



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

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

DICIEMBRE 2019 - NOVIEMBRE 2020



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



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

Equipo Electricidad:

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Miguel Andrés Velásquez Motta

Mario Ricardo Castaño Duque

Equipo Tecnologías de Información:

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Jorge Emiro López Amaya

Manuel Felipe Restrepo Londoño

Equipo Gas Natural:

Laura Eva Barragán Torres

Omar Enrique Tovar de la Cruz

Fecha de publicación: marzo 2021



Contenido

Contenido	3
Lista de figuras	5
Lista de tablas	10
1. Resumen ejecutivo	12
2. Seguimiento a variables de mercado	15
2.1. Mercado de energía eléctrica	15
2.1.1. Oferta - Generación por combustible	15
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses	17
2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica	20
2.1.3.1. Indisponibilidad de plantas de generación	20
2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión	27
2.1.4. Demanda	30
2.1.5. Precios	33
2.1.6. Restricciones	39
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado	40
2.1.7.1. Convocatorias presentadas en SICEP	43
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado	47
2.1.9. Análisis de contratos por agente	49
2.2. Mercado de gas natural	56
2.2.1. Producción	56
2.2.2. Importaciones	58
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural	61
2.2.4. Demanda	66
2.2.5. Precios	78
2.2.5.1. Precios por sector de consumo y modalidad	79



3. Análisis de indicadores	82
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica.....	82
3.1.1. Indicador de concentración HHI	82
3.1.2. Índice de oferta residual.....	89
3.1.3. Seguimiento a la fijación de precios de bolsa.....	92
3.1.4. Análisis de precios ofertados y comparación de indicadores.....	98
3.1.5. Seguimiento a Indicadores de cubrimiento para generadores y comercializadores.....	116
3.1.6. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme.....	123
3.2. Indicadores mercado de gas natural.....	129
3.2.1. Índices de precios nacional vs importado	129
3.2.2. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico	130
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor	131
3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos.....	132
4. Conclusiones.....	135



Lista de figuras

<i>Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.....</i>	16
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.....	17
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.....	18
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.....	18
Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.....	19
Figura 6. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis.....	20
Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.....	21
Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	24
Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	26
<i>Figura 10. Media y desviación estándar de las horas de indisponibilidad en los activos de transmisión.....</i>	28
Figura 11. Media y desviación estándar de las horas compensadas por la indisponibilidad en los activos de transmisión.....	28
Figura 12. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.....	29
Figura 13. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	30
Figura 14. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.....	31
Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2019, y demanda no atendida promedio mensual por región.....	33
Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.....	34
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.....	35



Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.....	36
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.....	37
Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.....	37
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.....	38
<i>Figura 22. Costo agregado por agente diario de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.....</i>	<i>39</i>
Figura 23. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis.....	40
Figura 24. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho.....	41
Figura 25. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.....	47
Figura 26. Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.....	53
Figura 27. Precios de los contratos para agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigentes al último día del periodo de análisis.....	54
Figura 28. Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.....	56
Figura 29. Producción total de gas por campo durante el último año.....	57
Figura 30. Comparación Producción dic 2018- nov 2019 vs dic 2019- nov 2020.....	58
Figura 31. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación durante el último año.....	59
Figura 32. Comparación del gas inyectado en los dos últimos años.....	59
Figura 33. Comparación de los cargamentos recibidos durante los dos últimos años.....	60
Figura 34. Número total de mantenimientos en el último año.....	61
<i>Figura 35. Comparación del total de mantenimientos en la infraestructura de suministro en los dos últimos años.....</i>	<i>62</i>



Figura 36. Comparación del total de mantenimientos en la infraestructura de transporte en los dos últimos años.	62
Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua durante el último año.	63
Figura 38. Porcentaje de uso por tramos de la ruta Ballena – Medellín durante el último año.	64
Figura 39. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín durante el último año.	64
Figura 40. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali durante el último año.	65
Figura 41. Porcentaje de uso por tramos de la ruta Ballena – Cartagena durante el último año.	65
Figura 42. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena durante el último año.	66
Figura 43. Demanda diaria de gas por sector de consumo durante el último año.	67
Figura 44. Comparación de la demanda en los dos últimos años.	67
Figura 45. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	68
Figura 46. Demanda diaria de gas sector térmico dic 2018 – nov 2019 vs dic 2019 – nov 2020.	69
Figura 47. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.	70
<i>Figura 48. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.</i>	<i>70</i>
Figura 49. Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.	71
Figura 50. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.	72
Figura 51. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	72
Figura 52. Consumo de gas para generación en la costa durante el último año.	73
Figura 53. Comparación de los consumos de gas para generación en la costa en los dos últimos años.	75
Figura 54. Consumo de gas nacional para generación en el interior durante el último año.	76
Figura 55. Comparación de los consumos de gas para generación en el interior en los dos últimos años.	77



Figura 56. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	78
Figura 57. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.....	79
Figura 58. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente septiembre - noviembre.....	80
Figura 59. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.....	81
Figura 60. Indicadores de concentración HHI.....	82
Figura 61. HHI de generación real y media móvil.....	84
Figura 62. HHI disponibilidad real y media móvil.....	86
Figura 63. Evolución participación disponibilidad real por agente.....	86
Figura 64. Evolución de la participación de la generación real por agente.....	88
Figura 65. Evolución de la participación en la fijación de precios de bolsa.....	89
Figura 66. Indicador de oferta residual.....	90
Figura 67. Comparación interanual del IOR para agentes analizados.....	91
Figura 68. IOR menor a uno para cada hora del día.....	92
Figura 69. Fijación precios de bolsa, diciembre 2019 - mayo 2020.....	93
Figura 70. Fijación precios de bolsa junio-2020 a noviembre-2020.....	94
Figura 71. Comparación de indicadores EMGESA.....	101
Figura 72. Comparación de indicadores EPM.....	106
Figura 73. Comparación de indicadores ISAGEN.....	108
Figura 74. Comparación de indicadores CHIVOR.....	110
Figura 75. Comparación de indicadores CELSIA.....	113
Figura 76. Comparación de indicadores GECELCA.....	115
Figura 77. Porcentaje de contratación generadores.....	117
Figura 78. Porcentaje de generación para ventas GPV.....	118
Figura 79. Relación Ventas en contratos / OEF.....	120
Figura 80. Relación Ventas en contratos sobre ENFICC.....	122
Figura 81. Porcentaje de contratación para comercializadores.....	123
Figura 82. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} con el porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis.....	125
Figura 83. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} con el porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.....	126



Figura 84. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	129
Figura 85. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción durante el último año.....	130
Figura 86. Comparación de precios promedio entre el sector térmico y no térmico por campo para el último año.....	131
Figura 87. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.....	132
<i>Figura 88. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 89. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario en el periodo de análisis.....</i>	<i>134</i>



Lista de tablas

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.....	16
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.....	22
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	24
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	26
Tabla 5. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho.....	42
Tabla 6. Datos mercado regulado – 30 de noviembre de 2020.....	42
Tabla 7. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.....	43
Tabla 8. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.....	48
Tabla 9. Datos mercado no regulado – 31 de mayo.....	48
Tabla 10. Relación de código de agente y nombre del mismo.....	49
Tabla 11. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis, en GWh.....	51
Tabla 12. Energía comprometida en contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en GWh.....	52
Tabla 13. Precios de los contratos para agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh.....	54
Tabla 14. Cantidad de contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis.....	55
Tabla 15. Energía mensual (GBTUD) inyectada al SNT por la planta de regasificación durante los dos últimos años.....	60
Tabla 16. Consumo de gas para generación en la costa durante el último año...74	
Tabla 17. Comparación de los consumos de gas para generación en la costa en los dos últimos años.....	75
Tabla 18. Consumo de gas nacional para generación en el interior durante el último año.....	76
Tabla 19. Comparación de los consumos de gas para generación en el interior en los dos últimos años.....	77



Tabla 20. Comparación interanual HHI generación real.....	83
Tabla 21. Comparación HHI disponibilidad interanual.....	85
Tabla 22. Estadística descriptiva básica precios de oferta EMGESA.....	99
Tabla 23. Promedio mensual para los indicadores analizados para EMGESA.....	102
Tabla 24. Estadística descriptiva básica precios de oferta EPM.....	103
Tabla 25. Promedio mensual de indicadores analizados para EPM.....	105
Tabla 26. Estadística descriptiva básica precios de oferta ISAGEN.....	107
Tabla 27. Promedio mensual de indicadores ISAGEN.....	109
Tabla 28. Estadística descriptiva básica precios de oferta CHIVOR.....	109
Tabla 29. Promedio mensual de Indicadores Chivor.....	111
Tabla 30. Estadística descriptiva básica precios de oferta CELSIA.....	111
Tabla 31. Promedio mensual de Indicadores CELSIA.....	114
Tabla 32. Estadística descriptiva básica precios de oferta GECELCA.....	114
Tabla 33. Promedio mensual de Indicadores GECELCA.....	116
Tabla 34. %VC-ENFICC promedio por agente.....	121
Tabla 35. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.....	125
Tabla 36. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.....	127
Tabla 37. Eventos registrados en HEROPE de XM que afectan las OEF.....	128



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 2019 y el 30 de noviembre de 2020, así como la descripción y análisis de algunos de los hechos más relevantes relacionados con dichos mercados. Con base en el seguimiento, se construyeron indicadores de desempeño para cada mercado y se analizó su comportamiento durante el mismo periodo. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes indicadores: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación, disponibilidad y fijación de precios de bolsa; ii) indicador IOR para el seguimiento de posibles agentes pivotaes; iii) indicadores de seguimiento a la fijación de precios de bolsa; iv) indicadores de comparación de ingresos contratos-bolsa de los agentes generadores y comparación con variables del mercado, v) indicadores de porcentajes de contratación y generación para ventas de agentes generadores; vi) indicadores de ventas en contratos contra obligaciones de energía en firme y ENFICC, vii) indicadores de porcentaje de contratación para agentes comercializadores, viii) indicador de disponibilidad vs. OEF de las plantas de generación; y ix) indicadores de comparación de obligaciones de energía en 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; y iii) curva agregada de oferta de contratos. Finalmente se presentan algunas conclusiones para el periodo de análisis.

Como hecho principal de este periodo anual, ambos mercados se vieron afectados por las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) decretadas por el Gobierno a final de marzo, como parte de las medidas para enfrentar la pandemia del Covid-19, así como por las medidas de reactivación gradual de la economía que se han venido implementando.

En cuanto al seguimiento de variables del mercado eléctrico, sobresale que, luego de una reducción drástica de la demanda de energía eléctrica como consecuencia de las medidas de aislamiento a finales del mes de marzo de 2020, la misma presentó una reacción al alza a finales del mes junio teniendo valores



similares al escenario bajo proyectado por la UPME y, posteriormente, presentó una reducción cercana al 2% con respecto al escenario bajo de las proyecciones de la UPME para el mes de julio y agosto; presentando un incremento paulatino para los meses de septiembre, octubre y noviembre. La reducción en la demanda generó un exceso de oferta que ocasionó mayor competencia en el mercado y forzó los precios a la baja desde finales de mayo y hasta finales del periodo de análisis reduciendo el precio desde los 500 \$/kWh a precios de 200 \$/kWh en promedio; es de anotar que se presentó un repunte de los precios de bolsa en mayo, explicado en parte por la reacción de la demanda y por los bajos niveles de embalse y aportes. Además, la generación con recursos fósiles, especialmente gas natural nacional e importado, disminuyó en comparación con el periodo diciembre 2018 noviembre 2019.

También, en el periodo de análisis especialmente lo correspondiente al año 2020 se caracterizó por ser un periodo de bajos aportes hídricos, principalmente durante el primer semestre y esto se reflejó en un bajo porcentaje de volumen útil. No obstante, el volumen útil se recuperó a partir del mes de junio, cuando los aportes aumentaron considerablemente y tuvieron un comportamiento medio por encima de los 200 GWh/día. Por último, al finalizar noviembre el nivel de embalse logró ubicarse por encima del 75% de su volumen útil, cumpliendo con la cota que permitiría afrontar el verano 2020/2021 sin evidenciar riesgo de abastecimiento de energía en el país.

En cuanto a los contratos en convocatorias del SICEP se está mostrando un mayor dinamismo en el mercado de contratos para atención de la demanda regulada con 60 convocatorias, éstas principalmente para contratos de tipo pague lo contratado, de las cuales se adjudicaron 42 durante el periodo de análisis.

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 hasta el mes de junio donde se empezó a observar un alza en el costo de las restricciones llegando a valores cercanos a los 35 \$/kWh.

En lo relacionado con el mercado de gas natural, el impacto que tuvo el inicio del aislamiento obligatorio fue importante en todos los sectores, pero principalmente en el consumo para GNCV (Gas Natural Comprimido Vehicular) que presentó la mayor caída. Aunque desde el segundo semestre se empezó a ver una recuperación de todos los sectores de la demanda, al final del año aún no habían alcanzado los niveles prepandemia.

Aunque el menor consumo de gas durante el segundo trimestre llevó a que varios campos de producción del país estuvieran muy cerca de sus mínimos operativos, finalmente no hubo problemas en la operación y en el segundo semestre se superó esta situación. En lo que respecta a la importación de gas, esta fue un respaldo importante en el primer trimestre cuando se presentó un pico en la generación en la Costa Atlántica impulsada por los altos precios de bolsa. Sin embargo, los volúmenes importados bajaron durante el segundo semestre debido a la mayor disponibilidad de gas nacional, salvo en el mes de septiembre cuando se presentó una nueva situación de alto requerimiento térmico que llevó a requerir el respaldo de la planta de regasificación de Cartagena.

Es importante resaltar que la demanda en el interior del país tuvo un impulso importante por la generación permanente que tuvo Termosierra y en algunos meses, la generación de otras plantas que, debido a los precios de bolsa y a la baja demanda no térmica, pudieron ingresar al despacho por mérito.

El uso de la infraestructura de transporte, al igual que la producción, se vio afectado de forma importante por la pandemia y la reducción de la demanda que se dio, especialmente en el segundo trimestre.

En cuanto a los precios, se vio un aumento en los del mercado firme primario que refleja un aumento sostenido que se ha visto en los últimos años en la medida que han disminuido los excedentes de largo plazo. Sin embargo, en los mercados de corto plazo, el comportamiento se vio influenciado en gran medida por las necesidades de los agentes térmicos. En el caso del interior del país se vieron precios bajos con el fin de estimular esta generación y en la Costa la alta



demanda en algunos meses llevó a un aumento en los precios del mercado interrumpible.

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

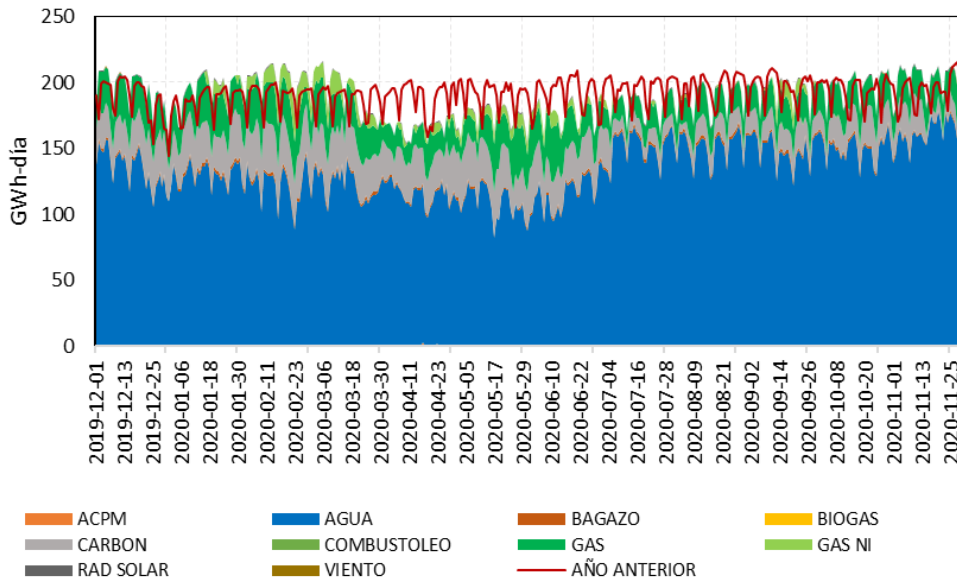
En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la generación total diaria por tipo de recurso para el periodo de análisis. La participación porcentual de cada uno de los recursos se muestra en la Tabla 1. De este modo se observa que, con el recurso hídrico se generó el 71,10% de la energía del periodo diciembre de 2019 a noviembre de 2020, mientras que los recursos fósiles participaron con el 28,62%, y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 0,28%. De este modo se presentó una disminución cercana al 1% en la generación total del periodo de análisis con respecto al periodo diciembre de 2018 a noviembre de 2019.

En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis, se observa una reducción en la generación con carbón, gas y gas natural importado desde comienzos del mes de julio, esto asociado con la reducción de demanda por el aislamiento preventivo obligatorio (APO), es de anotar que, para los primeros días del mes de agosto se observa un crecimiento progresivo de la generación con recursos



fósiles asociado a la reactivación económica gradual que ha venido presentando el país, mientras que el carbón tuvo una disminución considerable después de la primer semana del mes de noviembre. De este modo se observa que en comparación con el periodo diciembre de 2018 a noviembre de 2019 se presentó un crecimiento aproximado del 31% en la generación con recursos fósiles lo que corresponde a un crecimiento de 4,7 GWh-Año.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

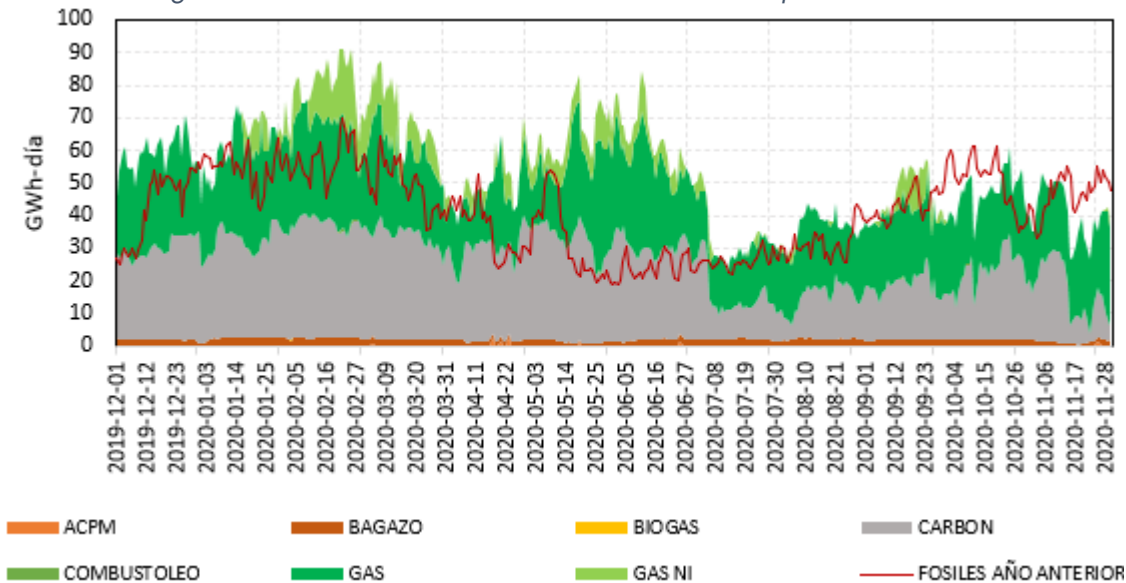
Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
AGUA	49.223,94	71,10
CARBON	8.944,42	12,92
GAS	8.765,04	12,66
GAS NI	1.360,19	1,96
BAGAZO	714,20	1,03
RAD SOLAR	180,54	0,26
COMBUSTOLEO	14,51	0,02
ACPM	13,59	0,02
VIENTO	11,80	0,02
BIOGAS	0,41	0,00
MEZCLA GAS - JET-A1	-	-
Total	69.228,63	100,00

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.2. Oferta - Nivel de embalses

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

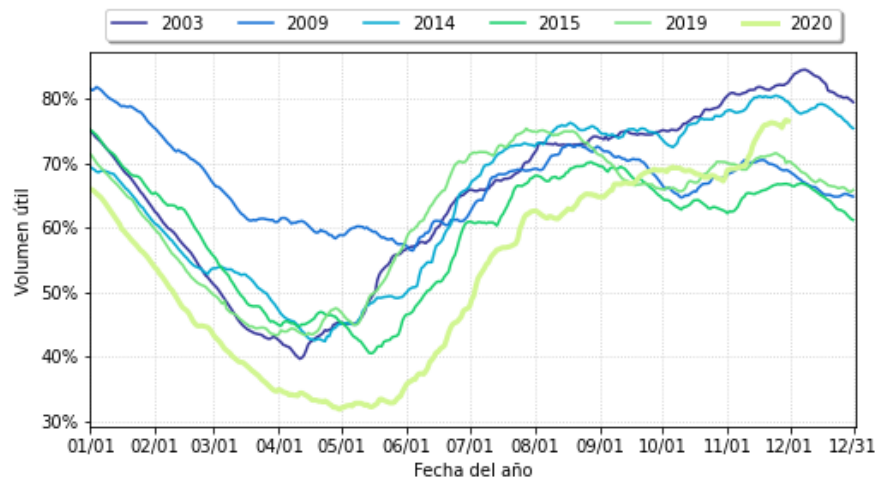
En la Figura 3, el porcentaje corresponde a la relación entre el volumen útil diario y la capacidad útil del embalse. Durante gran parte del periodo analizado, específicamente entre el 1 de enero y la primera semana de septiembre, el nivel de embalse se mantuvo por debajo del nivel de los demás años de referencia, llegando a un nivel mínimo cercano al 33%. Sin embargo, a partir del mes de mayo el nivel de embalse presentó un crecimiento sostenido hasta finalizar el mes de noviembre. En la parte final del periodo analizado, la serie del año 2020 sobrepasó el volumen útil otros años como el 2009, 2015, y 2019. Para el final de noviembre, el nivel de embalse se logró ubicar cerca al 77%. Este

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



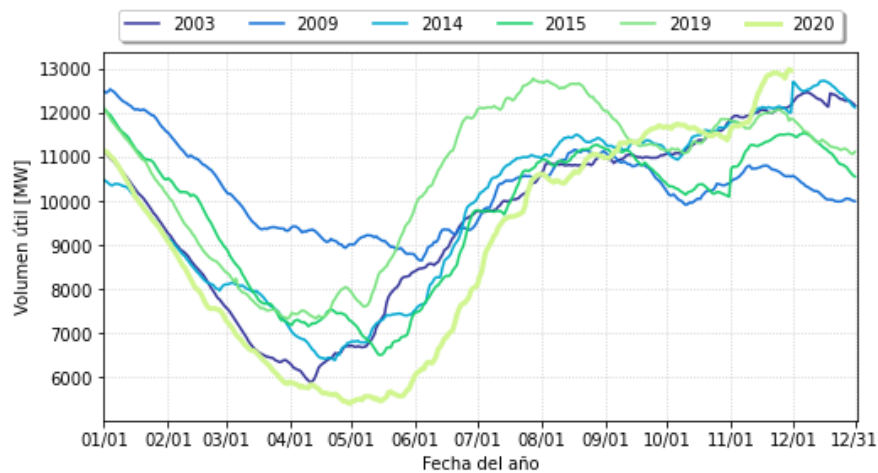
comportamiento se dio principalmente por un déficit de aportes durante el primer semestre del año 2020, y la posterior recuperación del nivel de embalse se originó como respuesta al aumento de los aportes en la segunda mitad del año, y por la gestión operativa de los agentes para garantizar su nivel de embalse probabilístico. El comportamiento de los aportes hídricos que se presentó en todo el país se muestra en detalle por región en la Figura 3 y Figura 4. Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar al descrito anteriormente, aunque se debe resaltar que la serie de 2020 ha estado por encima de las demás series analizadas durante la segunda mitad del año, mientras que en la primera mitad del año la serie del 2020 estuvo por debajo respecto a los demás años de comparación.

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.



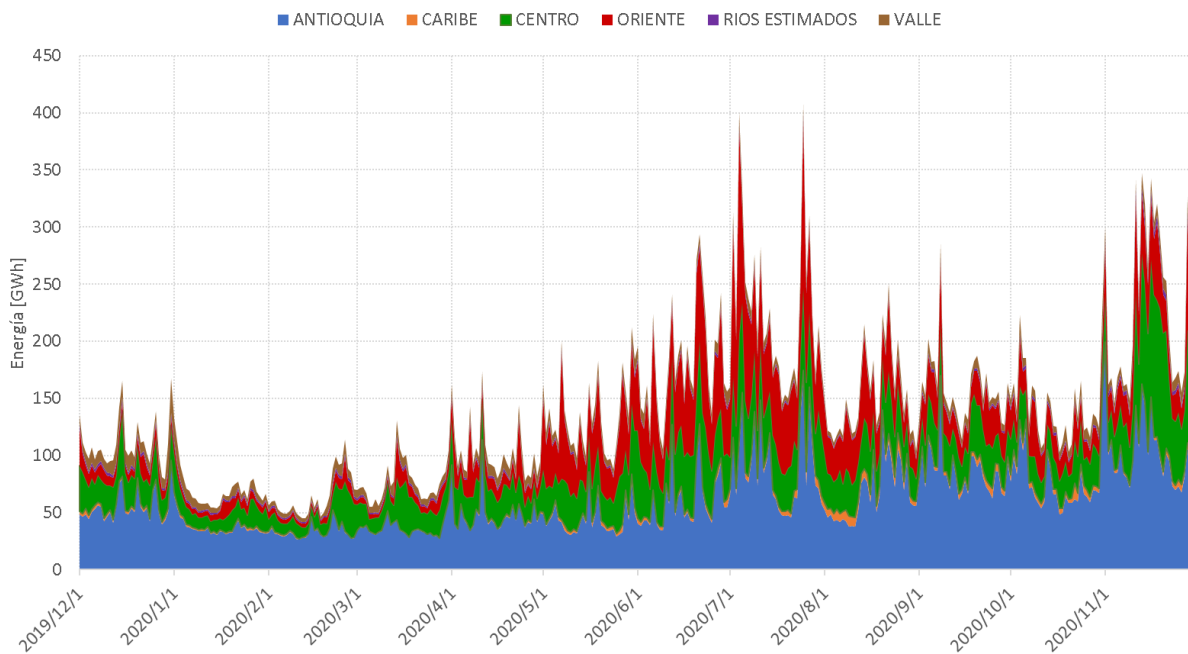
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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 un nivel cercano a 50GWh-día y 400 GWh-día, y el mes con mayor cantidad de aportes fue julio (promedio mayor de 200 GWh-día), seguido de junio (promedio cercano a 170 GWh-día), y finalmente noviembre con un promedio alrededor de 200 GWh-día.

Por otro lado, la Figura 6 presenta la comparación entre los aportes totales del periodo analizado contra los aportes totales del año 2016 (año seco), año 2017 (año húmedo), y el porcentaje de los aportes del periodo de análisis sobre la media histórica. Se puede observar que los aportes del periodo analizado en general estuvieron por debajo de los aportes medios históricos. No obstante, para la mitad del año y el mes de noviembre se presentaron aportes superiores a la media histórica.

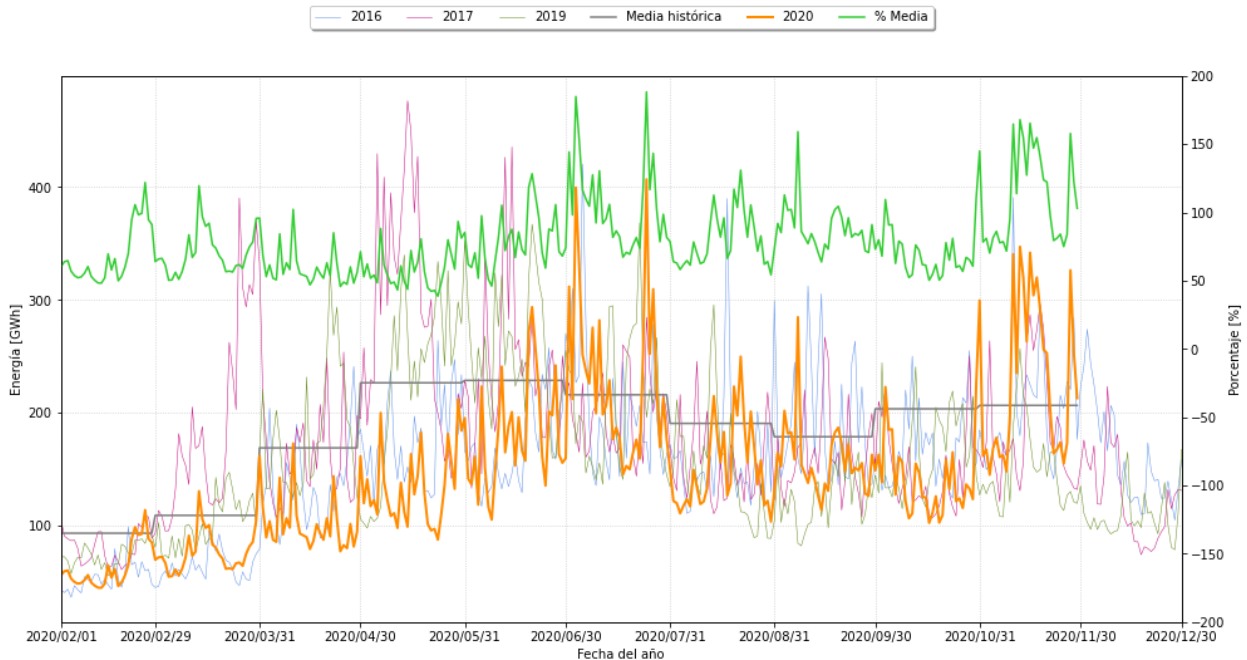
Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.



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 programados². Se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. Además, el

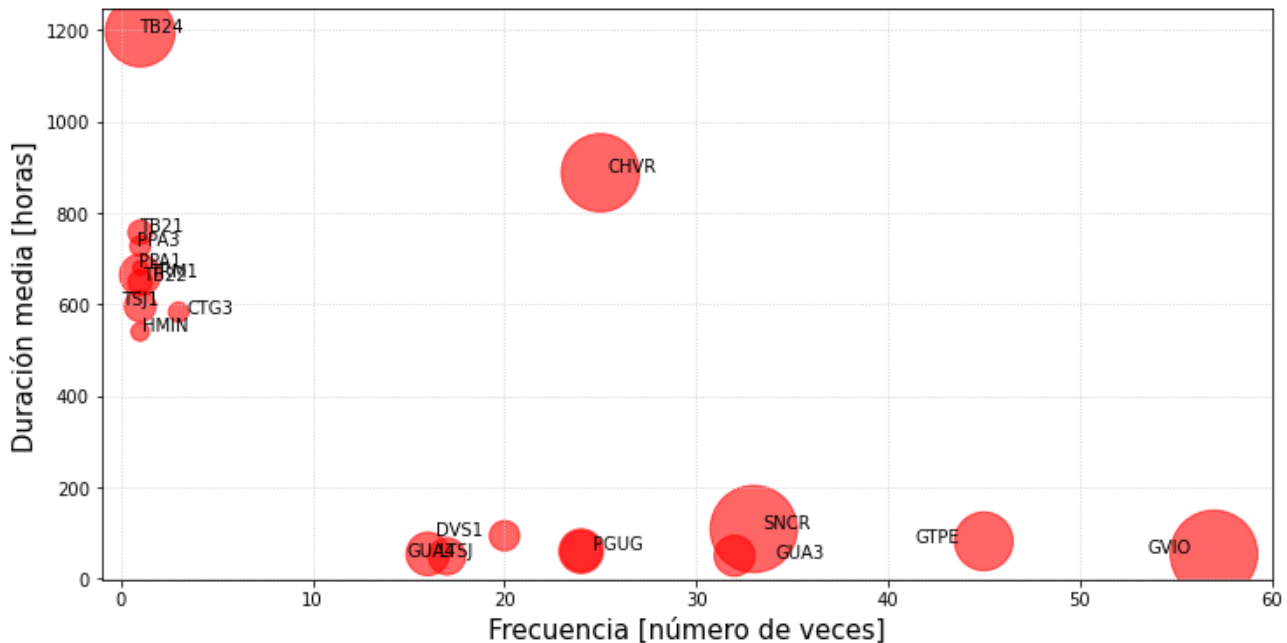
² Los eventos se identificaron por cada unidad, pero fueron relacionados a la planta; por ejemplo, si la unidad 1 de la planta A y la unidad 2 de la planta A presentan un evento, se considera que la planta A tuvo 2 eventos.



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 57 mantenimientos y una duración media cercana a 53 horas, seguida por Guatape con 45 mantenimientos y duración media de 81 horas. Por otro lado, Tebsa 24 presentó un mantenimiento con una duración media de 1195 horas. En general se observa que las plantas térmicas presentan mayores duraciones de los mantenimientos con menores frecuencias, mientras que las plantas hidroeléctricas tienen mayor frecuencia de eventos de mantenimiento, con menor duración.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	ALBG	270.00	1
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	86.94	12
BETANIA	CHBG	87.40	6
CALIMA	CLMG	311.00	4
CARTAGENA 2	CTG2	72.00	1
CARTAGENA 3	CTG3	582.49	3
CHIVOR	CHVR	887.30	25
CUCUANA	CUC1	240.00	1
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	93.34	20
EL QUIMBO	QUI1	186.56	6
ESCUELA DE MINAS	HMIN	539.47	1
ESMERALDA	ESMR	57.91	8
FLORES 1	TFL1	228.07	1
GECELCA 3	GEC3	191.60	2
GECELCA 32	GE32	183.32	6
GUADALUPE III	GUA3	49.47	32
GUADALUPE IV	GUA4	48.34	17
GUAJIRA 1	TGJ1	110.40	6
GUAJIRA 2	TGJ2	166.70	8
GUATAPE	GTPE	81.15	45
GUAVIO	GVIO	53.58	57
JAGUAS	JAGS	91.64	7
LA GUACA	PGUG	59.53	24
LA TASAJERA	LTSJ	53.48	16
MIEL I	HMLG	86.70	11
PAIPA 1	PPA1	679.00	1
PAIPA 3	PPA3	727.00	1
PAIPA 4	PPA4	277.23	1
PARAISO	PGUG	59.54	24
PLAYAS	PLYS	80.38	8
PORCE II	PRC2	23.56	7
PORCE III	PRC3	121.90	15
PRADO	PRDO	240.00	1
SALTO II	2QEK	537.13	2
SALVAJINA	SLVJ	255.43	2
SAN CARLOS	SNCR	108.08	33
SAN FRANCISCO	SNFR	73.10	5
SAN MIGUEL	SMII	36.67	3
SOGAMOSO	SOG1	180.65	9
TASAJERO 1	TSJ1	595.67	1
TASAJERO 2	TSJ2	172.02	2



Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
TEBSA 13	TB13	69.48	1
TEBSA 21	TB21	757.05	1
TEBSA 22	TB22	648.03	1
TEBSA 24	TB24	1195.05	1
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	409.94	4
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	205.92	3
TERMOCENTRO CC	TRMI	664.00	1
TERMODORADA 1	TDR1	123.58	4
TERMOSIERRA 1	TSR1	9.67	1
TERMOSIERRA 2	TSR2	56.00	1
TERMOSIERRA 3	TSR3	314.26	2
TERMOYOPAL G3	TYP3	3.17	2
TERMOYOPAL G4	TYP4	7.32	1
TRONERAS	TRON	34.23	6
URRA	URA1	360.15	7
ZIPAEMG 2	ZPA2	240.00	1
ZIPAEMG 3	ZPA3	142.27	4
ZIPAEMG 4	ZPA4	148.98	3
ZIPAEMG 5	ZPA5	360.00	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, seguida por Alban y Escuela de Minas, con valores entre 700 y 1300 eventos en el periodo de análisis; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Salvajina (1539 horas), seguida por Salto II (151 horas) y Chivor (148 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 200 veces.

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

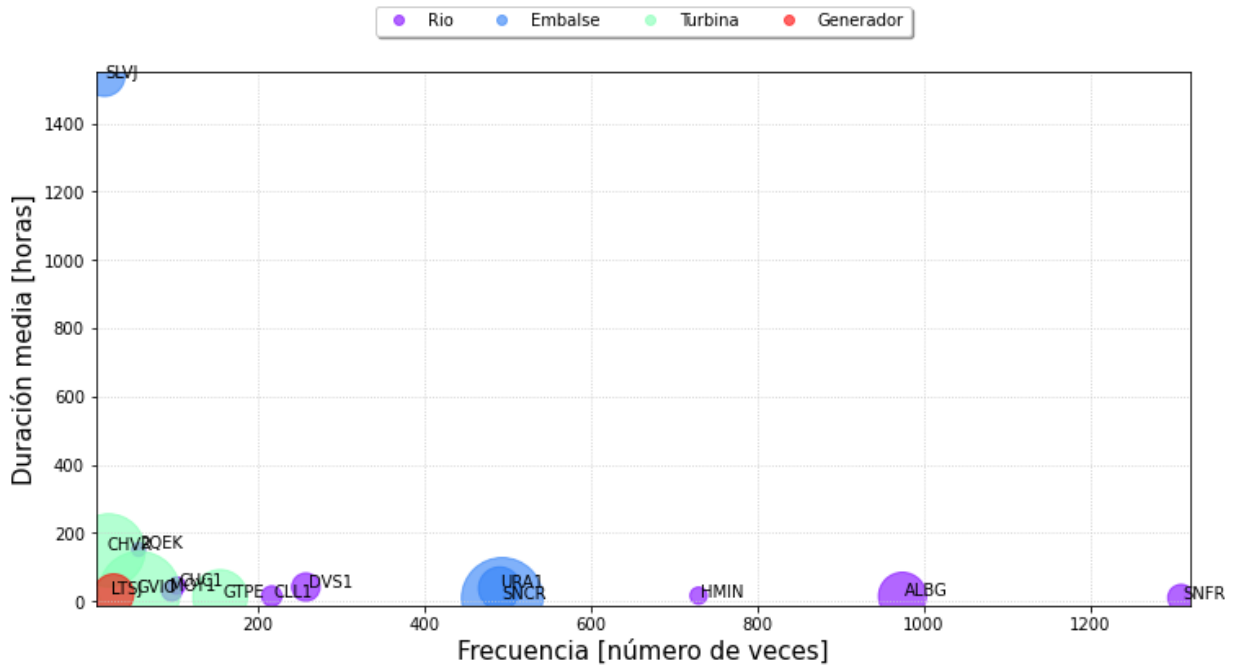


Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	ALBG	14.42	974
AMOYA LA ESPERANZA	MOYI	30.61	96
BETANIA	CHBG	8.95	26
CALIMA	CLMG	3.21	22
CARLOS LLERAS	CLLI	14.80	216
CHIVOR	CHVR	148.73	20
CUCUANA	CUCI	45.47	102
DARIO VALENCIA SAMPER	DVSI	41.09	257
EL QUIMBO	QUII	15.81	36
ESCUELA DE MINAS	HMIN	16.03	729
ESMERALDA	ESMR	13.23	49
GUADALUPE III	GUA3	6.86	67
GUADALUPE IV	GUA4	6.13	57
GUATAPE	GTPE	12.14	154
GUAVIO	GVIO	26.02	57
JAGUAS	JAGS	3.21	19
LA GUACA	PGUG	13.49	43
LA TASAJERA	LTSJ	20.51	26



Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
MIEL I	HMLG	10.56	33
PARAISO	PGUG	13.73	42
PLAYAS	PLYS	10.06	23
PORCE II	PRC2	4.25	36
PORCE III	PRC3	3.92	48
PRADO	PRDO	4.45	21
SALTO II	2QEK	151.20	56
SALVAJINA	SLVJ	1539.39	15
SAN CARLOS	SNCR	8.28	493
SAN FRANCISCO	SNFR	9.79	1309
SAN MIGUEL	SMII	8.32	76
TRONERAS	TRON	1.88	45
URRA	URAI	37.84	490

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

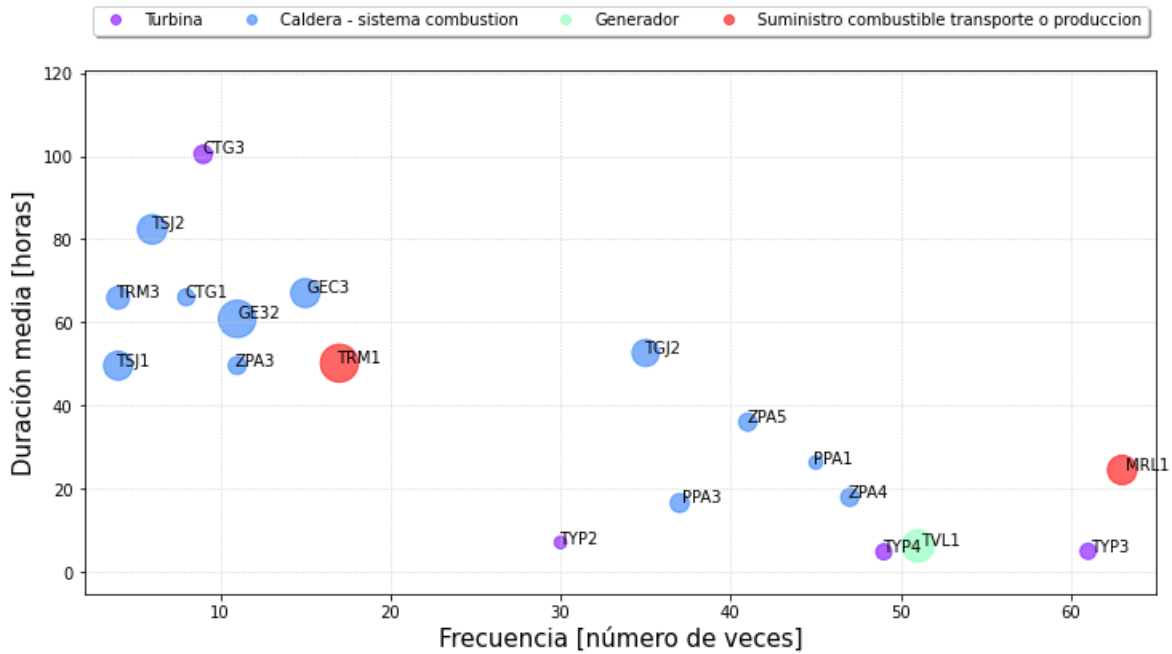
Por otro lado, la Figura 9 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas térmicas para el periodo de análisis. En contraste con los valores de las plantas hidroeléctricas, se aprecia que las plantas térmicas tienen, en general, una menor frecuencia de indisponibilidad (la mayoría de plantas se ubican en valores inferiores a 20 veces), siendo las unidades de Merilectrica (63 veces) y Termoyopal G3 (61 veces) las que presentan los mayores valores; y una duración media de las indisponibilidades por debajo de 100 horas, siendo la planta Cartagena 3 la que presentó la mayor duración media por evento de indisponibilidad con poco más de 100 horas.

