



BOLETÍN DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA Y GAS DICIEMBRE 2019 – FEBRERO 2020

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

ABRIL 2020



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

Camilo Táutica Mancera – **Coordinador**

Equipo electricidad:

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Mauricio Andrés Palma Orozco

Miguel Andrés Velásquez Motta

Equipo gas natural:

Laura Eva Barragán Torres

Omar Enrique Tovar de la Cruz

Equipo tecnologías de información:

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Jorge Emiro López Amaya

Apoyo jurídico:

Yolanda Rodríguez Guerrero

Contenido

Contenido.....	3
Lista de figuras	4
Lista de tablas.....	7
1. Introducción	8
2. Seguimiento a variables de mercado	9
2.1. Mercado de energía eléctrica	9
2.1.1. Oferta - Generación por combustible	9
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses	11
2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica.....	12
2.1.4. Demanda	18
2.1.5. Precios	19
2.1.6. Restricciones	22
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado.....	24
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado.....	25
2.2. Mercado de gas natural	27
2.2.1. Producción.....	27
2.2.2. Importaciones	29
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural.....	29
2.2.4. Demanda	34
2.2.5. Precios	35
3. Análisis de indicadores.....	39
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica	39
3.1.1. Índices de concentración HHI.....	39
3.1.2. Análisis del comportamiento de las ofertas de los agentes generadores	46
3.1.3. Agentes pivotaes	49
3.1.4. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme	54
3.2. Indicadores mercado de gas natural	60
3.2.1. Índices de precios nacional vs importado	60
3.2.2. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico.....	61
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor	62
3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos	63
4. Análisis del suministro y transporte de gas natural en la Costa Atlántica	64
5. Conclusiones	70

Lista de figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.	10
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.....	10
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.	11
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.	12
Figura 5. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas de generación en el periodo de análisis.	13
Figura 6. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.	14
Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas en el periodo de análisis.	15
Figura 8. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.	16
Figura 9. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.....	16
Figura 10. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.	17
Figura 11. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.	17
Figura 12. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.	18
Figura 13. 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.....	19
Figura 14. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.	20
Figura 15. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.	21
Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.....	21
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.	21
Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.	22
Figura 19. 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.....	22
Figura 20. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.	23
Figura 21. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis.....	23
Figura 22. Evolución mensual de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.....	24
Figura 23. Evolución mensual de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.....	26
Figura 24. Producción total de gas por campo.....	28
Figura 25. Participación en la producción de gas por campo en febrero de 2020.	28
Figura 26. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	29

Figura 27. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.	30
Figura 28. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción en el periodo de análisis.	31
Figura 29. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción en el periodo de análisis.	31
Figura 30. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.	32
Figura 31. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.	32
Figura 32. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.	33
Figura 33. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.	33
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.	33
Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	34
Figura 36. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	34
Figura 37. Distribución de la demanda por sector de consumo en febrero de 2020.	35
Figura 38. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.	35
Figura 39. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.	36
Figura 40. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente 2019 – 2020.	36
Figura 41. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo 2019 – 2020.	37
Figura 42. Precio promedio ponderado de contratos del mercado primario por modalidad contractual 2019 – 2020.	37
Figura 43. Cantidades contratadas en firme en el mercado primario por campo de producción 2019 – 2025.	38
Figura 44. Evolución del HHI para mercados de generación en el periodo de análisis.	40
Figura 45. Participación de los agentes en la generación real en el periodo de análisis.	40
Figura 46. Participación de los agentes en la fijación de precios en el periodo de análisis.	41
Figura 47. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA en el periodo de análisis.	42
Figura 48. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM en el periodo de análisis.	42
Figura 49. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN en el periodo de análisis.	43
Figura 50. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CHIVOR en el periodo de análisis.	43
Figura 51. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CELSIA en el periodo de análisis.	44
Figura 52. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 1.	47
Figura 53. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 2.	48
Figura 54. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 3.	49
Figura 55. Comportamiento del IOR mínimo por agente en el periodo de análisis.	50
Figura 56. Comportamiento del IOR mínimo para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.	51
Figura 57. Comportamiento del IOR diario para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.	52
Figura 58. IOR mínimo horario para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.	52

Figura 59. IOR pivotal para el escenario de demanda máxima.....	53
Figura 60. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.....	61
Figura 61. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y el trimestre anterior.....	61
Figura 62. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.....	62
Figura 63. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.....	62
Figura 64. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.....	63
Figura 65. Participación de los campos de producción en el total del abastecimiento de la Costa Atlántica 2015-2019.....	64
Figura 66. Participación de los campos de producción en el total del abastecimiento de la Costa Atlántica 2019-2020.....	65
Figura 67. Ubicación de los campos de producción en la Costa Atlántica.....	66
Figura 68. Capacidad tramos de Promigas en flujo normal y en contraflujo (KPCD).....	66
Figura 69. Energía transportada por gasoducto Barranquilla – Cartagena 2015-2017 (GBTU).....	66
Figura 70. Energía transportada por gasoducto Cartagena - Barranquilla 2015-2017 (GBTU).....	67
Figura 71. Esquema con el despacho de gas en la Costa Atlántica para el 21 de febrero de 2020..	68
Figura 72. Evolución del índice HHI para mercados de generación antes, durante y después del evento de Promigas.....	69
Figura 73. Participación de los agentes en la fijación de precios antes, durante y después del evento de Promigas.....	69

Lista de tablas

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.....	10
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas con valores más altos en el periodo de análisis.	13
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas hidroeléctricas con valores más altos en el periodo de análisis.	14
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas térmicas con los valores más altos en el periodo de análisis.	15
Tabla 5. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.....	24
Tabla 6. Evolución mensual de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.....	25
Tabla 7. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.....	25
Tabla 8. Evolución mensual de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.....	26
Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.....	26
Tabla 10. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.	29
Tabla 11. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EMGESA en el periodo de análisis (\$/kWh)...	44
Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EPM en el periodo de análisis (\$/kWh).	45
Tabla 13. Estadísticas descriptivas ofertas de precio ISAGEN en el periodo de análisis (\$/kWh). ...	45
Tabla 14. Estadísticas descriptivas ofertas de precio CHIVOR en el periodo de análisis (\$/kWh)...	45
Tabla 15. Estadísticas descriptivas ofertas de precio CELSIA en el periodo de análisis (\$/kWh).....	46
Tabla 16. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 1.	47
Tabla 17. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 2.	48
Tabla 18. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 3.	49
Tabla 19. IOR mínimo para los tres agentes con mayor participación entre 15 y 25 de febrero de 2020.....	51
Tabla 20. Número de horas con al menos un IOR menor que uno para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.....	53
Tabla 21. Agentes y plantas que fijaron el precio bolsa el 19 de febrero de 2020.	54
Tabla 22. Indicador ICOEF ^{AS} para plantas térmicas por agente el periodo enero 2019 – enero 2020.	58
Tabla 23. Indicador ICOEF ^{AS} para plantas hidroeléctricas por agente el periodo enero 2019 – enero 2020.....	59

1. Introducción

Este boletín presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía y de gas natural durante el periodo comprendido entre el 1° de diciembre de 2019 y el 29 de febrero 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; ii) indicadores de ofertas de precio y disponibilidad de los generadores; iii) indicador de disponibilidad vs. OEF de las plantas de generación; y iv) indicadores de agentes pivotaes. 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.

2. Seguimiento a variables de mercado

En esta sección se presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía eléctrica y gas natural para el periodo comprendido entre el 1° de diciembre de 2019 y el 29 de febrero de 2020, y una descripción de los principales hitos observados en cada uno de ellos.

