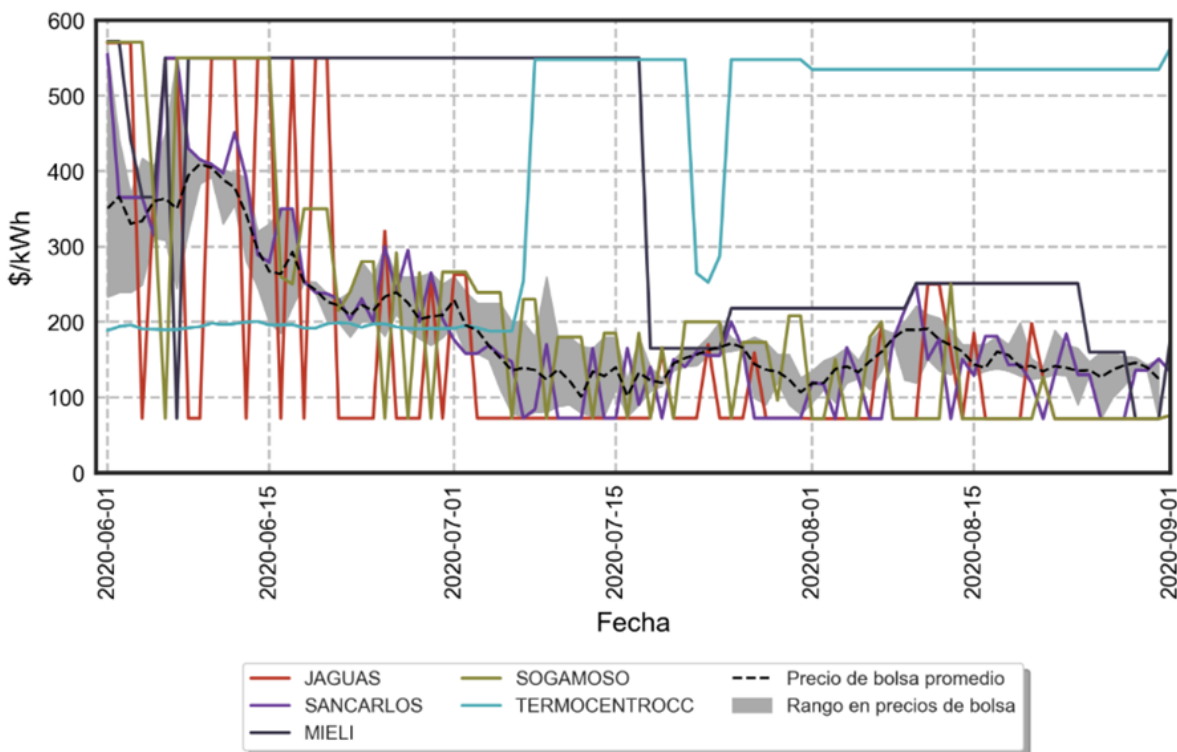
Planta	Media	Mediana	Desv. Est.	Min	Max
GUATAPE	263,00	220,00	158,24	71,45	569,00
GUATRÓN	167,19	137,50	111,74	75,23	571,00
LATASAJERA	222,98	180,00	178,99	71,45	575,00
PLAYAS	167,48	90,00	123,67	75,23	571,00
PORCEII	194,52	169,50	117,18	71,45	477,00
PORCEIII	175,03	149,00	110,03	71,45	572,00
TERMODORADA1	653,45	739,55	164,03	281,62	793,59
TERMO SIERRAB	157,12	69,89	227,46	69,20	757,97

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



En cuanto a las estadísticas descriptivas de ISAGEN (Tabla 21), la menor desviación estándar la presenta la central SAN CARLOS con un valor de 119,11 \$/kWh, mientras que las demás centrales hidroeléctricas estuvieron por encima de los 160\$/kWh. Los precios de oferta de estas plantas oscilaron entre 71,45 \$/kWh y 572 \$/kWh. El máximo precio ofertado de la térmica fue 547,78 \$/kWh.

Figura 62. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 21. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de ISAGEN en el periodo de análisis (\$/kWh).

Planta	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
JAGUAS	164,62	72,30	170,32	71,45	570,00
MIELI	371,81	308,25	176,21	71,45	572,00
SANCARLOS	193,56	159,25	119,10	71,45	555,00
SOGAMOSO	210,41	179,90	163,33	71,45	571,00
TERCOCENTROCC	392,52	534,84	169,84	187,79	547,78

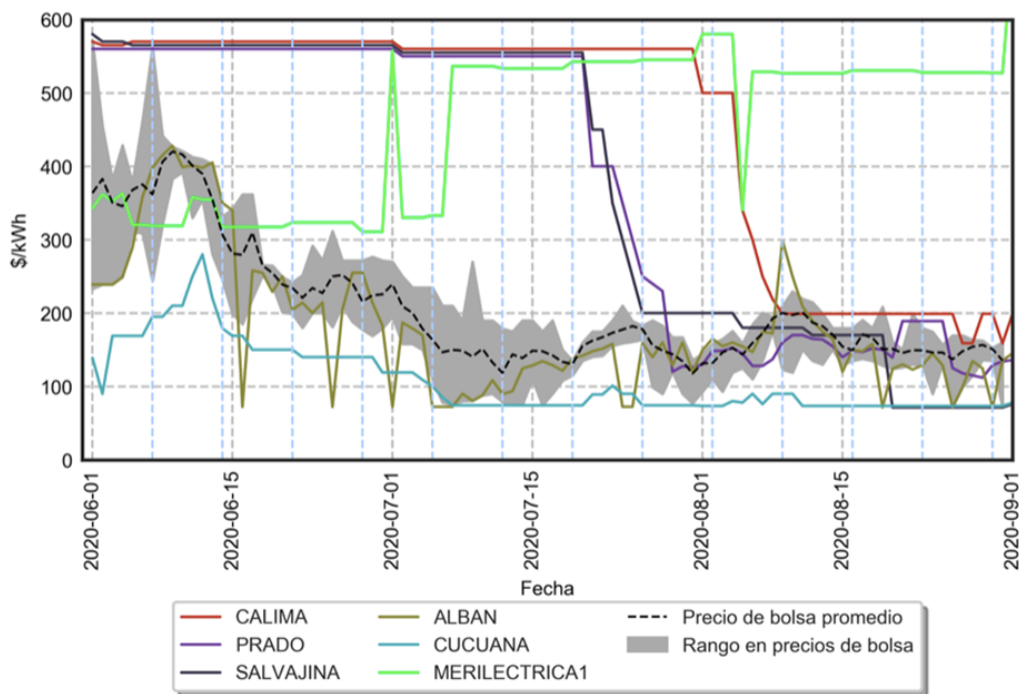
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 63 presenta la evolución de las ofertas de precio de Celsia Colombia. Se puede observar que la planta Albán estuvo en la mayoría del periodo en la franja de rango de precios de bolsa, por lo que el agente fijó el precio en varias ocasiones con esta planta. Adicionalmente, la planta Meriléctrica1 entró en merito durante los primeros 16 días de junio, cuando los precios de bolsa estuvieron en sus niveles más altos, y posteriormente subió sus ofertas de precio por encima de 500\$/kWh sin volver a entrar en mérito. Las plantas Calima, Prado y Salvajina tuvieron ofertas de precio por encima de la franja de precios de bolsa durante



la primera mitad del periodo de análisis; en particular, Prado y Salvajina bajaron sus precios desde mediados de Julio, entrando en merito primero con Prado y luego con Salvajina en los primeros días de agosto. Se observa que la planta Calima también disminuyó sus ofertas de precio a principios de agosto, entrando en merito solo en pocas ocasiones al final del periodo.

Figura 63. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CELSIA en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 22 presenta las estadísticas descriptivas de Celsia, donde se observa que las ofertas en sus plantas hídricas con un mínimo de 71,45 \$/kWh y un máximo de 580 \$/kWh, siendo Albán, la central con precio promedio y desviación estándar menores de todo el portafolio. Para la planta térmica Meriléctrica1, los valores ofertados estuvieron en el rango de 310,84 \$/kWh y 580,13 \$/kWh.

Tabla 22. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de CELSIA en el periodo de análisis (\$/kWh).

Planta	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
ALBÁN	180.63	156.45	92.06	71.46	428.00
CALIMA	456.74	560.00	164.21	158.90	570.00
MERILÉCTRICA1	455.64	527.81	103.68	310.84	580.13
PRADO	384.89	550.00	195.20	112.00	560.00
SALVAJINA	384.43	555.00	203.96	71.46	580.00

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Los precios de oferta de la planta Chivor se presentan en la En cuanto a las estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de Chivor, la Tabla 23 muestra que el precio promedio de la central fue de 116,4 \$/kWh con una desviación estándar de 42,93 \$/kWh, siendo la menor de todas las plantas hídricas analizadas.



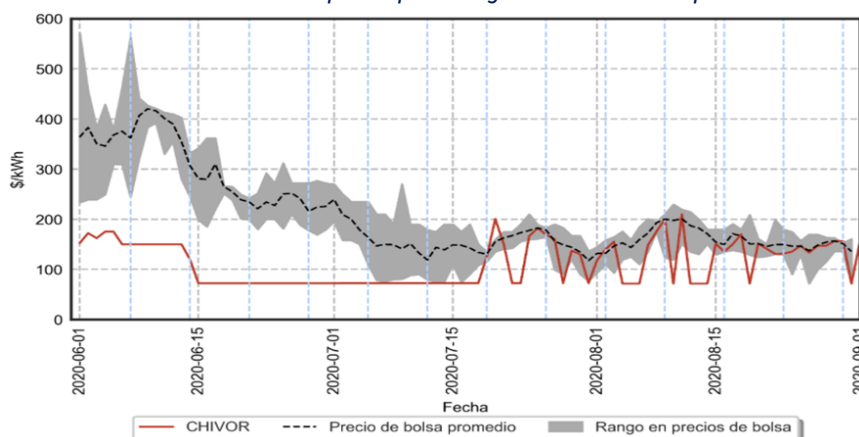
De esta forma, para el periodo de análisis, se observa que, además de la concentración en el mercado de generación, los agentes que fijan el precio durante la mayor parte del tiempo presentan ofertas con una variabilidad importante, al menos en su portafolio hidroeléctrico. **Figura 64**

Se observa que, en la primera mitad del periodo, los precios de oferta estuvieron por debajo de la franja de precio de bolsa, es decir, la planta siempre entró en mérito, saliendo de ella solo en una ocasión a mediados de julio, y fijando precios en varias ocasiones desde el 19 de julio. Es de anotar que esta planta se encontraba en mantenimiento y fue progresivamente aumentando su disponibilidad declarada.

En cuanto a las estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de Chivor, la Tabla 23 muestra que el precio promedio de la central fue de 116,4 \$/kWh con una desviación estándar de 42,93 \$/kWh, siendo la menor de todas las plantas hídricas analizadas.

De esta forma, para el periodo de análisis, se observa que, además de la concentración en el mercado de generación, los agentes que fijan el precio durante la mayor parte del tiempo presentan ofertas con una variabilidad importante, al menos en su portafolio hidroeléctrico.

Figura 64. Evolución de ofertas de precio para el agente CHIVOR en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 23. Estadísticas descriptivas de las ofertas de precio de CHIVOR en el periodo de análisis (\$/kWh).

Planta	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
CHIVOR	116,40	130,74	42,93	71,46	209,8

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.2. Agentes pivotaes

En esta sección se utiliza el Índice de Oferta Residual (IOR) para identificar si dentro del periodo de análisis se identifica algún agente pivotal y, por lo tanto, que haya tenido la posibilidad de fijar precios superiores a los costos de oportunidad. Este índice permite además observar el margen de competencia de cada agente en el mercado, es decir, muestra que tan lejos o cerca está un agente de ser pivotal.