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

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



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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
CARTAGENA 1	CTG1	66.07	8
CARTAGENA 2	CTG2	20.93	12
CARTAGENA 3	CTG3	100.42	9
FLORES 1	TFL1	13.21	10
FLORES 4B	TFL4	9.42	7
GECELCA 3	GEC3	67.07	15
GECELCA 32	GE32	60.87	11
GUAJIRA 1	TGJ1	41.08	30
GUAJIRA 2	TGJ2	52.69	35
MERILECTRICA 1	MRL1	24.59	63
PAIPA 1	PPA1	26.38	45
PAIPA 2	PPA2	15.56	19
PAIPA 3	PPA3	16.65	37
PAIPA 4	PPA4	43.21	8
TASAJERO 1	TSJ1	49.64	4
TASAJERO 2	TSJ2	82.37	6
TEBSA II	TBII	8.66	6



Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
TEBSA 12	TB12	6.79	9
TEBSA 13	TB13	7.01	6
TEBSA 14	TB14	6.34	12
TEBSA 21	TB21	7.24	8
TEBSA 22	TB22	9.71	12
TEBSA 24	TB24	3.35	10
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	2.85	2
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	17.45	4
TERMOCENTRO 3	TRM3	65.94	4
TERMOCENTRO CC	TRM1	50.24	17
TERMODORADA 1	TDR1	17.02	16
TERMOSIERRA 1	TSR1	18.63	13
TERMOSIERRA 2	TSR2	28.76	9
TERMOSIERRA 3	TSR3	4.84	22
TERMOSIERRAB	TSR1	3.23	15
TERMOVALLE 1	TVL1	6.33	51
TERMOYOPAL 2	TYP2	7.19	30
TERMOYOPAL G3	TYP3	5.05	61
TERMOYOPAL G4	TYP4	4.93	49
ZIPAEMG 2	ZPA2	37.78	30
ZIPAEMG 3	ZPA3	49.67	11
ZIPAEMG 4	ZPA4	18.02	47
ZIPAEMG 5	ZPA5	36.08	41

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

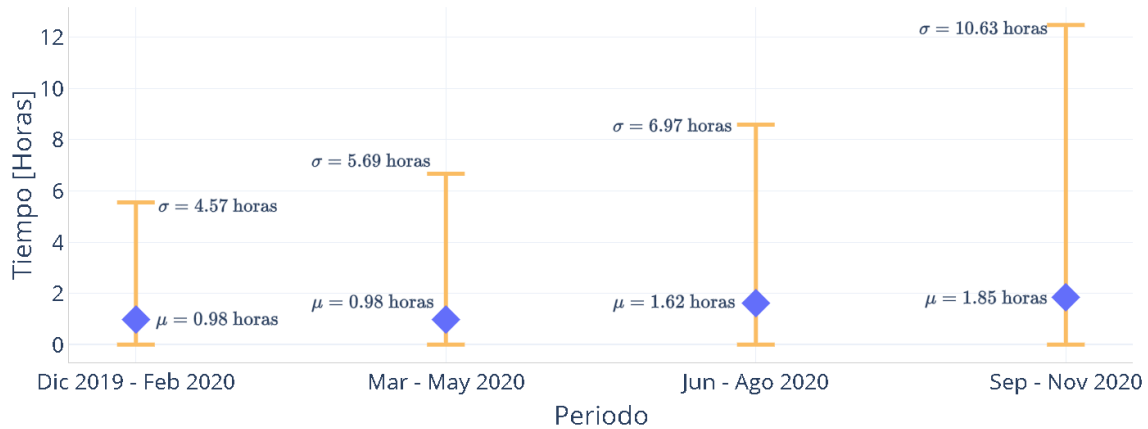
2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

La operación del sistema también se ve afectada por el mantenimiento programado o por fallas inesperadas en los activos de la red de transmisión. La confiabilidad de los activos de la red se mide con los indicadores de horas de indisponibilidad (HID) y las horas compensadas (HC), estas últimas equivalen a la cantidad de horas por las que el agente responsable del activo debe compensar al sistema al superar el límite máximo de indisponibilidad. La Figura 10 y Figura 11 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas, respectivamente, comparando trimestralmente el periodo de análisis. A partir de los resultados se observa que la tendencia de las estadísticas es el aumento, es decir se presenta una mayor media y desviación estándar de indisponibilidad de los activos de transmisión, en comparación con



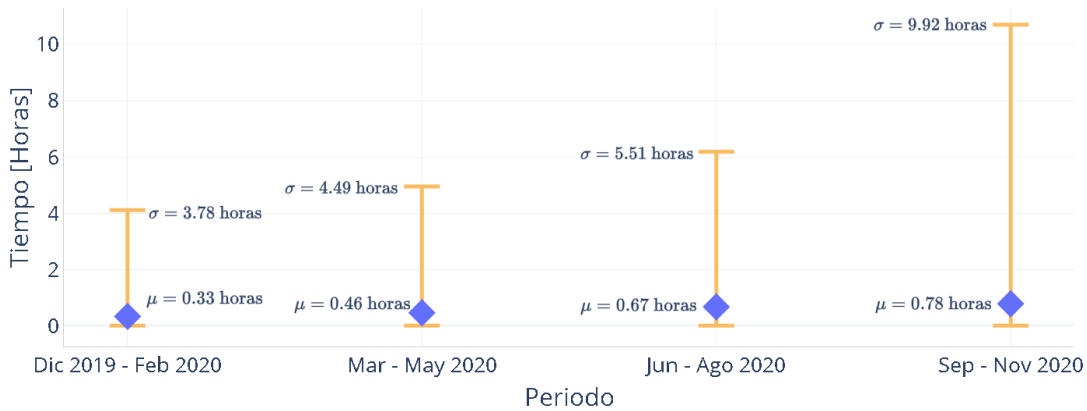
los valores de los anteriores trimestres. Para el último periodo, comprendido entre el 1º de septiembre de 2020 y el 30 de noviembre de 2020, se presentan los valores de media y desviación estándar de los índices de indisponibilidad con 1,85 horas y 10,63 horas, respectivamente. Así mismo, en promedio se compensaron 0.78 horas por activo en el trimestre, con una desviación estándar de 9,92 horas (ver Figura 11).

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



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

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



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

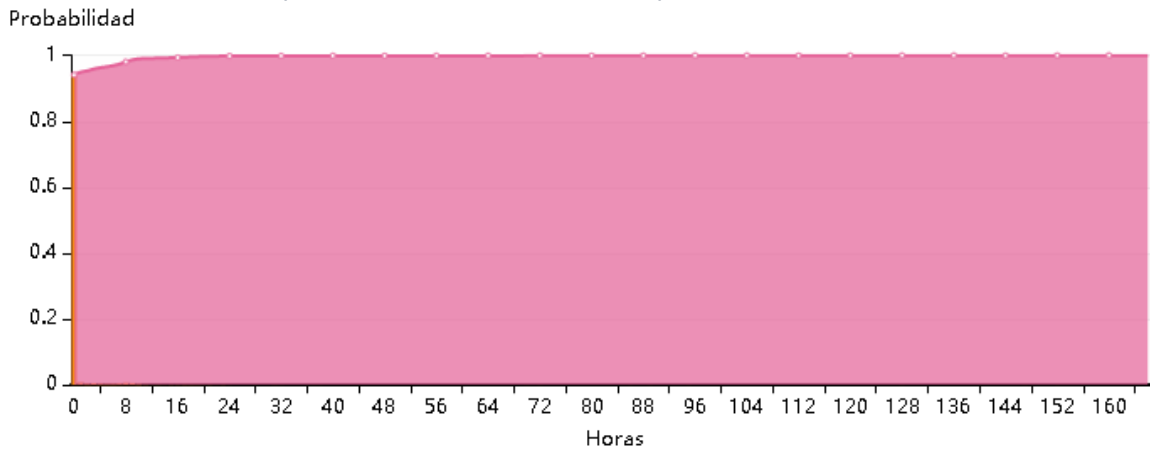
La Figura 12 y la Figura 13 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 12 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de



transmisión en el periodo de análisis. La densidad de probabilidad (barras color naranja) muestra que más del 90% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 1 horas; y en cuanto a probabilidad acumulada (región rosa), se observa que el 96% se encuentra entre 0 y 7 horas, y el 98% 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 en el periodo de análisis corresponde a NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 75MVAR 115 kV con más de 570 horas y 565 horas compensadas durante el periodo de análisis. Cabe resaltar que la gran mayoría de los activos de transmisión que experimentan altas indisponibilidades se encuentran principalmente en el área de la Costa.

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



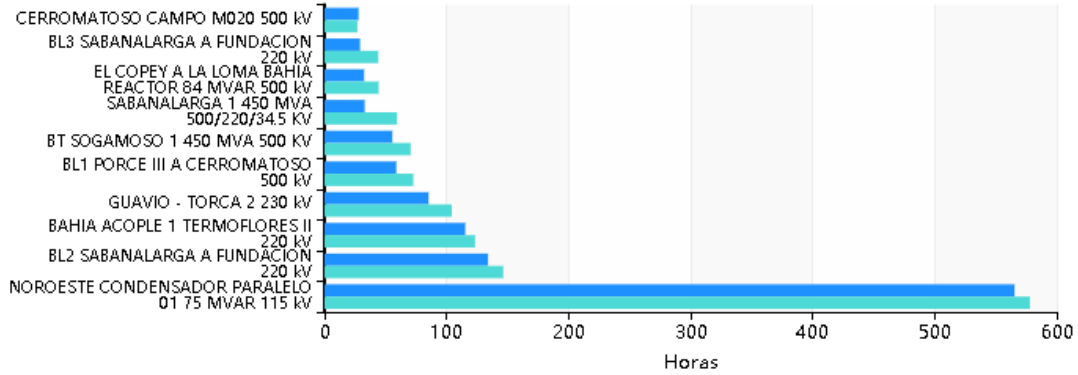
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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), comparándola con los escenarios de proyección de demanda de la UPME publicados en junio de 2020 y con la demanda agregada mensual para el periodo diciembre 2018 a noviembre 2019 (línea roja).

Se observa la reducción de la demanda producto de las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) adoptadas por el gobierno nacional como consecuencia del COVID-19. El valor más bajo se presentó para el mes de abril con 5.200,81 GWh, periodo en el cual las medidas del APO fueron más estrictas, no obstante, en los siguientes meses se observa una recuperación del comportamiento de la demanda, posterior a esto se observa que la curva de la demanda empieza a tener un comportamiento creciente, llegando al valor más alto después del confinamiento el mes de octubre de 2020 con un valor de 6.120,26 GWh en el cual se observa que se logró superar la demanda del mismo mes del año anterior, y acercándose mucho a la proyección de la UPME de Mayo bajo, además, desde el mes de junio la demanda ha presentado un comportamiento creciente de la demanda, es de anotar que hasta noviembre de 2020 la demanda aún no se recuperó a pesar de la reactivación y

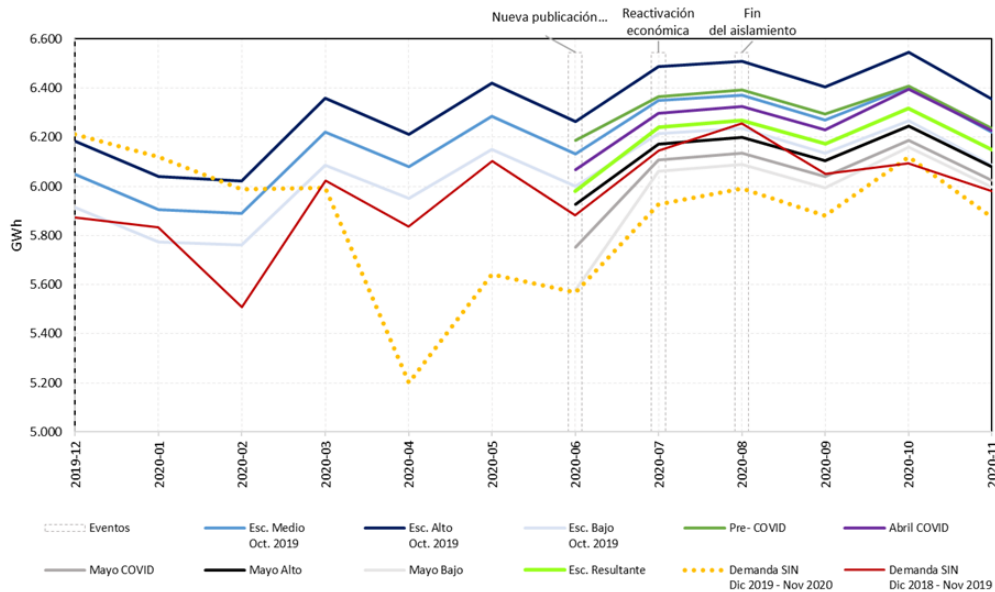


levantamiento del APO, pero si es valioso observar que la demanda se está recuperando rápidamente y acercando a los valores de principio del año 2020.

Comparando los diferentes escenarios de la UPME se puede observar que el Escenario Bajo de octubre de 2019 es similar al Escenario Resultante planteado por la UPME en junio de 2020 y, además, que la tendencia de crecimiento de la demanda en lo transcurrido de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2020 es similar al comportamiento de las curvas de proyección de la UPME, a pesar de que se esté aún por debajo de la demanda proyectada por la UPME.

La máxima demanda alcanzada para este periodo correspondiente a diciembre de 2019 hasta noviembre de 2020 se presentó para el mes de diciembre de 2019 con un valor de 6.213,36 GWh, no obstante como se presentó un evento global asociado a la pandemia por COVID 19, en Colombia se aplicó un Aislamiento Preventivo Obligatorio lo que como consecuencias presentó una reducción considerable de la demanda llegando a un mínimo en el mes de abril de 2020 con un valor de 5.200,81 GWh, y un máximo de 6.120,26 para el mes de octubre de 2020, siendo los últimos meses del año septiembre y octubre los que presentan datos de mejora del comportamiento de la demanda y ya para el mes de noviembre se observa un descenso de la demanda con el mismo comportamiento del pronóstico de la demanda presentado por la UPME en todos sus casos.

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 enero a diciembre de 2019 y enero a diciembre de 2020, así como su participación porcentual respecto del total; además, en los círculos de color azul oscuro se muestran las variaciones porcentuales con respecto al periodo mencionado anteriormente, y finalmente, la demanda no atendida (DNA)³ promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis comprendido entre Diciembre de 2019 y Noviembre de 2020.

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (26,95%), Centro (25,17%) y Antioquia (14,32%); mientras que las regiones que más crecieron para el periodo de análisis respecto al mismo trimestre del año anterior fueron THC⁴ (18,2%), Guaviare (3,3%) y Chocó (6,3%).

Se presentaron unas afectaciones negativas asociadas al impacto del COVID-19 en la demanda del país, en las regiones como: Antioquia (-3,2%), CQR (-4,09%), Valle (-4,3%), Sur (-3,04%), Centro (-4,5%), Oriente (-3,9%) y Caribe (-0,4%).

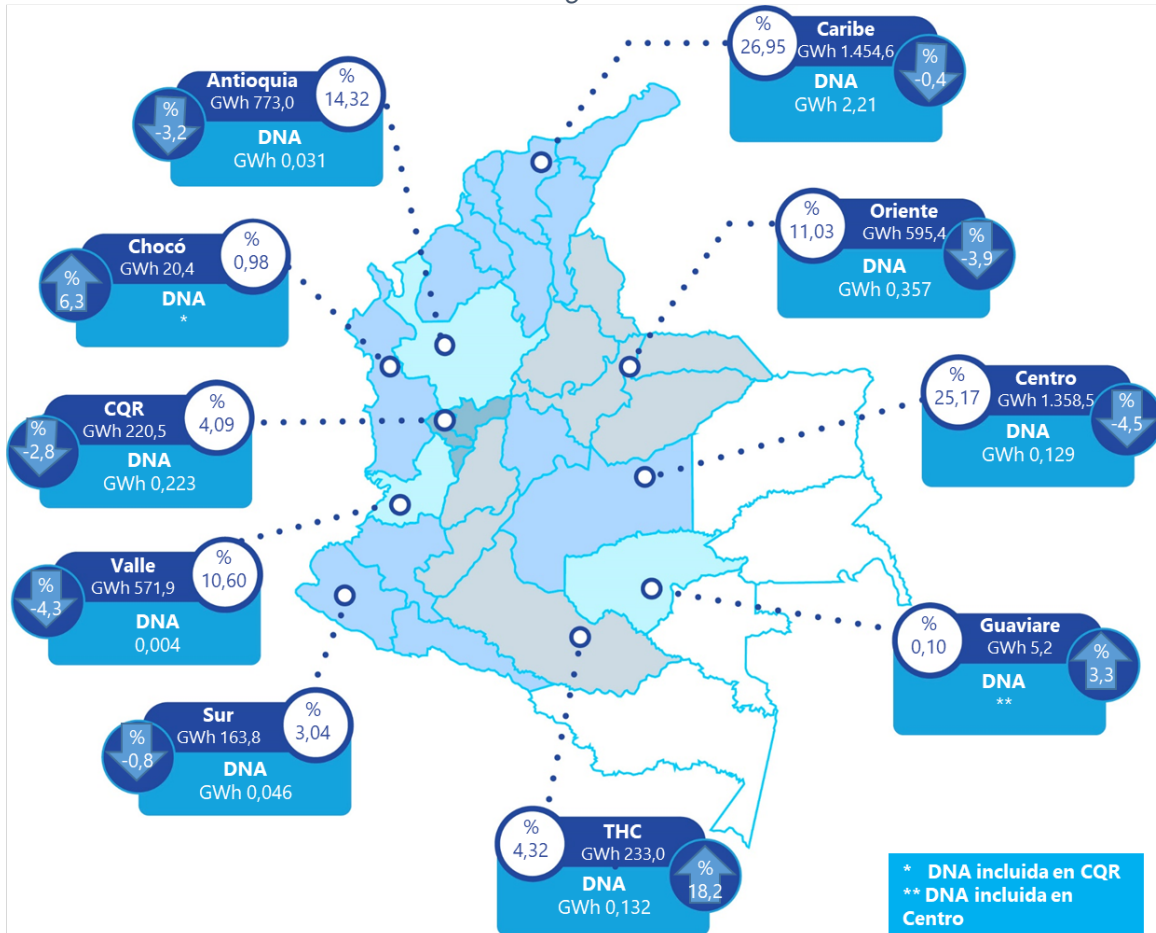
Para el periodo de análisis, se presentaron tres regiones que aumentaron su DNA respecto a lo analizado en el periodo diciembre 2018 – noviembre 2019, estas fueron Antioquia, CQR y THC siendo CQR las que presentaron el aumento más significativo (0,064 GWh). Por otro lado, las demás regiones presentaron una reducción en su DNA siendo la región Oriente la que presentó la mayor reducción (0,565 GWh).

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

⁴ THC - Tolima Huila y Caquetá
CQR – Caldas, Quindío y Risaralda



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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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 604,06 \$/kWh en los últimos días del mes de febrero y un valor mínimo de 112,48 \$/kWh empezando el mes de octubre; el promedio en el periodo de análisis fue de 263,39 \$/kWh; el precio promedio cerró el periodo en 136,38 \$/kWh.

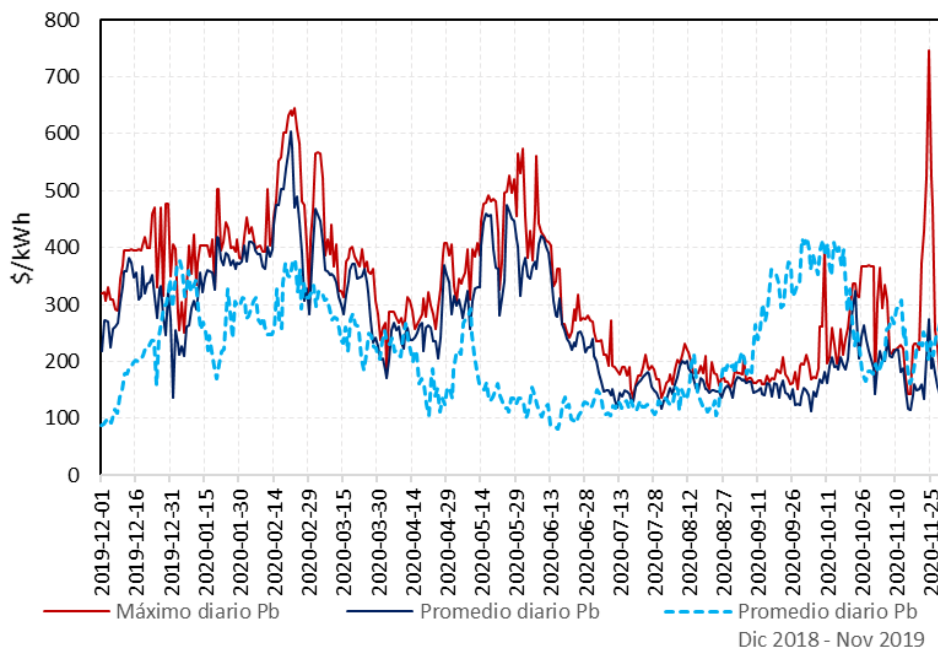


En general, los precios promedio desde mediados del mes de febrero se presenta un descenso y un comportamiento muy estable en los últimos meses del periodo de estudio. El detalle del comportamiento mostrado en la

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 217 \$/kWh, con un comportamiento progresivo a la baja llegando a estabilizarse en los últimos meses del periodo, es de anotar que el precio de bolsa promedio tuvo valores superiores al periodo de diciembre de 2018 a noviembre de 2019, únicamente durante los meses de septiembre y octubre se observa que este precio fue menor que el del periodo anterior y por último se observa que el precio máximo diario presentó un pico el día 24 de noviembre de 2020 llegando a un valor de 746,68 \$/kWh.

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



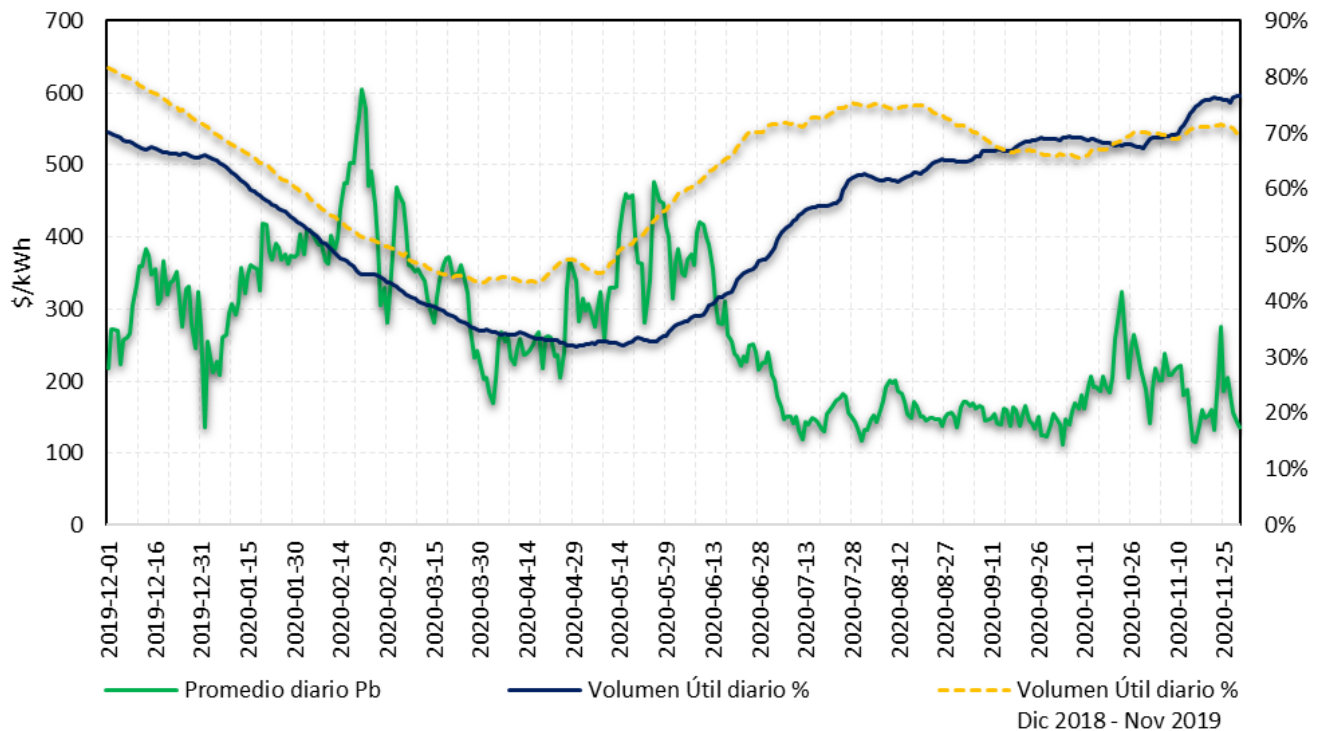
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- 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 2019 cercanos al 70% y finalizando el noviembre de 2020



cercanos al 77%, con su punto mínimo a comienzos del mes de mayo con valores cercanos al 32%, aun así, se sigue presentando un comportamiento positivo en el aumento de nivel de embalses en el país como se puede observar en la Figura 17. Además, se observa que el volumen útil diario en el periodo diciembre de 2018 a noviembre de 2019, se encontraba por encima del volumen útil del periodo actual de estudio.

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

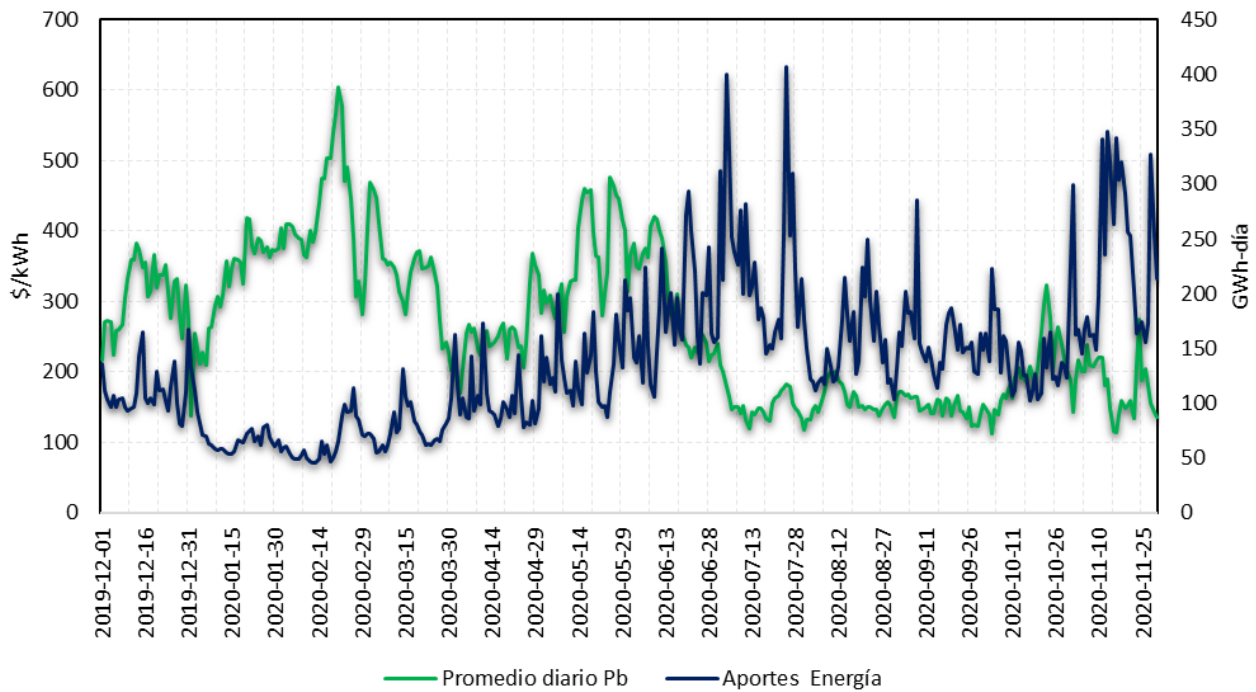


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Como se puede ver en la Figura 18, el pico de los aportes se presenta durante el mes de julio en dos periodos puntualmente el día 04 y el día 25 del mes en mención. Los aportes presentaron un valor promedio de 137,19 GWh-día en el periodo de análisis. Se observa una correlación negativa en el transcurso del periodo donde a mayores aportes el precio de bolsa presentaba tendencia a reducir.



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

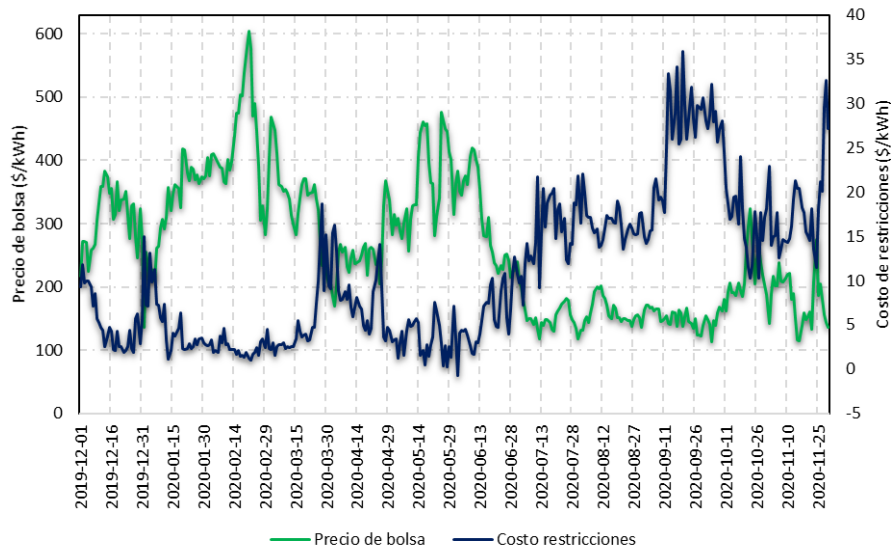


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Ante el comportamiento del precio de bolsa observado durante el periodo de análisis, en la Figura 19 se observa que el costo de las restricciones tuvo valores máximos a finales del mes de septiembre alcanzando un máximo de 35,83 \$/kWh para el 20 de septiembre de 2020 y un valor mínimo de -0,693 \$/kWh para el 02 de junio. Se puede observar que se presentó un aumento en el costo de las restricciones, presentando sus valores máximos durante un mes contado a partir del 11 de septiembre de 2020 donde ocurrió un evento de restricción en la zona caribe.



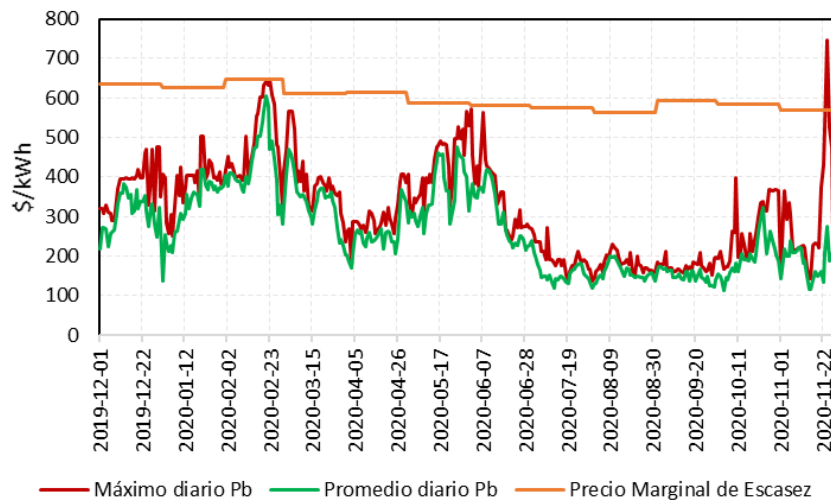
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.



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 la gran mayoría del tiempo, no obstante, el día 24 de noviembre de 2020 el precio máximo diario supero por un periodo el precio marginal de activación alcanzando la condición crítica, es de anotar que no se materializó ninguna situación crítica en el país, el valor máximo alcanzado ese día tal como se muestra en la Figura 20 fue de 745,68 \$/kWh.

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

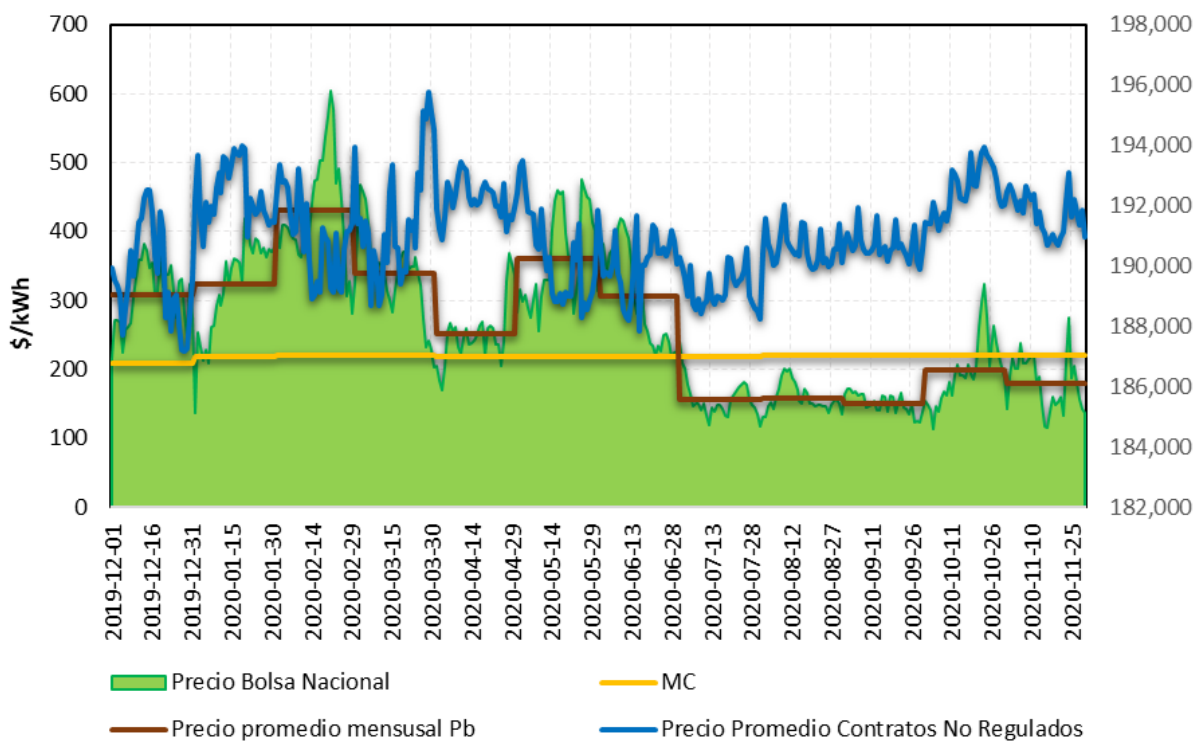


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



- Finalmente, la Figura 21 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del MC⁵ y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados; así, se observa que frente a la reducción del precio de bolsa, el efecto no se refleja inmediatamente en los otros referentes de precio como el del precio promedio de contratos no regulados, pues estos son contratos de los cuales se pacta un precio que la gran mayoría de veces es a largo plazo que no son influenciados por el precio de bolsa y el único que presenta una variación fue el precio promedio mensual Pb que está ligado directamente al precio de bolsa por eso esta variación marcada en la gráfica.

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.

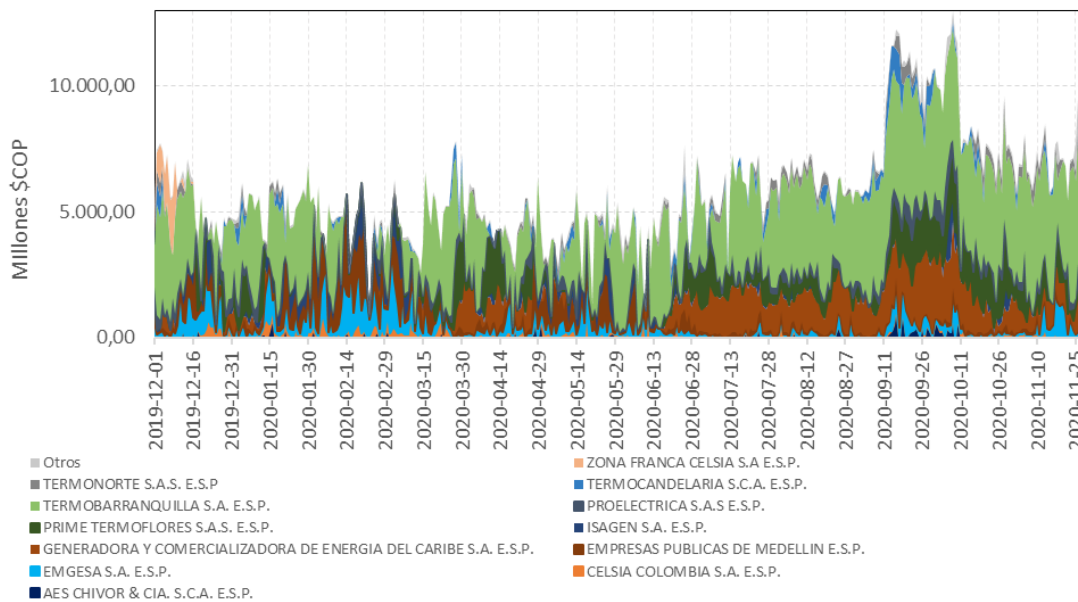
⁵ Resolución CREG 119/2007. MC_{m-1} es el costo promedio ponderado de energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.



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, principalmente cuando ocurren eventos de restricciones hacia la zona caribe, en este caso se observa como la reconciliación positiva aumento dado el evento ocurrido a mediados del mes de septiembre de 2020⁶ el cual se empezó a estabilizar a finales del mes de octubre del mismo año. A partir del segundo semestre del año se observa un aumento de la participación de los agentes térmicos de la costa. Durante el periodo de análisis, la mayor participación corresponde a Termobarranquilla (46%), seguido de Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (13%), Prime Termoflores (10%), Emgesa (7%), EPM (6%), Isagen (5%), es de anotar que los demás agentes del mercado presentaron porcentajes de participación inferior al 3%.

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



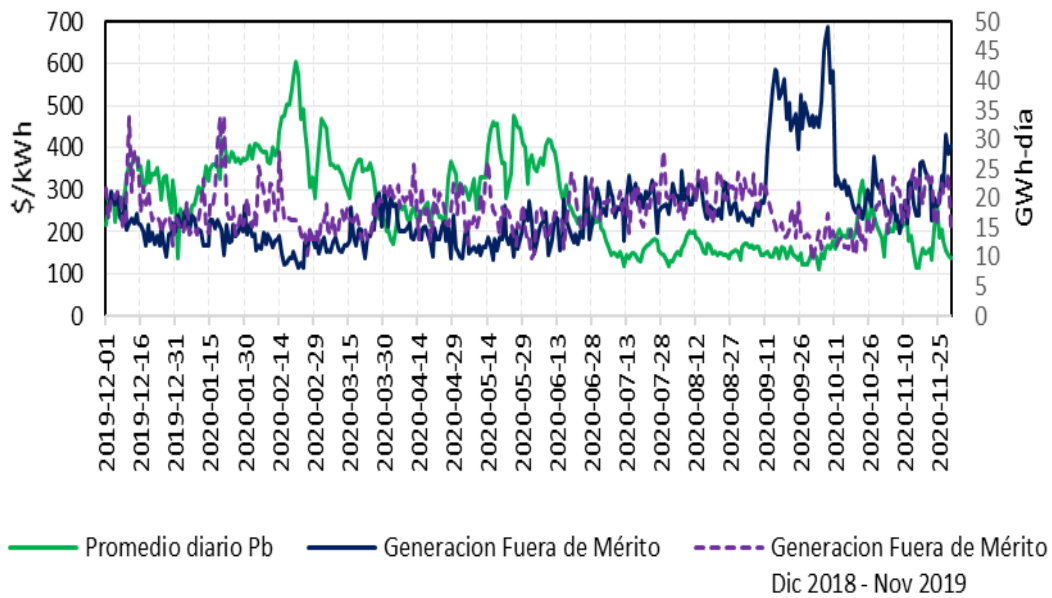
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

⁶ Evento en la línea CERROMATOSO – PORCE III 1 500 kV ocurrido el 12 de septiembre de 2020, asociado a un acto terrorista



En la Figura 23 se muestra el comportamiento de la generación fuera de mérito del periodo de estudio comparada con el precio de bolsa promedio y con la generación fuera de mérito del periodo diciembre 2018 a noviembre 2019. 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. Por otro lado, comparando las generaciones fuera de mérito del periodo diciembre 2018 a noviembre de 2019, con la generación fuera de mérito del periodo en estudio (diciembre 2019 a noviembre de 2020) observamos que la generación fuera de mérito del periodo de estudio fue menor que la generación fuera de mérito del periodo diciembre 2018 a noviembre 2019 en un 1,6%, a pesar de la ocurrencia del evento mencionado anteriormente entre los meses de septiembre y octubre de 2020.

