



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

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

DICIEMBRE 2020 - FEBRERO 2021



Natasha Avendaño García  
**Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios**

Diego Alejandro Ossa Urrea  
**Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible**

## **EQUIPO DE TRABAJO**

### **Equipo Electricidad:**

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

### **Equipo Tecnologías de Información:**

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

### **Equipo Gas Natural:**

Laura Eva Barragán Torres  
Omar Enrique Tovar de la Cruz

**Fecha de publicación: abril 2021**

# Contenido

Contenido .....	3
Lista de figuras .....	5
Lista de tablas.....	9
1. Resumen ejecutivo.....	11
2. Seguimiento a variables de mercado .....	13
2.1. Mercado de energía eléctrica .....	13
2.1.1. Oferta - Generación por combustible.....	13
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses.....	15
2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica .....	18
2.1.3.1. Indisponibilidad de plantas de generación .....	18
2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión .....	24
2.1.4. Demanda .....	26
2.1.5. Precios.....	28
2.1.6. Restricciones .....	31
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado .....	32
2.1.7.1. Convocatorias presentadas en SICEP.....	34
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado .....	35
2.1.9. Análisis de contratos por agente.....	36
2.2. Mercado de gas natural .....	43
2.2.1. Producción.....	43
2.2.2. Importaciones .....	45
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural .....	46
2.2.4. Demanda .....	51
2.2.5. Precios.....	59
3. Análisis de indicadores .....	62
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica .....	63
3.1.1. Indicador de concentración HHI.....	63
3.1.2. Índice de oferta residual .....	66
3.1.3. Seguimiento a la fijación de precios de bolsa.....	68
3.1.4. Análisis de precios ofertados y comparación de indicadores.....	70
3.1.5. Seguimiento a Indicadores de cubrimiento para generadores y comercializadores .....	82
3.1.6. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme .....	86

3.2. Indicadores mercado de gas natural .....	90
3.2.1. Índices de precios nacional vs importado .....	90
3.2.1.1. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico.....	92
3.2.2. Participación en la contratación del mercado primario por productor .....	93
3.2.3. Curva de oferta agregada de contratos .....	93
3.2.4. Análisis sobre Indicadores de Mercado Primario de Gas Natural definidos por la CREG .....	94
3.2.4.1. Indicador MP1 .....	96
3.2.4.2. Indicador MP2.....	99
3.2.4.3. Indicador MP3.....	103
3.2.4.4. Indicador MP4.....	105
3.2.4.5. Indicador MP5.....	109
3.2.4.6. Indicador MP6.....	112
4. Conclusiones.....	117



# Lista de figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.....	14
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.....	15
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis. .....	16
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.	16
Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis. ....	17
Figura 6. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis. .....	17
Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.....	19
Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. ....	21
Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. ....	23
Figura 10. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión. ....	24
Figura 11. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.....	24
Figura 12. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.....	25
Figura 13. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	25
Figura 14. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME. ....	26
Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y comparación frente al trimestre anterior, y demanda no atendida promedio mensual por región.....	27
Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis. ....	28
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.....	29
Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.....	29
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.....	30
Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.....	30
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. ....	31
Figura 22. Costo agregado diario de reconciliaciones positivas sin AGC por agente en el periodo de análisis.....	32
Figura 23. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis. .....	32
Figura 24. Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.....	33

Figura 25. Contratos con destino al mercado no regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.....	36
Figura 26. Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.....	40
Figura 27. Precios de los contratos para agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigentes al último día del periodo de análisis.....	41
Figura 28. Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.....	43
Figura 29. Producción total de gas por campo durante el último año.....	44
Figura 30. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.....	45
Figura 31 Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	45
Figura 32. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	46
Figura 33. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción.....	47
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.....	48
Figura 35 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.....	48
Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.....	49
Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.....	49
Figura 38. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.....	50
Figura 39. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.....	50
Figura 40. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	51
Figura 41. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.....	52
Figura 42. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.....	53
Figura 43. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.....	54
Figura 44. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.....	54
Figura 45. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.....	55
Figura 46. Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.....	55
Figura 47. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.....	56
Figura 48. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	56
Figura 49. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.....	57
Figura 50. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.....	57
Figura 51. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.....	58
Figura 52. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	59
Figura 53. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.....	60
Figura 54. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	61
Figura 55. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.....	62
Figura 56. Indicadores de concentración HHI.....	63
Figura 57. Evolución participación disponibilidad real por agente.....	64
Figura 58. Evolución de la participación de la generación real por agente.....	65
Figura 59. Evolución de la participación en la fijación de precios de bolsa.....	66

Figura 60. Indicador de oferta residual .....	67
Figura 61. Fijación precios de bolsa, diciembre 2020 - febrero 2021 .....	68
Figura 62. Comparación de indicadores EMGESA .....	72
Figura 63. Comparación de indicadores EPM .....	74
Figura 64. Comparación de indicadores ISAGEN .....	76
Figura 65. Comparación de indicadores CHIVOR.....	77
Figura 66. Comparación de indicadores CELSIA .....	79
Figura 67. Comparación de indicadores GECELCA .....	81
Figura 68. Porcentaje de contratación generadores .....	82
Figura 69. Porcentaje de generación para ventas GPV .....	83
Figura 70. Relación Ventas en contratos / OEF .....	84
Figura 71. Relación Ventas en contratos sobre ENFICC .....	85
Figura 72. Porcentaje de contratación para comercializadores .....	86
Figura 73. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> con el porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis .....	87
Figura 74. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> con el porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.....	88
Figura 75. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.....	91
Figura 76. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	91
Figura 77. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.....	92
Figura 78. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.....	93
Figura 79. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.....	94
Figura 80. Declaración de Producción 2019 vs 2020.....	95
Figura 81. Indicador MP1 agregado nacional.....	96
Figura 82. Indicador MP1 agregado por campos del interior. ....	97
Figura 83. Indicador MP1 agregado por campos de la costa.....	98
Figura 84. Indicador MP1 agregado por operador. ....	99
Figura 85. Indicador MP2 agregado nacional.....	100
Figura 86. Indicador MP2 agregado por campos del interior. ....	101
Figura 87. Indicador MP2 agregado por campos de la costa.....	101
Figura 88. Indicador MP2 agregado por operador. ....	102
Figura 89. Indicador MP3 agregado nacional.....	103
Figura 90. Indicador MP3 agregado por campos del interior. ....	104
Figura 91. Indicador MP3 agregado por campos de la costa.....	104
Figura 92. Indicador MP3 agregado operador.....	105
Figura 93. Indicador MP4 agregado nacional.....	106
Figura 94. Indicador MP4 agregado por campos del interior. ....	107
Figura 95. Indicador MP4 agregado por campos de la costa.....	108
Figura 96. Indicador MP4 agregado operador.....	108
Figura 97. Indicador MP5 agregado nacional.....	109
Figura 98. Indicador MP5 agregado por campos del interior. ....	110
Figura 99. Indicador MP5 agregado por campos de la costa.....	111

Figura 100. Indicador MP5 agregado operador.....	111
Figura 101. Indicador MP6 agregado nacional.....	112
Figura 102. Indicador MP6 agregado por campos del interior. ....	113
Figura 103. Indicador MP6 agregado por campos de la costa.....	114
Figura 104. Indicador MP6 agregado operador.....	114





# Lista de tablas

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.....	14
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.....	19
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. ....	21
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	23
Tabla 5. Cantidad de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis. ....	33
Tabla 6. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.....	34
Tabla 7. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis. ....	34
Tabla 8. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis. ....	36
Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.....	36
Tabla 10. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis.....	37
Tabla 11. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis, en GWh. ....	38
Tabla 12. Otras variables asociadas a la contratación por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en MWh. ....	39
Tabla 13. Precios de los contratos para agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh. ....	40
Tabla 14. Cantidad de contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis.....	42
Tabla 15 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD). ....	44
Tabla 16. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	46
Tabla 17. Variación de la demanda promedio en el periodo de análisis frente al trimestre anterior.....	52
Tabla 18. Variación de la demanda promedio para febrero 2021 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD). ....	53
Tabla 19. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis. ....	58
Tabla 20. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis. ....	58
Tabla 21. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior. ....	59
Tabla 22. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.....	60
Tabla 23. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior. ....	61

Tabla 24. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior. ....	62
Tabla 25. Estadísticos básicos HHI .....	63
Tabla 26. Precios de bolsa en comparación con promedios de plantas a carbón .....	69
Tabla 27. Estadística descriptiva básica precios de oferta EMGESA.....	71
Tabla 28. Promedio mensual para los indicadores analizados para EMGESA .....	72
Tabla 29. Estadística descriptiva básica precios de oferta EPM.....	73
Tabla 30. Promedio mensual de indicadores analizados para EPM.....	75
Tabla 31. Estadística descriptiva básica precios de oferta ISAGEN.....	75
Tabla 32. Promedio mensual de indicadores ISAGEN.....	76
Tabla 33. Estadística descriptiva básica precios de oferta CHIVOR .....	77
Tabla 34. Promedio mensual de Indicadores Chivor.....	78
Tabla 35. Estadística descriptiva básica precios de oferta CELSIA .....	78
Tabla 36. Promedio mensual de Indicadores CELSIA .....	80
Tabla 37. Estadística descriptiva básica precios de oferta GECELCA.....	80
Tabla 38. Promedio mensual de Indicadores GECELCA.....	81
Tabla 39. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis. ....	87
Tabla 40. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> de plantas térmicas en el periodo de análisis...	88

# 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 diciembre de 2020 y el 28 de febrero de 2021, 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, disponibilidad y fijación de precios de bolsa; ii) índice de oferta residual; iii) indicadores de seguimiento a la fijación de precios de bolsa; iv) análisis de precios ofertados y comparación de indicadores, v) Indicadores de cubrimiento para generadores y comercializadores; vi) indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme. 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; iii) curva agregada de oferta de contratos y iv) Análisis sobre el mercado primario del gas natural. Finalmente se presentan algunas conclusiones para el periodo de análisis.


En cuanto al seguimiento de variables del mercado eléctrico, sobresale que para el periodo se observa un comportamiento en la demanda con una pendiente similar a las proyecciones de la UPME, sin lograr aun recuperarse la demanda ni acercarse a los valores de la proyección de la Unidad de Planeación. No obstante, la generación para finales del año presentó una leve caída la cual se empezó a recuperar en el transcurso del mes de enero y febrero de 2021, especialmente, con generación de recursos fósiles.

El periodo de análisis se caracterizó por ser un periodo de bajos aportes hídricos por el inicio del verano 20-21. El volumen útil del embalse agregado al iniciar el mes de diciembre 2020 estuvo cercano al 77% y, posteriormente, empezó a decrecer hasta un nivel cercano al 53% a finales de febrero 2021. A pesar de que los aportes hídricos estuvieron bajos por el inicio del verano 20-21, éstos estuvieron en un nivel cercano a la media histórica. Es decir, los aportes medios del periodo analizado estuvieron cercanos a los 120 GWh/día.

En cuanto a los contratos en convocatorias del SICEP se está mostrando un dinamismo en el mercado de contratos para atención de la demanda regulada, es de anotar que para este periodo todas las convocatorias fueron con contratos tipo Page lo Contratado – PC – de los cuales se presentaron 6 adjudicaciones en este periodo.

Continúan existiendo 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.

En lo referente al costo de las restricciones, se mantuvo muy estable durante el mes de diciembre de 2020 y mediados del mes de enero de 2021, posterior a esta fecha se observa un comportamiento más variable con una leve tendencia a disminuir.



El mercado eléctrico sigue teniendo una alta concentración en la fijación de precios, relacionada con la agregación de portafolios por parte de pocos agentes (seis agentes). En cuanto a la concentración por disponibilidad y generación reales, se observó una concentración media, debido a que se requirió de al menos once agentes para cubrir el 90% de estos indicadores.

En cuanto a la fijación de los precios de bolsa, se observaron fluctuaciones entre 100 y 250 \$/kWh durante los dos primeros meses del periodo analizado, y entre 250 y 350 \$/kWh durante el mes de febrero de 2021.

En lo relacionado con el mercado de gas natural, el trimestre se caracterizó por una demanda estable en la que no se presentaron los picos de demanda térmica que se habían observado en meses anteriores. En general, los sectores de consumo continuaron su recuperación y para el mes de febrero, ya habían alcanzado niveles parecidos a los que habían tenido un año atrás, antes del inicio de las medidas de aislamiento implementadas en el país a causa de la emergencia sanitaria por el COVID, que causaron una caída importante de la demanda. Es de resaltar la recuperación de la demanda del sector vehicular e industrial, los cuales habían sido los más afectados.

Por otra parte, la demanda térmica se encuentra muy por debajo de los niveles alcanzados para la misma época del 2019-2020. Lo anterior se debe a que el año anterior, los precios de bolsa habían ayudado a que una buena parte de las plantas térmicas pudieran entrar al despacho por mérito. Sin embargo, en los primeros meses de este año, a pesar de que los precios de bolsa han estado en niveles relativamente altos, no han sido suficientes para mantener un nivel de generación térmica a gas comparable con el del año pasado. Lo anterior se ve reflejado claramente en el hecho que durante el trimestre en cuestión no se necesitó la importación de volúmenes de gas natural licuado para atender las necesidades de las térmicas de la Costa.

Aprovechando esa baja demanda térmica, se llevó a cabo un nuevo mantenimiento de la Planta de Regasificación SPEC a comienzos de diciembre. Fueron 5 días en los que la infraestructura de importación no estuvo disponible, pero gracias a la coordinación de los agentes de los sectores tanto de gas como eléctrico, su desarrollo no presentó inconvenientes.

En lo que respecta a precios de gas natural, para el trimestre se presentó una caída general con respecto al trimestre anterior. La disminución se debió principalmente a una reducción en los precios de la Costa Atlántica del gas con destino al sector térmico que, debido a la menor demanda, llevó a que no existiera tanta presión en las negociaciones de corto plazo. Sin embargo, el 1 de diciembre iniciaron los contratos que fueron negociados en el anterior proceso de comercialización y que muestran una clara tendencia de los contratos de largo plazo de aumento de precios en todos los sectores.

Por último, en el presente boletín incluiremos un análisis de un grupo de indicadores que la CREG había definido en la resolución 089 de 2013 (actualmente 186 de 2020) para el mercado primario, que el Gestor de Mercado ha venido calculando en los últimos años, pero sobre los cuales no se conoce ningún tipo de análisis. Consideramos relevante analizar los resultados que arrojan estos indicadores actualmente y su pertinencia para apoyar la toma de decisiones del sector, en el mediano y largo plazo.

## 2. Seguimiento a variables de mercado

### 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.

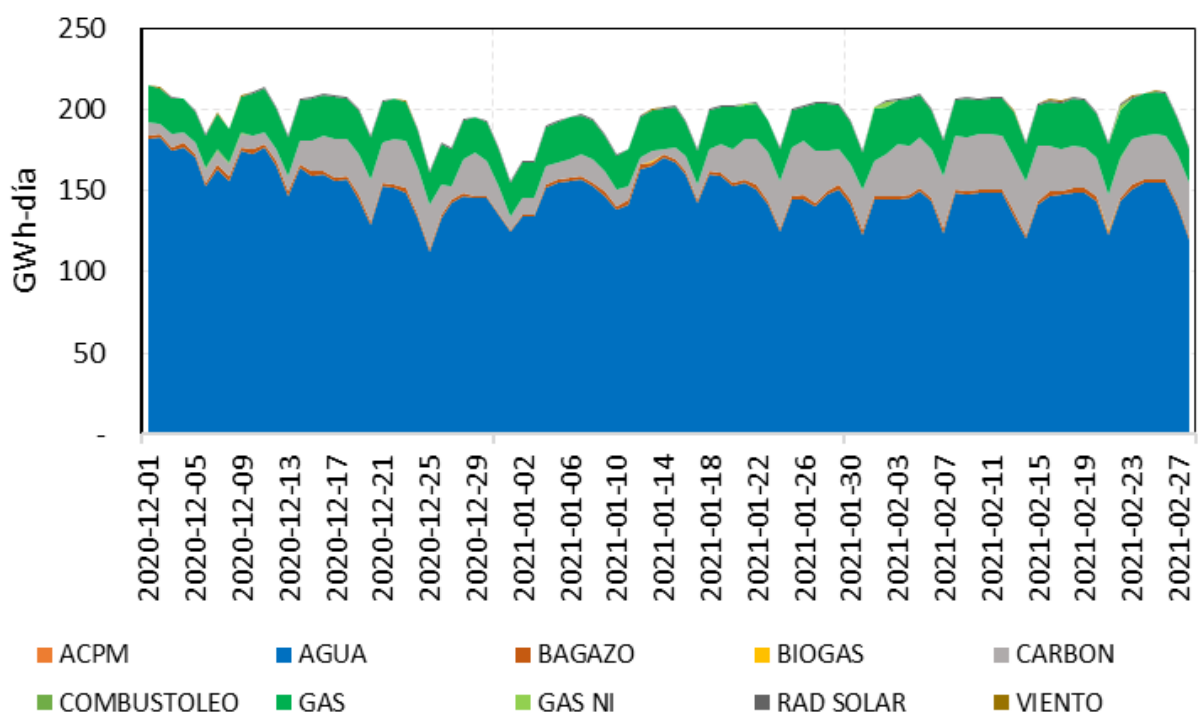
Las principales variables que se analizan son: oferta (generación por tipo de combustible y niveles de embalse), eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación y transmisión, comportamiento de la demanda, precios, restricciones y estadísticas del mercado de contratos.

#### 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. De este modo se observa que, con el recurso hídrico se generó el 75.63% de la energía del periodo diciembre de 2020 a febrero de 2021, mientras que los recursos fósiles participaron con el 23.89%, y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 0.49%. De este modo se presentó un aumento desde la segunda semana de enero en lo correspondiente a la generación que venía reduciendo para el mes de diciembre, este asociado a las festividades decembrinas que por lo general disminuye la curva de generación del país.

En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis, se observa un aumento después de la mitad del mes de enero, presentando una estabilidad en el resto del mes y durante el mes de febrero del 2021, es de anotar que, para los la segunda mitad del mes de enero se observa un crecimiento progresivo de la generación con recursos de carbón (ver Figura 1).

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



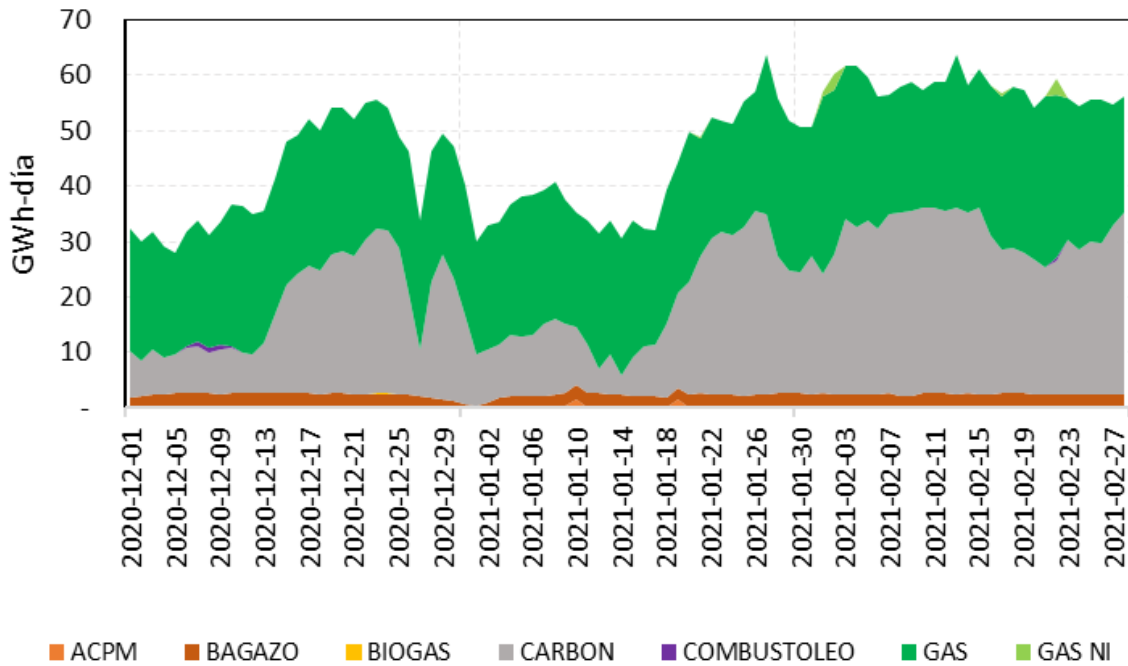
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
ACPM	3,36	0,02
AGUA	13.407,33	75,63
BAGAZO	213,22	1,20
BIOGAS	0,69	0,00
CARBON	1.832,72	10,34
COMBUSTOLEO	3,46	0,02
GAS	2.173,88	12,26
GAS NI	7,74	0,04
RAD SOLAR	72,54	0,41
VIENTO	13,45	0,08
Total	17.728,40	100,00
Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)

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 embalses

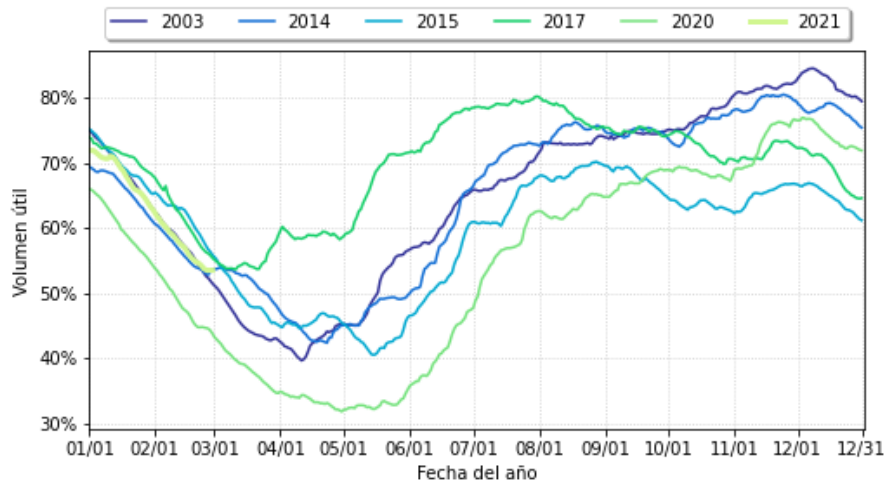
La Figura 3 y la Figura 4 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario<sup>1</sup>, tanto en porcentaje como en energía, respectivamente; los datos se muestran de manera diaria para el periodo de análisis y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años de referencia relevantes<sup>2</sup> (2003, 2014, 2015, y 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 (diciembre 2020 – febrero 2021), el nivel de embalse se mantuvo cerca de la media de los demás años de referencia, presentando un decrecimiento aproximado de 24%, pasando de 77% a principios de diciembre y llegando a 53% a final de febrero. Este comportamiento se dio principalmente por una disminución en los aportes hídricos que se han presentado en todo el país por el inicio del verano (Figura 5 y Figura 6). Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar al descrito anteriormente, respecto a los años anteriores presenta un mayor nivel de energía, alcanzando niveles similares al de la serie del año 2017. Lo anterior ocurre porque la capacidad de embalse del 2020-2021 es superior respecto a los demás años.

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

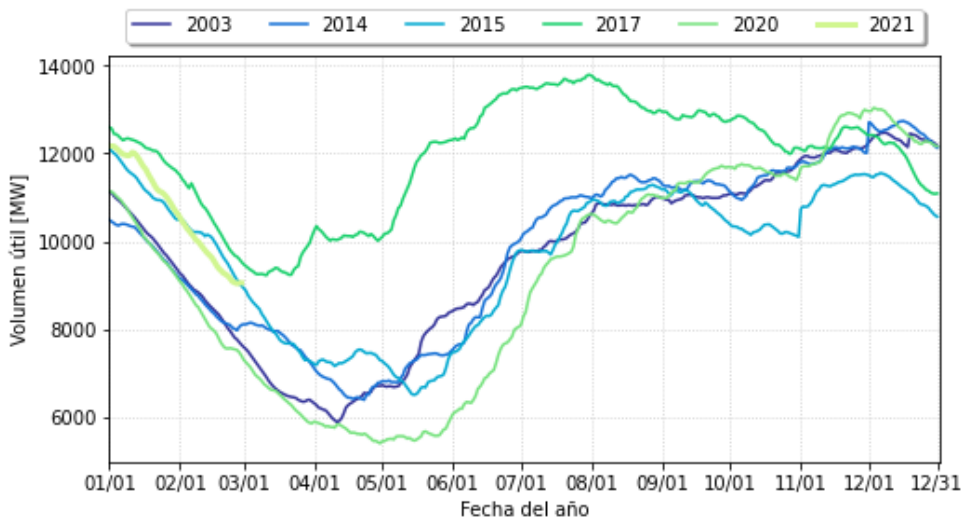
<sup>2</sup> Los años 2003, 2014, y 2015 se consideran años con bajos aportes, mientras que el año 2017 se consideró un año húmedo.

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.



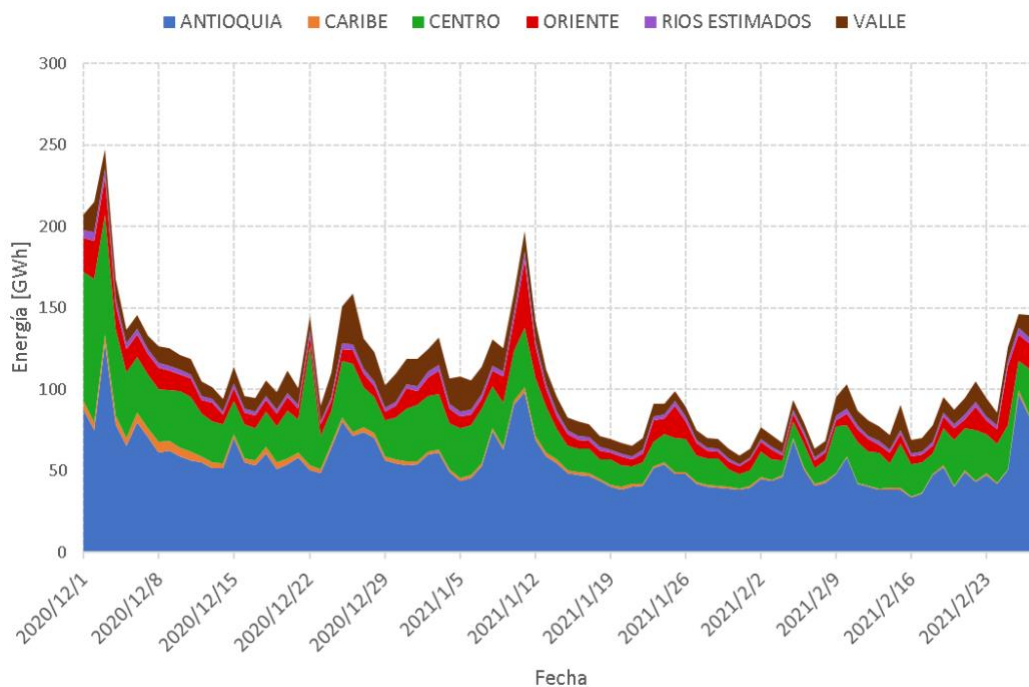
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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 60 y 240 GWh-día aproximadamente, y el mes con mayor cantidad de aportes fue diciembre 2020 (promedio cercano a 140 GWh-día), mientras que enero y febrero 2021 tuvieron un promedio cercano a 100 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 los aportes del periodo de análisis sobre la media histórica. Se puede observar que los aportes del mes de diciembre 2020 siguieron la tendencia de decrecimiento que presentaron los años 2016 y 2017; por otro lado, los aportes del mes de enero 2021 estuvieron por encima de la media histórica durante dos semanas, y por debajo de la misma en sus dos semanas finales. Finalmente, para el mes de febrero 2021 los aportes estuvieron principalmente por debajo de la media histórica.

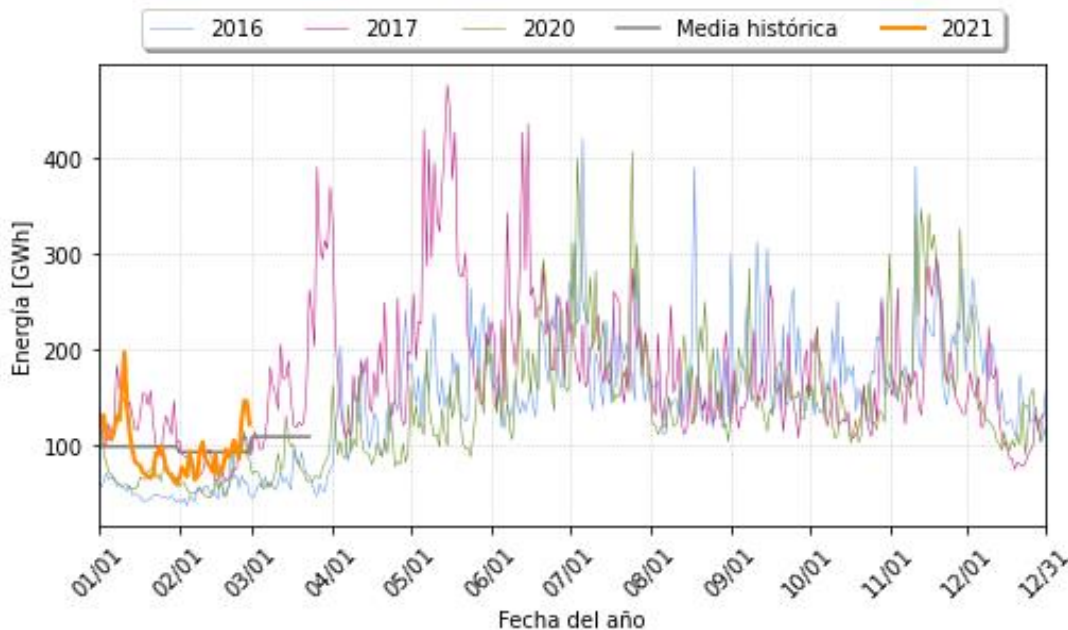


Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.



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

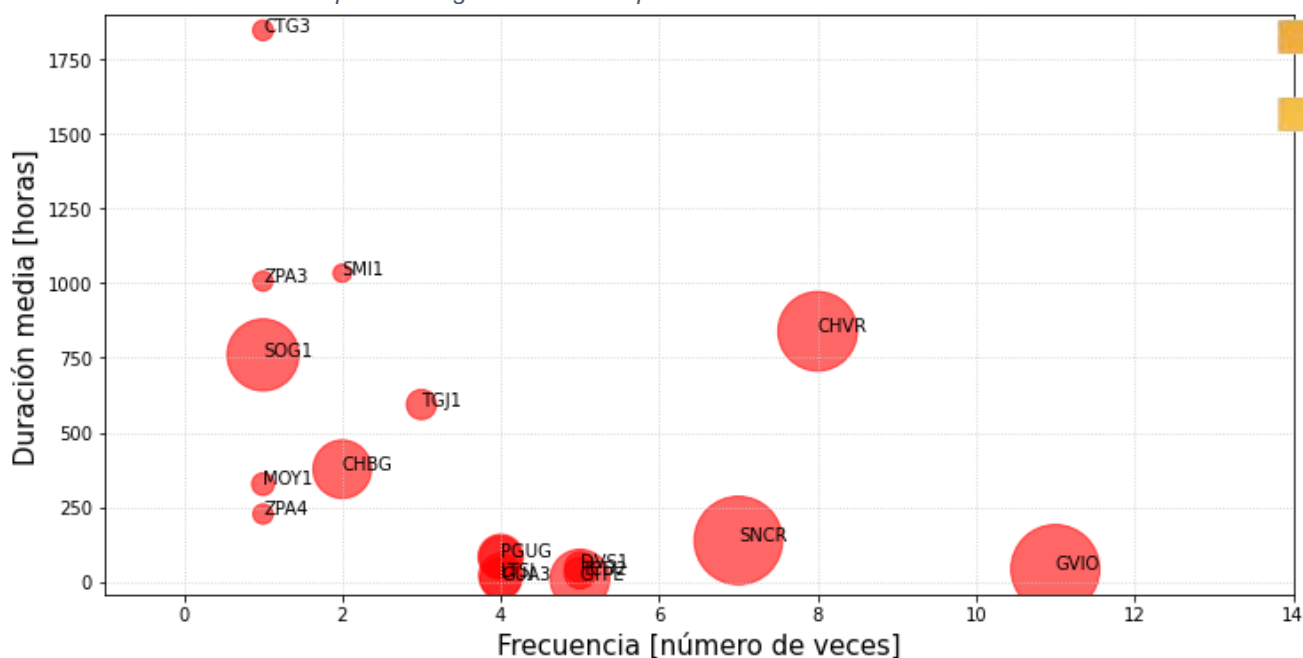
La Figura 7 muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación para el periodo de análisis, asociados únicamente a mantenimientos programados<sup>3</sup>. Se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. 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 Guavio, con una frecuencia de 11 mantenimientos y una duración media cercana a 43 horas, seguida por Chivor con 8 mantenimientos y duración media de 838 horas. Por otro lado, Cartagena 3 presentó un mantenimiento con una duración media de 1847 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.

---

<sup>3</sup> 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.

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.

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

NOMBRE	CÓDIGO	DURACIÓN (H)	FRECUENCIA
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	327,00	1
BARRANQUILLA 3	TBQ3	120,00	1
BARRANQUILLA 4	TBQ4	120,00	1
BETANIA	CHBG	376,98	2
CARTAGENA 1	CTG1	48,00	1
CARTAGENA 3	CTG3	1847,00	1
CHIVOR	CHVR	838,98	8
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	48,68	5
ESMERALDA	ESMR	66,11	2
GECELCA 3	GEC3	102,00	1
GECELCA 32	GE32	47,58	1
GUADALUPE III	GUA3	9,46	4
GUADALUPE IV	GUA4	9,02	2
GUAJIRA 1	TGJ1	593,74	3
GUATAPE	GTPE	9,13	5
GUAVIO	GVIO	42,84	11
JAGUAS	JAGS	28,49	2
LA GUACA	PGUG	83,34	4
LA TASAJERA	LTSJ	21,73	4
MIEL I	HMLG	97,18	1
PAIPA 3	PPA3	71,93	1
PARAISO	PGUG	83,34	4

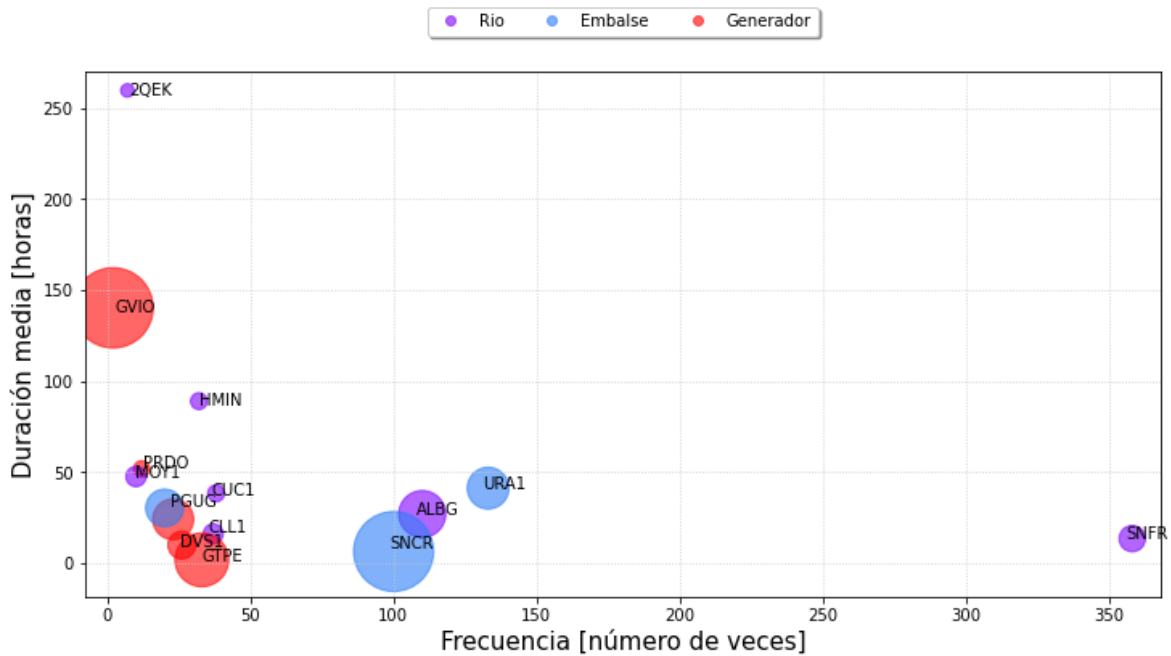
NOMBRE	CÓDIGO	DURACIÓN (H)	FRECUENCIA
PLAYAS	PLYS	9,69	3
PORCE II	PRC2	14,25	1
SALTO II	2QEK	10,00	1
SAN CARLOS	SNCR	138,30	7
SAN MIGUEL	SMI1	1033,56	2
SOGAMOSO	SOG1	759,83	1
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	66,13	2
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	29,28	5
TERMOYOPAL 2	TYP2	14,00	1
TERMOYOPAL G3	TYP3	33,52	2
ZIPAEMG 2	ZPA2	48,00	1
ZIPAEMG 3	ZPA3	1007,00	1
ZIPAEMG 4	ZPA4	226,95	1

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.*

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 con 358 eventos, seguida por Urrá y Alban, con valores de 133 y 110 eventos, respectivamente; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Salto II (259,6 horas), seguida por Guavio (140,19 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 50 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 50 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 generador.

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
ALBAN	ALBG	26,92	110
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	47,51	10
BETANIA	CHBG	7,59	8
CALIMA	CLMG	22,66	6
CARLOS LLERAS	CLL1	16,07	37
CUCUANA	CUC1	38,31	38
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	9,86	26
EL QUIMBO	QUI1	1,19	3
ESCUELA DE MINAS	HMIN	88,95	32
ESMERALDA	ESMR	0,26	4
GUADALUPE III	GUA3	1,40	10
GUADALUPE IV	GUA4	3,44	4
GUATAPE	GTPE	1,76	33
GUAVIO	GVIO	140,19	2
JAGUAS	JAGS	0,74	2
LA GUACA	PGUG	24,05	23
LA TASAJERA	LTSJ	0,27	1
MIEL I	HMLG	3,68	8
PARAISO	PGUG	30,27	20
PORCE II	PRC2	3,46	2
PORCE III	PRC3	10,40	14
PRADO	PRDO	51,79	12

NOMBRE	CÓDIGO	DURACIÓN (H)	FRECUENCIA
SALTO II	2QEK	259,66	7
SALVAJINA	SLVJ	2,14	2
SAN CARLOS	SNCR	6,35	100
SAN FRANCISCO	SNFR	13,43	358
SAN MIGUEL	SMI1	2,85	14
SOGAMOSO	SOG1	2,31	3
TRONERAS	TRON	5,51	9
URRA	URA1	41,16	133

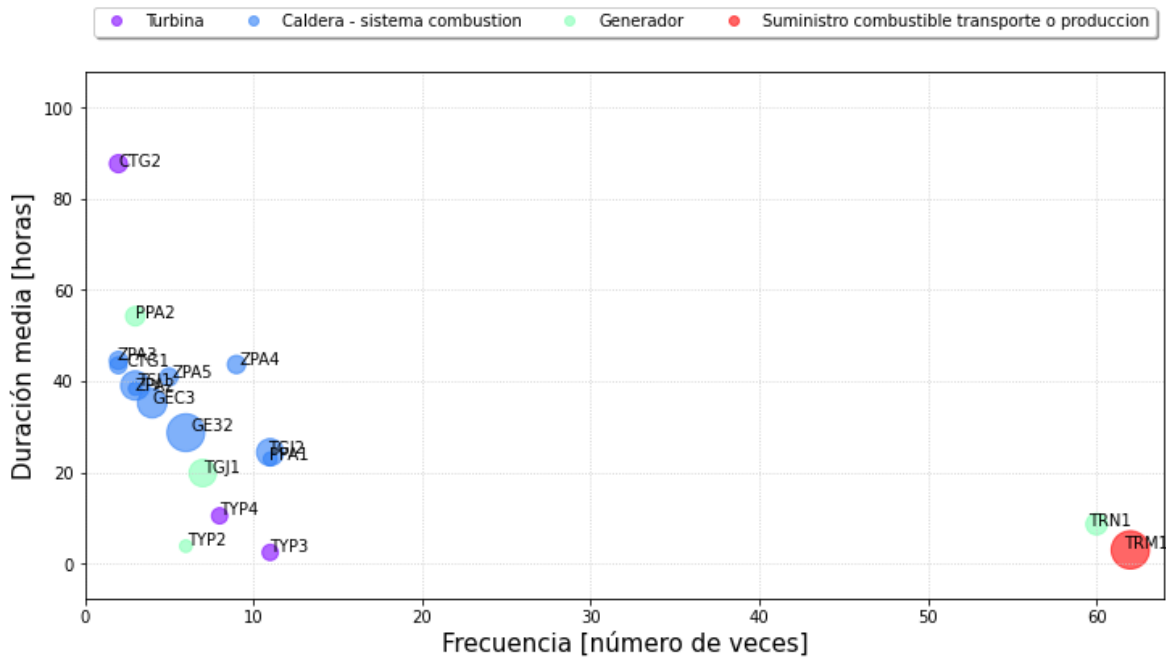
*Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.*

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 12 veces), siendo las unidades de Termocentro (62 veces) y Termonorte (60 veces) las que presentan los mayores valores; y una duración media de las indisponibilidades por debajo de 60 horas, siendo la unidad Cartagena 2 la que presentó la mayor duración media por evento de indisponibilidad con 87,65 horas.

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

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.