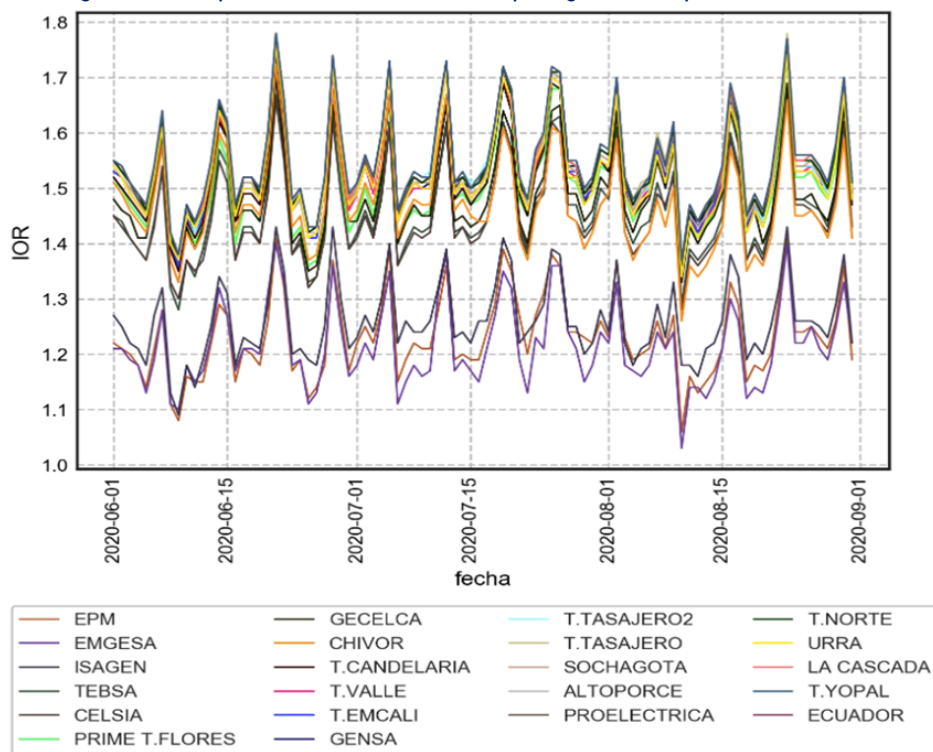


Para el análisis se toman las ofertas de disponibilidad de todos los generadores del sistema y se obtienen las ofertas por agente. Posteriormente, se obtienen las ofertas residuales para cada uno de los agentes y se dividen entre la demanda del sistema. Este proceso se realiza para cada hora de cada día en el periodo de análisis, obteniendo así el espectro de IOR en el corto plazo.

Si el indicador IOR es menor que 1 para un agente dado en alguna hora, la oferta de dicho agente se requiere para atender la demanda en esa hora, por lo que dicho agente es pivotal y tiene la posibilidad de ejercer indebidamente poder de mercado, por ejemplo, aumentando los precios de oferta, en detrimento de la eficiencia del mercado. Si el IOR está entre 1 y 1,2, sigue existiendo la posibilidad de que, ante una contingencia o comportamiento cooperativo con otros agentes, se ejerza indebidamente poder de mercado por parte del agente. Así, en esta sección se analizan estos dos umbrales para el periodo en estudio.

En la Figura 65 se muestra la evolución del IOR mínimo diario para cada agente generador en el periodo de análisis. Se puede ver el IOR mínimo es mayor que 1 para todos los agentes durante todo el periodo de análisis, es decir, no existieron agentes pivotaes; sin embargo, para los tres agentes más grandes del mercado (EPM, EMGESA e ISAGEN), durante 47 de los 92 días del periodo, el indicador estuvo por debajo de 1,2; siendo EMGESA, con 44 horas, el agente que más veces presentó el IOR por debajo de 1.2, EPM tuvo 30, e ISAGEN registró 14, para un total de 88 horas.

Figura 65. Comportamiento del IOR mínimo por agente en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Este comportamiento se debe, entre otros, a factores como la disponibilidad de las plantas de generación, y al comportamiento de la demanda, que han permitido contar con una mayor oferta de energía, lo que reduce la pivotalidad de los agentes y promueve la competencia en precios.

3.1.3. Indicadores de contratación para generadores y comercializadores

A continuación, como parte del seguimiento y monitoreo al desempeño del mercado eléctrico, y específicamente el mercado de contratos, se presentan los siguientes indicadores que buscan identificar la gestión de los agentes generadores y comercializadores en los mercados de contratos y bolsa para atender su demanda y cubrir sus obligaciones:

- Porcentaje de contratación de agentes generadores
- Porcentaje de generación para ventas de agentes generadores
- Porcentaje de energía vendida en contratos vs OEF de agentes generadores
- Porcentaje de energía vendida en contratos vs ENFICC de agentes generadores
- Porcentaje de contratación de agentes comercializadores

3.1.3.1. Porcentaje de contratación y porcentaje de generación para ventas de agentes generadores

En el caso de los agentes generadores, los indicadores parten del balance entre las obligaciones y los respaldos que tiene cada agente en el mercado, y que están dados por la siguiente ecuación:

$$VC + CP + VB = GIP + CC + CB$$

Dónde:

VC son las ventas en contratos mensuales del generador.

CP son los consumos propios mensuales del generador.

VB son las ventas en bolsa mensuales del generador.

GIP es la generación ideal propia mensual del generador.

CC son las compras en contratos mensuales del generador.

CB son las compras en bolsa mensuales del generador.

El término a la izquierda de la ecuación corresponde a las obligaciones del generador, y el término a la derecha corresponde a los respaldos con los que el generador cumple dichas obligaciones, tomados de las liquidaciones diarias del mercado, realizadas por XM. Con base en esto, la siguiente ecuación define el porcentaje de contratación del agente (%*C*), que establece la relación entre la suma de la generación ideal propia y las compras en contratos del generador con el total de los respaldos:



$$\%C = \frac{GIP + CC}{GIP + CC + CB} * 100\%$$

Este indicador refleja qué tanto pesa la energía generada y contratada del generador para cubrir sus obligaciones.

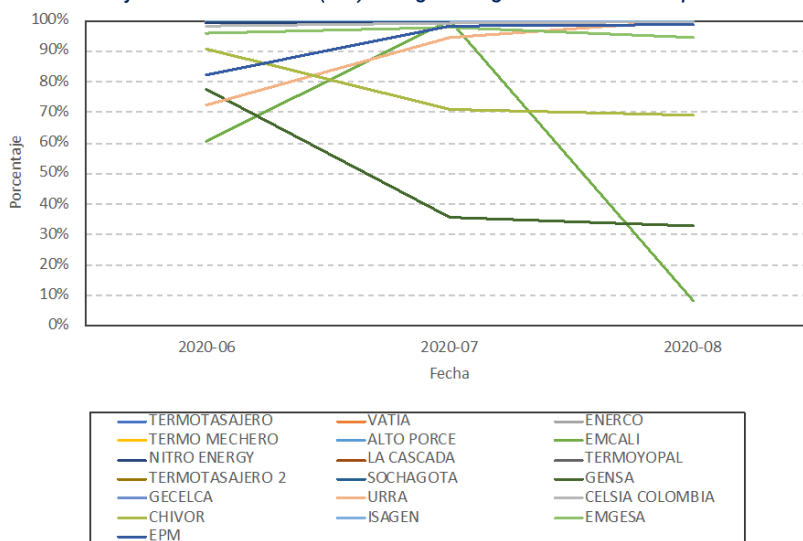
La Figura 66 muestra el porcentaje de contratación (%C) para generadores en el periodo de análisis⁵. Gran parte de los generadores tienen un porcentaje de contratación cercano a 100%. Sin embargo, se observan algunos agentes con porcentajes menores. En el mes de junio, las empresas GENSA (78%), URRÁ (72%) y EMCALI (60%) tuvieron los menores porcentajes de contratación; en julio, CHIVOR disminuyó su %C a 71%, mientras que GENSA lo disminuyó a 36%; finalmente, en agosto, el menor porcentaje de contratación lo presentó EMCALI (8%), seguido de GENSA (33%) y CHIVOR (69%).

Con base en la misma información se definió el indicador de porcentaje de generación para ventas en contratos (%GPV), que refleja qué tanto la generación ideal propia del agente puede cubrir sus obligaciones de ventas en contratos, según la siguiente ecuación:

$$\%GPV = \frac{GIP}{VC} * 100\%$$

Cuando este indicador es mayor que 100%, se establece que el generador cuenta con excedentes de generación que puede vender en bolsa; cuando es menor que 100%, se establece que el agente generador no cuenta con la generación propia para cubrir sus ventas en contrato, y por lo mismo, debería realizar compras de energía en contratos o en bolsa para cubrir sus obligaciones.

Figura 66. Porcentaje de contratación (%C) de agentes generadores en el periodo de análisis.



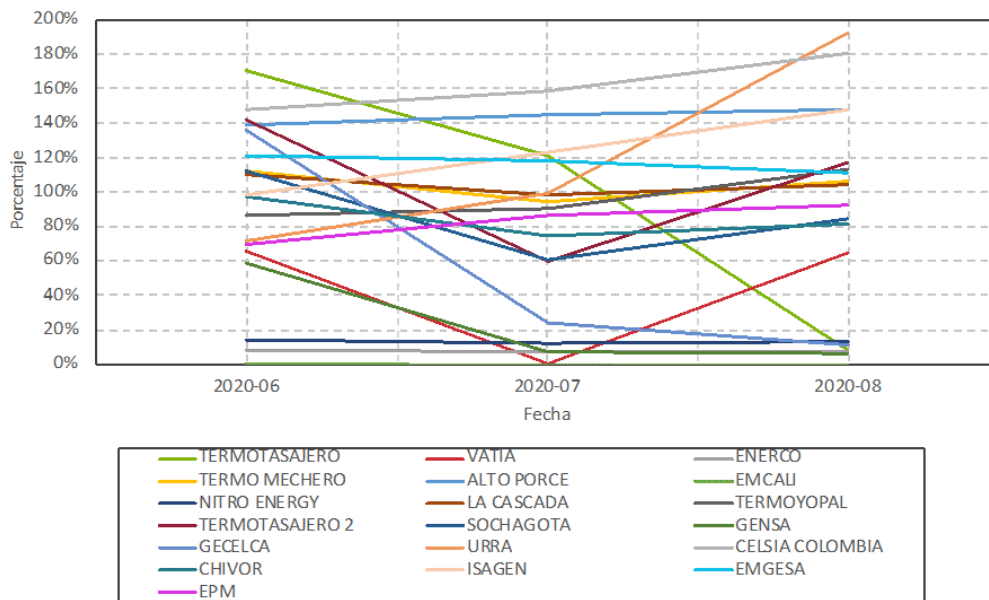
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

⁵ Se excluyen del análisis los agentes generadores más pequeños y los que no tienen o tienen mínima contratación, como por ejemplo los agentes térmicos a gas o con combustibles líquidos.



La Figura 67 muestra la evolución del indicador %GPV para el periodo de análisis. Se puede observar que varios agentes tienen un %GPV mayor que 100%; en particular, los agentes que tienen los valores más altos de este indicador, por arriba de 100%, durante todo el periodo son los agentes con portafolio hidroeléctrico CELSIA, ALTO PORCE, EMGESA, y URRÁ. Por otro lado, los agentes generadores GECELCA, TERMOTASAJERO, ENERCO y NITRO ENERGY son los que cuentan con los porcentajes más bajos, que al final del periodo de análisis no superan el 20%.

Figura 67. Porcentaje de generación para ventas en contratos (%GPV) de agentes generadores en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.3.2. Porcentaje de ventas en contratos sobre OEF y ENFICC de agentes generadores

Partiendo de los elementos de la ecuación de balance entre obligaciones y respaldos de los agentes generadores en el mercado, se elaboraron los indicadores de ventas en contratos sobre obligaciones de energía firme (%VCOEF), y de ventas en contratos sobre energía firme para el cargo por confiabilidad (%VCENFICC), según las siguientes ecuaciones:

$$\%VCOEF = \frac{VC}{OEF} * 100\%$$

$$\%VCENFICC = \frac{VC}{ENFICC} * 100\%$$

Donde:

VC son las ventas mensuales del generador en contratos.