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.

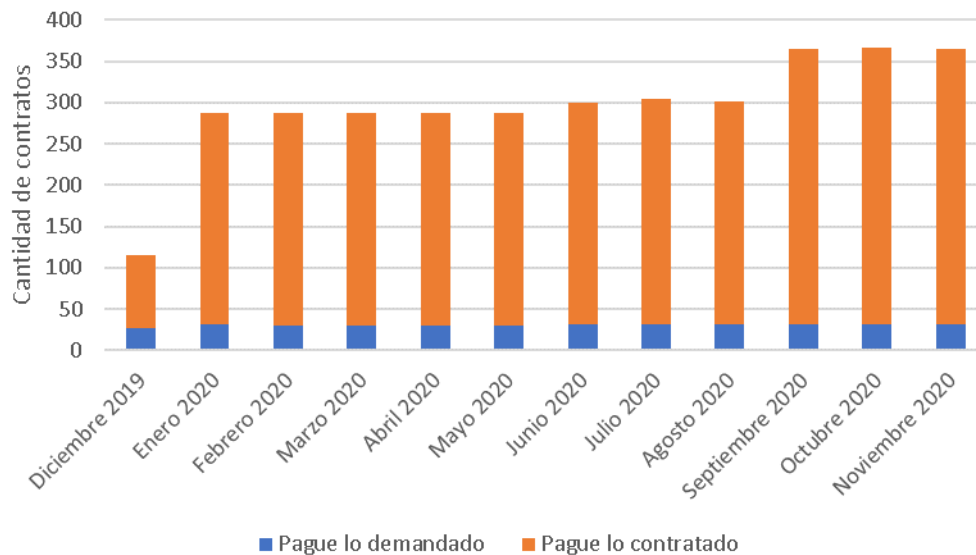
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado

Así mismo, al analizar la base de datos diaria de los contratos despachados, se obtienen las estadísticas para los contratos vigentes hasta el 30 de noviembre del año 2020. Para estimar la cantidad de energía horaria que tiene un contrato, se utiliza el promedio de energía despachada de forma horaria durante el



periodo comprendido entre enero 1 de 2016 hasta el 30 de noviembre de 2020. Así mismo, para estimar el precio de los contratos se obtiene el máximo de los promedios de precio diario en la ventana enero 1 de 2016 hasta noviembre 30 de 2020.

Figura 24. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho.



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

De los 115 contratos que se tenían para el mercado regulado a finales de diciembre de 2019, la mayor concentración (89) correspondió a contratos tipo pague lo contratado, mientras que el tipo pague lo demandado tuvo 26 contratos. Este comportamiento es esperado ya que en el mercado regulado hay menor volatilidad en la demanda. Se observa que en general, el número de contratos varía entre meses, presentando un cambio significativo en el mes de enero y en el mes de septiembre. Entre enero y febrero aumenta en 168 el número de contratos con destino al mercado regulado pague lo contratado, mientras que entre septiembre y noviembre aumenta en 63 el número de contratos con destino al mercado regulado pague lo contratado (Ver Tabla 5).



Tabla 5. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho.

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Diciembre 2019	Referencia		26	Referencia		89
Enero 2020	6	1	31	168	0	257
Febrero 2020	0	1	30	0	0	257
Marzo 2020	0	0	30	0	0	257
Abril 2020	0	0	30	1	0	258
Mayo 2020	0	0	30	0	0	258
Junio 2020	2	0	32	9	0	267
Julio 2020	0	1	31	6	0	273
Agosto 2020	0	0	31	0	2	271
Septiembre 2020	0	0	31	74	11	334
Octubre 2020	1	0	32	3	2	335
Noviembre 2020	0	0	32	1	3	333

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Tabla 6 presenta las estadísticas estimadas sobre las bases de datos de despacho diario. Se tiene que a corte del 30 de noviembre de 2020 había 365 contratos, con 8,7% en pague lo demandado y 91,2% en tipo pague lo contratado. Así mismo, la cantidad de energía promedio utilizada por hora que se tiene en contratos tipo pague lo contratado está cerca de 4,64GWh. En cuanto a las estadísticas de precio, se tiene que los contratos tipo pague lo contratado presentan un menor precio ponderado por kWh, llegando a ser de \$219,48/kWh. El menor precio en los contratos tipo pague lo contratado es esperado por el menor factor de riesgo para la contraparte en este tipo de contratos.

Tabla 6. Datos mercado regulado – 30 de noviembre de 2020.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	32	8.76	0.13	343.47
Pague lo Contratado	333	91.23	4.64	219.48

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 2019 a noviembre de 2020), se registraron 60 convocatorias donde se presentaron los pliegos definitivos entre diciembre de 2019 y noviembre de 2020. De estas, una (1) se encuentra en estado abierta hasta el 29 de enero de 2021 fecha de formalización de los resultados, cuarenta y dos (42) cerradas y adjudicadas, diez y seis (16) cerradas y desiertas, y una (1) cancelada. 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	Fecha de pliegos	Estado	Cantidad de Producto (s)	Contratos PC	Contratos PD	Energía (GWh)
CP-EMIC2020-002	19/11/2020	Abierta	8	8	0	1.908,04
CP-CDNC2020-003	30/11/2020	Cerrada y adjudicada	4	4	0	587,36
CP-DLRC2020-003	10/11/2020	Cerrada y adjudicada	3	3	0	154,03
CP-EDPC2020-002	18/11/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	852,77
CP-CNSC2020-002	12/11/2020	Cerrada y adjudicada	7	7	0	2.149,58
CP-EEPC2020-004	3/11/2020	Cerrada y adjudicada	7	7	0	942,16
CP-CMMC2020-002	23/11/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	7.171,13
CP-CQTC2020-002	27/11/2020	Cerrada y adjudicada	4	4	0	480,92
CP-EMPC2020-005	21/10/2020	Cerrada y adjudicada	1	1	0	24,23
CP-GNCC2020-007	30/11/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	4.000,00
CP-CSSC2020-001	11/11/2020	Cerrada y adjudicada	7	7	0	8.222,41



ID de convocatoria	Fecha de pliegos	Estado	Cantidad de Producto (s)	Contratos PC	Contratos PD	Energía (GWh)
CP-CHCC2020-002	30/11/2020	Cerrada y adjudicada	6	6	0	1.346,45
CP-ENIC2020-001	19/11/2020	Cerrada y adjudicada	1	1	0	181,14
CP-EPIC2020-003	17/11/2020	Cerrada y adjudicada	3	3	0	762,47
CP-NMRC2020-003	8/11/2020	Cerrada y adjudicada	3	3	0	285,30
CP-ESSC2020-001	6/10/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	2.849,14
CP-EPMC2020-002	18/09/2020	Cerrada y adjudicada	3	3	0	2.187,35
CP-EEPC2020-003	4/09/2020	Cerrada y adjudicada	11	11	0	1.043,80
CP-CDSC2020-002	11/09/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	9.785,54
CP-CASC2020-001	18/08/2020	Cerrada y adjudicada	1	1	0	14,95
CP-GNCC2020-006	26/08/2020	Cerrada y adjudicada	1	1	0	178,90
CP-EMIC2020-001	11/08/2020	Cerrada y adjudicada	9	9	0	6.746,60
CP-DLRC2020-002	24/08/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	232,05
CP-RTQC2020-004	27/07/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	530,18
CP-GNCC2020-005	29/07/2020	Cerrada y adjudicada	1	1	0	1.231,14
CP-CDNC2020-002	17/07/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	1.441,67
CP-GNCC2020-004	14/007/2020 0	Cerrada y adjudicada	2	2	0	777,37
CP-GNCC2020-003	13/08/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	599,71
CP-CQTC2020-001	10/07/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	908,36



ID de convocatoria	Fecha de pliegos	Estado	Cantidad de Producto (s)	Contratos PC	Contratos PD	Energía (GWh)
CP-EPIC2020-002	9/07/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	2.264,17
CP-EDIC2020-002	1/07/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	3.955,52
CP-EEPC2020-002	23/06/2020	Cerrada y adjudicada	13	13	0	1.178,45
CP-EPMC2020-001	1/06/2020	Cerrada y adjudicada	6	6	0	12.597,35
CP-HLAC2020-001	15/05/2020	Cerrada y adjudicada	4	4	0	1.038,67
CP-CDSC2020-001	8/05/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	19.133,72
CP-RTAC2020-001	28/04/2020	Cerrada y adjudicada	6	6	0	592,39
CP-EEPC2020-001	14/04/2020	Cerrada y adjudicada	12	12	0	2.075,15
CP-PEEC2020-002	26/03/2020	Cerrada y adjudicada	1	0	1	430,52
CP-GNCC2020-001	12/03/2020	Cerrada y adjudicada	6	6	0	1.372,00
CP-EDIC2020-001	2/03/2020	Cerrada y adjudicada	2	2	0	14.747,84
CP-EPIC2020-001	24/02/2020	Cerrada y adjudicada	5	5	0	2.625,39
CP-NMRC2020-001	24/02/2020	Cerrada y adjudicada	2	0	2	13,90
CP-CHCC2020-001	04/09/2020	Cerrada y adjudicada	3	3	0	702,20
CP-RTQC2020-005	23/10/2020	Cerrada y desierta	4	4	0	69,06
CP-RTAC2020-004	27/10/2020	Cerrada y desierta	1	1	0	34,07
CP-RTAC2020-003	5/10/2020	Cerrada y desierta	6	6	0	323,05
CP-EDPC2020-001	7/09/2020	Cerrada y desierta	1	1	0	817,13



ID de convocatoria	Fecha de pliegos	Estado	Cantidad de Producto (s)	Contratos PC	Contratos PD	Energía (GWh)
CP-CNSC2020-001	8/09/2020	Cerrada y desierta	7	7	0	2.214,17
CP-EDIC2020-003	12/08/2002	Cerrada y desierta	2	2	0	3.475,51
CP-EMPC2020-003	21/07/2020	Cerrada y desierta	1	1	0	66,51
CP-NEUC2020-001	6/08/2020	Cerrada y desierta	3	3	0	25,14
CP-RTAC2020-002	14/07/2020	Cerrada y desierta	1	1	0	60,00
CP-NMRC2020-002	13/07/2020	Cerrada y desierta	3	3	0	285,32
CP-EMPC2020-002	5/06/2020	Cerrada y desierta	1	1	0	67,76
CP-CDNC2020-001	8/06/2020	Cerrada y desierta	2	2	0	161,83
CP-DLRC2020-001	18/05/2020	Cerrada y desierta	2	2	0	316,69
CP-RTQC2020-001	18/05/2020	Cerrada y desierta	2	2	0	148,35
CP-EMPC2020-001	26/03/2020	Cerrada y desierta	1	1	0	17,99
CP-GNCC2020-002	24/03/2020	Cerrada y desierta	2	2	0	595,21
CP-EMPC2020-004	18/09/2020	Cancelada	1	1	0	64,70

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

En la información se observa que solo existe una convocatoria en estado abierto de código ID CP-EMIC2020-002 que corresponde al agente EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. con una convocatoria de energía de 1.908,04 GWh distribuida en 8 productos todos para contratos del tipo pague lo contratado. En cuanto a las convocatorias adjudicadas, la más grande corresponde a CP-CDSC2020-001 con una energía de 19.133,72 GWh repartida en cinco productos pague lo contratado. En cuanto a las convocatorias desiertas, la más grande tenía 3.475,71



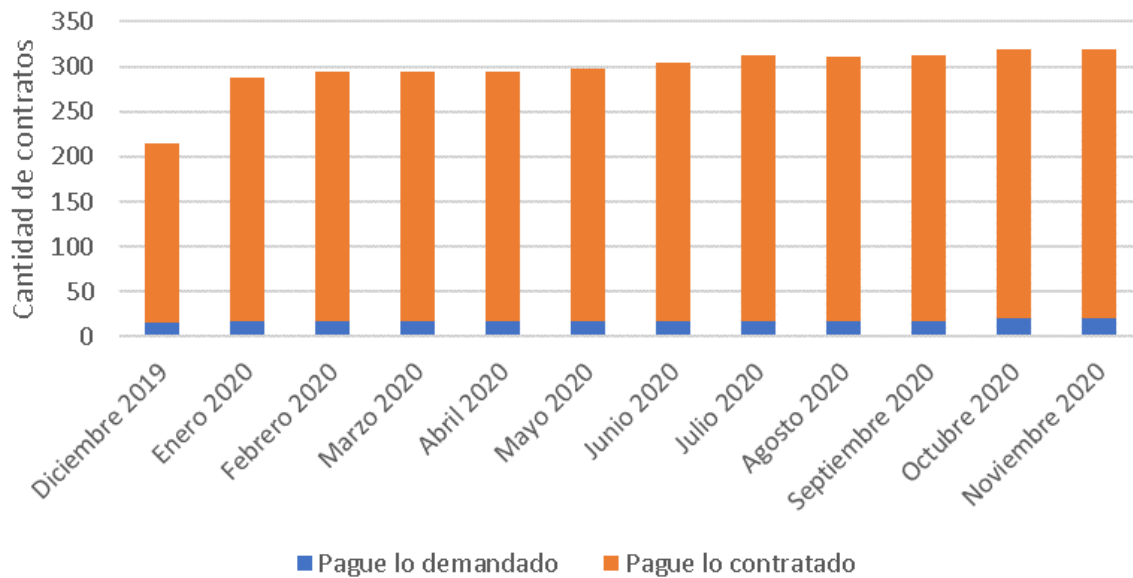
GWh en dos productos pague lo contratado. Así mismo se observa la convocatoria en estado cancelada la cual presentaba una cantidad de energía de 64,70 GWh. Así mismo, se aprecia que en total se tuvo 223 productos pague lo contratado y 3 productos pague lo demandado.

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 de 2019 hasta noviembre de 2020.

La Figura 25. muestra la evolución de contratos diferenciando por tipo de despacho, y en la Tabla 8 se muestra el detalle de los cambios en la cantidad de contratos para cada mes, diferenciando por modalidad de despacho. En general, el número de contratos no cambia significativamente entre meses. Sin embargo, en el mes de enero es cuando se presenta el mayor aumento en la cantidad de contratos pague lo contratado del mercado no regulado.

Figura 25. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 8. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Diciembre 2019	Referencia		15	Referencia		199
Enero 2020	3	0	18	72	1	270
Febrero 2020	0	0	18	7	0	277
Marzo 2020	0	1	17	7	7	277
Abril 2020	1	0	18	4	4	277
Mayo 2020	0	0	18	4	2	279
Junio 2020	0	0	18	13	6	286
Julio 2020	0	0	18	12	3	295
Agosto 2020	0	0	18	4	6	293
Septiembre 2020	0	1	17	6	4	295
Octubre 2020	3	0	20	5	0	300
Noviembre 2020	1	0	21	2	3	299

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 320 contratos vigentes al 30 de noviembre de 2020, se puede observar que en su mayoría corresponden a la modalidad pague lo contratado; así mismo, en la Tabla 9 se ve que el promedio de despacho diario es mayor en la modalidad pague lo contratado. De igual forma, se muestran los precios promedio para ambas modalidades, con una diferencia de más de 27 \$/kWh, siendo mayor este último en la modalidad pague lo contratado.

Tabla 9. Datos mercado no regulado – 31 de mayo.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	21	6.56	1.64	180.29
Pague lo Contratado	299	93.43	2.60	207.87

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 noviembre 30 de 2020 (último día del periodo de análisis); mientras que el precio de la energía se obtiene como el máximo de los precios promedio diario para los contratos despachados. Es decir, para obtener este valor se calcula el promedio diario de precio para cada día del periodo de análisis, y sobre el conjunto de los promedios se escoge el valor más alto. 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. Relación de código de agente y nombre del mismo.

Código Agente	Nombre Agente
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
ENDG	EMGESA
ISGG	ISAGEN
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE
CHVG	AES CHIVOR & CIA.
EPSG	CELSIA COLOMBIA
AXEC	AXIA ENERGIA
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA
EMUG	EMPRESA URRRA
TERG	TERMOTASAJERO DOS
EMIG	AXIA ENERGIA
LCSG	LA CASCADA
TYPG	TERMOYOPAL GENERACION 2
GASC	GENERARCO
HIMG	GESTION ENERGETICA
DCLC	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA
SOEC	SOUTH32 ENERGY
SOCG	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA
GNCC	VATIA
AXEG	AXIA ENERGIA



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 35 TWh-año, y a usuarios no regulados es de 33 TWh-año, para un total cercano a 68 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 53 TWh-año; sin embargo, la energía restante al utilizar la energía disponible según ENFICC y según OEF es de 8,6 TWh-año y 5,6 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 generador es mayor que la energía disponible según ENFICC y OEF. Por ejemplo, EPMG tiene una estimación de energía según disponibilidad de 26 TWh-año y su ENFICC y OEF son 14,6 TWh-año y 13,3TWh-año, respectivamente.

Así mismo, los agentes tienen ventas en contratos que no necesariamente son menores a su energía según disponibilidad. En el mismo caso de EPMG, se tiene que la energía vendida en contratos estimada es de 17,5 TWh-año y por lo tanto su energía restante es cercana a 8.1 TWh-año. Al utilizar su energía según ENFICC y OEF, la energía restante es negativa (cercana a -3 TWh-año). Un caso diferente es el del agente EMUG que tiene una energía estimada según disponibilidad de 1.325 GWh-año, y una energía vendida en contratos estimada en 1.451 GWh-año, lo que resulta en una energía restante negativa o un déficit para atender la energía comprometida en contratos. Este caso muestra que posiblemente el agente con energía restante negativa deba recurrir al mercado spot para comprar la energía faltante. Dentro del top 10 de agentes se observa que hay



cuatro agentes con déficit de energía restante (EMUG, NTCG, TERG, y EMIG). En general, se observa que, de la energía según disponibilidad anual, el 56,5% se despacha en contratos y el 43,5% estaría disponible para ser transado en nuevos contratos o en el mercado spot. El porcentaje de energía disponible se reduce a cerca de 35% y 33% del nivel inicial, 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
EPMG	25790.48	14693.62	13377.76	5621.85	5150.53	4384.57	2552.76	8080.77
ENDG	24939.53	14670.27	13613.08	3786.15	4203.71	4292.77	907.57	11749.33
ISGG	21738.15	11519.66	10904.69	476.75	3120.51	4316.04	3609.81	10215.04
GECG	5075.98	5091.28	2691.44	0.00	1292.54	121.39	2365.76	1296.30
CHVG	4983.38	2925.05	4941.69	0.00	3138.83	330.72	225.88	1287.95
EPSG	7902.30	3198.90	3094.97	1073.11	739.56	1061.15	8.01	5020.46
NTCG	164.47	0.00	658.60	0.00	1105.40	0.00	537.92	-1478.85
EMUG	1325.06	716.08	170.32	0.00	493.61	0.00	958.12	-126.66
TERG	1382.46	1330.94	1330.36	0.00	1324.74	0.00	116.87	-59.15
EMIG	0.01	0.00	3.52	1122.79	0.00	259.46	0.00	-1382.24
Otros	28982.93	23579.90	24142.11	251.86	3173.34	295.03	6840.44	18422.26
Total	122284.74	77725.71	74928.54	12332.52	23742.77	15061.13	18123.13	53025.20

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 vinculados⁷, y otros agentes. Así mismo, la Figura 26 a Figura 28 muestran los valores para los agentes vendedores de energía con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

⁷ 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.



La Tabla 12 presenta la energía horaria promedio despachada para cada uno de los agentes 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 EPMG es el agente con mayor cantidad de energía despachada horariamente (2021GWh), entregando 1,1 TWh a sus vinculados y 0,88 TWh a otros agentes, con una mayor participación en el mercado regulado (60,8%) versus el mercado no regulado (39,2%), y con más contratos tipo pague lo contratado (1373,4 GWh) en contraste con los contratos pague lo demandado (648,25 GWh). En la Figura 26 se muestra la energía contratada por los agentes con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

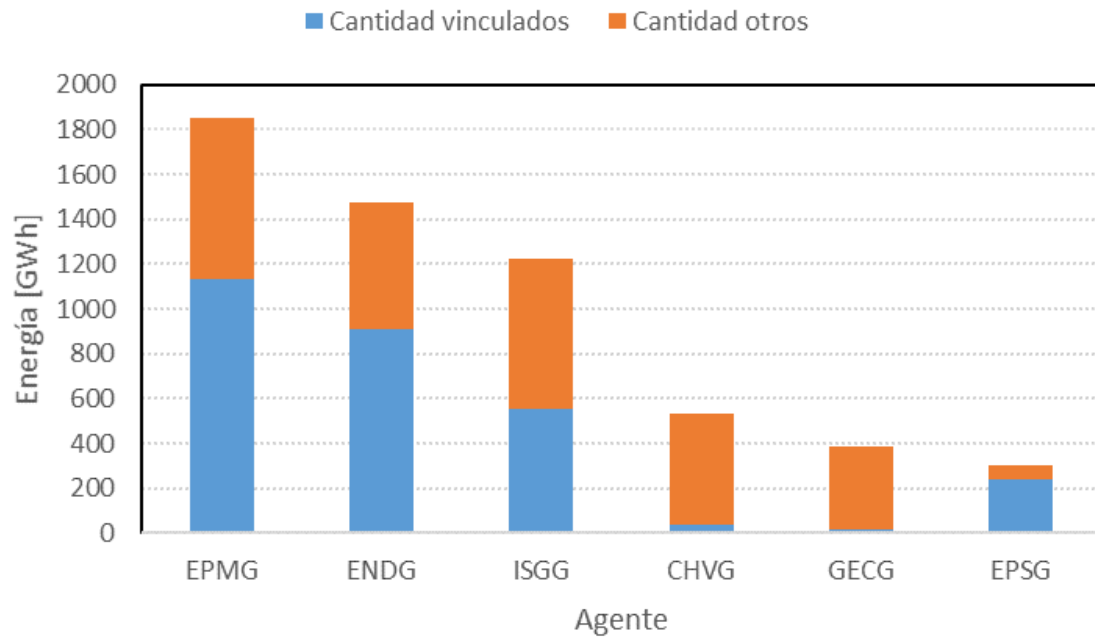
Tabla 12. Energía comprometida en contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en GWh.

Agente	Cantidad total	Cantidad vinculados	Cantidad otros	Cantidad regulado	Cantidad no regulado	Cantidad PD	Cantidad PC
EPMG	2021.66	1142.29	879.37	1229.72	791.93	648.25	1373.41
ENDG	1505.73	922.25	583.48	912.08	593.65	316.24	1189.49
ISGG	1315.46	547.16	768.30	410.65	904.78	492.74	822.72
GECG	431.47	13.86	417.61	147.55	283.92	13.86	417.61
CHVG	421.85	37.75	384.10	358.31	63.54	0.00	421.85
EPSG	328.98	243.64	85.34	206.93	122.05	167.51	161.46
AXEC	194.26	0.00	194.26	155.27	38.99	0.00	194.26
NTCG	187.59	0.00	187.59	126.19	61.41	0.13	187.47
EMUG	165.72	0.00	165.72	56.35	109.37	0.00	165.72
TERG	164.57	0.00	164.57	151.23	13.34	0.00	164.57
EMIG	157.79	157.79	0.00	128.17	29.62	0.00	157.79
LCSG	154.78	0.00	154.78	113.76	41.02	0.00	154.78
TYPG	149.12	0.00	149.12	109.12	40.00	0.00	149.12
GASC	131.47	0.00	131.47	113.88	17.59	0.00	131.47
HIMG	115.28	0.00	115.28	23.87	91.40	0.00	115.28
DCLC	101.28	0.00	101.28	97.28	4.00	49.69	51.58
SOEC	93.90	0.00	93.90	0.00	93.90	0.00	93.90
SOCG	89.33	0.00	89.33	0.00	89.33	3.00	86.33
GNCC	79.87	0.00	79.87	79.87	0.00	0.00	79.87
AXEG	75.15	0.00	75.15	1.15	74.00	1.15	74.00

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 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. No obstante, hay casos particulares como el de CHVG y GECG que presentan precio promedio de contratos más alto para su filial comercializadora. Por otro lado, un cálculo sencillo permite establecer que, en promedio, el precio de energía del mercado regulado es 8% mayor que el precio de la energía en el mercado no regulado. Por otro lado, es de resaltar que para los agentes EPMG, ENDG, e ISGG, el precio promedio de contratos tipo pague lo demandado es menor al de los contratos tipo pague lo contratado, ya que en estos últimos hay menor riesgo de contraparte y puede haber economías de escala. La Figura 27 muestra los precios de los contratos para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

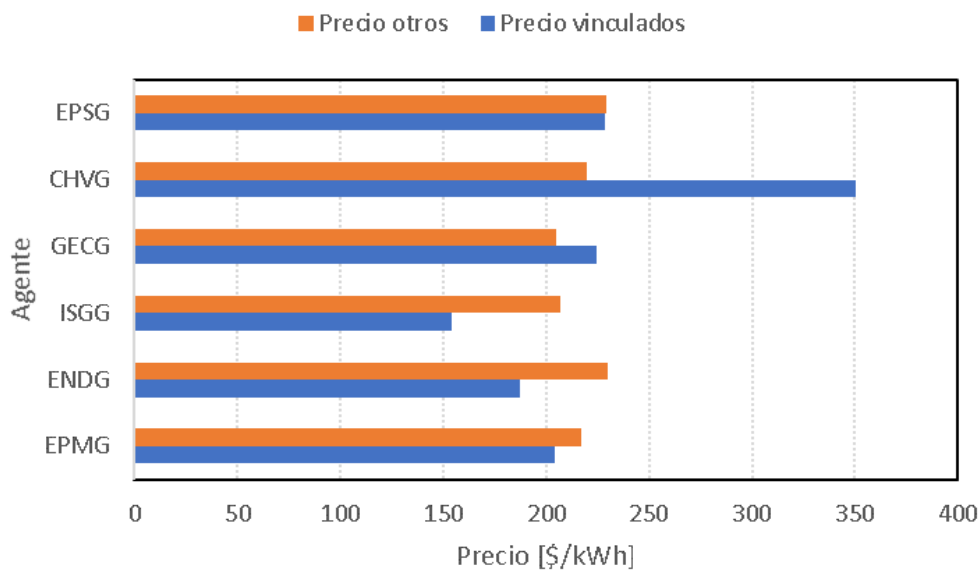


Tabla 13. Precios de los contratos para agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh.

Agente	Precio total	Precios vinculados	Precio otros	Precio regulado	Precio no regulado	Precio PD	Precio PC
EPMG	210.12	204.52	217.40	218.34	197.37	193.76	217.84
ENDG	203.70	187.30	229.63	219.97	178.71	169.77	212.72
ISGG	185.24	154.33	207.26	214.58	171.93	146.40	208.50
GECG	205.22	224.52	204.58	212.30	201.54	224.52	204.58
CHVG	231.24	350.14	219.56	219.78	295.91	-	231.24
EPSG	228.69	228.51	229.19	239.53	210.31	222.95	234.64
AXEC	213.57	-	213.57	213.77	212.76	-	213.57
NTCG	217.08	-	217.08	218.12	214.95	228.79	217.07
EMUG	198.25	-	198.25	206.70	193.90	-	198.25
TERG	213.21	-	213.21	213.53	209.63	-	213.21
EMIG	252.30	252.30	-	257.97	227.73	-	252.30
LCSG	194.90	-	194.90	189.85	208.91	-	194.90
TYPG	223.21	-	223.21	227.61	211.18	-	223.21
GASC	231.75	-	231.75	234.40	214.63	-	231.75
HIMG	202.35	-	202.35	216.46	198.66	-	202.35
DCLC	345.54	-	345.54	349.88	24-	461.44	233.88
SOEC	213.36	-	213.36	213.58	213.36	-	213.36
SOCG	193.28	-	193.28	221.41	193.28	192.48	193.30
GNCC	216.77	-	216.77	216.77	195.00	-	216.77
AXEG	211.88	-	211.88	248.84	211.31	248.84	211.31

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 analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si son con agentes vinculados o no. Se observa que el agente con la mayor cantidad de contratos es EPMG (75), seguido por ENDG (63) e ISGG (54). Igualmente, el agente que tiene la mayor cantidad de contratos con sus vinculados es EPMG (22), seguido por ENDG (21) y EPSG (9). Así mismo, los agentes que tienen la mayor cantidad de contratos regulados son EPMG (53), ENDG (39), y CHVG (30); y los que tienen la mayor cantidad de contratos no regulados son ENDG (24), ISGG (23), y EPMG (22). 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 análisis⁸.

Agente	#C	#R	#RV	#RO	#N	#NV	#NO	#PD	#PDV	#PDO	#PC	#PCV	#PCO
EPMG	75	53	20	33	22	2	20	4	2	2	71	20	51
ENDG	63	39	8	31	24	13	11	2	2	0	61	19	42
ISGG	54	30	2	28	23	1	22	2	2	0	52	2	50
GECG	21	8	0	8	13	1	12	1	1	0	20	0	20
CHVG	38	30	0	30	8	1	7	0	0	0	38	1	37
EPSG	21	19	8	11	2	1	1	3	3	0	18	6	12
AXEC	9	6	0	6	3	0	3	0	0	0	9	0	9
NTCG	38	30	0	30	8	0	8	1	0	1	37	0	37
EMUG	17	8	0	8	9	0	9	0	0	0	17	0	17
TERG	22	20	0	20	2	0	2	0	0	0	22	0	22
EMIG	4	2	2	0	2	2	0	0	0	0	4	4	0
LCSG	6	4	0	4	2	0	2	0	0	0	6	0	6
TYPG	8	7	0	7	1	0	1	0	0	0	8	0	8
GASC	18	13	0	13	5	0	5	0	0	0	18	0	18
HIMG	13	3	0	3	10	0	10	0	0	0	13	0	13

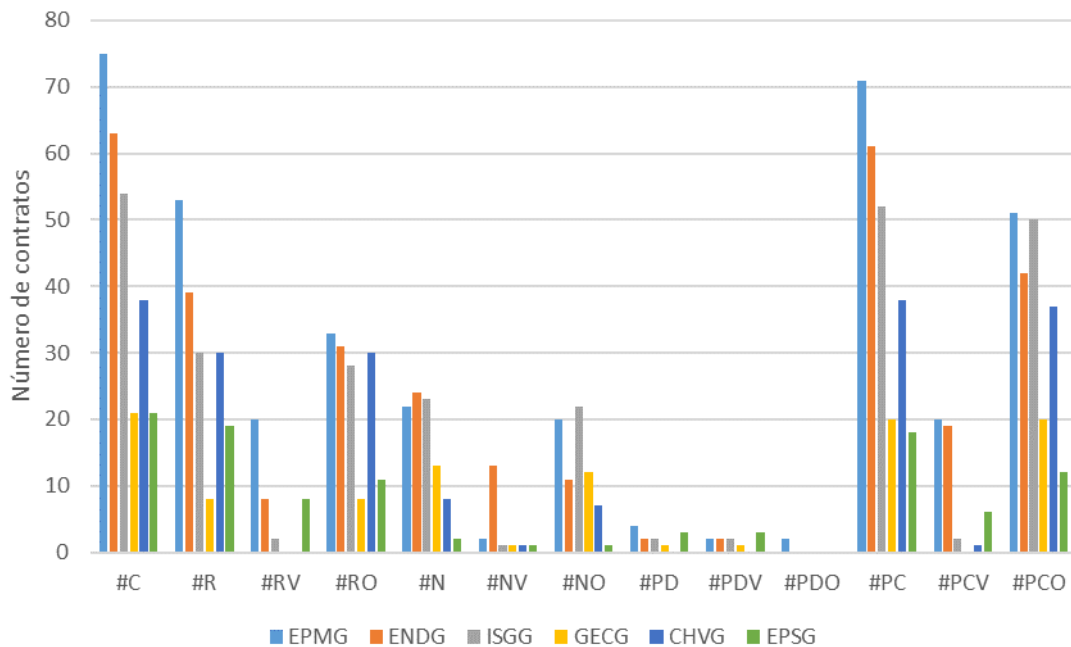
⁸ #C número de contratos, #R número de contratos regulados, #RV número de contratos regulados con vinculados, #RO número de contratos regulados con otros agentes, #N número de contratos no regulados, #NV número de contratos no regulados con vinculados, #NO número de contratos no regulados con otros agentes, #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.



DCLC	9	8	0	8	1	0	1	3	0	3	6	0	6
SOEC	6	0	0	0	6	0	6	0	0	0	6	0	6
SOCG	10	0	0	0	10	0	10	1	0	1	9	0	9
GNCC	4	3	0	3	1	0	1	0	0	0	4	0	4
AXEG	4	1	0	1	3	0	3	1	0	1	3	0	3

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

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 en el periodo objeto del presente informe, 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.

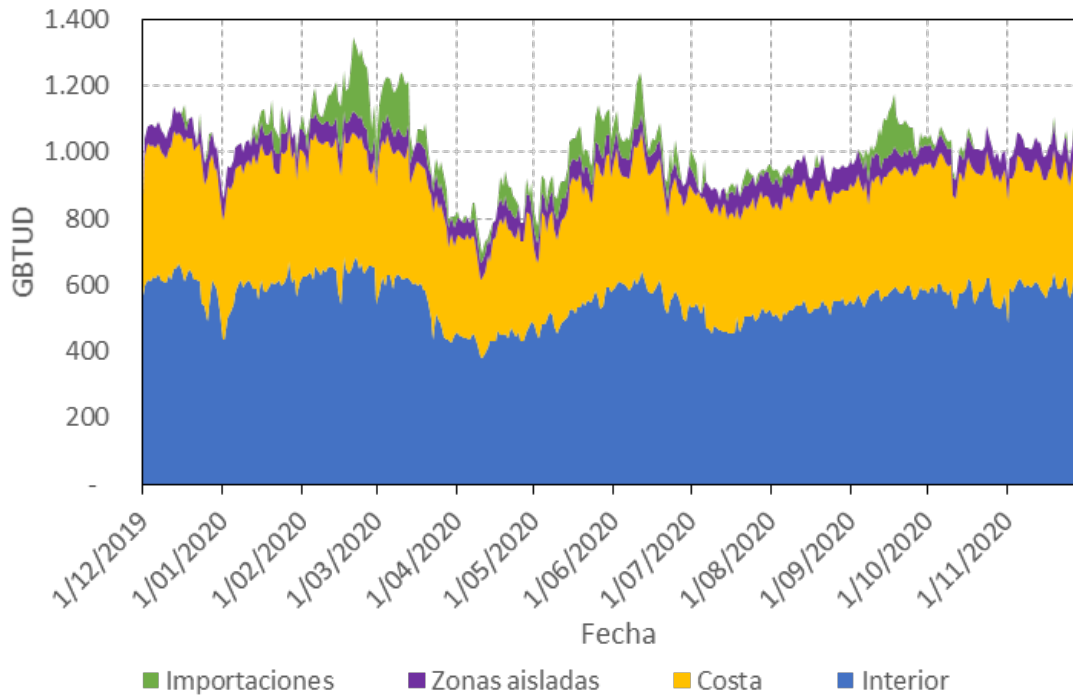
2.2.1. Producción

En lo que respecta al comportamiento del año corrido (diciembre 2019 – noviembre 2020), la producción promedio de gas natural se ubicó en 1.012 GBTUD. Durante este año se observó una importante caída durante los meses de marzo



y abril, resultado del aislamiento preventivo obligatorio, y en una menor medida entre julio y agosto - por el nuevo período de confinamiento- como se puede observar en la Figura 29.

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

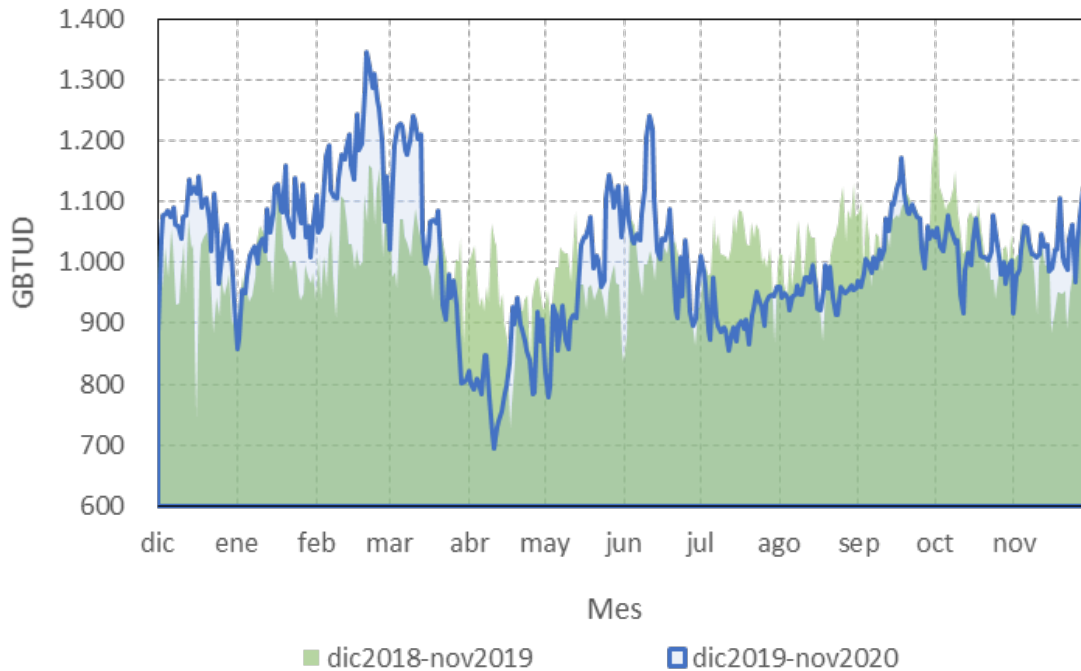


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Al comparar con el año anterior, se presentó un leve incremento del 1%, explicado principalmente por los altos consumos térmicos que se dieron durante el año. Como se puede observar en la Figura 30, estos altos consumos térmicos se evidencian en los picos que se presentaron en febrero, junio y septiembre.



Figura 30. Comparación Producción dic 2018- nov 2019 vs dic 2019- nov 2020.



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

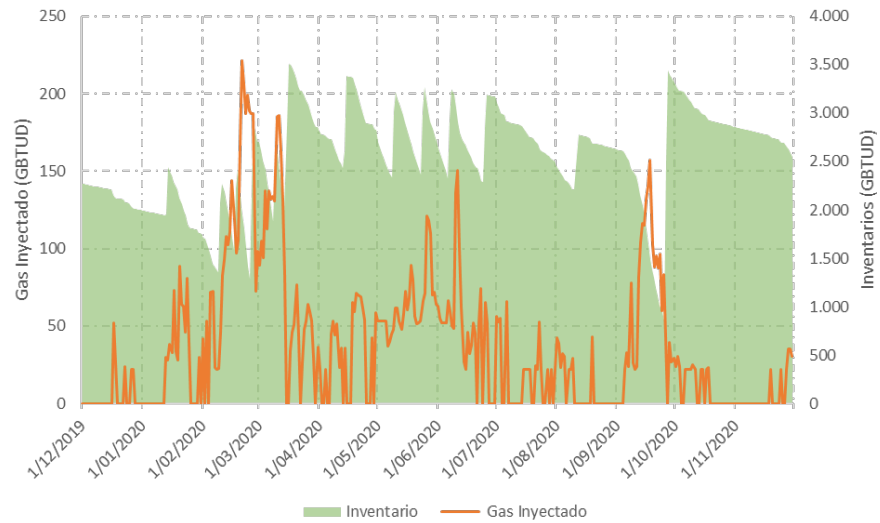
2.2.2. Importaciones

Con respecto al año corrido, las importaciones de gas incrementaron 18% en el mes de noviembre 2020 con respecto a diciembre 2019, debido principalmente a la mayor generación térmica que se dio durante los meses de febrero, junio y septiembre. Como se puede observar Figura 31, durante este periodo se recibieron varios cargamentos en el primer semestre.

El pico más importante se dio entre los meses de febrero y marzo, debido a los bajos niveles de los embalses, que impactaron los precios de bolsa, permitiendo el ingreso de las térmicas en el despacho por mérito.



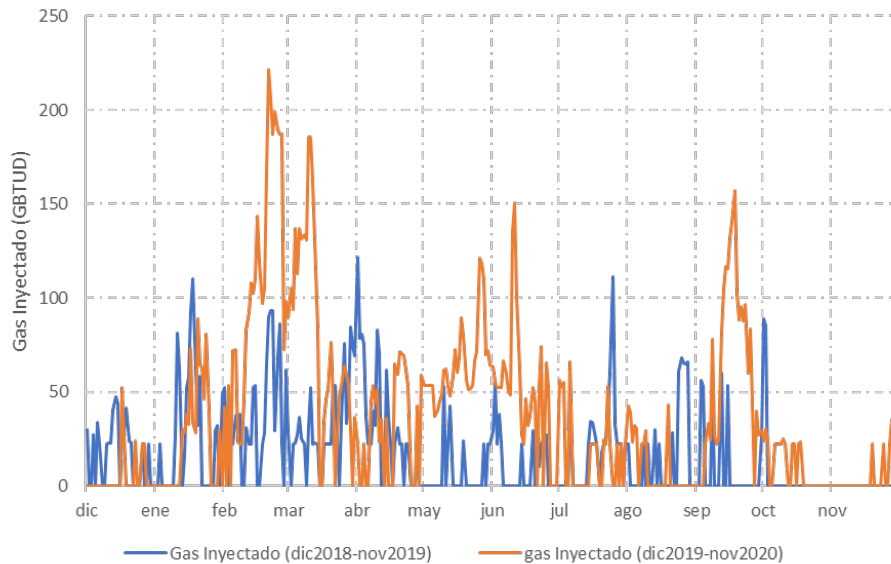
Figura 31. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación durante el último año.