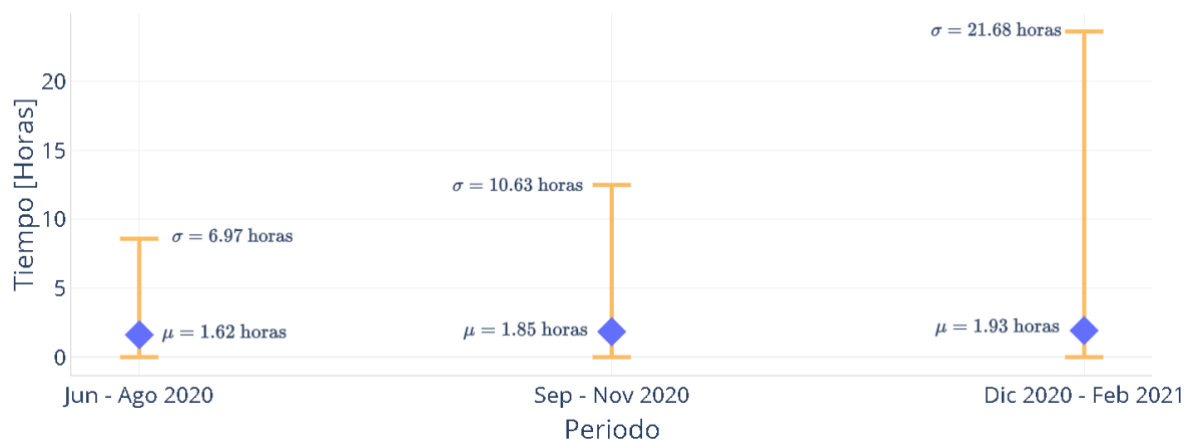
NOMBRE	CÓDIGO	DURACIÓN (H)	FRECUENCIA
CARTAGENA 1	CTG1	43,44	2
CARTAGENA 2	CTG2	87,65	2
GECELCA 3	GEC3	35,11	4
GECELCA 32	GE32	28,67	6
GUAJIRA 1	TGJ1	19,81	7
GUAJIRA 2	TGJ2	24,37	11
PAIPA 1	PPA1	22,90	11
PAIPA 2	PPA2	54,21	3
PAIPA 3	PPA3	1,12	3
PAIPA 4	PPA4	2,62	1
TASAJERO 1	TSJ1	39,01	3
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	0,30	1
TERMOCENTRO CC	TRM1	2,97	62
TERMODORADA 1	TDR1	5,00	1
TERMONORTE	TRN1	8,60	60
TERMOYOPAL 2	TYP2	3,79	6
TERMOYOPAL G3	TYP3	2,41	11
TERMOYOPAL G4	TYP4	10,43	8
ZIPAEMG 2	ZPA2	38,33	3
ZIPAEMG 3	ZPA3	44,50	2
ZIPAEMG 4	ZPA4	43,61	9
ZIPAEMG 5	ZPA5	40,88	5

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

### 2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

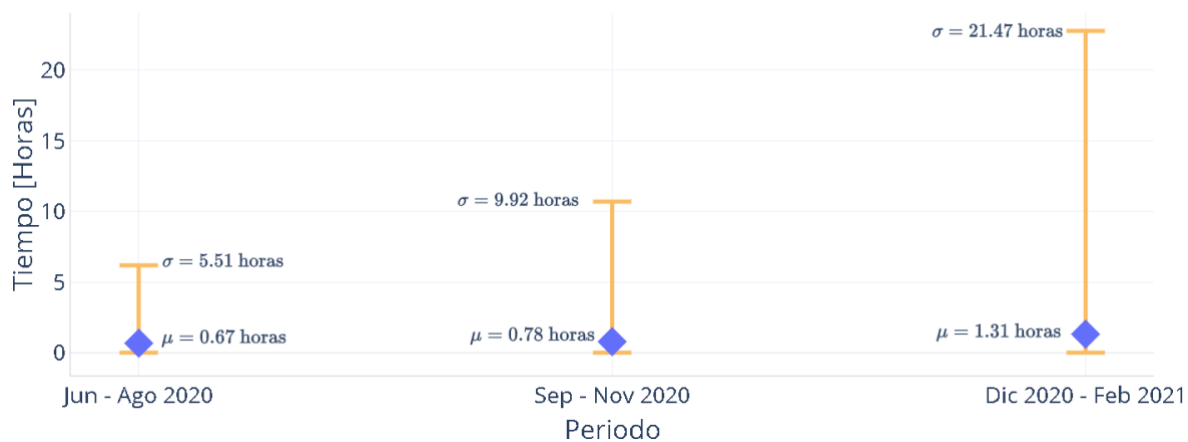
La Figura 10 y la Figura 11 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas de los activos de transmisión, respectivamente, comparando el periodo de análisis con las estadísticas de los trimestres anteriores. Para el periodo diciembre 2020-febrero 2021, en el caso de las horas de indisponibilidad, la media y desviación estándar fueron 1,93 y 21,68 horas, respectivamente, es decir, 4% de aumento en la media y 104% de aumento en la desviación estándar con respecto al trimestre anterior; por otro lado, en promedio se compensaron 1,31 horas por activo en el periodo de análisis, con una desviación estándar de 21,41 horas (Figura 11), lo que significa aumentos de 75% y 116%, 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.

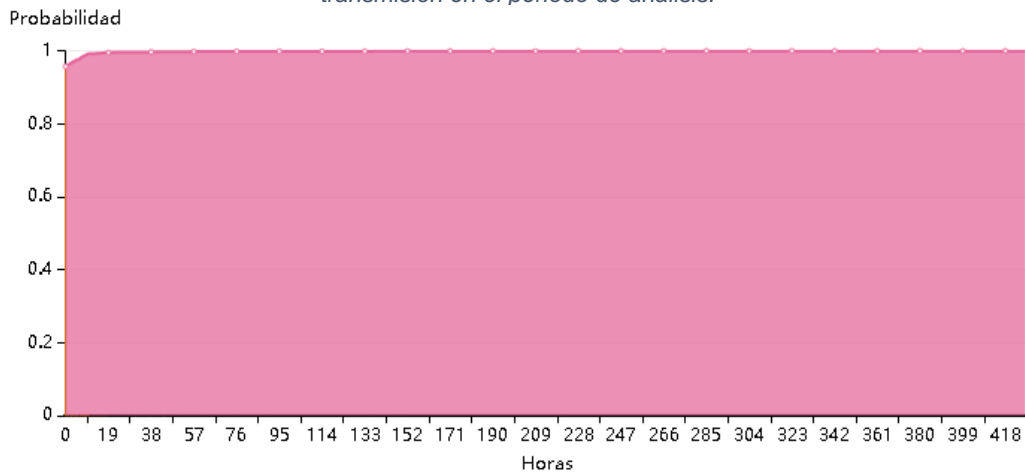
La Figura 12 y la Figura 13 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 12 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión al año. La densidad de probabilidad muestra que más del 95% de los activos tienen una indisponibilidad entre



0 y 1 horas; y en cuanto a probabilidad acumulada, se observa que el 99% se encuentra entre 0 y 10 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 CARACOLI-TERMOFLORES 1 220kV (aparece dos veces) con más de 600 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 Noroeste.

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

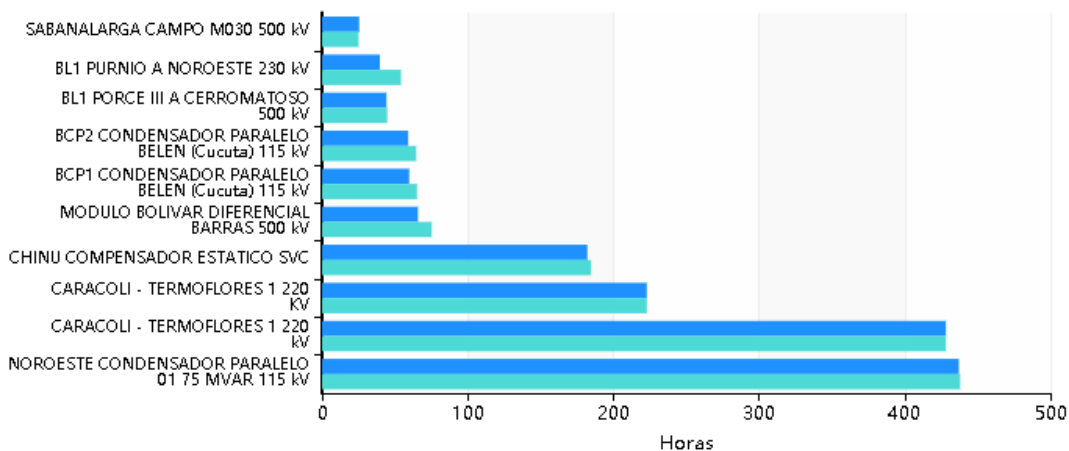


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

Horas de compensación Horas de indisponibilidad Probabilidad de horas de indisponibilidad < 1/2 >

Activos (Agentes) de transmisión con más horas de disponibilidad en el periodo de análisis



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

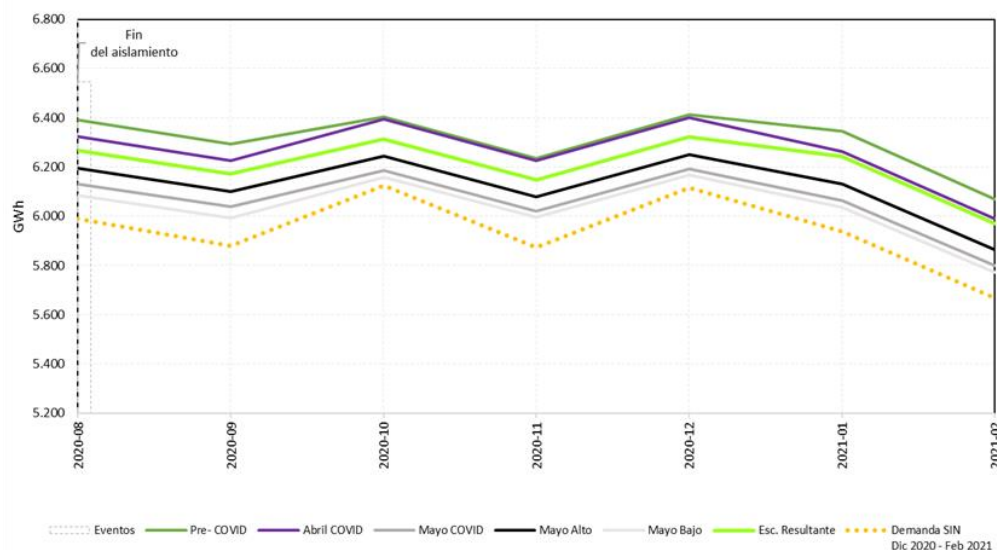
## 2.1.4. Demanda

En la Figura 14 se muestra la evolución de la demanda agregada mensual para el periodo de análisis (línea punteada amarilla), en comparación con los escenarios de proyección de demanda de la UPME publicados en junio de 2020.

Se observa la reducción de la demanda como consecuencia de las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) adoptadas por el gobierno nacional, y se evidencia que a la fecha la demanda del país no se recupera de acuerdo con estas proyecciones de la UPME. En el periodo de análisis se observa que la demanda real del país presenta un comportamiento similar a la proyección de la UPME; tanto así que para el mes de diciembre de 2020 la demanda estuvo más cerca a la proyección de Mayo BAJO pero sin llegarla a alcanzar, además, para lo que corresponde el periodo de diciembre de 2020 a febrero de 2021 la demanda presentó una pendiente negativa de acuerdo con el comportamiento en las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, de este modo llegando a un valor mínimo en el mes de febrero con un valor de 5.668 GWh.

La máxima demanda alcanzada para este periodo correspondiente a diciembre de 2020 que presentó un valor de 6.115 GWh, con un comportamiento de disminución para los otros dos meses.

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



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

Sobre el mapa de la Figura 15 se presenta la demanda promedio mensual por región para el periodo diciembre de 2020 y febrero 2021, 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 anterior, y finalmente, la demanda no atendida (DNA)

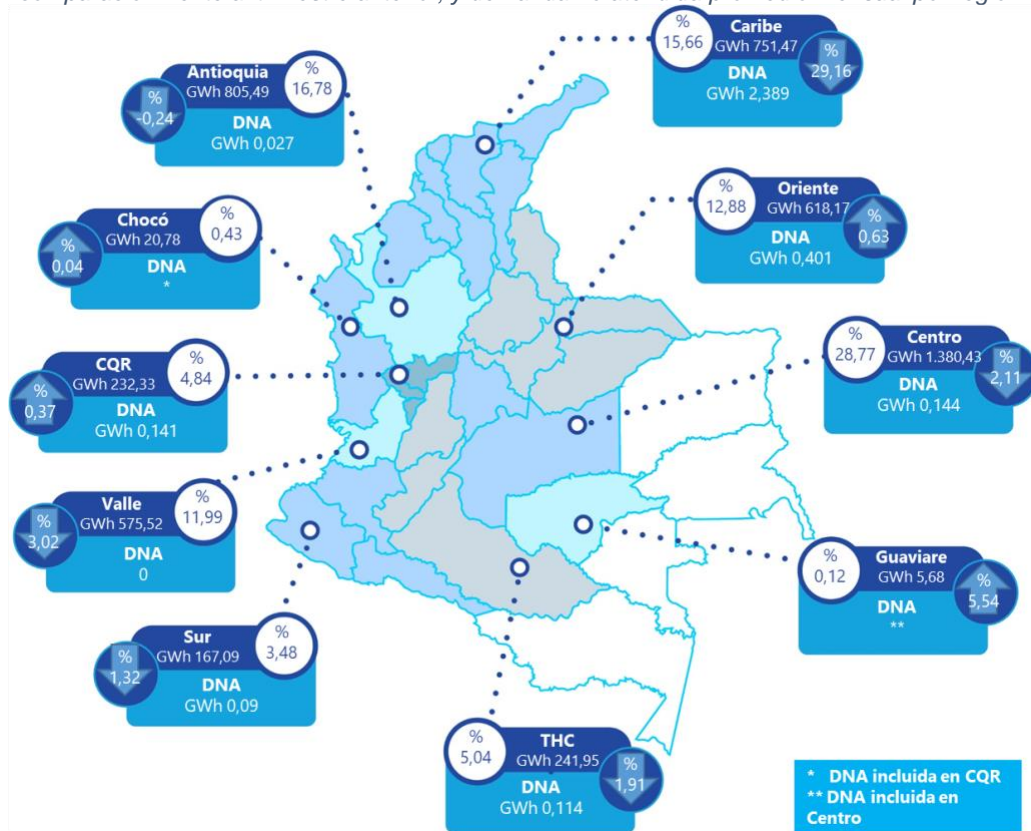
<sup>4</sup> promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis comprendido entre diciembre de 2020 y febrero de 2021.

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Centro (28,77%), Antioquia (16,78%) y Caribe (15,66%); mientras que las regiones que más crecieron para el periodo de análisis respecto al trimestre anterior fueron Guaviare (5,54%) y Oriente (0,63%).

Se presentaron unas afectaciones negativas asociadas al impacto del COVID-19 en la demanda del país, en las regiones como: Antioquia (-0,24%), Valle (-3,02%), Sur (-1,32%), THC<sup>5</sup> (-1,91%), Caribe (-29,16%) y Centro (-2,11%).

Para este periodo de análisis se observa que la región que presenta la reducción más importante en su demanda es la región Caribe que tiene una reducción respecto al trimestre anterior del 29,16% y además fue el que presentó la DNA más alta de todas las regiones del país.

Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y comparación frente al trimestre anterior, y demanda no atendida promedio mensual por región.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

<sup>4</sup> Tomada de: <http://eventos.xm.com.co/eventos/SitePages/default.aspx>

<sup>5</sup> THC - Tolima, Huila y Caqueta

## 2.1.5. Precios

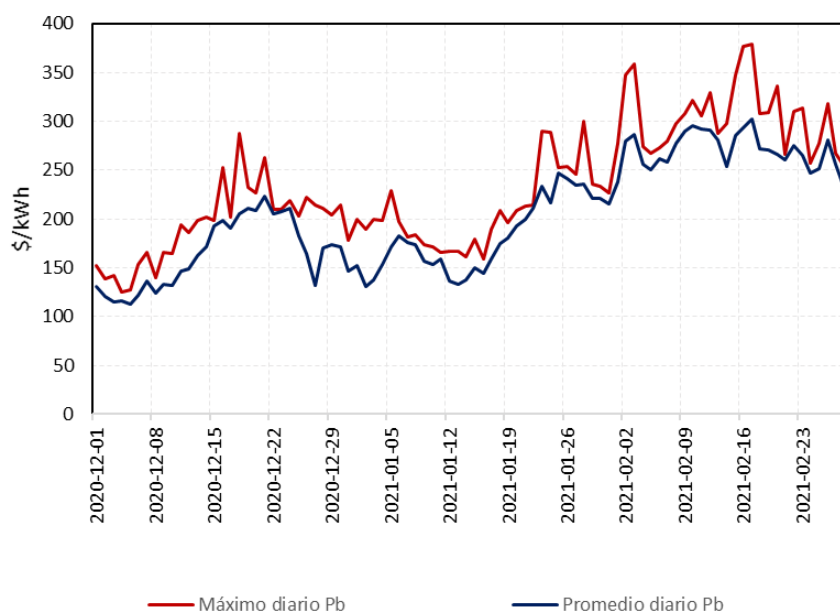
En este apartado se presenta la evolución del precio de bolsa (Pb) para el periodo de análisis, así como una comparación del mismo con otras variables representativas como el volumen útil diario de los embalses, el costo asociado a las restricciones, y otros referentes como el precio de escasez de activación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

Como se observa en la Figura 16, el precio promedio diario de bolsa tuvo un valor máximo de 307.87 \$/kWh a mediados del mes de febrero y un valor mínimo de 112,46 \$/kWh empezando el mes de diciembre; el promedio en el periodo de análisis fue de 202,80 \$/kWh; el precio promedio diario cerró el periodo en 231.54 \$/kWh. En general, los precios promedio desde comienzos del mes de diciembre presentan un crecimiento y un comportamiento de pendiente positiva.

El detalle del comportamiento mostrado en la Figura 16 se describe a continuación y se evidencia en la Figura 17 a Figura 20:

- El precio de bolsa empezó el periodo con valores cercanos a los 113 \$/kWh, con un comportamiento progresivo al alza llegando a estabilizarse en las últimas semanas del mes de febrero en valores de 268 \$/kWh.

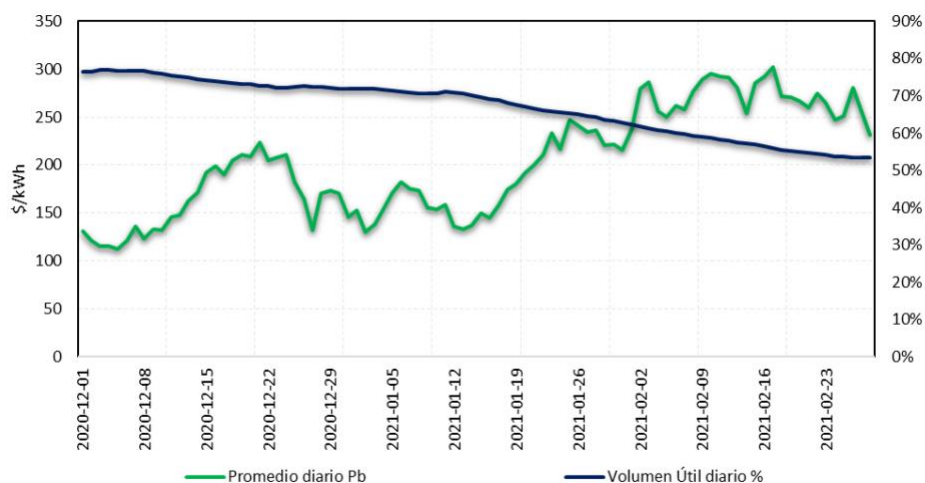
Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- La correlación entre el volumen útil diario de los embalses y el precio de bolsa fue negativa durante todo el periodo de análisis, es decir, el precio disminuyó a medida que el volumen útil del embalse subió. Durante el periodo se observa como el volumen útil tuvo valores iniciando el mes de diciembre de 2020 cercanos al 77% y finalizando el febrero de 2021 cercanos al 53%, siendo este último su punto mínimo, se sigue presentando un comportamiento negativo en el aumento de nivel de embalses en el país como se puede observar en la Figura 17.

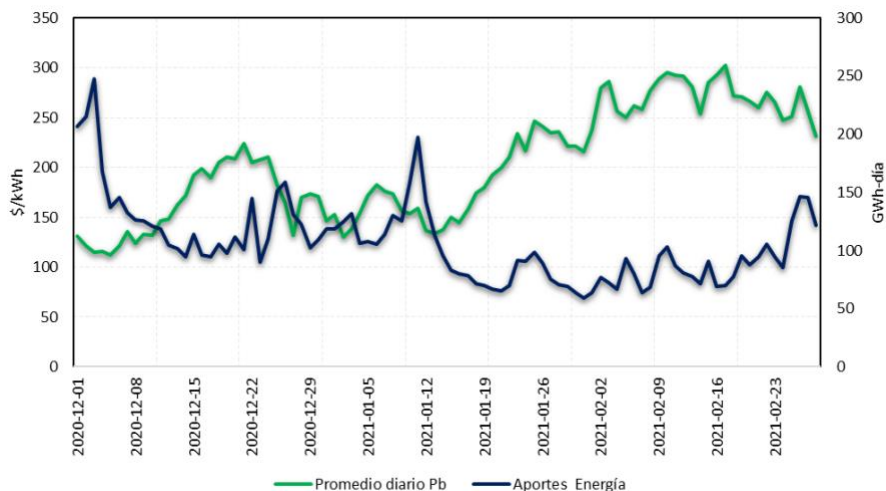
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Como se puede ver en la Figura 18, la mayor cantidad de los aportes se presenta durante el mes de diciembre y los primeros días del mes de enero teniendo dos picos el día 03 de diciembre de 2020 y el día 11 de enero de 2021. Los aportes presentaron un valor promedio de 106,36 GWh-día en el periodo de análisis. Se observa una correlación negativa en el transcurso del periodo donde a menores aportes el precio de bolsa presentaba tendencia a aumentar.

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

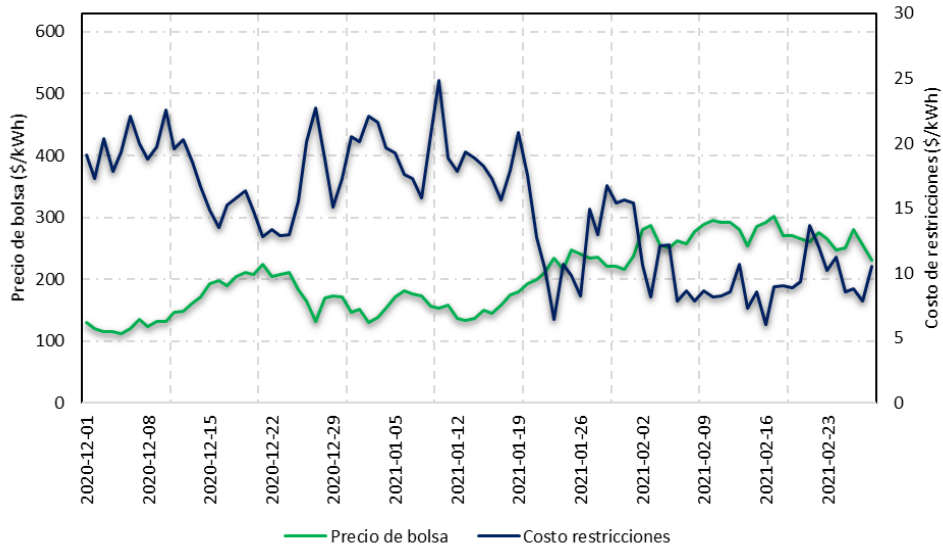


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Ante el comportamiento del precio de bolsa observado durante el periodo análisis, en la Figura 19 se observa que el costo de las restricciones tuvo su valor máximo el día 10 de enero de 2021 con un valor de 24,79 \$/kWh y un valor mínimo de 6,07 \$/kWh para el 16 de febrero de 2021. Se puede observar que se presentó una disminución en el costo de las restricciones, registrando sus valores máximos

durante los meses de diciembre de 2020 y la primera mitad del mes de enero de 2021.

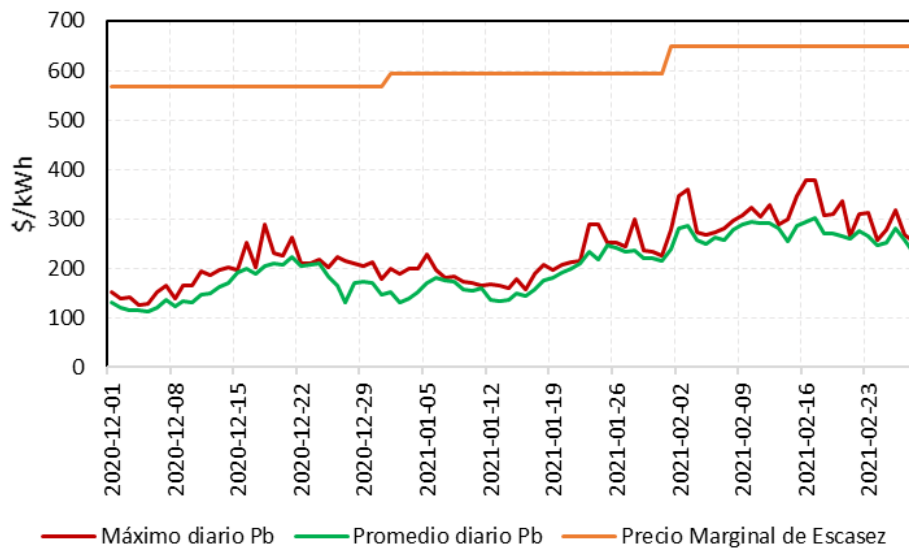
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.



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 como se observa en la Figura 20.

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

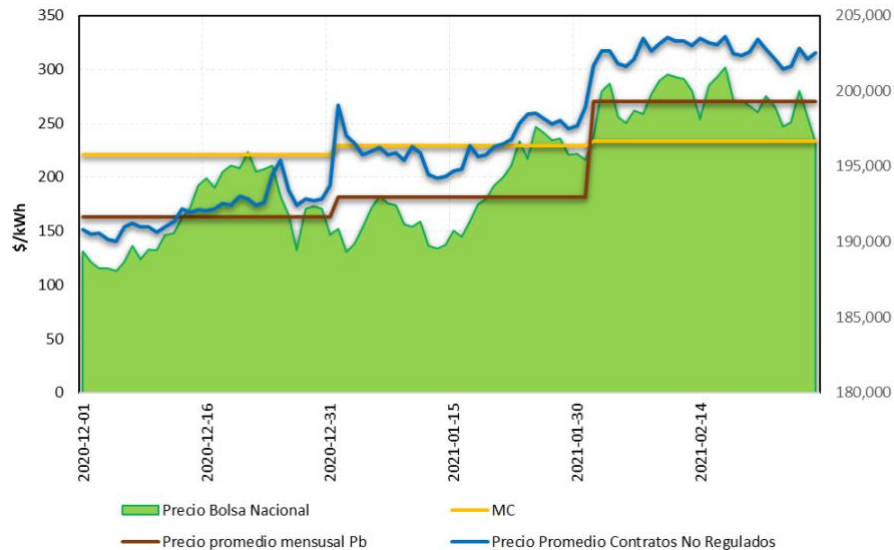


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Finalmente, la Figura 21 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del

MC<sup>6</sup> y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados; así, se observa que frente al aumento del precio de bolsa, el efecto se refleja casi que inmediatamente en los otros referentes de precio como el del precio promedio de contratos no regulados, además, se presenta una variación del precio promedio mensual Pb que está ligado directamente al precio de bolsa.

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.



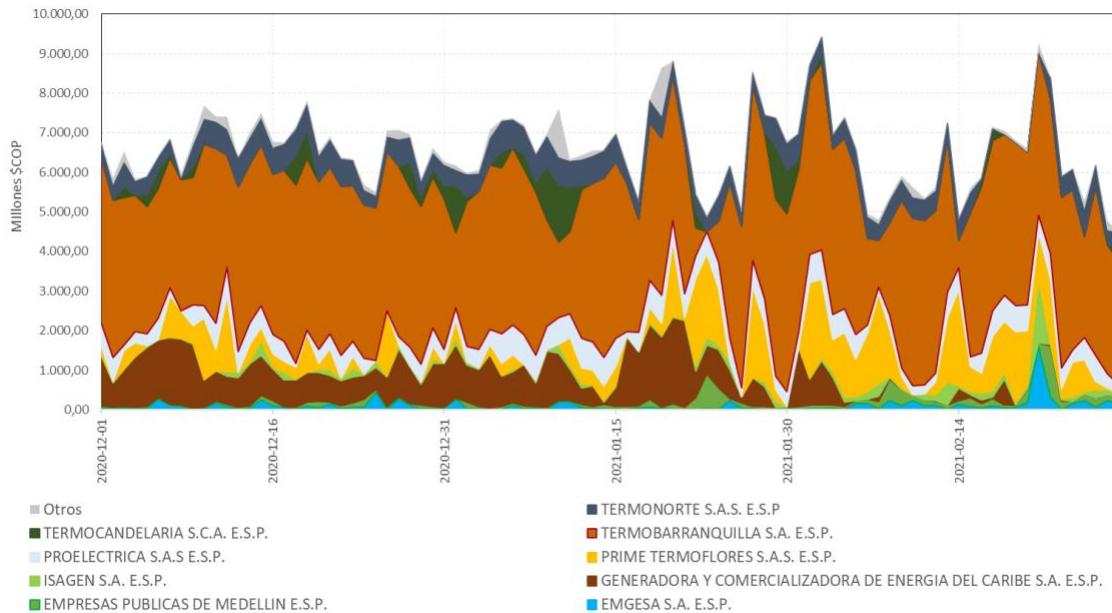
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

## 2.1.6. Restricciones

En la Figura 22 se presenta el costo diario agregado por agentes 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 zona Caribe. Desde diciembre de 2020 y hasta mediados del mes de enero se presenta un comportamiento muy estable, por otro lado, a finales del periodo se observa un comportamiento a disminuir la reconciliación positiva. Durante el periodo de análisis, la mayor participación corresponde a Termobarranquilla (56%), seguido de Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (11%), Prime Termoflores (10%), Termonorte (8%), Proelectrica (7%), Termocandelaria, EPM, Isagen y Emgesa todas con una participación promedio del 2%, es de anotar que los demás agentes del mercado presentaron porcentajes de participación inferior al 1% los cuales se agruparon en Otros (Celsia, Termoemcali, Hidroeléctrica del Alto Porce, Gensa, Termotasajero, La Cascada, AES Chivor, Compañía Eléctrica de Sochagota, Termotasajero dos, Urra, Termoyopal y Termovalle)

<sup>6</sup> Resolución CREG 119/2007. MC<sub>m-1</sub> 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.

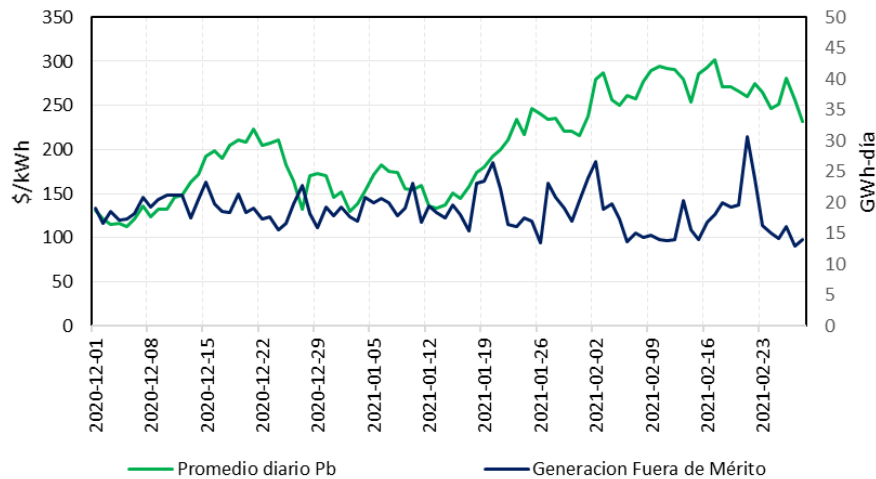
Figura 22. Costo agregado diario de reconciliaciones positivas sin AGC por agente en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Figura 23 se muestra el comportamiento del precio de bolsa promedio con la generación fuera de mérito del periodo diciembre 2020 a febrero 2021. Donde se observa que, cuando el comportamiento del precio de bolsa promedio tiende a aumentar, la generación fuera de mérito disminuye esto entendiéndose que las plantas térmicas ya entrarían en mérito.

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

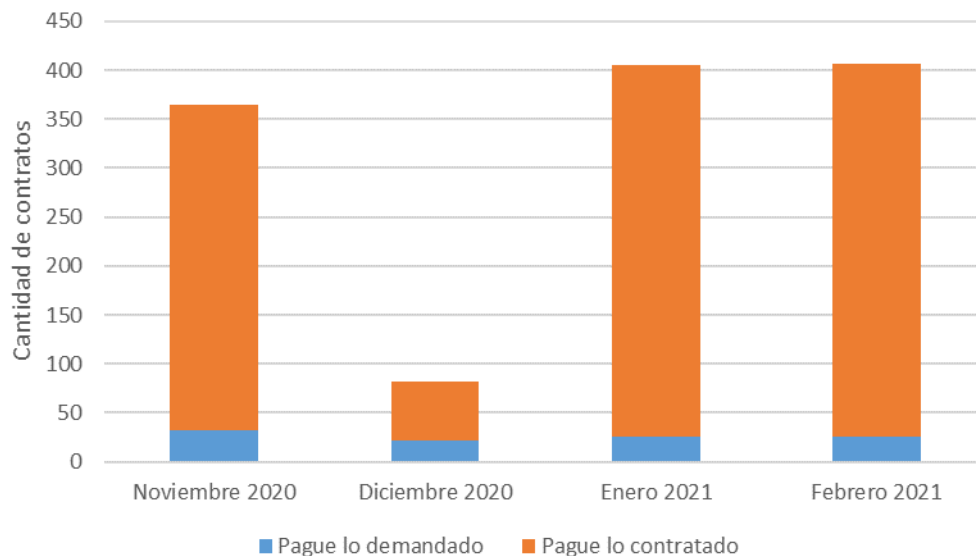
Por otro lado, al analizar la base de datos diaria de los contratos despachados, se obtienen las cifras para los contratos vigentes hasta el 28 de febrero del presente año, como se muestra en la Tabla 6. Los análisis realizados sobre la base de datos de despacho diario



utilizan el promedio de energía despachada de forma horaria durante el periodo enero 1 de 2016 hasta el 28 de febrero de 2021 para estimar la cantidad de energía horaria que tiene un contrato y, por otro lado, se obtiene el máximo promedio de precio diario en la ventana enero 1 de 2016 hasta el 28 de febrero de 2021 para estimar el precio de cada contrato.

Como se muestra en la Figura 24, De los 365 contratos que se tenían vigentes para el mercado regulado a finales de noviembre 2020, la mayor concentración (333) corresponde a contratos tipo pague lo contratado, mientras que el tipo pague lo demandado tuvo 32 contratos. Se observa que, en general, el número de contratos varía entre meses, presentando cambios significativos en el mes de diciembre 2020. Lo anterior se presenta porque muchos contratos finalizan en diciembre de 2020 y se hacen nuevos contratos que rigen a partir del 1 de enero de 2021. Entre noviembre 2020 y febrero 2021 el número de contratos con destino al mercado regulado aumentó en 42. El detalle se muestra en la Tabla 5.

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

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Noviembre 2020	Referencia		32	Referencia		333
Diciembre 2020	0	11	21	3	275	61
Enero 2021	5	0	26	324	6	379
Febrero 2021	0	0	26	7	5	381

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 407 contratos, 6,39% son del tipo pague lo demandado y 93,61% del tipo pague lo contratado. La cantidad de energía promedio horaria en contratos tipo pague lo contratado está alrededor de 4,02 GWh, la cual es significativamente mayor a la cantidad promedio de los contratos pague lo demandado (0,09 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 227,02 \$/kWh, casi 20% menor que el precio promedio de los contratos pague lo demandado. El detalle se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6. 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)
<b>Pague lo Demandado</b>	26	6,39	0,09	285,33
<b>Pague lo Contratado</b>	381	93,61	4,02	227,02

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

### 2.1.7.1. Convocatorias presentadas en SICEP

Sobre la información reportada en el SICEP para el periodo de análisis (diciembre de 2020 a febrero de 2021), se registraron 14 convocatorias donde se presentaron los pliegos definitivos durante el periodo de análisis. De estas, seis (6) se encuentra en estado abierta, seis (6) cerradas y adjudicadas, dos (2) cerradas y desiertas. En la Tabla 7 se encontrará un resumen las principales características de las convocatorias.

Tabla 7. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.

ID de convocatoria	Agente comprador	Periodo a contratar	Fecha de pliegos	Estado	Cantidad de Producto (s)	Tipo de contrato		Energía (GWh)
						PC	PD	
CP-GNCC2021-001	VATIA	20/05/2021 al 31/12/2025	2021-02-24	Abierta	10	10	0	1.496,03
CP-HLAC2021-001	ELECTROHUILA	01/01/2022 al 31/12/2025	2021-02-18	Abierta	7	7	0	1.403,98
CP-CSSC2021-001	Air-e	01/05/2021 al 31/12/2026	2021-02-12	Abierta	6	6	0	6.277,68
CP-CQTC2021-001	ELECTROCAQUET A	01/01/2022 al 31/12/2023	2021-02-12	Abierta	2	2	0	198,70
CP-CMMC2021-001	CARIBEMAR	15/04/2021 al 31/12/2026	2021-01-22	Abierta	4	4	0	7.644,97
CP-RTQC2020-006	RUITOQUE	01/04/2021 al 31/12/2025	2021-01-15	Abierta	4	4	0	66,24
CP-NEUC2020-003	NEU	01/05/2021 al 31/12/2025	2021-01-25	Cerrada y adjudicada	1	1	0	123,47
CP-EMEC2020-002	EMEE	01/03/2021 al 31/12/2022	2020-12-23	Cerrada y adjudicada	1	1	0	14,26
CP-EPSC2020-002	CELSIA Colombia	01/01/2024 al 31/12/2025	2020-12-29	Cerrada y adjudicada	2	2	0	1.011,55
CP-CSSC2020-002	Air-e	01/03/2021 al 31/12/2026	2020-12-09	Cerrada y adjudicada	6	6	0	5.442,05
CP-TPLC2020-001	TERPEL	01/03/2021 al 31/12/2022	2020-12-17	Cerrada y desierta	2	2	0	14,97
CP-EDQC2020-001	EDEQ	01/04/2021 al 31/12/2026	2020-12-15	Cerrada y adjudicada	6	6	0	712,31

ID de convocatoria	Agente comprador	Periodo a contratar	Fecha de pliegos	Estado	Cantidad de Producto (s)	Tipo de contrato		Energía (GWh)
						PC	PD	
CP-NEUC2020-002	NEU	01/04/2021 al 31/12/2025	2020-12-17	Cerrada y desierta	1	1	0	124,79
CP-CDSC2020-003	CODENSA	01/01/2022 al 31/12/2026	2020-12-09	Cerrada y adjudicada	5	5	0	9.664,73

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM, consulta realizada filtrando la fecha de los pliegos definitivos.

En la información se observa que la convocatoria de mayor cantidad de energía está asociada a CODENSA para cubrir las necesidades en los periodos del 01 de enero de 2022 a 31 de diciembre de 2026 con una cantidad de energía de 9.664,73 GWh. De esta convocatoria se adjudicó el 44 % de la energía presentada en la convocatoria.

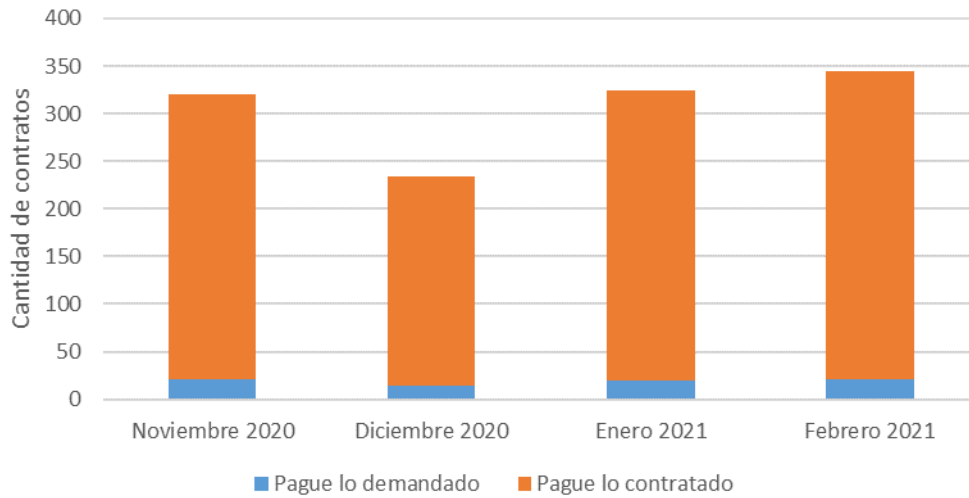
### 2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado

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 diciembre 2020 a febrero de 2021.

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 varía entre meses, presentando cambios significativos en el mes de diciembre 2020. Lo anterior se presenta porque muchos contratos finalizan en diciembre de 2020 y se hacen nuevos contratos que rigen a partir del 1 de enero de 2021. Entre noviembre 2020 y febrero 2021 el número de contratos con destino al mercado no regulado aumentó en 25. El detalle se muestra en la Tabla 8.