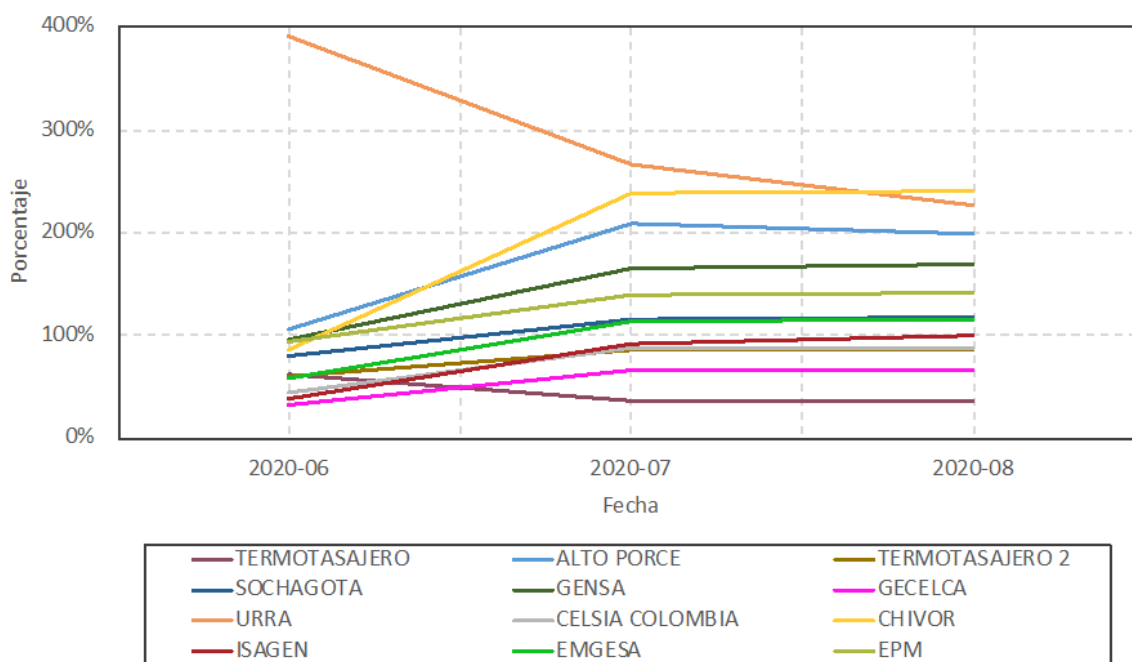
OEF es la obligación de energía firme mensual asignada al generador.



ENFICC es la energía firme mensual del generador.

En la Figura 68 se muestra el indicador %VCOEF de los agentes generadores para el periodo de análisis⁶. Se puede ver que el agente URRÁ tiene el mayor porcentaje durante los meses de junio y julio (392% y 267%, respectivamente), mientras que en agosto es CHIVOR quien tiene el porcentaje más alto (241%), además varios generadores, principalmente hidroeléctricos, tienen %VCOEF mayores que 100%. Esto se da en parte porque los agentes hidroeléctricos disponen de energía adicional a la OEF para comprometer en contratos, sin poner en riesgo el cumplimiento de sus obligaciones. Por otro lado, los agentes térmicos, cuya OEF es más cercana a su ENFICC y su capacidad efectiva neta, tienen un %VCOEF muy cercano o menor que 100%.

Figura 68. Porcentaje de ventas en contratos sobre OEF (%VCOEF) de agentes generadores en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

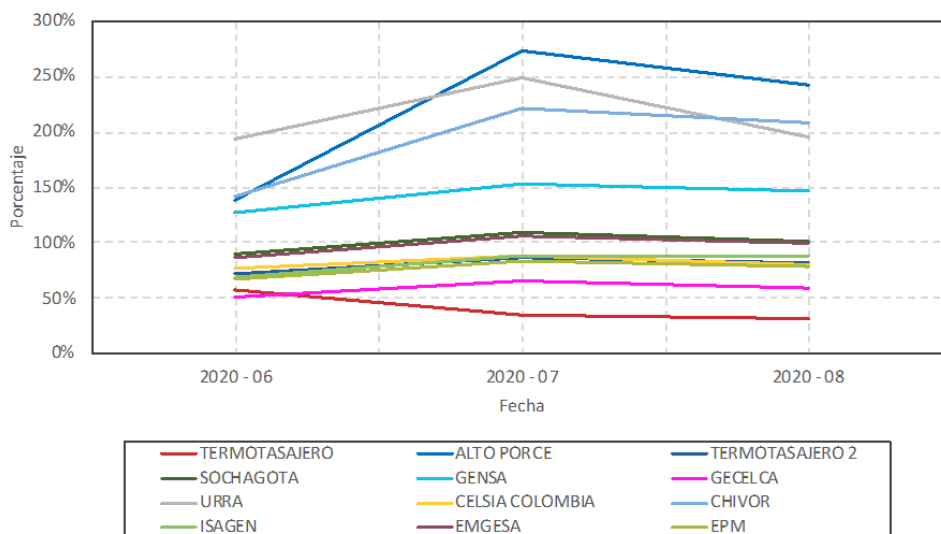
La Figura 69 muestra la evolución del %VCENFICC para los agentes generadores en el periodo de análisis⁷. En general, se observa que los porcentajes son menores que los observados para el %VCOEF, como era de esperarse, sobre todo para las plantas hidroeléctricas. Se puede ver que GENSA, URRÁ, CHIVOR y ALTO PORCE se encuentran por encima de 100% durante todo el trimestre; mientras que los agentes SOCHAGOTA y EMGESA tienen porcentajes muy cercanos a 100%. El resto de agentes tienen este indicador por debajo de 100%, es decir, venden menos energía en contratos que su ENFICC.

⁶ Se excluyen del análisis los agentes generadores más pequeños y los que no tienen o tienen mínima contratación, como por ejemplo los agentes térmicos a gas o con combustibles líquidos.

⁷ Se excluyen del análisis los agentes generadores más pequeños y los que no tienen o tienen mínima contratación, como por ejemplo los agentes térmicos a gas o con combustibles líquidos.



Figura 69. Porcentaje de ventas en contratos sobre ENFICC (%VCENFICC) de agentes generadores en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.3.3. Porcentaje de contratación de agentes comercializadores

Partiendo de los elementos de la siguiente ecuación de balance entre obligaciones y respaldos de los agentes comercializadores en el mercado, se elaboró el indicador de porcentaje de contratación

$$VC + VB + D = CC + CB$$

Donde:

VC son las ventas en contratos mensuales del comercializador.

VB son las ventas en bolsa mensuales del comercializador.

D es la demanda mensual atendida por el comercializador.

CC son las compras en contratos mensuales del comercializador.

CB son las compras en bolsa mensuales del comercializador.

El término a la izquierda de la ecuación corresponde a las obligaciones del comercializador, y el término a la derecha corresponde a los respaldos con los que el comercializador cumple dichas obligaciones, tomados de las liquidaciones diarias del mercado, realizadas por XM. Con base en esto, la siguiente ecuación define el porcentaje de contratación %*C* de un agente comercializador, como la relación entre las compras en contratos y el total de los respaldos (compras en contratos más compras en bolsa):

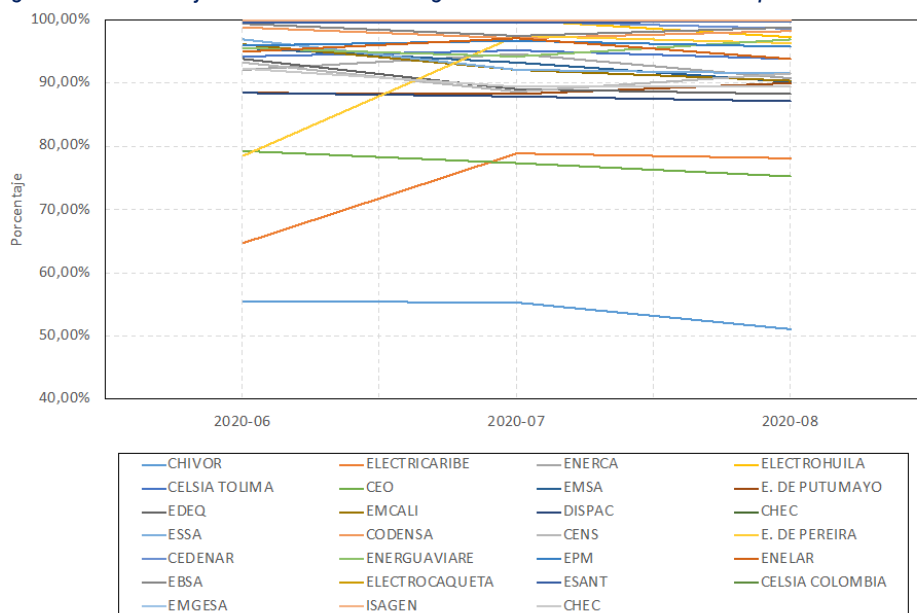
$$\%C = \frac{CC}{CC + CB} * 100\%$$

Este indicador refleja qué tan contratado (o qué tan expuesto a bolsa) está un agente comercializador.



La Figura 70 muestra el porcentaje de contratación para los agentes comercializadores en el periodo de análisis. Se observa que, si bien la gran mayoría de comercializadores tienen un %C muy cercano o superior a 90%, hay algunos comercializadores como EDEQ, CENS, CHEC y E. de PUTUMAYO, que se encuentran entre 80% y 90% de porcentaje de contratación. Así mismo, CHIVOR es el comercializador con el menor porcentaje (entre 50% y 60% durante todo trimestre). CEO disminuyó su porcentaje de contratación de 79% a 75%, mientras que ELECTRICARIBE lo subió en los meses de julio y agosto, situándose por encima de 77%, comparado su indicador en junio de 65%. Finalmente, la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA subió su indicador de 78% a 96% al finalizar el periodo.

Figura 70. Porcentaje de contratación de agentes comercializadores en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.4. Indicador de Ingresos Contratos – Bolsa (IICB)

Con el fin de estudiar el impacto que tienen diferentes variables de mercado sobre la estructura de ingresos de los agentes generadores, se construyó un indicador que relaciona los ingresos por ventas en contratos y los ingresos por ventas en bolsa, dado por la siguiente ecuación:

$$IICB_{d,a} = \frac{(ICB_{d,a} - IB_{d,a})}{(ICB_{d,a} + IB_{d,a})}$$

Donde:

$IICB_{d,a}$ es el indicador de ingresos contratos bolsa para el agente a en el día d .

$ICB_{d,a}$ son los ingresos por ventas en contratos bilaterales del agente a en el día d , liquidados por XM, y que corresponden a la suma horaria de la liquidación (precio y cantidad) del despacho de contratos vigentes para el agente generador.



$IB_{d,a}$ son los ingresos por ventas en bolsa para el agente a en el día d , que corresponden a los ingresos liquidados por XM por concepto de ventas en bolsa del agente.

Este indicador tiene las siguientes características:

- El indicador puede variar entre -1 y 1.
- El indicador es 1 si el agente percibe todos sus ingresos por concepto de ventas en contratos bilaterales.
- El indicador es -1 si el agente percibe todos sus ingresos por concepto de ventas en bolsa.
- El indicador es 0 si los ingresos por ventas en bolsa son iguales a los ingresos por ventas en contratos.
- Un indicador positivo refleja que los ingresos por ventas en contratos bilaterales de un agente son mayores que sus ingresos por ventas en bolsa; y un indicador negativo refleja que los ingresos por ventas bolsa del agente son mayores que sus ingresos por ventas en contratos bilaterales.

Con el fin de ilustrar los posibles resultados del *IICB*, la Tabla 24 muestra diferentes combinaciones de ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa para un agente generador, y sus correspondientes valores del *IICB*.

Tabla 24. Posibles valores del *IICB* según la combinación de ingresos del agente generador.