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

De igual forma se presentaron altos consumos en los meses de mayo, junio y septiembre, con lo que el promedio de diciembre 2019 – noviembre 2020 estuvo en 38 GBTUD, más del doble de lo que había sido el año anterior (17 GBTUD), como se puede observar en la Figura 32 y en la Tabla 15.

Figura 32. Comparación del gas inyectado en los dos últimos años.



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



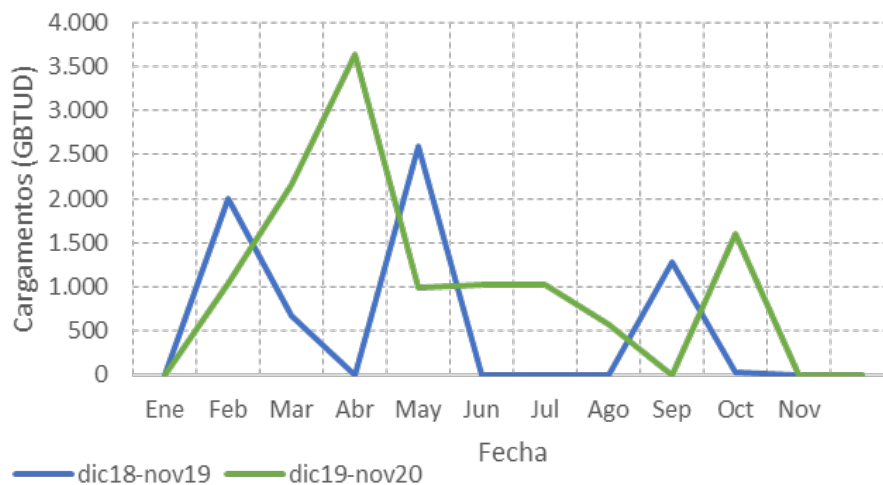
Tabla 15. Energía mensual (GBTUD) inyectada al SNT por la planta de regasificación durante los dos últimos años.

mes	Dic 2018– Nov 2019	Dic 2019 – Nov 2020
Dic	16	5
Ene	25	22
Feb	36	104
Mar	31	79
Abr	34	29
May	6	64
Jun	12	48
Jul	18	16
Ago	16	9
Sep	9	61
Oct	6	10
Nov	-	6
Promedio	17	38

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

Con respecto a los cargamentos recibidos en los dos últimos años, vemos una mayor actividad durante el último año, con un aumento del 84% con respecto al año inmediatamente anterior, tal y como se puede observar en la Figura 33.

Figura 33. Comparación de los cargamentos recibidos durante los dos últimos años.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de agentes.



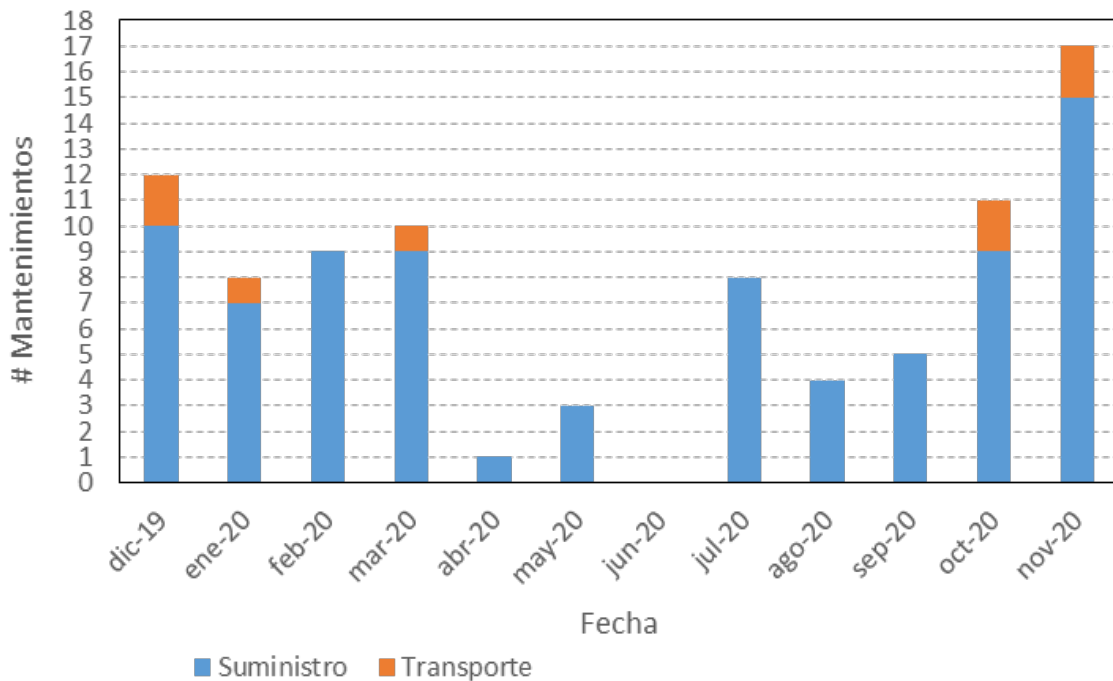
Teniendo en cuenta el volumen importado durante el 2020, la importación de gas se convirtió en un apoyo importante para la producción nacional en la atención de la demanda térmica.

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 34, durante el último año se presentó una disminución en el número de mantenimientos entre los meses de abril a junio, explicado por el aislamiento preventivo obligatorio y las dificultades en movimiento de personal que originó. Los mantenimientos mayores fueron reprogramados para el segundo semestre.

Figura 34. Número total de mantenimientos en el último año.

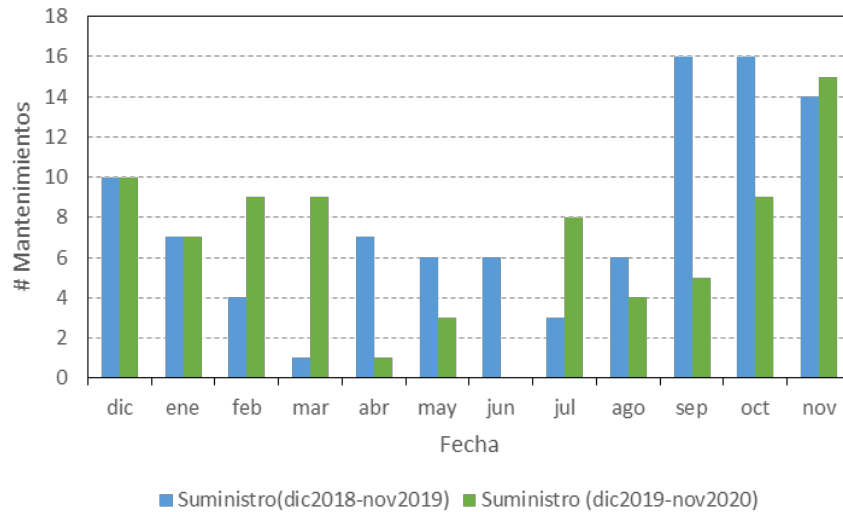


Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.



Comparando con el año anterior, hubo una disminución de los mantenimientos de la infraestructura de suministro en 17%, tal y como se observa en la Figura 35.

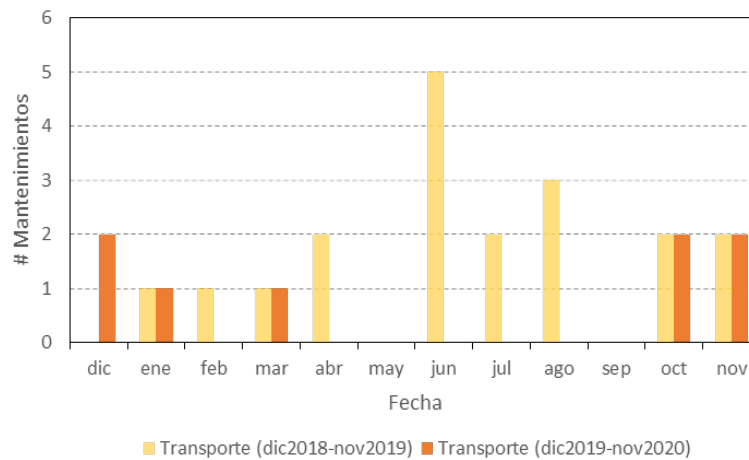
Figura 35. Comparación del total de mantenimientos en la infraestructura de suministro en los dos últimos años.



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

En lo que respecta a la infraestructura de transporte, hubo una disminución de 58% con respecto al año anterior, tal y como se observa en la Figura 36.

Figura 36. Comparación del total de mantenimientos en la infraestructura de transporte en los dos últimos años.

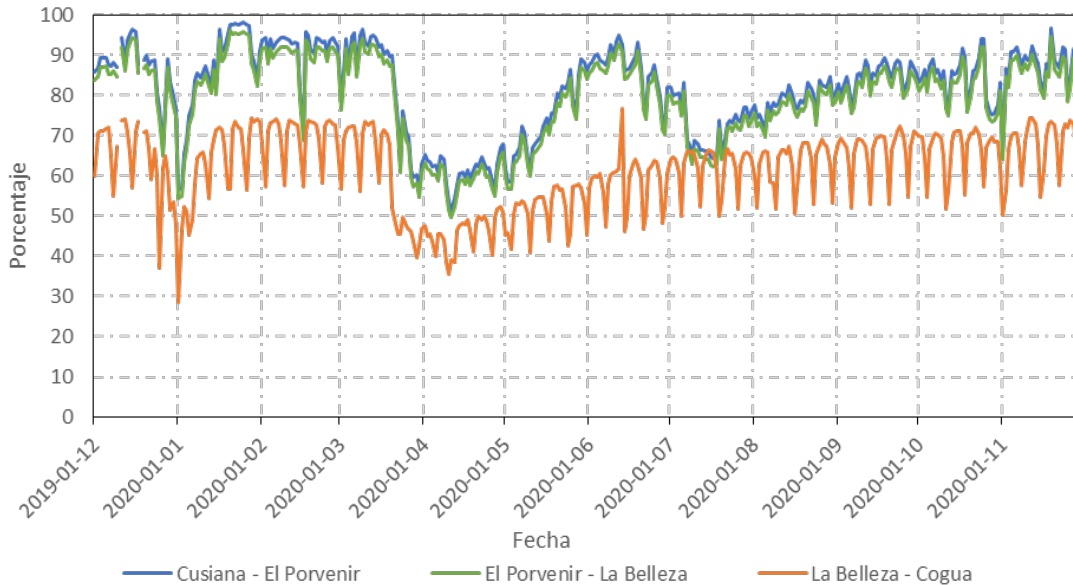


Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.



Para el último año, tal y como se observa en la Figura 37 los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza, han permanecido estables entre 80% y 90% salvo en los meses que más fueron afectados por la pandemia. Igualmente, el tramo La Belleza-Cogua permanece estable entre 50% y 70% durante todo el año, salvo los meses citados.

Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua durante el último año.

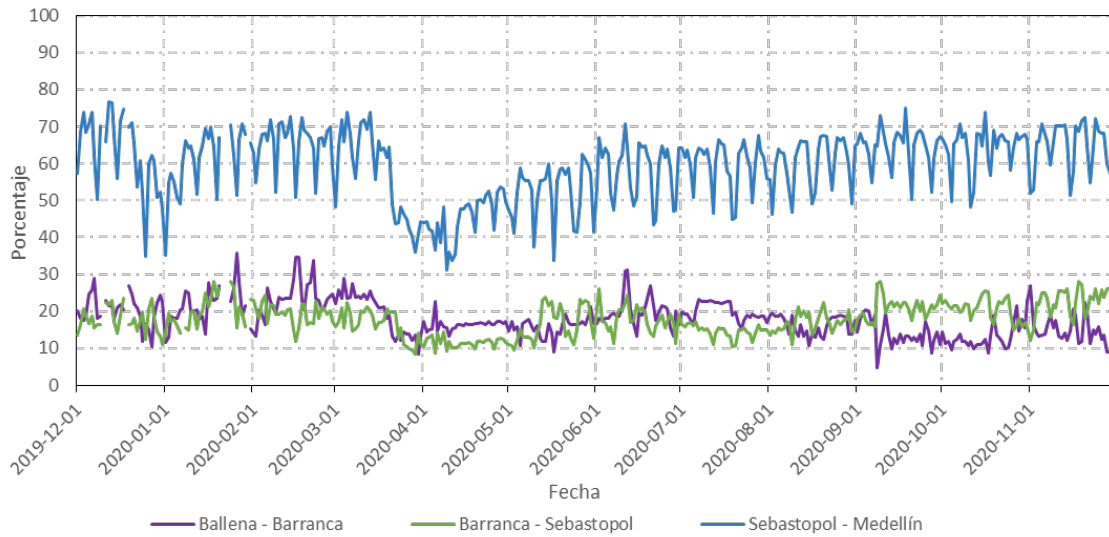


Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

En el período diciembre 2019 – noviembre 2020, la ruta Ballena – Medellín, tal y como se observa en la Figura 38, no presenta mayor variación salvo los meses de marzo y abril. El tramo Sebastopol –Medellín permanece estable entre 50% y 70% y los demás tramos permanecen entre 10% y 30%.



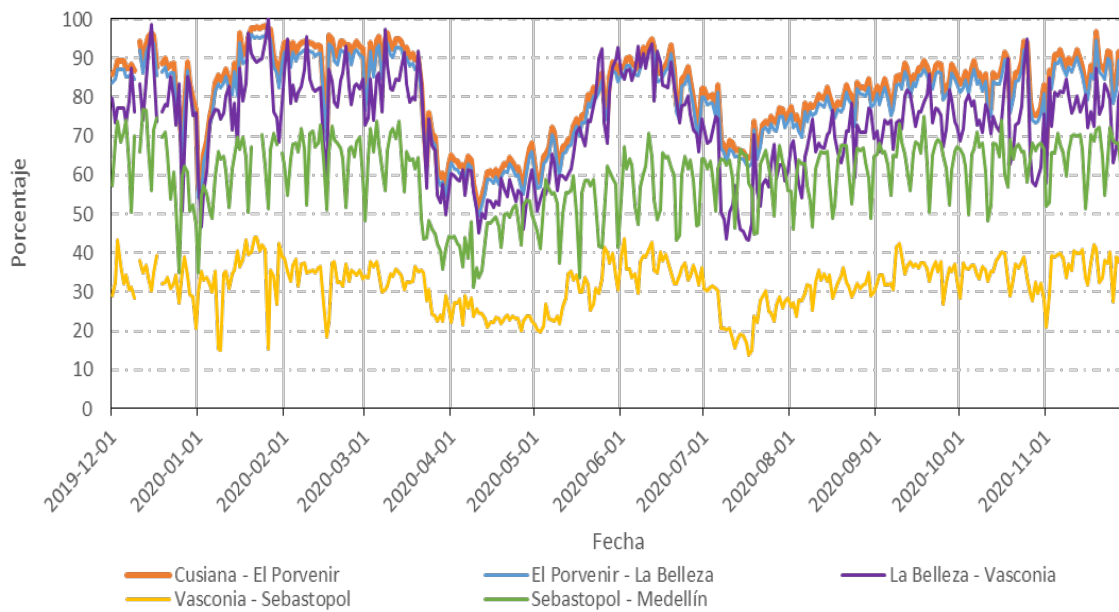
Figura 38. Porcentaje de uso por tramos de la ruta Ballena – Medellín durante el último año.



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

Como puede observarse en la Figura 39 el porcentaje de uso de los tramos La Belleza – Vasconia y Vasconia – Sebastopol también se vieron afectados por el aislamiento preventivo obligatorio. La caída en julio corresponde al mantenimiento programado de Cusiana

Figura 39. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín durante el último año.

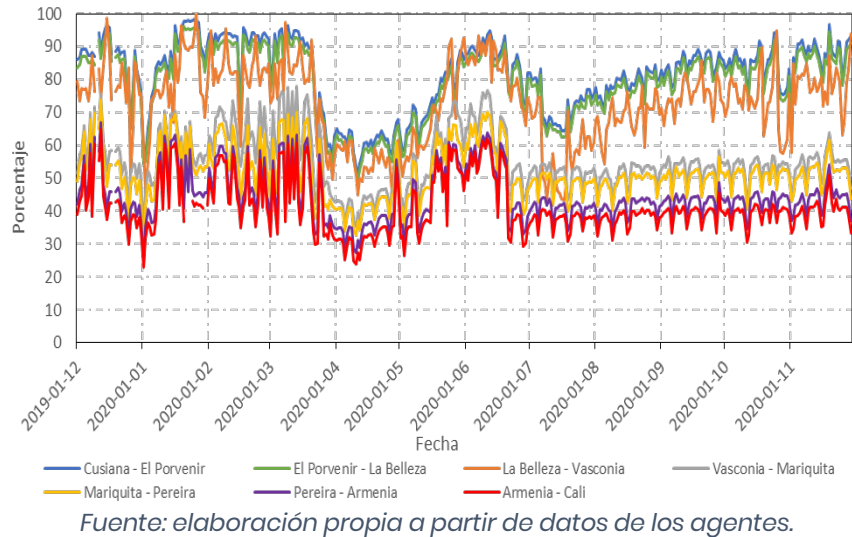


Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.



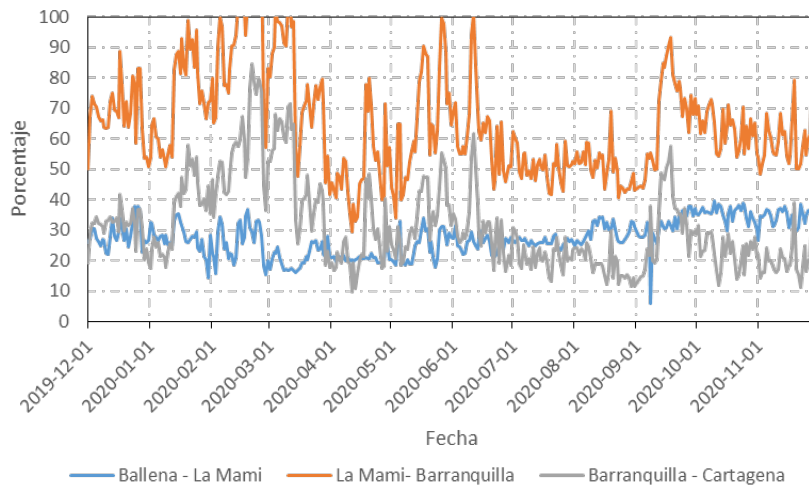
Para la ruta Cusiana – Cali, puede observarse en la Figura 40 el mismo comportamiento durante el periodo de confinamiento y el mantenimiento de Cusiana.

Figura 40. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali durante el último año.



Entre las principales rutas de transporte en la Costa Atlántica, los tramos La Mami – Barranquilla y Barranquilla – Cartagena tuvieron un aumento importante durante los meses de febrero, marzo y junio, debido al mayor despacho térmico, tal como se observa en la Figura 41.

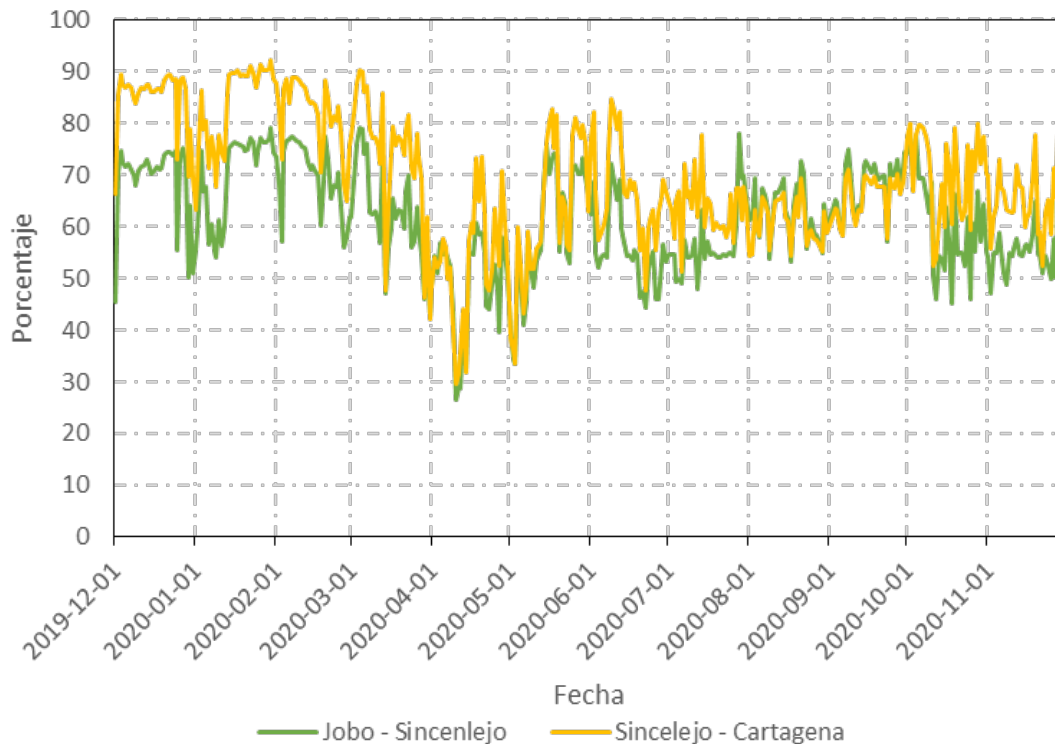
Figura 41. Porcentaje de uso por tramos de la ruta Ballena – Cartagena durante el último año.





La ruta Jobo – Cartagena está conformada por dos tramos: Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena. Al observar el comportamiento de todo el año, el porcentaje de uso permanece con niveles muy cercanos. En marzo y abril cayeron debido al confinamiento preventivo obligatorio y presentan una recuperación a partir del mes de julio (Figura 42).

Figura 42. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena durante el último año.



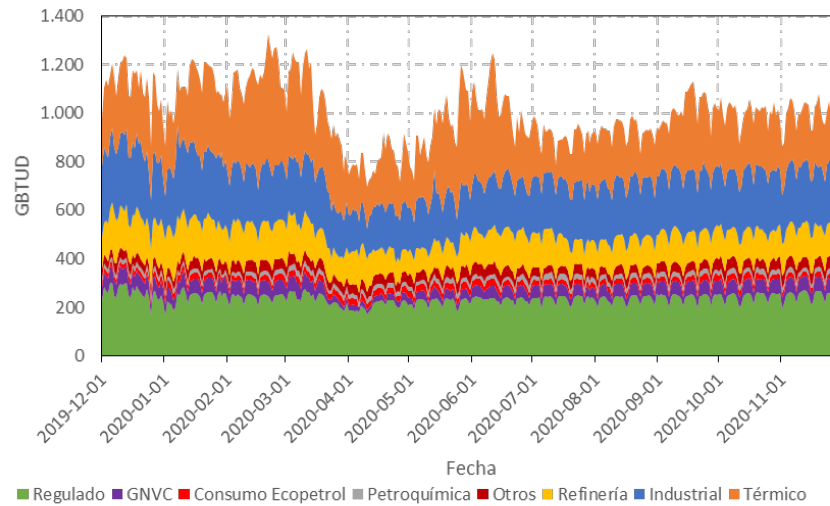
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

2.2.4. Demanda

Al revisar el año corrido, la demanda presentó una caída de 9%. Tal y como se observa en la Fiugra 43 la principal reducción se dio durante el mes de abril, dónde se redujo en 22.8%, resultado del confinamiento obligatorio. A partir de junio los diferentes sectores iniciaron su recuperación alcanzando niveles cercanos, pero no iguales, a los que se tuvieron previo al confinamiento.



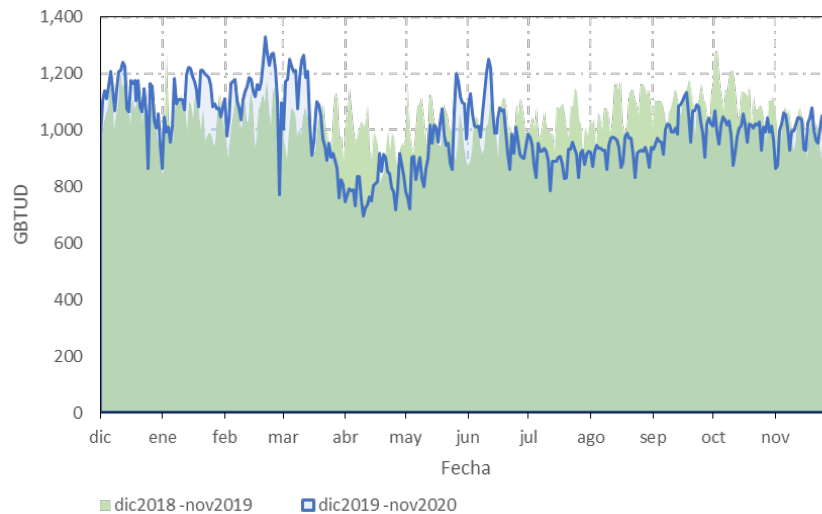
Figura 43. Demanda diaria de gas por sector de consumo⁹ durante el último año.



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

Comparado con el año anterior, se presentó una disminución del 3%, explicada principalmente por la caída de la demanda producto de los periodos de confinamiento que se dieron a lo largo del 2020. Como se puede observar en la Figura 44 esta caída se evidencia principalmente durante los meses de abril y mayo de 2020, así como en los meses de julio y agosto de ese mismo año.

Figura 44. Comparación de la demanda en los dos últimos años.



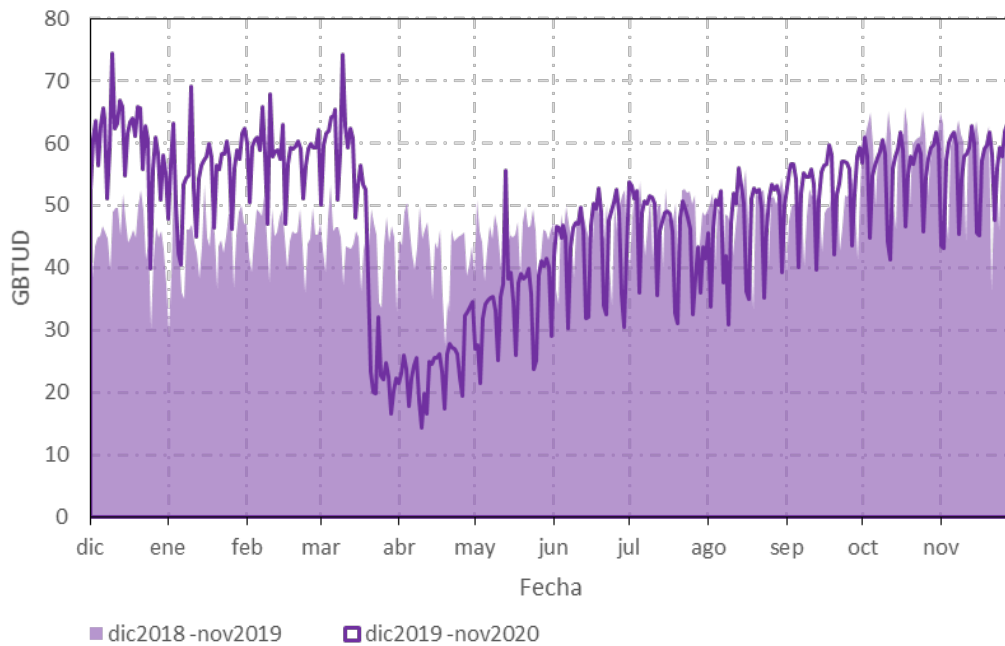
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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



Como se aprecia en la Figura 45, los consumos de GNVC han permanecido entre 40 GBTUD y 60 GBTUD durante el último trimestre. Para lo corrido del año, se resalta la variación presentada en el sector GNVC en el periodo del aislamiento preventivo obligatorio. Se presentaron dos caídas importantes, la primera de 22% en marzo 2020 y la segunda de 46% en abril. Comparándolo con el año anterior, los consumos de GNVC incrementaron 1%.

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



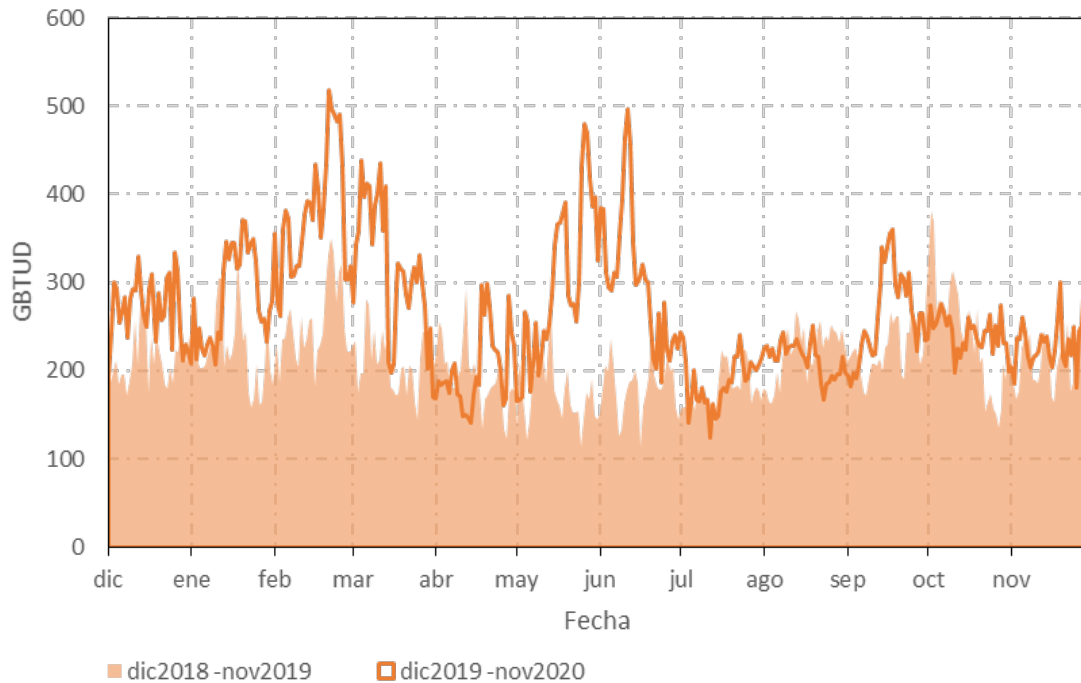
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Como se aprecia en la Figura 46, la generación térmica pasó de consumir 270 GBTUD en diciembre 2019 a 236 GBTUD en noviembre 2020. El principal consumo se presentó durante los meses de febrero (donde el consumo llegó a 379 GBTUD) y marzo (317 GBTUD).

Con respecto al año anterior, los consumos para generación térmica presentaron un incremento de 27%. Si bien este sector también se vio afectado por el periodo de confinamiento, se recuperó a partir de mayo 2020 debido al comportamiento de los precios de bolsa que beneficiaron el despacho de las plantas térmicas, tanto de la costa como del interior del país.



Figura 46. Demanda diaria de gas sector térmico dic 2018 – nov 2019 vs dic 2019 – nov 2020.



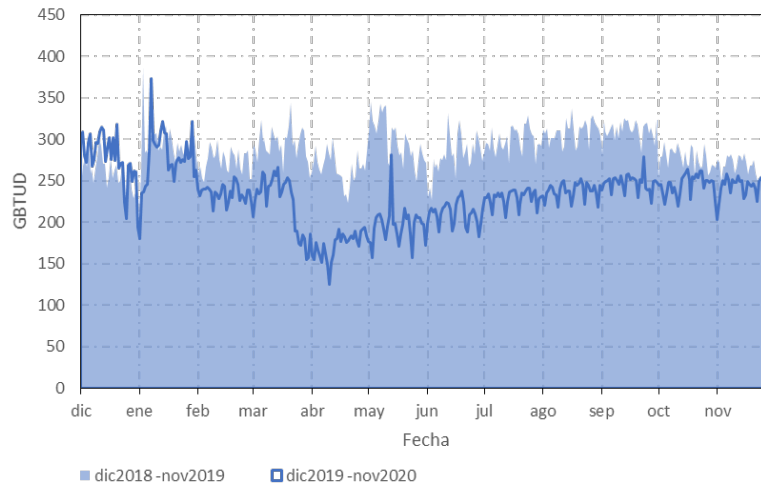
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

Como se puede observar en la Figura 47, en lo corrido del año, los consumos industriales se vieron afectados por la caída general de la demanda pasando de 278 GBTUD en diciembre 2019 a 242 GBTUD en noviembre 2020. El consumo cayó 23% en abril dónde la demanda llegó a 173 GBTUD. Inició su recuperación a mediados de junio, con la finalización de las medidas más restrictivas del confinamiento.

Comparado con el año anterior, la demanda industrial presentó una caída de 18%. A mediados de mayo 2020 fueron recuperándose, hasta alcanzar en noviembre 2020 un nivel 10% por debajo del consumo presentado el mismo mes el año anterior.



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

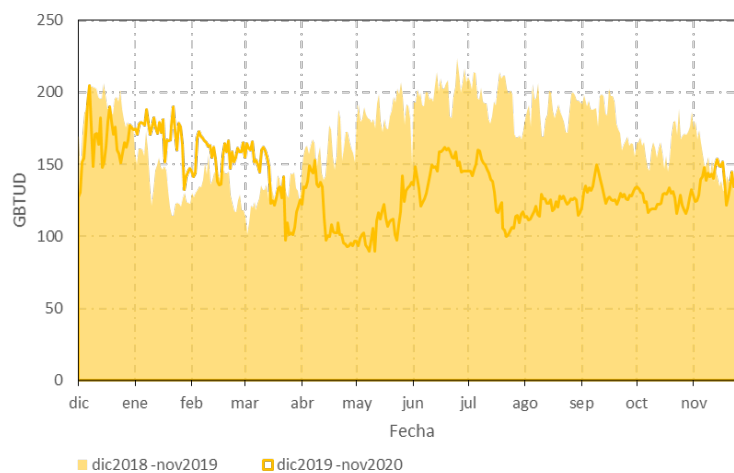


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Durante el año corrido, como se aprecia en la Figura 48, el sector de refinación presentó una caída del 16% y su principal consumo se dio en el mes de enero 2020 con 170 GBTUD. En marzo presentó una caída de 14% y presenta una importante recuperación a partir del mes de junio 2020, donde llegó a 147 GBTUD.

Con respecto al año anterior, los consumos para refinación cayeron 18% reflejando el impacto que tuvo la caída de la demanda en la producción de combustibles líquidos.

Figura 48. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.



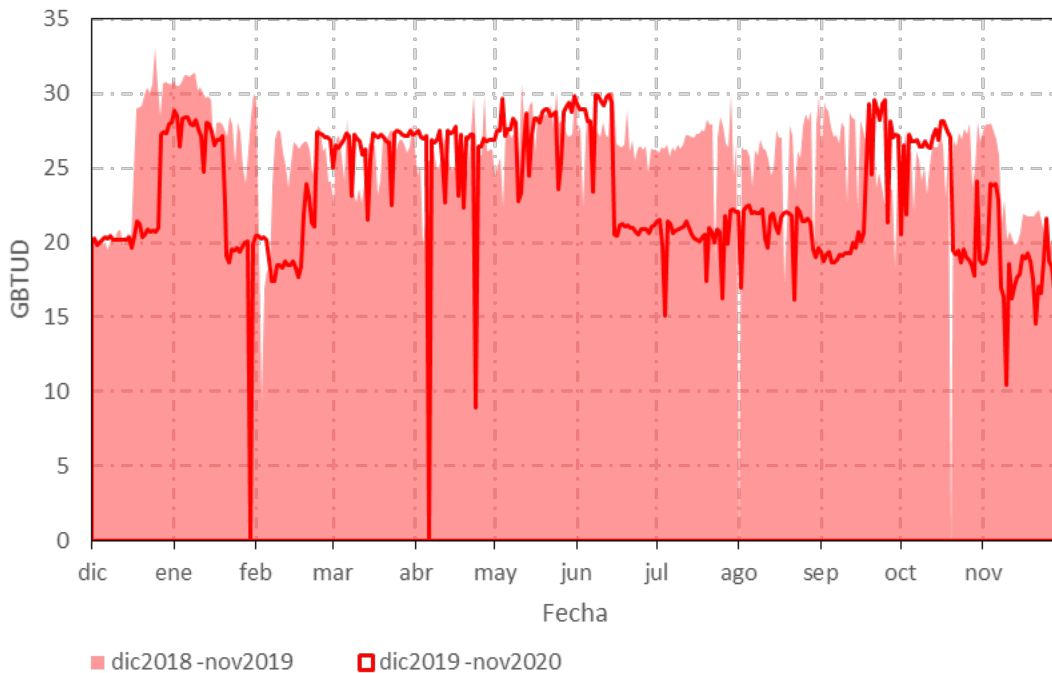
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



Los consumos de Ecopetrol¹⁰ (Figura 49), presentaron una caída del 15% entre diciembre 2019 y noviembre 2020 y presentó altos consumos durante los meses de enero, marzo a mayo y octubre. El resto del año estuvo alrededor de los 20 GBTUD.

Los consumos de Ecopetrol durante los meses de junio a septiembre 2020 estuvieron 10% por debajo del año anterior para el mismo periodo.

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



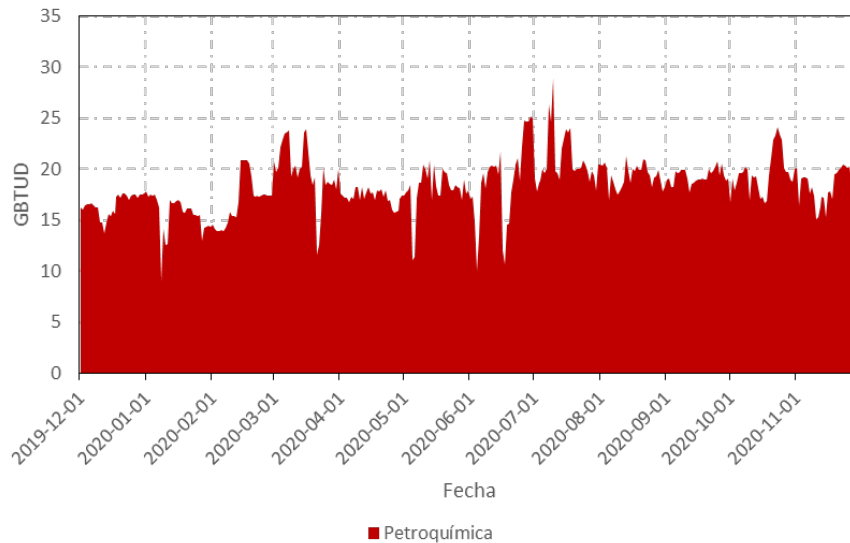
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Como se aprecia en la Figura 50, el sector Petroquímico ha permanecido estable durante todo el trimestre en análisis. El consumo de este sector estuvo alrededor de los 20 GBTUD. El primer trimestre estuvo alrededor de los 15 GBTUD. El consumo incrementó y permaneció estable en un nivel cercano a los 20 GBTUD durante el resto del año.

¹⁰ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria



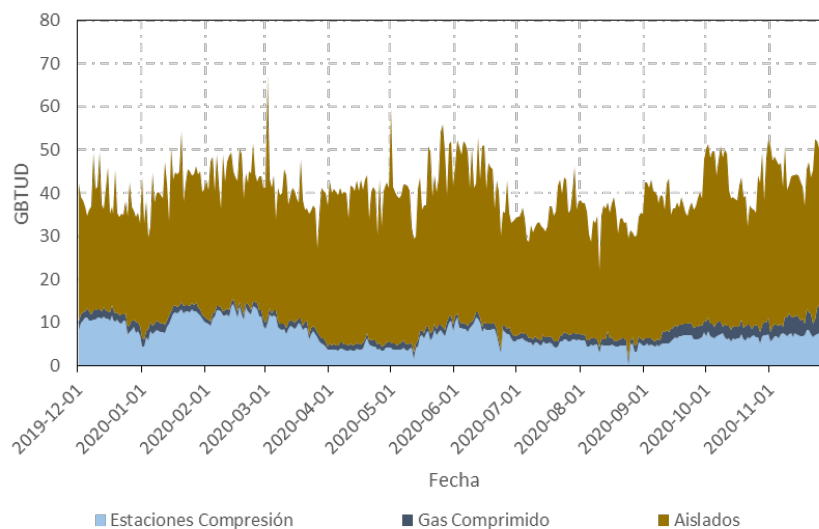
Figura 50. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.



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

Como se puede observar en la Figura 51, los otros sectores, conformados por los consumos de las estaciones de compresión y la demanda atendida por los campos aislados y por gas natural comprimido, durante el año permaneció alrededor de los 40 GBTUD. El subsector con la mayor demanda corresponde a los consumos atendidos por los campos aislados.

Figura 51. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.