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

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

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

2.1. Mercado de energía eléctrica

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

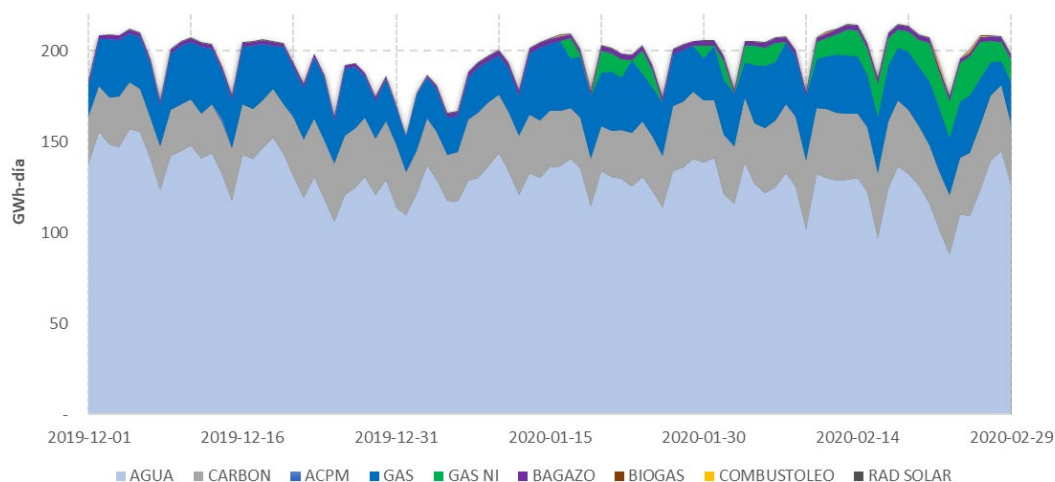
Las principales variables que se analizan son: oferta (generación por tipo de combustible y niveles de embalse), eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación y transmisión, comportamiento de la demanda, precios, restricciones y estadísticas del mercado de contratos.

2.1.1. Oferta - Generación por combustible

En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la generación total diaria por tipo de recurso para el periodo de análisis. La participación porcentual de cada uno de los recursos se muestra en la Tabla 1. Con el recurso hídrico se generó un poco más del 65% de la energía en el periodo, mientras que los recursos fósiles participaron aproximadamente con 33%, y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 1,43%.

En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis, se observa el aumento en la generación con gas natural importado a partir de mediados de enero de 2020, y una disminución en la generación a partir de gas natural para el final del periodo; mientras que el carbón tuvo una participación relativamente estable. En general, se observa que para diciembre y parte de enero la generación térmica estuvo alrededor de 60 GWh-día, y durante la segunda mitad de enero y febrero aumentó su participación, alcanzando un máximo de 91 GWh-día al final del periodo de análisis.

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



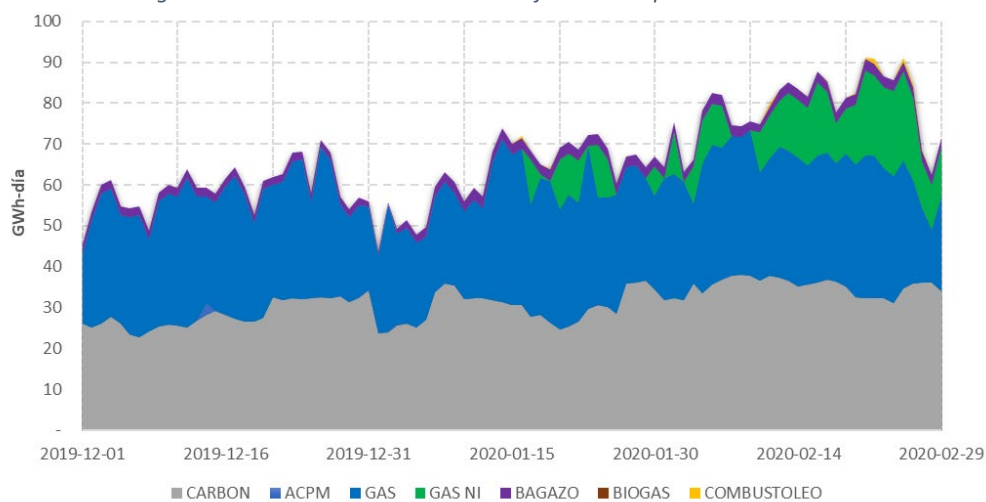
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Agua	11.785,10	65,78
Carbón	2.828,12	15,78
Gas natural	2.614,69	14,59
Gas natural importado	422,34	2,36
Bagazo	207,64	1,16
Solar	43,64	0,24
Combustóleo	5,86	0,03
Viento	5,61	0,03
ACPM	3,40	0,02
Biogás	0,20	0,00
Total	17.916,58	100

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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



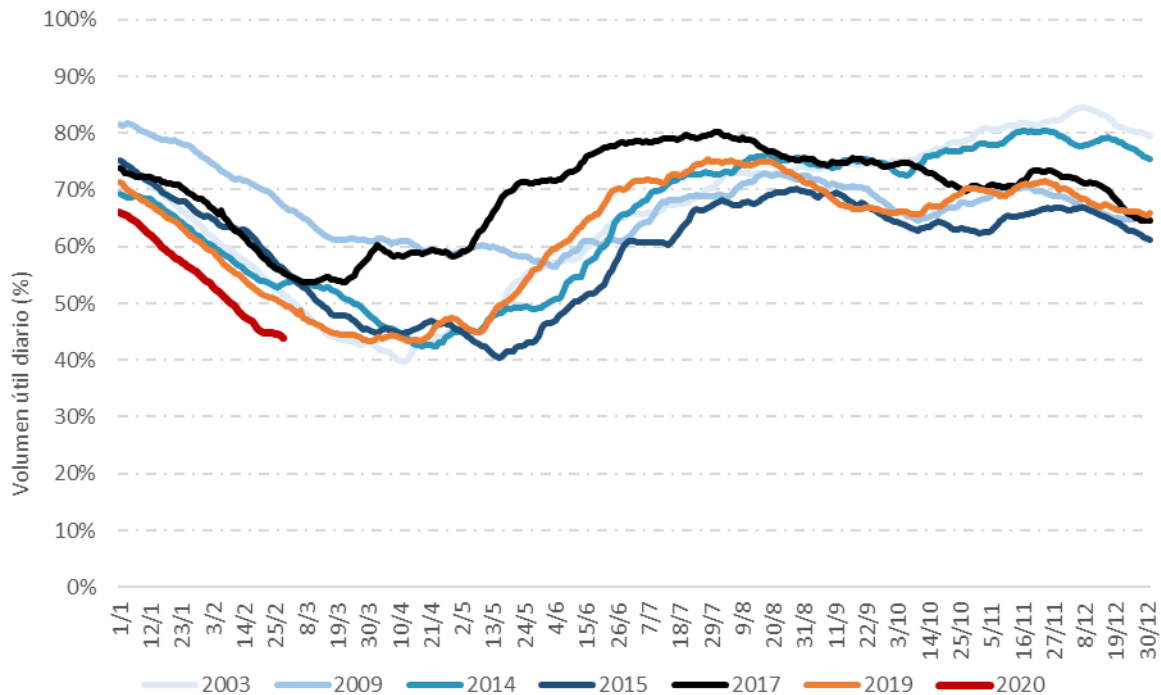
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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, 2017 y 2019).

En la Figura 3, el porcentaje corresponde a la relación entre el Volumen Útil Diario y la Capacidad Útil del Embalse; para el mes de diciembre de 2019, el nivel de embalse al final del año (66% aproximadamente) estuvo por encima del nivel reportado en los años 2009, 2015 y 2017, mientras que estuvo por debajo del nivel reportado en los años 2003 y 2014. Durante los primeros días del mes de enero de 2020, el embalse agregado presentó un nivel inferior a los demás años de comparación, y mantuvo un comportamiento decreciente hasta el final del periodo analizado. En este sentido, el nivel de embalse del año 2020, tanto en porcentaje como en energía, ha estado por debajo de los niveles de años de referencia; este comportamiento se ha dado, entre otros factores, por los bajos aportes que se han presentado en todo el país y por la generación hidroeléctrica que se ha despachado. Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar al descrito anteriormente, aunque su distancia respecto a los años anteriores es menor. Lo anterior ocurre porque la capacidad de embalse del 2020 es superior respecto a los demás años, y con un porcentaje de ocupación agregado menor, se puede obtener una mayor cantidad de energía.