Ingresos por ventas en contratos bilaterales	Ingresos por ventas en bolsa	Valor del <i>IICB</i>
100	0	1
95	5	0,9
90	10	0,8
85	15	0,7
80	20	0,6
75	25	0,5
70	30	0,4
65	35	0,3
60	40	0,2
55	45	0,1
50	50	0
45	55	-0,1
40	60	-0,2
35	65	-0,3
30	70	-0,4
25	75	-0,5
20	80	-0,6
15	85	-0,7
10	90	-0,8
5	95	-0,9
0	100	-1

Fuente: elaboración propia.



La Figura 71 presenta el comportamiento del IICB en el periodo de análisis para diferentes agentes generadores. Se puede ver que el comportamiento del indicador es bastante diverso para los diferentes agentes, dependiendo de factores como su portafolio de generación, su nivel de contratación, los precios de bolsa y las disponibilidades de las plantas entre otros.

El indicador permite observar que hay momentos en los que los agentes pueden tener ingresos por ventas en bolsa casi de la misma magnitud que los ingresos por contratos, incluso para los agentes con portafolios hidrotérmicos más grandes, como EMGESA e ISAGEN, para los cuales su indicador puede alcanzar valores inferiores a 0,2. El caso de EPM, con un indicador mayormente entre 0,8 y 1, es el reflejo de su alto nivel de contratación y de que no cuenta con un exceso de generación propia para ventas en contrato, por lo que sus ingresos por ventas en bolsa son bajos, en comparación con los ingresos por contratos.

Por otro lado, los valores del indicador para CELSIA COLOMBIA muestran que los ingresos por ventas en bolsa son muy importantes a lo largo del periodo de análisis, explicado en parte porque es un agente que cuenta con generación propia para ventas en bolsa, lo que se ha potenciado con los niveles de aportes y de embalse al alza.

Para URRÁ se observa un cambio de tendencia importante, donde el indicador disminuye de forma significativa desde finales de julio, pasando de 0,8 a 0,2 en una semana, explicado por el aumento progresivo de su disponibilidad declarada que hizo que sus ingresos por ventas en bolsa aumentaran durante la segunda mitad del periodo de análisis.

Este indicador permite identificar y analizar, de forma rápida, posibles conductas de ejercicio indebido de poder de mercado, al ser correlacionado con otros indicadores, observando las razones que llevaron a cambios bruscos o cambios de tendencia en el comportamiento del indicador.

Por ejemplo, en las Figuras Figura 72 a Figura 76, se compara el comportamiento del IICB con variables como los precios de oferta de las plantas de los agentes, el número de veces que los agentes fijan el precio de bolsa con alguna de sus plantas, y el volumen útil del embalse agregado de los agentes.

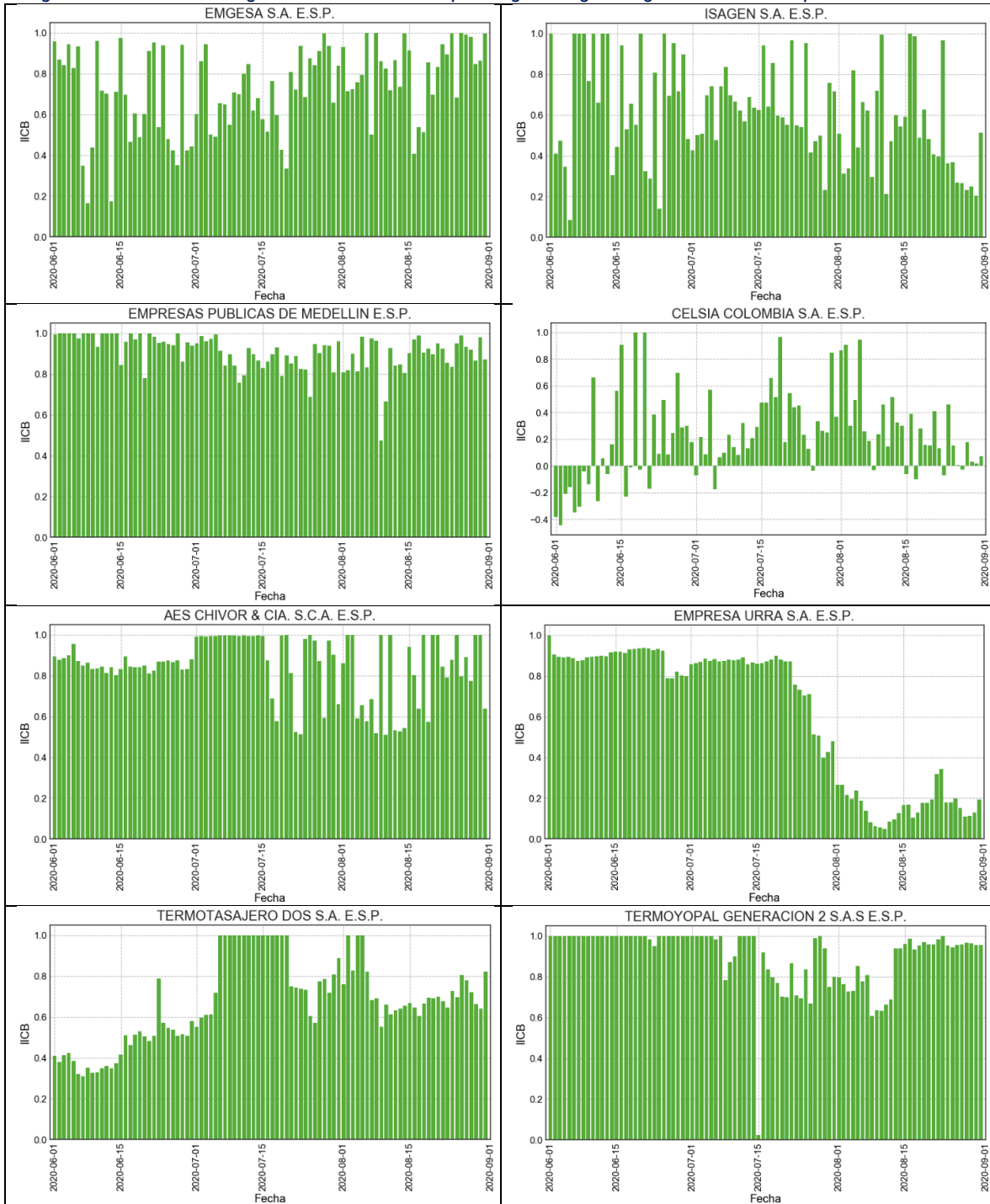
En el caso de EMGESA, la Figura 72 muestra que durante 15 de los 92 días del periodo analizado (16,3%) el IICB se encuentra por debajo de 0,5, lo que indica que para esos días al menos el 25% de sus ingresos fueron por ventas en bolsa. Para las primeras semanas de junio tuvo un indicador por debajo de 0,2, debido a un precio de bolsa alto y a que la gran mayoría de sus plantas entraron en mérito; esto quiere decir que, para esos días, al menos el 40% de sus ingresos tuvieron origen en las ventas en bolsa. Es de aclarar que el nivel de volumen útil no disminuyó en los momentos en que el indicador estuvo por debajo de 0,5, esto debido que los aportes aumentaron en el periodo de análisis.

Para reforzar lo anterior, se evidencia que las plantas Cartagena 2 tuvo una disminución significativa en su oferta de precio a principios del periodo, entrando en mérito del 7 al 19 de junio; igualmente, la planta Cartagena 1, entró en mérito 4 días durante el mismo periodo.



Por otro lado, de los 92 días del periodo de análisis, en 42 días el indicador IICB estuvo por encima de 0,8, lo que quiere decir que, para el 45% del periodo, sus ingresos por ventas en bolsa fueron hasta un 10% del ingreso total.

Figura 71. Indicador de ingresos contratos bolsa para algunos agentes generadores en el periodo de análisis.

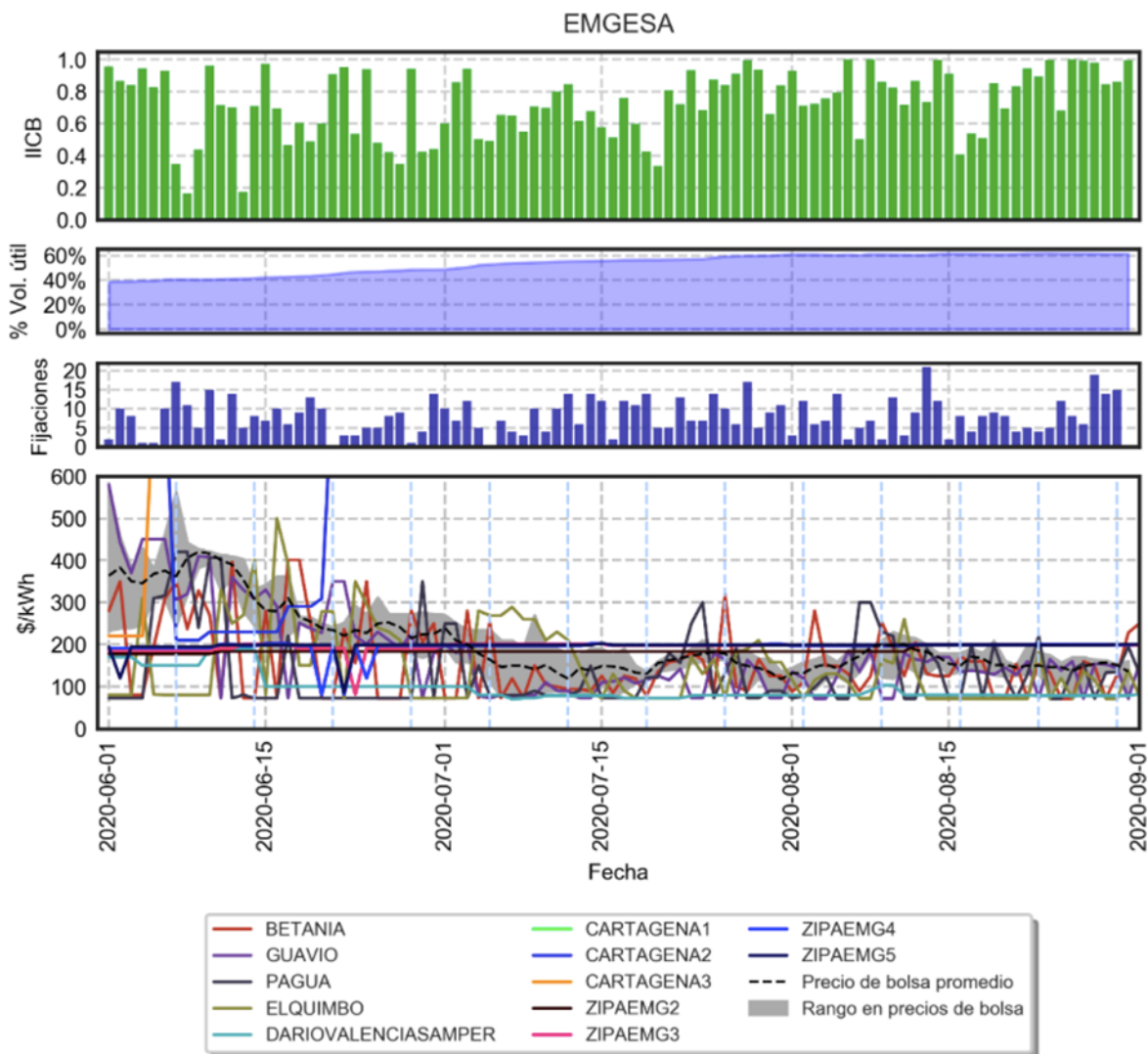


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



En cuanto al número de fijaciones del precio de bolsa, el agente fijó precio de bolsa al menos una vez en 90 de los 92 días del periodo analizado, y los días cuando más veces fijó el precio de bolsa, el IICB fue alto (cercano o mayor que 0,8), es decir, no se generó tanta energía para venta en bolsa, dado que las plantas marginaron y no fueron despachadas con toda su capacidad.