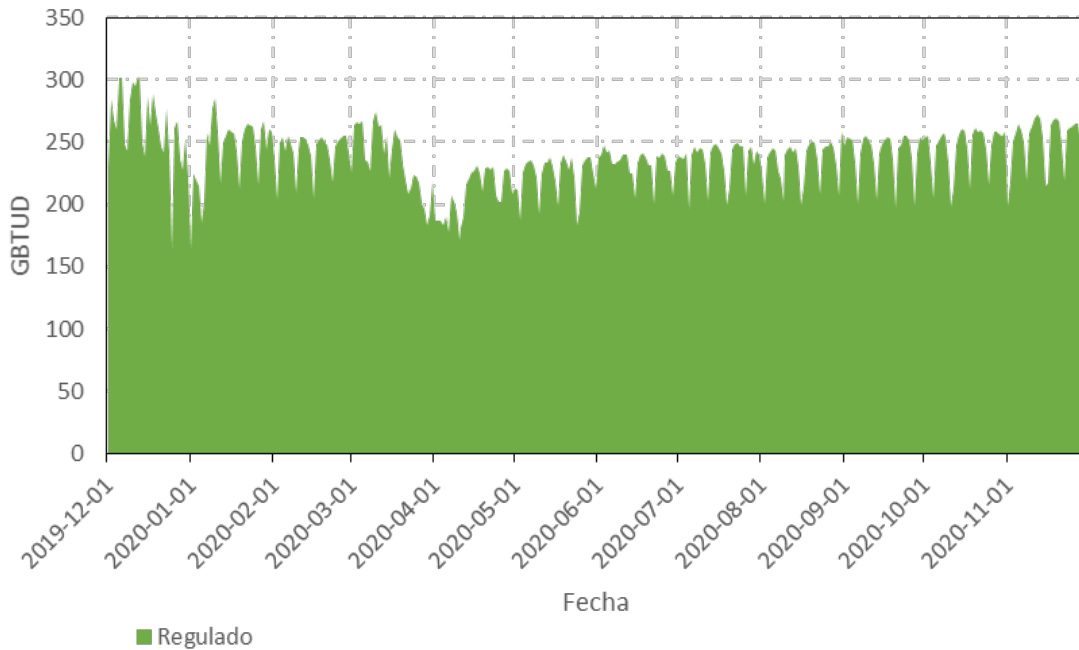


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



Como se aprecia en la Figura 52, durante lo corrido del año, el sector regulado presentó una caída de 5%, pasando de 262 GBTUD en diciembre 2019 a 249 GBTUD en noviembre 2020. El sector presentó una constante disminución durante los meses de enero a abril y para los meses posteriores, una vez finalizaron las medidas más críticas del aislamiento obligatorio, inició una lenta recuperación.

Figura 52. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.

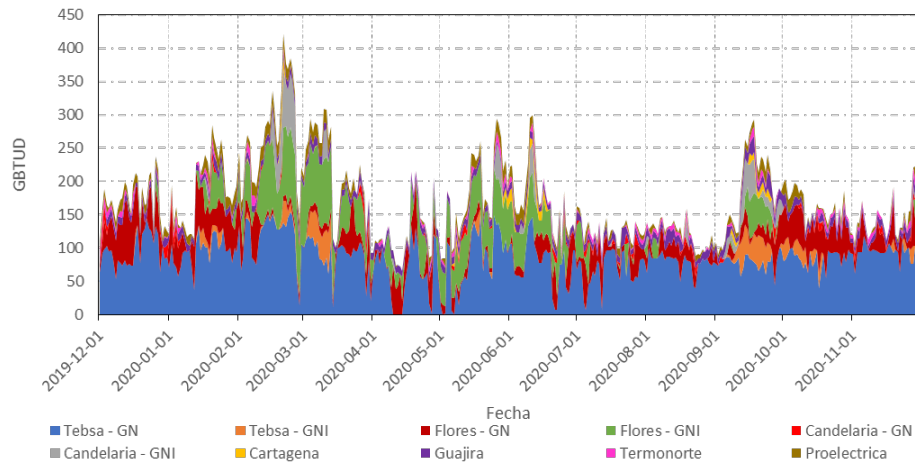


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Como puede observarse en la Figura 53 y en la Tabla 16, durante el año corrido los consumos para generación en la costa presentaron un pico en el mes de febrero dónde se alcanzaron los 270 GBTUD. Igualmente, presentaron una caída de 43% en abril, explicado por el periodo de confinamiento. El principal consumo fue de Tebsa con gas nacional con 62%, y 9% con gas importado, seguido de Flores con 9% gas nacional.



Figura 52. Consumo de gas para generación en la costa durante el último año.



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

Tabla 16. Consumo de gas para generación en la costa durante el último año.

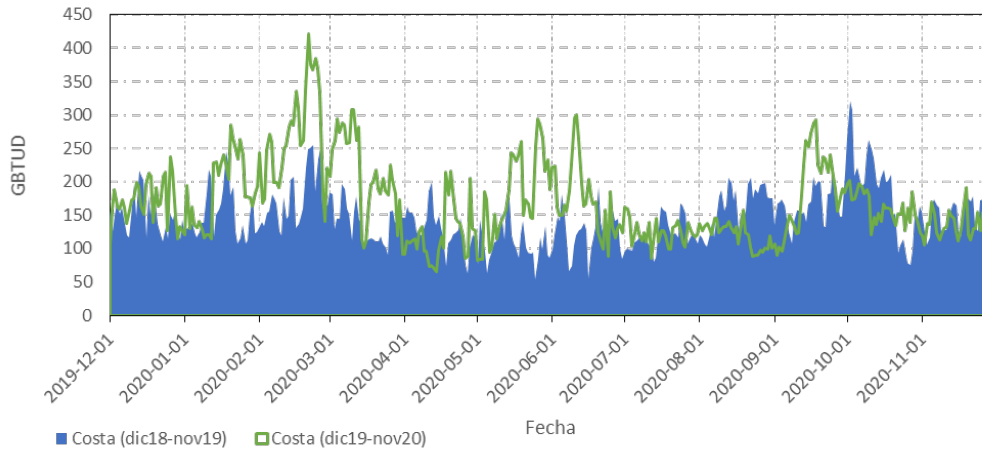
Mes	Tebsa GN	Tebsa GNI	Flores GN	Flores GNI	Candelaria GN	Candelaria GNI	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Total
Dic / 2019	95,72	0,32	44,43	1,42	3,37	-	-	9,62	4,45	10,23	169,55
Ene / 2020	94,61	5,37	44,19	14,46	2,81	0,62	-	9,65	2,74	12,01	186,47
Feb / 2020	119,07	4,97	17,77	71,91	0,96	24,36	1,54	10,02	2,73	16,55	269,88
Mar / 2020	88,90	14,68	20,83	59,89	2,33	2,93	0,04	11,30	0,06	10,97	211,94
Abr / 2020	62,39	0,03	23,62	21,77	0,54	0,42	-	10,01	1,59	1,47	121,84
May / 2020	79,39	2,40	7,87	57,39	2,04	4,42	2,00	9,86	4,40	9,80	179,56
Jun / 2020	77,75	0,08	19,60	39,68	1,84	5,16	6,55	10,27	2,49	8,27	171,71
Jul / 2020	68,39	0,04	24,21	9,76	3,75	0,17	-	11,03	2,61	4,15	124,10
Ago / 2020	78,85	-	16,60	3,17	1,55	1,44	0,14	11,93	3,84	3,50	121,02
Sep / 2020	78,63	20,11	18,15	18,56	1,35	18,78	4,37	14,01	3,58	7,87	185,39
Oct / 2020	83,85	9,69	43,92	-	1,97	0,03	-	10,64	3,21	7,69	160,99
Nov / 2020	94,15	3,10	23,46	1,98	2,01	0,37	-	10,55	5,16	3,92	144,69
Promedio	85,14	5,07	25,39	25,00	2,04	4,89	1,22	10,74	3,07	8,04	170,60

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

La Figura 54 y la Tabla 17 presentan los consumos para generación en la costa de los dos últimos años. Estos incrementaron en un 16% durante el periodo diciembre 2019 - noviembre 2020 comparado con el periodo diciembre 2018 - noviembre 2019.



Figura 53. Comparación de los consumos de gas para generación en la costa en los dos últimos años.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.
Tabla 17. Comparación de los consumos de gas para generación en la costa en los dos últimos años.

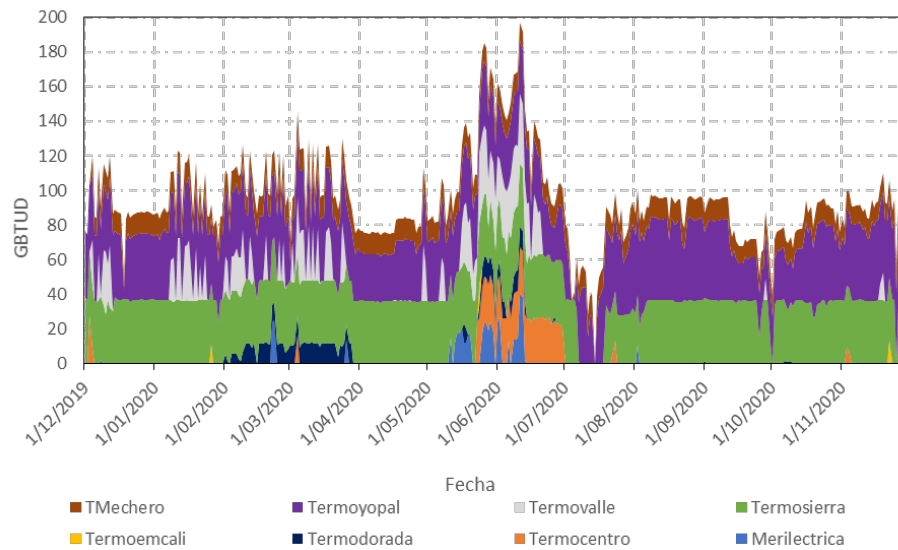
mes	dic2018- nov2019	dic2019- nov2020
Dic	150,27	169,55
Ene	151,17	186,47
Feb	175,39	269,88
Mar	139,62	211,94
Abr	129,25	121,84
May	109,09	179,56
Jun	123,09	171,71
Jul	120,01	124,10
Ago	163,40	121,02
Sep	164,03	185,39
Oct	185,22	160,99
Nov	152,11	144,69

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, al analizar el año corrido, para los consumos térmicos para generación en el interior, se resalta un incremento importante durante el mes de junio explicado principalmente por la generación de casi todas las plantas térmicas del interior (Termocentro y Termovalle consumieron 26 GBTUD y 20 GBTUD respectivamente) tal y como puede observarse en la Figura 54 y en la Tabla 18.



Figura 54. Consumo de gas nacional para generación en el interior durante el último año.



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

Tabla 18. Consumo de gas nacional para generación en el interior durante el último año.

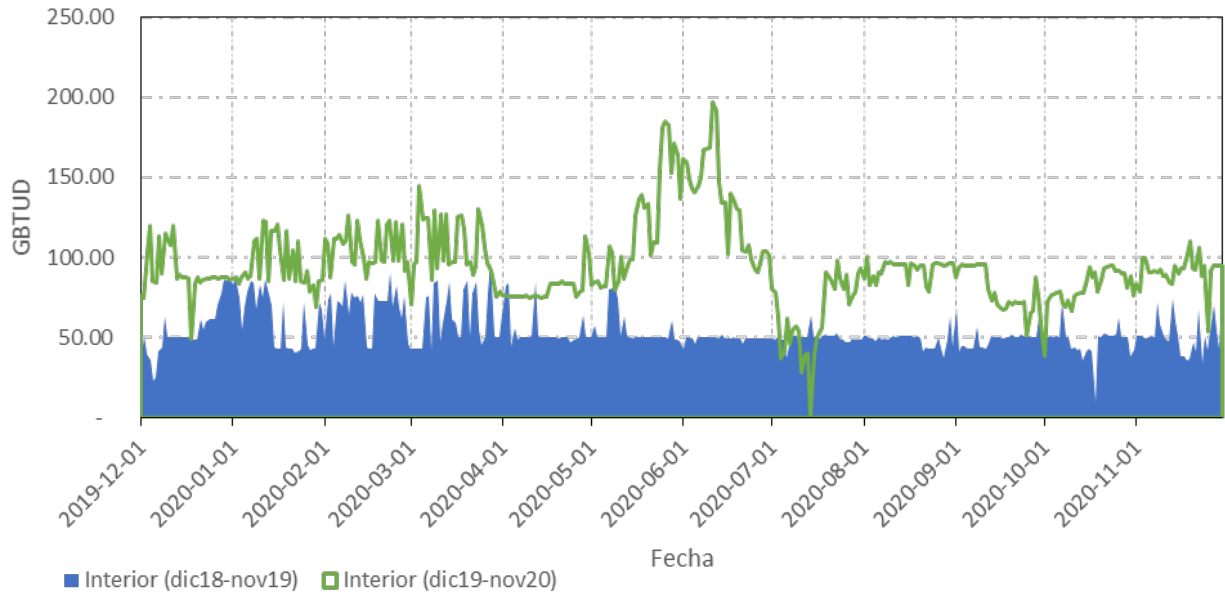
Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	TMechero	Total
Dic / 2019	0,07	1,16	0,01	-	36,21	5,77	9,27	10,76	63,24
Ene / 2020	-	-	0,00	0,35	36,15	10,20	9,52	11,33	67,55
Feb / 2020	1,69	-	8,35	-	36,80	10,32	9,52	11,76	78,44
Mar / 2020	0,45	0,55	9,92	-	36,19	12,23	7,84	12,15	79,31
Abr / 2020	-	-	-	-	36,05	1,90	3,32	12,15	53,43
May / 2020	8,59	7,51	3,22	0,43	35,25	16,62	8,91	11,35	91,87
Jun / 2020	6,29	25,50	3,68	-	36,26	20,47	7,94	11,08	111,22
Jul / 2020	-	0,57	-	-	19,33	-	18,58	10,70	49,18
Ago / 2020	0,36	-	-	-	34,98	-	28,41	12,27	76,02
Sep / 2020	-	-	0,04	-	34,72	0,42	20,31	11,27	66,76
Oct / 2020	-	-	0,14	-	33,79	-	21,76	11,56	67,25
Nov / 2020	-	0,57	0,09	0,44	35,06	0,93	28,55	11,05	76,68
Promedio	1,45	2,99	2,12	0,10	34,23	6,57	14,49	11,45	73,41

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

Como puede observarse en la Figura 56 y en la Tabla 19 los consumos para generación en el interior incrementaron 46 GBTUD durante el periodo diciembre 2019 - noviembre 2020 comparado con el periodo diciembre 2018 - noviembre 2019. Este incremento está explicado principalmente por la entrada de Termosierra. Es de resaltar que, durante todos los meses de 2020 los consumos alcanzaron incrementos hasta de 90 GBTUD (junio 2020) comparando con el mismo mes en el año anterior, este mes se resalta la entrada de Termocentro con 26 GBTUD.



Figura 55. Comparación de los consumos de gas para generación en el interior en los dos últimos años.



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

Tabla 19. Comparación de los consumos de gas para generación en el interior en los dos últimos años.

mes	dic2018- nov2019	dic2019- nov2020
Dic	28,02	63,24
Ene	39,16	67,55
Feb	46,57	78,44
Mar	35,10	79,31
Abr	26,30	53,43
May	26,18	91,87
Jun	21,29	111,22
Jul	21,17	49,18
Ago	21,07	76,02
Sep	22,03	66,76
Oct	21,17	67,25
Nov	22,97	76,68

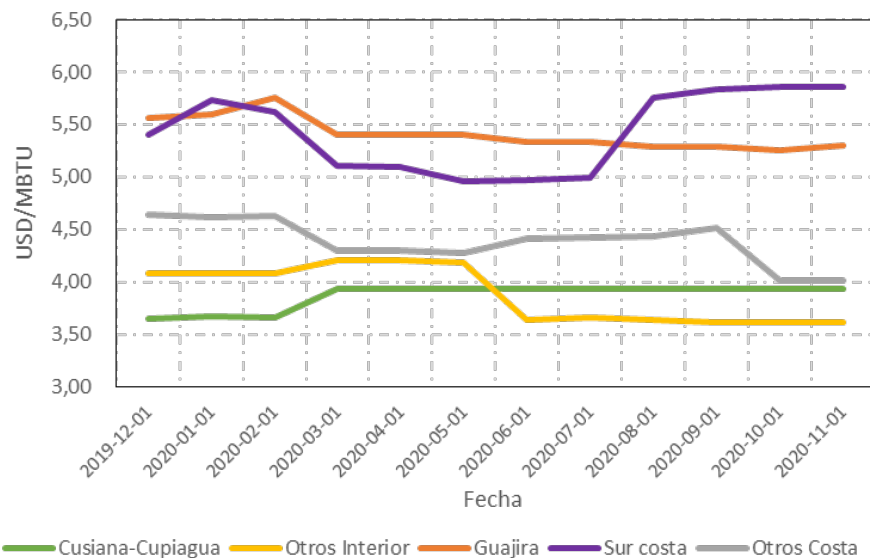
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.



2.2.5. Precios

Como lo muestra la Figura 57, durante el período comprendido entre diciembre de 2019 y noviembre de 2020, los precios promedio de los campos del sur de la Costa estuvieron en 5,43 USD/MBTU; muy cerca de los precios de Guajira (aproximadamente 5,41 USD/MBTU), y 1,05 USD/MBTU por encima de los precios promedio de los otros campos de la Costa.

Figura 56. 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.

Los precios de los campos del sur de la Costa incrementaron 8% este año, pasando de 5,40 USD/MBTU en diciembre 2019 a 5,86 USD/MBTU en noviembre 2020. Los precios de Guajira y de otros campos de la costa disminuyeron en 5% y 13% respectivamente. Los precios de Guajira pasaron de 5,57 USD/MBTU en diciembre 2019 a 5,30 USD/MBTU en noviembre 2020. Por otro lado, los otros campos de la costa pasaron de 4,64 USD/MBTU en diciembre 2019 a 4,02 USD/MBTU en noviembre 2020.

Los precios promedio de los contratos del mercado primario en firme para el interior estuvieron en 3,88 USD/MBTU. Durante lo corrido del año, los precios estuvieron entre 3,61 USD/MBTU y 4,20 USD/MBTU.



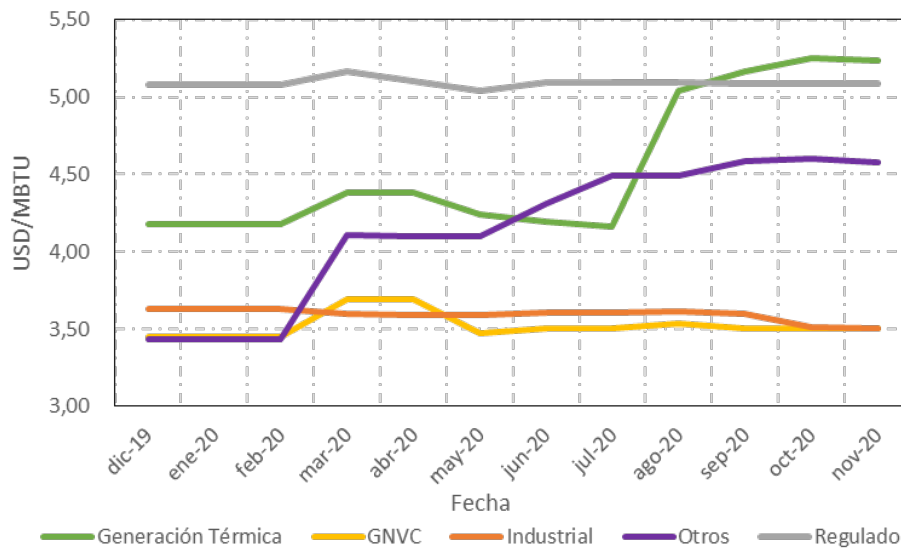
Los precios de Cusiana-Cupiagua presentaron un incremento del 8%, pasando de 3,66 USD/MBTU en noviembre 2019 a 3,94 USD/MBTU en noviembre 2020. El precio promedio para los otros campos del interior pasó de 4,08 USD/MBTU en noviembre 2019 a 3,61 USD/MBTU en noviembre 2020, lo que representó una caída de 11%.

2.2.5.1. Precios por sector de consumo y modalidad

Tal como lo ilustra la Figura 58, en lo corrido del año los precios del sector regulado permanecieron estables alrededor de 5,90 USD/MBTU. La mayor variación se presentó en otros sectores no regulados con un 33% de incremento; los precios pasaron de 3,43 USD/MBTU en diciembre 2019 a 4,58 USD/MBTU en noviembre 2020. En el caso de los precios del sector térmico, estos pasaron de 4,18 USD/MBTU en diciembre 2019 a 5,23 USD/MBTU en noviembre 2020, lo que representa un incremento de 25%.

Para el sector de GNVC, los precios pasaron de 3,45 USD/MBTU en diciembre 2019 a 3,50 USD/MBTU en noviembre 2020, lo que representó un incremento de 1%. Por otra parte, el único sector que presentó disminución de precios (3%), fue el sector industrial cuyos precios pasaron de 3,63 USD/MBTU en diciembre 2019 a 3,51 USD/MBTU en noviembre 2020.

Figura 57. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.

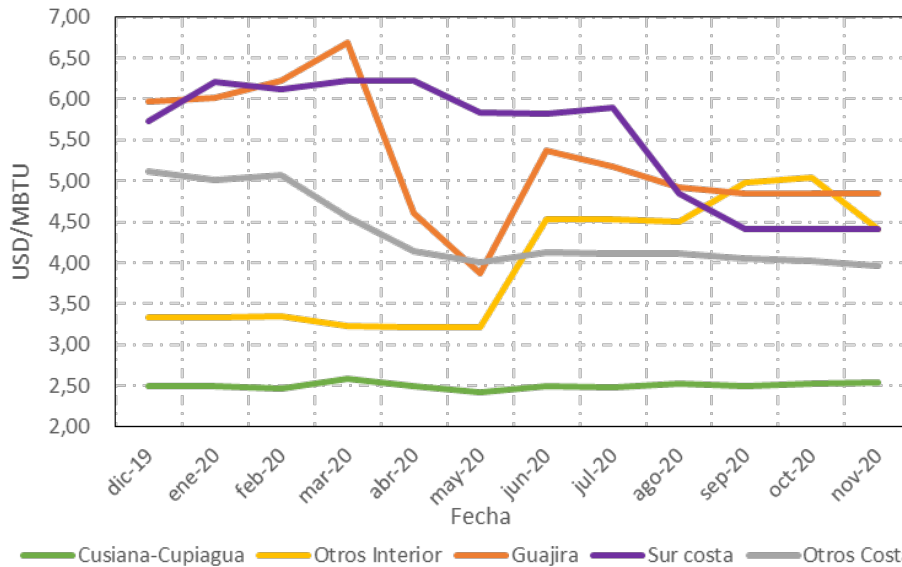


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



Como lo ilustra la Figura 59, los precios promedio de los contratos interrumpibles presentaron una variación importante, sobre todo en los campos del sur de la costa que presentaron una caída de 9%. Los precios pasaron de 4,84 USD/MBTU en agosto, a 4,41 USD/MBTU en noviembre.

Figura 58. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente septiembre - noviembre



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

Los precios promedio de los contratos interrumpibles presentaron una variación importante a excepción de los campos Cusiana – Cupiagua, que permanecieron estables alrededor de 2,50 USD/MBTU. Los otros campos del interior presentaron la mayor variación, pasando de 3,33 USD/MBTU en diciembre 2019 a 4,42 USD/MBTU en noviembre 2020.

En el caso de los campos de la costa, los contratos interrumpibles presentaron disminución de precios. Para los campos del sur de la costa, los precios pasaron de 5,73 USD/MBTU en diciembre 2019 a 4,41 USD/MBTU en noviembre 2020 y para los otros campos de la costa los precios pasaron de 5,12 USD/MBTU en diciembre 2019 a 3,97 USD/MBTU en noviembre 2020.

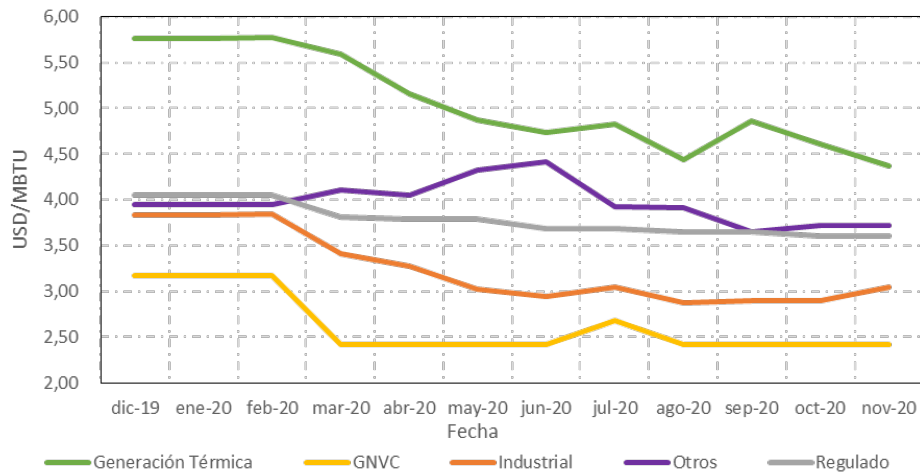
Finalmente, los precios de Guajira disminuyeron 19%, pasando de 5,97 USD/MBTU en diciembre 2019 a 4,84 USD/MBTU en noviembre 2020.



Por otro lado, el precio promedio ponderado de los contratos en interrumpible para los sectores GNVC e industria se mantuvieron por debajo de 3 USD/MBTU, mientras que el precio promedio del sector regulado y los otros sectores no regulados se mantuvo entre 3,5 USD/MBTU y 4,0 USD/MBTU.

La generación térmica estuvo por encima de este valor. Es de resaltar la caída de los precios de contratos en interrumpible del sector térmico, que pasaron de 4,9 en septiembre a 4,4 en noviembre de 2020, tal como se presenta en la Figura 59.

Figura 59. 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.

Para el año corrido, los precios promedio ponderado de los contratos interrumpibles para todos los sectores disminuyeron durante el año. Los sectores GNVC y generación térmica cayeron 24%; el primero pasó de 3,17 USD/MBTU en diciembre 2019 a 2,42 USD/MBTU en noviembre 2020 y el segundo pasó de 5,76 USD/MBTU en diciembre 2019 a 4,36 USD/MBTU en noviembre 2020.

El precio de la industria pasó de 3,84 USD/MBTU en diciembre 2019 a 3,04 USD/MBTU en noviembre 2020 lo que representa una disminución de 21%. El sector regulado presentó una caída de 11%; sus precios pasaron de 4,05 USD/MBTU en diciembre 2019 a 3,61 USD/MBTU en noviembre 2020.

Finalmente, el precio de los otros sectores no regulados pasó de 3,95 USD/MBTU en diciembre 2019 a 3,72 USD/MBTU en noviembre 2020 (- 6%).



3. Análisis de indicadores

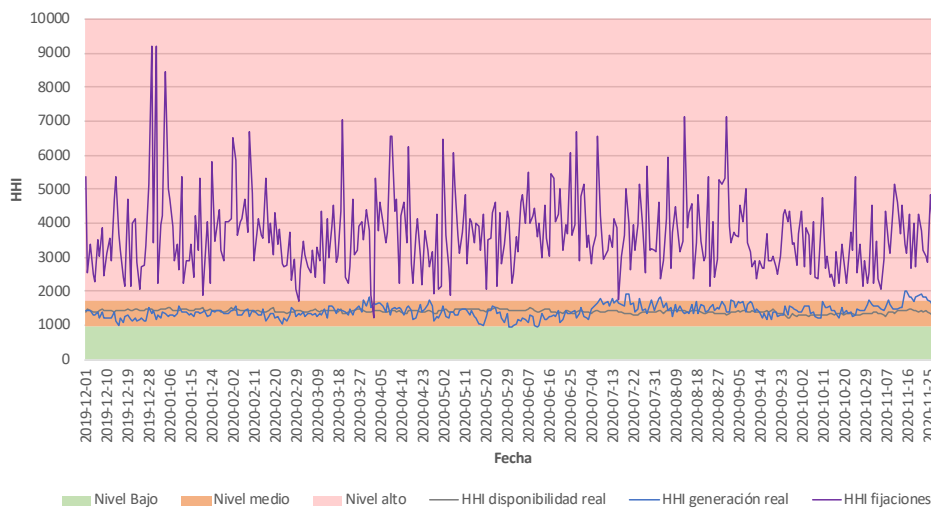
En esta sección se presentan los indicadores de mercado para los mercados de energía eléctrica y gas natural en el periodo de análisis. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes: i) Índices de concentración HHI relacionados con la generación; ii) Indicadores de ofertas de los generadores; y iii) Indicadores de agentes pivotaes; iv) Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme. Respecto al sector de gas natural se presentan los siguientes: i) Índices de precios (nacional versus importado y para sectores térmico y no térmico); ii) Participación en la contratación del mercado primario por productor; y iii) Curva agregada de oferta de contratos.

3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

3.1.1. Indicador de concentración HHI

La Figura 61 muestra los indicadores HHI de disponibilidad real, generación real y fijaciones de precio de bolsa. En forma general, se observa que los indicadores de disponibilidad real y generación real se encontraron durante el año en un nivel medio de concentración, mientras que el HHI para fijaciones de precios de bolsa se encontró principalmente en un nivel alto de concentración.

Figura 60. Indicadores de concentración HHI



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



El HHI de Generación estuvo principalmente entre 1000 y 2000, con contadas excepciones en las que el mismo estuvo por debajo de 1000. Con relación al año anterior, el indicador disminuyó en promedio, pasando de 1523,04 a 1430,45, al igual que sus máximos y mínimos del año, como se observa en la Tabla 20.

Tabla 20. Comparación interanual HHI generación real

Periodo	Promedio	Max	Min
HHI generación Dic 2018 - Nov 2019	1523,04	2296,64	997,12
HHI generación Dic 2019 - Nov 2020	1430,45	2032,67	940,60

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En los meses de diciembre a febrero, el indicador se situó entre 1000 y 1500 principalmente, con una tendencia creciente desde mediados de diciembre hasta principios de febrero influenciada principalmente por la progresiva disminución en la generación de Chivor. A esto, siguió una caída en el indicador hasta finales de febrero, debido a que el aumento en precio de bolsa permitió que plantas térmicas entraran en el despacho.

Desde inicios de marzo el indicador tuvo una tendencia creciente alcanzando su máximo valor en marzo 31 cuando llegó a 1850, después de lo cual tuvo una tendencia decreciente hasta finales de mayo, alcanzando el mínimo en mayo 30, cuando el indicador tuvo un valor de 940,59.

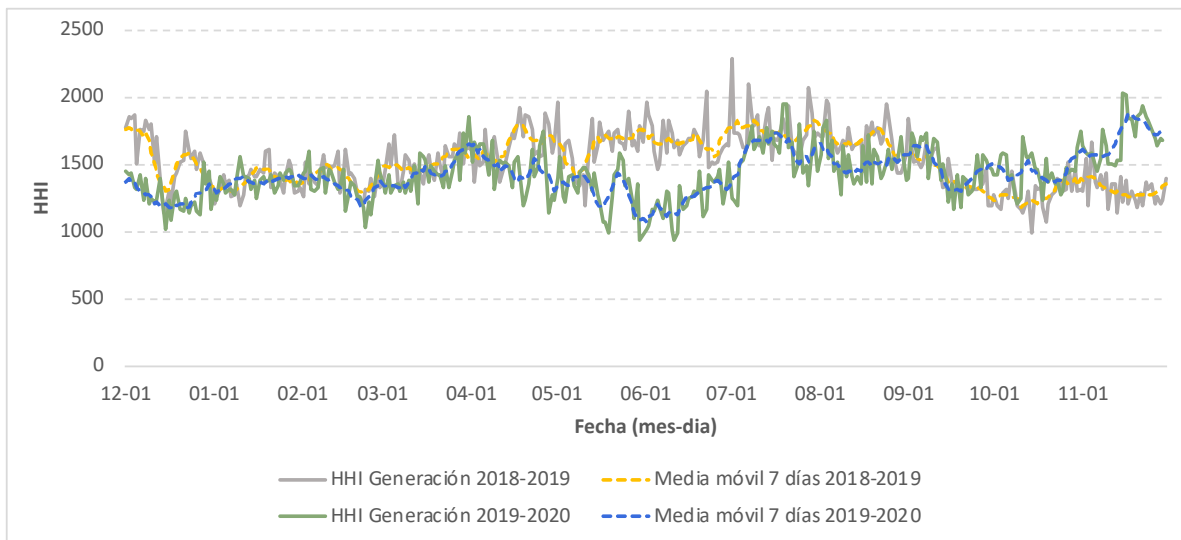
Durante junio el indicador tuvo una tendencia creciente hasta el 20 de Julio donde alcanzó un valor máximo de 1952,09 y después de eso se mantuvo en el rango de 1278,95 y 1832,9 con un promedio de 1550,62 hasta inicios de septiembre donde disminuyó alcanzando el mínimo hacia el 18 de septiembre con 1307. Después de esta fecha, el indicador tuvo una tendencia creciente llegando a 1730 al final de noviembre.

La Figura 62 presenta el indicador de generación real y su media móvil de 7 días centrada al cuarto día que permite ver las tendencias del indicador durante el periodo, comparadas contra la del año inmediatamente anterior. Se observa que el indicador tuvo una tendencia similar al año anterior desde enero hasta abril,



así como desde julio hasta septiembre. Entre abril y julio, el HHI de generación real del presente año fue menor al del año anterior, principalmente porque el precio de bolsa de este año fue muy superior al del año pasado en el mismo periodo, permitiendo a agentes principalmente térmicos entrar en el despacho. Así mismo, desde octubre hasta finales de noviembre de 2020, el HHI fue superior al del año anterior, debido a menores precios de bolsa y por tanto menos agentes que entraron en el despacho (agentes con portafolios hídricos y térmicos a carbón) en 2020 para estos meses.

Figura 61. HHI de generación real y media móvil



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Es de notar, que la tendencia de este indicador fluctúa de manera inversa al precio de bolsa, en virtud a que un mayor precio de bolsa permite a más agentes (principalmente térmicos) entrar en el despacho. Por el contrario, cuando el precio de bolsa es bajo, hay menos agentes con el portafolio hídrico para presentar propuestas, por lo cual en HHI de generación es mayor.

El HHI de disponibilidad real fue en el periodo analizado mucho más estable que los otros indicadores, con un máximo de 1545,9, y con un mínimo de 1248,43. El promedio de este indicador fue de 1420,91 en todo el periodo, siendo superior al del año inmediatamente anterior, que tuvo un promedio de 1404,02 (Tabla 21).



Tabla 21. Comparación HHI disponibilidad interanual

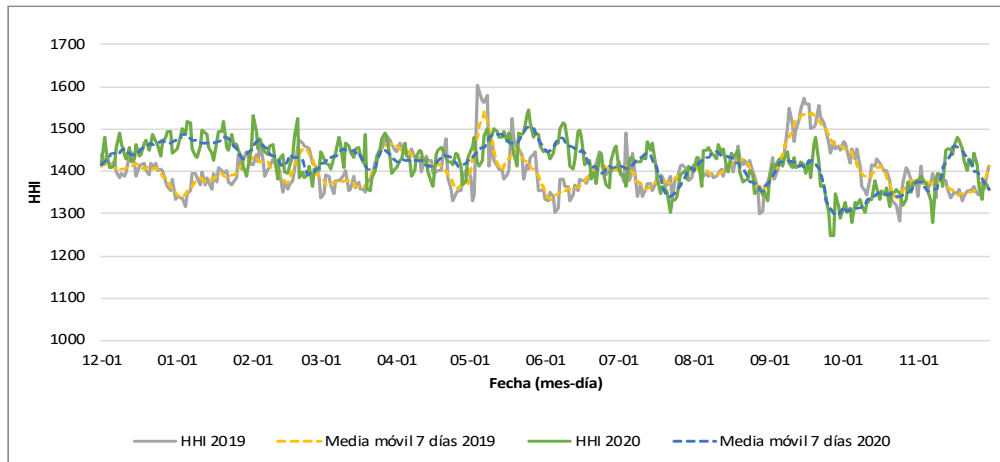
Periodo	Promedio	Max	Mín
HHI Disponibilidad Dic 2018 a Nov 2019	1404,02	1602,17	1283,30
HHI Disponibilidad Dic 2019 a Nov 2020	1420,91	1545,93	1248,43

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Desde diciembre de 2019 hasta finales de mayo de 2020, el indicador no tuvo mucha variabilidad y su mediana de 7 días estuvo la mayor parte del tiempo entre 1400 y 1500. Desde finales de mayo hasta mediados de septiembre, se observó una tendencia decreciente del indicador, debido a que varios agentes comenzaron a disminuir su disponibilidad progresivamente, con el fin de gestionar el volumen útil de sus embalses. Es de resaltar, que la variabilidad durante la mayor parte del año fue menor a la registrada el año anterior, debido principalmente a que, resultado de las medidas frente al COVID-19, se postergaron mantenimientos programados que se realizaron hacia finales de 2020. Este efecto combinado entre la operación normal y mantenimientos rezagados, hizo que el indicador disminuyera de forma importante a finales de septiembre y aumentara progresivamente hasta mediados de noviembre (Ver Figura 63).



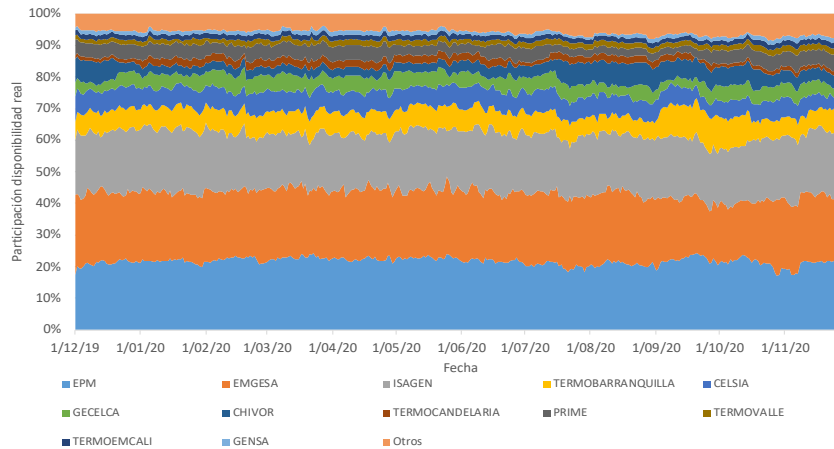
Figura 62. HHI disponibilidad real y media móvil



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 64 muestra la evolución de la participación de la disponibilidad real durante el año analizado. En promedio, cerca del 90% de la disponibilidad real se distribuyó en más de 10 empresas, notándose, que, desde principios de octubre, este porcentaje ha disminuido, en principio por las labores de mantenimiento concurrentes, que habían sido postergadas durante el año debidas a la pandemia.

Figura 63. Evolución participación disponibilidad real por agente



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.¹¹

¹¹ Se procesaron e integraron datos de diferentes series de datos existentes en la BD de XM para un mismo agente, tales como PRIME y CELSIA (EPSA antes de Diciembre de 2019).



La empresa que mayor participación tuvo en la disponibilidad real fue EPM, que tuvo una participación promedio en la disponibilidad real de 21,4% mientras que EMGESA fue segundo, con una participación promedio de 21,1%. ISAGEN por su parte fue tercero, con una participación promedio de 18,5. Estos tres agentes, tuvieron una participación agregada cercana al 60% del mercado.

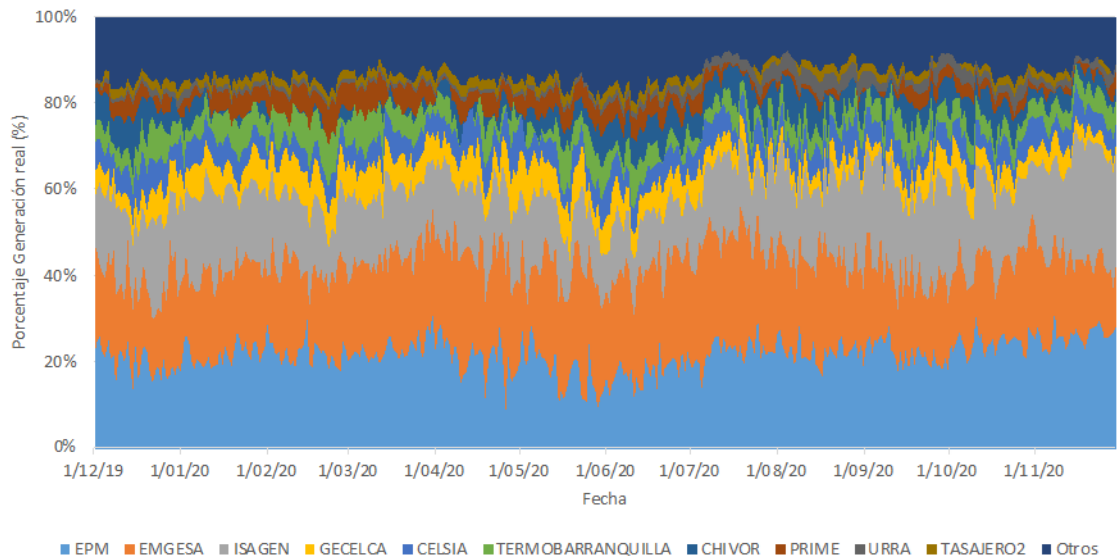
Entre 4% y 10% de disponibilidad real promedio, se encontraron agentes como TERMOBARRANQUILLA, CELSIA, GECELCA y CHIVOR, que sumados tuvieron una participación de 20%.

También se observa la disminución en la participación de la disponibilidad de CHIVOR durante el mantenimiento que tuvo desde mediados de diciembre de 2019 hasta mediados de Julio de 2020, el aumento de participación de PRIME desde febrero hasta mediados de Julio y su aumento nuevamente desde mediados de septiembre, observándose su ajuste en nombre dentro del sistema de información de XM en junio de 2020. Otra empresa que tuvo ajuste en nombre en el sistema de información fue EPSA a mediados de 2019 (No mostrado en la gráfica) que pasó a CELSIA, con una participación promedio de 5,5% en este indicador.