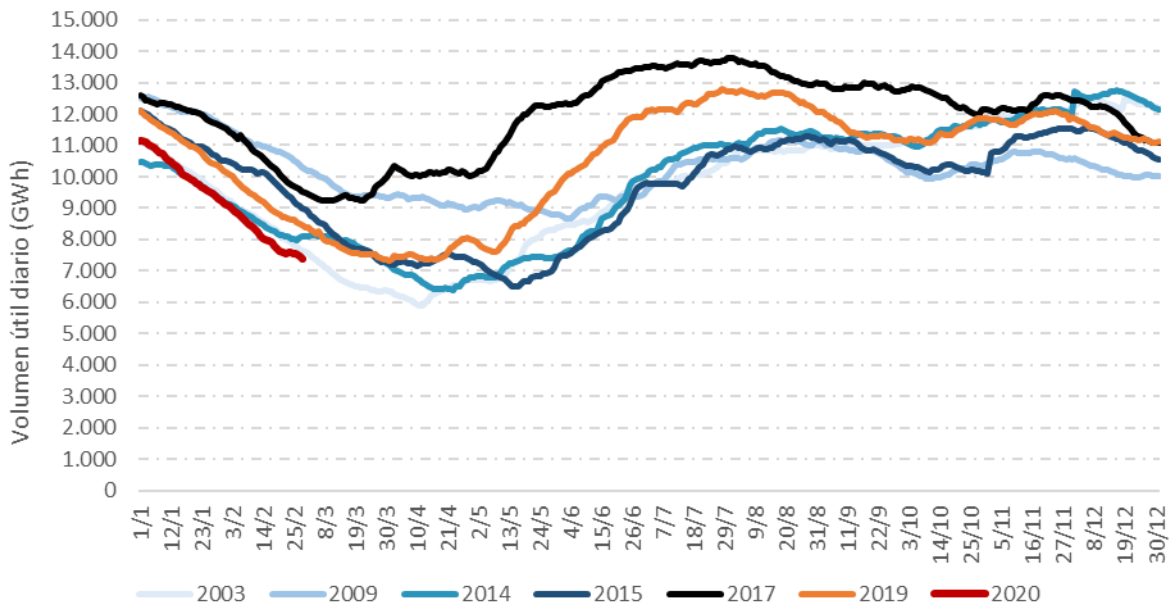
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía 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

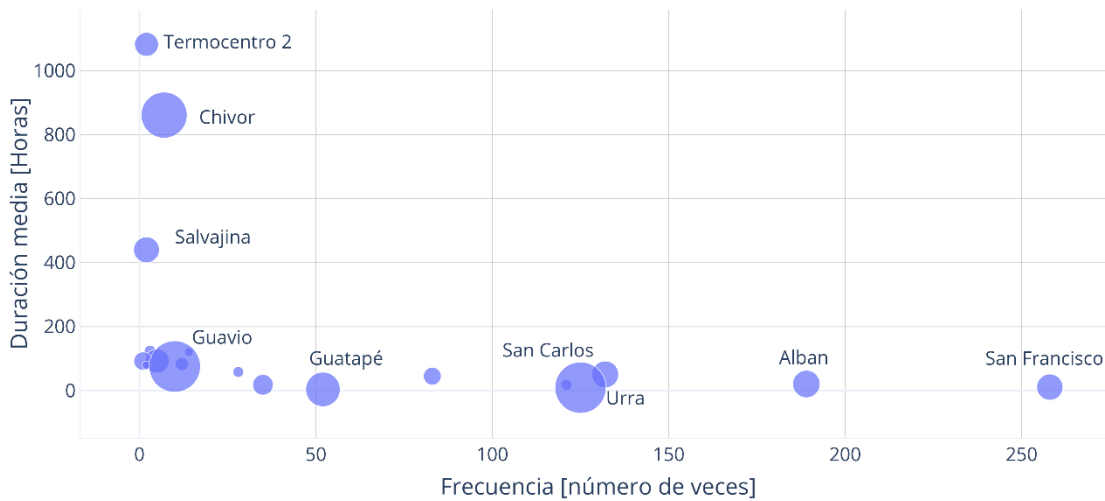
En esta sección se analizan los eventos de indisponibilidad que se presentan en las plantas de generación y en la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando para cada uno la duración y frecuencia de los eventos, así como los activos que presentaron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

2.1.3.1. Indisponibilidad de plantas de generación

Las indisponibilidades de las plantas de generación pueden surgir como consecuencia de un mantenimiento programado o de una situación adversa no intencional. La Figura 5 muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación para el periodo de análisis. Se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. Además, el diámetro de la circunferencia representa el tamaño de planta. Es necesario resaltar que 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. 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 19 plantas del sistema que presentaron los mayores valores.

Figura 5. Duración media y frecuencia de indisponibilidades 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 para plantas con valores más altos en el periodo de análisis.

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	20,7	189
AMOYA LA ESPERANZA	83,1	12
CARLOS LLERAS	18,3	35
CHIVOR	861,7	7
CUCUANA	58,5	28
DARIO VALENCIA SAMPER	45,3	83
ESCUELA DE MINAS	18,5	121
FLORES 1	92,2	1
GECELCA 32	92,5	5
GUATAPE	3,9	52
GUAVIO	75,4	10
SALTO II	120,6	14
SALVAJINA	440,3	2
SAN CARLOS	9,3	125
SAN FRANCISCO	11,0	258
TERMOCENTRO 2	1082,8	2
URRA	50,8	132
ZIPAEMG 2	79,3	2
ZIPAEMG 3	123,8	3

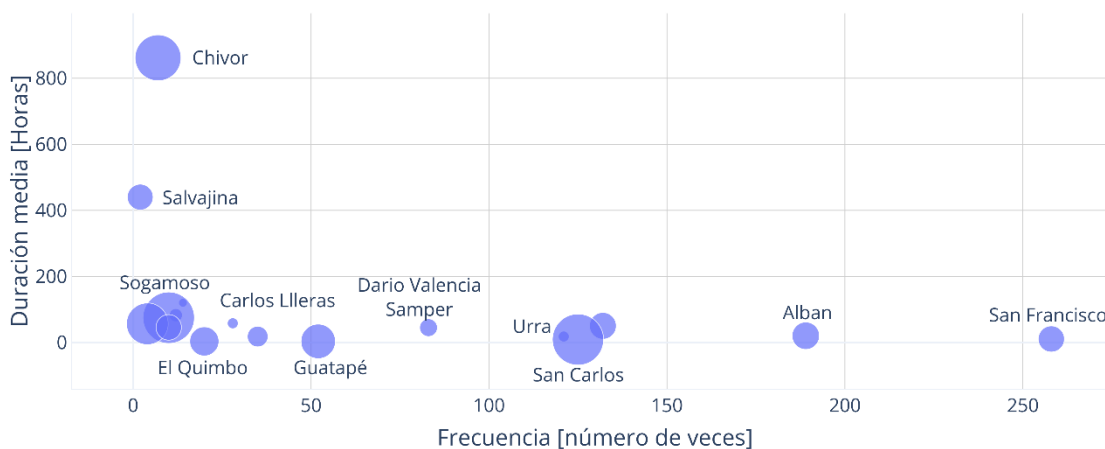
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Con el fin de hacer un análisis más detallado, se presentan las mismas figuras de frecuencia y duración media de indisponibilidades separando las plantas hidroeléctricas y las plantas térmicas. La Figura 6 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades 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 San Carlos, esta última con un tamaño

significativo para el sistema; mientras que la que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Chivor, seguida por Salvajina. La mayoría de las plantas se encuentran en la esquina inferior izquierda de la gráfica, con valores de duración media de indisponibilidades inferiores a 200 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 50 veces.

La Tabla 3 muestra los datos de duración media y frecuencia para las 17 plantas hidroeléctricas del sistema que presentaron los mayores valores en ambos items.

Figura 6. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas hidroeléctricas con valores más altos en el periodo de análisis.

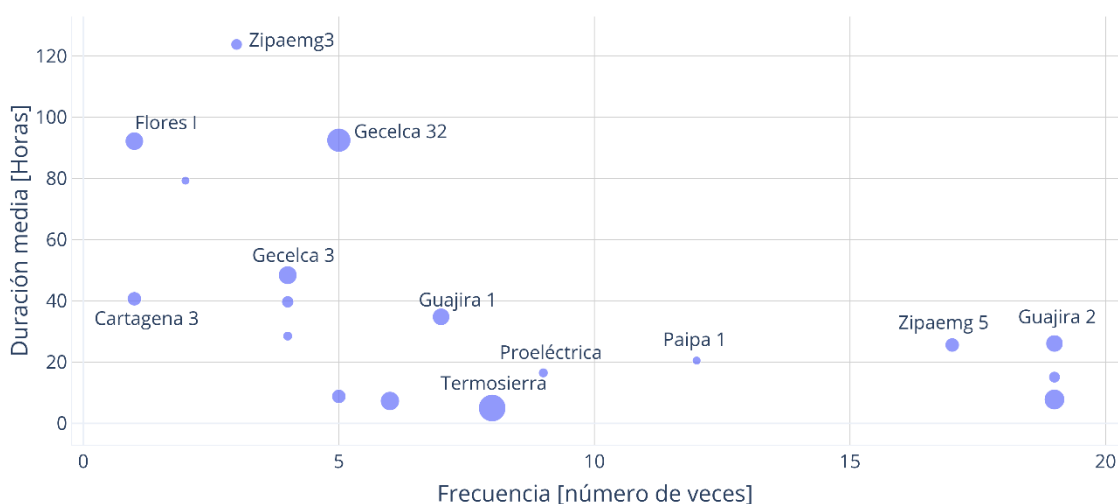
Nombre	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	20,7	189
AMOYA LA ESPERANZA	83,1	12
CARLOS LLERAS	18,3	35
CHIVOR	861,7	7
CUCUANA	58,5	28
DARIO VALENCIA SAMPER	45,3	83
EL QUIMBO	3,9	20
ESCUELA DE MINAS	18,5	121
GUATAPE	3,9	52
GUAVIO	75,4	10
LA TASAJERA	46,2	10
SALTO II	120,6	14
SALVAJINA	440,3	2
SAN CARLOS	9,3	125
SAN FRANCISCO	11,0	258
SOGAMOSO	56,9	4
URRA	50,8	132