Figura 72. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de EMGESA en el periodo de análisis.



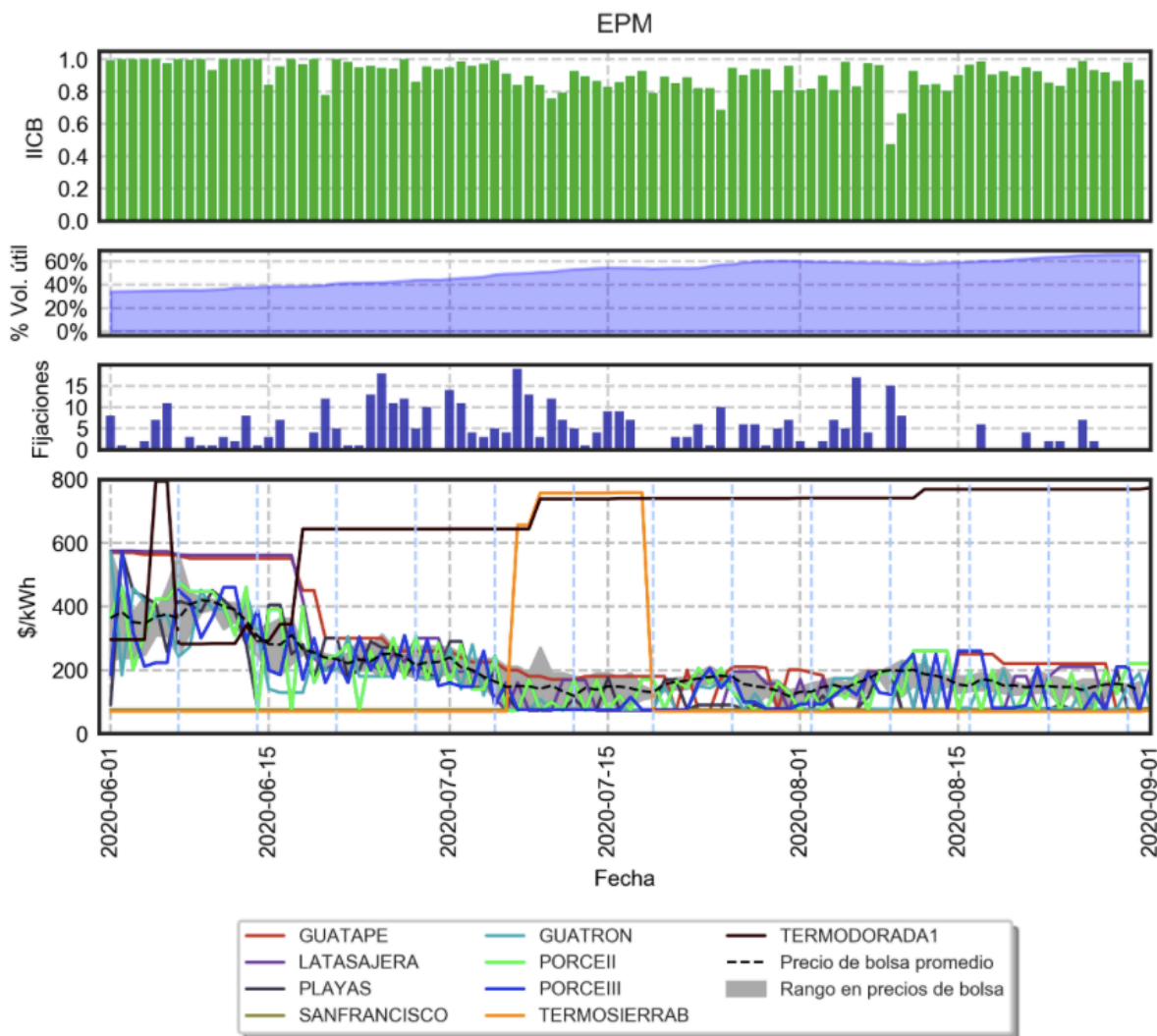
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para el agente EPM, que tiene IICB por encima de 0,8 durante casi todo el periodo de análisis, como se observa en la Figura 73, la mayor parte de sus ingresos se dan por ventas en contratos bilaterales; solo en 1 día, el indicador estuvo por debajo de 0,6. Al comparar el indicador IICB con el porcentaje de volumen útil, no se observa un impacto significativo sobre este último, aún en días donde el indicador IICB es mínimo.



Durante el periodo de análisis, el agente tuvo 13 días con más de 10 fijaciones de precio de bolsa, y de esos, en 3 días fijó más de 15 veces, precisamente en uno de esos días fue cuando se presentó el menor IICB. El agente no fijó precio de bolsa en 26 días del periodo de análisis.

Figura 73. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de EPM en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 74 muestra el comportamiento de las variables e indicadores para el agente ISAGEN. Se puede ver que, durante 19 días (20,6%), el IICB estuvo por debajo de 0,4, lo que indica que al menos el 30% de sus ingresos fueron producto de las ventas en bolsa. De estos días, 2 tuvieron indicador menor a 0,2 (más de 40% de ingresos provenientes de ingresos por bolsa). Por otro lado, el indicador estuvo 28 días (30,4%) entre 0,4 y 0,6 durante el periodo, estuvo 22 días entre 0,6 y 0,8 y 23 días por encima de 0,8.

Es de precisar que, al inicio del periodo, y aproximadamente hasta el 20 de junio, el agente tuvo buena parte del tiempo por fuera de mérito (por encima de la franja de precios de bolsa) a las plantas Miel, Jaguas y Sogamoso, sin embargo, dado que el precio de bolsa estuvo más alto

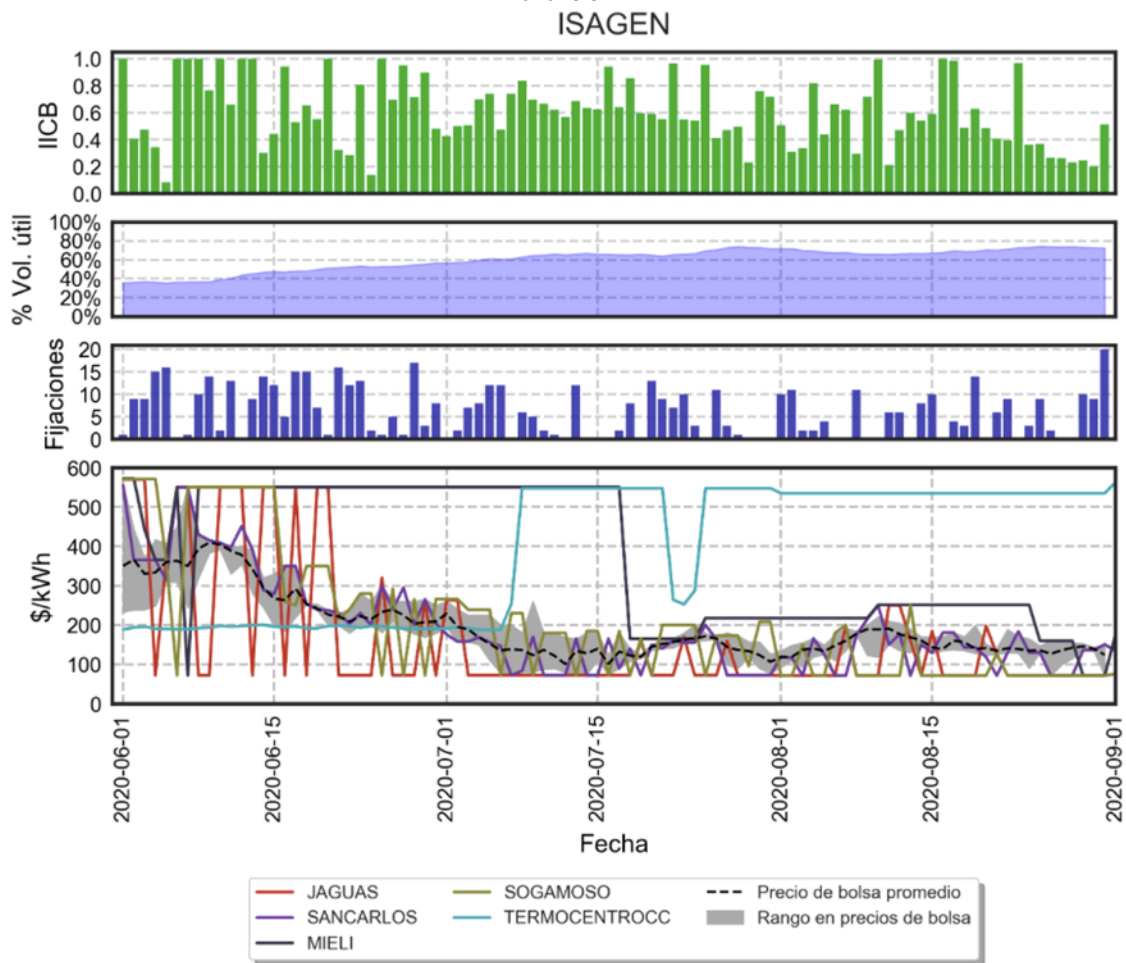


que en el resto del periodo, su IICB fue relativamente bajo, similar al resto del periodo, lo que indica que el agente compensó sus ingresos con el precio cuando suministró menos energía. Los días en los que el indicador es muy cercano a 1 implican que no se tuvo una participación significativa en las ventas en bolsa, lo que coincide con que varias de las ofertas de precio de sus plantas estén por encima de la franja de precio de bolsa.

En cuanto al número de fijaciones del precio de bolsa, para 23 de los 92 días (25%) del período, el agente no fijó precio de bolsa, y para 20 de los días analizados, el agente tuvo más de 10 fijaciones por día, de los cuales, en 4 días, tuvo más de 15 fijaciones, y en uno de estos últimos fue cuando se presentó el menor valor del IICB.

A finales de junio y principios de agosto se observa una disminución en el nivel de embalse, así como un aumento significativo en los ingresos por bolsa, reflejados como un menor valor del indicador IICB durante ese periodo, exceptuando los días en que el agente sacó a Sogamoso del despacho en mérito.

Figura 74. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de ISAGEN en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