La Figura 65 presenta la evolución de la participación de la generación real por agente. En este caso, 13 agentes hacen el 90% de la participación, sin embargo, las fluctuaciones diarias son más altas comparadas con la participación de la disponibilidad real. Las empresas con mayor participación promedio fueron EPM con 21,68%, EMGESA con 21,02% e ISAGEN con 17,16%, por lo que se tiene una participación promedio cercana al 59%. Entre un 4% y 6% se encuentran TERMOBARRANQUILLA, CELSIA, GECELCA, CHIVOR y PRIME.



Figura 64. Evolución de la participación de la generación real por agente

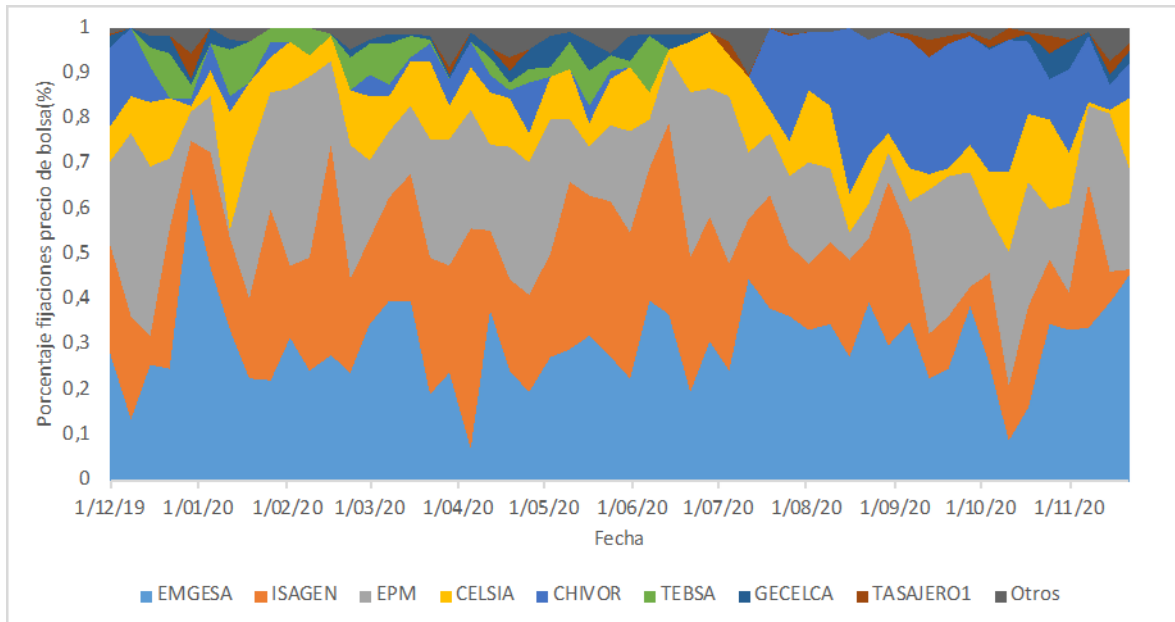


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En cuanto a la evolución de la participación en la fijación de precios de bolsa (Figura 65), se observa que 8 agentes fijan cerca del 98% de los precios de bolsa en promedio. Estas empresas son EMGESA con el 29,7%, ISAGEN con el 23,2%, EPM con el 21%, CELSIA con el 9,8%, CHIVOR con el 9,5%, TEBSA con el 2,3%, GECELCA con el 1,5% y TASAJERO1 con el 0,06% de las fijaciones. También se observa que, desde mediados de julio, Chivor aumentó su participación en las fijaciones producto de la finalización de su mantenimiento programado.



Figura 65. Evolución de la participación en la fijación de precios de bolsa



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.¹²

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.

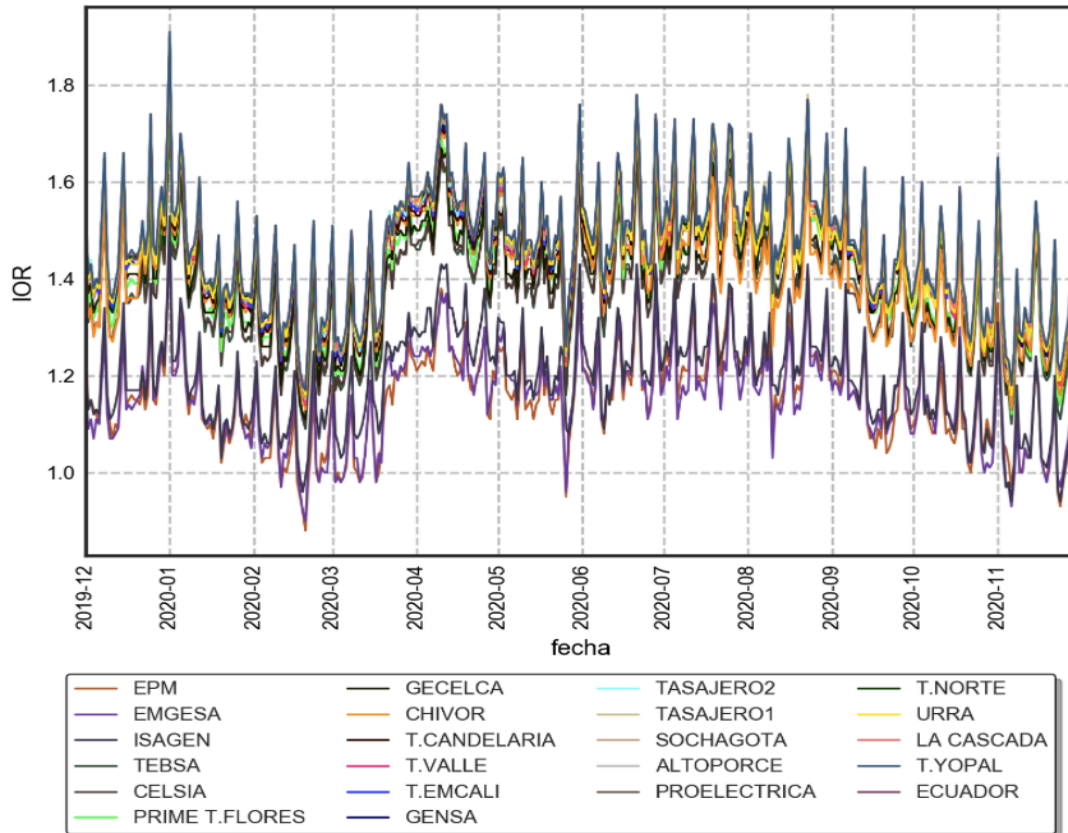
Si el indicador IOR es menor que 1 para un agente dado, la oferta de dicho agente se requiere para atender la demanda en esa hora, por lo que dicho agente es

¹² La gráfica presentada corresponde al promedio semanal, dada la alta variabilidad que se da en las fijaciones de forma diaria.



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

Figura 66. Indicador de oferta residual



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

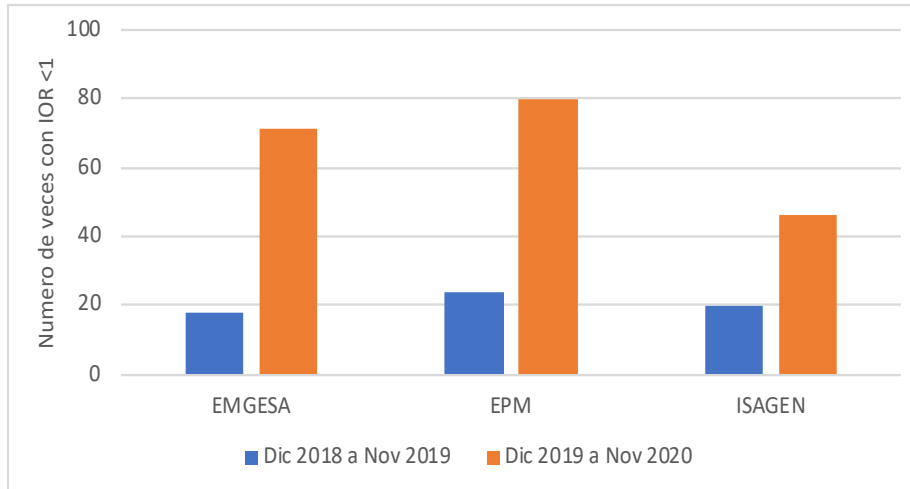
En la Figura 66 se observan los indicadores de IOR mínimos para cada día del año para cada agente, notándose, que el indicador fue superior a 1 en la mayoría del periodo, y en particular, 3 agentes (EMGESA, ISAGEN y EPM) tuvieron IORs inferiores a uno.

De los 366 días del año, el IOR mínimo diario fue estrictamente menor (<1) a uno durante 23 días. No obstante, al sumar todas las veces que el indicador fue menor a 1, se obtiene que EPM fue quien tuvo en más oportunidades el indicador menor



a 1 (80), seguido de EMGESA (71) e ISAGEN (46), para un total de 197 veces, lo cual es significativamente mayor, al compararlo contra el año inmediatamente anterior, en el cual EPM tuvo 24 veces el indicador menor a 1, EMGESA 18 veces, e ISAGEN 20 veces (Figura 68).

Figura 67. Comparación interanual del IOR para agentes analizados



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Así mismo, de los IOR mínimos diarios, se observa que durante el periodo analizado el mayor fue de 1,91 por Termoyopal el primero de enero de 2020, día en que la demanda es mínima. Por su parte, el IOR mínimo diario más bajo durante el mismo periodo, fue de 0,88 el 20 de febrero de 2020.

Es de anotar que, a mediados de marzo, se dio inicio a las medidas para mitigar los efectos de la pandemia COVID-19. Por lo mismo, dado que la demanda disminuyó de forma significativa, este indicador aumentó para todos los agentes generadores. De hecho, se observa que el IOR mínimo del día paso de ser inferior a 1 a ser superior a 1,15 desde el inicio de las primeras medidas a mediados de marzo. Desde mediados de marzo hasta inicios de noviembre, solo se presentó un evento en que el IOR fue menor a 1 (26 de mayo de 2020), debido al efecto combinado de disminución de disponibilidad y aumento de demanda debido a la primera relajación de medidas frente al Covid iniciada en esta fecha.

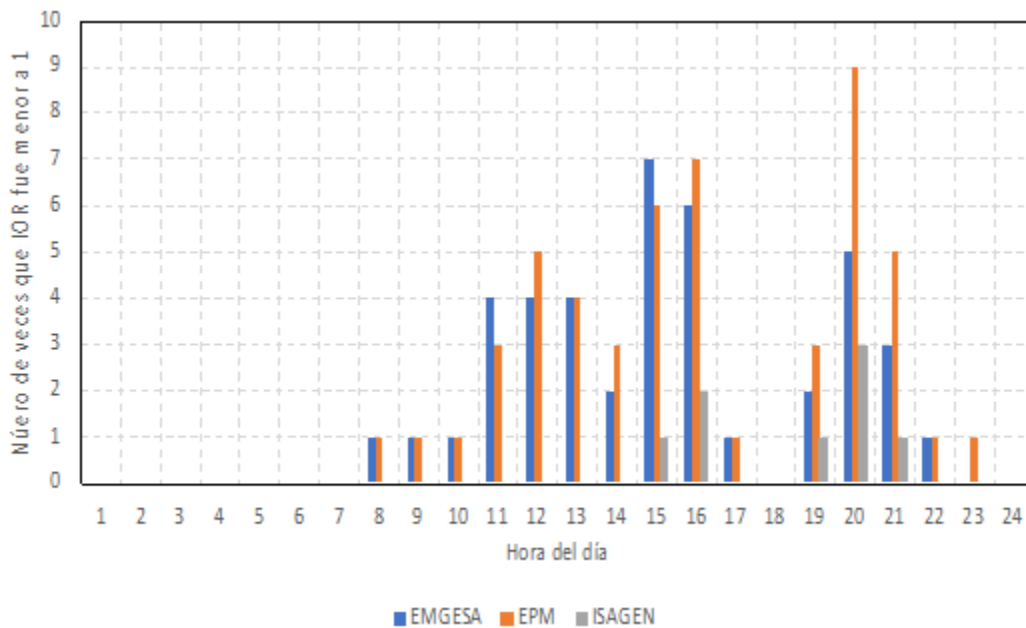
Por otro lado, también es importante resaltar que, dado que la planta CHIVOR se encontró en un mantenimiento importante desde diciembre de 2019 hasta mediados de 2020, donde disminuyó su disponibilidad real a cerca de un 40% de su capacidad instalada, la disponibilidad total del sistema se vió afectada,



haciendo al sistema más propenso a pivotalidades de otros agentes y por tanto aumentando las veces en que el IOR fue menor a 1.

Al analizar la distribución horaria de las veces en las que el IOR fue menor a 1 durante el periodo diciembre 2019 a noviembre 2020 (Figura 68) se encuentra que la hora con más IOR menores a 1 fue las 8 pm, seguido de las 4 pm y las 3 pm. Otras horas significativas fueron las 9 pm, las 12 pm, la 1 pm y las 11 am. Así mismo, desde las 12 am hasta las 7 am no hubo IOR menor a 1 al igual que a las 6pm. Este comportamiento se da como resultado de la curva de demanda, debido a que, a mayor demanda el IOR es menor.

Figura 68. IOR menor a uno para cada hora del día



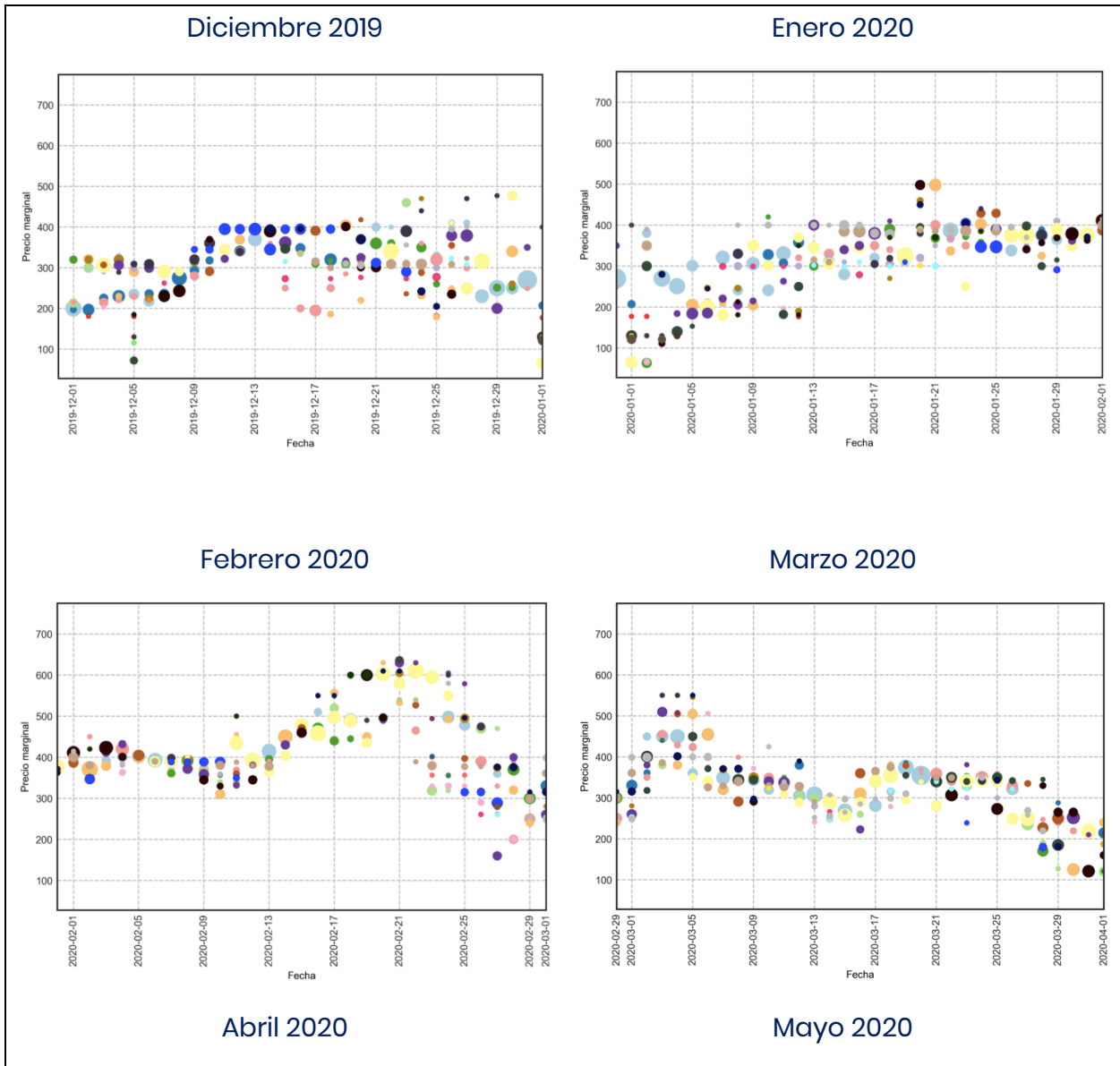
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.3. Seguimiento a la fijación de precios de bolsa

En la Figura 70 y Figura 71 se ilustran 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 69. Fijación precios de bolsa, diciembre 2019 - mayo 2020



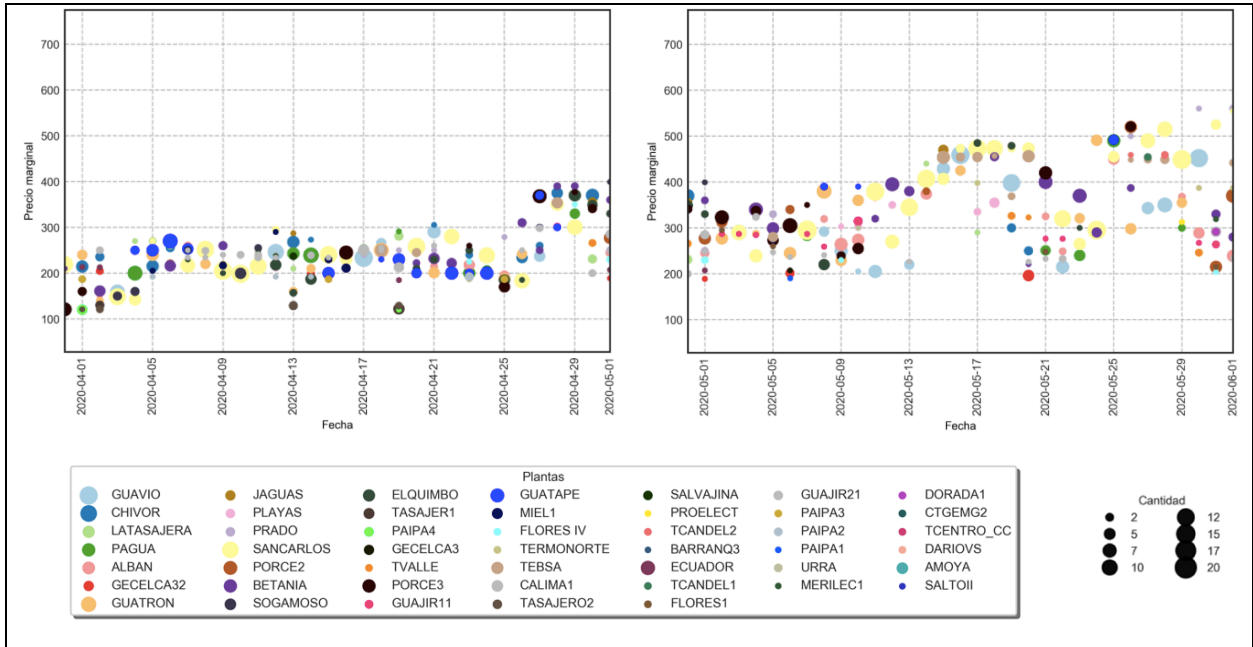
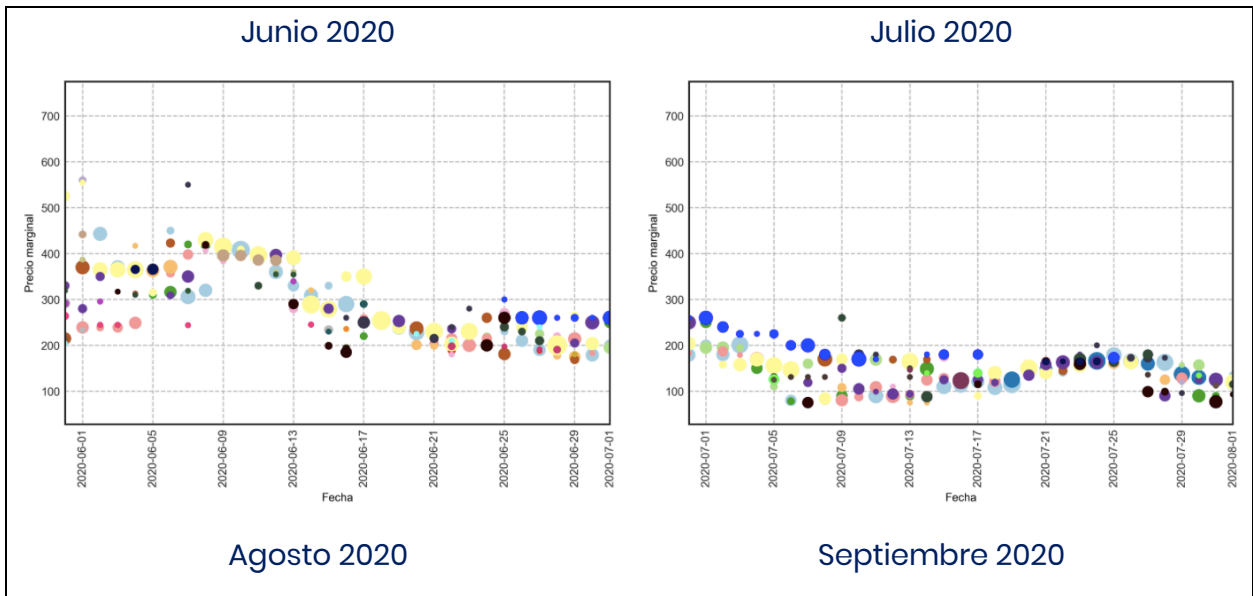
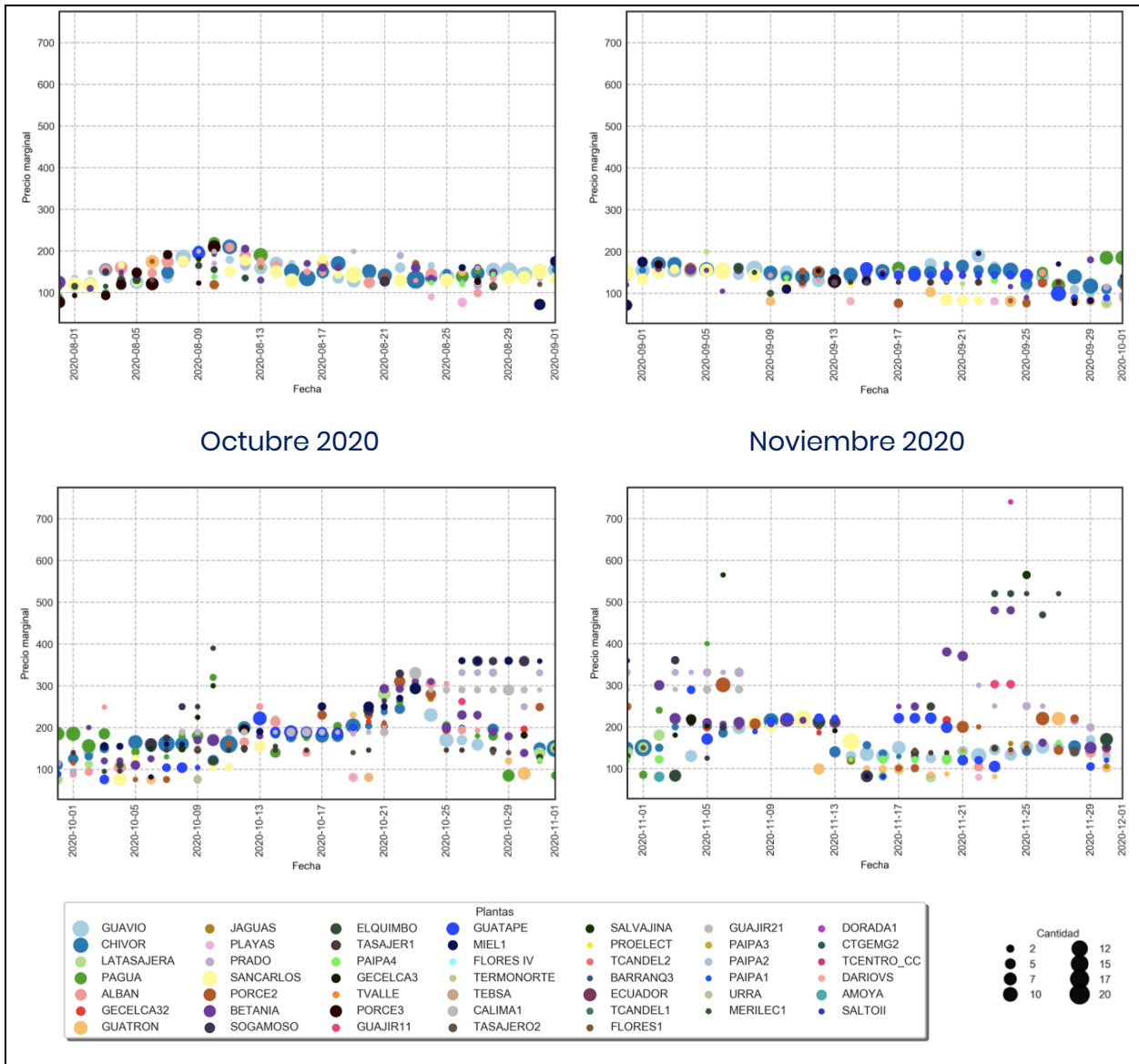


Figura 70. Fijación precios de bolsa junio-2020 a noviembre-2020





Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

En el mes de diciembre de 2019, los precios pasaron de estar en el rango entre 200\$/kWh y 350 \$/kWh a pasar a un rango de 200 \$/kWh y 500 \$/kWh. Entre las principales plantas que fijaron precio de bolsa están Guavio, San Carlos y Guatapé. Esto se dio porque los agentes buscaron mantener su nivel de volumen útil y poder cubrir el periodo de verano adecuadamente. El 31 de diciembre, la planta Guavio fijó el precio 21 de las 24 horas del día, debido a una curva de demanda horaria relativamente plana.

En enero, los precios de bolsa pasaron de estar en un rango entre 80 \$/kWh y 400 \$/kWh a estar en el rango de 350 \$/kWh a 420 \$/kWh al final del mismo mes.



Nuevamente Guavio y San Carlos fueron las plantas que más fijaron el precio de bolsa tanto en número de días como en fijaciones por día.

Durante febrero, los precios aumentaron desde cerca del 12 de febrero hasta el 21 de febrero de forma significativa, ubicándose entre 520 \$/kWh y 650 \$/kWh. Luego disminuyeron ostensiblemente, para al final del mes, estar en el rango de 250 \$/kWh a 400 \$/kWh. Las plantas que estuvieron fijando precios de bolsa por más días fueron San Carlos, Guatrón, Pagua y Betania, mientras que las que más fijaciones por día tuvieron fueron San Carlos, Guatrón y Guavio.

El aumento significativo en el precio de bolsa durante febrero, fue producto de la incertidumbre de los agentes de un potencial Fenómeno del Niño, aunado a unos bajos aportes sostenidos por más tiempo de lo esperado. Cabe resaltar, que el sistema no se encontraba en riesgo de desabastecimiento inmediato, por lo cual es claro que el aumento en las ofertas de los agentes y consecuentemente en los precios de bolsa, obedece a una percepción de riesgo futuro, el cual fue disipado con el aumento en los aportes, así como con los pronósticos del IDEAM¹³ que aumentaron la probabilidad de un Fenómeno de la Niña. En este sentido, el riesgo percibido no se materializó durante el año.

Durante marzo, los precios de bolsa iniciaron al alza, estando entre 380 \$/kWh y 580 \$/kWh, disminuyendo y estabilizándose durante casi todo el mes en rangos entre 200 \$/kWh y 400 \$/kWh para disminuir al final entre 200 \$/kWh y 350 \$/kWh. Las plantas que durante más días estuvieron fijando precios fueron San Carlos, Guavio, Albán y Calima. Sin embargo, las que más fijaciones tuvieron por día, fueron San Carlos y Guavio, las cuales llegaron a fijar en precio hasta 14 y 20 veces en días determinados respectivamente.

Para el mes de abril, los precios de bolsa estuvieron relativamente estables, en el rango de 100 \$/kWh a 300 \$/kWh, aumentando hacia el final del mes, a un rango entre 200 \$/kWh y 400 \$/kWh. Las plantas que tuvieron fijaciones por más días fueron San Carlos, Calima, El Quimbo y Guatapé, mientras que las que más fijaciones por día tuvieron fueron San Carlos y Guavio.

¹³ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia



En mayo, los precios se mantuvieron en el rango de 200 \$/kWh a 400 \$/kWh durante las primeras dos semanas, aumentando después, para finalizar el mes en un rango de 200 \$/kWh a 550 \$/kWh. Este aumento en el rango es consecuencia de los niveles de volumen útil de los agentes que llegaron a sus mínimos durante mayo, unidos al aumento de los aportes, por lo cual los agentes comenzaron una estrategia generalizada de embalsamiento, apoyándose en la capacidad térmica de plantas de Gas natural y de carbón. Las plantas que fijaron precios durante más días fueron San Carlos, Albán, Guavio y Betania, siendo Guavio y San Carlos las que más fijaron precios de bolsa por día, llegando a estar por encima de 14 fijaciones por día.

En el mes de junio, los precios de bolsa comenzaron a disminuir, terminando en un rango entre 170 \$/kWh y 270 \$/kWh. Esto en la medida en que el volumen útil de los agentes comenzó a aumentar por el aumento en los aportes. San Carlos, Guavio, Albán y Betania fueron las plantas que fijaron el precio de bolsa durante más días, siendo los dos primeros los que tuvieron más fijaciones por día.

En los meses de julio, agosto y septiembre, los precios de bolsa disminuyeron a niveles entre 80 \$/kWh y 200 \$/kWh principalmente. Esto debido a unos mayores niveles de aportes y a un aumento del volumen útil de los agentes, así como la entrada en generación de una disponibilidad importante de la planta Chivor que se encontraba en mantenimiento desde mediados de diciembre de 2019. Durante Julio, las plantas que más días fijaron precios fueron Betania, Albán, Guavio y San Carlos, y las que más fijaron precios por día fueron Chivor, San Carlos y Guavio.

En los meses de agosto y septiembre, Guavio, Chivor, Albán y San Carlos fueron los agentes que tuvieron más días con fijaciones, siendo Chivor, San Carlos y Guavio los que tuvieron más fijaciones por día, por encima de 12 fijaciones por día.

Para el mes de octubre, el rango de precios aumentó a rangos entre 150 \$/kWh y 370 \$/kWh. Esto se da por un aumento de indisponibilidades y mantenimientos postergados, así como la disminución en disponibilidad de Chivor a 50%. Las Plantas Chivor, Calima y Sogamoso fueron quienes más días fijaron precio, mientras que las que más fijaciones por día tuvieron fueron Chivor, Guavio y Pagua con diez fijaciones por día o más.

Durante el mes de octubre, se presentaron días con situaciones atípicas, tales como 9 y 10 de octubre, donde la conjunción de mantenimientos, plantas



inflexibles y plantas en pruebas, hicieron que, durante una de las horas del día, las fijaciones de precio de bolsa hayan sido inusualmente altas.

Finalmente, para el mes de noviembre, se tuvieron varios días donde si bien el precio promedio fue relativamente similar a meses anteriores, los precios máximos del día fueron significativamente altos, es decir, hubo una hora en la que el precio de bolsa fue excesivamente alto. Estos días fueron, 23, 24, 25, 26 y 27. Esto se dio principalmente por la disponibilidad reducida del sistema, debido a mantenimientos que, por la emergencia sanitaria, habían sido postergados a su límite. Así mismo, el agente CELSIA se encontraba con precios altos debido a la disminución importante de su volumen útil y su necesidad de recuperarlo con miras al inicio del nuevo año.

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 año. 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 los aportes registrados en el sistema de información de XM sobre el máximo nivel de aportes del periodo diciembre 2019 a noviembre 2020. Finalmente se compara con los precios ofertados por las plantas despachadas centralmente dentro del portafolio de los agentes generadores.

La Tabla 22 presenta los estadísticos básicos para las plantas de EMGESA y sus precios de energía ofertados durante el periodo diciembre 2019 a noviembre 2020. En particular, se resalta que la planta con precios de oferta promedio más económicos fuer Darío Valencia Samper, seguido de las plantas Zipa 2, Zipa 3, Zipa 4 y Zipa 5 a carbón, cuyos precios promedio ofertados estuvieron en el rango entre 185,77 \$/kWh y 193,54\$/kWh. Por encima de estas, estuvieron las plantas hídricas Pagua, Guavio, El Quimbo y Betania, con precios promedio entre 193,68 \$/kWh y 263,77\$/kWh. Finalmente, las plantas Cartagena 1, Cartagena 2 y Cartagena 3 presentaron el precio promedio más alto del portafolio entre 821,67 y 874,73 \$/kWh. Lo anterior indica que, en promedio, el portafolio hídrico de EMGESA fue más costoso que su portafolio a carbón.

Tabla 22. Estadística descriptiva básica precios de oferta EMGESA

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
BETANIA	263,77	233,00	145,00	65,28	647,00
CARTAGENA1	874,73	866,58	17,33	843,49	937,83
CARTAGENA2	821,67	853,15	121,40	210,00	901,20
CARTAGENA3	840,69	860,00	88,22	220,00	910,00
DARIOVALENCIASAMPER	120,04	89,00	62,14	66,22	456,00
ELQUIMBO	210,52	170,00	149,80	63,58	648,00



planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
GUAVIO	211,55	167,00	131,03	63,43	580,00
PAGUA	193,68	119,50	151,24	61,43	700,00
ZIPAEMG2	185,77	183,29	11,94	80,00	201,23
ZIPAEMG3	192,87	196,00	8,81	81,00	202,35
ZIPAEMG4	193,54	196,55	14,10	80,00	203,00
ZIPAEMG5	192,18	198,22	14,21	80,00	202,33

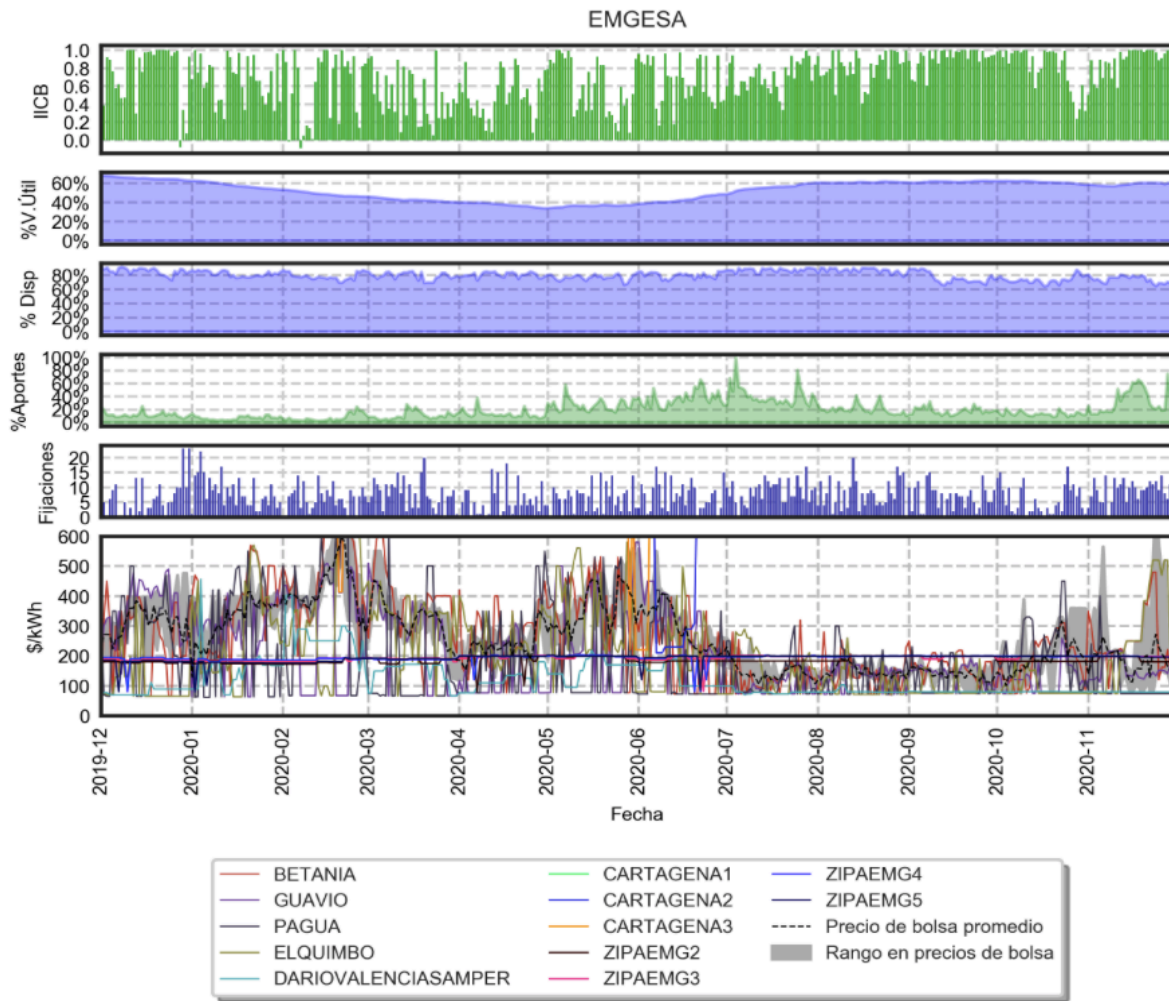
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 72 muestra que el agente EMGESA, tuvo tres veces el indicador IICB por debajo de cero, lo que implica que en esos días, sus ingresos por ventas de energía en bolsa fueron superiores a sus ventas de energía por contratos bilaterales.

Así mismo, se observa que, durante el primer semestre, su indicador IICB fue inferior a 0,4 en más oportunidades que en el segundo semestre, cuando el indicador se encontró principalmente por arriba de 0,4. Esto quiere decir, que en el primer semestre, el agente tuvo más ingresos por bolsa que en el segundo semestre de 2020. Esto debido principalmente a los precios de bolsa más altos en el primer semestre. Se observa que el mes en que su indicador IICB estuvo en promedio más cerca de 0 fue marzo, donde el agente generó excedentes importantes que se vendieron en bolsa a un precio relativamente alto. En abril, aunque el agente tuvo mayor energía vendida en bolsa que en marzo, sus ingresos fueron menores debido a los bajos precios de bolsa del mercado.



Figura 71. Comparación de indicadores EMGESA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Este agente tuvo una disponibilidad promedio alrededor de 86,44% de su capacidad instalada en el mes de diciembre de 2019, y desde enero hasta junio de 2020 tuvo una disponibilidad entre el 77% y el 83%. De julio a agosto la misma aumentó a cerca de 87%, y desde principios de septiembre de 2020 se observa una disminución a cerca del 75% de su capacidad efectiva neta. En particular, se ve que el agente aumenta su disponibilidad cuando tiene un alto nivel de recurso hídrico (ej. Por encima de 50% de volumen útil) y no hay disminución progresiva de su volumen útil. Así mismo, desde principios de septiembre el agente disminuyó su disponibilidad, en principio por labores de mantenimiento postergadas por la pandemia Covid-19.



Durante diciembre de 2019 y enero de 2020, este agente fijó precios de bolsa principalmente con Betania, Pagua y Guavio, entre 200 y 400 \$/kWh. Hacia mediados de febrero, este agente subió sus precios por encima de 500\$/kWh, llegando a 600\$/kWh durante algunos días. Si bien esta situación se dio por la incertidumbre respecto a un potencial Fenómeno del Niño y se tuvieron aportes bajos durante el mes de febrero, se resalta que el agente aumentó sus precios de oferta una vez su volumen útil disminuyó por debajo de 50%.

En la medida en que los aportes aumentaron a principios de marzo, el agente disminuyó el precio de Guavio, el cual por su alta capacidad fijó los precios de manera significativa, lo cual unido a la disminución de la demanda producto de las medidas tomadas contra el COVID-19 permitió que el precio disminuyera alrededor de 250\$/kWh. Por otro lado, el agente gestionó de manera alternada sus embalses de Quimbo, Pagua y Betania.

Se observa que, a principios de mayo, cuando este agente alcanzó su volumen útil mínimo (36,72%), se da inicio a un segundo periodo de aumento de precios, hasta mediados de junio, notándose que cuando el agente logra un volumen útil cercano a 50% sus precios de portafolio disminuyen, en la medida a que el agente cuenta con aportes hídricos importantes, así como mayor seguridad en el pronóstico de un Fenómeno de la Niña.

Finalmente se observa que, entre agosto y noviembre, el agente ha mantenido un volumen útil alrededor de 60%. La Tabla 23 presenta la evolución del promedio mensual para los indicadores.