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 7 presenta las estadísticas de duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas térmicas para el periodo de análisis. En contraste con las estadísticas 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 10 veces, siendo las unidades de Termovalle 1, Guajira 2 y Zipaemg 4 las que presentan los mayores valores), y una duración media de las indisponibilidades por debajo de las 100 horas. En este análisis, la planta Zipaemg 3 fue la que presentó la mayor duración media por evento de indisponibilidad, cercana a las 120 horas.

La Tabla 4 muestra los datos de duración media y frecuencia para las 18 plantas térmicas del sistema que presentaron los mayores valores en ambos items.

Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas térmicas con los valores más altos en el periodo de análisis.

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
CARTAGENA 3	40,7	1
FLORES 1	92,2	1
GECELCA 3	48,4	4
GECELCA 32	92,5	5
GUAJIRA 1	34,8	7
GUAJIRA 2	26,1	19
PAIPA 1	20,5	12
PAIPA 3	39,7	4
PROELECTRICA 1	16,5	9
PROELECTRICA 2	7,3	6
TEBSA 12	8,8	5
TERMODORADA 1	28,5	4
TERMO SIERRA 3	5,0	8
TERMOVALLE 1	7,8	19

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
ZIPAEMG 2	79,3	2
ZIPAEMG 3	123,8	3
ZIPAEMG 4	15,1	19
ZIPAEMG 5	25,6	17

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

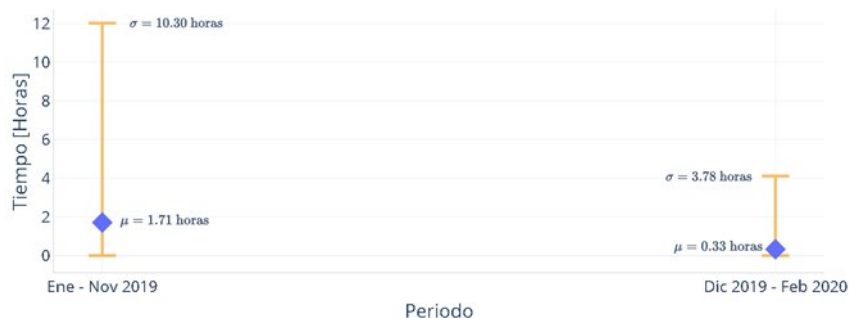
La operación del sistema también se ve afectada por el mantenimiento programado o por fallas inesperadas en los activos de la red de transmisión. La confiabilidad de los activos de la red se mide con los indicadores de horas de indisponibilidad (HID) y las horas compensadas (HC), estas últimas equivalen 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 8 y la Figura 9 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas, respectivamente, comparando el periodo de análisis versus las estadísticas del año anterior. Las estadísticas del periodo enero – noviembre de 2019 presentan mayor media y desviación estándar de indisponibilidad de los activos de transmisión, en comparación con los valores para el periodo de análisis; para este último, comprendido entre el 1° de diciembre de 2019 y el 29 de febrero de 2020, se presentan los valores de media y desviación estándar de los índices de indisponibilidad con 0,98 horas y 4,57 horas, respectivamente, esto es, cerca del 84% de los activos tienen una indisponibilidad menor a 5,55 horas al año (la media más una desviación estándar). Así mismo, en promedio se compensaron 0,33 horas por activo en el trimestre, con una desviación estándar de 3,78 horas (Figura 9).

Figura 8. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 9. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.

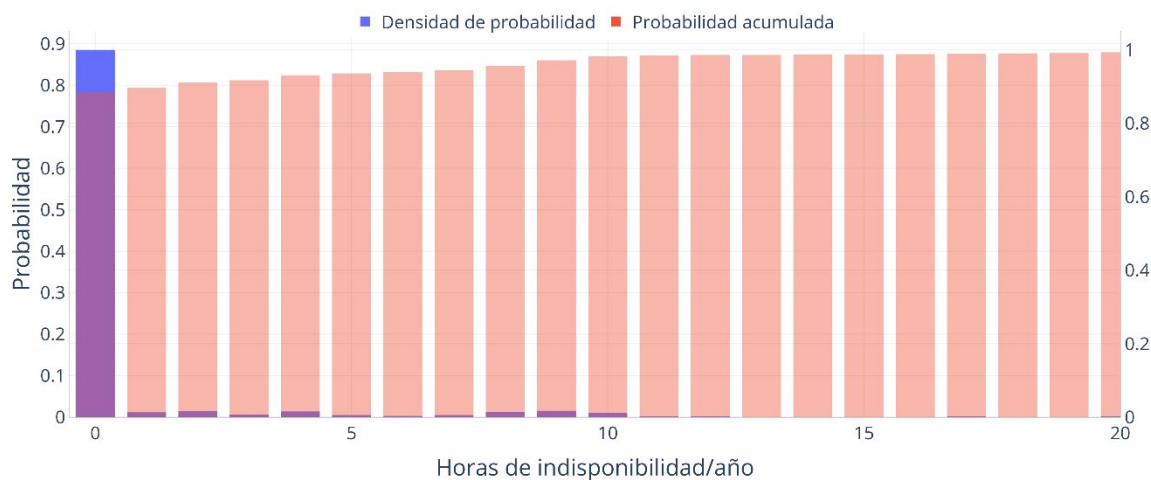


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 10 y la Figura 11 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 10 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad HID por activo de transmisión al año, considerando la información del periodo de análisis. La densidad de probabilidad muestra que cerca del 87% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 1 horas, el 13% restante entre 1 y 10 horas. En cuanto a probabilidad acumulada, se observa que 99% de los activos no superan las 10 horas de indisponibilidad.

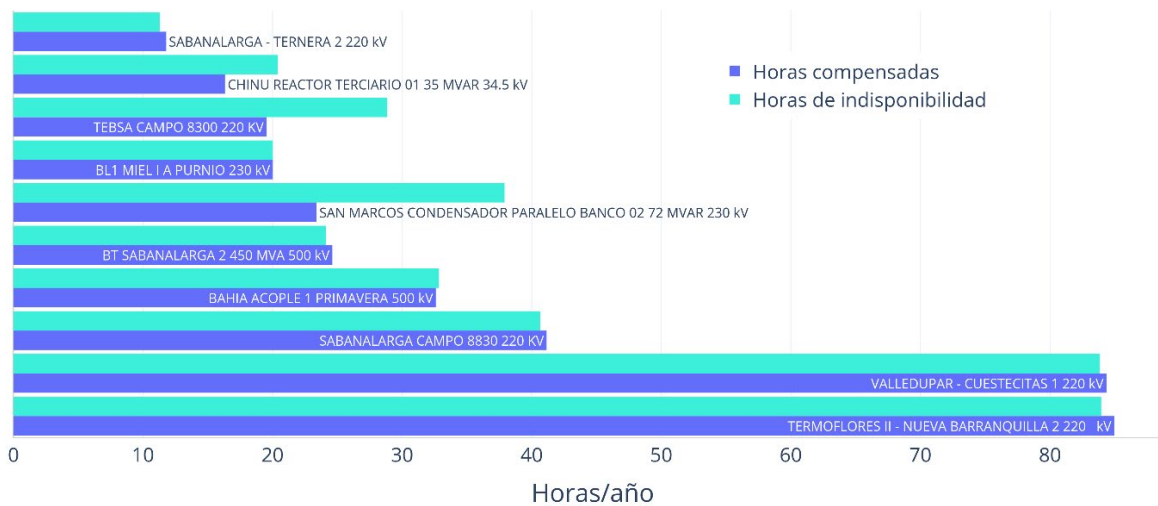
No obstante lo anterior, hay algunos activos que tienen una cantidad importante de horas de indisponibilidad, como se muestran en la Figura 11. Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a Termoflores II – Nueva barranquilla II 220kV con 83,95 HID y 84,95 HC durante el periodo de análisis. Cabe resaltar que la gran mayoría de los activos de transmisión que experimentan altas indisponibilidades se encuentran en el área de la Costa y Antioquia.