De los 345 contratos vigentes al 28 de febrero de 2021, se puede observar que poco menos 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 (2,17 GWh). Los precios promedio ponderados para ambas modalidades tienen una diferencia cercana 40 \$/kWh, siendo mayor en la modalidad pague lo contratado (211,86 \$/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.

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Noviembre 2020	Referencia		21	Referencia		299
Diciembre 2020	1	7	15	39	119	219
Enero 2021	5	0	20	90	4	305
Febrero 2021	1	0	21	19	0	324

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	21	6,09	1,01	170,62
Pague lo Contratado	324	93,91	2,17	211,86

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 las variables asociadas a la contratación de los 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 se obtienen a partir de los promedios de la energía despachada horariamente en el periodo enero 1 de 2016 (inicio de disponibilidad de información) y febrero 28 de 2021 (último día del periodo de análisis); mientras que el precio de la energía se obtiene como el máximo precio promedio diario 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. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis.

CÓDIGO AGENTE	NOMBRE AGENTE
ENDG	EMGESA
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
ISGG	ISAGEN
CHVG	AES CHIVOR & CIA.
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.
EPSG	AXIA ENERGIA
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA
HIMG	GESTION ENERGETICA
TYPG	TERMOYOPAL GENERACION 2
TERG	AXIA ENERGIA
GASC	GENERARCO
LCSG	LA CASCADA
EMUG	EMPRESA URRRA
SOCG	COMPAÑIA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA
SOEC	SOUTH32 ENERGY
HDPG	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE
EMMC	ECOMMERCIAL
GLMG	GENERADORA LUZMA
SPRG	ESPACIO PRODUCTIVO

La Tabla 11 muestra un resumen de la estimación del estado actual de la contratación de los agentes generadores, cada agente identificado según el código con el que está registrado ante el operador del mercado, considerando variables como la energía disponible 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 calcular la energía según disponibilidad se utiliza el promedio de la disponibilidad declarada por el agente, 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 un año. Como se muestra, la energía según disponibilidad anual es cercana a los 122 TWh-año, la energía disponible según ENFICC es de 77 TWh-año, y según la OEF es de 75 TWh-año; la energía despachada en los contratos a usuarios regulados es cercana a 33 TWh-año, y a usuarios no regulados es de 24,5 TWh-año, para un total cercano a 57,5 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 65 TWh-año; sin embargo, la energía restante al utilizar la energía disponible según ENFICC y según OEF es de 20,2 TWh-año y 17,4 TWh-año, respectivamente.

En la Tabla 11 se muestran los 10 primeros agentes en energía vendida en contratos. En general, se observa que la energía según disponibilidad de cada agente es mayor que la energía disponible según ENFICC y OEF. Por ejemplo, ENDG tiene una estimación de energía según disponibilidad de 24 TWh-año y su ENFICC y OEF son 14,6 TWh-año y 13,6TWh-año, respectivamente.

Así mismo, los agentes tienen ventas en contratos que no necesariamente son menores a su energía según disponibilidad. En el mismo caso de ENDG, se tiene que la energía

venta en contratos estimada es de 13,7 TWh-año y por lo tanto su energía restante es cercana a 10,8 TWh-año. Al utilizar su energía según ENFICC y OEF, su energía restante es de 0,97 y -0,1 TWh-año, respectivamente. Un caso diferente es el del agente NTCG que tiene una energía estimada según disponibilidad de 0,15 TWh-año, y una energía vendida en contratos estimada en 1,4 TWh-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 o tener contratos como comprador con otros agentes. Dentro del top 10 de agentes se observa que hay dos agentes con déficit de energía restante (EMIG y NTCG). En general, se observa que, de la energía según disponibilidad anual, el 47% se despacha en contratos y el 53% estaría disponible para ser transado en nuevos contratos o en el mercado spot. El porcentaje de energía disponible se reduce a cerca de 30% y 26%, respectivamente, al utilizar como referencia la energía según ENFICC y OEF.

Tabla 11. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis, en 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
ENDG	24620,98	14670,27	13613,08	4473,98	3657,54	4070,25	1560,25	10858,97
EPMG	26765,62	14693,62	13377,76	3884,63	5851,61	0,00	2015,46	15013,92
ISGG	21507,18	11519,66	10904,69	303,56	2910,50	4289,70	3114,96	10888,45
CHVG	4379,71	2925,05	2691,44	0,00	2258,46	693,96	304,85	1122,45
GECG	4736,87	5091,28	4941,69	0,00	1530,38	120,89	1359,85	1725,76
EMIG	0,00	0,00	0,00	1499,73	0,00	322,84	0,00	-1822,57
EPSC	7475,03	3198,90	3094,97	387,19	1414,45	0,00	8,35	5665,04
NTCG	155,98	0,00	170,32	0,00	1006,61	0,00	474,66	-1325,29
HIMG	1402,27	1316,48	1212,62	0,00	278,13	0,00	864,49	259,65
TYPG	1396,19	234,00	3,52	0,00	744,60	0,00	353,14	298,45
Otros	30447,96	24076,45	24899,51	177,27	2857,03	432,56	4507,10	22474,00
<b>Total</b>	<b>122887,79</b>	<b>77725,71</b>	<b>74909,60</b>	<b>10726,35</b>	<b>22509,31</b>	<b>9930,20</b>	<b>14563,11</b>	<b>65158,82</b>

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la 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<sup>7</sup>, y otros agentes. Así mismo, la 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 horaria promedio despachada para cada uno de los agentes vendedores 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. Los valores muestran que ENDG es el agente con mayor cantidad de energía

<sup>7</sup> En este documento se utiliza el término vinculados para agrupar tanto a los agentes que tienen vinculados o que se encuentran integrados. Por ejemplo, el agente Chivor generación se encuentra vinculado (integrado) con el agente Chivor comercialización. En el caso de EPM, se tiene que EPM generador está integrado con EPM comercializador, pero además está vinculado con ESSA comercializador, entre otros.

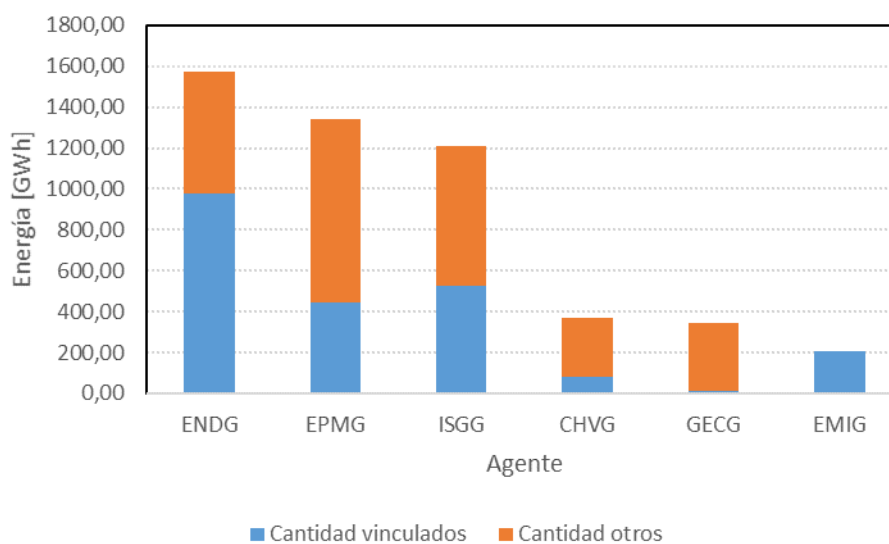
despachada horariamente (1571MWh), entregando 975 MWh a sus vinculados y 595 MWh a otros agentes, con una mayor participación en el mercado regulado (59%) versus el mercado no regulado (41%), y con más contratos tipo pague lo contratado (1252,3 MWh) en contraste con los contratos pague lo demandado (312,7 MWh). En la Figura 26 se muestra la energía contratada por los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

Tabla 12. Otras variables asociadas a la contratación por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en MWh.

Agente	Cantidad total	Cantidad vinculados	Cantidad otros	Cantidad regulado	Cantidad no regulado	Cantidad PD	Cantidad PC
ENDG	1571,01	975,37	595,64	928,26	642,75	312,69	1258,32
EPMG	1341,52	443,45	898,07	1111,44	230,08	146,05	1195,46
ISGG	1212,22	524,38	687,84	366,90	845,28	513,67	698,55
CHVG	371,83	79,22	292,62	257,82	114,02	0,00	371,83
GECG	343,73	13,80	329,93	174,70	169,03	14,30	329,43
EMIG	208,06	208,06	0,00	171,20	36,85	0,00	208,06
EPSG	206,62	44,20	162,42	205,67	0,95	44,20	162,42
NTCG	169,09	0,00	169,09	114,91	54,18	0,03	169,06
HIMG	130,44	0,00	130,44	31,75	98,69	0,00	130,44
TYPG	125,31	0,00	125,31	85,00	40,31	0,00	125,31
TERG	123,03	0,00	123,03	108,03	15,00	0,00	123,03
GASC	104,83	0,00	104,83	52,37	52,46	0,00	104,83
LCSG	101,79	0,00	101,79	81,31	20,48	0,00	101,79
EMUG	94,30	0,00	94,30	0,00	94,30	0,00	94,30
SOCG	89,79	0,00	89,79	0,00	89,79	3,00	86,79
SOEC	89,41	0,00	89,41	0,00	89,41	0,00	89,41
HDPG	75,88	0,00	75,88	11,42	64,46	0,00	75,88
EMMC	67,24	0,00	67,24	56,22	11,02	0,00	67,24
GLMG	65,56	0,00	65,56	0,00	65,56	0,00	65,56
SPRG	56,72	0,00	56,72	39,36	17,35	0,17	56,55

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 26. Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 13 presenta los precios asociados a la contratación de los agentes vendedores 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 en general. Por otro lado, un cálculo sencillo permite establecer que, en promedio, el precio de energía del mercado regulado es 7,9% 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 vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh.

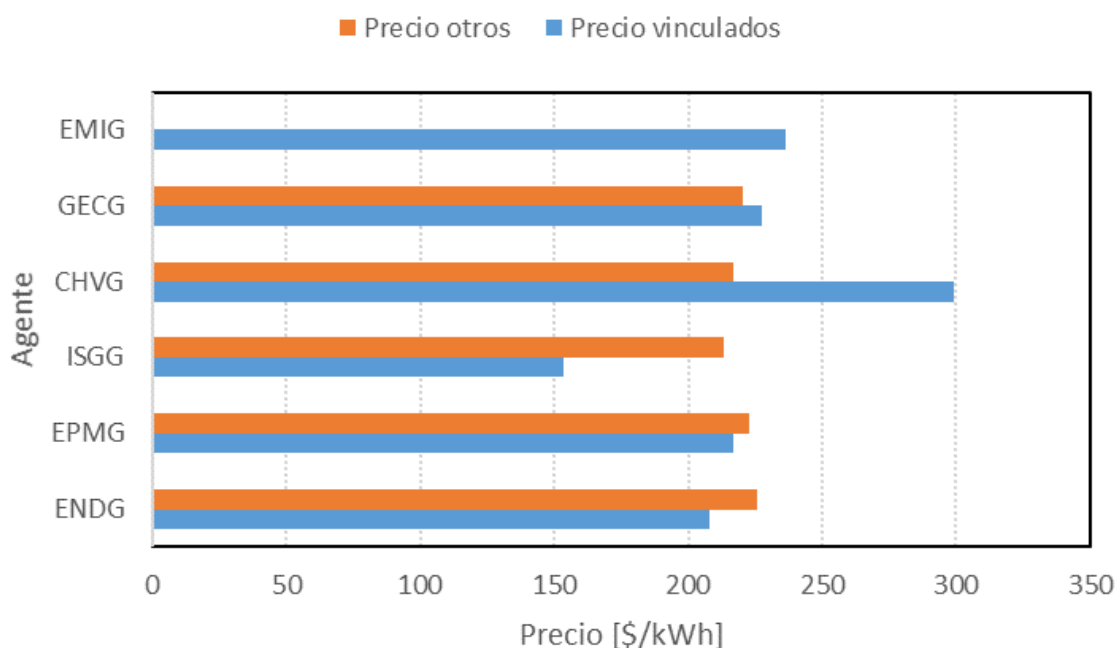
Agente	Precio total	Precio vinculados	Precio otros	Precio regulado	Precio no regulado	Precio PD	Precio PC
ENDG	214,86	208,09	225,95	233,93	187,32	172,23	225,45
EPMG	220,87	216,97	222,80	222,38	213,59	212,15	221,94
ISGG	187,43	153,34	213,42	222,67	172,13	150,38	214,67
CHVG	234,43	298,88	216,99	216,38	275,27	-	234,43
GECG	220,61	227,76	220,32	229,54	211,39	227,18	220,33
EMIG	236,34	236,34	-	243,84	201,51	-	236,34
EPSG	236,96	265,33	229,24	237,22	181,09	265,33	229,24
NTCG	227,76	-	227,76	232,81	217,06	223,18	227,76
HIMG	205,41	-	205,41	208,93	204,28	-	205,41
TYPG	225,02	-	225,02	230,14	214,23	-	225,02
TERG	230,02	-	230,02	231,43	219,88	-	230,02
GASC	230,20	-	230,20	233,60	226,82	-	230,20
LCSG	209,36	-	209,36	206,68	220,02	-	209,36
EMUG	199,23	-	199,23	236,15	199,23	-	199,23



Agente	Precio total	Precio vinculados	Precio otros	Precio regulado	Precio no regulado	Precio PD	Precio PC
<b>SOCG</b>	195,29	-	195,29	208,93	195,29	195,26	195,29
<b>SOEC</b>	215,72	-	215,72	230,14	215,72	-	215,72
<b>HDPG</b>	208,58	-	208,58	219,55	206,64	-	208,58
<b>EMMC</b>	224,98	-	224,98	226,84	215,45	-	224,98
<b>GLMG</b>	195,38	-	195,38	232,81	195,38	-	195,38
<b>SPRG</b>	230,77	-	230,77	231,18	229,83	316,85	230,50

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 27. Precios de los contratos para agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigentes al último día del periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 14 muestra el número de contratos para los agentes vendedores 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 ISGG (76), seguido por ENDG (61) y EPMG (57). Igualmente, el agente que tiene la mayor cantidad de contratos con sus vinculados es EPMG (20), seguido por ENDG (13) y EMIG (5). Así mismo, los agentes que tienen la mayor cantidad de contratos regulados son TERG (44), EPMG (41), y NTCG (39); y los que tienen la mayor cantidad de contratos no regulados son ISGG (39), ENDG (27), y EPMG (16). 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.

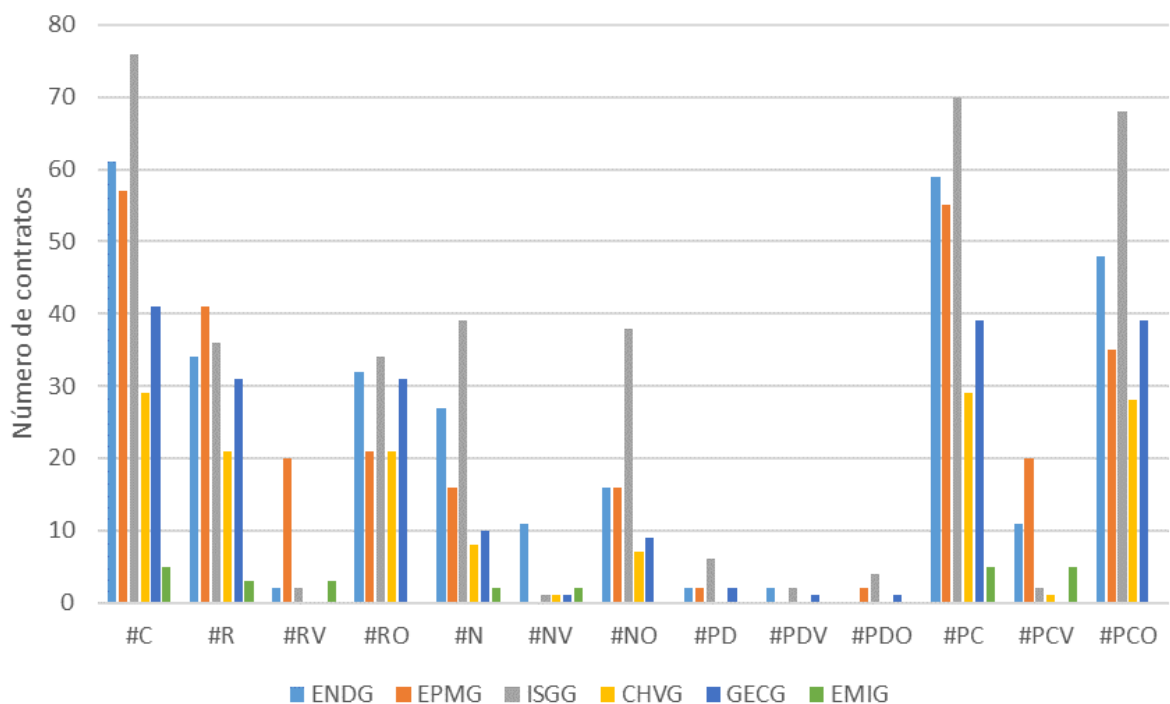
Tabla 14. Cantidad de contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis<sup>8</sup>.

Agente	#C	#R	#RV	#RO	#N	#NV	#NO	#PD	#PDV	#PDO	#PC	#PCV	#PCO
ENDG	61	34	2	32	27	11	16	2	2	0	59	11	48
EPMG	57	41	20	21	16	0	16	2	0	2	55	20	35
ISGG	76	36	2	34	39	1	38	6	2	4	70	2	68
CHVG	29	21	0	21	8	1	7	0	0	0	29	1	28
GECG	41	31	0	31	10	1	9	2	1	1	39	0	39
EMIG	5	3	3	0	2	2	0	0	0	0	5	5	0
EPSG	32	31	2	29	1	0	1	2	2	0	30	0	30
NTCG	45	39	0	39	6	0	6	1	0	1	44	0	44
HIMG	14	2	0	2	12	0	12	0	0	0	14	0	14
TYPG	10	9	0	9	1	0	1	0	0	0	10	0	10
TERG	46	44	0	44	2	0	2	0	0	0	46	0	46
GASC	15	7	0	7	8	0	8	0	0	0	15	0	15
LCSG	12	9	0	9	3	0	3	0	0	0	12	0	12
EMUG	10	0	0	0	10	0	10	0	0	0	10	0	10
SOCG	9	0	0	0	9	0	9	1	0	1	8	0	8
SOEC	6	0	0	0	6	0	6	0	0	0	6	0	6
HDPG	7	5	0	5	2	0	2	0	0	0	7	0	7
EMMC	15	11	0	11	4	0	4	0	0	0	15	0	15
GLMG	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3	0	3
SPRG	20	14	0	14	6	0	6	1	0	1	19	0	19

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

<sup>8</sup> #C número de contratos, #R número de contratos regulados, #RV número de contratos regulados con vinculados, #RO número de contratos regulados con otros agentes, #N número de contratos no regulados, #NV número de contratos no regulados con vinculados, #NO número de contratos no regulados con otros agentes, #PD número de contratos pague lo demandado, #PDV número de contratos pague lo demandado con vinculados, #PDO número de contratos pague lo demandado con otros agentes, #PC número de contratos pague lo contratado, #PCV número de contratos pague lo contratado con vinculados, #PCO número de contratos pague lo contratado con otros agentes.

Figura 28. Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

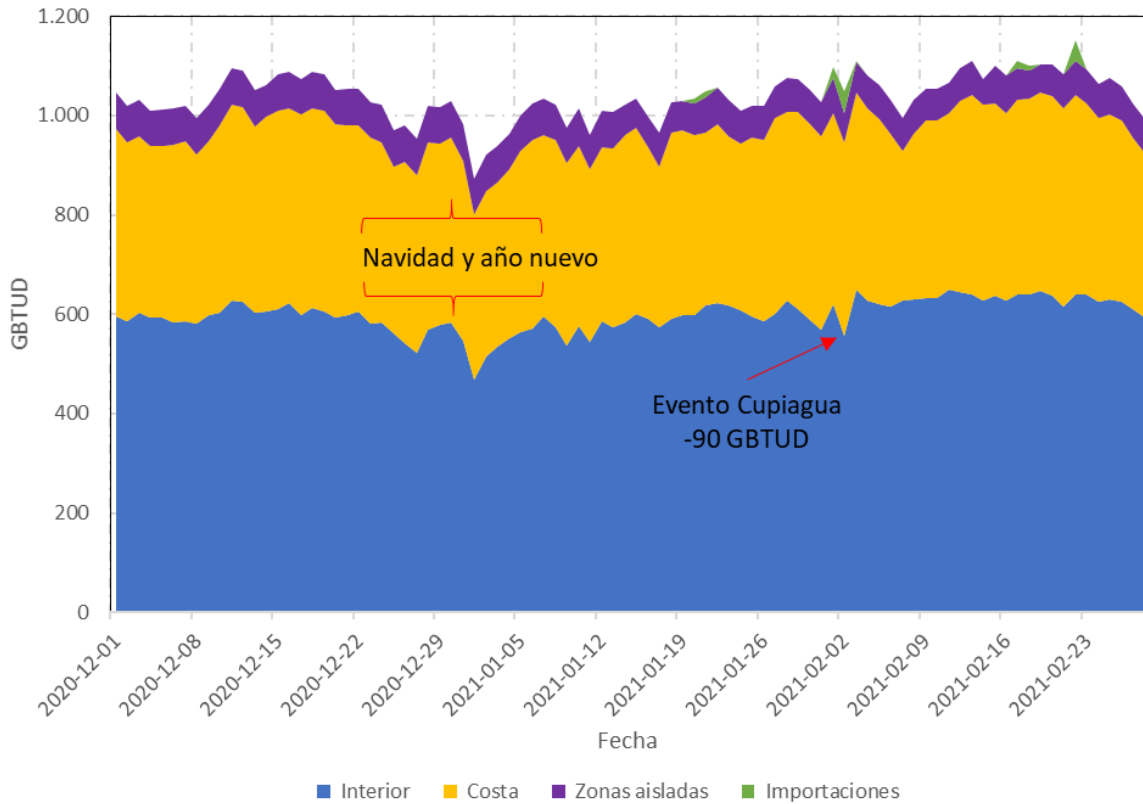
## 2.2. Mercado de gas natural

En esta sección se revisan las principales cifras del mercado mayorista de gas natural para el período comprendido entre diciembre de 2020 y febrero de 2021, con información tomada del Gestor del Mercado de Gas Natural y de agentes del sector, y que sirve como base para la elaboración de los indicadores del mercado descritos a continuación.

### 2.2.1. Producción

En el trimestre diciembre 2020 – febrero 2021, la producción promedio de gas natural se ubicó en 1.038 GBTUD. Como se puede observar en la Figura 29, la producción durante este trimestre permaneció estable tanto en el interior como en la costa; por otro lado, las importaciones cayeron a 2 GBTUD frente a los 25 GBTUD del trimestre anterior.

Figura 29. Producción total de gas por campo durante el último año.



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

Comparado con el trimestre anterior, se puede observar en la Tabla 15 que la principal variación se presentó en las importaciones, que cayeron 23 GBTUD con respecto al trimestre anterior.

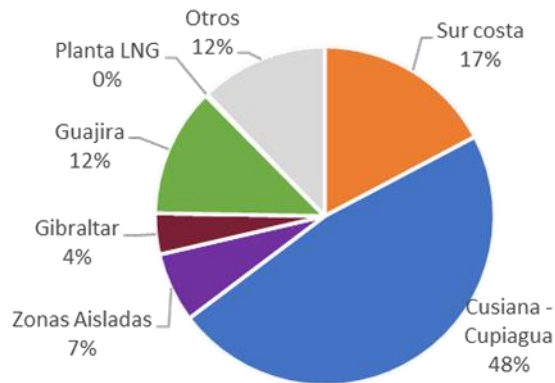
Tabla 15 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD).

Zona	sep-nov/20	dic/20-feb/21	Var (%)
Interior	581	598	3%
Costa	361	369	2%
Importaciones	25	2	-93%
Zonas aisladas	64	69	7%
Total	1.031	1.038	1%

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

Para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 47% de la producción nacional, como se puede ver en la Figura 30. Los campos del sur de la Costa incrementaron su participación a 17% de la producción nacional y las importaciones de gas sólo representaron un 0,2%.

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

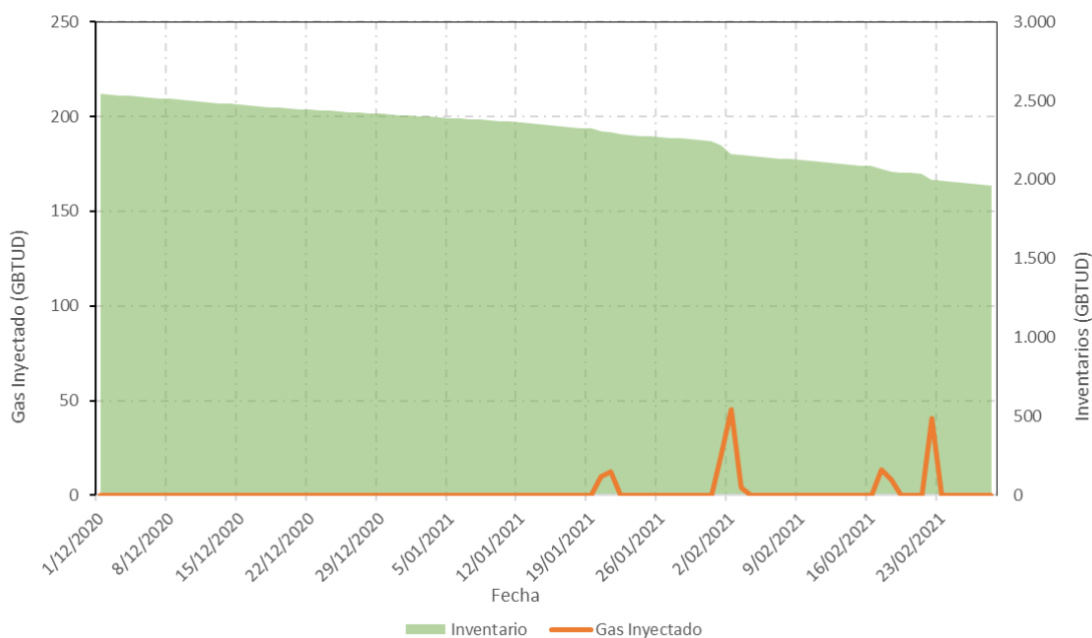


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

## 2.2.2. Importaciones

Las inyecciones de gas al Sistema Nacional de Transporte cayeron 93% en comparación con el trimestre anterior lo cual refleja que prácticamente la totalidad de las necesidades de generación térmica en la Costa Atlántica se atendieron con fuentes de gas nacional. Incluso, como se puede observar en la Figura 31, en el mes de diciembre no hubo inyección de gas importado al Sistema Nacional de Transporte (SNT). Este comportamiento llevó a que durante este trimestre no se presentaron nuevos cargamentos con el fin de restablecer el nivel de inventarios de la planta SPEC.

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 16.

Tabla 16. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes – año	Energía (GBTUD)
Diciembre – 2020	0
Enero – 2021	1
Febrero – 2021	5

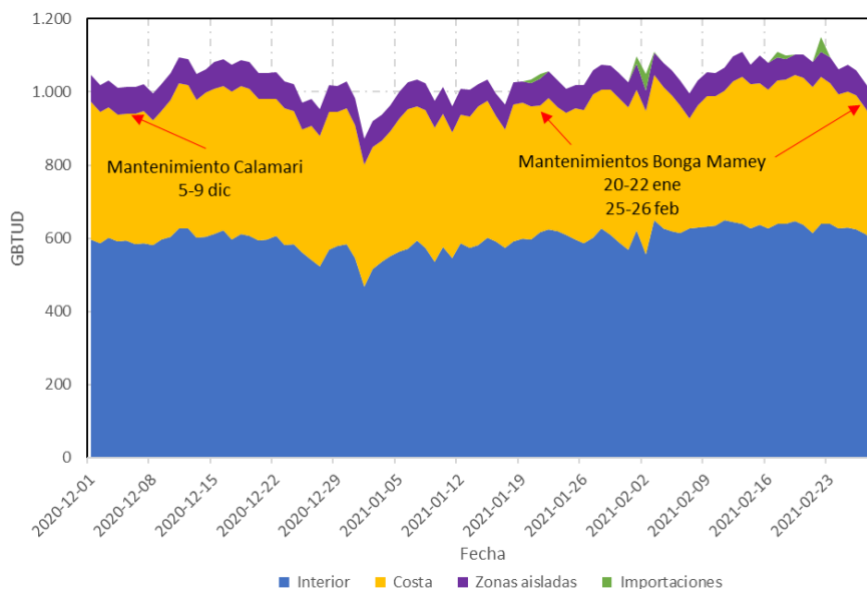
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

### 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.

Como se puede observar en la Figura 32, durante este trimestre se presentaron eventos que afectaron la disponibilidad de suministro y transporte del mercado.

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



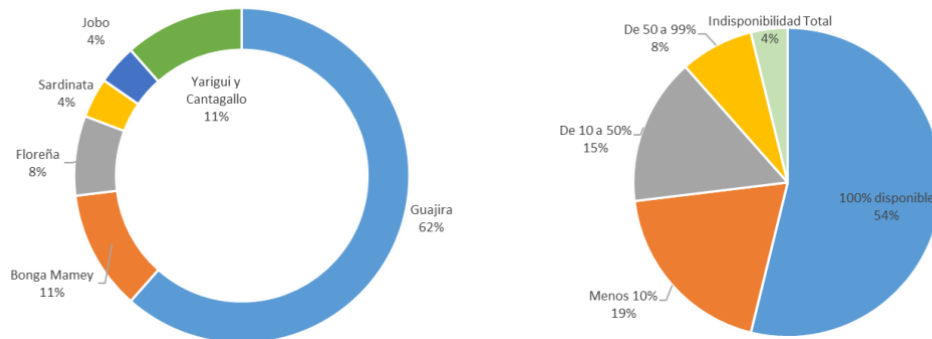
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado y CNO Gas.

Para el periodo de análisis se efectuaron 35 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales el 77% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 23% a la de transporte. De especial importancia fue el mantenimiento que se realizó la primera semana de diciembre a la infraestructura de la planta de regasificación

de SPEC, que requirió una coordinación con el sector eléctrico para su realización con el menor impacto en los dos sectores.

La Figura 33 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis: el 62% de los mantenimientos registrados en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones (SIMI) del CNOGas, se llevaron a cabo en Guajira; los siguientes campos con más intervenciones (11% ) fueron Bonga Mamey y Yarigui – Cantagallo; le siguieron Floreña con 8%, y Sardinata y Jobo con 4%.

Figura 33. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción.



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

Como se muestra en la Figura 33, el 54% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción no presentaron restricción, el 19% presentaron una restricción menor a 10% y el 15% presentó restricción entre el 50% y el 90%. El restante 4% tuvo una restricción de 100%.

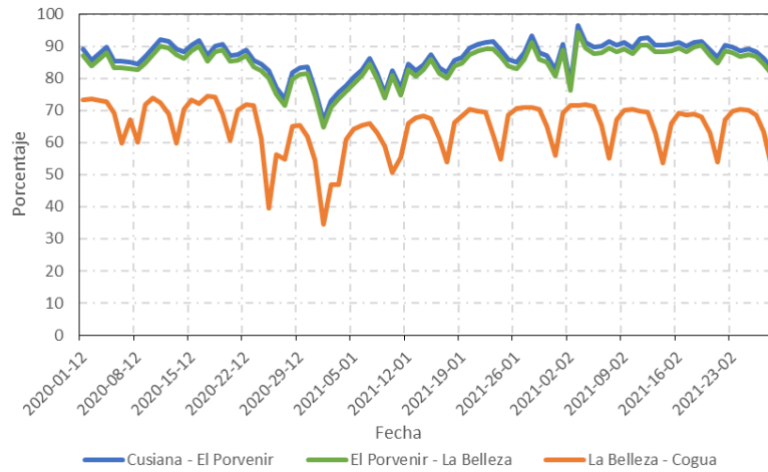
En lo que respecta al sistema de transporte se presentaron los siguientes ocho mantenimientos:

- Mantenimiento en el tramo Apiay-Villavicencio-Ocoa durante el 11 y 12 de diciembre 2020.
- Mantenimiento en el tramo Cusiana-Apiay durante el 18 y 19 de diciembre 2020.
- Mantenimiento en el tramo Ballena-Barrancabermeja durante el 22 de diciembre 2020.
- Mantenimiento en el tramo Vasconia-Mariquita durante el 22 y 23 de enero 2021.
- Mantenimiento en el tramo Cusiana-Apiay durante el 12 y 13 de febrero 2021.
- Mantenimiento en el tramo Apiay-Villavicencio-Ocoa durante el 19 y 20 de febrero 2021.
- Mantenimiento en el tramo Apiay-Usme durante el 11 y 12 de diciembre 2020.
- Mantenimiento en el City Gate Flandes Guando durante el 25 de febrero 2021.

Al analizar el comportamiento de los gasoductos, podemos observar en el caso del Interior que el comportamiento durante el trimestre fue bastante estable. Se evidencia la caída en Navidad y Año de Nuevo y la afectación por un evento operativo que se presentó en Cupiagua el 2 de febrero.

Tal y como se observa en la Figura 34 los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza, han permanecido estables entre 80% y 90%, salvo las caídas durante las festividades. Para el tramo La Belleza-Cogua el comportamiento es similar.

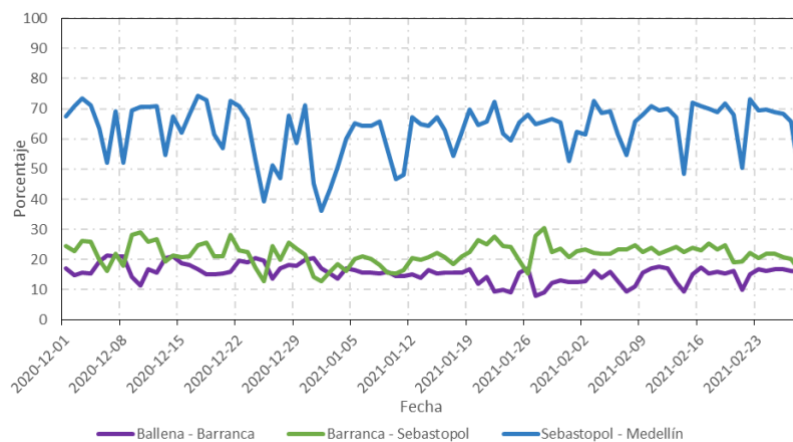
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



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

Tal y como se observa en la Figura 35, la ruta Ballena – Medellín no presenta mayor variación durante el trimestre en análisis. El tramo Sebastopol - Medellín permaneció estable entre 50% y 70% y los demás tramos estuvieron entre 10% y 30%.

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

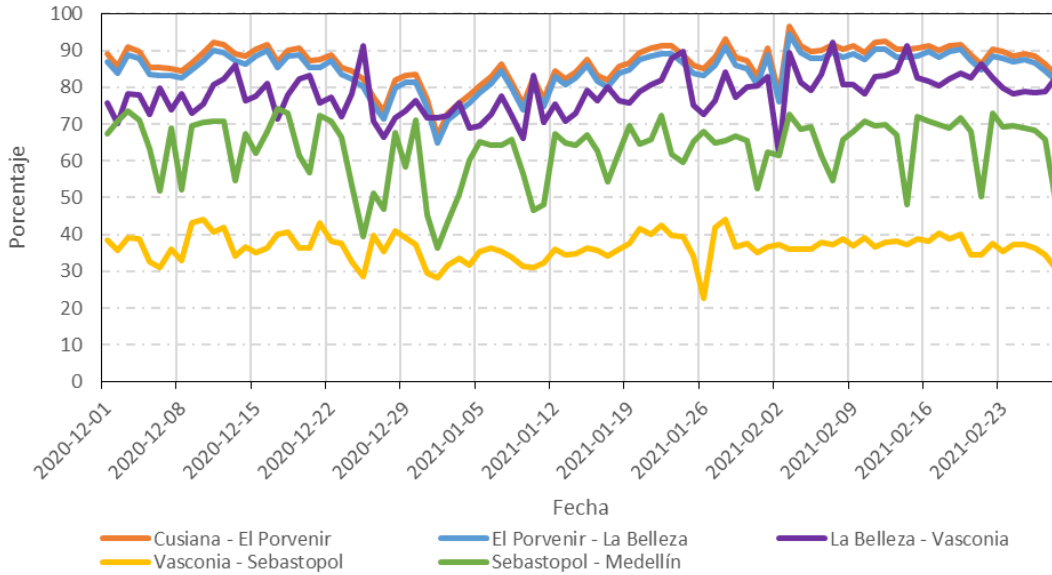


Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Como puede observarse en la Figura 36, el porcentaje de uso del tramo La Belleza – Vasconia también se vio afectado por el evento operativo de Cupiagua. Durante este evento el porcentaje de uso estuvo cercano al 60 %.



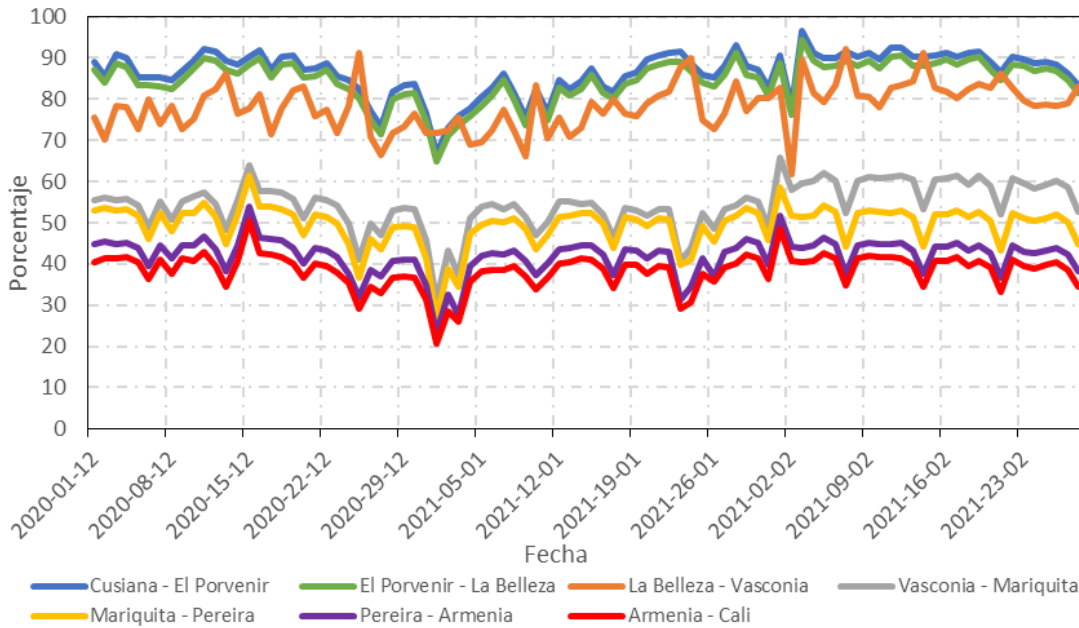
Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



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

Para la ruta Cusiana – Cali (Figura 37) el comportamiento es también estable salvo las caídas mencionadas de fin de año y del evento operativo de Cupiagua del 2 de febrero.

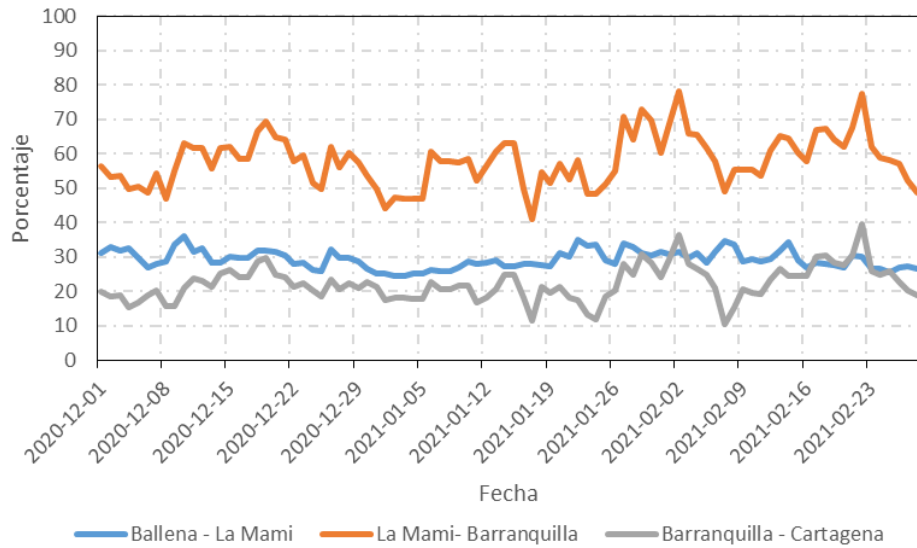
Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.



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

En el caso de la Costa Atlántica, el tramo La Mami – Barranquilla presentó un aumento a inicios de febrero debido al mayor despacho térmico, tal como se observa en la Figura 38.