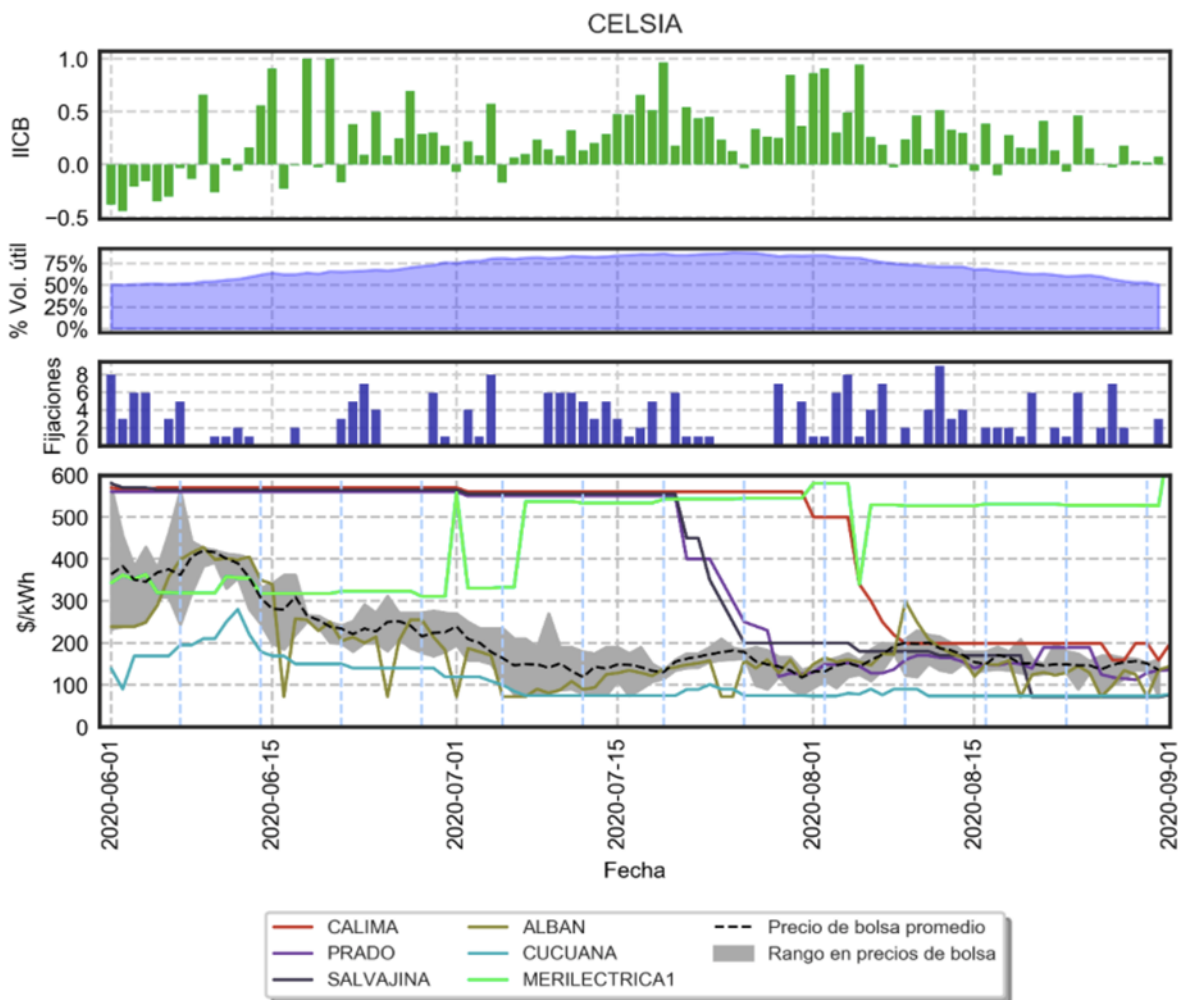


En el caso de Celsia, la Figura 75 permite observar que durante 21 días (22,83%) el indicador IICB fue negativo, indicando que sus ingresos por ventas en bolsa fueron superiores a sus ingresos por ventas en contratos bilaterales; esto se dio principalmente al inicio del periodo, cuando durante 11 días se observa IICB menor a 0 y cercano a -0,5, cuando los precios de bolsa estuvieron en promedio por encima de 300 \$/kWh.

En contraste, el IICB se encontró por encima de 0,5 durante 15 (16,3%), lo que indica que, en estos días, hasta el 25% de sus ingresos fueron por ventas en bolsa.

Al contrastar los indicadores de este agente, se observa cómo, durante la primera mitad del periodo, el agente se encuentra con un alto nivel de embalse, lo que corresponde con valores altos del IICB, mientras que en la segunda mitad, el embalse agregado disminuye, con el efecto de aumentar sus ingresos por ventas en bolsa, y un menor IICB, en contraste con la primera parte del periodo donde sus mayores ingresos por ventas en bolsa obedecieron también a un mayor precio de bolsa.

Figura 75. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de CELSIA en el periodo de análisis.



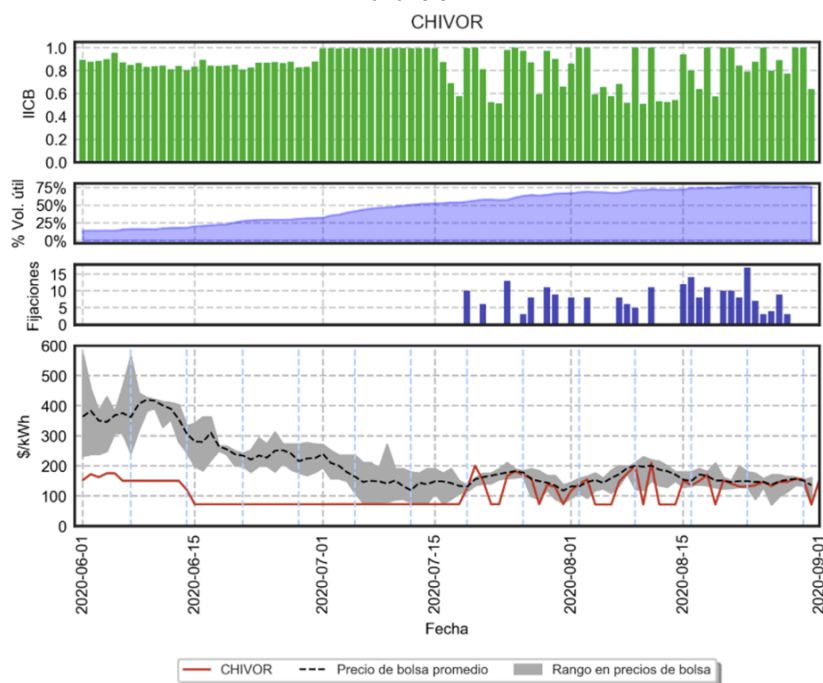
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



La evolución de los indicadores y variables del agente Chivor se presenta en la Figura 76. Se puede ver que el indicador IICB tuvo tres periodos claramente definidos: el primero, durante el mes de junio, donde el IICB se mantuvo muy cerca de 0,8, explicado porque, a pesar de que el agente estuvo en mérito, la planta estaba en periodo de mantenimiento, lo que influyó en la disponibilidad declarada durante el periodo; el segundo, entre el 1 y 15 de julio, donde el indicador estuvo en 1, lo que refleja que el agente no vendió energía en bolsa; y el tercero, entre el 16 de julio y el 31 de agosto, donde el indicador oscila entre 0,5 y 1, y que coincide con la finalización del mantenimiento y con el inicio de su fijación de precio. En total, el agente fijó precio en 26 días (28,2%); de estos, en 10 oportunidades fijó el precio más de 10 veces, siendo uno de los principales fijadores de precio durante los últimos 15 días del periodo.

Aunque el porcentaje de volumen útil aumentó en más de 50% durante el periodo, se observa una ligera relación con el IICB, es decir, cuando el agente tiene un IICB bajo, se observa que la pendiente del volumen útil disminuye ligeramente, indicando que en estos días el agente efectivamente suministró más energía al sistema.

Figura 76. Comparación del comportamiento de algunos indicadores y variables de CHIVOR en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.5. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

Esta sección presenta los indicadores para realizar el seguimiento y evaluación de la capacidad de cumplimiento que tienen los agentes generadores sobre sus Obligaciones de Energía en Firme. Estos indicadores comparan la disponibilidad real frente a las OEF (Indicador ICOEF) de cada planta de generación, bajo el supuesto que dicha disponibilidad indica el estado real de la planta y que en un momento específico estaría, o no, en la capacidad de



generar la energía asignada bajo el esquema de Cargo por Confiabilidad, situación que puede poner en riesgo la atención de la demanda. Por otro lado, considerando los anillos de seguridad, como los contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria – DDV, que el agente pueda negociar, se realiza seguimiento a través de la demanda comercial a través del indicador ICOEF^{AS}, según la metodología definida previamente.

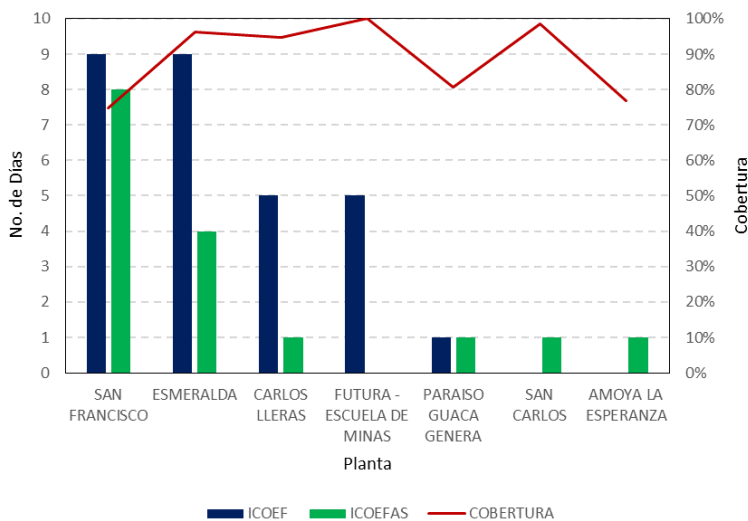
Vale la pena anotar que para la lectura e interpretación del indicador se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Una planta de generación puede encontrarse en pruebas, lo cual afecta la disponibilidad comercial y puede afectar el cálculo del indicador.
- No fueron incluidas las plantas que se acogen a la Resolución CREG 081 de 2014, puesto que su disponibilidad se ve afectada por el combustible utilizado (principal o respaldo), lo cual puede afectar el cálculo del indicador.
- Un agente puede tener inconsistencias o no reportes de información ante el CND sobre la disponibilidad declarada para alguna planta en particular, lo que puede afectar el cálculo del indicador.

En la Figura 77 y Figura 78 se ilustran los valores de los indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} para las plantas hidroeléctricas y térmicas, respectivamente, con sus valores totales para el trimestre y con el porcentaje promedio de cobertura de la OEF de cada planta; y en la Tabla 25 y Tabla 26 se muestran los valores de los indicadores desagregados por mes para las mismas plantas en el periodo de análisis.

Frente a los resultados asociados a plantas hidroeléctricas, se observa que los mayores valores de los indicadores corresponden a plantas filo de agua o con baja regulación de embalse; el número de días es inferior a 10, y el porcentaje de coberturas es superior a 75% como se puede ver en la Figura 77 y en la Tabla 26, como consecuencia de las variaciones en la disponibilidad del recurso (caudal de las fuentes hídricas) para su generación.

Figura 77. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} y porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



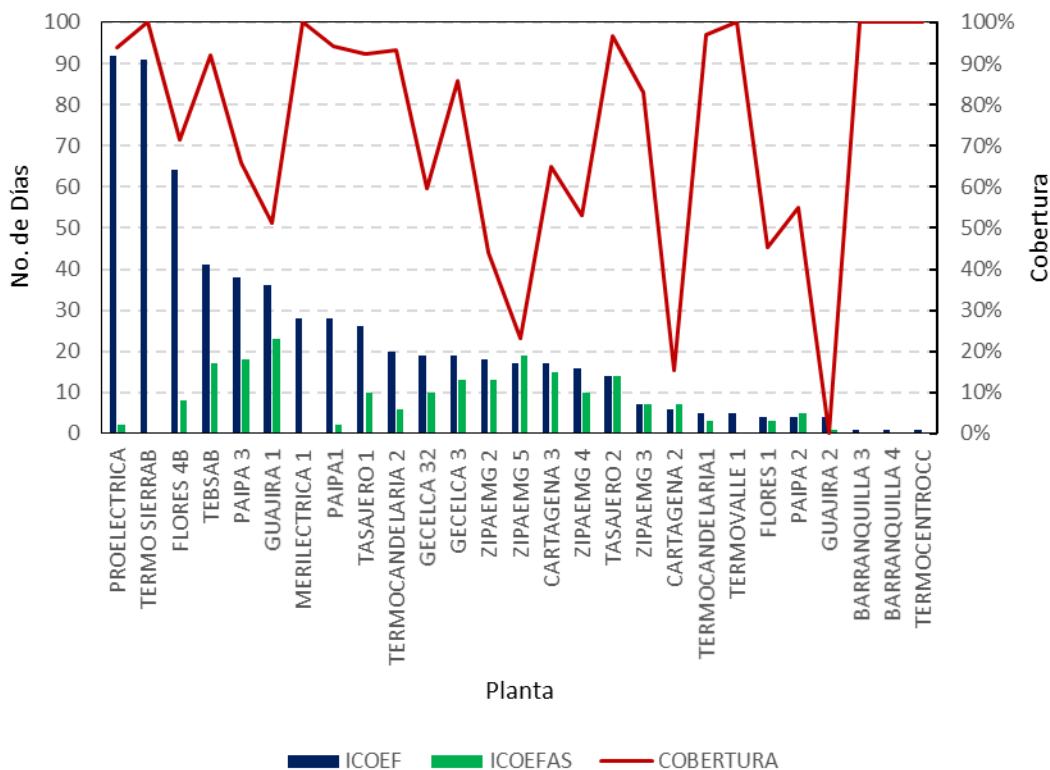
Tabla 25. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.