Figura 10. 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.

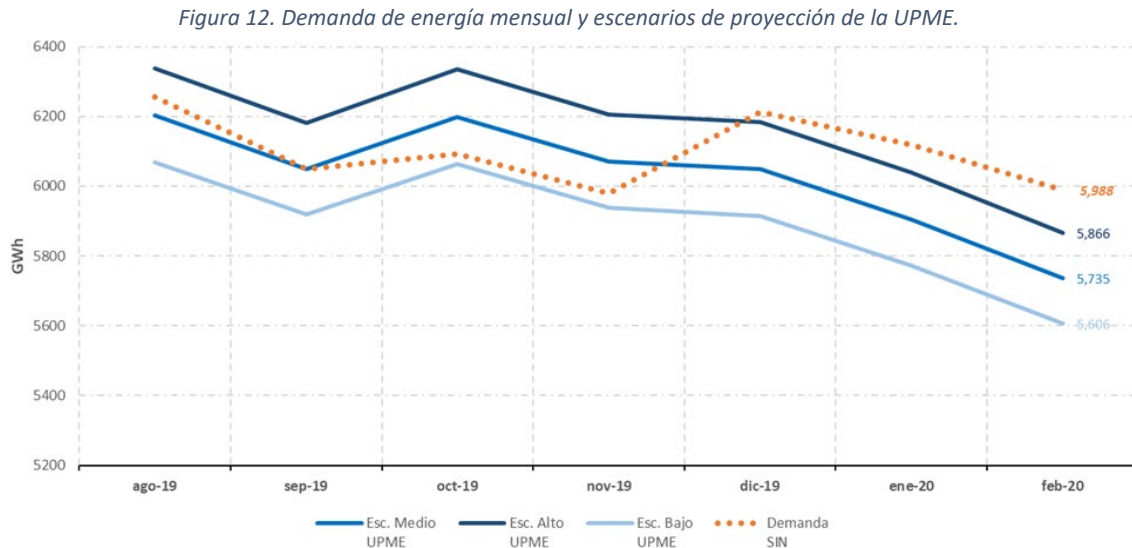
Figura 11. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.4. Demanda

En la Figura 12 se muestra la evolución de la demanda agregada mensual para el periodo de análisis (línea punteada naranja), comparándola con los escenarios de proyección de demanda de la UPME (líneas azules). Se observa que la demanda para el trimestre anterior se ubicó entre los escenarios bajo y medio de la UPME (más cercana al escenario bajo), para el periodo de análisis estuvo siempre por encima del escenario alto.



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

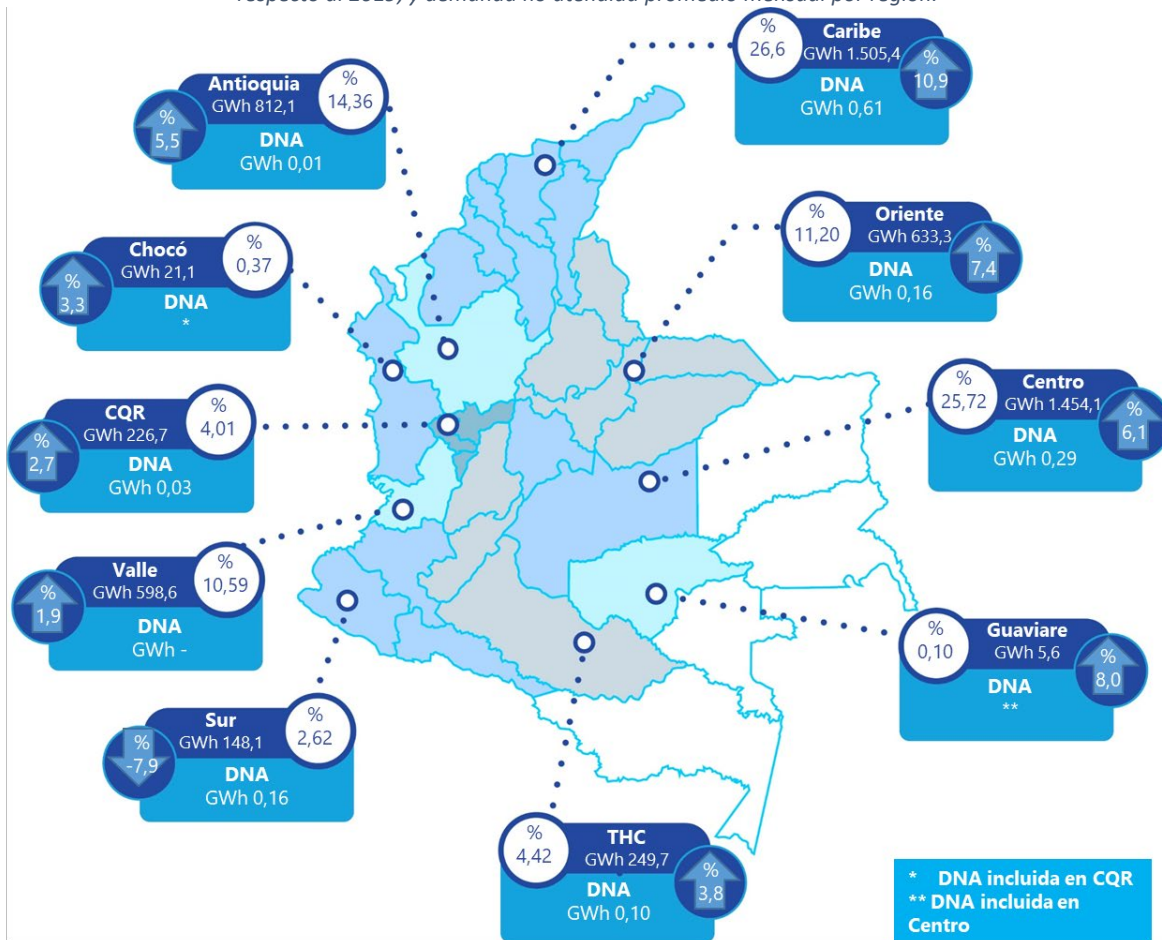
Sobre el mapa de la Figura 13 se presenta la demanda promedio mensual por región para el periodo de análisis, así como su participación porcentual respecto del total; además, en los círculos de color azul oscuro se muestran las variaciones porcentuales con respecto al trimestre diciembre 2018 – febrero 2019, y finalmente, la demanda no atendida (DNA) promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis².

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (26,6%), Centro (25,72%) y Antioquia (14,36%); mientras que la región que más creció para el periodo de análisis respecto al año anterior es Caribe (10,9%), siendo también la que presentan el mayor nivel de DNA, con 0,61GWh-mes en promedio, valor que disminuyó con respecto al trimestre anterior.

Para el periodo de análisis, la región que más incrementó su DNA respecto a lo analizado en el periodo septiembre – noviembre de 2019, corresponde a la región Sur. Por otro lado, la región Caribe disminuyó su DNA pasando de 3,26 GWh a 0,16 GWh entre los dos periodos, De igual forma, la región Valle redujo a cero su DNA en este periodo. Por otro lado, Antioquia aumentó su DNA frente al periodo pasado. No obstante, en general se presentó una reducción en la DNA del SIN.

² Tomada de: <http://eventos.xm.com.co/eventos/SitePages/demanda.aspx>.

Figura 13. 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.