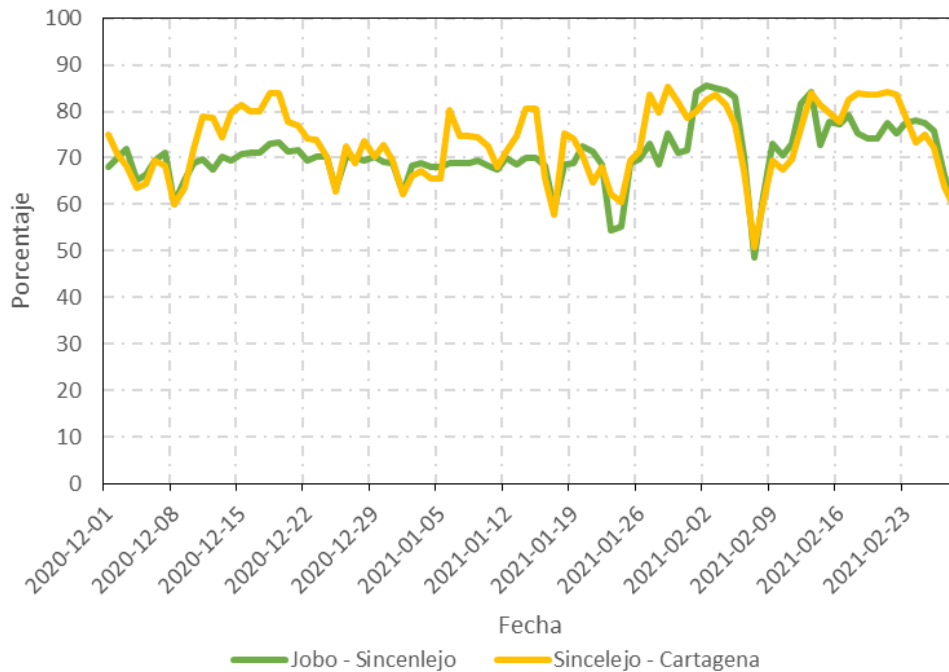
Figura 38. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.



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

La ruta Jobo – Cartagena, conformada por dos tramos: Jobo - Sincelejo y Sincelejo – Cartagena estuvo estable salvo para el 7 de febrero que presenta una caída hasta el 50%, explicado por un menor consumo térmico (Figura 39).

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

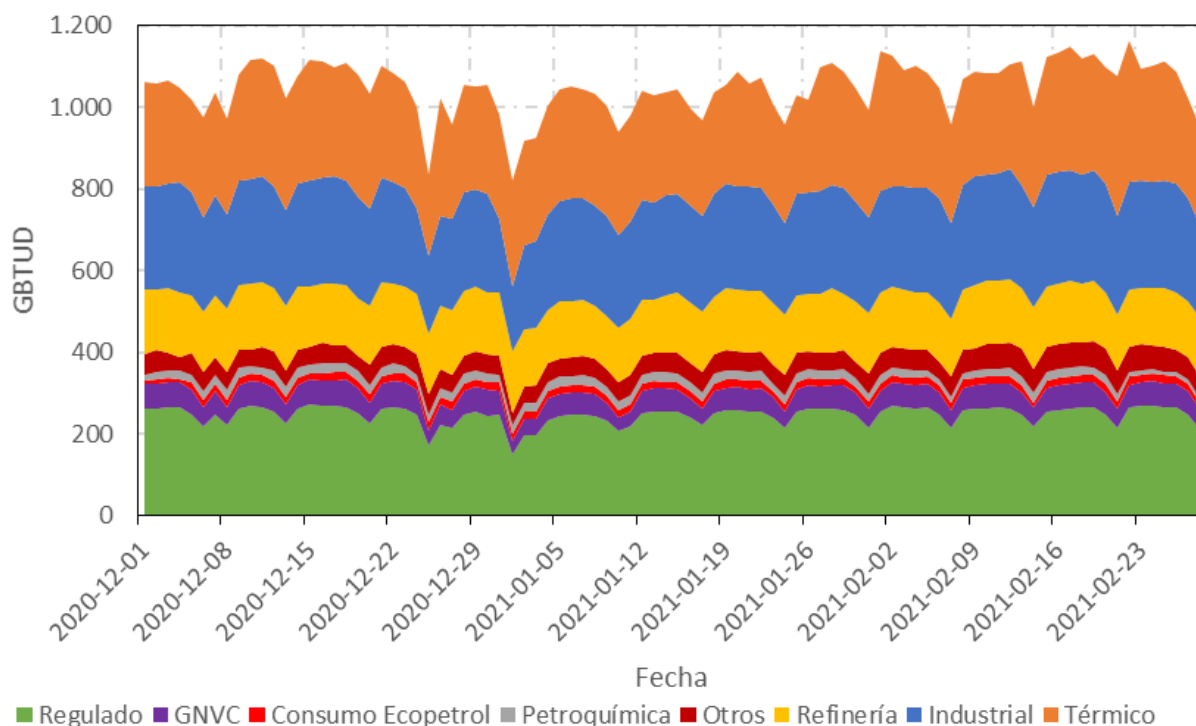


Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

## 2.2.4. Demanda

Para este trimestre, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 1050 GBTUD, alcanzando un máximo de 1.163 GBTUD el 22 de febrero. La demanda estuvo impulsada principalmente por la demanda térmica, que representó el 26% del total, tal como se observa en la Figura 40.

Figura 40. Demanda diaria de gas por sector de consumo<sup>9</sup> en el periodo de análisis.

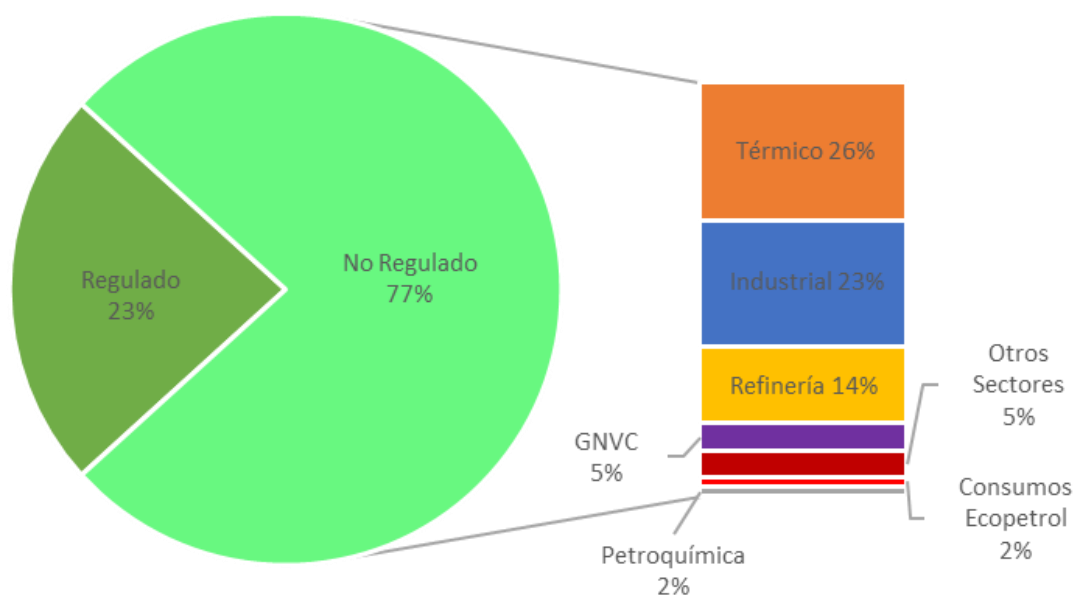


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, en la Figura 41 se observa que el 77% corresponde al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales son en el sector térmico (26%), industrial (23%) y refinería (14%).

<sup>9</sup> El grupo Otros sectores, corresponde a los consumos de estaciones de compresión y demanda atendida por campos aislados y por gas natural comprimido

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.

Con respecto al trimestre anterior, se presenta recuperación en todos los sectores de consumo, salvo consumos Ecopetrol y generación térmica, tal y como se presenta en la Tabla 17.

Tabla 17. Variación de la demanda promedio en el periodo de análisis frente al trimestre anterior.

Sector	sep-nov/20	Dic/20-	Var (%)
Regulado	245	247	1%
GNVC	55	55	0%
Industrial	245	246	0%
Refinería	132	147	12%
Generación	271	269	-1%
Petroquímica	19	20	7%
Consumo	21	18	-18%
Otros	43	50	15%

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

Comparando febrero 2021 con febrero del año 2020, se evidencia una recuperación en los sectores industrial y regulado. Como lo muestra la Tabla 18, se evidencia la caída en la demanda térmica y los consumos Ecopetrol.

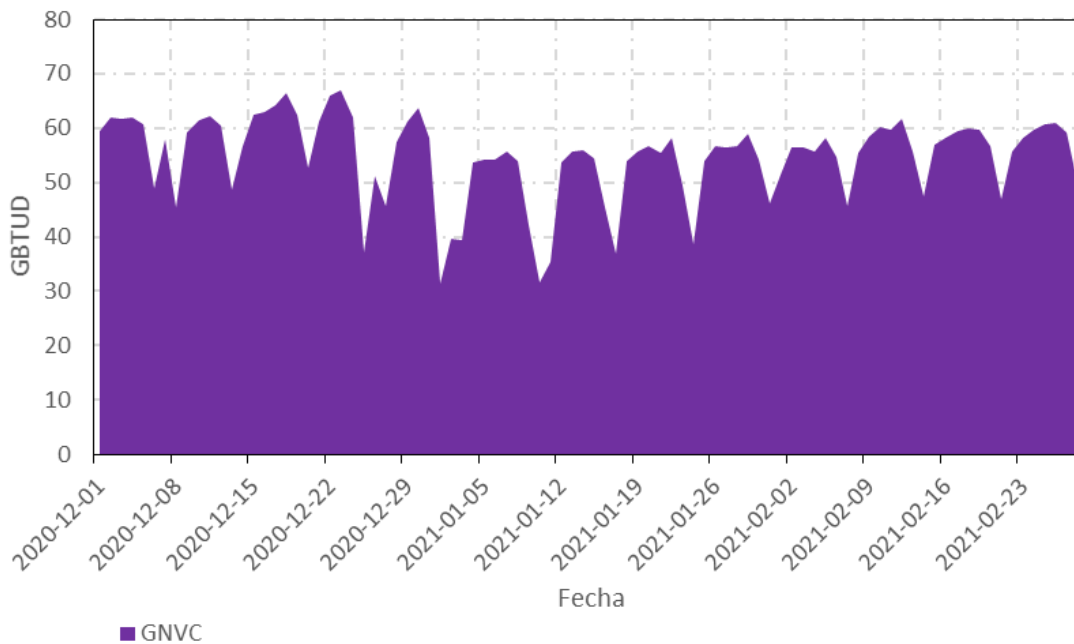
Tabla 18. Variación de la demanda promedio para febrero 2021 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	Feb/20	Feb/21	Var (%)
Regulado	239	254	6%
GNVC	58	56	-2%
Industrial	231	258	12%
Refinería	157	145	-7%
Generación	386	282	-27%
Petroquímica	17	17	4%
Consumo	21	18	-15%
Otros	45	57	27%

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

Como se aprecia en la Figura 42 los consumos de GNVC permanecieron entre 40 GBTUD y 60 GBTUD.

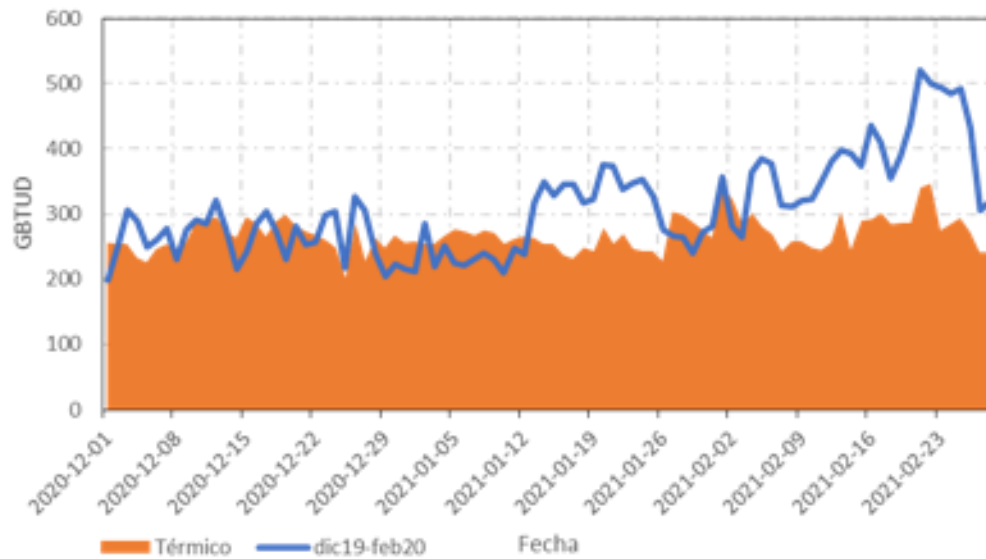
Figura 42. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



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

Los principales consumos térmicos se presentaron en febrero, como se puede observar en la Figura 43, alcanzando niveles de 320 GBTUD a principios de mes y de 345 GBTUD en la última semana. Es especialmente visible la caída de la demanda térmica desde mediados de enero de 2021 con respecto al año anterior cuando se alcanzó un pico importante a finales de febrero.

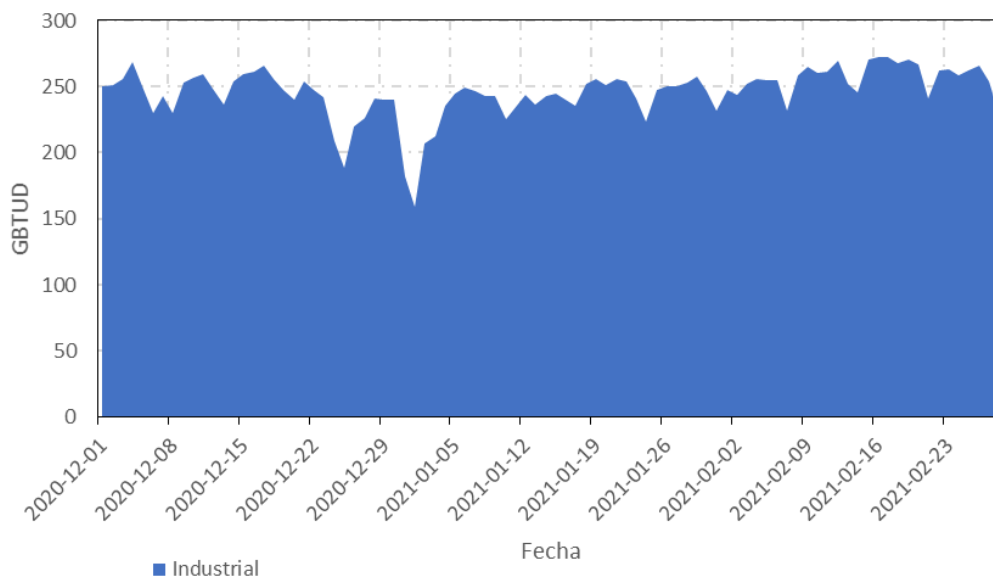
Figura 43. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



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

Como se refleja en la Figura 44, el consumo industrial se mantuvo relativamente estable salvo las caídas que se presentaron a fin de año.

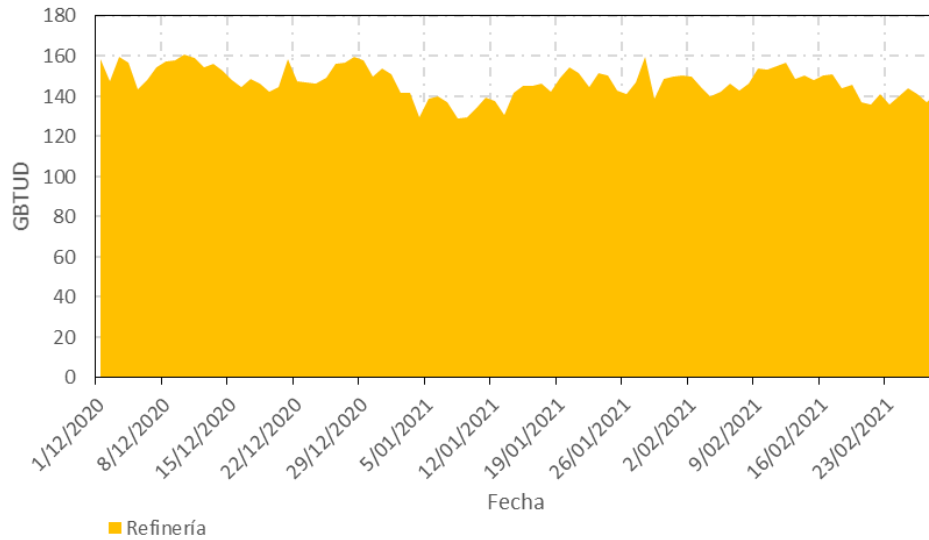
Figura 44. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



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

En el caso del sector de refinación el consumo más alto se presentó en enero con un consumo promedio de 152 GBTUD tal como se puede observar en la Figura 45.

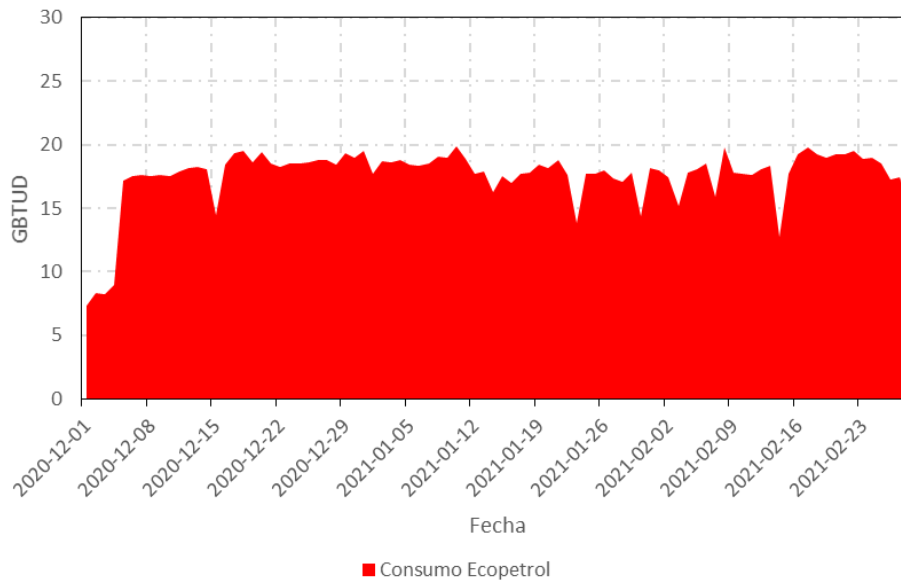
Figura 45. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.



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

El sector Consumos Ecopetrol<sup>10</sup> presentó una caída importante los primeros días del mes de diciembre 2020 (Figura 46). El resto del trimestre estuvo entre los 15 GBTUD y los 20 GBTUD.

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

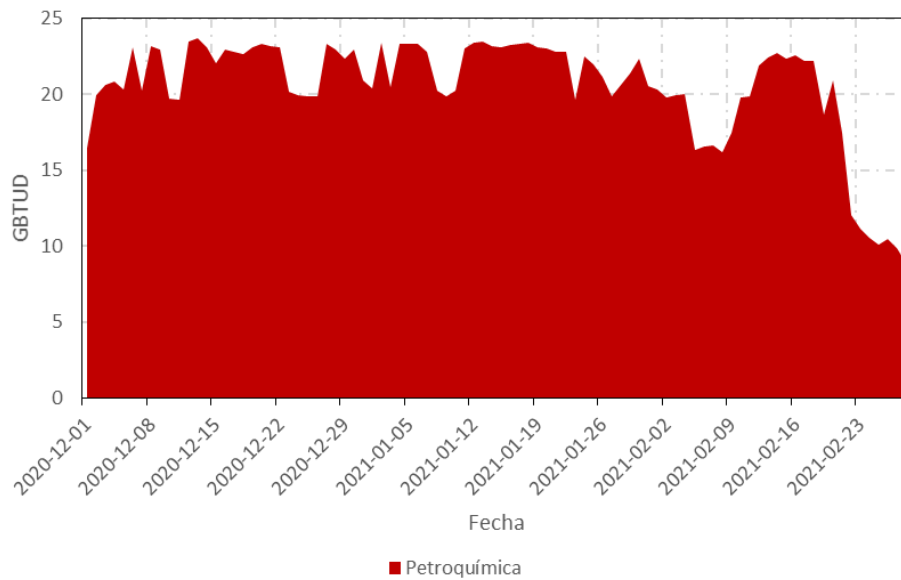


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El consumo del sector Petroquímico estuvo alrededor de 20 GBTUD, salvo la última semana de febrero 2021, cuando cayó a 10 GBTUD como se puede observar en la Figura 47.

<sup>10</sup> Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

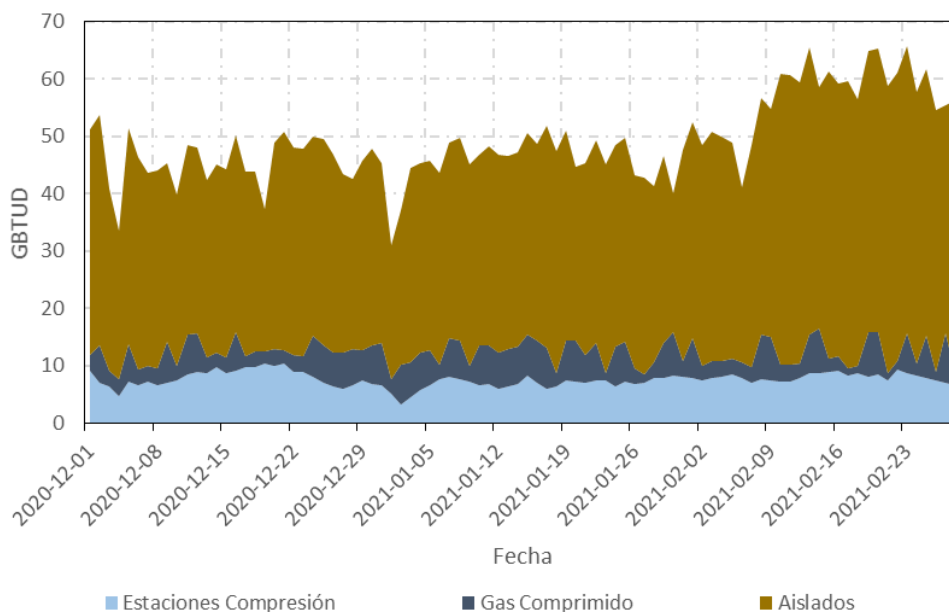
Figura 47. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.



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

La demanda de otros sectores, conformado por los consumos de las estaciones de compresión y la demanda atendida por los campos aislados y por gas natural comprimido, ha estado alrededor de 50 GBTUD, incrementándose las últimas semanas de febrero 2021 a 60 GBTUD. Como se aprecia en la Figura 48, estos incrementos se presentaron en los consumos de campos aislados.

Figura 48. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.

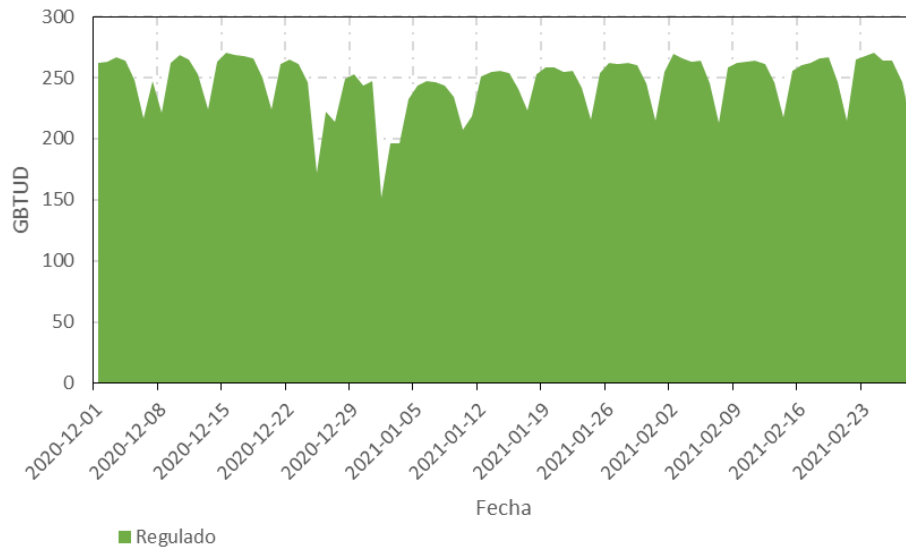


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



El sector regulado permaneció estable alrededor de los 250 GBTUD (Figura 49) salvo las caídas en el consumo que se presentaron durante las festividades de fin de año que son características de la época.

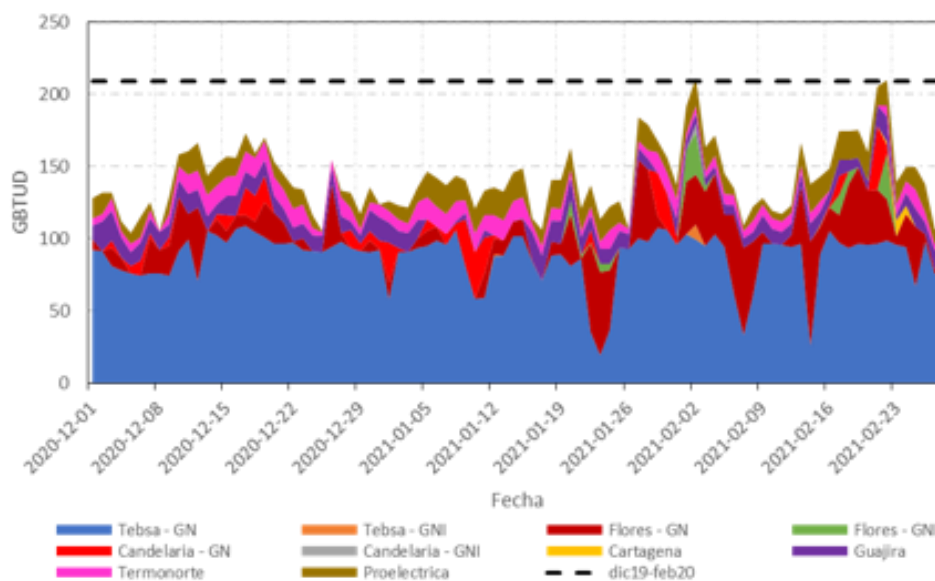
Figura 49. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.



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

Al observar en más detalle el consumo de gas del sector térmico, como puede observarse en la Figura 50 y en la Tabla 19, durante el periodo de análisis los consumos para generación en la costa tuvieron una caída de 5% en diciembre con respecto a noviembre; en enero 2021, en promedio, no presentaron variación.

Figura 50. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



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

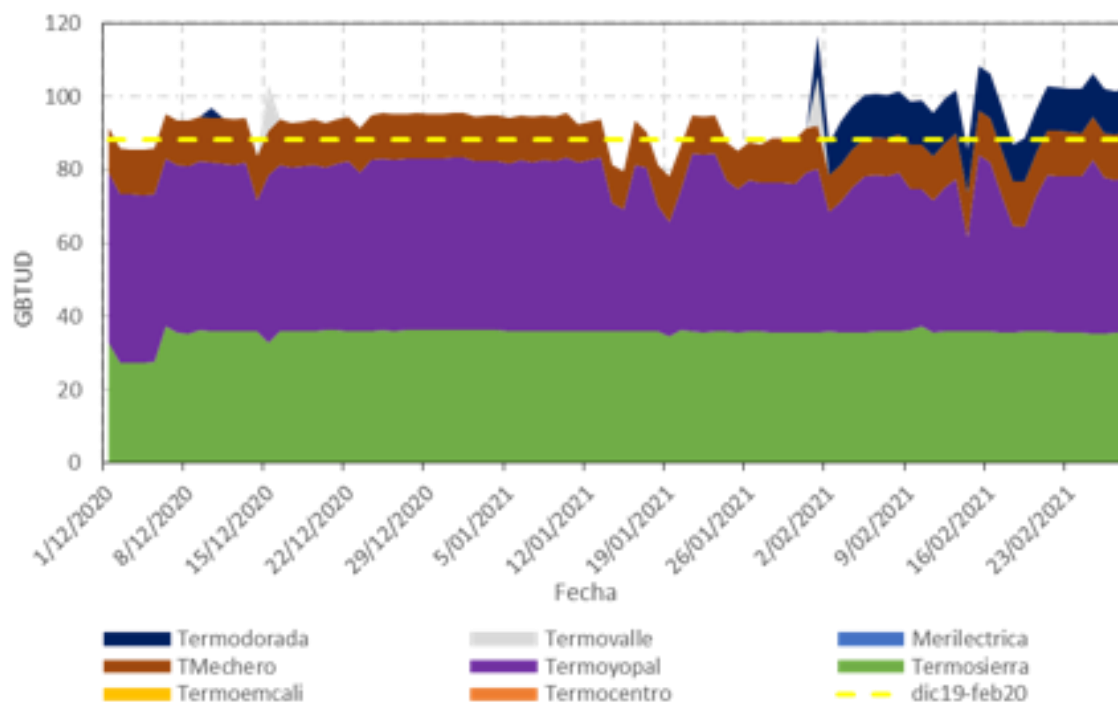
Tabla 19. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.

Mes	Tebasa GN	Tebasa GNI	Flores GN	Flores GNI	Candelaria GN	Candelaria GNI	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Total
Diciembre20	91.41	-	11.79	-	4.18	-	-	11.78	9.25	9.07	137.48
Enero21	83.66	0.06	13.67	0.75	6.81	-	-	7.84	9.92	14.30	137.02
Febrero21	87.27	0.37	28.06	3.90	2.65	0.20	0.72	9.08	5.40	13.27	150.92

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

Con respecto a los consumos térmicos para generación en el interior, 58% corresponde a Termoyopal y Termomechero que consumieron de manera constante en el periodo de análisis, y Termosierra con 38%, tal y como puede observarse en la Figura 51 y en la Tabla 20.

Figura 51. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



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

Tabla 20. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.

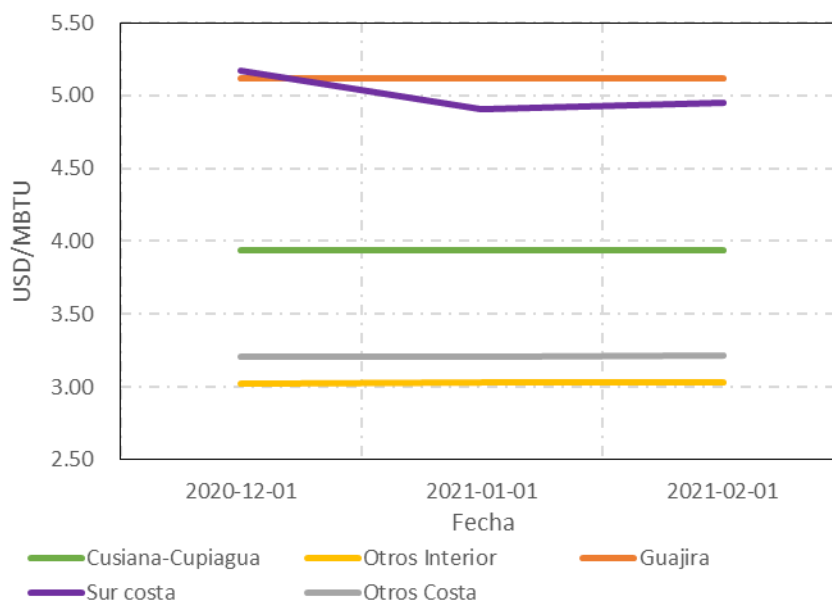
Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	TMechero	Total
Diciembre20	-	-	0.08	-	34.77	0.40	45.53	12.27	93.06
Enero21	-	0.01	-	-	35.90	-	43.19	11.41	90.51
Febrero21	-	-	11.64	-	35.84	0.48	39.66	11.71	99.33

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

## 2.2.5. Precios

Como se aprecia en la Figura 52, el precio promedio ponderado de los contratos firmes en el mercado primario permaneció estable durante el periodo de análisis.

Figura 52. 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.

Comparado con el trimestre anterior, se observan variaciones importantes en todos los campos excepto Cusiana-Cupiagua, tal y como lo muestra la Tabla 21.

Tabla 21. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Fuente	sep-nov/20	dic/20-feb/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	3.94	3.95	0%
Sur costa	5.85	5.01	-14%
Otros Costa	4.18	3.22	-23%
Guajira	5.28	5.12	-3%
Otros Interior	3.61	3.03	-16%

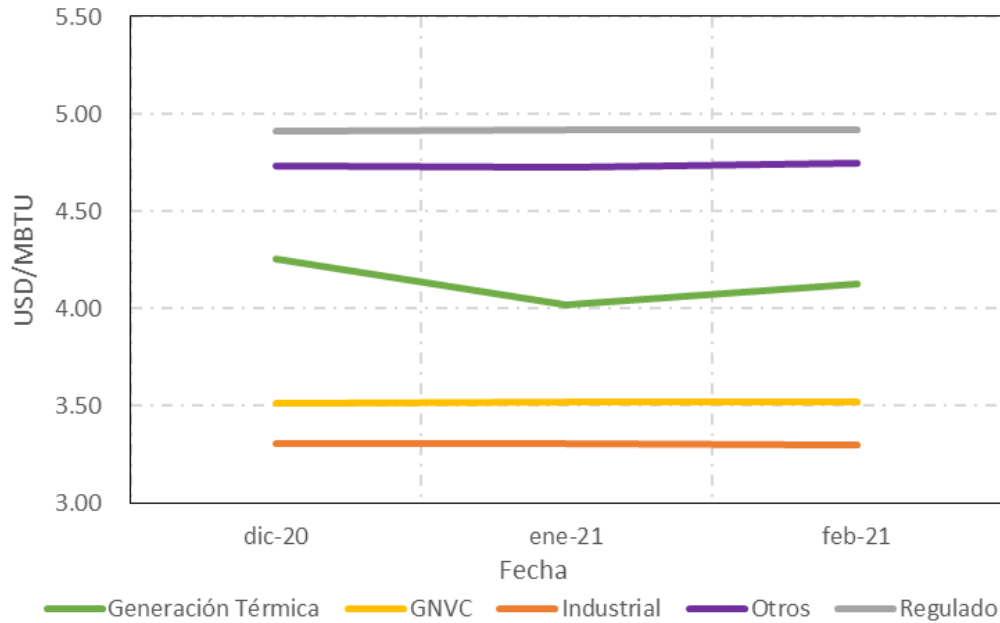
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Lo anterior se explica por la mayor demanda térmica que se presentó en el trimestre septiembre – noviembre 2020 que generó un incremento de precios en los contratos de corto plazo.

Tal y como lo ilustra la Figura 53 el precio promedio ponderado de los contratos en firme para los sectores industrial y GNVC estuvo cercano a los 3,5 USD/MBTU. Por otro lado, el

precio de la generación térmica, permaneció alrededor de los 4,5 USD/MBTU, mientras que el precio promedio para los sectores regulado y otros sectores estuvo alrededor de 5,0.

Figura 53. 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.

Comparado con el trimestre anterior y tal como se mencionó, la principal variación de precios se presentó en el sector térmico, como lo ilustra la Tabla 22.

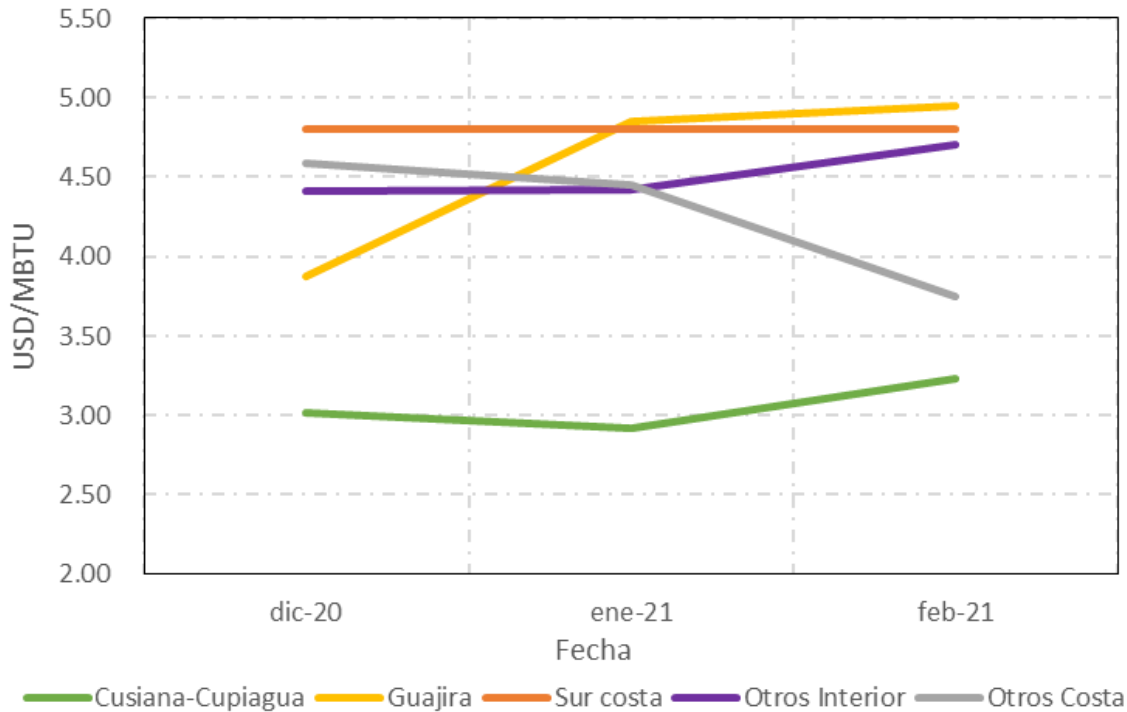
Tabla 22. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.

Sector	sep-nov/20	dic/20-feb/21	Var (%)
Generación Térmica	4.91	4.13	-16%
GNVC	3.51	3.52	0%
Industrial	3.44	3.30	-4%
Otros	4.64	4.74	2%
Regulado	5.03	4.92	-2%

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

Como lo ilustra la Figura 54, los precios promedio de los contratos interrumpibles permaneció estable durante el periodo de análisis. Los precios de contratos de sur costa permanecieron alrededor de los 5 USD/MBTU, mientras que los precios en el interior oscilaron entre 3 USD/MBTU y 4,5 USD/MBTU.

Figura 54. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.



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

Comparado con el trimestre anterior, se presentaron variaciones importantes en Cusiana-Cupiagua y en el sur de la costa, tal y como se detalla en la Tabla 23.

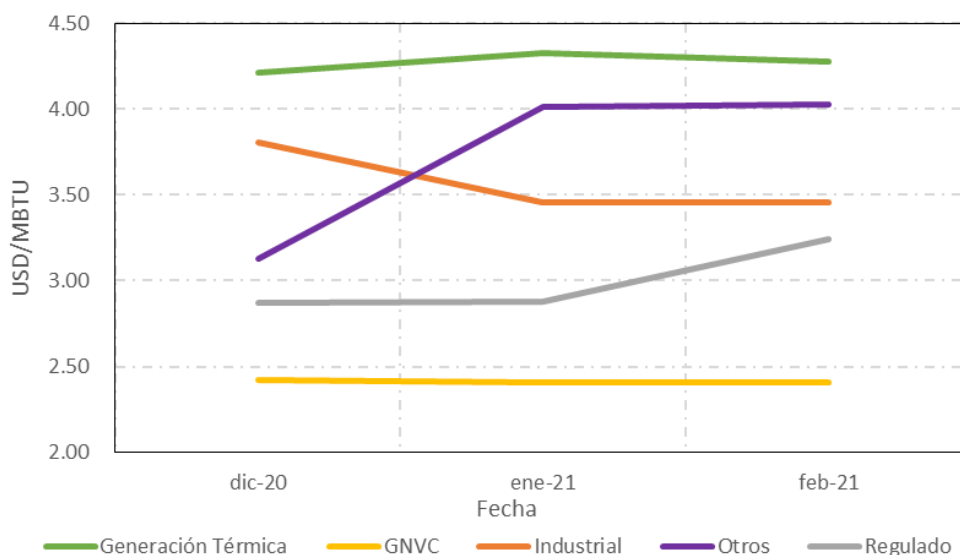
Tabla 23. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Fuente	Sep-nov/20	dic/20-feb/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	2.52	3.05	21%
Sur costa	4.41	4.80	9%
Otros Costa	4.02	4.26	6%
Guajira	4.84	4.56	-6%
Otros Interior	4.82	4.52	-6%

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

Los contratos interrumpibles para el sector térmico estuvieron cerca de 4,5 USD/MBTU. Como se presenta en la Figura 55 los demás sectores de consumo estuvieron por debajo de los 4 USD/MBTU.

Figura 55. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Comparado con el trimestre anterior, se presentó un incremento importante en la industria, como se observa en la Tabla 24.