Tabla 23. Promedio mensual para los indicadores analizados para EMGESA

	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20
IICB	0,75	0,67	0,60	0,48	0,49	0,60	0,66	0,71	0,82	0,92	0,81	0,89
% V. útil	65,58	58,11	49,23	42,96	37,96	36,72	43,22	55,85	61,23	61,94	61,37	59,26
% aportes	12,58	7,57	8,01	11,32	13,50	27,75	37,40	41,89	20,95	18,57	14,05	34,81
% D. real	86,44	82,46	78,83	79,59	81,29	77,39	80,59	87,97	87,32	76,94	73,95	74,39

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



La Tabla 24 presenta las variables estadísticas descriptivas para los precios de oferta de EPM por cada planta en el periodo diciembre 2019 – noviembre 2020. Es de resaltar que, durante el año, las plantas con precios de oferta más económicos fueron Termosierra y San Francisco con promedios entre 72,45\$/kWh y 74,91 \$/kWh respectivamente. Por su parte, las plantas hídricas Playas, La Tasajera, Guatrón, Guatapé, Porce II y Porce III, presentaron durante el año, precios promedio en el rango de 179,81\$/kWh a 267,93\$/kWh. La planta más costosa de su portafolio en promedio, fue Termodorada con 635,99 \$/kWh. Esto indica que el portafolio hídrico de este agente fue en general más costoso que la mayoría de las plantas carbón del sistema dado que, de su portafolio, solo una planta (playas), presentó precios promedio durante el año menores a la mayoría de las plantas a carbón y las demás plantas, estuvieron por encima de 227 \$/kWh.

Así mismo, las plantas con menor variabilidad en precios ofertados fueron Termosierra y San Francisco, con desviaciones estándar de 0,66 \$/kWh y 4,91 \$/kWh respectivamente, mientras que otras plantas del portafolio hídrico tuvieron desviaciones entre 132,94 \$/kWh y 170,94 \$/kWh indicando que tuvieron gran variabilidad durante el año. Finalmente, la planta con mayor desviación estándar fue Termodorada con 281,84 \$/kWh.

Tabla 24. Estadística descriptiva básica precios de oferta EPM

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
GUATAPE	234,69	211,50	144,48	63,43	569,00
GUATRON	238,22	196,00	158,87	66,53	639,00
LATASAJERA	227,94	192,50	164,76	63,43	635,00
PLAYAS	179,81	98,50	132,94	66,05	571,00
PORCEII	267,93	238,50	167,42	63,43	635,00
PORCEIII	241,96	197,50	170,94	65,28	641,00



planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
SANFRANCISCO	74,91	75,23	4,91	66,05	86,00
TERMODORADA1	635,99	740,41	281,84	78,56	936,03
TERMOSIERRACC	72,45	71,97	0,66	71,97	73,35

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Como se observa en Figura 73, EPM ha mantenido su indicador IICB alrededor de 0,8 durante la mayor parte del año, es decir sus ingresos por contratos han sido más altos que sus ingresos por bolsa, disminuyendo el mismo alrededor de 0,64 desde mediados de septiembre hasta finales de octubre, explicándose esto, por la disminución en los precios de oferta de todo su portafolio, que hizo que durante este periodo la mayoría de sus plantas entraran en mérito y por tanto, sus ingresos en bolsa aumentaron durante estos meses.

Así mismo, se observa que durante diciembre el agente fue paulatinamente aumentando los precios de sus ofertas, fijando el precio de bolsa principalmente con Guatapé. Desde mediados de diciembre hasta finales de enero, el agente mantuvo ofertas de varias de sus plantas hidroeléctricas alrededor de 500 \$/kWh, alternando su entrada en mérito, y a finales de febrero el agente aumento el techo de sus ofertas alrededor de 600 \$/kWh. El volumen útil del agente estuvo en diciembre de 2019 alrededor de 73%, comenzando a disminuir en enero, llegando a su mínimo en mayo, como se observa en la Tabla 25, que presenta el promedio mensual de los indicadores para EPM.



Tabla 25. Promedio mensual de indicadores analizados para EPM

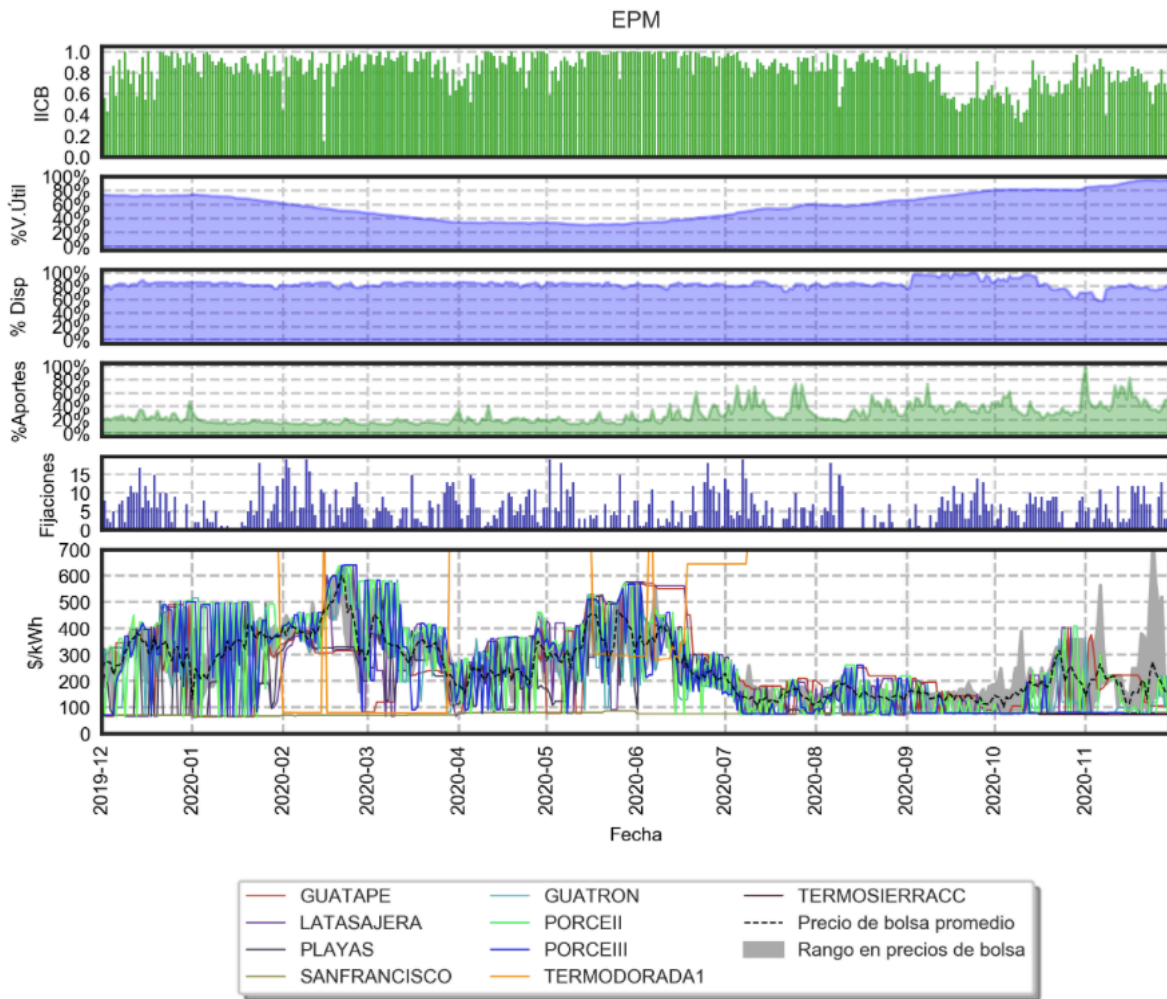
	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20
IICB	0,82	0,88	0,85	0,89	0,88	0,93	0,97	0,88	0,88	0,67	0,64	0,74
% V, útil	73,10	69,20	54,75	41,55	34,39	32,48	38,66	53,47	61,29	73,28	81,48	90,80
% aportes	24,71	17,26	15,19	16,33	20,48	18,70	27,39	40,94	30,45	40,48	36,65	49,39
% D, real	83,42	83,35	82,33	84,22	83,96	83,21	82,16	81,05	83,01	94,61	83,46	75,09

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Es de notar que, en febrero, cuando el agente aumentó sus precios alrededor de 600 \$/kWh, su volumen útil no se encontraba en riesgo y de hecho, el promedio de volumen útil del mes fue de 54,75%. Sin embargo, el porcentaje de aportes comparado contra el máximo del año analizado fue bastante el menor en promedio (15,19%), lo cual explica el aumento de los precios ofertados de su portafolio, frente a la incertidumbre de un potencial Fenómeno del Niño, riesgo que finalmente no se materializó.



Figura 72. Comparación de indicadores EPM



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, el volumen útil mínimo del agente ocurrió en el mes de mayo (32,48%), aumentando en la medida del aumento de los aportes, que tuvieron su máximo al principio de noviembre. En noviembre, el agente logró tener un volumen útil por encima del 90% en promedio.

En cuanto a la disponibilidad real, la misma estuvo alrededor de 83% durante la mayoría del periodo analizado, aumentando a 94,61% en septiembre con una máxima disponibilidad durante la segunda semana de octubre, y disminuyendo de forma importante desde la segunda semana de octubre hasta mediados de noviembre, donde este indicador tuvo un promedio de 75,09%. Esto se explica principalmente por los aplazamientos de mantenimientos del año, debido a la contingencia relacionada con la pandemia Covid-19.



En el caso de ISAGEN, se observa en la Tabla 26, que su portafolio hídrico, estuvo en promedio entre 208,99 \$/kWh y 294,04 \$/kWh; esto es, por encima del promedio de la mayoría de las plantas a carbón en el sistema de generación nacional. Su única planta térmica, Termocentro, tuvo en promedio, un precio ofertado de 519 \$/kWh. En general, se observa que los precios de oferta de cada planta tuvieron variaciones importantes, dado que las desviaciones estándar varían entre 130,7 \$/kWh a 179 \$/kWh.

Tabla 26. Estadística descriptiva básica precios de oferta ISAGEN

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
JAGUAS	211,74	76,68	176,60	62,96	641,00
MIELI	294,04	271,00	179,36	62,96	642,00
SANCARLOS	208,99	155,75	147,67	62,96	611,00
SOGAMOSO	231,46	185,00	172,59	62,96	640,00
TERMOCENTROCC	519,61	560,80	130,78	187,79	614,46

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

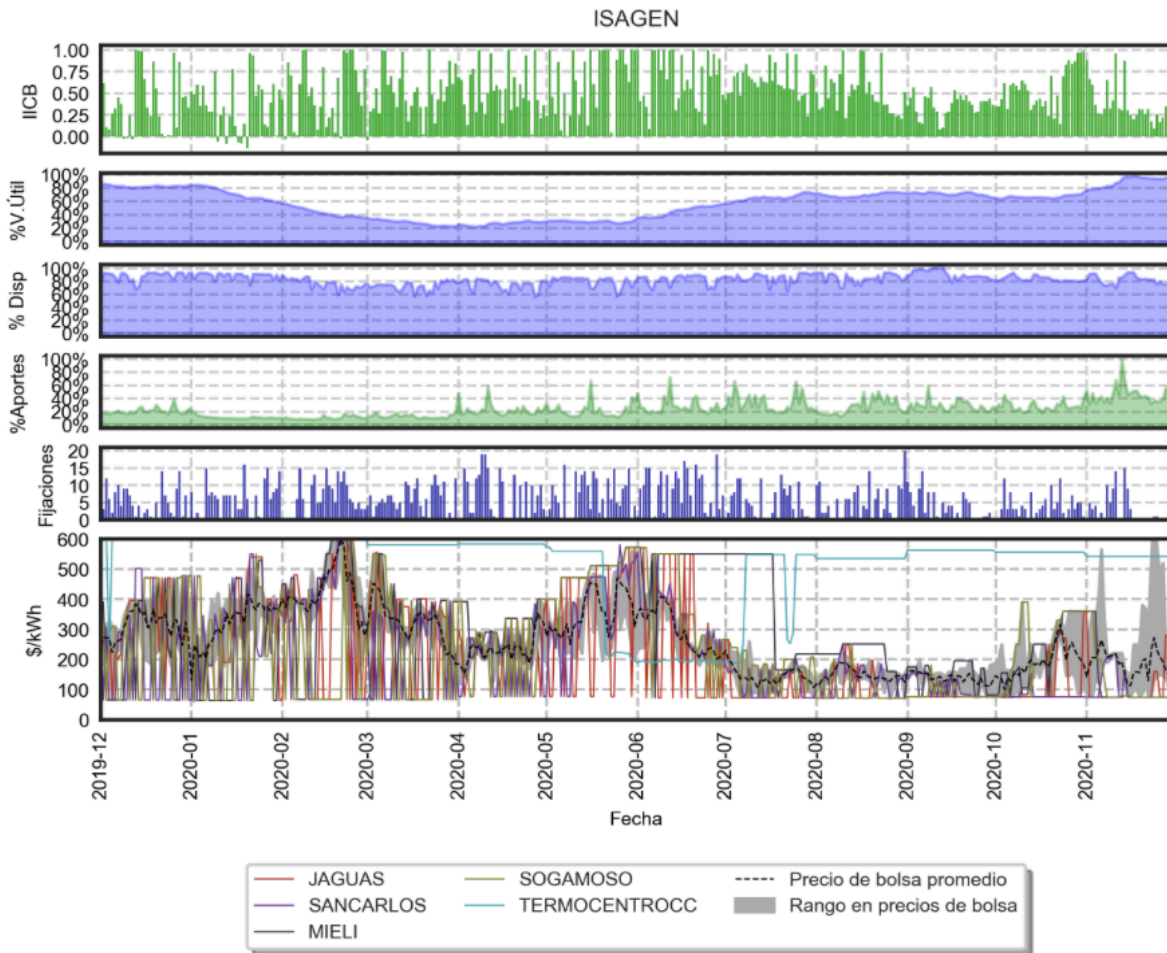
La Figura 73 presenta la evolución diaria de los indicadores para ISAGEN. Se observa que su indicador IICB fue relativamente bajo en los meses de diciembre de 2019, y enero de 2020. De las 13 oportunidades en las cuales el agente tuvo IICB menor a 0 durante al año, 11 fueron en diciembre 2019 y enero 2020. En estos días sus ingresos por bolsa fueron superiores a sus ingresos por contratos de energía.

Esto fue resultado de unos altos precios de bolsa sumado a que en los días que el IICB fue menor a 0, sus plantas entraron en gran medida en el despacho, por lo cual suministraron más energía que en otros días. Durante diciembre, el agente tuvo ofertas por encima del promedio con lo cual logró mantener su nivel de volumen útil cerca del 80% durante todo el mes. Se observa que hay meses donde el IICB es más alto como mayo y junio donde, aunque el precio de bolsa es alto, sus ventas en bolsa son relativamente bajas dado que el agente aumento sus



precios por encima del promedio suministrando menos energía al sistema, al no entrar en mérito.

Figura 73. Comparación de indicadores ISAGEN



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Con relación al volumen útil del agente, se observa que el mismo disminuye de enero a abril, pasando de un 80% a un 20% a principios de abril, y con el aumento de los aportes, el agente disminuye sus precios de oferta entre marzo y abril, aumentándolos nuevamente durante mayo, con el fin de aumentar su volumen útil. Desde agosto hasta septiembre, el agente ha mantenido su nivel de volumen útil alrededor de 70%, manteniendo precios de oferta entre 100 \$/kWh y 200\$/kWh.

Se observa que el agente tuvo aportes mínimos entre enero y febrero de 2020, razón por la cual aumentó sus precios de oferta a finales de febrero, y así mismo, el porcentaje de aportes aumentó durante el segundo semestre, siendo el más



alto, durante noviembre donde alcanzó el 46% del máximo de los aportes. El máximo de los aportes (100%) lo tuvo durante el mes de noviembre, observándose que el mismo, es un 35% más alto que el segundo registro de aportes.

La Tabla 27 presenta los promedios mensuales de los indicadores para ISAGEN. Se observa que el mínimo IICB del agente fue en enero y septiembre (0,36), el mínimo de volumen útil promedio fue en abril (27,09%), el mínimo porcentaje de aportes fue en febrero (10,68%), seguido de enero (11,68%) y la disponibilidad mínima promedio fue en marzo (73,52%)

Tabla 27. Promedio mensual de indicadores ISAGEN

	díc-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20
IICB	0,40	0,36	0,52	0,51	0,53	0,62	0,68	0,64	0,51	0,36	0,56	0,38
% V. útil	82,75	71,76	44,25	28,51	27,09	30,17	45,72	65,58	69,89	71,52	66,95	89,88
% aportes	21,09	11,68	10,68	13,12	22,64	21,61	27,81	33,14	27,46	29,05	28,00	45,91
% D. real	88,61	89,60	76,87	73,52	75,31	80,41	83,46	86,24	85,96	91,85	84,41	83,06

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para CHIVOR, se observa en la Tabla 28, que su promedio anual de precio ofertado se encontró en 203,50 \$/kWh, siendo superior al precio de la mayoría de las plantas a carbón. Así mismo, esta planta tuvo una variación importante, y por lo mismo, su desviación estándar fue de 164 \$/kWh.

Tabla 28. Estadística descriptiva básica precios de oferta CHIVOR

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	203,50	150,0	164,48	62,96	645,11

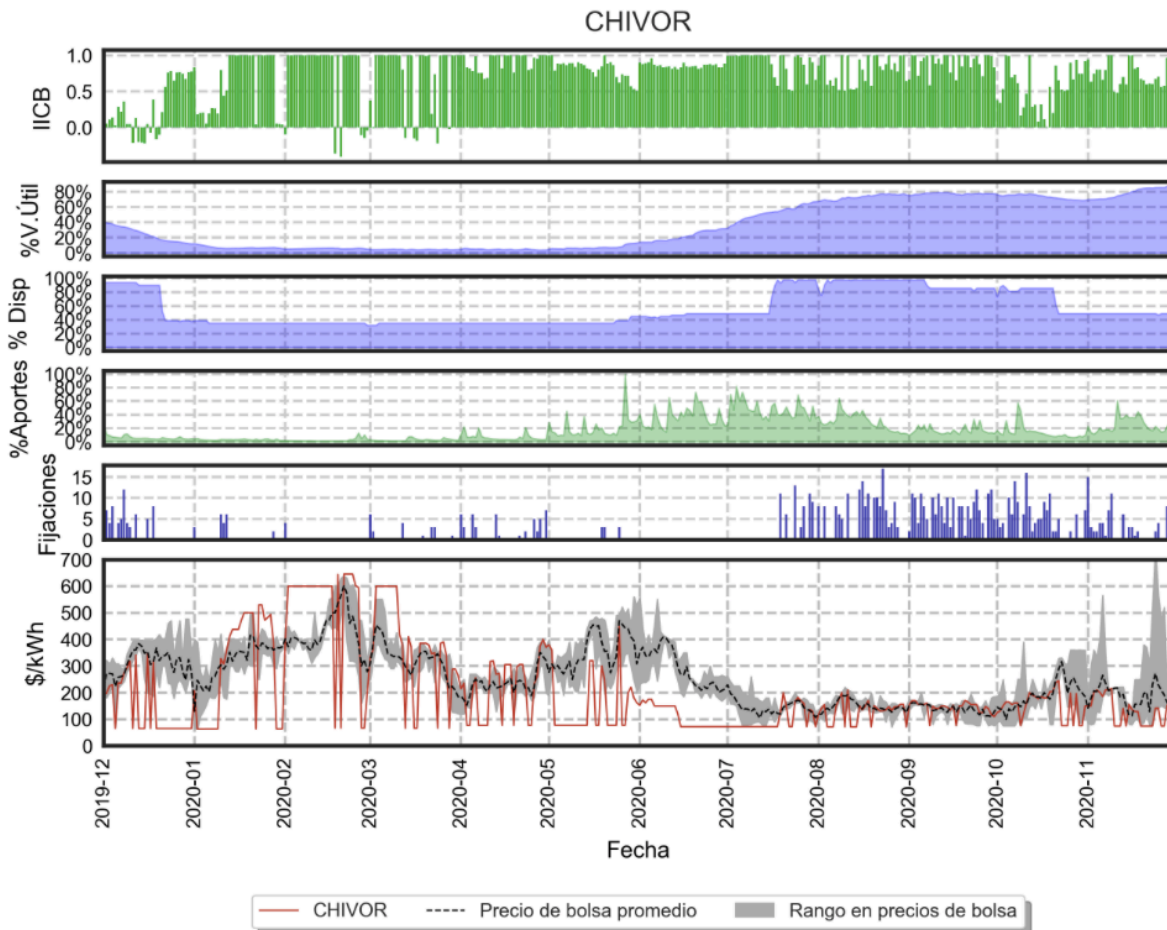
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Así mismo, como se observa en la Figura 74, el IICB para el agente fue inferior a 0 en 21 oportunidades durante el año analizado. La planta tuvo un volumen útil cercano al 10% durante los meses de enero a mayo, tiempo en el cual su disponibilidad real estuvo a cerca del 40% de su capacidad efectiva neta,



producto de un mantenimiento que requería bajo nivel de embalse. Entre junio y julio, el agente aumento su nivel de volumen útil en la medida que sus niveles de aportes aumentaron, y a mediados de Julio, su disponibilidad aumentó al 100% y su volumen útil a cerca del 80%.

Figura 74. Comparación de indicadores CHIVOR



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Producto de una mayor disponibilidad y mayor capacidad de generación, el agente aumentó el número de fijaciones de precio de bolsa desde mediados de Julio hasta mediados de octubre, donde el agente disminuyó su disponibilidad nuevamente a cerca del 50%.

En el mes de enero, el agente aumento sus precios de oferta alrededor de 500 \$/kWh. A principios de febrero los aumentó alrededor de 600\$/kWh aumentándolos cerca de 650 \$/kWh al final de febrero. En la medida del aumento de aportes el agente disminuyó sus precios.



La Tabla 29 presenta el promedio mensual de los indicadores comparados. Se observa que los menores valores del indicador IICB correspondieron a los meses de diciembre de 2019 (0,26) y octubre de 2020 (0,55). En cuanto al volumen útil, el menor fue durante marzo y abril con 4,96%. El menor nivel de aportes del año monitoreado fue 2,88% durante febrero, seguido de marzo con 3,18%.

Tabla 29. Promedio mensual de Indicadores Chivor

	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20
IICB	0,26	0,62	0,75	0,72	0,91	0,81	0,86	0,90	0,79	0,90	0,55	0,73
% V. útil	24,93	7,51	6,05	4,77	4,96	7,59	22,12	52,78	73,37	77,63	73,65	78,96
% aportes	6,84	3,39	2,88	3,18	7,08	21,26	37,23	48,13	30,18	17,37	14,69	25,49
% D. real	73,97	35,94	35,17	35,00	35,30	36,89	47,09	73,02	96,47	88,28	72,39	48,97

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 30), se observa que en general su portafolio hídrico tuvo un promedio superior a muchas de las plantas a carbón. En particular, la planta más económica fue Cucuana con 116,57 \$/kWh en promedio, mientras que sus otras 4 plantas estuvieron en el rango de 213,72 \$/kWh y 406 \$/kWh. La planta térmica de Celsia tuvo precios de oferta en promedio a 552,53 \$/kWh. La planta que menor variación tuvo fue Cucuana, con una desviación estándar de 68,98 \$/kWh, mientras que la que más desviación estándar tuvo fue Salvajina con 183 \$/kWh.

Tabla 30. Estadística descriptiva básica precios de oferta CELSIA

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
ALBAN	213,72	171,20	137,80	62,96	646,70
CALIMA	377,75	395,00	154,88	63,58	644,00
CUCUANA	116,57	76,68	68,98	62,96	400,00



planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
MERILECTRICA1	552,53	568,83	128,53	266,44	795,00
PRADO	327,27	304,99	152,74	75,61	645,00
SALVAJINA	406,07	455,00	183,23	65,28	646,70

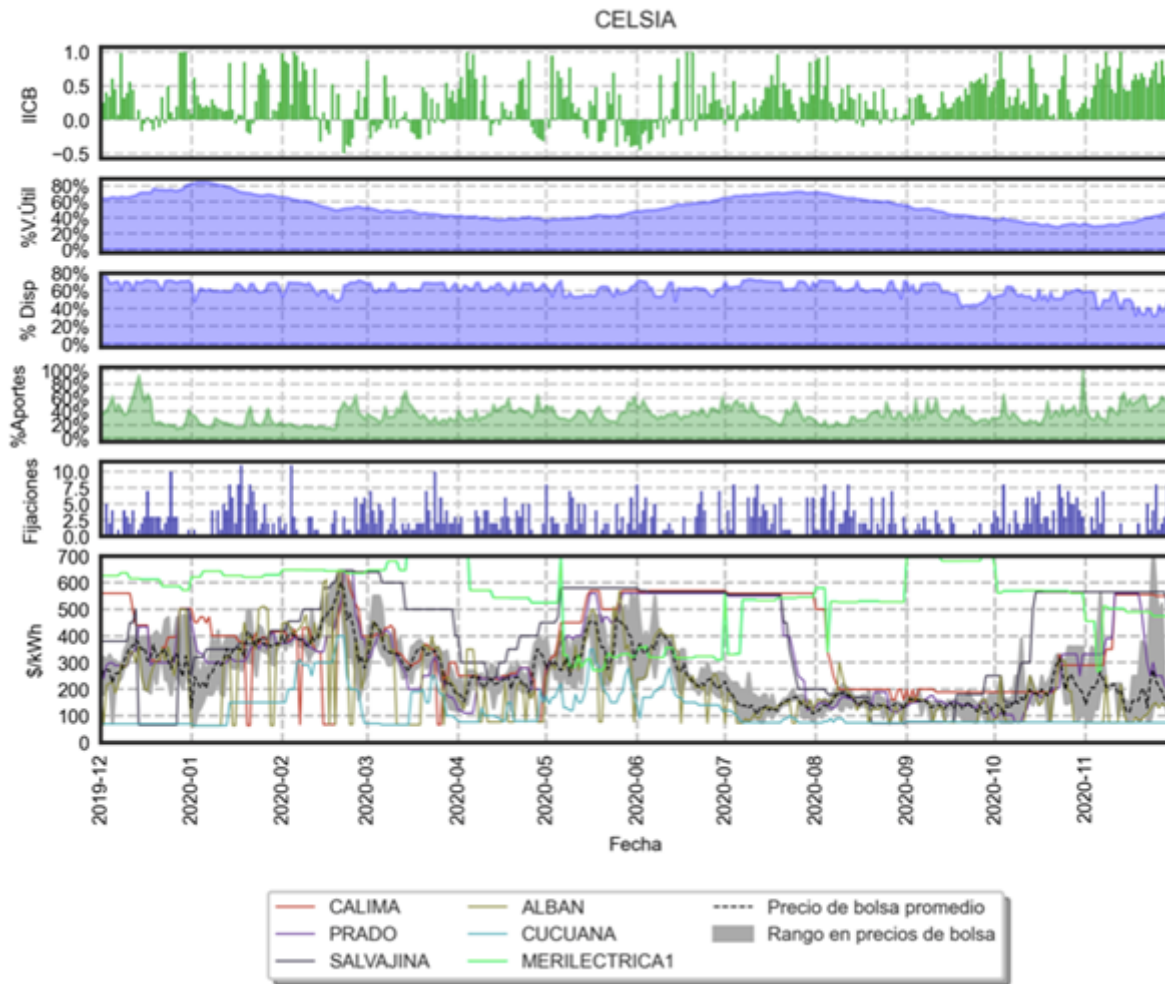
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 76 presenta los indicadores para CELSIA. En virtud al cambio de nombre de EPSA a CELSIA, se han integrado los datos de EPSA en la serie de CELSIA para el mes de diciembre de 2019, es decir, los datos hasta el 18 de diciembre de 2019 tienen como fuente EPSA en las bases de datos de XM y a partir del 19 de diciembre estos datos son los correspondientes a CELSIA COLOMBIA. Se observa que este agente tuvo el indicador IICB menor a cero durante 82 (22% del año) días del año, lo cual indica que, para estos días, sus ingresos por bolsa fueron superiores a sus ingresos por contratos.

El agente finalizó diciembre con un volumen útil por encima de 80% y una disponibilidad cercana al 70%. Los aportes de este agente para los primeros dos meses de 2020 estuvieron cerca del 20% lo que hizo que el agente aumentara los precios de su portafolio hacia mediados de febrero. No obstante, una vez los aportes aumentaron, sus precios ofertados comenzaron a disminuir, logrando aumentar su volumen útil durante la última semana de febrero. Durante abril, el agente tuvo plantas hídricas a excepción de Salvajina, con precios inferiores a 250 \$/kWh, aumentándolos desde principios de mayo y saliendo de mérito, con el fin de aumentar su volumen útil, el cual tuvo su mínimo de 40% a finales de abril. Durante mayo, el agente también disminuyó su precio ofertado de la planta térmica Merilétrica, aprovechando negociaciones de gas favorables, dada el exceso de oferta de GN por la pandemia COVID-19, y logrando entrar en mérito durante mayo y parte de junio con dicha planta.



Figura 75. Comparación de indicadores CELSIA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Durante Julio, el agente alcanzó un volumen útil superior a 70% motivando al agente disminuir sus precios de oferta, a precios inferiores a 200 \$/kWh. Es de anotar que, dado que durante los meses de Julio, agosto y septiembre los precios del mercado fueron los más bajos del año, este agente durante este periodo tuvo pocas veces el IICB menor a 0.

A mediados de octubre, CELSIA alcanza un nuevo mínimo de volumen útil cercano a un 30%, por lo cual el agente aumentó sus precios de oferta con el fin de disminuir su probabilidad de entrar en merito recuperando su volumen útil a cerca de 50% a finales de noviembre.



La Tabla 31 presenta el promedio mensual de indicadores para CELSIA. Se observa que el mes con mínimo indicador IICB promedio fue marzo con 0,10, el mes con menor promedio de volumen útil fue octubre. Por su parte, el mes con menores aportes fue febrero con 27,06% del máximo registrado en el año analizado, el cual se dio al final de octubre. Con relación a la disponibilidad real promedio, se observa que el menor porcentaje de disponibilidad fue en noviembre. Así mismo, su disponibilidad en promedio durante el año, no fue superior al 70%.

Tabla 31. Promedio mensual de Indicadores CELSIA

	Dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20
IICB	0,31	0,26	0,27	0,10	0,24	0,12	0,14	0,30	0,26	0,31	0,37	0,61
% V, útil	71,06	75,78	56,50	46,91	39,78	41,40	55,48	69,89	63,78	46,06	33,39	36,07
% aportes	40,68	24,66	27,06	34,84	39,51	36,47	38,87	38,21	29,16	34,92	36,71	47,92
% D, real	70,1	62,33	63,25	64,26	64,07	59,16	62,03	68,23	64,21	56,67	56,10	45,62

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En seguimiento a las ofertas presentadas por el agente GECELCA, se puede observar que, en promedio, sus plantas se ubican entre los 201,12 \$/kWh y los 307,04 \$/kWh. Con una baja desviación estándar cada una (entre 18,99 \$/kWh y 51,14 \$/kWh), es claro que los precios ofertados por este agente no tuvieron mucha variabilidad.

Tabla 32. Estadística descriptiva básica precios de oferta GECELCA

planta	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
GECELCA3	205,12	201,83	18,99	180,29	274,81
GECELCA32	201,12	195,80	26,82	176,50	330,03
GUAJIRA1	307,04	302,57	46,37	218,40	471,78
GUAJIRA2	292,97	296,93	51,14	206,82	445,86

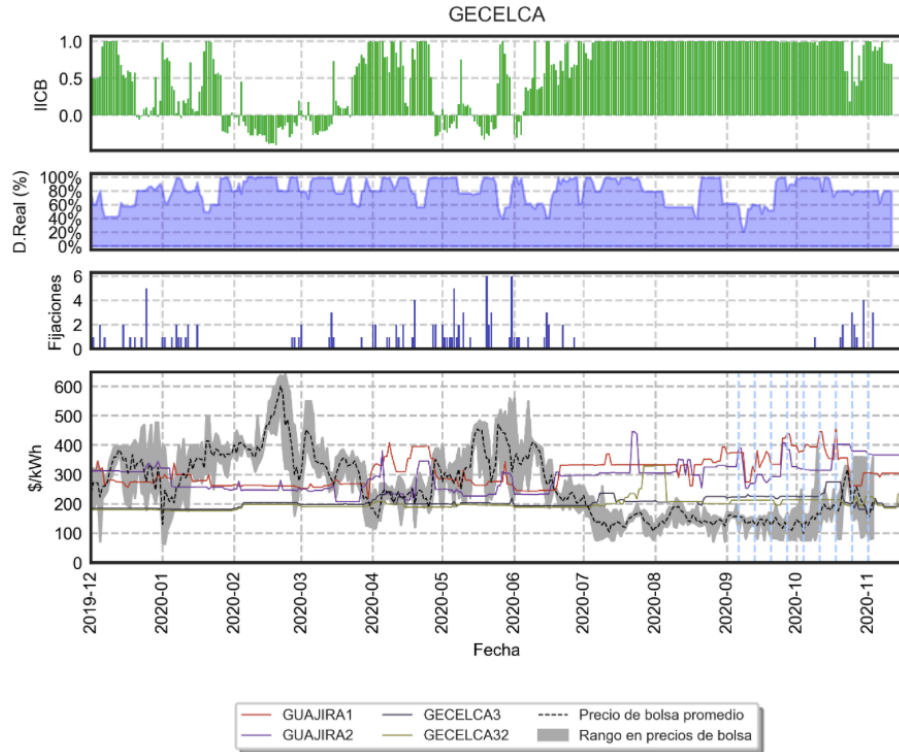
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



GECELCA tuvo un indicador IICB negativo en los periodos en los cuales entró en mérito (ver Figura 77), esto en virtud precios de bolsa por encima de 300\$/kWh que se dieron durante el primer semestre del año. Durante el segundo semestre, desde Julio, se observa que las plantas de GECELCA salen de mérito, por lo cual no tuvieron ingresos por bolsa y su IICB fue 1, es decir, sus ingresos fueron por contratos bilaterales y no por bolsa.

En particular, se observa que el agente entró claramente en merito con todas sus plantas desde mediados de enero hasta finales de abril, así como en mayo, hasta mediados de junio, y fue en estos momentos en los que el IICB cambio de positivo a negativo. Desde principios de julio hasta mediados de octubre, el agente no entró en mérito de forma significativa, por lo cual su IICB es 1 durante este periodo. También se observa que la disponibilidad real del agente tuvo variaciones importantes durante el año, debidas tanto a salidas forzadas como a mantenimientos programados y pruebas.

Figura 76. Comparación de indicadores GECELCA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



En cuanto a las fijaciones de precio de bolsa, se encuentra que el agente analizado, no fue uno de los fijadores de precio principales del mercado, y su mayor número de fijaciones fue 6 por día durante 2 veces en el año. La Tabla 33 presenta el promedio mensual de los indicadores IICB y Disponibilidad real. Se observa que el agente tuvo un IICB promedio negativo en el mes de febrero de 2020. Así mismo, durante el mes de mayo este indicador fue muy cercano a cero. En contraste, durante los meses de agosto y septiembre de 2020 el indicador fue 1.

En cuanto a la disponibilidad real, el agente tuvo una su menor disponibilidad promedio en los meses de diciembre de 2019 y septiembre de 2020, y, los de mayor disponibilidad, fueron febrero y julio de 2020.

Tabla 33. Promedio mensual de Indicadores GECELCA

	Dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20
IICB	0.49	0.38	-0.18	0.2	0.68	0.09	0.52	0.98	1.0	1.0	0.88	0.93
% D. Real	65.65	78.08	93.0	84.98	87.22	81.79	76.95	91.83	72.14	65.19	88.23	74.79

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.5. Seguimiento a Indicadores de cubrimiento para generadores y comercializadores

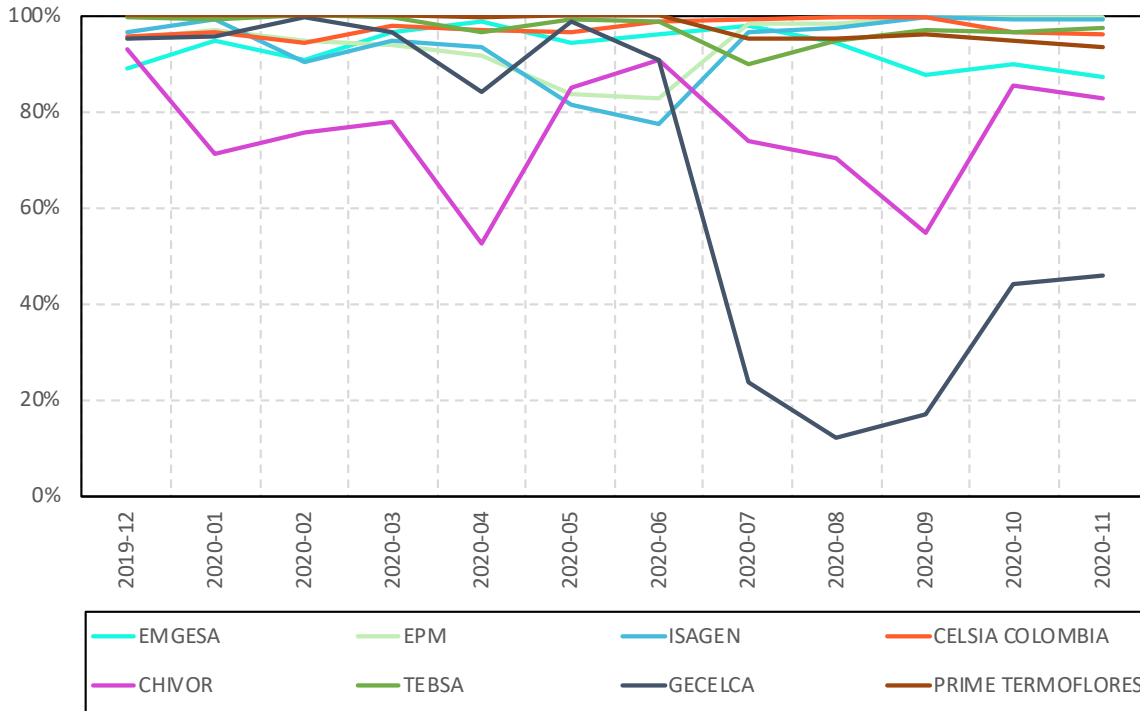
Como parte del seguimiento al desempeño del mercado en cuanto la búsqueda de un precio eficiente, se diseñaron los indicadores de porcentaje de contratación, porcentaje de generación para ventas, porcentaje de energía vendida vs OEF y porcentaje de energía vendida vs ENFICC para verificar que tan cubiertos 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 77 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. En



este sentido 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 77. Porcentaje de contratación generadores



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

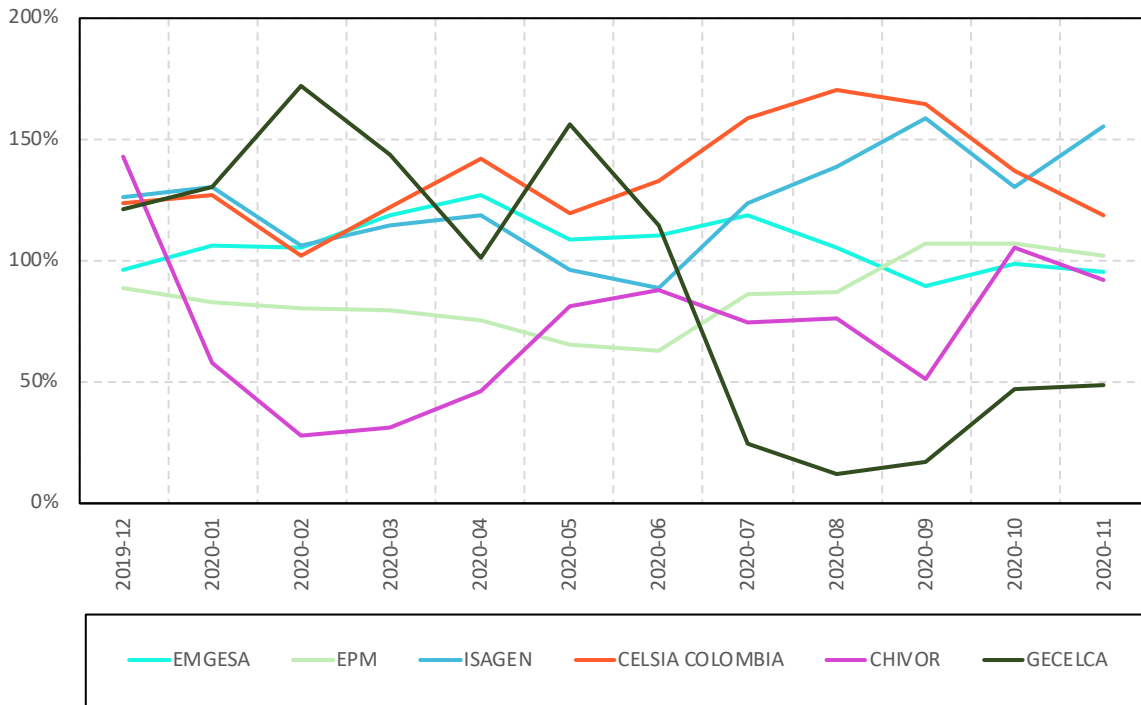
Durante el periodo analizado, se observa que en general, los agentes más grandes cuentan con respaldos para cubrir sus obligaciones y por tanto su indicador se encontró cerca de 100%. Los agentes que tuvieron un %C por debajo de 80% fueron CHIVOR (7 meses con indicador bajo), GECELCA (5 meses) e ISAGEN (1 mes). PRIME TERMOFLORES tuvo el promedio anual más alto (98%), seguido de CELSIA y TEBSA con 97%, EPM con 95%, ISAGEN lo tuvo en 94%, y EMGESA por su parte, tuvo un porcentaje de contratación en 93%. Finalmente, CHIVOR tuvo un promedio de 76% y GECELCA de 67%.