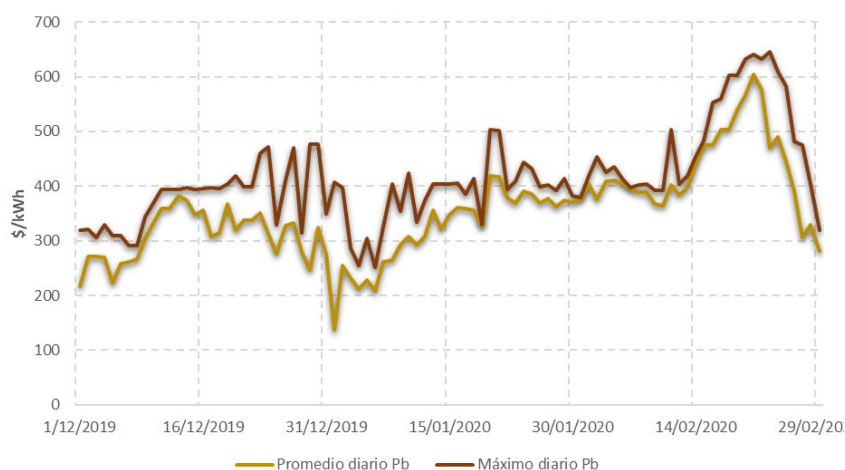
Como se observa en la Figura 14, el precio promedio diario de bolsa tuvo un valor máximo de 646,10 \$/kWh hacia finales del mes de febrero y un valor mínimo de 136,49 \$/kWh a comienzo de año; el promedio en el periodo de análisis fue de 352,33 \$/kWh; el precio promedio cerró el periodo en 281,91 \$/kWh. En general, los precios promedio estuvieron entre 200 y 400 \$/kWh durante la mayor parte del periodo de análisis, y presentaron un aumento significativo hacia la segunda mitad de febrero, motivados principalmente por la disminución en los aportes y, por consiguiente, en el nivel de embalse agregado. El detalle del comportamiento mostrado en la Figura 14 se describe a continuación y se evidencia en las Figuras Figura 15 a Figura 19:

- Durante la segunda mitad del mes de diciembre de 2019 se presentó una disminución significativa del precio, pasando de valores cercanos a 400 \$/kWh hasta valores inferiores a

150\$/kWh. Posteriormente, tuvo una tendencia creciente hasta mediados de febrero, alcanzando su valor máximo en ese periodo, comportamiento que se puede explicar, entre otros factores, por la disminución del volumen útil diario para el mismo periodo, como se puede observar en la Figura 15.

- Como se puede ver en la Figura 16, el pico de los aportes se presenta el día 31 de diciembre, y para el siguiente día se observa una reducción en el precio promedio de bolsa. Después de esta fecha los aportes decrecen significativamente hasta mediados del mes de enero, periodo en el cual inicia el incremento en el precio de bolsa. Por último, en el mes de febrero se observa que se alcanza el máximo precio de bolsa del periodo, que concuerda con el valor mínimo de aportes el día 19 de febrero, a partir de esta fecha se incrementa el valor de los aportes y se reduce el precio promedio de bolsa.
- Ante el comportamiento del precio de bolsa observado durante el periodo análisis, en la Figura 17 se observa que el costo de las restricciones tuvo un valor máximo en diciembre (16 \$/kWh), para luego disminuir significativamente y en promedio ubicarse por debajo de los 4 \$/kWh durante casi todo el resto del periodo de análisis.
- Durante el periodo de análisis el precio de bolsa se mantuvo por debajo del precio de escasez de activación, no obstante, durante el mes de febrero el mercado estuvo cerca de alcanzar la condición crítica, tal como se muestra en la Figura 18.
- Finalmente, la Figura 19 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del MC³ y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados; así, se observa que frente al incremento del precio de bolsa, el efecto no se refleja inmediatamente en los otros referentes de precio, por esto, en el próximo informe se enfocará los análisis en el mercado de contratos.

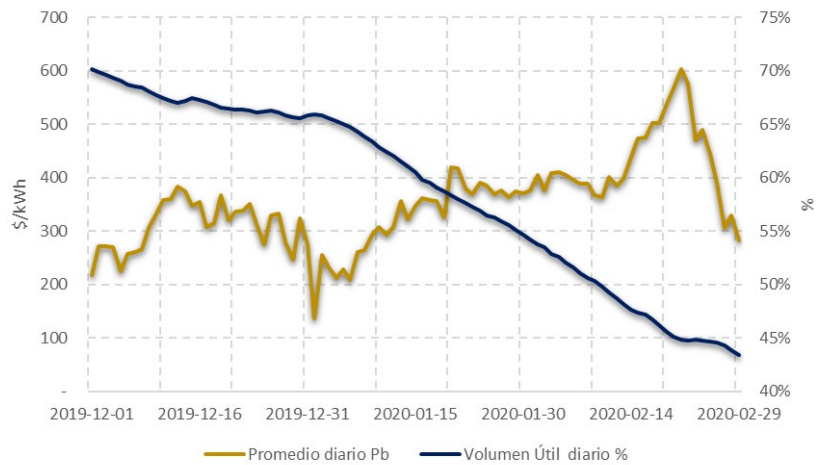
Figura 14. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

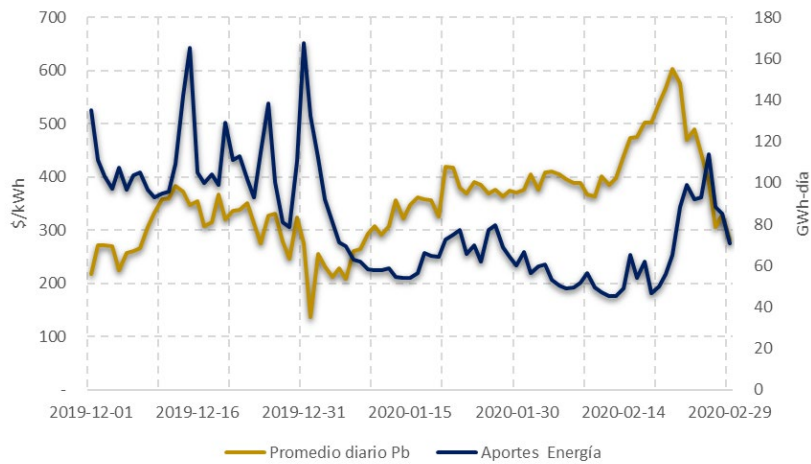
³ Resolución CREG 119/2007. MC_{m-1} es el costo promedio ponderado de energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.

Figura 15. 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.

Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.



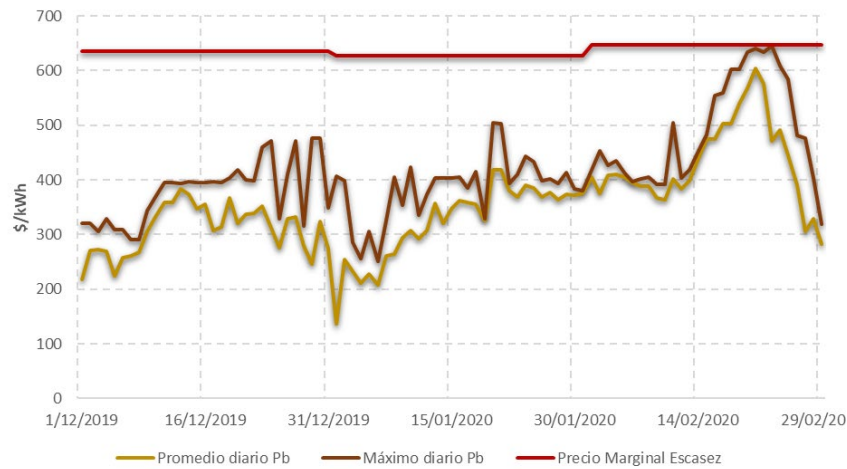
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.



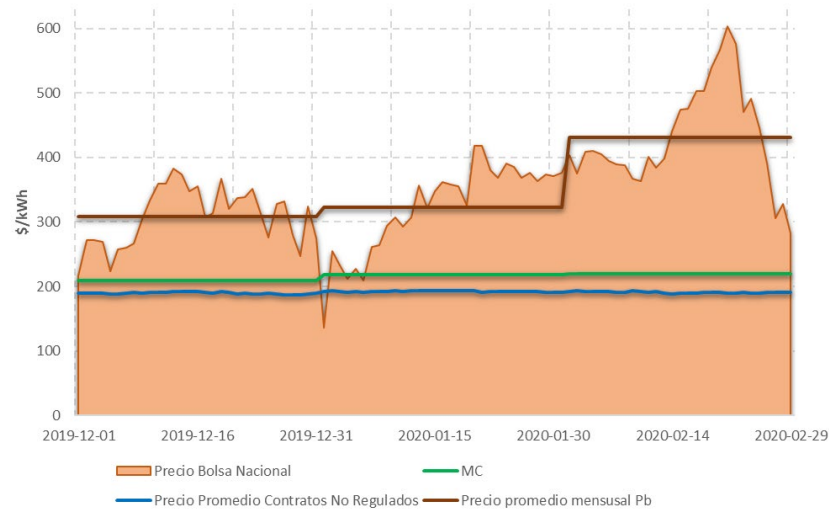
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 18. 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.