Tabla 24. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Sector	Sep-nov/20	dic/20-feb/21	Var (%)
Generación Térmica	4.61	4.27	-7%
GNVC	2.42	2.41	0%
Industrial	2.95	3.57	21%
Otros	3.70	3.72	1%
Regulado	3.62	3.00	-17%

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

### 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: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación, disponibilidad y fijación de precios de bolsa; ii) índice de oferta residual; iii) indicadores de seguimiento a la fijación de precios de bolsa; iv) análisis de precios ofertados y comparación de indicadores, v) Indicadores de cubrimiento para generadores y comercializadores; vi) indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme. 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; iii) curva agregada de oferta de contratos y iv) Análisis

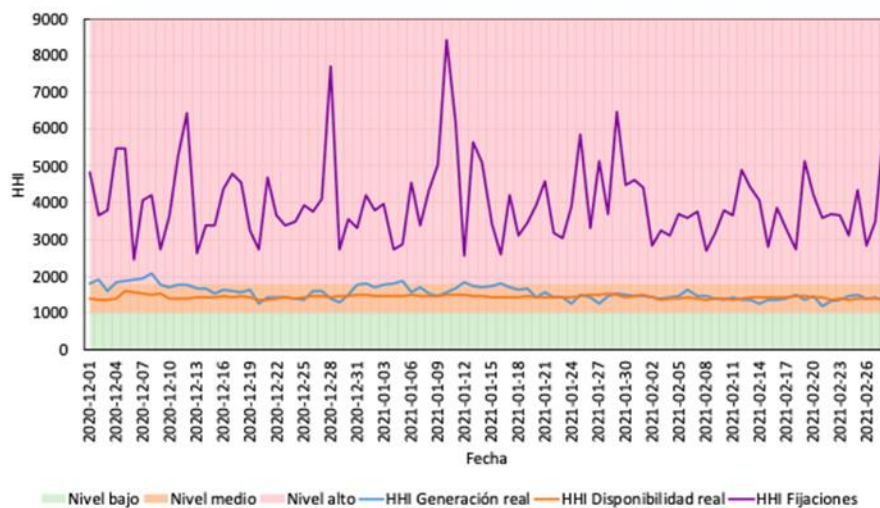
sobre el mercado primario del gas natural. Finalmente se presentan algunas conclusiones para el periodo de análisis.

## 3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

### 3.1.1. Indicador de concentración HHI

La Figura 56 muestra los indicadores HHI de disponibilidad real, generación real y fijaciones de precio de bolsa.

Figura 56. Indicadores de concentración HHI



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

El HHI de generación real estuvo principalmente en el nivel medio de concentración, entre 1000 y 1800, a excepción de 9 días (10% del periodo) en los que el indicador fue superior a 1800. Por su parte, el indicador de disponibilidad real, se encontró en un nivel medio durante todo el periodo. En cuanto a las fijaciones, las mismas tuvieron un alto índice de concentración HHI, superior a 1800 durante todo el periodo. La Tabla 25 resume los estadísticos básicos para los indicadores.

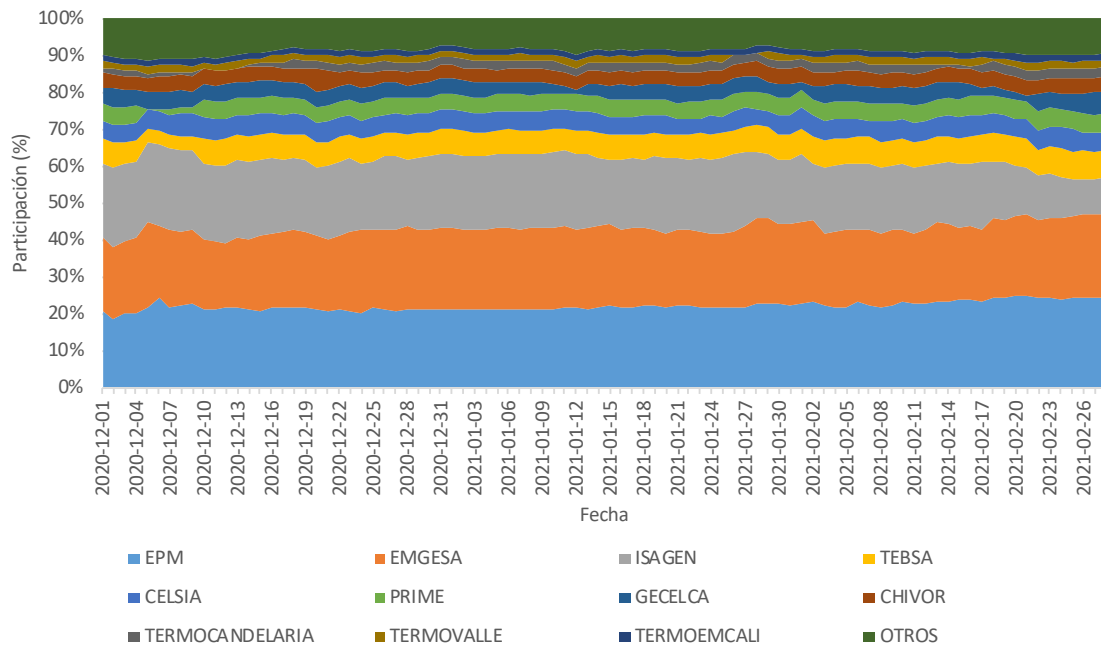
Tabla 25. Estadísticos básicos HHI

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar
<b>HHI Generación real</b>	1542,26	2072,60	1193,70	188,97
<b>HHI Disponibilidad real</b>	1428,36	1578,27	1341,32	48,50
<b>HHI Fijaciones precio de bolsa</b>	4010,42	8437,50	2465,28	1124,43

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 57 presenta la evolución de la participación de la disponibilidad real por agente. Once agentes cubren el 90% de la disponibilidad y 7 el 80%. Los agentes con mayor participación durante el periodo fueron EPM con un 22,19% y EMGESA con un 20,96% en promedio. ISAGEN les siguió con 18,47%. Estos tres agentes tuvieron el 61% de la disponibilidad en promedio. Entre 4% y 6% estuvieron TEBSA (6,63%), CELSIA (5,2%), PRIME (4,4%) y GECELCA (4,05%). Estos cuatro agentes cubrieron en promedio un 20,2% de la participación durante el periodo. CHIVOR, TERMOCANDELARIA, TERMOVALLE Y EMCALI, sumaron otro 9,2% cubriendo así el 90%. Finalmente, otros once agentes, cubrieron el porcentaje restante para llegar al 100% de la disponibilidad real del sistema.

Figura 57. Evolución participación disponibilidad real por agente



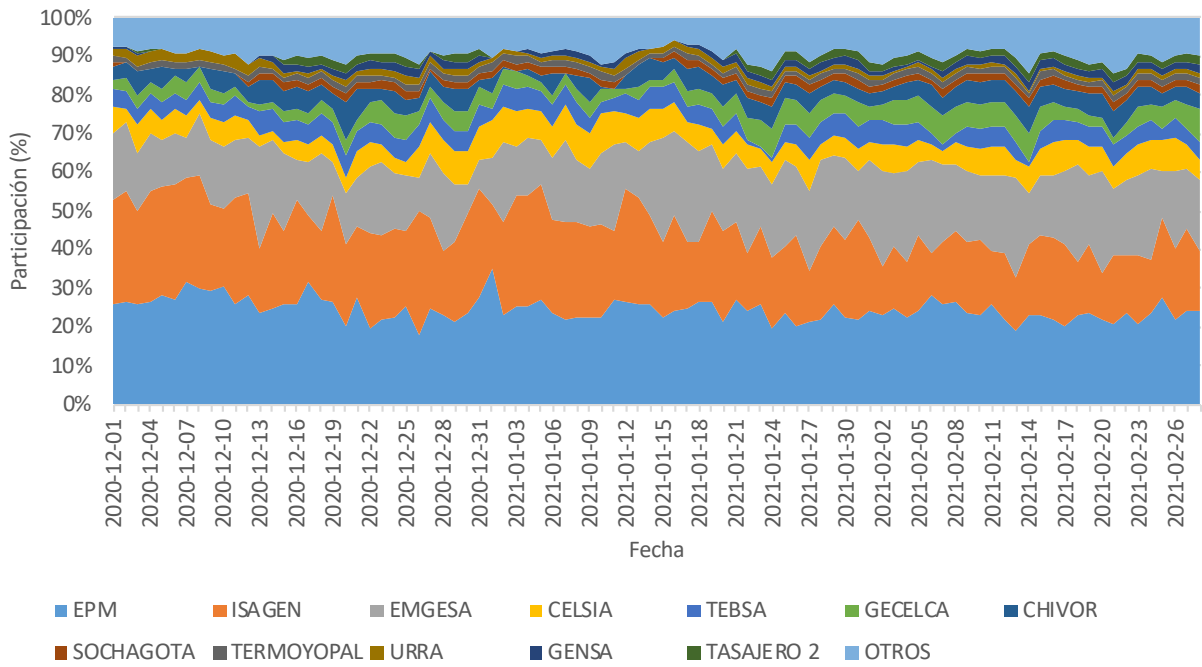
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Se observa que, aunque el comportamiento de la participación en disponibilidad real fue relativamente estable, hubo momentos en el tiempo donde se dieron algunas fluctuaciones, especialmente al inicio y final del periodo analizado, donde las disponibilidades de agentes específicos se vieron disminuidas por aspectos de mantenimientos, siendo absorbidas por otros agentes grandes (por ejemplo, en diciembre 2020) o agentes térmicos (en febrero 2021).

La Figura 58 presenta la evolución de la participación de la generación real por agente. En este caso 12 agentes, realizaron en promedio durante el periodo diciembre 2020 a febrero 2021, el 90% de la generación, y 7 agentes, el 80% de la misma. Los agentes EPM (24,52%), ISAGEN (21,13%) y EMGESA (17,48%) cubrieron cerca del 63% de la generación. A estos les siguieron CELSIA (6,44%), TEBSA (4,75%), GECELCA (4,4%) y CHIVOR (4,37%), con mucha menor participación en un rango entre el 4% y 7%. Los demás agentes, tuvieron participaciones menores al 2% cada uno.



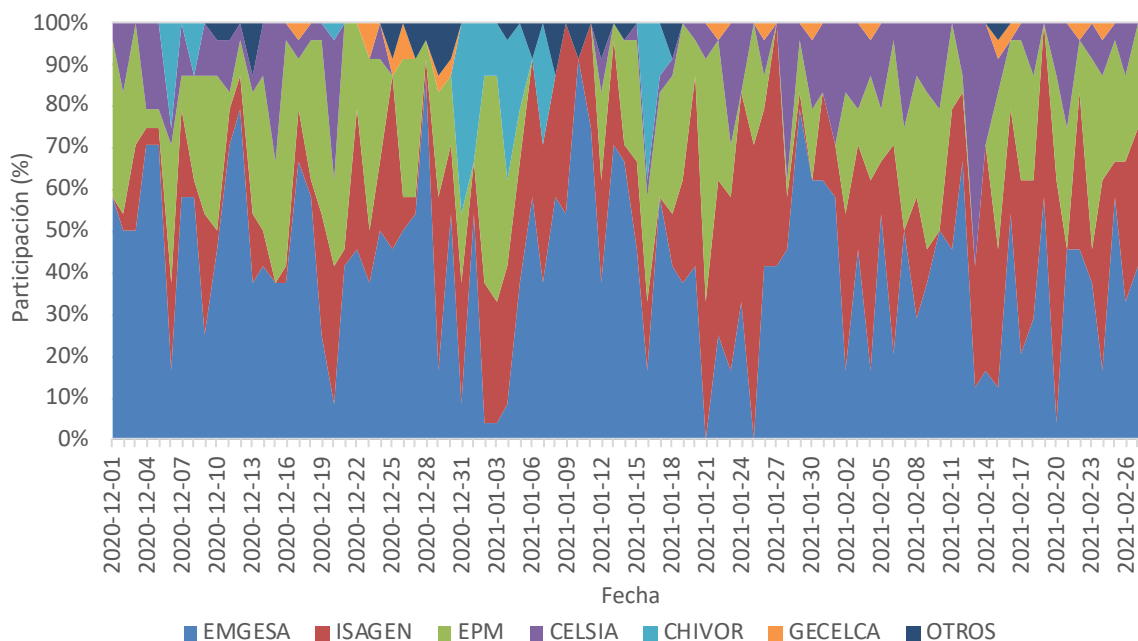
Figura 58. Evolución de la participación de la generación real por agente



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Finalmente, en cuanto a la evolución de la participación en la fijación de precios de bolsa (Figura 59), durante el periodo analizado, tan solo 6 agentes fueron los responsables de la fijación de los precios de bolsa. EMGESA fijó el precio de bolsa un 42,45% de las veces en promedio. A este, le siguieron ISAGEN con 22,77% y EPM con 20,87%. Los agentes CHIVOR y CELSIA fijaron el precio de bolsa, un 8,47% y 3,10% en promedio, respectivamente. GECELCA fijó el precio de bolsa tan solo un 0,97% de las veces en promedio, y el resto de agentes, menos de un 0,55% de las veces en promedio cada uno.

Figura 59. Evolución de la participación en la fijación de precios de bolsa



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.<sup>11</sup>

### 3.1.2. Índice de oferta residual

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 marginales. 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.

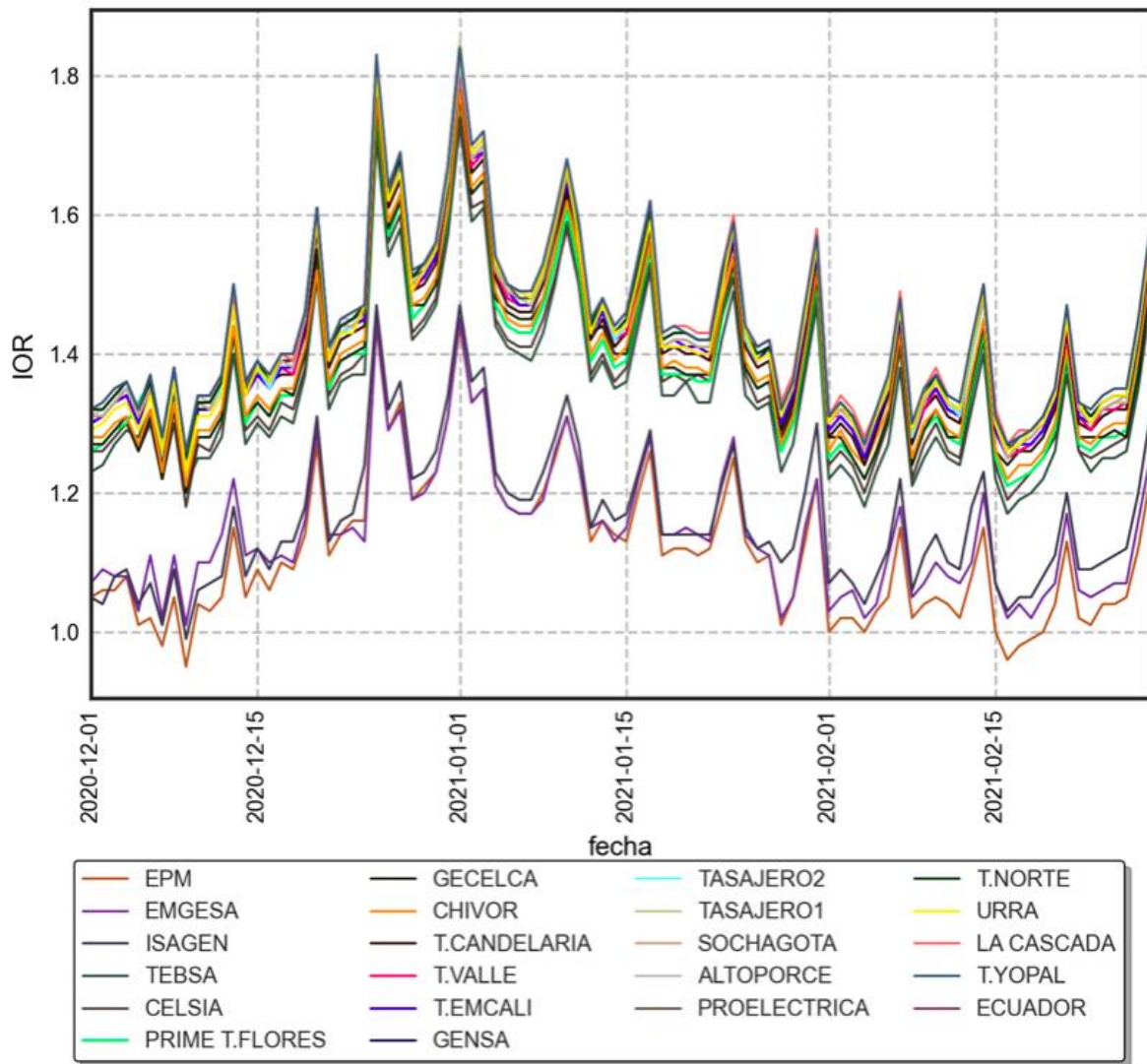
Para el presente análisis se toman las ofertas de disponibilidad de todos los generadores del sistema y se obtienen las ofertas por agente. Posteriormente, se obtienen las ofertas residuales para cada uno de los agentes y se dividen entre la demanda del sistema. Este proceso se realiza para cada hora 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, 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

<sup>11</sup> La gráfica presentada corresponde al promedio semanal, dada la alta variabilidad que se da en las fijaciones de forma diaria.

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.

Figura 60. Indicador de oferta residual



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Figura 60 se observan los indicadores de IOR mínimos durante el periodo analizado, para todos los agentes, notándose, que el indicador fue superior a 1 en la mayoría del periodo, y en particular, 2 agentes (ISAGEN y EPM) tuvieron IORs inferiores a uno.

De los 90 días del periodo analizado, el IOR mínimo diario fue menor a uno durante 5 días. Durante estos 5 días, se dieron 6 eventos de IOR menor a 1, cinco por parte de EPM y uno por parte de ISAGEN.

Se observó durante el periodo, que el IOR tuvo un incremento progresivo en la última quincena de 2020, logrando sus valores máximos el primero de enero de 2021, resultado esto de la disminución de la demanda propia de fin de año. En contraste, desde dicha fecha, se observó una disminución del IOR durante el mes de enero, en la medida que la demanda

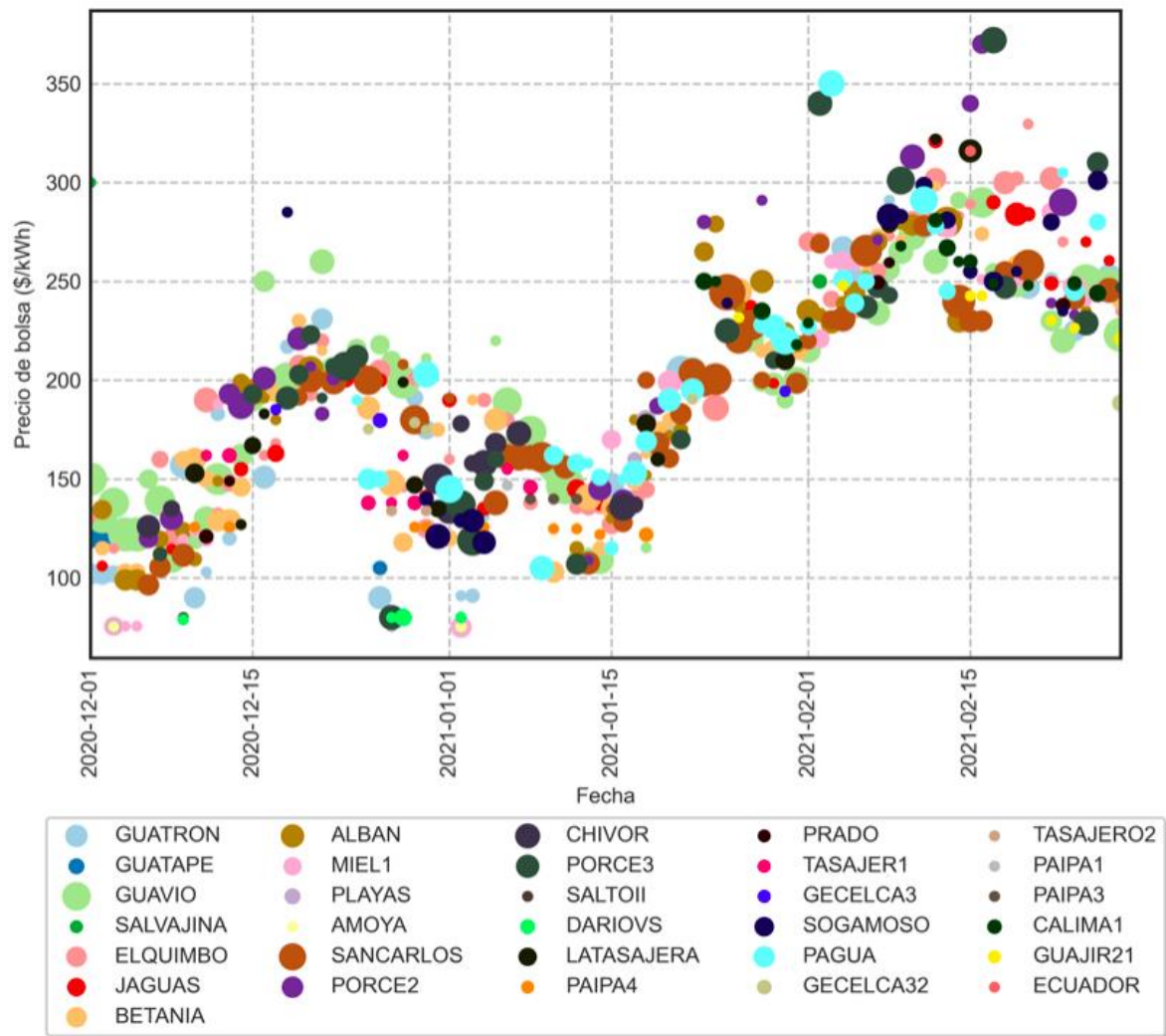
aumentó y la disponibilidad del sistema se ha venido viendo afectada por la realización de mantenimientos en varias plantas.

Durante el mes de febrero, se presentó IOR menor a uno en 3 días por parte del agente EPM.

### 3.1.3. Seguimiento a la fijación de precios de bolsa

En la Figura 61 se ilustra la cantidad de veces que una planta fija el precio de bolsa diariamente en el periodo de análisis. El diámetro de cada circunferencia indica el número de veces que la planta fijó el precio en el día, y en el eje de la izquierda se muestra el precio de bolsa fijado.

Figura 61. Fijación precios de bolsa, diciembre 2020 - febrero 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Durante el mes de diciembre de 2020, los precios pasaron de estar en el rango entre 100\$/kWh y 150 \$/kWh a pasar a un rango de 180 \$/kWh y 230 \$/kWh durante los primeros

15 días, disminuyendo luego para estar en el rango de 130 \$/kWh a 180 \$/kWh. Es de resaltar, que en diciembre se dieron cuatro eventos en los que en horas particulares del día los precios de bolsa fueron significativamente mayores al promedio. Estos días fueron el 1, 16, 18 y 21 de diciembre. Esto se debe a que el algoritmo optimizador no incluye una regla que controle el incremento del precio de bolsa, el precio promedio diario, y la planta que margina en determinada hora, para atender pequeñas diferencias entre la demanda para horas determinadas. La planta que más fijó fue Guavio, con 13 días en los que fijó 10 veces o más el precio de bolsa. Otras plantas que tuvieron días con gran número de horas en las que fijaron el precio fueron San Carlos y Albán.

Durante enero, la fijación de precios de estuvo en el rango entre 100 \$/kWh y 200 \$/kWh principalmente hasta el 21 de enero, después de lo cual, pasó a estar en el rango entre 200 \$/kWh y 300 \$/kWh después de dicha fecha. Guavio y San Carlos fueron las plantas que más fijaron el precio de bolsa tanto en número de días como en fijaciones por día, siendo Guavio, con 18 fijaciones el 11 de enero, la planta que más fijaciones tuvo en un día.

Para el mes de febrero, los precios estuvieron principalmente en el rango de 225 \$/kWh a 325 \$/kWh, dadas las condiciones de volumen útil y aportes. No obstante, la fijación de precios estuvo muy por debajo de lo observado durante el mismo periodo en 2020, en el cual los precios oscilaron entre 350 a 650 \$/kWh.

La Tabla 26 presenta el número de veces que, el precio de bolsa promedio diario estuvo en rangos definidos por precios promedios de plantas representativas a carbón en el mercado, las cuales reflejan potenciales “escalones de costo de oportunidad” para las plantas hídricas del sistema.

Tabla 26. Precios de bolsa en comparación con promedios de plantas a carbón

	Menor a 160 \$/kWh	Mayor o igual a 160 \$/kWh y menor a 196 \$/kWh	Mayor o igual a 196 \$/kWh y menor a 290 \$/kWh	Mayor o igual a 290 \$/kWh
Número de días	27	16	42	5
Porcentaje de días	30,00%	17,78%	46,67%	5,56%

Se observa, que, de los 90 días del periodo analizado, el 30% de los mismos, el precio de bolsa promedio fue inferior al de las plantas a carbón más económicas del sistema, por debajo de 160 \$/kWh, y el 17,7% estuvo entre estas plantas a carbón más económicas, y un segundo escalón, cerca de los 196 \$/kWh. Con esto, el 47,7% de los precios promedio fue inferior a los dos primeros escalones de “costo de oportunidad”, lo cual muestra, la eficiencia en la fijación de precios del sistema, dadas externalidades como altos niveles de volumen útil, y aportes por encima de la media histórica en algunos momentos al inicio del periodo.

Por otro lado, los precios más altos del periodo, entre 196 \$/kWh y 290 \$/kWh, se han dado principalmente desde la última semana de enero hasta finales de febrero, lo cual es

consistente con la progresiva disminución de volumen útil del sistema por el inicio del periodo de verano, donde los aportes disminuyeron por debajo de la media histórica.

### 3.1.4. Análisis de precios ofertados y comparación de indicadores

A continuación, se presenta el análisis sobre varios agentes del mercado y sus indicadores, con el fin de verificar sus comportamientos durante el año analizado. Para esto, se han comparado varias variables e indicadores. Inicialmente se presenta el resumen de las principales variables para varios agentes generadores del mercado que han tenido una visibilidad importante a la hora de fijar los precios de bolsa o que han tenido comportamientos singulares que permiten evidenciar diferentes aspectos del desempeño del mercado, tales como externalidades, estrategias comerciales, gestión de embalse, aprovechamiento de contratos favorables en gas natural, cambios en disponibilidades, así como sus similitudes y o diferencias entre agentes, así como los impactos de estos en diferentes variables como precios de mercado e ingresos de los agentes.

Luego se comparan indicadores y variables que permiten observar el desempeño del mercado y las causas de eventos representativos ocurridos durante el periodo. Se incluyen en la comparación el indicador IICB, que compara los ingresos por bolsa contra los ingresos por contratos para un agente. Si el indicador es positivo, el mismo indica que los ingresos por contratos fueron mayores a los ingresos por bolsa, y si es negativo, indica que los ingresos por bolsa fueron mayores a los ingresos por contratos. El indicador es 1 si los ingresos de dicho agente son exclusivamente por contratos. Por otro lado, este indicador es -1 si todos los ingresos son por bolsa y no tiene ingresos por contratos, y es 0, si los ingresos por bolsa y por contratos son iguales.

Así mismo, se compara con el porcentaje de volumen útil, tal como se ha registrado en los sistemas de información de XM, así como el porcentaje de disponibilidad calculado como la disponibilidad real sobre la capacidad efectiva neta agregada del agente. También se compara el nivel de aportes diario calculado como el cuantil 95 de los aportes registrados en el sistema de información de XM sobre el máximo nivel de aportes del periodo diciembre 2013 a diciembre 2020, esto, con el fin de no tener en cuenta, algunos pocos niveles de aportes, que han podido ser significativamente mayores al promedio histórico, con lo que se tiene una aproximación un poco más real a lo percibido por los agentes. Finalmente se compara con los precios ofertados por las plantas despachadas centralmente dentro del portafolio de los agentes generadores.

La Tabla 27 presenta los estadísticos básicos para las plantas de EMGESA y sus precios de energía ofertados durante el periodo diciembre 2020 a febrero 2021. Se observa que, para el periodo analizado, las plantas hídricas Guavio, Dario Valencia Samper y Pagua, tuvieron precios ofertados promedio entre 105 \$/kWh y 184 \$/kWh, siendo más bajos en promedio, que las plantas térmicas a carbón, Zipa 2, Zipa 3, Zipa 4 y Zipa 5, cuyos precios promedio estuvieron en el rango de 184 \$/kWh a 195 \$/kWh. Por su parte, las plantas Betania y El Quimbo, estuvieron en promedio cerca de las plantas térmicas a carbón del mismo agente, entre 194 \$/kWh y 198 \$/kWh.

Finalmente, las plantas térmicas más costosas de este agente y del sistema, fueron Cartagena 1, Cartagena 2 y Cartagena 3, con precios promedio entre 877 \$/kWh y 902 \$/kWh.

Tabla 27. Estadística descriptiva básica precios de oferta EMGESA

Planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
BETANIA	197,84	193,00	65,79	73,68	350,00
CARTAGENA1	901,40	879,12	54,80	843,49	987,00
CARTAGENA2	877,39	847,68	68,54	807,83	985,00
CARTAGENA3	902,37	872,09	53,79	860,11	988,00
DARIOVALENCIASAMPER	105,42	80,00	41,44	75,00	210,00
ELQUIMBO	194,75	191,50	63,30	70,05	329,53
GUAVIO	181,09	200,50	63,31	69,75	291,00
PAGUA	183,58	185,00	93,85	69,75	400,00
ZIPAEMG2	184,70	178,13	11,64	175,89	203,12
ZIPAEMG3	195,40	193,32	10,43	110,00	203,77
ZIPAEMG4	190,51	184,80	14,78	81,00	203,32
ZIPAEMG5	192,88	191,57	16,02	82,00	203,50

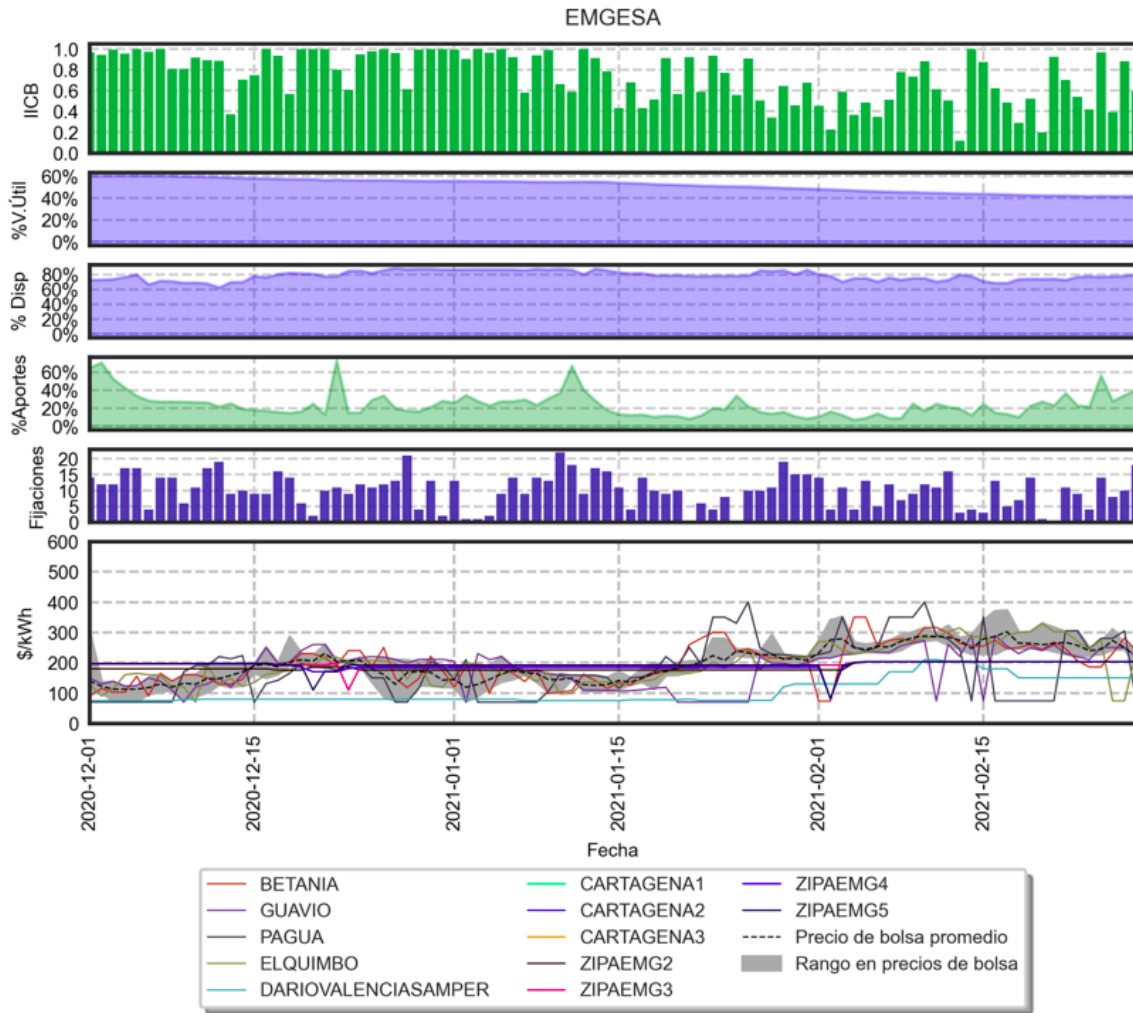
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 62 muestra la evolución de varios indicadores y variables para el agente EMGESA. Para el indicador IICB, se observa que, durante diciembre, el mismo se encontró principalmente en el rango superior entre 0,8 y 1, indicando que sus ingresos por contratos fueron muy superiores a sus ingresos por ventas de energía en bolsa. Durante el mes de enero, dicho indicador disminuyó, observándose un mayor número de veces en las que el IICB estuvo por debajo de 0,5, mostrando que, en la medida que el precio de bolsa aumentó, sus ingresos por bolsa adquirieron un porcentaje significativo de sus ingresos entre bolsa y contratos.

Con relación al volumen útil, se observa que el agente inició diciembre de 2020 con un volumen útil de cerca del 60%, disminuyendo lentamente hasta 50% a mediados de enero, cuando su volumen útil, inició un descenso de forma más acelerada, llegando a 40% a finales de febrero.

Si bien el porcentaje de disponibilidad real con relación a la capacidad instalada se mantuvo durante el periodo en cerca de un 77%, se observa que el agente aumentó sus precios a mediados de enero, principalmente para sus plantas Betania y Pagua, sacándolos de mérito en varios periodos. Desde la segunda quincena de febrero, se observa un mayor nivel de aportes, impactando la oferta de precios del agente a la baja.

Figura 62. Comparación de indicadores EMGESA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 28 presenta la evolución del promedio mensual para los indicadores.

Tabla 28. Promedio mensual para los indicadores analizados para EMGESA

	dic-20	ene-21	feb-21
<b>IICB</b>	0,88	0,74	0,57
<b>% V. útil</b>	58,15	53,04	44,18
<b>% aportes</b>	28,57	22,46	21,03
<b>% D. real</b>	77,44	83,16	74,67

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 29 presenta las variables estadísticas descriptivas para los precios de oferta de EPM por cada planta en el periodo diciembre 2020 - febrero 2021. Es de resaltar que, durante el trimestre, las plantas con precios de oferta más económicos fueron Termosierra y San Francisco con promedios entre 68,85\$/kWh y 76,39 \$/kWh respectivamente. Por su parte, las plantas hídricas Playas, La Tasajera, Guatrón, Guatapé, Porce II y Porce III, presentaron durante el trimestre, precios promedio en el rango de 90,94\$/kWh a



210,14\$/kWh. La planta más costosa de su portafolio en promedio, fue Termodorada con 550,70 \$/kWh. Es de resaltar que, para el periodo analizado, el portafolio hídrico de este agente tuvo 4 plantas con ofertas de precios por debajo de otras plantas a carbón, y 3 plantas con valores cercanos a plantas térmicas a carbón más costosas del sistema.

Por otro lado, las plantas con menor variabilidad en precios ofertados fueron Termosierra y San Francisco, con desviaciones estándar de 1,95 \$/KWh y 2,0 \$/kWh respectivamente, mientras que otras plantas del portafolio hídrico tuvieron desviaciones entre 37,99 \$/kWh y 105 \$/kWh. Finalmente, la planta con mayor desviación estándar fue Termodorada con 312,51 \$/kWh.

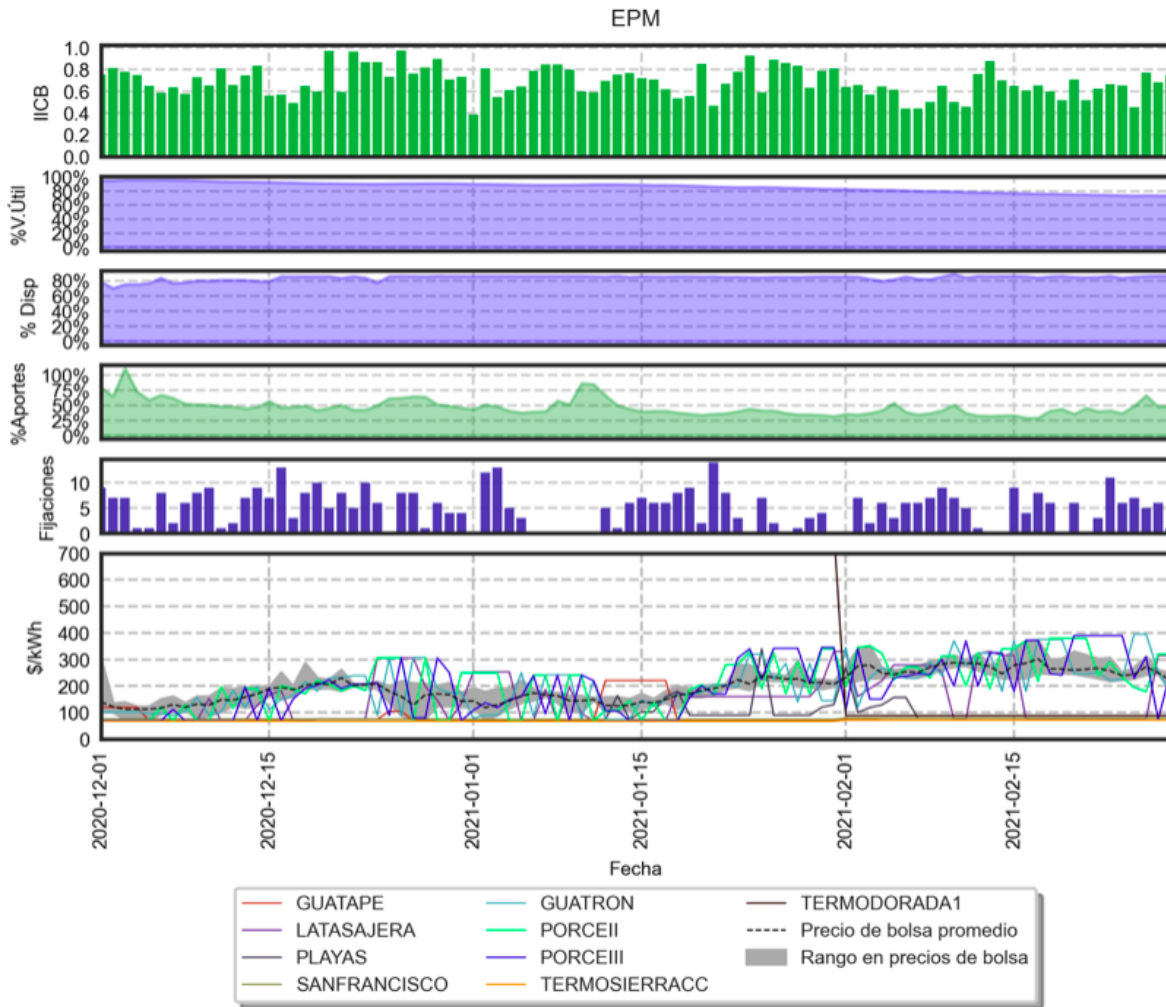
Tabla 29. Estadística descriptiva básica precios de oferta EPM

Planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
GUATAPE	86,05	74,23	37,99	69,21	221,00
GUATRON	202,13	197,00	88,88	75,00	395,00
LATASAJERA	150,81	131,00	91,05	69,21	330,00
PLAYAS	90,94	79,23	39,63	74,31	340,00
PORCEII	210,14	203,00	98,50	69,21	380,00
PORCEIII	196,36	198,50	105,61	69,75	390,00
SANFRANCISCO	76,39	75,44	1,95	74,31	79,23
TERMODORADA1	550,70	744,92	312,51	88,99	792,40
TERMOSIERRACC	68,85	67,80	2,00	66,96	71,79

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Figura 63, se observa que para EPM, su indicador IICB alrededor de 0,7 durante la mayor parte del periodo, es decir sus ingresos por contratos han sido mucho más altos que sus ingresos por bolsa.

Figura 63. Comparación de indicadores EPM



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Con relación al volumen útil, se observa que el agente inició el periodo con un volumen útil de 100%, disminuyendo a 90% a mediados de enero y finalizando el periodo con un volumen útil cercano al 75%, esto, como resultado de tener varias plantas entrando y saliendo de mérito de forma intermitente, manteniendo una disponibilidad real cercana a un 80% de su capacidad instalada durante el periodo, y, con un porcentaje de aportes que han oscilado principalmente entre el 40% y 50% de su máximo histórico (cuantil 95).

Como se observa en la Tabla 30, el IICB disminuyó en promedio de 0,73 en diciembre de 2020 a 0,62 en febrero de 2021. Su volumen útil promedio mensual pasó de 92,93% en diciembre a 77,73% en febrero. El porcentaje de aportes ha disminuido de un 56% en promedio del primer mes analizado, a 40,55% en el último, y su disponibilidad real ha estado en promedio por encima del 80% de su capacidad instalada durante el periodo.

Tabla 30. Promedio mensual de indicadores analizados para EPM

	dic-20	ene-21	feb-21
<b>IICB</b>	0,73	0,71	0,62
<b>% V, útil</b>	92,93	87,68	77,73
<b>% aportes</b>	56,08	44,8	40,55
<b>% D, real</b>	81,92	85,71	84,97

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el caso de ISAGEN, se observa en la Tabla 31, que su portafolio hídrico, estuvo en promedio entre 129,16 \$/kWh y 170,3 \$/kWh. Su única planta térmica, Termocentro, tuvo en promedio, un precio ofertado de 571,77 \$/kWh. Las plantas hídricas Miel 1, San Carlos y Sogamoso, estuvieron por debajo de las plantas a carbón más económicas del sistema (entre 129,16 \$/kWh y 146,94 \$/kWh), mientras que la planta Jaguas, tuvo precios de oferta en promedio superior a dichas plantas a carbón (170,3 \$/kWh), pero inferior a las plantas a carbón con precios de oferta más costosos dentro del sistema (las cuales están por encima de 200 \$/kWh).