Planta	ICOEF (número de días)			ICOEFAS (número de días)			TOTALES		
	Junio	Julio	Agosto	Junio	Julio	Agosto	ICOEF	ICOEFAS	COBERTURA
CARLOS LLERAS	4	0	1	1	0	0	5	1	95%
PARAISO GUACA GENERA	0	0	1	0	0	1	1	1	81%
ESCUELA DE MINAS	5	0	0	0	0	0	5	0	100%
ESMERALDA	3	0	6	0	0	4	9	4	96%
SAN FRANCISCO	3	0	6	0	0	8	9	8	75%
AMOYA LA ESPERANZA	0	0	0	0	1	0	0	1	77%
SAN CARLOS	0	0	0	0	0	1	0	1	99%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para las plantas térmicas, en general, se observa que los valores de los indicadores son mayores a los de las plantas hidroeléctricas; las cinco plantas con mayores valores en el indicador ICOEF^{AS} fueron Guajira 1 (23), Zipa 5 (19), Paipa 3 (18), Tebsab (17) y Cartagena 3 (15), sus porcentajes promedio de cobertura de la OEF fueron 51%, 23%, 66%, 92% y 65%, respectivamente. Las plantas Guajira 2 y Cartagena 2 tienen pocos días de indisponibilidad (1 y 7 respectivamente), pero su porcentaje de cobertura de la OEF es bajo, 0% y 15% respectivamente. Otra planta que tiene porcentaje de cobertura menor que 50% es Flores 1.

Figura 78. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} y porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 26. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.

Planta	ICOEF (número de días)			ICOEF ^{AS} (número de días)			TOTALES		
	Junio	Julio	Agosto	Junio	Julio	Agosto	ICOEF	ICOEF ^{AS}	COBERTURA
GUAJIRA 1	7	11	18	4	9	10	36	23	51%
FLORES 4B	14	19	31	6	0	2	64	8	72%
TASAJERO 2	1	13	0	1	13	0	14	14	97%
TASAJERO 1	0	0	26	0	0	10	26	10	92%
GUAJIRA 2	0	0	4	0	0	1	4	1	0%
TERMOCENTROCC	0	0	0	0	0	0	0	0	100%
FLORES 1	3	1	0	2	1	0	4	3	45%
TERMOCANDELARIA 2	8	12	0	2	4	0	20	6	93%
TERMOCANDELARIA1	0	0	0	0	0	0	0	0	97%
ZIPAEMG 2	18	0	0	10	3	0	18	13	44%
TERMOVALLE 1	5	0	0	0	0	0	5	0	100%
TERMO SIERRAB	0	0	0	0	0	0	0	0	100%
ZIPAEMG 3	7	0	0	7	0	0	7	7	83%
ZIPAEMG 4	10	0	6	9	1	0	16	10	53%
ZIPAEMG 5	13	0	4	15	0	4	17	19	23%
PAIPA1	0	0	0	0	0	0	0	0	94%
MERILÉCTRICA 1	23	5	0	0	0	0	28	0	100%
PAIPA 3	4	17	17	4	5	9	38	18	66%
PAIPA 2	4	0	0	5	0	0	4	5	55%
CARTAGENA 3	17	0	0	13	0	2	17	15	65%
GECELCA 32	16	1	2	8	1	1	19	10	60%
CARTAGENA 2	6	0	0	7	0	0	6	7	15%
GECELCA 3	3	1	15	3	2	8	19	13	86%
TEBSAB	4	6	31	2	1	14	41	17	92%
PROELÉCTRICA	0	0	0	0	0	0	0	0	94%
BARRANQUILLA 3	0	1	0	0	0	0	1	0	100%
BARRANQUILLA 4	0	1	0	0	0	0	1	0	100%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los resultados en el periodo de análisis se observa que, en general, las plantas filo de agua son las que presentan mayores cantidad de días en los que la disponibilidad real es menor que la OEF asignada, lo cual está asociado a la condición operativa de dichos recursos; mientras que para las plantas térmicas, los altos valores son el resultado de fallas operativas y mantenimientos, para lo cual buena parte de los agentes gestionan contratos de respaldo y/o DDV para cubrir las indisponibilidades o derrateos de sus plantas, lo que se traduce en valores menores del ICOEF^{AS} comparado con el ICOEF, salvo en el caso de las plantas que se encuentran en pruebas. No obstante, para plantas con altos valores de ambos indicadores la SSPD se encuentra analizando las causas particulares que generaron dichos resultados. En la Tabla 27 se muestran algunos de los eventos registrados en la herramienta HEROPE de XM para algunas de las plantas que presentaron valores altos en los indicadores.



Tabla 27. Eventos registrados que afectan los indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.

Planta	Evento registrado en HEROPE de XM
FLORES 4B	Indisponibilidad por turbina y fallas del STN
TEBSAB	Indisponibilidad por fallas en el STN
PAIPA 3	Indisponibilidad por caldera – sistema de combustión, condensador, generador y mantenimientos programados
GUAJIRA 1	Mantenimientos programados, indisponibilidad por caldera – sistema de combustión, turbina y falla en el STN
MERILÉCTRICA	Indisponibilidad por suministro de combustible
TASAJERO 1	Mantenimientos programados e indisponibilidad por generador
TERMOCANDELARIA 2	Mantenimientos programados

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.2. Indicadores mercado de gas natural

3.2.1. Índices de precios nacional vs importado

El indicador se construye como la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos para cada campo de gas nacional y el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado, ambos en el trimestre de análisis, como se muestra a continuación:

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

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.

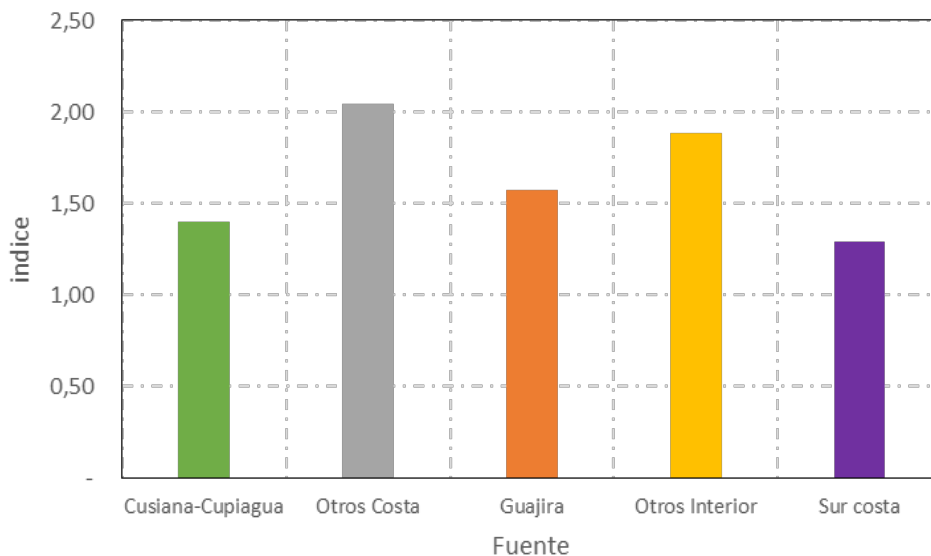
Para este análisis se tuvo en cuenta el período de análisis del presente boletín (junio – agosto de 2020), y se comparó con los valores del indicador para el trimestre inmediatamente anterior. El precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado para el periodo de análisis fue 2,81 USD/GBTU.

En la Figura 79 se observa el indicador para el periodo de análisis. Para los campos de producción Cusiana y Cupiagua el valor del indicador es 1,4, y para los otros campos del interior es cercano a 1,9; mientras que, para los campos de la costa, los valores están entre 2, 1,6 y 1,3, lo que refuerza la alta competitividad del gas importado con respecto a los precios del mercado nacional.



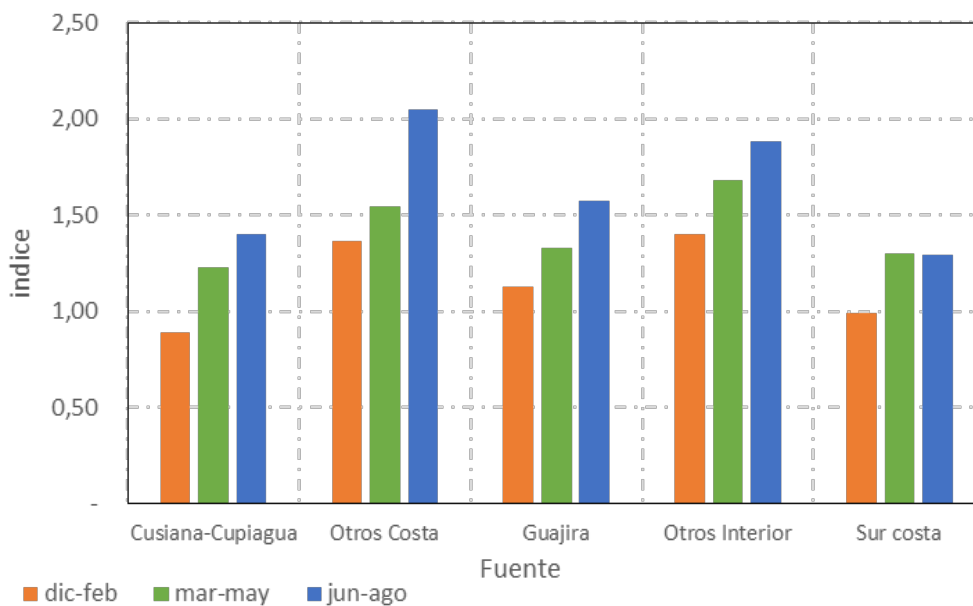
Con respecto a los trimestres anteriores, la evolución refleja la mayor competitividad del GNL, alcanzando niveles por debajo de 1,5 para los campos del sur de la costa (Figura 80).

Figura 79. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.



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

Figura 80. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



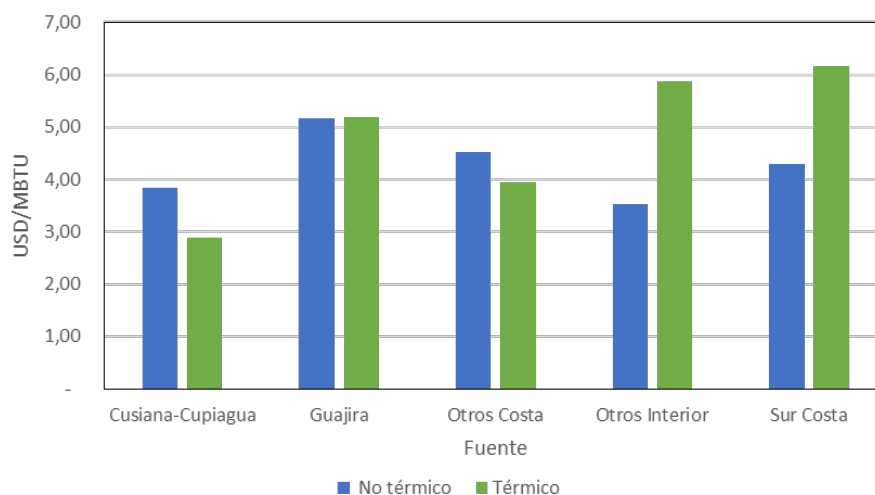
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.