Figura 19. Comportamiento del precio de bolsa promedio diario, promedio mensual, MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados en el periodo de análisis.

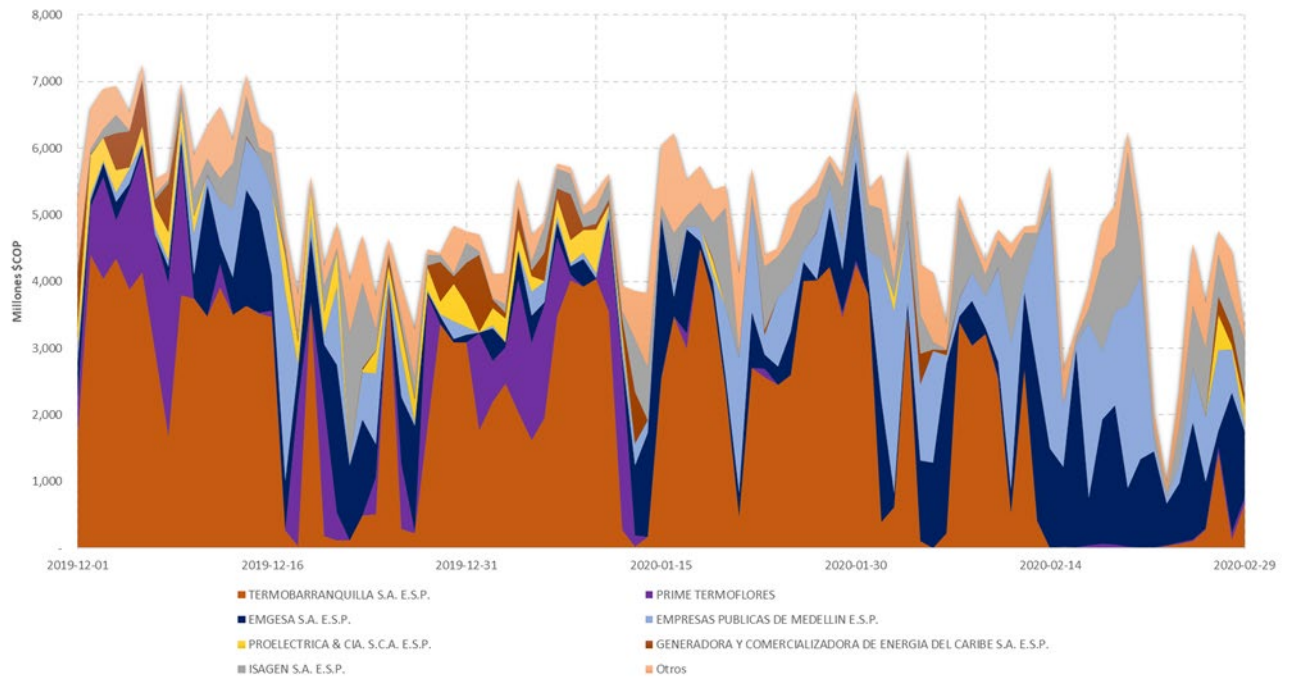


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.6. Restricciones

Esta sección presenta, en la Figura 20, el costo mensual agregado por agente de las reconciliaciones positivas (sin tener en cuenta AGC) para el periodo de análisis. Se observan leves disminuciones a mediados de los meses de diciembre y enero, periodos en los que los agentes con portafolio hidroeléctrico presentan una mayor participación, debida al incremento del precio de bolsa y la entrada de recursos térmicos en el despacho por mérito.

Figura 20. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.

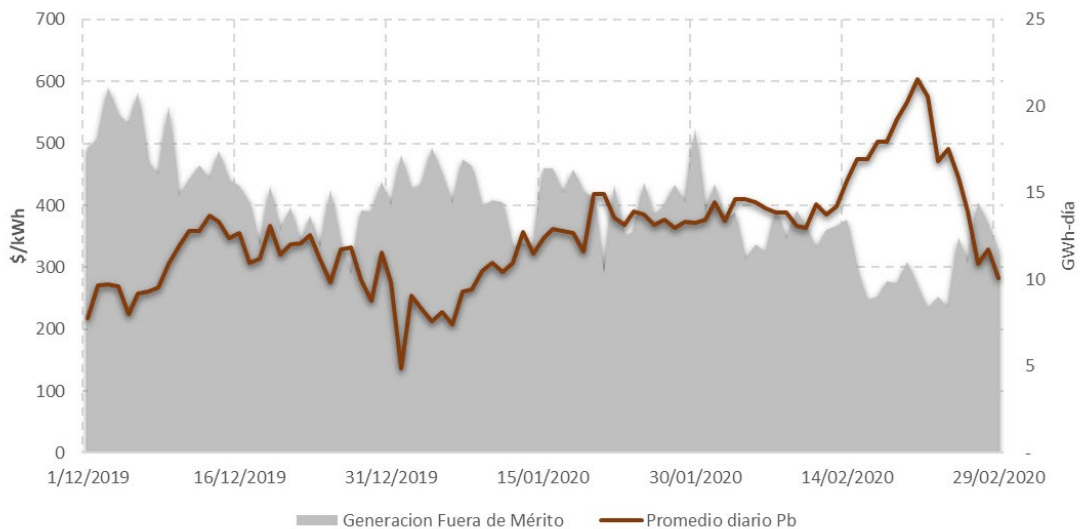


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el periodo de análisis, la mayor participación corresponde a TERMOBARRANQUILLA (41,22%), seguido de EMGESA (15,27%), EPM (13,53%) e ISAGEN (8,87%).

En la Figura 21 se muestra el comportamiento de la generación fuera de mérito y del precio de bolsa promedio en el periodo de análisis. Se puede ver una tendencia decreciente de la generación fuera de mérito, pasando de valores cercanos a 20 GWh-día hasta valores inferiores a 10 GWh-día, estos últimos correspondientes con los mayores valores de precio de bolsa presentados en el periodo de análisis (finales de febrero).

Figura 21. 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

En esta sección se presentan algunas cifras relevantes de la información de convocatorias con destino al mercado regulado reportadas por los agentes comercializadores en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, administrado por XM, de conformidad con la Resolución CREG 130 de 2019 “Por la cual se definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado”.

Sobre la información encontrada en el SICEP para el periodo de análisis, se registraron un total de 5 convocatorias; de estas, una se encuentra cancelada, otra adjudicada, y las tres restantes abiertas; se tiene que 4 de ellas son de tipo pague lo contratado, y solo la convocatoria adjudicada es tipo pague lo demandado. La Tabla 5 resume la cantidad de energía definida en las convocatorias.

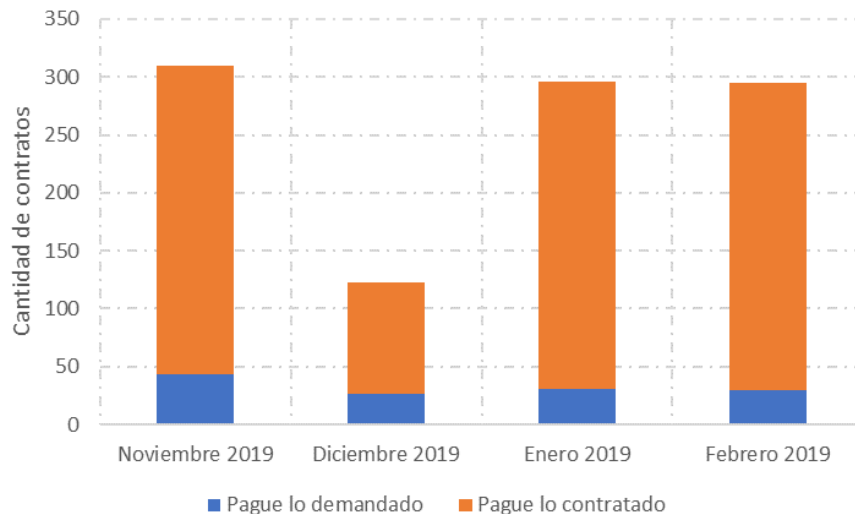
Tabla 5. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.