Tabla 31. Estadística descriptiva básica precios de oferta ISAGEN

Planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
JAGUAS	170,30	168,00	83,48	69,75	321,00
MIELI	126,52	75,49	79,56	69,75	290,50
SANCARLOS	146,94	147,00	72,99	69,21	280,50
SOGAMOSO	129,16	72,14	85,82	69,21	301,00
TERMOCENTROCC	571,77	564,23	31,07	540,03	615,24

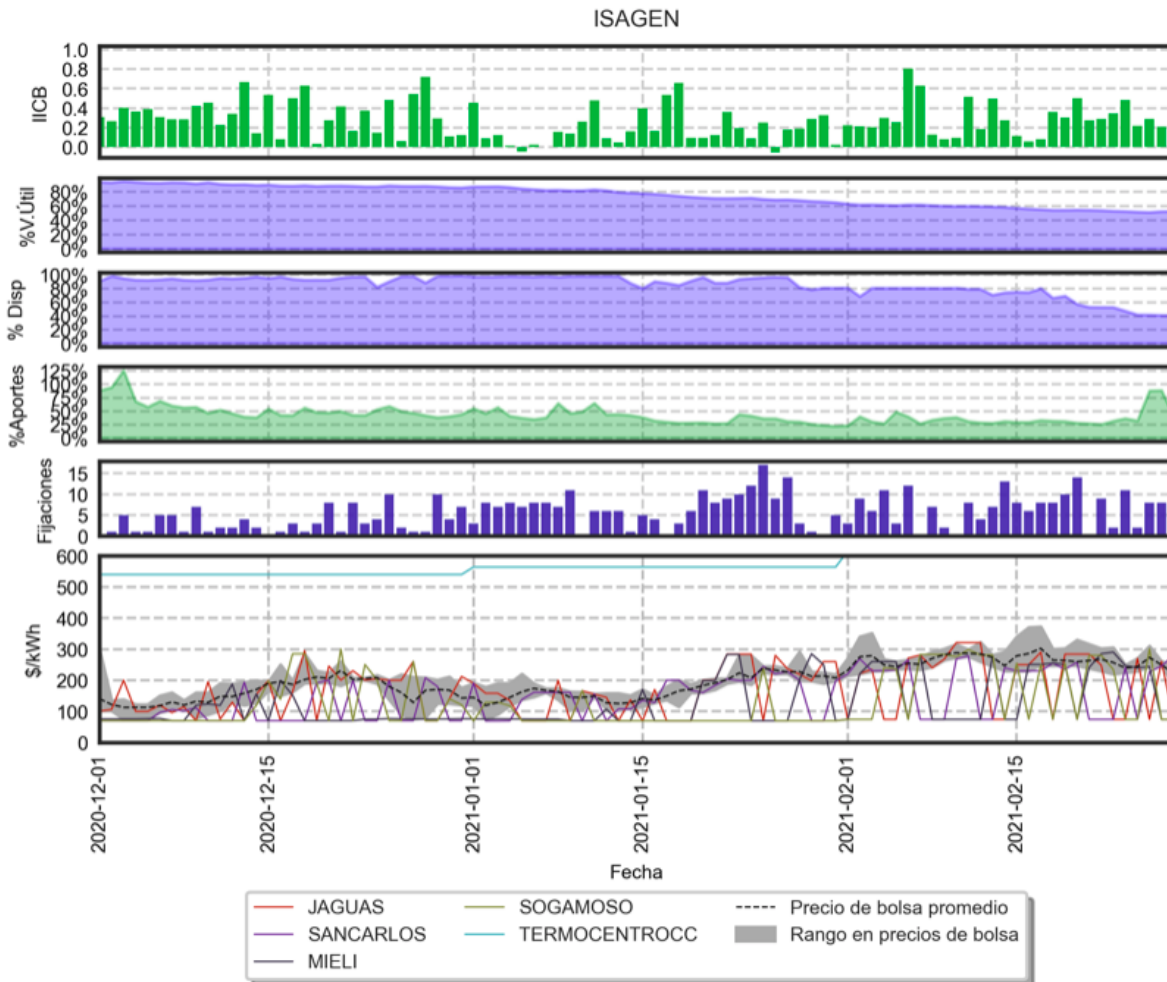
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 64 presenta la evolución diaria de varios indicadores para ISAGEN. Se observa que su indicador IICB fue en general inferior a 0,4, lo cual indica que sus ingresos por bolsa fueron significativos y relativamente cercanos a sus ingresos por contratos, notándose que, 34 de los 90 días analizados, el indicador fue inferior a 0,2 (al menos el 40% de sus ingresos fue por bolsa) y, adicionalmente, dos de ellos, tuvieron un IICB inferior a 0, lo cual indica, que en estos días, sus ingresos por bolsa fueron superiores a sus ingresos por contratos de energía.

El agente inició diciembre de 2020, con cerca de 93% de volumen útil, disminuyendo el mismo a cerca de 80% a mediados de enero, gestionándolo durante esta primera mitad del periodo a través de una estrategia de alternancia de precios en sus recursos hídricos y, resaltándose, que el agente contó con aportes cercanos al 50% de su máximo histórico (cuantil 95), y con un día de aportes superiores a los normal que sobrepasó ese cuantil (diciembre 3 de 2020).

En la segunda mitad del periodo, su volumen útil continuó disminuyendo a una tasa mayor que en la primera parte, cerrando con cerca de 50% a finales de febrero. Es de observar, que el agente inició un aumento progresivo de precios desde enero 15 de 2021, una vez el volumen útil estuvo por debajo de 80%, y en la medida, que los aportes disminuyeron a cerca del 25% de su máximo histórico en su cuantil 95. Así mismo, desde la última semana de enero, el agente disminuyó progresivamente su disponibilidad real.

Figura 64. Comparación de indicadores ISAGEN



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 32 presenta los promedios mensuales de los indicadores para ISAGEN en el periodo diciembre 2020 a febrero 2021. Se observa que el mínimo IICB del agente fue en enero con un indicador de 0,19 mientras que, en diciembre de 2020 y febrero de 2021 su indicador fue más alto, cercano a 0,33. También se resalta, que el volumen útil promedio disminuyó de 89,97% en diciembre de 2020 a 57,55% en febrero de 2020 y que la disponibilidad real ha disminuido de 94,67% a 74,22% de su capacidad instalada.

Tabla 32. Promedio mensual de indicadores ISAGEN

	dic-20	ene-21	feb-21
<b>IICB</b>	0,33	0,19	0,32
<b>% V. útil</b>	89,97	76,7	57,55
<b>% aportes</b>	55,05	38,79	36,59
<b>% D. real</b>	94,67	92,88	74,22

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para CHIVOR, se observa en la Tabla 33, que su promedio anual de precio ofertado se encontró en 84,31 \$/kWh, siendo inferior al precio todas las plantas a carbón del sistema. La desviación estándar de sus precios ofertados fue de 30,84 \$/kWh.

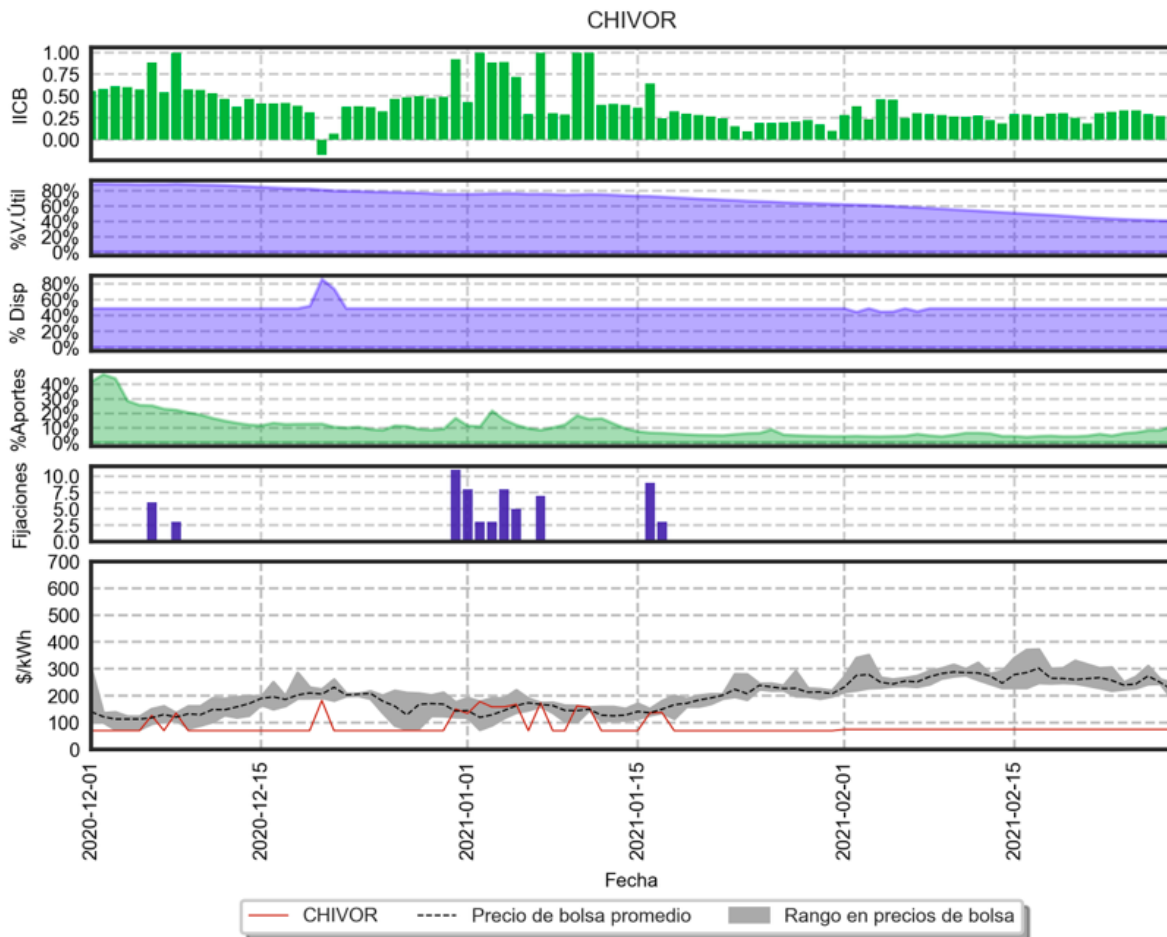
Tabla 33. Estadística descriptiva básica precios de oferta CHIVOR

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	84,31	70,05	30,84	69,75	182,11

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Así mismo, como se observa en la Figura 65, el IICB para el agente fue inferior a 0 en una oportunidad durante los 90 días del periodo. El agente contó con un volumen útil cercano superior al 90% al inicio de diciembre de 2020, disminuyendo a cerca de 80% al finalizar diciembre, luego a 60% al finalizar enero, y cerrando el periodo analizado, con cerca de un 40% de volumen útil. También es de observar, que el agente tuvo una disponibilidad reducida, debido a mantenimiento general de la planta Chivor.

Figura 65. Comparación de indicadores CHIVOR



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 34 presenta el promedio mensual de los indicadores comparados. Se observa que el menor valores del indicador IICB correspondió al mes de febrero de 2021 (0,29). Así mismo, el volumen útil disminuyó de un 83,63% en diciembre de 2020 a un 51,57% en promedio para febrero de 2021 y el nivel de aportes pasó de 17,81% en diciembre de 2021 a 5,61% en febrero de 2021.

Tabla 34. Promedio mensual de Indicadores Chivor

	dic-20	ene-21	feb-21
<b>IICB</b>	0,48	0,43	0,29
<b>% V. útil</b>	83,63	71,37	51,57
<b>% aportes</b>	17.81	9.39	5.61
<b>% D. real</b>	51.11	49.03	48.45

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Al analizar el resumen estadístico de las ofertas de precios para el año por parte de CELSIA (Tabla 35), se observa que solo su planta Cucuana tuvo en promedio, valores de precios de oferta inferiores a las plantas de carbón del sistema. Otras plantas como Alban y Prado, tuvieron precios de oferta promedio, similares a plantas térmicas a carbón, mientras que otras como Calima (318,9 \$/kWh) y Salvajina (247,67 \$/kWh), tuvieron precios de oferta promedio superiores a las plantas térmicas a carbón más costosas. La planta térmica Merilectrica, tuvo precios de oferta en promedio de 460,17 \$/kWh. La planta que menor variación tuvo fue Merilectrica, con una desviación estándar de 11,34 \$/kWh, mientras que la que más desviación estándar tuvo fue Salvajina con 146,32 \$/kWh.

Tabla 35. Estadística descriptiva básica precios de oferta CELSIA

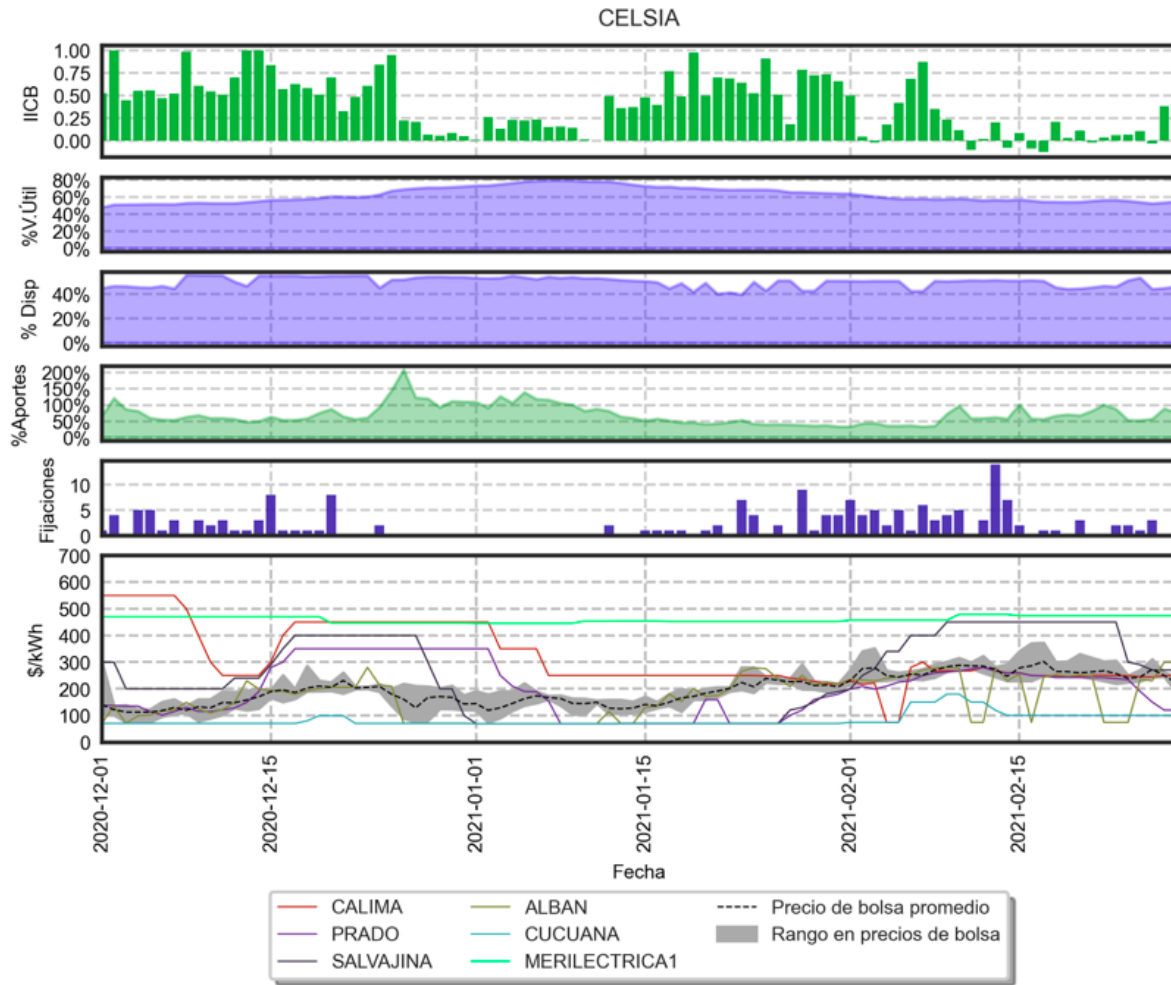
Planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
ALBAN	167,63	185,50	78,45	69,21	300,00
CALIMA	318,90	250,50	111,60	74,23	550,00
CUCUANA	83,61	70,05	25,58	69,21	180,00
MERILECTRICA1	460,17	457,18	11,34	445,82	478,68
PRADO	199,83	194,50	98,34	69,21	350,00
SALVAJINA	247,67	240,00	146,32	69,21	450,00

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 66 presenta los indicadores para CELSIA. Se observa que este agente tuvo el indicador IICB menor a cero durante 10 de los 90 días del periodo analizado, lo cual indica que, para estos días, sus ingresos por bolsa fueron superiores a sus ingresos por contratos.

El agente inició diciembre de 2020 con un volumen útil cercano a 50%, aumentándolo hasta 80% durante la primera semana de enero. Para esto, el agente tuvo precios de oferta altos en varias plantas de su portafolio (Salvajina, Prado y Calima), sacándolas de mérito y consecuentemente del despacho. También es de resaltar que, desde enero, el agente disminuyó los precios de su planta Salvajina y luego Prado, entrando en merito con 4 plantas de su portafolio, por lo que su volumen útil inició su descenso llegando a valores cercanos al 50% a finales de febrero.

Figura 66. Comparación de indicadores CELSIA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

También se observa, que el agente ha tenido disponibilidad reducida durante el periodo, oscilando entre 40% y 60%. Finalmente, se observa que el agente ha tenido importantes aportes, por encima del máximo de su cuantil 95, durante la última semana de diciembre de 2020 y primera semana de enero de 2021, disminuyendo a cerca del 50% desde mediados de enero, y aumentando intermitentemente durante febrero.

La Tabla 36 presenta el promedio mensual de indicadores para CELSIA. Se observa que el mes con mínimo indicador IICB promedio fue febrero con 0.17, y el mes con menor promedio de volumen útil fue febrero con 5,82%. Por su parte, el mes con menores aportes fue febrero, sin embargo, los mismos han estado alrededor del 62% del máximo del cuantil 95 registrado desde 2013. Con relación a la disponibilidad real promedio, se observa que la misma ha estado entre 48,6 y 51,78%.

Tabla 36. Promedio mensual de Indicadores CELSIA

	Dic-20	ene-21	feb-21
<b>IICB</b>	0,55	0,43	0,17
<b>% V, útil</b>	58,66	72,52	56,82
<b>% aportes</b>	81,18	69,08	62,0
<b>% D, real</b>	51,78	49,36	48,6

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En seguimiento a las ofertas presentadas por el agente GECELCA, se puede observar en la Tabla 37 que, en promedio, sus plantas se ubican entre los 200,18 \$/kWh y los 296,64 \$/kWh. Estos precios promedio tuvieron desviaciones estándar bajas, entre 14,62 \$/kWh y 40,88 \$/kWh.

Tabla 37. Estadística descriptiva básica precios de oferta GECELCA

Planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
GECELCA3	200,18	195,36	14,62	178,05	245,07
GECELCA32	213,63	190,15	36,36	174,78	285,93
GUAJIRA1	296,64	303,61	18,02	259,73	315,43
GUAJIRA2	283,56	295,36	40,88	220,99	372,30

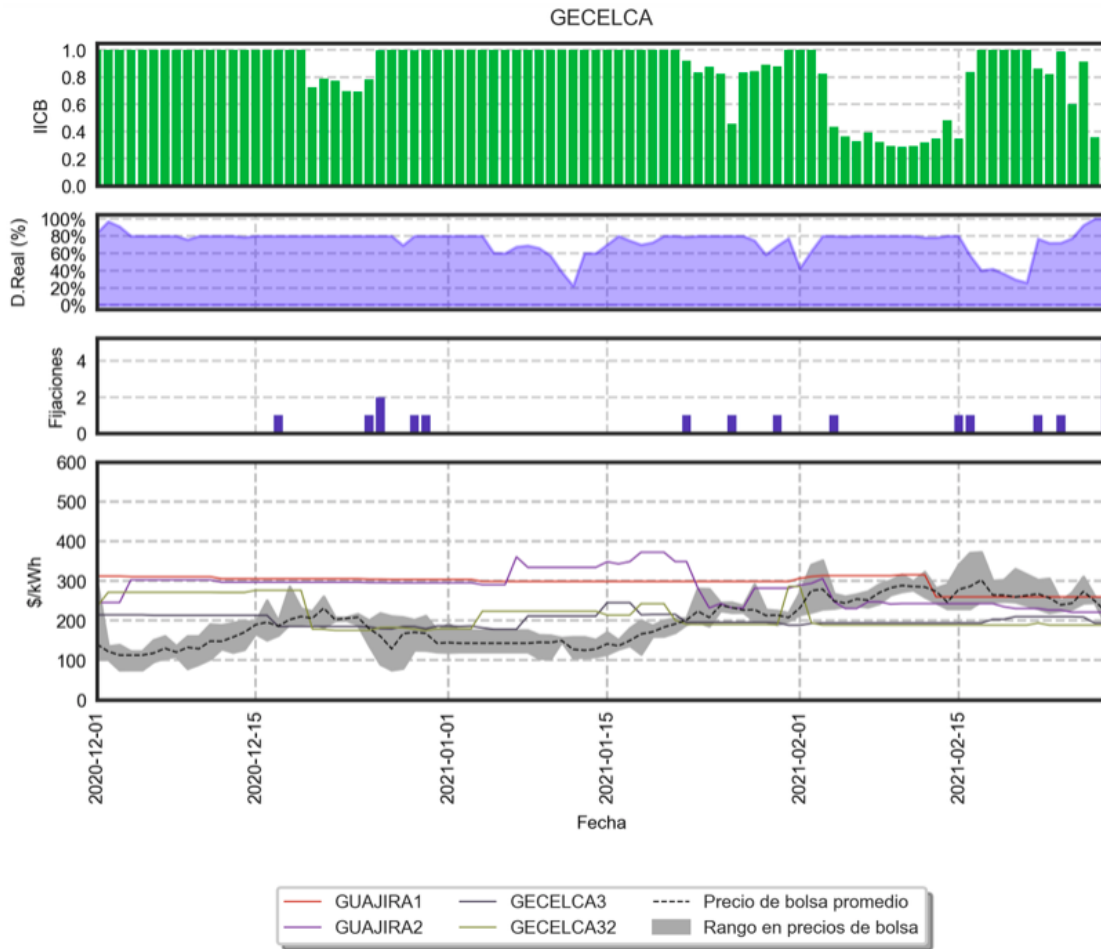
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Durante el periodo diciembre 2020 a febrero 2021, GECELCA tuvo un indicador IICB principalmente en 1 (ver Figura 67), lo que quiere decir que, sus ingresos fueron principalmente por contratos y no por bolsa. Esto debido a que el agente tuvo precios de oferta superiores a los precios máximos diarios, por lo cual no entró en mérito. Se observa también, que cuando el agente entró en merito en la tercera semana de enero, su indicador IICB disminuyó a cerca de 0,7. Desde febrero de 2021, el agente entró en merito nuevamente con una planta adicional, por lo que su IICB disminuyó a 0,4.

Es de resaltar que, en 3 oportunidades, el agente disminuyó ostensiblemente su disponibilidad real, pasando de un 80% en promedio, a disponibilidades entre el 20% y el 40% de su capacidad efectiva neta.



Figura 67. Comparación de indicadores GECELCA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 38 presenta el promedio mensual de los indicadores IICB y Disponibilidad real. Se observa que el mes con menor IICB promedio fue febrero de 2021. En cuanto a la disponibilidad real, el agente tuvo una su menor disponibilidad promedio en enero con 69,94%.

Tabla 38. Promedio mensual de Indicadores GECELCA

	Dic-20	ene-21	feb-21
<b>IICB</b>	0.95	0.95	0.63
<b>% D. Real</b>	80,53	69,94	70,17

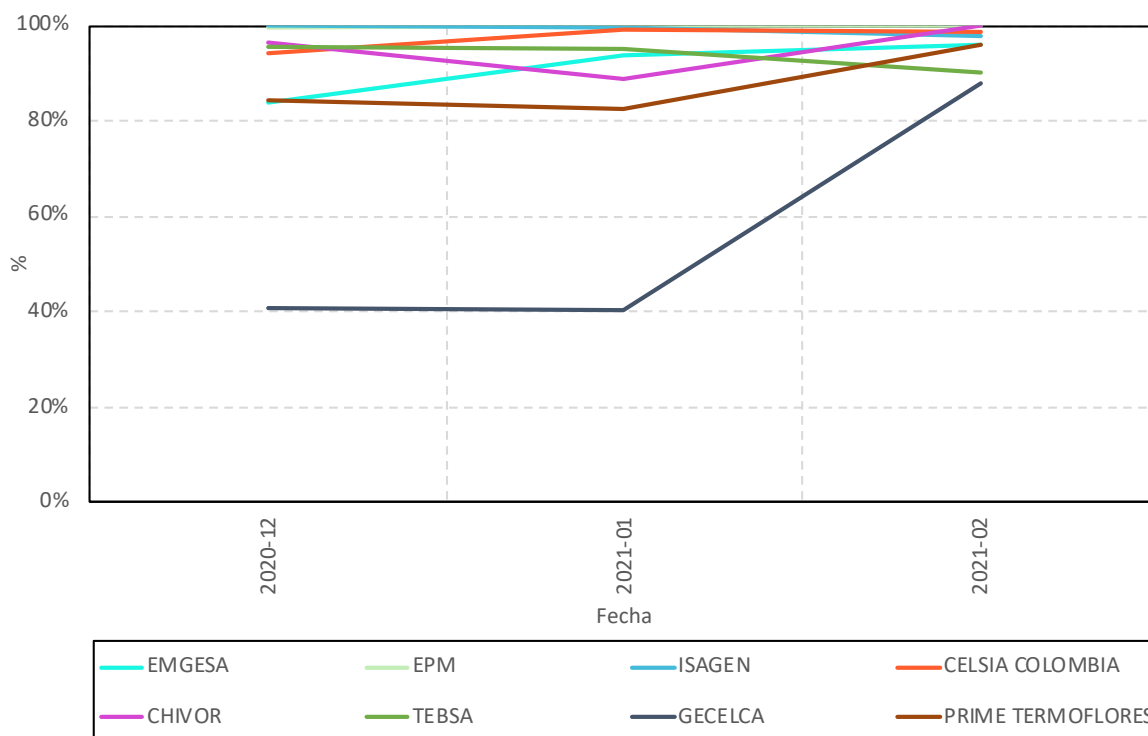
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

### 3.1.5. Seguimiento a Indicadores de cubrimiento para generadores y comercializadores

Como parte del seguimiento al desempeño del mercado en cuanto la búsqueda de un precio eficiente, se diseñaron los indicadores de porcentaje de contratación, porcentaje de generación para ventas, porcentaje de energía vendida vs OEF y porcentaje de energía vendida vs ENFICC para verificar que tan cubiertos están los generadores y comercializadores en contratos de energía para satisfacer su demanda o cubrir sus obligaciones. La definición matemática de estos indicadores se presentó en el boletín del tercer trimestre de 2020.

La Figura 68 presenta el porcentaje de contratación (%C) para los agentes generadores del mercado mayorista de energía con mayor capacidad de generación, representando el 80% de la generación de forma agregada. Este indicador representa el porcentaje de respaldos de energía con que cuenta el agente para cubrir sus obligaciones, que son diferentes a compras en bolsa. Si el indicador es cercano a 100% quiere decir que el agente está cubierto por generación propia y contratos de energía y en la medida que el indicador disminuye, se entiende que el agente está más expuesto a comprar energía en bolsa para cubrir sus obligaciones.

Figura 68. Porcentaje de contratación generadores



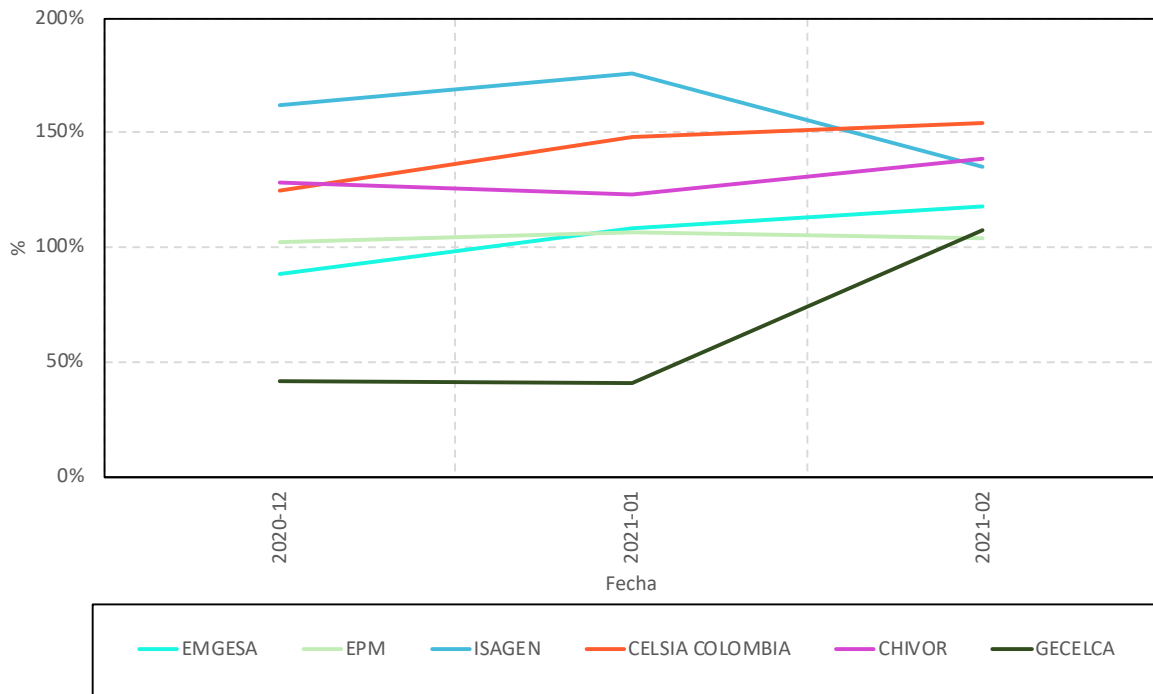
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Durante el periodo analizado, se observa que GECELCA contó con el indicador más bajo, cercano al 40% para los meses de diciembre de 2020 y enero de 2021. Por su parte, PRIME TERMOFLORES y EMGESA, aumentaron su indicador para febrero de 2021 a cerca del

95% mientras que TEBSA, disminuyó su indicador durante el periodo finalizando febrero en cerca de un 90%.

El indicador de Generación para ventas (%GPV), se muestra en la Figura 69. El mismo refleja la relación entre la generación propia del agente y sus ventas en contratos. Cuando este indicador es mayor a 100%, se entiende que el generador cuenta con excedentes que puede estar vendiendo en bolsa o suministrando como generación fuera de mérito. De forma contraria, cuando es menor a 100%, el agente generador no cuenta con la capacidad para cubrir sus ventas de energía (vía contratos) con su generación propia, y por lo mismo debe completar la diferencia con compras de energía en bolsa.

Figura 69. Porcentaje de generación para ventas GPV

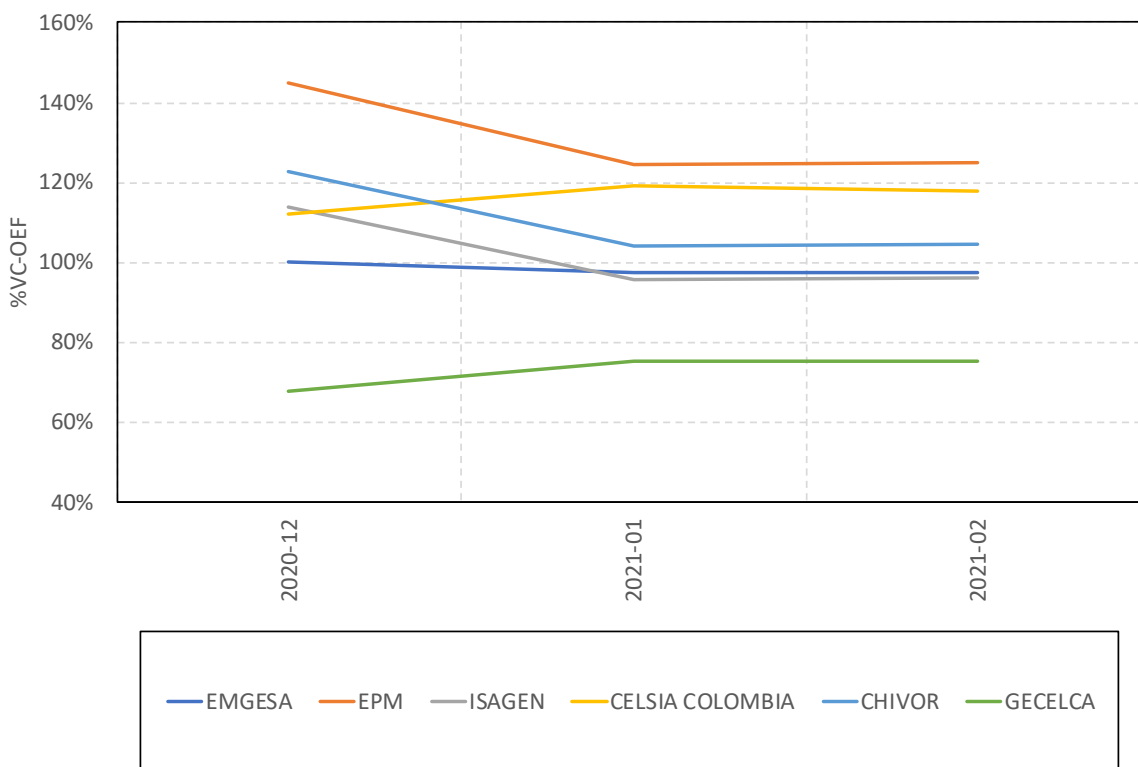


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para el agente GECELCA, el %GPV estuvo por debajo de 50% durante los meses de diciembre de 2020 y enero de 2021, aumentando cerca de 100% para febrero de 2021. Por su parte EPM y EMGESA, tuvieron este indicador cercano al 100%, pasando este último, de un 90% en diciembre 2020 a un 118% en febrero 2021. Finalmente, para los agentes ISAGEN, CELSIA COLOMBIA y CHIVOR, tuvieron indicadores superiores al 120% durante todo el periodo, siendo el máximo logrado por ISAGEN en enero de 2021, con un 176%.

Al establecer el porcentaje entre las ventas en contratos y las obligaciones de energía en firme (%VC-OEF), para los agentes generadores con mayor capacidad instalada (Figura 70), se observa que quien tuvo el indicador más bajo durante el periodo fue GECELCA, pasando de un 68% en diciembre 2020 a un 75% en enero y febrero de 2021.

Figura 70. Relación Ventas en contratos / OEF



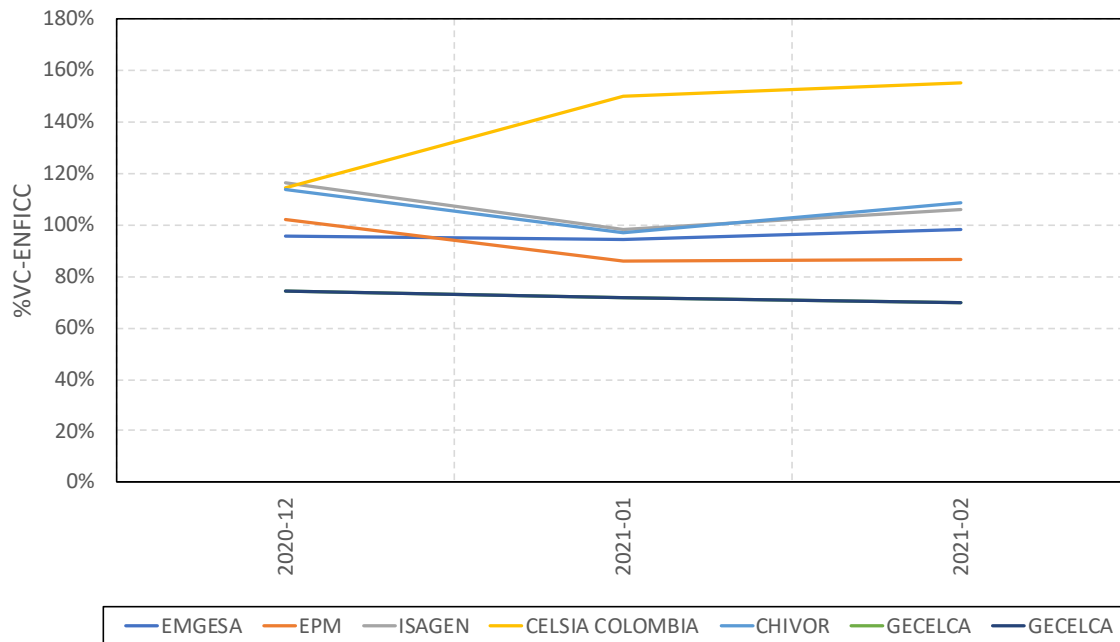
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para EMGESA, este indicador estuvo cerca al 100%, es decir, sus ventas en contratos fueron similares a sus obligaciones de energía firme. ISAGEN tuvo este indicador cerca de 115% en diciembre de 2020, disminuyéndolo a cerca del 100% para los meses de enero y febrero de 2021. De forma similar, CHIVOR, disminuyó sus ventas en contratos de cerca de un 120% a un 105% de sus obligaciones de energía en firme.

Finalmente, CELSIA COLOMBIA y EPM, tuvieron este indicador por encima de 100% durante todo el periodo, acercándose a 120% en febrero de 2021.

Al establecer el porcentaje de ventas en contratos sobre ENFICC (%VC-ENFICC) como se muestra en la Figura 71, se observa que CELSIA COLOMBIA, es quien tiene el indicador más alto, iniciando en 120% en diciembre de 2020 y finalizando cerca de 160% al finalizar febrero de 2021. En contraste, GECELCA, tiene el indicador más bajo, con ventas en contratos de energía alrededor de un 70% de su ENFICC.

Figura 71. Relación Ventas en contratos sobre ENFICC



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

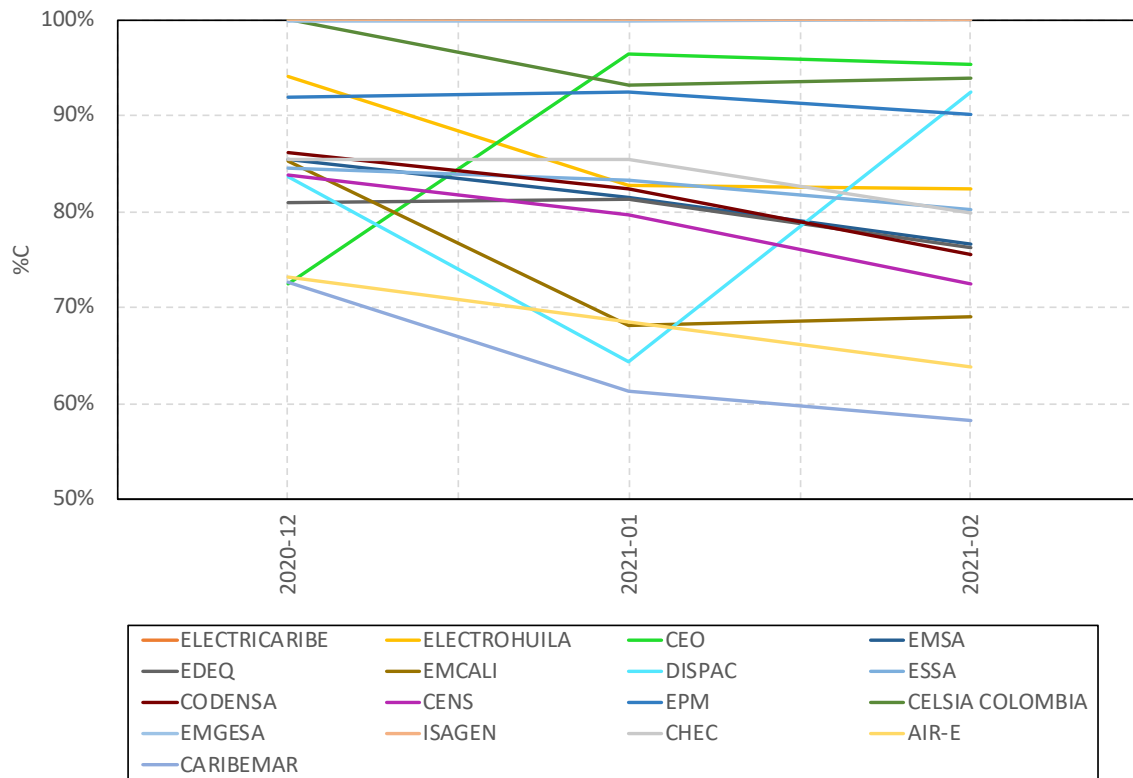
De forma similar a los generadores, los agentes comercializadores cuentan con la posibilidad de comprar la energía para cubrir sus obligaciones vía contratos o en bolsa. En este sentido, el porcentaje de contratación (%C) refleja, el porcentaje de sus compras de energía que es diferente a compras en bolsa.