3.2.2. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico

En la Figura 81 se puede observar la comparación de precios promedio ponderado entre el sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país (interior y Costa) en el periodo de análisis. Los precios promedio para el campo Guajira no presentan diferencias entre los precios de los sector térmico y no térmico; para los otros campos de la costa y para Cusiana y Cupiagua, los precios del sector térmico están por debajo del sector no térmico para todos los campos, con diferencias cercanas a 1 USD/MBTU. Finalmente, para los campos del sur de la costa y otros campos del interior, los precios promedio de gas para generación son superiores en hasta 2 USD/MBTU a los precios promedio para el sector no térmico.

Figura 81. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.



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

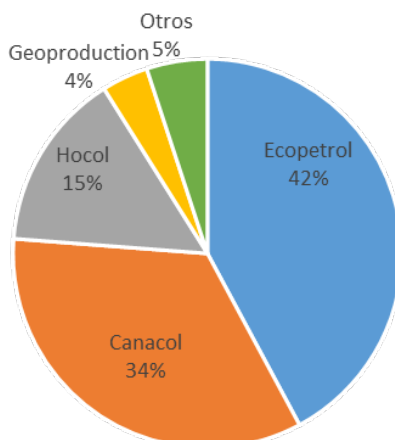
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 82 muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Se puede ver que Ecopetrol sigue manteniendo la participación más importante, con 42%, seguido por Canacol, con 34%, Hocol, con 15%, Geoproduction, con 4%, y los demás campos con 5%.

Canacol tiene un porcentaje significativo (34%), a pesar de contar con menos del 10% de la producción total; mientras que Hocol, teniendo una participación en la contratación del 15%, ha incrementado su participación en la producción al 18% del mercado primario.



Figura 82. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.



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

3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos

La curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas, durante el periodo de análisis (en este caso contratos vigentes a agosto 2020) se presenta en la Figura 83. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

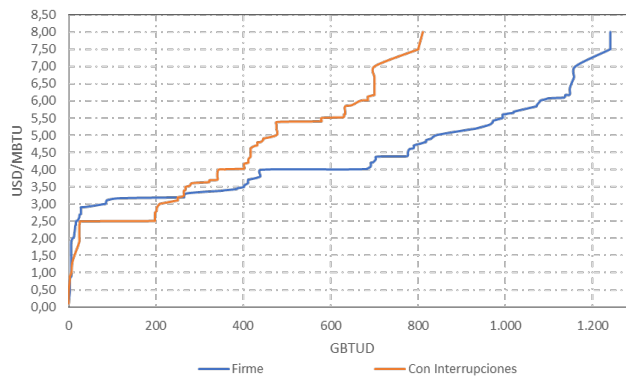
- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 2 USD/MBTU) corresponde al 3%.
- El 64% de los contratos tienen precios entre 3 y 4 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,5 USD/MBTU.
- El 26% de la oferta está contratada a precios entre 5 y 6 USD/MBTU.
- Por último, sólo el 7% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios mayores que 7 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje bajo de contratos.

Al analizar la curva acumulada de contratos interrumpibles se puede observar lo siguiente:

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 2 USD/MBTU corresponde al 25%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (55%) se encuentra entre precios de 3 y 5 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 6 USD/MBTU corresponde a 20%.



Figura 83. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.



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

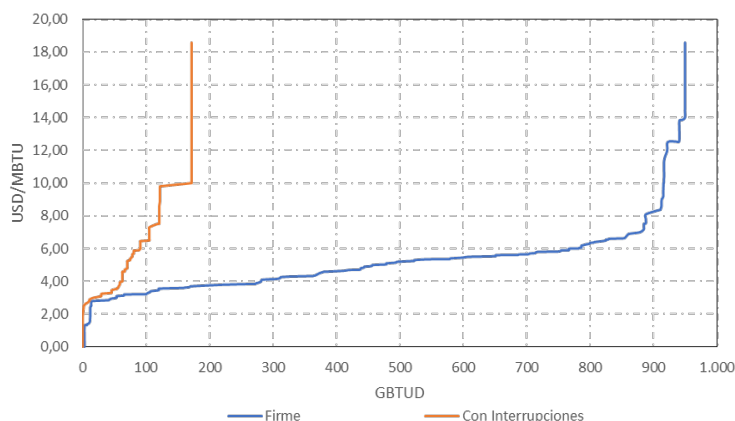
La curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario de gas, durante el periodo de análisis (en este caso contratos vigentes de junio a agosto 2020) se presenta en la Figura 84. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 3 USD/MBTU) corresponde al 5%.
- El 75% de los contratos tienen precios entre 3 y 6 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 5,5 USD/MBTU.
- Por último, el 20% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6 USD/MBTU.

Al analizar la curva acumulada de contratos interrumpibles se puede observar lo siguiente:

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 2 USD/MBTU corresponde al 9%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (52%) se encuentra entre precios de 3 y 6 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 7 USD/MBTU corresponde a 39%.

Figura 84. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario en el periodo de análisis.



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



4. Conclusiones

En este boletín trimestral de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Electricidad y Gas Natural (UMMEG) se presentó el seguimiento a las principales variables de estos mercados: oferta, demanda, precios, infraestructura, contratación, y otras variables relevantes, durante el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 31 de agosto de 2020, para ilustrar el comportamiento de cada mercado y de sus agentes participantes, y como base para la elaboración de indicadores de seguimiento. Como hecho principal de este trimestre, la demanda de ambos mercados experimentó una recuperación a partir de las medidas de reactivación gradual de la economía, luego del aislamiento preventivo obligatorio (APO), decretadas por el Gobierno nacional. En el mercado eléctrico, el principal hecho radica en el incremento de los aportes hídricos y del nivel del embalse agregado, lo que repercutió en una mayor generación con recursos hidroeléctricos y en una disminución significativa de los precios del mercado de corto plazo. Las proyecciones sobre eventos climáticos dan mayor probabilidad a la ocurrencia de un Fenómeno de la Niña en los próximos meses en el país, lo que quita presión sobre la atención confiable y segura de la demanda en el mediano plazo.

Los indicadores de mercado eléctrico muestran que hay niveles moderados y altos de concentración en el mercado de generación, en donde resulta de especial preocupación la participación de los agentes en la fijación de precios en el mercado de corto plazo y los comportamientos que se siguen manteniendo en las ofertas de precio utilizadas en sus portafolios.

Se estudiaron en detalle los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR). Al considerar el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), los resultados del análisis muestran que los márgenes de competitividad son bajos, y ante cualquier evento o perturbación del sistema existen agentes que se convierten en pivotaes y que podrían ejercer indebidamente poder de mercado. Se mostró que, a pesar de que no hubo agentes pivotaes en el periodo de análisis, hay agentes que fijan el precio de bolsa con sus plantas hasta en 17 de las 24 horas del día.

Se introdujo un nuevo conjunto de indicadores para el mercado de contratos, que muestran los porcentajes de contratación de generadores y comercializadores, y la relación entre las ventas en contratos y la OEF y ENFICC de los generadores. Estos indicadores permitirán hacer seguimiento a la gestión de los agentes sobre sus compras y ventas en contratos, y emitir alertas ante comportamientos anormales. En el periodo de análisis se observó que algunos de los agentes generadores con portafolios hidroeléctricos contratan por encima de su OEF y ENFICC, lo que se puede convertir en un riesgo en periodos de escasez.

En el mismo sentido, se desarrolló un nuevo indicador que relaciona los ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa de los agentes generadores, y que, con una adecuada correlación con las demás variables e indicadores (como las ofertas de precio y la fijación de precios de bolsa), permite identificar variaciones en el comportamiento de los ingresos de los agentes, y explicar dichas variaciones. En el periodo de análisis se observaron los patrones de



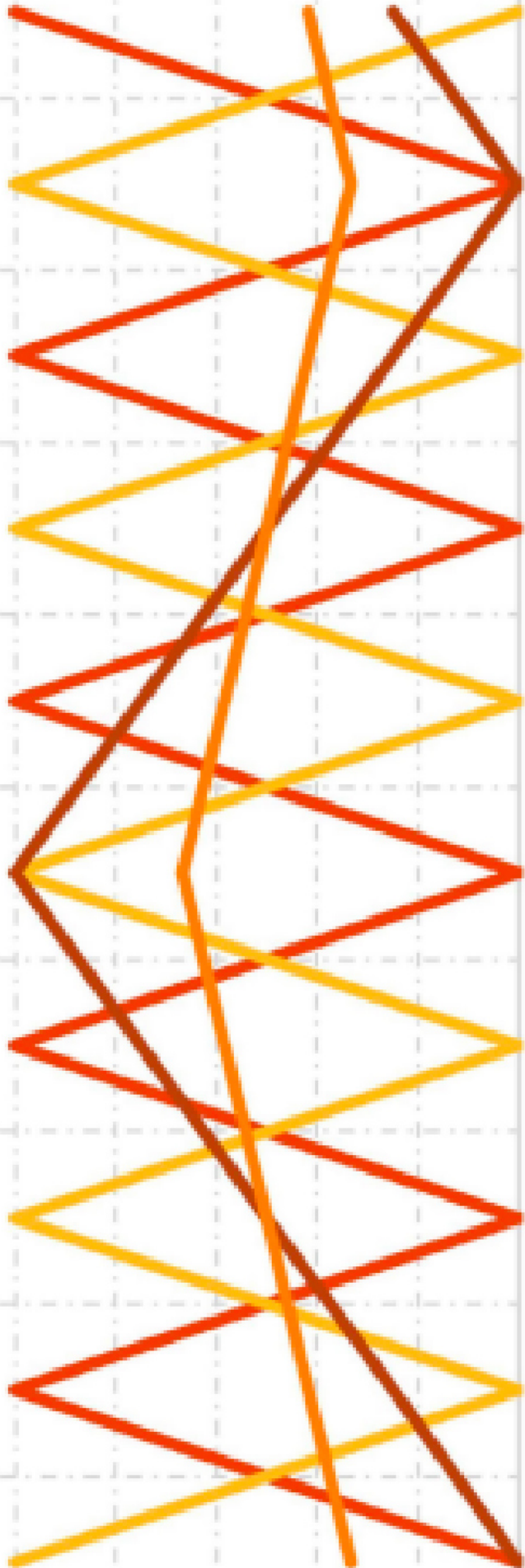
ingresos de los agentes más representativos, y se identificaron variaciones en dichos patrones explicadas por ciertos comportamientos de las variables asociadas. A partir de estos nuevos desarrollos se profundizarán los análisis en situaciones de estrés del sistema.

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF de las plantas hídricas, las plantas filo de agua o con baja regulación son las que presentan los mayores valores, explicado en parte por el recurso primario disponible; mientras que en las plantas térmicas se observan valores altos relacionados con fallas operativas o mantenimientos, así como un mayor uso de los mecanismos de respaldo; vale la pena anotar que esto no significa un incumplimiento de sus obligaciones, sino que da señales de alerta para que dichos agentes realicen las gestiones necesarias para que sus activos estén disponibles y para utilizar los mecanismos de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se materialice una situación de escasez.

Los indicadores del mercado de gas muestran que, a pesar de que se mantienen algunas diferencias en los precios para los térmicos en el interior y la Costa (entre 1 y 3 USD/MBTU más para los térmicos de la Costa), estas han disminuido, y se observa que en la mayoría de los campos el gas para generación térmica es más barato que para los otros sectores. El gas importado sigue siendo muy competitivo con respecto al gas nacional, situándose en precios promedio cercanos a 3 USD/MBTU, mientras que el gas nacional puede llegar a ser 1,6 veces más costoso.

En cuanto a los indicadores de participación de los productores en la contratación del mercado primario, se presentaron cambios debido a la mayor participación de Hocol y Canacol.

La curva agregada de contratos muestra que ya no se cuenta con contratos de precios por encima de 7,5 USD/MBTU, tanto para contratos firmes como interrumpibles, y que la mayor cantidad de oferta nacional contratada está en el rango entre 3 y 5 USD/MBTU. En el mercado secundario se presentan precios hasta de 18 USD/MBTU, pero las cantidades transadas a esos precios son menores.



**Carrera 18 No. 84 - 35
Bogotá D.C., Colombia
(57 1) 691- 3005
www.superservicios.gov.co**