El indicador de Generación para ventas (%GPV), se muestra en la Figura 78. 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 78. Porcentaje de generación para ventas GPV



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Se observa que, durante el primer semestre del periodo analizado, los agentes CELSIA COLOMBIA, GECELCA, EMGESA e ISAGEN estuvieron principalmente por encima de 100%, mientras que CHIVOR y EPM se encontraron por debajo de 100%. Durante el segundo semestre analizado, los agentes GECELCA y CHIVOR estuvieron principalmente por debajo de 100%, EPM aumentó su porcentaje superando 100% en el último trimestre, EMGESA pasó a tener GPV menor a 100% y los otros agentes (ISAGEN y CELSIA COLOMBIA) se mantuvieron por encima de 100%. Es de notar, que los agentes TEBSA y PRIME no cuentan con ventas significativas en contratos, dado que usualmente suministran energía fuera de mérito y/o por seguridad; en este sentido, el indicador %GPV no brinda información útil para el análisis de estos agentes.



El agente CHIVOR, presentó este indicador por debajo de 50% durante los meses de febrero, marzo y abril de 2020, explicándose esto, por la menor generación dado su mantenimiento programado, y aumentando, en la medida que el agente tuvo mayor disponibilidad de generación. Por su parte, el agente GECELCA tuvo una disminución significativa del indicador desde el mes de julio de 2020, explicado por una menor generación en la medida que el sistema contó con recursos más económicos que los ofrecidos por el agente, y, por tanto, tuvo que comprar energía en bolsa para cumplir sus ventas en contratos. De lo anterior se concluye, que el agente GECELCA presentó mayor riesgo de déficit en ingresos, de haberse dado condiciones adversas como el Fenómeno del Niño.

También es de observar que el agente EPM tuvo este indicador por debajo de 100% durante 9 meses del año analizado, siendo esto resultado de la combinación de una mayor distribución del riesgo y una valoración conservadora de sus recursos hídricos.

En contraste, el agente CELSIA COLOMBIA obtuvo el %GPV por encima de 100% durante todo el año, siendo el promedio anual de 135%, el más alto de los agentes analizados. Este agente tuvo valores de %GPV por encima de 150% durante los meses de julio, agosto y septiembre, siendo en agosto el más alto (170%), esto en virtud, a sus condiciones de aportes y volumen útil favorables, que le permitieron disminuir los precios de su portafolio durante el tercer trimestre del periodo analizado.

Otros agentes que durante el periodo diciembre 2019 a noviembre 2020 que tuvieron el %GPV mayor a 100% TERMOTASAJERO, TERMOTASAJERO 2, ALTO PORCE, siendo el más alto TERMOTASAJERO, con un promedio de 200% durante el año. ALTO PORCE contó en promedio con un %GPV cercano a 135% y TERMOTASAJERO 2 (104%). Otros agentes que tuvieron un %GPV cerca de 100% en promedio anual, fueron TERMO MECHERO (99%), LA CASCADA, URRÁ Y TERMOYOPAL, los tres con 94%GPV.

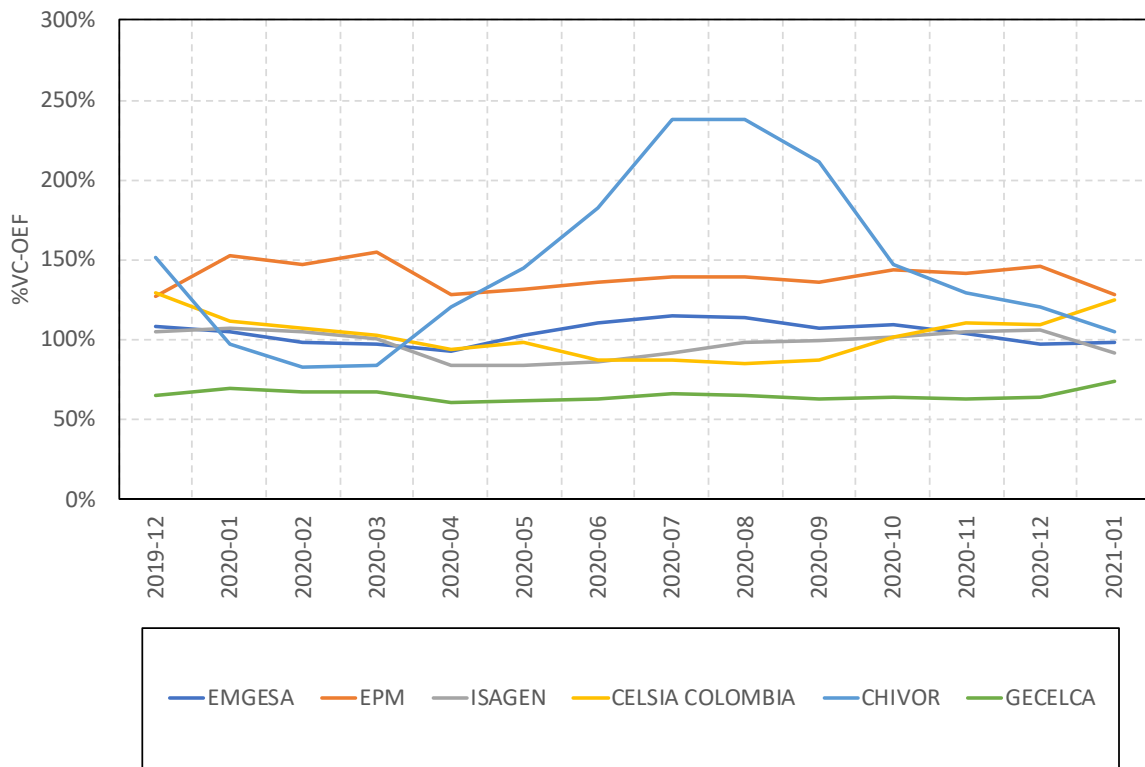
Finalmente, otros agentes generadores que tuvieron en promedio una generación propia inferior a sus ventas en contratos durante el año analizado incluyeron SOCHAGOTA (82%), GENSA (46%), VATIA (45%), NITROENERGY (11%) y ENERCO (6%).



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 79), se observa que el mismo fue relativamente estable para varios de los agentes durante el año analizado.

En particular se observa que EPM contó con un indicador superior a 100% sostenido durante el periodo analizado (promedio anual de 140%), y en este sentido, el agente adquiere energía tanto en bolsa como en compras en contratos para cubrir esta diferencia, minimizando el impacto en disminución de sus propios recursos.

Figura 79. Relación Ventas en contratos / OEF



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte CHIVOR, tuvo un indicador por debajo de 100% en los meses de enero a marzo de 2021 aumentando en los meses subsiguientes y llegando hasta 238% en los meses de julio y agosto. Esto obedece al aumento de su disponibilidad real finalizando el periodo de mantenimiento. Cabe resaltar que, si bien el agente aumentó su generación propia, también mantuvo altas sus compras en bolsa en comparación con sus ventas en contratos, asumiendo riesgos relativamente



altos en el manejo de su flujo de ingresos y egresos ante un eventual Fenómeno del Niño.

CELSIA COLOMBIA, ISAGEN y EMGESA mantuvieron sus ventas en contratos cerca de sus obligaciones de energía en firme. En promedio, CELSIA COLOMBIA su indicador VC-OEF fue de 100%, mientras que para ISAGEN fue de 97% y para EMGESA fue de 105%. Finalmente, GECELCA tuvo este indicador alrededor de 65% en promedio durante el año analizado, lo cual es consistente dado su portafolio exclusivamente térmico.

Al observar el porcentaje de ventas en contratos sobre ENFICC (%VC-ENFICC) para estos agentes se observa que los agentes en general se acercan más a 100%. La Tabla 34 presenta los promedios anuales para este indicador para los agentes analizados y la Figura 80 su evolución durante el año analizado.

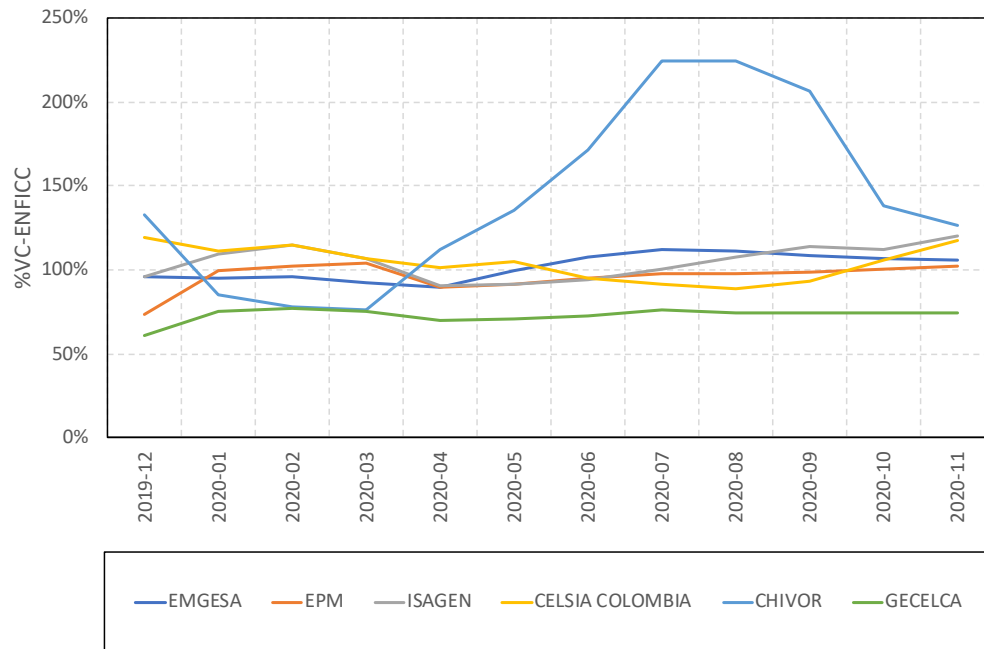
Tabla 34. %VC-ENFICC promedio por agente

EMGESA	EPM	ISAGEN	CELSIA COLOMBIA	CHIVOR	GECELCA
102%	96%	105%	104%	143%	73%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 80. Relación Ventas en contratos sobre ENFICC



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

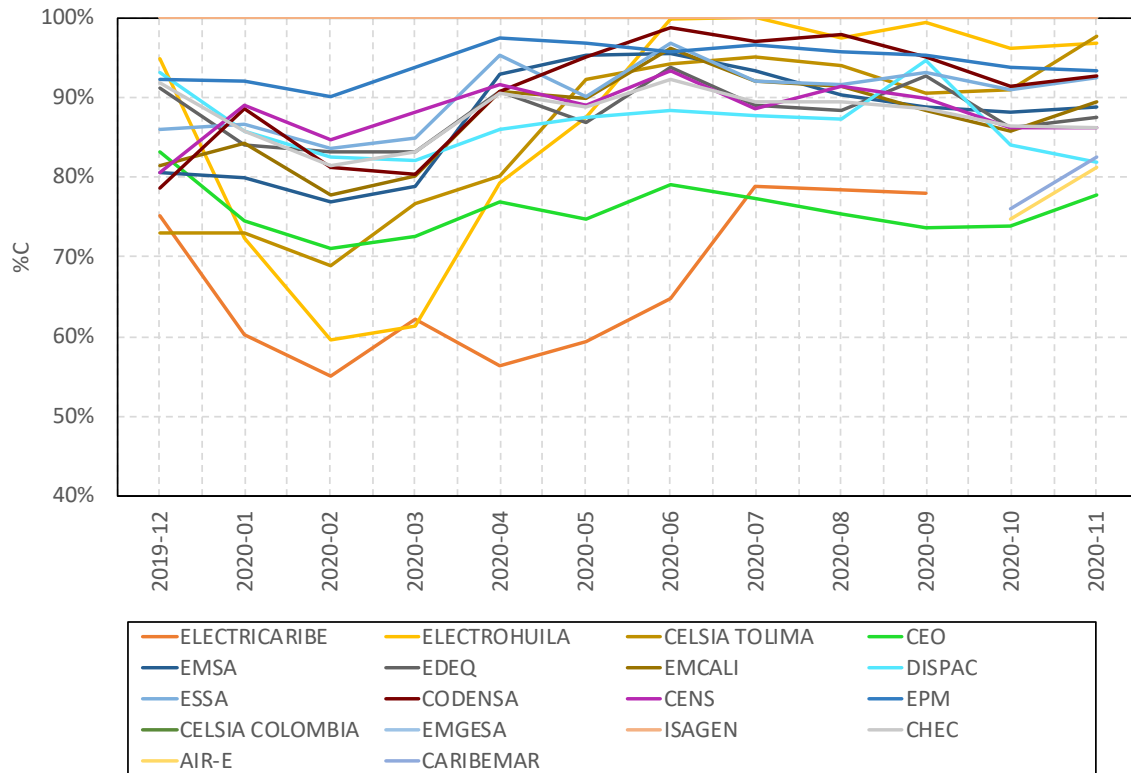
De forma similar a los generadores, los agentes comercializadores cuentan con la posibilidad de comprar la energía para cubrir sus obligaciones vía contratos o en bolsa. En este sentido, el porcentaje de contratación (%C) refleja, el porcentaje de sus compras de energía que es diferente a compras en bolsa. La comercializadores para los agentes con mayor demanda y que agregados cubren en promedio un 80% de la demanda.

Se observa que los agentes EMGESA, ISAGEN y CELSIA COLOMBIA tuvieron un %C de 100% durante todo el periodo, es decir, no tuvieron compras de energía en bolsa durante el periodo. Así mismo, EPM tuvo un porcentaje de contratación por encima de 90% durante todo el periodo y en promedio el mismo fue de 94,43%, mientras que CODENSA Y ESSA tuvieron un promedio anual superior a 90%.

Entre el 80 y 90% de porcentaje de contratación en promedio anual estuvieron ELECTROHUILA (87,08%), CELSIA TOLIMA (85,57%), EMSA (87,44%), EDEQ (88,10%), EMCALI (87,30%), DISPAQ (86,78%), CENS (88,25%) y CHEQ (87,84%), y por debajo de 80% en promedio, estuvieron ELECTRICARIBE (66,87%), CEO (75,85%), AIR-E (78%) Y CARIBEMAR (79,35%).



Figura 81. Porcentaje de contratación para comercializadores



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Es de resaltar que, en el primer semestre analizado, la mayoría de los agentes tuvo un porcentaje de contratación menor que en el segundo semestre, por lo que adquirieron mayor cantidad de energía en bolsa, lo cual implica un mayor valor de la energía de enero a mayo de 2020.

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 $ICOEF^{AS}$, 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:

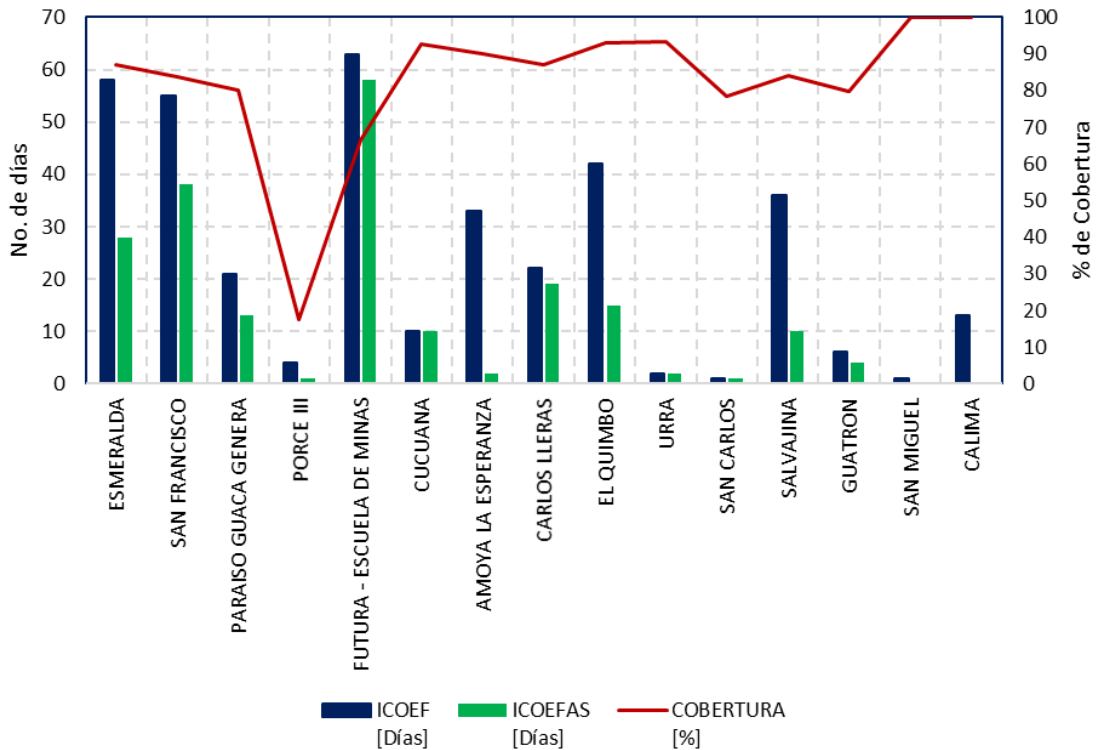
- La planta se encuentra en pruebas de generación lo cual afecta la disponibilidad comercial y puede afectar el cálculo del indicador.
- No fueron incluidas las plantas que se acogen a la Resolución CREG 081 de 2014, puesto que su disponibilidad se ve afectada por el combustible utilizado (principal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

En la Figura 83 y Figura 84 se ilustran los valores de los indicadores $ICOEF$ e $ICOEF^{AS}$ para las plantas hidráulicas y térmicas respectivamente con sus valores totales para el periodo de análisis y la cobertura de los mismos y posteriormente en la Tabla 35 y

Tabla 36 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 $ICOEF^{AS}$.



Figura 82. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} con el porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 35. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.

PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]	INDISPONIBILIDADES FORZADAS [Días]
ESMERALDA	58	28	87,03	0
SAN FRANCISCO	55	38	83,78	0
PARAISO GUACA GENERA	21	13	80,17	1
PORCE III	4	1	17,65	0
FUTURA - ESCUELA DE MINAS	63	58	66,51	0
CUCUANA	10	10	92,84	1
AMOYA LA ESPERANZA	33	2	90,16	1
CARLOS LLERAS	22	19	87,1	0
EL QUIMBO	42	15	92,88	0

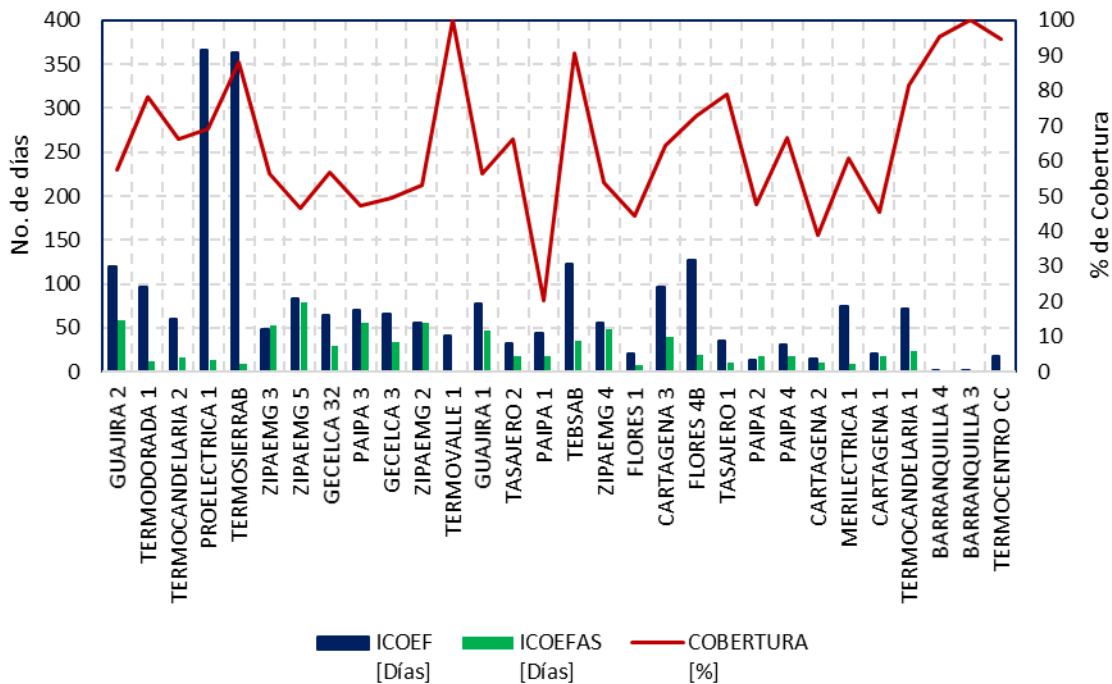


URRA	2	2	93,33	1
SAN CARLOS	1	1	78,56	0
SALVAJINA	36	10	84,06	64
GUATRON	6	4	79,63	0
SAN MIGUEL	1	0	100	0
CALIMA	13	0	100	0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Frente a los resultados asociados a plantas hidroeléctricas presentados en la Tabla 35, 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*^{AS} un valor menor a 3 días en muchas ocasiones no pueden cubrir esas necesidades dado que la regulación vigente del país no lo permite dado los tiempos de inscripción de contratos para esas coberturas.

Figura 83. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF*^{AS} con el porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 36. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.

PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]	INDISPONIBILIDADES FORZADAS [Días]
GUAJIRA 2	120	59	57,58	2
TERMODORADA 1	97	12	78,09	0
TERMOCANDELARIA 2	60	16	66,31	0
PROELECTRICA 1	366	14	69,25	0
TERMOSIERRAB	363	9	88,17	0
ZIPAEMG 3	48	53	56,4	2
ZIPAEMG 5	84	79	46,65	1
GECELCA 32	65	30	56,6	2
PAIPA 3	70	55	47,37	0
GECELCA 3	66	33	49,31	2
ZIPAEMG 2	55	55	53,21	1
TERMOVALLE 1	41	0	100	0
GUAJIRA 1	77	47	56,31	1
TASAJERO 2	32	18	66,09	3
PAIPA 1	44	18	20,11	1
TEBSAB	123	35	90,52	2
ZIPAEMG 4	56	48	53,71	0
FLORES 1	21	8	44,25	0
CARTAGENA 3	96	40	64,43	4
FLORES 4B	127	19	72,8	0
TASAJERO 1	35	11	78,92	2
PAIPA 2	13	17	47,55	0
PAIPA 4	31	18	66,47	1
CARTAGENA 2	15	11	38,7	0
MERILECTRICA 1	74	9	60,64	1
CARTAGENA 1	21	17	45,62	2
TERMOCANDELARIA 1	72	23	81,57	0
BARRANQUILLA 4	2	0	95,3	0
BARRANQUILLA 3	1	0	100	0
TERMOCENTRO CC	18	1	94,81	2

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Para las plantas térmicas se observa que la menor cobertura (ver Tabla 36) donde la disponibilidad comercial fue inferior a la OEF se presentó para Paipa 1 (20,11%), Cartagena 2 (38,7%), Flores 1 (44,25%), Cartagena 1 (45,62%), Zipaemg 5 (46,65%), Paipa 3 (47,37%) y Paipa 2 (47,55%). Es de anotar que los recursos que presentan en su *ICOEF^{AS}* un valor menor a 3 días en muchas ocasiones no puede cubrir esas necesidades dado que la regulación vigente del país no lo permite dado los tiempos de inscripción de contratos para esas coberturas.

Tabla 37. Eventos registrados en HEROPE de XM que afectan las OEF

Planta	Numero de eventos en HEROPE
Guajira 2	5
Zimaemg 5	1
Gecelca 3	1
Cartagena 3	17
Paipa 4	2
Merielectrica 1	4
Cartagena 1	3
Termocentro CC	2

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los resultados en el periodo de análisis se observa que, en general, las plantas filo de agua son las que presentan mayores cantidad de días en los que la disponibilidad real es menor que la OEF asignada, lo cual está asociado a la condición operativa de dichos recursos; mientras que para las plantas térmicas, los altos valores son el resultado de fallas operativas, salidas forzadas por eventos del sistema y mantenimientos, para lo cual los agentes gestionan contratos de respaldo y/o DDV para cubrir las indisponibilidades o derrateos de sus plantas, lo que se traduce en valores menores del *ICOEF^{AS}* comparado con el *ICOEF*, salvo en el caso de las plantas que se encuentran en pruebas.



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:

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

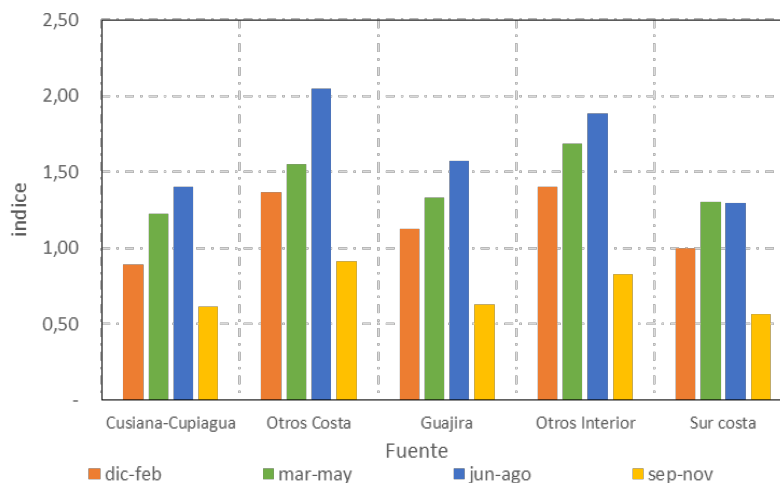
Donde:

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.

Con respecto a lo transcurrido en el año, la evolución refleja la mayor competitividad del GNL, alcanzando niveles entre 0,5 y 1 para este trimestre (Figura 85). Sin embargo, al revisar el comportamiento a lo largo del año, se puede observar que, para el último trimestre, los precios de GNL perdieron competitividad con los precios de gas nacional, lo que se explicaría principalmente por una mayor demanda en el mercado internacional que llevó a un aumento de los precios de referencia.

Figura 84. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



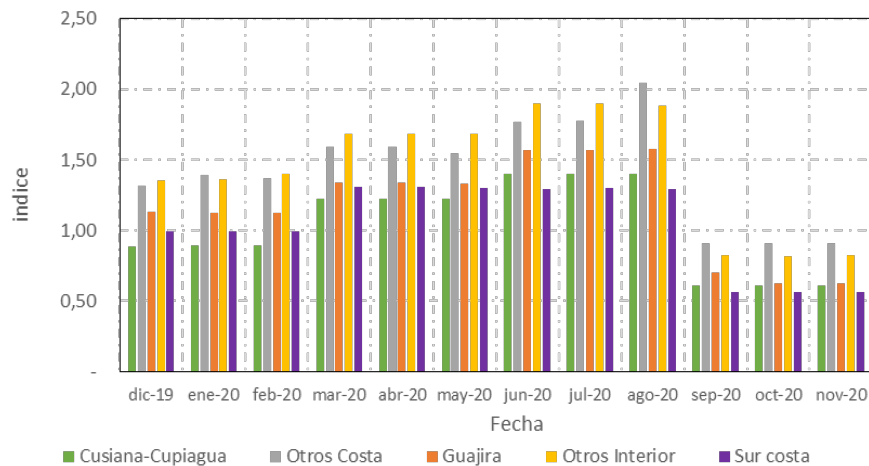
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.



A lo largo del año, el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado fue 3,78 USD/MBTU. Esto se debió principalmente a los bajos precios que se tuvieron durante el primer semestre de 2020, dónde se alcanzaron precios por debajo de 3 USD/MBTU (en puerto).

En la Figura 86 se observa que durante el 2020 se presentó una mayor competitividad del gas importado frente al nacional. Durante el segundo y tercer trimestre los valores del indicador estuvieron por encima de 1 lo que indica una alta competitividad del gas importado frente al nacional. Finalizando el año, se evidencia una caída del indicador dados los aumentos de los precios de referencia.

Figura 85. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción durante el último año.



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

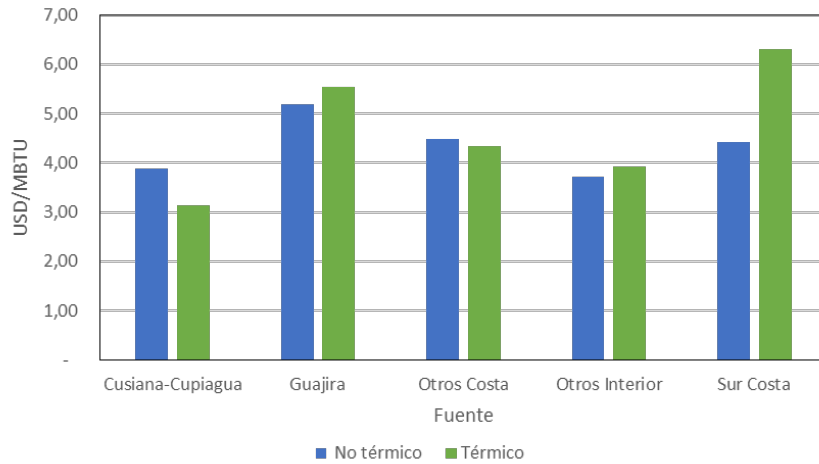
3.2.2. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico

Como se observa en la Figura 87 al comparar los precios promedio ponderado entre el sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país (interior y Costa) durante el último año los precios del sector térmico están por encima del sector no térmico para todas las fuentes excepto para Cusiana - Cupiagua. Para los otros campos de la costa los precios están muy cercanos, siendo el precio promedio térmico 4,5 USD/MBTU y el no térmico 4,3 USD/MBTU.



La mayor diferencia la presentan los campos del sur de la costa, donde el precio promedio térmico está en 6,3 USD/MBTU y el no térmico en 4,4 USD/MBTU.

Figura 86. Comparación de precios promedio entre el sector térmico y no térmico por campo para el último año.



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

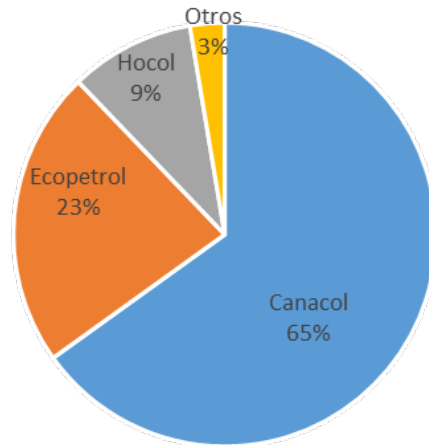
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 88 muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Se puede ver que Canacol tiene la participación más importante con 65%, seguido por Ecopetrol con 23%, Hocol con 9% y los demás operadores con 3%.

Canacol tiene un porcentaje significativo (65%), a pesar de contar sólo con el 15% de la producción total; mientras que Hocol, teniendo una participación en la contratación del 9%, ha incrementado su participación en la producción al 19% del mercado primario.



Figura 87. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.



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

3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos

La curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas para noviembre 2020 se presenta en la Figura 89. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 3 USD/MBTU) corresponde al 4%.
- El 28% de los contratos tienen precios alrededor de 3 USD/MBTU.
- El 43% de la oferta está contratada a precios entre 4 y 5 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,9 USD/MBTU.
- El 18% de la oferta está contratada alrededor de 6 USD/MBTU.
- Por último, sólo el 7% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios mayores que 7 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje bajo de contratos.

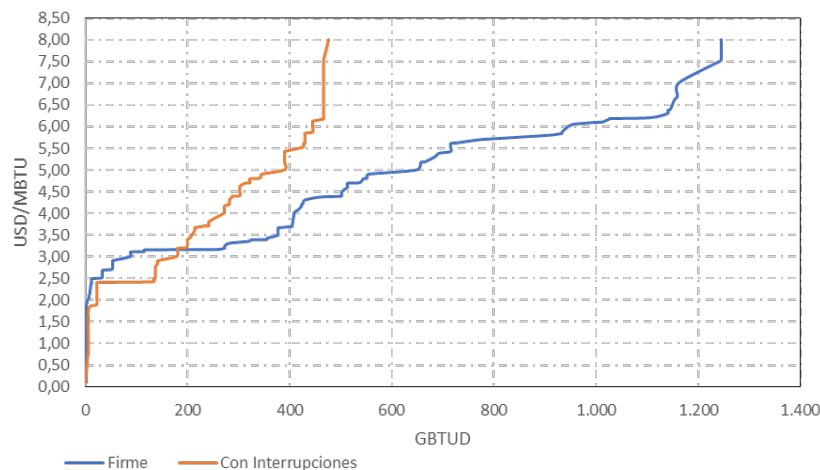
Al analizar la curva acumulada de contratos interrumpibles se puede observar lo siguiente:

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 3 USD/MBTU corresponde al 30%.



- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (43%) se encuentra entre precios de 3 y 4 USD/MBTU.
- El 25% de los contratos interrumpibles se encuentra entre precios de 5 y 6 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 7 USD/MBTU corresponde al 2%.

Figura 88. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.



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

La curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario de gas, para noviembre 2020 se presenta en la Figura 90. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

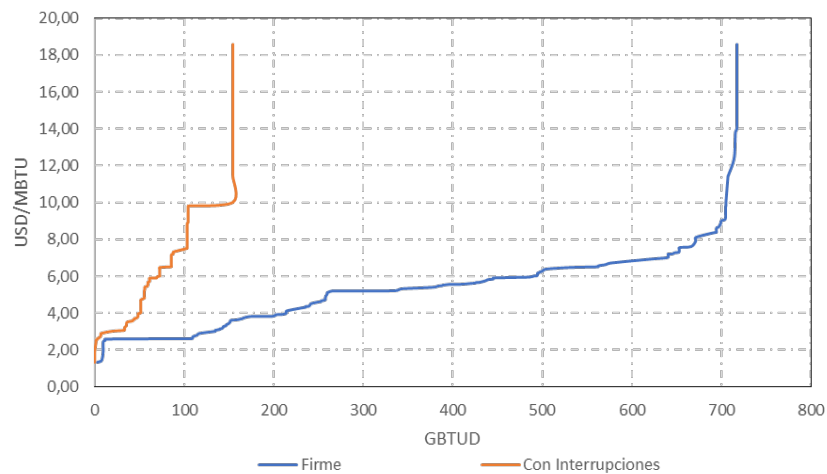
- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 3 USD/MBTU) corresponde al 16%.
- El 20% de la oferta está contratada entre 3 y 4 USD/MBTU.
- El 50% de los contratos tienen precios entre 5 y 6 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 5,3 USD/MBTU.
- Por último, el 14% de los contratos de suministro tienen precios mayores a 7 USD/MBTU.

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



- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 3 USD/MBTU corresponde al 4%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (52%) se encuentra entre precios de 3 y 6 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 7 USD/MBTU corresponde a 44%.

Figura 89. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario en el periodo de análisis.



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



4. Conclusiones

En este boletín 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 2019 y el 30 de noviembre de 2020, para ilustrar el comportamiento de cada mercado y de sus agentes participantes, y como base para la elaboración de indicadores de seguimiento. Como hecho principal de este periodo, ambos mercados de energía y gas se vieron afectados por las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) decretadas por el Gobierno a final de marzo, como parte de las medidas para enfrentar la pandemia del Covid-19, así como por las medidas de reactivación gradual de la economía que se han venido implementando.

El comportamiento del nivel de embalse agregado en el país se vio fuertemente afectado por los bajos aportes hídricos que se presentaron en el primer semestre del año, a pesar de que no se materializó un Fenómeno del Niño. No obstante, la disminución de la demanda por las medidas de aislamiento preventivo obligatorio y la recuperación de los aportes hídricos en la segunda mitad del año, permitieron que al finalizar el mes de noviembre el nivel de embalse estuviera por encima del 75%.

Los indicadores HHI mostraron una alta concentración en la fijación de precios de bolsa. Esto se da principalmente porque, aunque hay muchos agentes en el mercado, son pocos los que tienen sistemas de gran capacidad de generación de energía, lo cual redundaba en pocos agentes fijando el precio de bolsa.

Los análisis indican que la concentración no ha variado significativamente en los últimos dos años, ni en disponibilidad real, ni en generación real en el Mercado de Energía Mayorista – MEM.

El sistema contó durante el periodo entre diciembre de 2019 a noviembre de 2020, con una cantidad muy superior de días en el que el IOR fue menor a 1, comparado con el año inmediatamente anterior. Sin embargo, es de resaltar, que, aunque el IOR estuvo 6,28% días del año menor a 1, al observarlo por horas, este porcentaje se reduce a 1% para el agente con más número de veces con IOR menor a 1. Quiere decir esto, que el potencial uso indebido de posición dominante por parte de



alguno de los agentes generadores más grandes durante el año 2019-2020 fue relativamente bajo.

No obstante lo anterior, es importante entender que las causas de dichos IOR menores a 1 en ciertas horas del día, obedecieron a una menor disponibilidad real y/o mantenimientos programados, lo cual sugiere una oportunidad de mejora en la programación de mantenimientos y actividades que puedan comprometer la disponibilidad total del sistema haciendo que algún agente se convierta en pivotal.

De los análisis, resulta claro que los agentes basan los precios de sus ofertas en la proyección de variables tales como niveles de embalse, unidas a los niveles de aportes que se están percibiendo en un momento determinado. Esto impacta el mercado en términos de mayores precios de la energía, sobre todo cuando el riesgo no se materializa, tal como se presentó en los primeros meses del año donde el precio de bolsa aumentó incluso por encima de \$600/kWh, sin haber riesgo inmediato de desabastecimiento.

Los bajos aportes durante los primeros meses del 2020, unidos a niveles medios de volumen útil de los agentes, sirvió de señal para un aumento significativo de precios en el mes de febrero. En la medida que los aportes aumentaron, el precio de bolsa disminuyó, aumentando nuevamente cuando los niveles de embalse disminuyeron, especialmente en mayo de 2020. Esto permite verificar la dualidad de factores usados por los agentes para la presentación de sus precios de oferta: valor presente del volumen útil y valor proyectado del mismo, siendo el resultado de una percepción dinámica del riesgo frente al valor esperado de los aportes debidos a fenómenos de Niño o Niña.

En promedio, el recurso hídrico, durante el periodo diciembre 2019 a noviembre 2020, fue más costoso que el recurso carbón. Esto debido a la incertidumbre de los primeros meses del año frente a un potencial Fenómeno del Niño. Esto refleja la vulnerabilidad del sistema frente a externalidades climáticas, que se pueden ver acentuadas a futuro por el cambio climático.

De los análisis realizados, se puede establecer que no existe evidencia de colusión en el comportamiento de los agentes generadores, los cuales claramente tienen estrategias diferentes en aspectos diversos como la realización de sus ofertas de precios, la forma de distribución del riesgo y sus



estrategias de comercialización. No obstante, se puede observar algunas similitudes en sus comportamientos de precios ofertados, resultado de percepciones similares de riesgo frente a externalidades producto de una matriz energética principalmente hídrica, tales como niveles de aportes, volumen útil y la incertidumbre climática futura.

Si bien no se puede establecer colusión explícita, se puede observar, que la incertidumbre futura juega un papel fundamental en la presentación de ofertas por parte de los agentes generadores, que pueden generar especulación y sobrecostos significativos en la energía, lo cual se observó claramente durante los primeros meses del año 2020 y, particularmente, del 14 al 20 de febrero de 2020, en el cual el precio aumentó de 385 \$/kWh en promedio, llegando a sobrepasar 600\$/kWh, frente a un potencial riesgo de Fenómeno del Niño, finalmente no materializado. Esto sugiere una oportunidad de mejora en la regulación que permita prevenir o limitar dicha especulación.

Se observaron situaciones de fijación de precio atípicas, que resultaron en precios de bolsa significativamente altos en algunas horas y días determinados, pese a no tener señales claras para dicho aumento. Se encontró que el mismo, es producto de una conjunción de factores, tales como plantas inflexibles, en pruebas y mantenimientos, que hacen disminuir la disponibilidad del sistema en forma significativa, haciendo aumentar el precio de bolsa. Esto sugiere una oportunidad de mejora para prevenir estos aumentos de precio de bolsa sin relación con la dinámica del mercado.

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF, 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 de alerta para que dichos agentes 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 anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se materialice 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.

El 2020 fue un año complicado para el sector de gas natural. Los avances que se veían hasta febrero de ese año en el crecimiento de la demanda tuvieron un retroceso importante debido al impacto de la pandemia, y aunque el año terminó con una tendencia positiva, para noviembre aún no se habían alcanzado los consumos prepandemia.

En lo que se refiere a producción o infraestructura de transporte, durante el 2020 no se presentaron novedades importantes, por lo que fue un año en los que la oferta no cambió en gran medida y fue suficiente para atender la demanda. Fue un hito importante el que se dio en el mes de febrero cuando se presentó la mayor generación térmica histórica en la Costa y el sistema (tanto en producción como en transporte) fue capaz de reaccionar. Y quedó en evidencia el respaldo que representa la planta de regasificación de Cartagena y la importancia que ha adquirido en soportar la generación térmica de la Costa.

Es de resaltar lo efectiva que fue la Resolución CREG 042 de 2020 liberando gas que no sería utilizado y generando mecanismos de corto plazo para ubicarlo entre los generadores térmicos. Permitieron a los campos de producción no tener un impacto tan grande, y a la demanda térmica poder participar en la generación por mérito.

En cuanto a los precios, estos reflejaron la situación de corto y mediano plazo. En el corto plazo, las necesidades térmicas fueron un determinante importante en el nivel de los precios, especialmente en los contratos interrumpibles. Sin embargo, se evidencia una diferencia importante en el comportamiento de los precios para generadores térmicos en la Costa Atlántica y en el Interior del país. Los precios para generación térmica en la Costa, especialmente del gas proveniente de los campos del sur de la zona, estuvieron por encima del resto de precios, a pesar de que no se evidenció una situación de escasez en la oferta. En el largo plazo, los precios continúan su tendencia al alza, reflejando la situación de oferta limitada que se ve para los siguientes 10 años (de acuerdo con la información de la Declaración de Producción ante el Ministerio de Minas).



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