Los agentes EMGESA e ISAGEN tuvieron un %C muy cercano a 100% durante todo el periodo analizado. Por su parte, CELSIA COLOMBIA inició con un indicador en 100% disminuyendo a cerca del 93% en los meses de enero y febrero de 2021 y EPM, mantuvo un nivel superior al 90% durante los 3 meses presentados.

También es de resaltar, que varios comercializadores disminuyeron su porcentaje de contratación durante el periodo analizado, tales como CARIBEMAR Y AIR-E que disminuyeron este indicador pasando ambos de un %C cercano a 73%, a 58% y 63% respectivamente. Los agentes CODENSA, EMSA, EDEQ, EMCALI, CODENSA, CHEQ y CENS disminuyeron su %C por debajo de 80% para el mes de febrero de 2021. ESSA y ELECTROHULA disminuyeron este porcentaje a cerca del 80%.

Finalmente, DISPAC, disminuyó su porcentaje de contratación en enero de 2021 a un 64%, aumentándolo a un 92,46% en febrero de 2021, y CEO, aumentó su %C de un 72% en diciembre de 2020, a valores entre 93 y 97% en el resto del periodo.

Figura 72. Porcentaje de contratación para comercializadores



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

### 3.1.6. 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), bajo el supuesto que dicha disponibilidad indica el estado real de una planta de generación 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 si esta no cubre completamente sus OEF. 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<sup>AS</sup>, según la metodología definida en el Boletín trimestral de diciembre 2019 a febrero 2020.

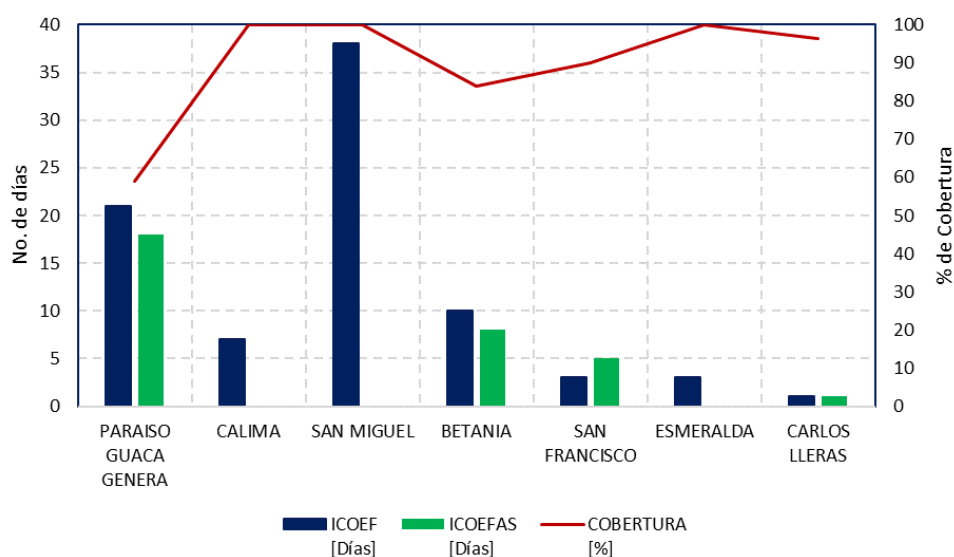
Vale la pena anotar que para la lectura e interpretación del indicador se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones que pueden afectar el cálculo del indicador:

- Si la planta se encuentra en pruebas de generación, lo cual afecta la disponibilidad comercial, puede afectar el cálculo del indicador dando valores un poco mayores.

- 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), esto puede afectar el cálculo del indicador.
- Si el agente no reportó información ante el CND correspondiente a la disponibilidad declarada para alguna planta en particular, se afecta el cálculo del indicador.
- Si la planta presenta una serie de indisponibilidades forzadas expuestas en el numeral 2.1.3.1 del presente documento, lo cual se puede entender como eventos no programados que pueden afectar la disponibilidad comercial, se puede afectar el cálculo del indicador.

En la Figura 73 y Figura 74 se ilustran los valores de los indicadores *ICOEF* e *ICOEF<sup>AS</sup>* para las plantas hidráulicas y térmicas, respectivamente, con sus valores totales para el periodo de análisis y la cobertura de los mismos. Posteriormente en la Tabla 39 y Tabla 40 se muestran los valores de los indicadores desagregados por meses para las mismas plantas en el periodo de análisis, se incluye una columna (INDISPONIBILIDADES FORZADAS [Días]) que permite ver cuantos días ocurrió un evento externo al recurso que afecta el *ICOEF<sup>AS</sup>*.

Figura 73. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF<sup>AS</sup>* con el porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

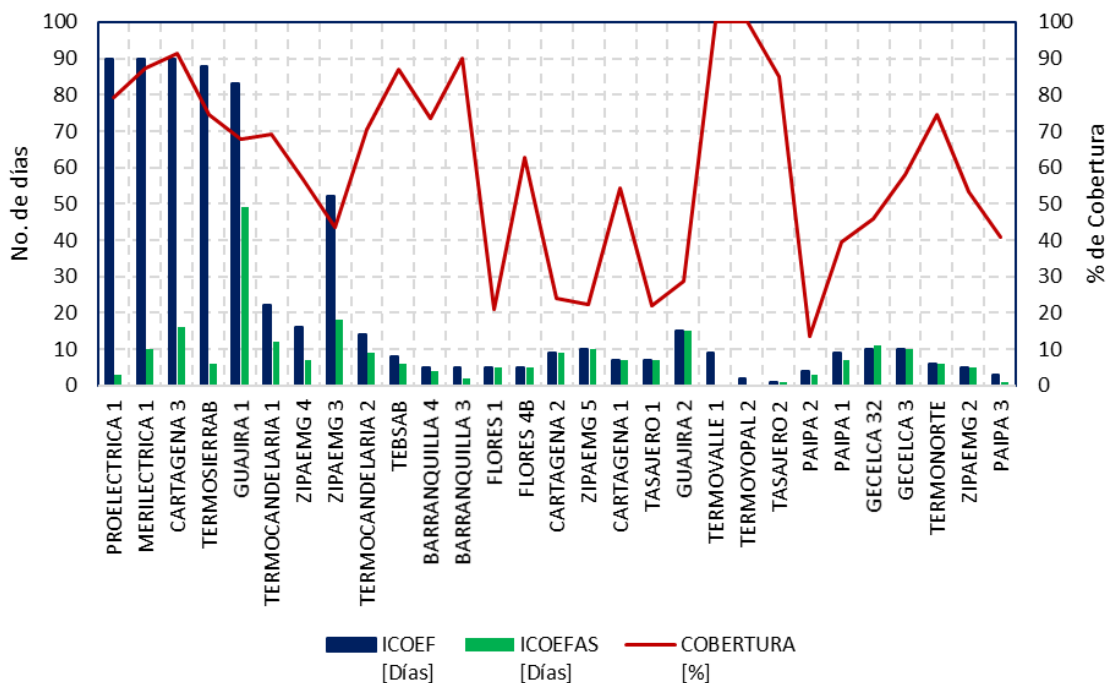
Tabla 39. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF<sup>AS</sup>* de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.

PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]	INDISPONIBILIDADES FORZADAS [Días]
PARAISO GUACA GENERA	21	18	59,1	2
CALIMA	7	0	100	0
SAN MIGUEL	38	0	100	0
BETANIA	10	8	83,84	0
SAN FRANCISCO	3	5	89,89	0
ESMERALDA	3	0	100	0
CARLOS LLERAS	1	1	96,41	0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Frente a los resultados asociados a plantas hidroeléctricas presentados en la Tabla 39, se observa que los mayores valores de los indicadores (mayor número de días) están asociados a plantas filo de agua o plantas de embalse con baja regulación, es de anotar que las plantas que presentan en su *ICOEF*<sup>AS</sup> un valor menor a 3 días en muchas ocasiones no se pueden cubrir esas necesidades dado que la regulación vigente del país no lo permite, por cuanto los tiempos de inscripción de contratos de respaldo para las coberturas de OEF tienen como tiempo mínimo de registro 2 días ante el ASIC. De este modo se entiende que valores inferiores a los 3 días mencionados pueden ser asociados a la gestión para la cobertura en el mercado. Referente a la información de la Figura 73 observamos que la disponibilidad comercial fue inferior a las OEF en lo que respecta a la cadena hidráulica de La Guaca y Paraíso (PAGUA) durante 18 días con un porcentaje de cobertura del 59,1%.

Figura 74. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF*<sup>AS</sup> con el porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 40. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF*<sup>AS</sup> de plantas térmicas en el periodo de análisis.

PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]	INDISPONIBILIDADES FORZADAS [Días]
PROELECTRICA 1	90	3	79,37	0
MERILECTRICA 1	90	10	87,45	0
CARTAGENA 3	90	16	91,25	0
TERMO SIERRAB	88	6	74,68	0
GUAJIRA 1	83	49	67,74	0
TERMO CANDELARIA 1	22	12	69,31	0
ZIPAEMG 4	16	7	56,63	1
ZIPAEMG 3	52	18	43,6	1



PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]	INDISPONIBILIDADES FORZADAS [Días]
TERMOCANDELARIA 2	14	9	70,52	0
TEBSAB	8	6	87,08	0
BARRANQUILLA 4	5	4	73,37	0
BARRANQUILLA 3	5	2	89,92	0
FLORES 1	5	5	21,14	0
FLORES 4B	5	5	62,75	0
CARTAGENA 2	9	9	23,95	3
ZIPAEMG 5	10	10	22,42	1
CARTAGENA 1	7	7	54,34	1
TASAJERO 1	7	7	22	1
GUAJIRA 2	15	15	28,64	1
TERMOVALLE 1	9	0	100	0
TERMOYOPAL 2	2	0	100	0
TASAJERO 2	1	1	85,07	0
PAIPA 2	4	3	13,54	2
PAIPA 1	9	7	39,54	0
GECELCA 32	10	11	45,78	1
GECELCA 3	10	10	58,16	1
TERMONORTE	6	6	74,68	0
ZIPAEMG 2	5	5	53,43	1
PAIPA 3	3	1	41,02	0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para las plantas térmicas se observa que la menor cobertura (ver Tabla 40) donde la disponibilidad comercial fue inferior a la OEF se presentó para Paipa 2 (13,54%), Flores 1 (21,14%), Tasajero 1 (22%), Zipaemg 5 (22,42%), Cartagena 2 (23,95%), Guajira 2 (28,64%) y Paipa 1 (39,54%). Es de anotar que los recursos que presentan en su *ICOEF<sup>AS</sup>* un valor menor a 3 días en muchas ocasiones no se pueden cubrir esas necesidades dado que la regulación vigente del país no lo permite, por cuanto los tiempos de inscripción de contratos de respaldo para las coberturas de OEF tienen como tiempo mínimo de registro 2 días ante el ASIC. De este modo se entiende que valores inferiores a los 3 días mencionados pueden ser asociados a la gestión para la cobertura en el mercado.

De los resultados en el periodo de análisis se observa que, en general para los recursos hidroeléctricos, 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, salidas forzadas por eventos del sistema y mantenimientos, para lo cual los agentes gestionan contratos de respaldo y/o Demanda Desconectable Voluntaria – DDV - para cubrir las indisponibilidades o derrateos de sus plantas, lo que se traduce en valores menores del *ICOEF<sup>AS</sup>* comparado con el *ICOEF*, salvo en el caso de las plantas que se encuentran en pruebas.

## 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  $i$ .

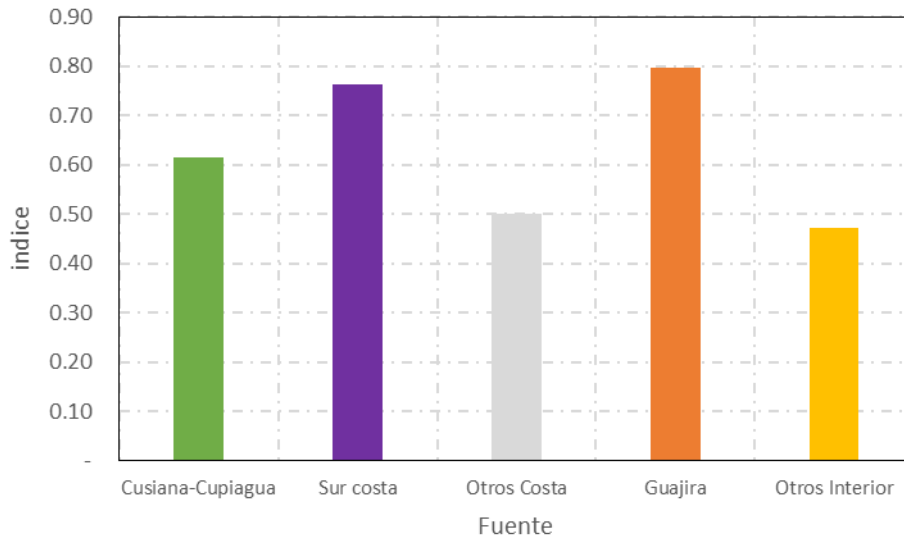
$PI$  es el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado.

Para este análisis se debe tener en cuenta que el último precio ponderado con que se cuenta corresponde al del anterior trimestre, dado que la última compra de gas importada fue efectuada en septiembre de 2020. En lo corrido del trimestre en análisis no se han efectuado nuevas compras.

En la Figura 75 se observa el indicador para el periodo de análisis. En todos los casos, el precio de referencia del gas importado está por encima de los precios de los campos nacionales.

Para los campos de producción Cusiana - Cupiagua el valor del indicador es cercano a 0,6, y para los otros campos del interior y otros campos de la costa es cercano a 0,5; mientras que, para los campos del Sur de la Costa y Guajira el indicador está cercano a 0,8 lo que evidencia que los precios de gas de la Costa son menos competitivos con respecto a los precios del gas importado.

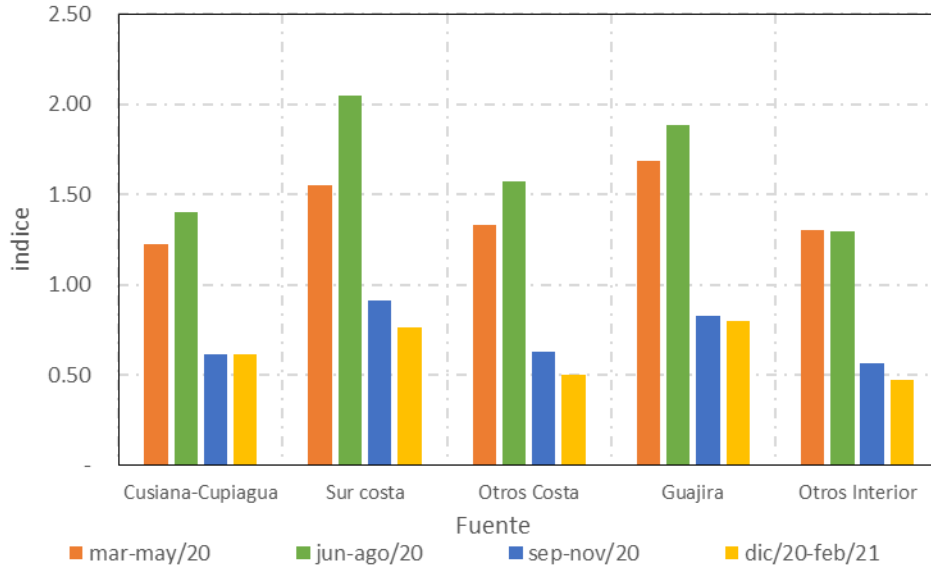
Figura 75. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.



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

Con respecto a los trimestres inmediatamente anteriores, la evolución refleja una disminución de la competitividad del GNL con respecto a otros campos nacionales (Figura 76).

Figura 76. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



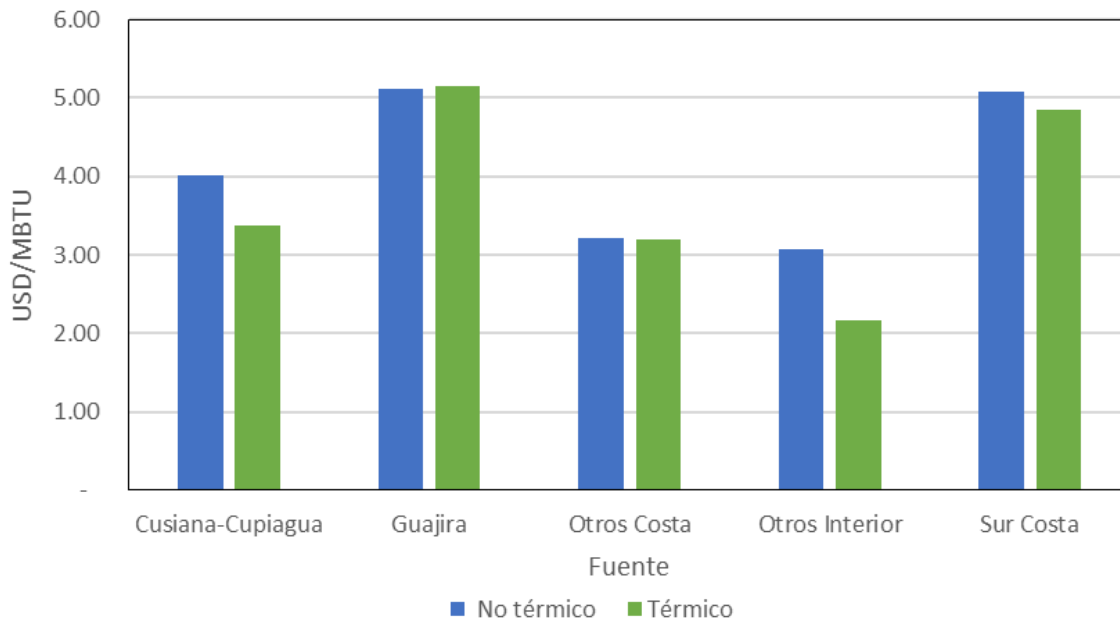
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

### 3.2.1.1. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico

En la Figura 77 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 del sector térmico están por debajo del sector no térmico para el interior y los campos del sur de la costa. No presentan diferencias para Guajira y otros campos de la costa.

Lo que se observa en la gráfica es un cambio importante con respecto a lo que se veía en periodos anteriores en los que había diferencias importantes entre los sectores térmicos y no térmicos. En este caso se está viendo que, para el trimestre analizado, no existen diferencias significativas entre los precios de ambos sectores ya sea en la Costa o en el Interior.

Figura 77. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.

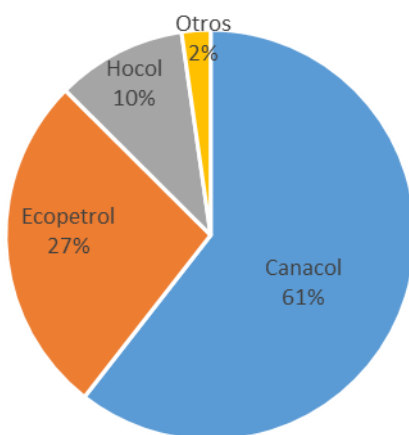


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

### 3.2.2. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 78 se muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Se puede ver que Canacol tiene la participación más alta con 61%, luego está Ecopetrol con 27%. Le sigue Hocol con 10% y los demás productores con 2%.

Figura 78. 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.

El resultado de este análisis es bastante particular teniendo en cuenta que, de acuerdo con las cifras reales de producción, Ecopetrol tiene una participación mucho más grande que Canacol.

La principal razón que explicaría esta diferencia es que un volumen importante que produce Ecopetrol es para consumos de clientes internos (refinerías, generación) y para esos volúmenes no existen contratos y por lo tanto es una información que no está registrada ante el Gestor de Mercado. En este sentido la información del sector tiene un faltante importante que distorsiona las cifras y se requeriría que la información de Ecopetrol se reporte de alguna forma al Gestor.

### 3.2.3. 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 en febrero 2021) se presenta en la Figura 79. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

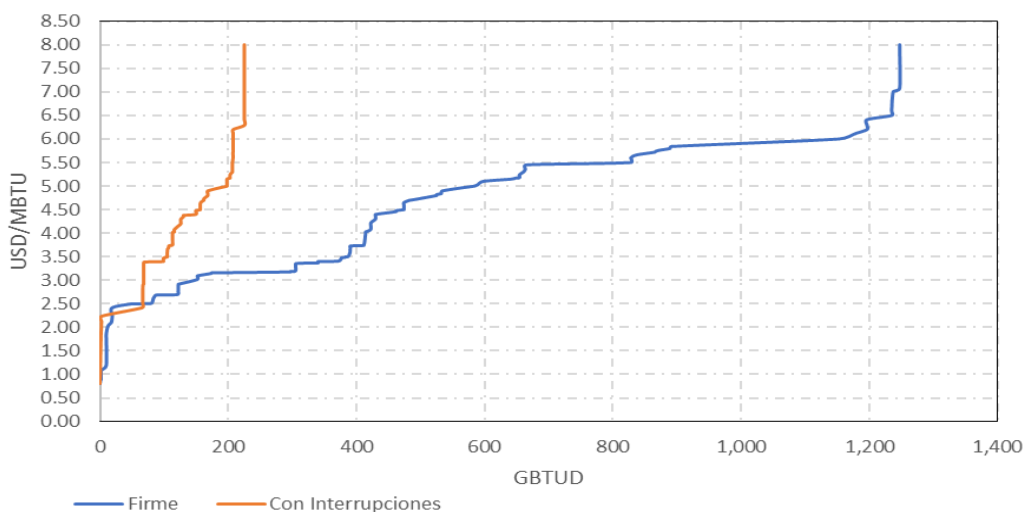
- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 2 USD/MBTU) corresponde al 10%.

- El 62% de los contratos tienen precios entre 3 y 5 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,7 USD/MBTU.
- El 28% de la oferta está contratada a precios entre 5 y 6 USD/MBTU.
- Por último, sólo el 1% de los contratos 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 muy 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 30%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (62%) se encuentra entre precios de 3 y 5 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 6 USD/MBTU corresponde a 8%.

Figura 79. 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.

### 3.2.4. Análisis sobre Indicadores de Mercado Primario de Gas Natural definidos por la CREG<sup>12</sup>

Cuando la Resolución CREG 089 de 2013 fue expedida, representó un cambio importante en la comercialización del suministro y transporte de gas natural. Los cambios que se dieron en los mecanismos de comercialización trajeron una mayor transparencia y acceso a la información del mercado para los agentes y entidades a cargo de la planeación, vigilancia y regulación del sector.

<sup>12</sup> Resolución CREG 186 de 2020, inicialmente resolución CREG 089 de 2013

Entre los temas que incorporó esta nueva regulación, se incluyeron unos indicadores del mercado primario definidos en el anexo 2 para ser calculados de forma periódica por parte del Gestor de Mercado de gas natural.

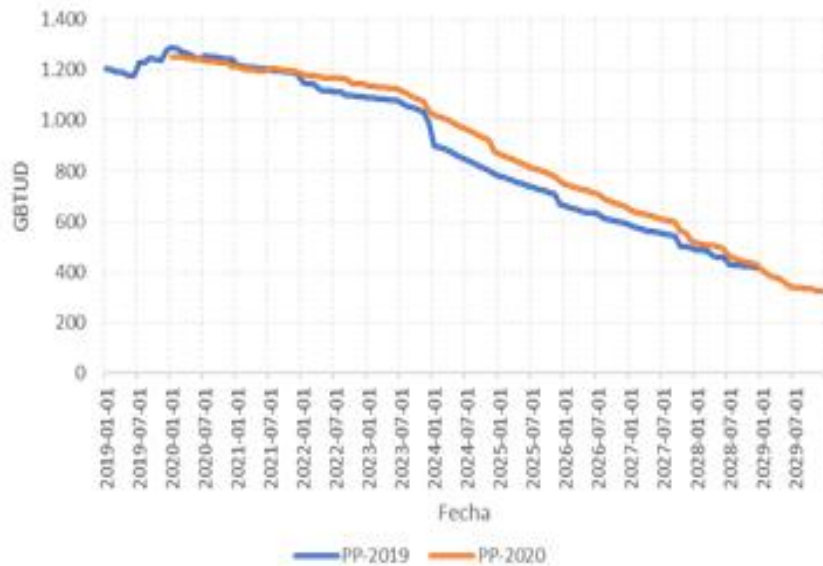
La expectativa era que estos indicadores harían parte de una labor de análisis del comportamiento de los mercados, de los agentes y señales de corto, mediano y largo plazo. Sin embargo, a pesar de que el Gestor de Mercado de Gas Natural ha venido realizando los cálculos y ha mantenido actualizada la información con base en la cual se calculan dichos indicadores, aún no se ha visto en el mercado una discusión alrededor de la pertinencia y utilidad de estos y si, efectivamente, están cumpliendo los objetivos con los cuales se diseñaron.

En este momento, en el que estamos nuevamente en la discusión sobre la disponibilidad de gas de largo plazo y la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico, es importante revisar los resultados de estos indicadores con el fin de analizar si está dando señales que apoyan la toma de decisiones sobre el sector y su futuro.

Teniendo en cuenta el número elevado de indicadores (un total de 23), en esta ocasión nos enfocaremos en los primeros 6 indicadores que están relacionados con oferta y que, se considera, son los que están más enfocados en temas de disponibilidad y abastecimiento.

Los cálculos y análisis se realizaron con base en la Declaración de Producción que realizaron los agentes ante el Ministerio de Minas y Energía en el 2020 de acuerdo con la Figura 80.

Figura 80. Declaración de Producción 2019 vs 2020.



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.

Los indicadores se analizarán de manera agrupada a nivel nacional, por fuente y por operador. Para revisar este indicador por fuente, y además de comparar la situación de la Costa Atlántica con el Interior del país, se organizaron dos grupos con el objeto de facilitar su lectura. El primer grupo comprendido por los campos del interior Cupiagua, Cusiana,

Floreña, Gibraltar, otros campos en el interior<sup>13</sup> y otros campos aislados<sup>14</sup>. El segundo grupo abarca los campos de la costa sur de la costa<sup>15</sup>, Guajira, Bonga Mamey y otros campos de la costa<sup>16</sup>.

### 3.2.4.1. Indicador MP1

Se calcula de la siguiente manera  $\frac{PTDV}{PP}$

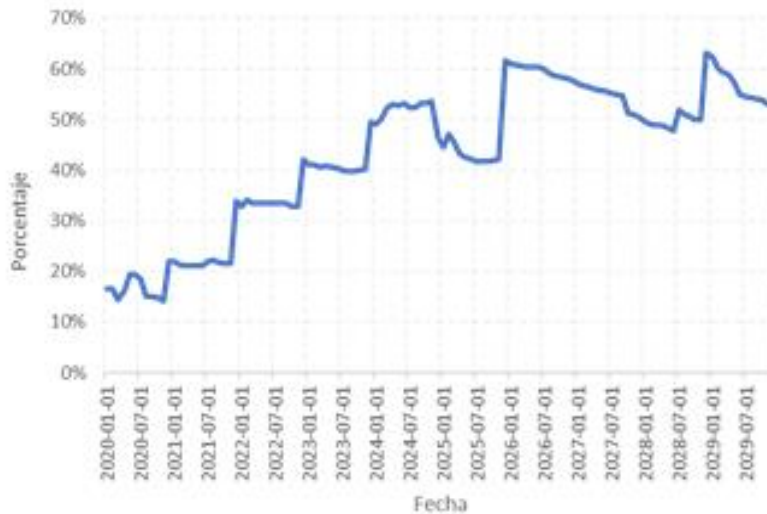
donde,

*PTDV: Producción total disponible para la venta*

*PP: Potencial de producción*

Como puede observarse en la Figura 81 que corresponde al cálculo del MP1 Agregado Nacional, para finales del 2020 el 20 % del potencial de producción estaba disponible para la venta; es decir el 80% del potencial de producción de los campos estaba comprometido en contratos. En ese sentido, un 20% es una disponibilidad importante que permite concluir que, por lo menos en el corto plazo, no estamos en una situación de escasez (sin embargo, es importante hacer el análisis por zona, como haremos más adelante).

Figura 81. Indicador MP1 agregado nacional.



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

Después del 2020, el indicador nacional presenta un comportamiento incremental alcanzando un nivel de 53 % en noviembre de 2024. Teniendo en cuenta que el potencial

<sup>13</sup> Otros Interior: Andina, Apiay, Capachos, Caramelo, Corazon, Corazon West, Corrales, Guaduas, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Maná, Opon, Palagua, Payoa, Provincia, Pulli, Río Opía, San Roque, Toqui Toqui y Yarigui-Cantagallo.

<sup>14</sup> Otros Aislados: Acae San Miguel, Aguas Blancas, Caribe, Cerrito, Kananaskis, Loro, Oripaya, Orito, Ramiriqui, San Antonio, Sardinata, Sucio, Sucumbios, Tibu y Yurilla.

<sup>15</sup> Sur Costa: Acordeón, Arandala, Arianna, Brevia-1, Cañahuate, Cañandonga, Clarinete, Nelson, Nispero - Trombón, Ocarina, Palmer, Pandereta y Toronja.

<sup>16</sup> Otros Costa: Arjona, Arrecife, Bullerengue, Cicuco, El Difícil, La Creciente, La Estancia, Pedernalito y Toposi.

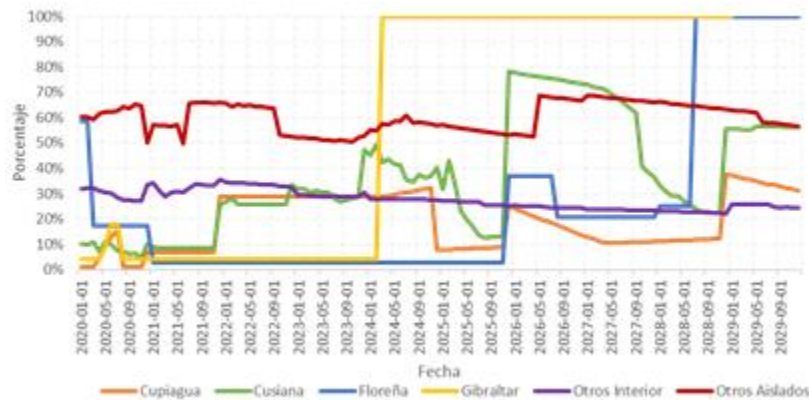


de producción nacional tiene un comportamiento negativo durante los siguientes 10 años, el comportamiento del indicador está directamente relacionado con el vencimiento de contratos en el tiempo.

Para el año 2026, después de una caída en el 2025, alcanza un pico de 61 %. Después se mantiene muy parecido, pero nunca alcanza el 70%. Esto quiere decir que en el largo plazo hay volúmenes importantes (una tercera parte del potencial) que ya se encuentran comprometidos y que limitarán de forma importante la disponibilidad de gas para el mercado colombiano.

Cuando observamos este indicador por grupo de campos, en la Figura 82 tenemos el grupo correspondiente a los campos del Interior. El campo Cusiana que corresponde a uno de los dos campos más grandes que abastecen el interior (270 MPCD), tiene un resultado en el 2020 cercano al 10% que refleja la alta contratación en este campo. Entre 2021 y 2025, el indicador va aumentando, pero no supera el 50%. Es a partir de diciembre de 2025 que se da el mayor valor alcanzando casi un 80% que se explicaría por un vencimiento importante de contratos. Pero una caída importante a partir de 2028 implica que hay un compromiso que hace que la disponibilidad de gas se vea truncada más allá del 2026.

Figura 82. Indicador MP1 agregado por campos del interior.



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

Por otro lado, para el campo Cupiagua que tiene un potencial de producción de 210 MPCD la producción disponible para la venta nunca supera el 30 % en todo el periodo analizado. Esto implica que Cupiagua es un campo que tiene la mayor parte de su gas comprometido de largo plazo, posiblemente en consumos internos del productor.

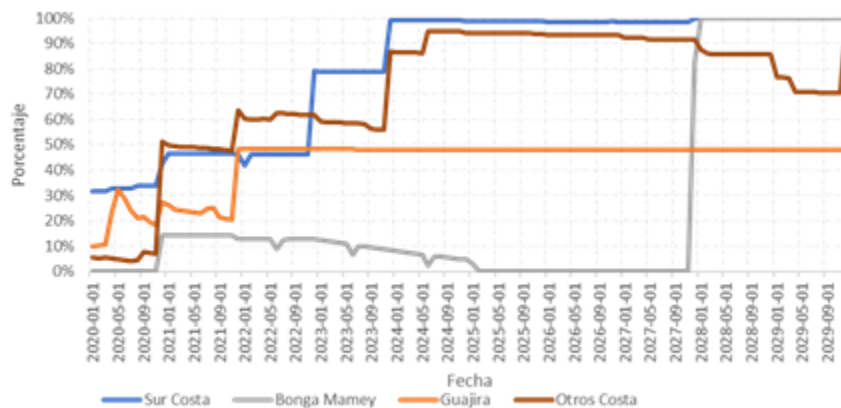
En el caso de Floreña, que a pesar de su potencial (cercano a los 70 MPCD) no se encuentra conectado al Sistema Nacional de Transporte, hasta noviembre de 2025 no se encuentra disponible para la venta. Un porcentaje cercano al 30% se libera entre 2026 a 2028 y sólo a partir del 2028 se encuentra nuevamente disponible en su totalidad.

Algo similar sucede con el campo Gibraltar, que hasta marzo de 2024 no tiene disponibilidad para la venta y a partir de abril de ese año tiene su potencial de producción disponible para la venta. Los otros campos del interior su participación para la venta oscila alrededor del 30 % y los otros campos aislados entre 60 % y 70 %.

Como se puede observar, los campos del interior tienen comportamientos bastante diversos y en el caso de Cusiana y Cupiagua, que son los campos más importantes (por lo menos para los siguientes 10 años), tienen un porcentaje de gas importante ya comprometido en este horizonte de tiempo, lo cual no da una señal de tranquilidad de largo plazo en la atención del mercado de esta zona.

Para el caso de los campos de la Costa Atlántica, en la Figura 83 podemos observar el resultado del cálculo de este indicador. En los campos del sur de la costa que corresponden a los campos de Canacol y Geoproduction, en el 2020 existe una disponibilidad del 30%. Esta disponibilidad va aumentando de forma gradual, alcanzando el 100% en diciembre de 2023. Lo anterior lleva a pensar que su estrategia comercial es de más corto plazo, a pesar de que tendría disponibilidad de largo plazo disponible.

Figura 83. Indicador MP1 agregado por campos de la costa.



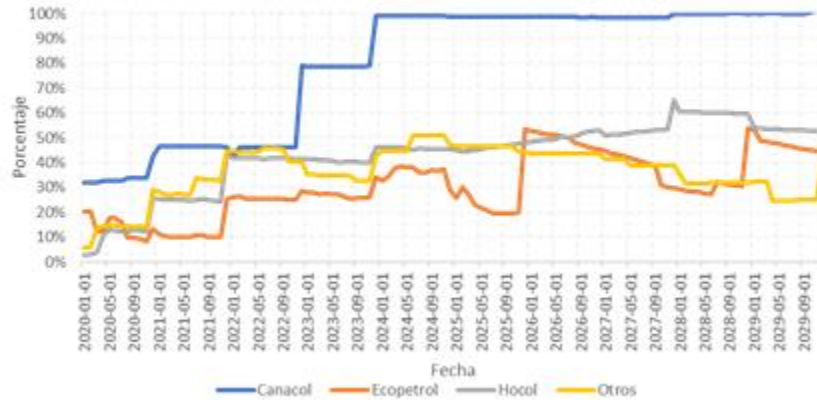
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Los campos Bonga y Mamey tienen poca disponibilidad para la venta hasta noviembre del 2027 momento en el que finalizaría toda su contratación vigente. Mientras que el campo Guajira mantiene durante todo el periodo una disponibilidad para la venta del 50 % lo que reflejaría que la mitad de su potencial de producción se encuentra comprometida en el largo plazo.

Para los otros campos de la costa hasta el 2023 está disponible entre 60 % y 70 % y a partir del 2024 está cercano al 90 %. Lo anterior refleja que la contratación de la Costa Atlántica tiene una vocación de más corto plazo que la del interior del país. Se hace importante analizar a que se debe esta situación teniendo en cuenta que una buena parte son campos que iniciaron producción no hace muchos años, y que la regulación les daría bastante flexibilidad en su contratación.

En la Figura 84 podemos analizar la situación por cada operador. Al revisar la situación particular de cada uno, se ven diferencias importantes en el resultado del indicador. En el caso de Canacol, se observa un perfil de corto – mediano plazo, donde no se ve una estrategia conducente a contratación de largo plazo.

Figura 84. Indicador MP1 agregado por operador.



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

En el caso de Ecopetrol, es claro que sus campos de producción se encuentran contratados o comprometidos de largo plazo, y que su margen de maniobra en el largo plazo es limitado en la medida que no aparezca nueva oferta.

Como conclusión, el indicador MP1 permite identificar en alguna medida cuál es la situación de disponibilidad de gas (comercial) para el mercado en el largo plazo. El análisis de este indicador se vuelve más relevante cuando se hace por zona o por operador porque permite identificar más claramente las situaciones particulares de cada uno y la realidad en cuanto a disponibilidad de contratación y estrategias comerciales.

### 3.2.4.2. Indicador MP2

Se calcula de la siguiente manera 
$$\frac{PTDVF+CIDVF}{PTDV+CIDV}$$

donde,

*PTDVF: Producción total disponible para la venta en firme.*

*CIDVF: Cantidades importadas disponibles para la venta en firme.*

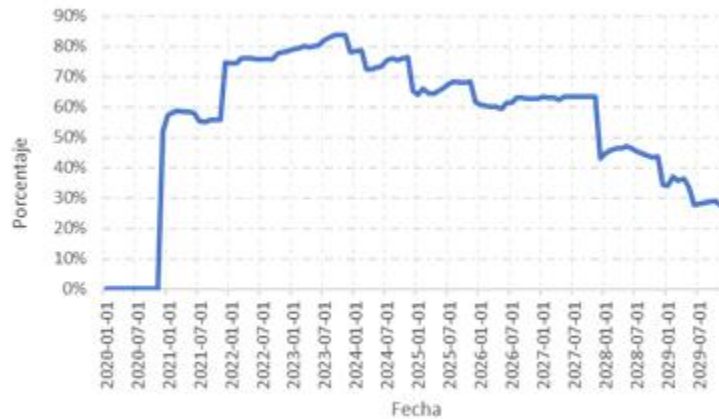
*PTDV: Producción total disponible para la venta.*

*CIDV: Cantidades importadas disponibles para la venta.*

El indicador MP2 permite calcular el porcentaje de la producción disponible para la venta que los productores estarían dispuestos a contratar en firme. Este indicador permitiría analizar de alguna forma el perfil de riesgo de los productores a través de su disposición a contratar gas en firme. Para el mercado es ideal que el indicador se acerque a 1 ya que da una señal de disponibilidad firme y real para los agentes.

Como puede observarse en la Figura 85, el indicador MP2 agregado nacional nos indica que para el año 2021 el 60 % de la producción total disponible para la venta está disponible en firme. Para los años siguientes hasta el 2027 esta disponibilidad está alrededor entre 60 % y 80%. Los años siguientes se ubica por debajo del 50 %.

Figura 85. Indicador MP2 agregado nacional.



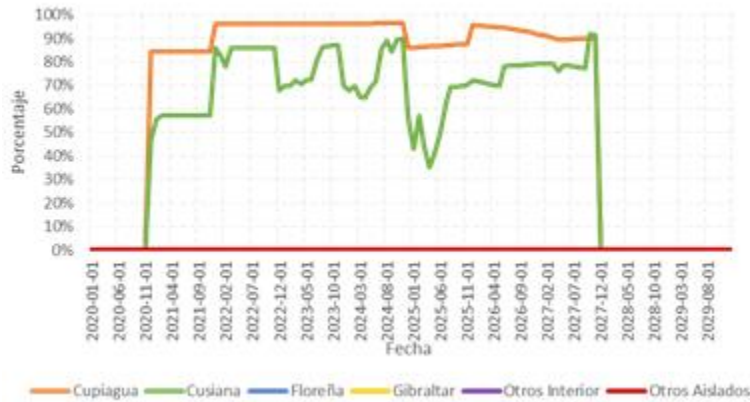
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El valor decreciente en el tiempo de este indicador es consistente con lo esperado ya que en entre más largo el plazo, menos disposición de contratación en firme existiría por parte de los productores debido a la mayor incertidumbre que existe desde el punto de vista geológico. Sin embargo, el hecho que el valor del indicador nunca supera el 80% no es necesariamente positivo para el mercado. Puede ser que estos valores reflejen la estrategia comercial de productores que prefieren dejar una cantidad importante de gas para vender en el interrumpible, pero de forma artificial se estaría limitando la disponibilidad de gas para contratación firme de largo plazo.

En lo que respecta al grupo de campos del interior del país, se puede observar en la Figura 86, que Cusiana, mantiene una disponibilidad para la venta en firme entre el 70 % y el 90 % hasta el 2024. En el año 2025 presenta una extraña caída al 40 % y los últimos años se mantiene entre 70 % y 90 % hasta el 2027. Es bastante peculiar la caída que se ve en el 2025 ya que este es un indicador que normalmente debería estar en un porcentaje alto (por lo menos en el mediano plazo) y no presentar un comportamiento tan irregular, además que vuelve a subir a finales del período analizado.

Cupiagua mantiene un nivel de 90 % de disponibilidad de producción disponible para la venta en firme en todo el periodo revisado. Los demás campos del interior no tienen un resultado para este indicador ya que la declaración de la disponibilidad para la venta en firme es obligación sólo para los campos mayores que participarán en el proceso de comercialización anual definido por la CREG. Esto refleja uno de los problemas de este indicador, ya que, si el campo no ha reportado una disponibilidad para venta de gas en firme, no es posible hacer el cálculo.

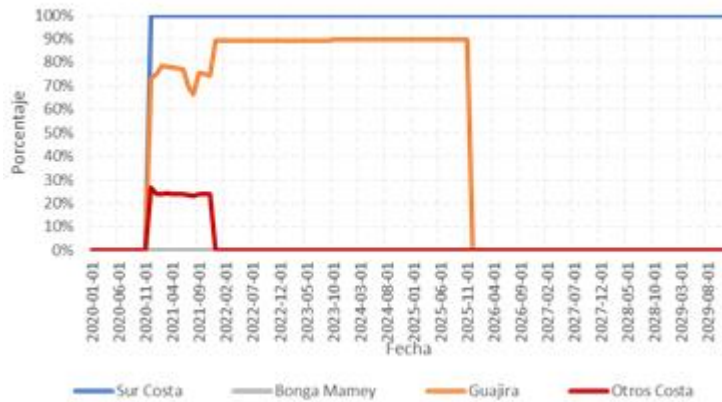
Figura 86. Indicador MP2 agregado por campos del interior.



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

En lo que respecta al grupo de la Costa Atlántica, podemos observar en la Figura 87, que para los campos del sur de esta región el 100 % de la producción estaría disponible para la venta en firme. Esto quiere decir que los productores de esta zona tienen bastante certeza sobre la disponibilidad de gas y su capacidad de comprometer dichos valores.

Figura 87. Indicador MP2 agregado por campos de la costa.



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

En el caso de Guajira, la producción total disponible para la venta de Guajira se encuentra entre un 70 % y 90 % disponible para la venta en firme. Y Bonga Mamey no muestra resultado de este indicador, lo que se explica principalmente porque no tiene disponibilidad de gas para la venta.

Los otros campos de la costa en el año 2021 presentan una disponibilidad para la venta en firme del 20 % y no tendrían resultado para los siguientes años ya que no hay información de su disponibilidad para venta en firme.

Al revisar por operador, de acuerdo con la Figura 88, el 100% de la disponibilidad de gas de Canacol se encuentra disponible para la venta en firme durante todo el periodo.

Teniendo en cuenta esta situación lo siguiente sería analizar por qué este productor tiene tanta disponibilidad de gas todavía sin contratar de acuerdo con el indicador MP1 si está dispuesto a ofrecerlos en firme.

Figura 88. Indicador MP2 agregado por operador.



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

En el caso de Hocol, hasta el año 2025 permanece disponible para la venta en firme entre 60% y 70% de su producción disponible para la venta.

Y en lo que respecta a Ecopetrol, para el año 2021 se encuentra disponible en un 40 %; para los años 2022 a 2024 entre 60 % y 70 %; el año 2025 cae a 30 % y los últimos años se ubica entre 50 % y 60 %. Lo anterior refleja que Ecopetrol tendría un volumen importante de gas que no estaría dispuesto a ofrecer en firme al mercado. Dados el tamaño de este productor, el resultado de este indicador llevaría a analizar las causas de esta decisión comercial.

Como conclusión, el indicador MP2 permite analizar la disposición que tienen los productores de poner el gas disponible en contratos en firme. Este indicador da una señal del perfil de riesgo de los productores, e incluso de su estrategia comercial ya que muestra si el productor está más dispuesto a contratar la totalidad de su gas en firme o si prefiere dejar volúmenes para que sean comercializados en mecanismos de más corto plazo o interrumpibles. El indicador tiene una limitación muy grande con los campos pequeños ya que en la mayoría de los casos no se cuenta con la información de la disponibilidad para venta en firme que se requiere para su cálculo.

### 3.2.4.3. Indicador MP3

Se calcula de la siguiente manera  $\frac{PTDVF}{PP}$

donde,

*PTDVF: Producción total disponible para la venta en firme.*  
*PP: Potencial de producción.*

El indicador MP3 permite identificar el porcentaje que los productores están dispuestos a contratar en firme de su potencial de producción. Este indicador es una mezcla entre el indicador MP1 y MP2, por lo que los resultados no difieren con respecto a los análisis realizados anteriormente.

Como puede observarse en la Figura 89, el indicador MP3 agregado nacional presenta un comportamiento similar al indicador MP1, dándose un incremento de 10 % cada año desde el 2021 hasta el 2025 pero con niveles más bajos. En el año 2021 el 15 % del potencial de producción está disponible para la venta en firme, hasta llegar al año 2025 a 40 %. Los años 2026 y 2027 se mantiene en un nivel de 35 % y cae nuevamente el 2029 a 15 %.

Figura 89. Indicador MP3 agregado nacional.



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

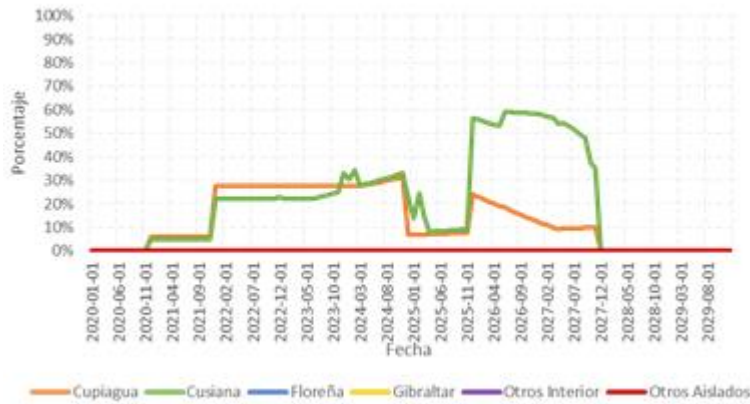
En lo que respecta al grupo de campos del Interior del país, se puede observar en la Figura 90, que el campo Cusiana, tiene una disponibilidad para la venta en firme entre el 20 % y el 50 % hasta noviembre de 2025. Para los años 2026 y 2027 está disponible en un 70 % y para los años siguiente oscila entre el 30 % y el 50 %.

En el caso del campo Cupiagua la producción disponible para la venta en firme no asciende por encima del 30 % en todo el periodo revisado.

Los demás campos analizados en este grupo no tendrían resultado de este indicador teniendo en cuenta lo explicado en el indicador MP2 con respecto a la falta de información

de la declaración de la producción disponible para la venta en firme para muchos de los campos.

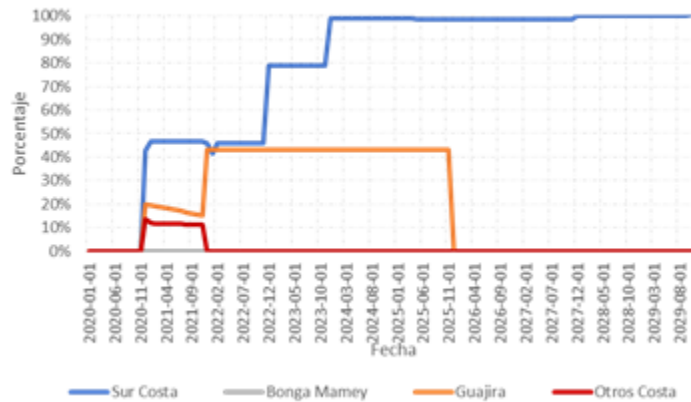
Figura 90. Indicador MP3 agregado por campos del interior.



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

En lo que respecta al grupo de campos de la Costa Atlántica, podemos observar en la Figura 91, que para los campos del sur de la costa hay disponibilidad para la venta en firme del 50% del potencial de producción hasta noviembre 2022. Para el año 2023, esta disponibilidad es del 80 % y para los años siguientes del 100 %. Para Bonga y Mamey no es posible calcular un valor para ese indicador porque no tiene disponibilidad de gas para la venta en firme.

Figura 91. Indicador MP3 agregado por campos de la costa.



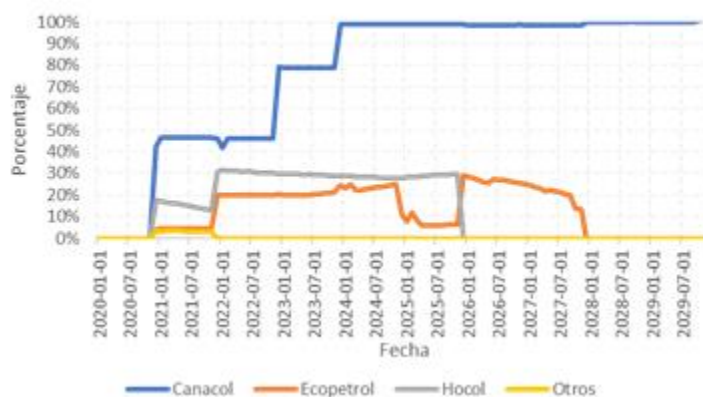
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El campo Guajira mantiene durante todo el periodo una disponibilidad para la venta en firme del 40 % y los otros campos de la costa en el año 2021 presentan una disponibilidad para la venta en firme del 20 %. Para los demás campos analizados en este grupo no es posible hacer el cálculo de este indicador.

Cuando revisamos el comportamiento por operador, de acuerdo con la Figura 92, Canacol tiene un 50% disponible para la venta en firme hasta 2022 de su potencial de producción; durante el año 2023 tendría disponible un 80% y a partir del año 2024 sería un 100%.



Figura 92. Indicador MP3 agregado operador.



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

Tanto para Ecopetrol como para Hocol la disponibilidad para la venta en firme se ubica por debajo del 30 % durante el periodo evaluado, lo cual es consistente con lo analizado en el indicador MP2.

Como conclusión, el indicador MP3 no da una señal diferente a los indicadores MP1 y MP2. Adicionalmente el indicador tiene el mismo problema del indicador MP2 con respecto a la necesidad de tener la información de la producción disponible para la venta en firme del respectivo campo. Por último, y conociendo que la decisión de un productor de poner una cantidad de gas en firme al mercado depende de varios factores, incluyendo geológicos, infraestructura y comerciales, este indicador (y el MP2) tienen un alcance limitado en el entendimiento del comportamiento de los agentes.

### 3.2.4.4. Indicador MP4

Se calcula de la siguiente manera 
$$\frac{\text{Oferta Comprometida}}{\text{PTDV} + \text{CIDV}}$$

donde,

*Oferta comprometida:* corresponde a toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.

*PTDV:* Producción total disponible para la venta.

*CIDV:* Cantidades importadas disponibles para la venta.

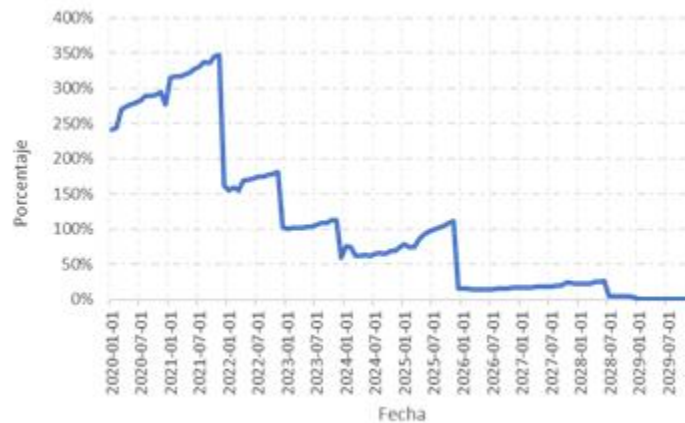
El indicador MP4 muestra la relación que existe entre el gas que se encuentra comprometido en comparación con el gas que se encuentra disponible para la venta. Este indicador permite analizar cuál es la posición comercial de los productores en los respectivos momentos del tiempo. Entre más alto el indicador, el productor tiene una mayor cantidad de gas contratada en proporción a su disponibilidad.

Teniendo en cuenta la información utilizada en este indicador, este es un indicador descriptivo sobre la situación del mercado. Su comportamiento debe ser muy parecido al

del indicador MP1 y en la medida que pase el tiempo, su valor debe acercarse a 0 en la medida que se van venciendo los contratos que los productores tienen suscritos.

Como puede observarse en la Figura 93, el indicador MP4 agregado nacional para los años 2020 y 2021 se ubica entre 250 % y 300 %. Lo anterior refleja que en el corto plazo las cantidades comprometidas de los productores triplican las cantidades disponibles. Esto también demuestra que por lo menos en el corto plazo, los productores tienen una disposición alta para comprometer su gas en vez de tenerlo disponible para otros mecanismos de venta.

Figura 93. Indicador MP4 agregado nacional.



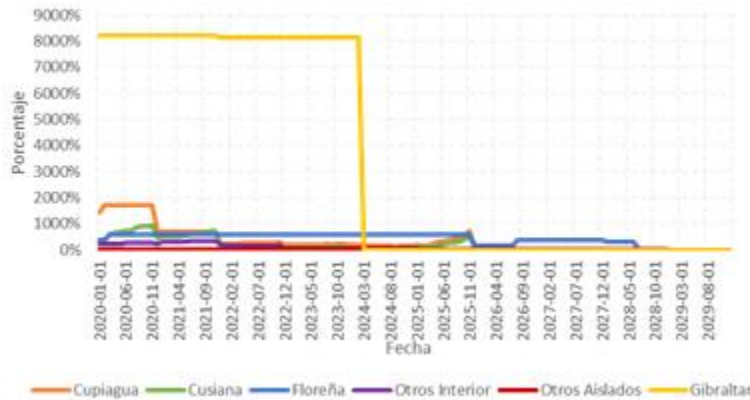
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

A partir del 2022, este indicador disminuye de forma importante a valores entre 150 % y 200 %, lo cual es consistente con lo analizado con el indicador MP1. En la medida que transcurre el tiempo, el resultado del indicador se va acercando a 0, consistente con la finalización de los contratos suscritos.

Cuando hacemos el análisis por campo, en la medida que el campo tenga una contratación alta, el resultado del indicador será bastante elevado.

En lo que respecta al grupo de campos del Interior del país, se puede observar en la Figura 94, que el campo Gibraltar mantiene una oferta comprometida de 8000% de la producción hasta marzo de 2024, lo que refleja que el campo se encuentra contratado en su totalidad hasta ese momento.

Figura 94. Indicador MP4 agregado por campos del interior.



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

El resultado del indicador para Cupiagua da un resultado entre 1400% y 1700% de la producción disponible en 2020. Para 2021 está alrededor de 700% y hasta el año 2024 permanece alrededor de 200%. Esta disponibilidad vuelve a subir entre 400% y 600% en 2025. Para los demás años, en la medida que no tiene oferta comprometida, el resultado daría cero.

Cusiana presenta un comportamiento similar al de Cupiagua, pero con niveles más bajos. Para los años 2020 y 2021 se encuentra entre 400% y 950%. Hasta el año 2024 se ubica alrededor de 100% y hasta el año 2025 asciende a 500%. Para los demás años, en la medida que no tiene oferta comprometida, el resultado daría cero.

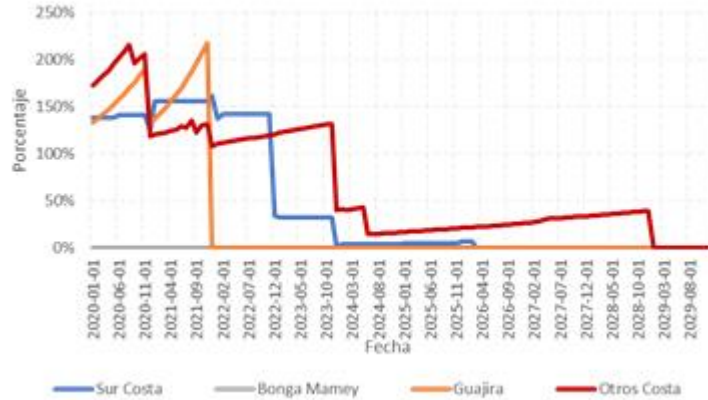
Floreña se mantiene en 560% hasta 2025. El año 2026 baja a 160% y vuelve a subir a 360% el siguiente año. A partir del año 2028, en la medida que no tiene oferta comprometida, el resultado daría cero.

Los otros campos del interior para los dos primeros años se ubican entre 250% y 350%. En el año 2022 baja a 150%. El año 2023 se ubica en 23% y los demás años está en cero.

En lo que respecta al grupo de campos de la Costa Atlántica, podemos observar en la Figura 95, que para los campos del sur de la costa tiene una oferta comprometida que corresponde a alrededor de 150% de la producción disponibles para la venta hasta noviembre 2022. Para el año 2023 esta disponibilidad es del 32 % y para los años siguientes de cero. Al comparar con los altos porcentajes que observamos con respecto a los campos del interior, podemos ver que en la Costa Atlántica el nivel de contratación en relación con la disponibilidad es menor, lo cual puede obedecer a decisiones comerciales del productor, o a una menor disponibilidad de los compradores a contratarse de largo plazo de estos campos.

Para Bonga y Mamey, como no habría disponibilidad de gas para la venta, no sería factible hacer el cálculo del indicador.

Figura 95. Indicador MP4 agregado por campos de la costa

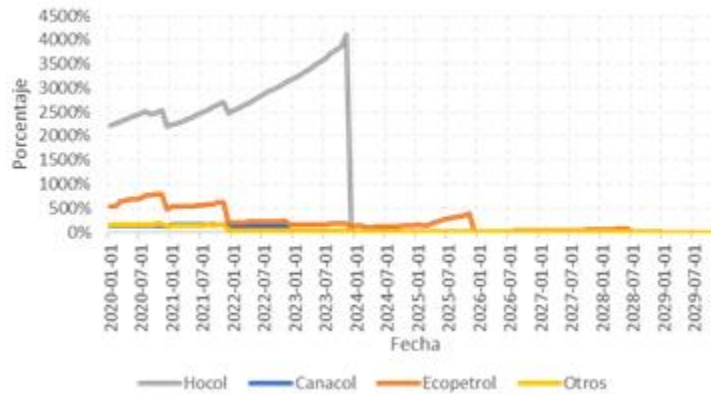


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El campo Guajira mantiene un nivel de 130% a 200% para los dos primeros años y para el resto del periodo el cálculo daría 0 porque no tienen oferta comprometida. Para los otros campos de la costa, en 2020 se ubica alrededor de 200%. De 2021 a 2023 alrededor de 130% y para demás años alrededor de 40%.

Al realizar el análisis por operador, como se observa en la Figura 96, Hocol presenta un resultado bastante alto del indicador debido a que prácticamente la totalidad de su gas se encuentra contratado. Una vez los contratos finalizan, el indicador queda en cero.

Figura 96. Indicador MP4 agregado operador.



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

En el caso de Ecopetrol, hasta el 2025 el indicador tiene un resultado alto (por encima del 100%) que refleja el alto nivel de contratación de mediano plazo. A partir del 2026, una vez finaliza la mayoría de contratos, se encuentra por debajo de 100 %.

El resultado del indicador para Canacol entre el 2020 a 2022 oscila entre 140% y 160% y va decreciendo hasta llegar a 0 a partir de 2026. Nuevamente, el resultado de este indicador refleja que, en comparación con otros productores, Canacol tiene una contratación más baja con respecto a su producción disponible para la venta.

Los otros campos de la costa tienen un comportamiento parecido, permaneciendo entre 120% y 180% entre 2020 y 2021 y disminuyendo hasta alcanzar 0 unos años después.

Como conclusión, el indicador MP4 permite conocer la posición comercial de cada productor en el tiempo y qué peso tienen sus cantidades comprometidas sobre su portafolio. En ese sentido, el indicador MP4 a nivel agregado no es tan valioso porque mezcla diferentes posiciones comerciales de los productores. Arroja información más útil cuando se realiza el análisis por zona y por productor.

### 3.2.4.5. Indicador MP5

Se calcula de la siguiente manera 
$$\frac{\text{Oferta Comprometida}}{\text{PTDVF} + \text{CIDVF}}$$

donde,

*Oferta comprometida:* corresponde a toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.

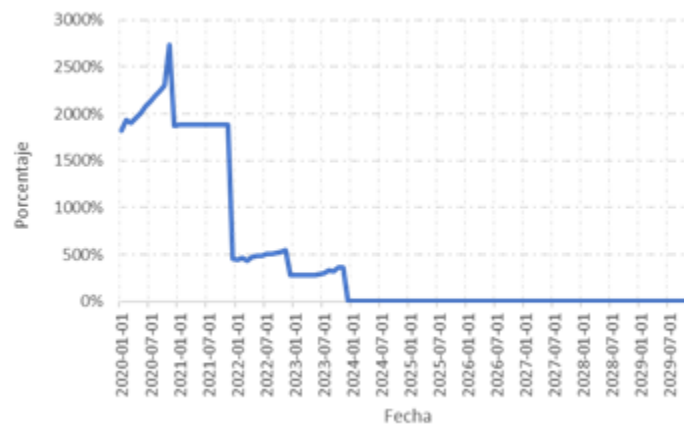
*PTDVF:* Producción total disponible para la venta en firme.

*CIDVF:* Cantidades importadas disponibles para la venta en firme.

El indicador MP5 no difiere mucho del indicador MP4. La diferencia es que el cálculo se realiza utilizando la producción disponible para la venta en firme en vez de la total. Teniendo en cuenta lo anterior, los resultados son muy parecidos a los del MP4.

Como puede observarse en la Figura 97, el indicador MP5 agregado nacional para los años 2020 y 2021 se ubica entre 2000 % y 2500 % disminuyendo el siguiente año a valores cercanos a 500 %. El año 2023, se ubica alrededor de 2005 y 300% cayendo a cero a partir de 2024.

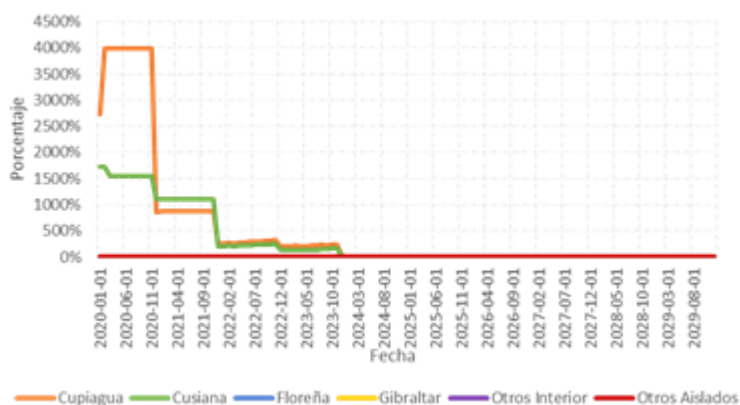
Figura 97. Indicador MP5 agregado nacional.



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

En lo que respecta al grupo de campos del Interior, se puede observar en la Figura 98, que el campo Cupiagua tiene una oferta comprometida entre 3000% y 4000% de la producción disponible para la venta en 2020. Para 2021 está alrededor de 870% y hasta el año 2024 permanece alrededor de 200%. Para los demás años el resultado del indicador es 0.

Figura 98. Indicador MP5 agregado por campos del interior.



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

Cusiana presenta un comportamiento similar al de Cupiagua, pero con niveles más bajos. Para el año 2020 se encuentra entre 1500% y 1700%. Para el año 2021 en 1100% y para los años 2022 y 2023 entre 100% y 200%. Los demás años el resultado del indicador es cero.

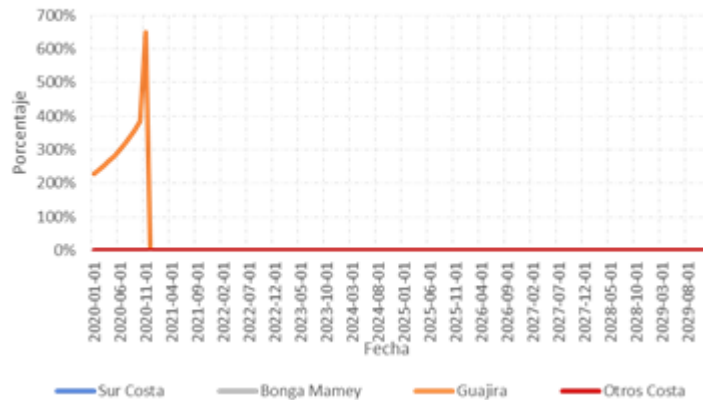
Para los demás campos analizados en este grupo no es factible hacer dicho cálculo ya que como mencionamos en uno de los indicadores anteriores, no están obligados a declarar la producción disponible para la venta de gas en firme.

Con respecto a los campos de la Costa, podemos observar en la Figura 99, que Guajira presenta para el primer año una oferta comprometida entre 200% y 600% de la producción disponible para la venta en firme y para el resto del periodo de cero.

Los demás campos analizados en este grupo no tienen oferta comprometida.



Figura 99. Indicador MP5 agregado por campos de la costa.

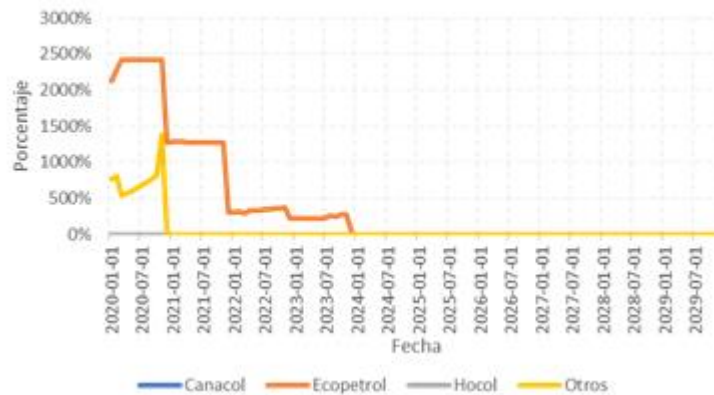


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Como se observa en la Figura 100, Ecopetrol el primer año se ubica entre 2100% y 2400%. En el año 2021 se ubica en 1200% y para los años 2022 y 2023 al 2025 oscila entre 200 y 300%. En adelante permanece en cero.

Hocol y Canacol no presentan oferta comprometida y los otros operadores presentan para el primer año valores entre 500% y 1300% y el resto del periodo en cero.

Figura 100. Indicador MP5 agregado operador.



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

Como conclusión, el indicador MP5 no presenta resultados diferentes a los que se obtienen con el indicador MP4 ya que hacer el análisis con la producción disponible para la venta en firme en vez de la total no genera conclusiones que difieran del anterior indicador.



### 3.2.4.6. Indicador MP6

Se calcula de la siguiente manera  $\frac{\text{Oferta Comprometida}}{PP}$

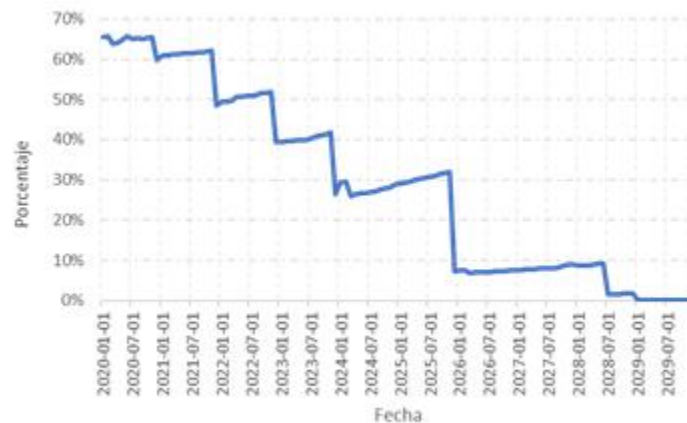
donde,

*Oferta comprometida: corresponde a toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. PP: Potencial de producción.*

Se podría decir que el indicador MP6 es la contraparte del MP1 ya que ambos son una relación con respecto al potencial de producción sólo que en vez de ser con la producción disponible para la venta (MP1) es con la oferta comprometida; y teniendo en cuenta que el gas que no está comprometido, se supone que está disponible para la venta, el resultado del indicador MP6 debe ser el contrario del MP1. A diferencia del MP1 que debe ir incrementando con el tiempo, en el caso del MP6 este disminuir con el tiempo, en la medida que se vayan acabando los contratos suscritos.

Como puede observarse en la Figura 101, el indicador MP6 agregado nacional para los años 2020 y 2021 da como resultado entre 60 % y 65 %, disminuyendo los siguientes años hasta llegar a cerca del 30% en 2025. Para los años 2026 a 2028 se ubica alrededor de 10% cayendo a cero en 2029.

Figura 101. Indicador MP6 agregado nacional.

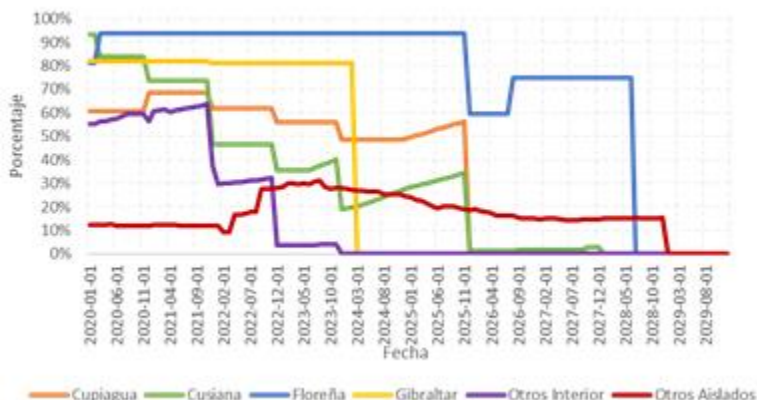


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En lo que respecta al grupo de campos del Interior del país, se puede observar en la Figura 102, que el campo Cupiagua tiene una relación por debajo del 70% para los años de análisis llegando a cero a partir del año 2026. Sin embargo, este resultado es contradictorio con el resultado del MP1 para este campo ya que el MP1 de Cupiagua no alcanza el 100%. El resultado daría a entender que hay unas cantidades que no están ni comprometidas ni disponibles para la venta.



Figura 102. Indicador MP6 agregado por campos del interior.



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

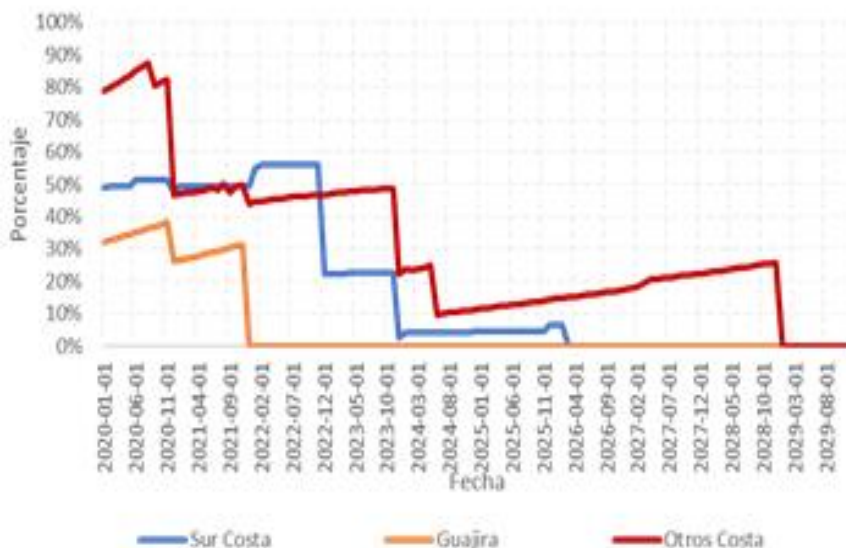
Por otro lado, Cusiana presenta un resultado del indicador superior al 70 % para los años 2020 y 2021 y continúa cayendo de forma consistente hasta alcanzar valores cercanos al 35% en 2025. Después del 2025 el indicador queda en cero.

El campo Floreña mantiene una relación por encima del 90% hasta el año 2025 reflejando el alto nivel de contratación de dicho campo. El valor se mantiene alto (entre 60% y 80%) y en el 2029, una vez la contratación finaliza, llega a cero. Gibraltar mantiene una oferta comprometida equivalente al 80% del potencial de producción hasta el año 2023 y en adelante la relación es cero reflejando que la oferta queda completamente disponible para la venta.

Los otros campos del interior presentan un indicador entre el 50% y 60% para los primeros años, pero decrece de forma rápida, llegando a cero a partir de 2024. Los campos aislados presentan un resultado de solamente el 10% para 2020 y 2021 que implicaría que tienen pocas cantidades comprometidas en el corto plazo. A diferencia de los otros campos, el indicador sube para los siguientes años y decrece paulatinamente los siguientes años.

En lo que respecta al grupo de los campos de la Costa, podemos observar en la Figura 103, que para los campos del Sur de la costa el indicador no supera el 60% durante todo el periodo. Lo anterior es consistente con el resultado de los demás indicadores que reflejan que los campos de esta zona tienen buena disponibilidad de gas de mediano y largo plazo.

Figura 103. Indicador MP6 agregado por campos de la costa.

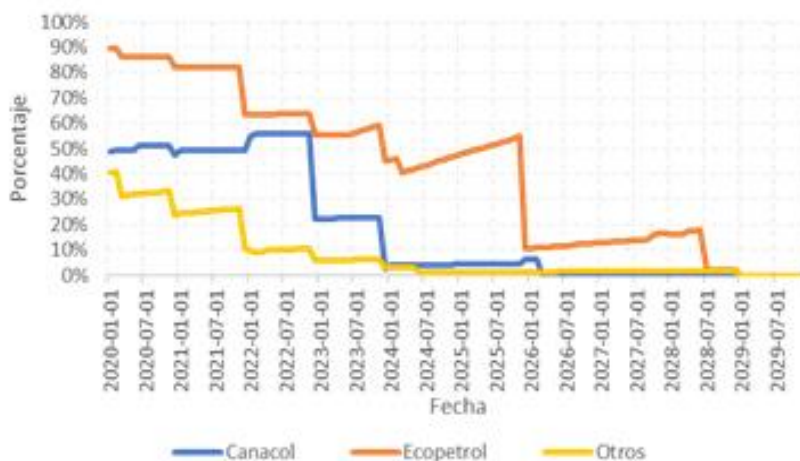


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.


Guajira oscila entre 20% y 40% para los años 2020 y 2021, y el resto del periodo está en cero. Los otros campos de la costa tienen un indicador alrededor del 80% para el año 2020. Para los años 2021 a 2023 se mueve entre un 40% y 60%. En adelante se encuentra en 20% y 40%.

Al analizarlo por operador, podemos observar en la Figura 104, que Canacol mantiene un indicador entre el 50% y el 60% hasta el año 2022. En el año 2023 cae a 20% y en adelante queda en cero. Lo anterior refleja que Canacol tiene un balance entre las cantidades comprometidas y las disponibles para los siguientes dos años y cuenta con una disponibilidad importante para los posteriores.

Figura 104. Indicador MP6 agregado operador.



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




En el caso de Ecopetrol, para los dos primeros años el indicador se ubica alrededor de 80% como producto de la alta contratación que tiene. A partir de ese momento empieza a declinar de forma importante con una caída drástica a partir de 2026, momento en el que, por vencimiento de los contratos, la mayor parte del gas debería quedar disponible para la venta.

Los demás operadores mantienen un indicador entre 20% y 40% para los dos primeros años. Hasta el año 2024 se mantiene por debajo de 20% y en adelante el resultado es cero.

Como conclusión, el indicador MP6 da resultados muy parecidos a los del indicador MP1 que reflejan el nivel de contratación del mercado y la disponibilidad de gas para contratación en el largo plazo. Teniendo en cuenta que estos dos indicadores son complementarios, una ventaja que vemos es que utilizándolos en conjunto se pueden identificar situaciones fuera de lo común como la expusimos del campo Cupiagua.


Con respecto a los resultados arrojados por los indicadores analizados, podemos observar lo siguiente:

- Con una oferta decreciente en el tiempo, los resultados de los diferentes indicadores para el mercado de gas natural colombiano, están completamente atados al vencimiento de los contratos en el tiempo.
- Debido a que no existe flujo entre los dos mercados (Costa Atlántica e Interior) nacionales, el agregado nacional esconde dos realidades muy diferentes.
- Existe una diferencia bastante marcada entre la situación de la Costa Atlántica y del Interior del país. La Costa Atlántica pareciera tener una disponibilidad importante en el mediano plazo (2023 hacia adelante) mientras que el Interior tiene volúmenes muy limitados debido a cantidades decrecientes y que parecieran no estar completamente disponibles para la venta.
- La situación por productor también difiere de forma importante. Tenemos el caso de un productor como Canacol que cuenta con una contratación baja en relación con su disponibilidad de gas y que no pareciera estar contratando cantidades de largo plazo; y, por otra parte, tenemos a un productor como Ecopetrol que tiene disponibilidad muy limitada en el largo plazo, especialmente en sus campos Cusiana y Cupiagua.
- En el caso de Ecopetrol con el campo Cusiana existe un volumen importante de gas que, a pesar de estar disponible para la venta, no se encontraría disponible para la venta en firme. Sería importante revisar si es una estrategia comercial del productor o es un tema de riesgo de entrega física.



Por otra parte, al revisar este primer grupo de indicadores que la CREG definió en la regulación como posibles herramientas de análisis, podemos llegar a las siguientes conclusiones:

- Los indicadores analizados están muy enfocados en conocer la disponibilidad comercial de gas (no física). Lo anterior es una señal importante para el mercado con el fin de entender cuál es la situación de corto, mediano y largo plazo de gas natural de disponibilidad de gas.

- 
- A pesar de que todos los indicadores están compuestos por diferentes agrupaciones de variables, en la mitad de los casos terminan analizando información muy parecida y no da mayor valor utilizar una subclasificación de un dato (por ejemplo, cantidades disponibles para la venta en firme) por lo que se debería revisar la pertinencia de mantener algunos de estos indicadores.
  - Aunque los indicadores se pueden calcular de forma agregada para el país, este análisis esconde muchas de las particularidades que se dan en las respectivas zonas y con los diferentes productores.
  - El análisis de los indicadores por zonas del país y por operadores permite dar señales más claras sobre las diferencias que existen, especialmente en temas relacionados con estrategia comercial y manejo de su portafolio de activos.
  - Teniendo en cuenta que, gracias al Gestor de Mercado, existe más y mejor información del mercado de gas natural, sería importante revisar el listado actual de indicadores definidos por la CREG con el fin de considerar posibles ajustes que den mejores señales de corto, mediano y largo plazo.

## 4. Conclusiones

En este boletín anual 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 diciembre de 2020 y el 28 de febrero de 2021, 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 periodo, ambos mercados de energía y gas se siguen viendo afectados por las medidas restrictivas asociadas a la pandemia del COVID-19 y a la progresiva reactivación de la economía que se han venido implementando.


El comportamiento del nivel de embalse agregado en el país estuvo en el promedio de los años en comparación para el periodo de análisis, y se recuperó respecto al nivel evidenciado en el año 2020. El nivel de embalse empezó el mes de diciembre 2020 con un nivel cercano al 77%; nivel que permitiría pasar el verano 20-21 sin complicaciones. Posteriormente, para los meses de enero y febrero se tuvo una disminución de los aportes, pero este es un comportamiento esperado puesto que históricamente estos meses han sido de bajos aportes hídricos.

El indicador IOR aumentó durante la segunda quincena de diciembre debido a la disminución de la demanda durante este rango de tiempo, disminuyendo progresivamente en la medida que la demanda se recuperó progresivamente durante el mes de enero. Así mismo, el IOR ha sido inferior a 1 en varias oportunidades, debido a disminuciones en disponibilidad por actividades de mantenimiento principalmente.

En general, se observó que la mayoría de los agentes generadores tienen un gran porcentaje de sus obligaciones cubiertas por contratos y/o generación propia, lo cual minimiza potenciales riesgos financieros al tener que comprar energía en bolsa.

En cuanto a los agentes comercializadores, se observa que están menos cubiertos por contratos que los generadores, lo que hace que los usuarios finales se encuentren más expuestos a las variaciones del mercado.

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF, para las plantas hidroeléctricas, 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 brinda señales para que dichos agentes que presentan porcentajes de cobertura bajos realicen las gestiones necesarias para que sus activos estén disponibles si se llega a activar el mecanismo dado que el precio de bolsa sea superado por el precio marginal de activación y de este modo utilizar los mecanismos de seguridad del sistema para cubrir la demanda necesaria como lo son los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se llegase a materializar una situación de escasez. Es de anotar, que en muchas ocasiones las indisponibilidades forzadas no dan tiempo de respaldarse dada la regulación vigente, y los tiempos que esta presenta para el registro de contratos respaldo.



Como se pudo observar en el informe, el trimestre terminó siendo un período positivo para el mercado de gas natural en la medida que la mayor parte de los sectores de consumos recuperaron sus niveles de demanda de un año atrás. Lo anterior es una señal de que lo peor ya pasó y la mirada hacia el futuro es más positiva y enfocada en el crecimiento. Para el consumo de gas del sector eléctrico, su situación es diferente y las señales de precio de energía que estimularon de forma sustancial su alta demanda en el mismo período del año pasado, no se han visto en los mismos niveles durante 2021. Los precios de bolsa no han estado lo suficientemente altos para mantener una generación termoeléctrica como la vista durante el 2020. Producto de lo anterior, los volúmenes inyectados desde la planta de regasificación han sido nulos durante la mayor parte del trimestre, y los requerimientos de las térmicas han sido atendidos con gas nacional.

En cuanto a los precios, se vio una diferencia importante con respecto al trimestre anterior. En general los precios de negociaciones de corto plazo, estuvieron por debajo tanto en volumen como en cantidades debido a la menor demanda, especialmente para el sector térmico ubicado en la Costa Atlántica.

Por otra parte, a pesar de que a partir del 1 de diciembre entró en vigencia un nuevo grupo de contratos que, de acuerdo con el resultado del proceso de comercialización anterior, venían con precios más altos, no se presentó un aumento significativo en los precios promedio de los diferentes campos. Lo anterior permitiría concluir que el volumen de nuevos contratos no es significativo con respecto a los contratos que siguen vigentes.



**UMMEG**

Unidad de Monitoreo de Mercados  
de Energía y Gas Natural

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