ID de convocatoria	Energía de producto (GWh)	Estado
CP-GNCC2020-001	1.372	Abierta
CP-PEEC2020-001	1.242	Cancelada
CP-EDIC2020-001	16.373	Abierta
CP-EPIC2020-001	2 (PD)	Adjudicada
CP-NMRC2020-001	2.625	Abierta

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, al analizar la base de datos diaria de los contratos despachados, y que están registrados en el ASIC, se encontraron 295 contratos vigentes a final de febrero, cuya evolución se muestran en la Figura 22, y con más detalle en la Tabla 6.

Figura 22. Evolución mensual de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 6. Evolución mensual de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.

	Noviembre	Diciembre		Enero		Febrero	
	Referencia	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Pague lo Demandado (PD)	43	0	17	6	1	0	1
Total PD	43	26		31		30	
Pague lo Contratado (PC)	267	6	176	168	0	0	0
Total PC	267	97		265		265	
Total contratos	310	123		296		295	

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 310 contratos que se tenían para el mercado regulado a finales de noviembre, la mayor concentración (267) correspondió a contratos tipo pague lo contratado, mientras que el tipo pague lo demandado eran 43 contratos. Al final del periodo de análisis, el número de contratos disminuye de 310 a 295. Hay una fuerte disminución en diciembre de 2019, debida a que el periodo coincide con la fecha de finalización contractual de muchos contratos (176); no obstante, y como era de esperarse, en enero de 2020 se inició (o renovó) una cantidad similar de contratos (168), lo que quiere decir que la contratación efectiva no disminuye en gran proporción entre meses.

La Tabla 7 presenta algunas estadísticas de los contratos de despacho diario. La mayor cantidad máxima para despacho horario se tiene en los contratos tipo pague lo contratado, con 6,83 GWh. En cuanto al precio, los contratos tipo pague lo contratado presentan un menor precio ponderado, llegando a ser de \$216,62 \$/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 7. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Cantidad máxima para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario (\$/kWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	0,35	351,21	345,58
Pague lo Contratado	6,83	218,07	216,62

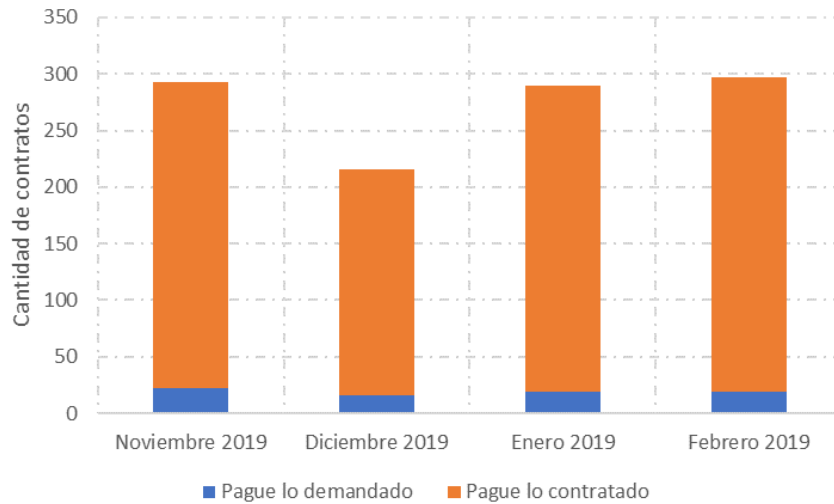
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado

En cuanto al mercado de contratos con destino a usuarios no regulados, en esta sección se muestran algunas estadísticas relacionadas con dichas transacciones. Este análisis se realizó para la evolución de los contratos vigentes al último día de cada mes, comparando los meses de diciembre de 2019 a febrero de 2020.

La Figura 23 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 se tiene el mismo comportamiento respecto al caso del mercado regulado, es decir, se presenta una reducción en el mes de diciembre (92 contratos), que está relacionada con la fecha de finalización estándar en diciembre de 2019, y en enero de 2020 se inician 72 nuevos contratos.

Figura 23. Evolución mensual de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

Tabla 8. Evolución mensual de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.

	Noviembre	Diciembre		Enero		Febrero	
	Referencia	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
Pague lo Demandado (PD)	22	1	7	3	0	0	0
Total PD	22	16		19		19	
Pague lo Contratado (PC)	271	21	92	72	1	7	0
Total PC	271	200		271		278	
Total contratos	293	216		290		297	

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 293 contratos que se tenían para el mercado no regulado a finales de noviembre, la mayor concentración (271) correspondió a contratos tipo pague lo contratado, mientras que el tipo pague lo demandado eran 22 contratos. Al final del periodo de análisis, el número de contratos aumentó de 293 a 297, 278 contratos del tipo pague lo contratado y 19 pague lo demandado; no obstante, en la Tabla 9 se observa que el promedio de despacho diario es mayor en la modalidad pague lo demandado. De igual forma, se muestran los precios promedio para ambas modalidades, con una diferencia de más de 10 \$/kWh tanto en el precio promedio diario, como en el precio promedio diario ponderado por cantidades, siendo en este último mayor en la modalidad pague lo contratado.

Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado por tipo de despacho en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Cantidad máxima para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario (\$/kWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	12,48	245,19	188,54
Pague lo Contratado	4,22	210,65	203,26

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.2. Mercado de gas natural

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

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

2.2.1. Producción

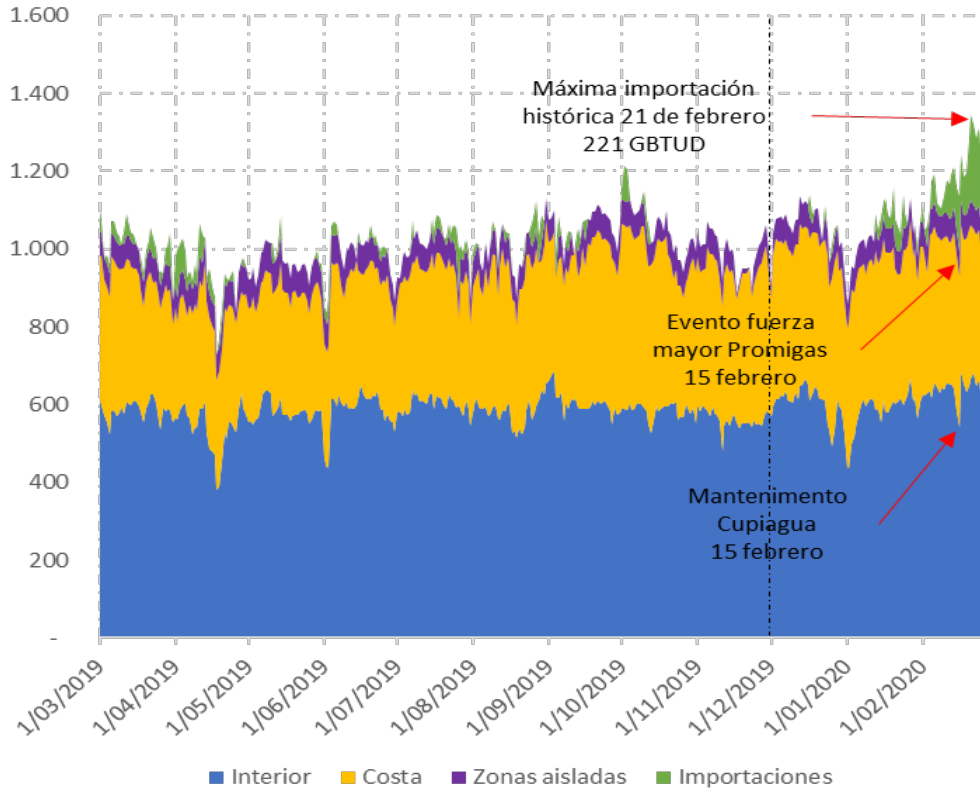
En el trimestre diciembre 2019 – febrero 2020, la producción promedio estuvo en 1048 GBTUD, lo cual representó una pequeña caída con respecto al trimestre anterior (1.053 GBTUD). El 21 de febrero de 2020 se presentó el mayor nivel de producción diario de los últimos 12 meses (1.345 GBTUD); este máximo de producción, que se puede observar en la Figura 24, se debió principalmente a un aumento en la demanda térmica, tanto en la Costa Atlántica como en el interior del país. En la Costa Atlántica la oferta (incluyendo la planta de regasificación) alcanzó los 589 GBTUD.

Entre los hitos más importantes de producción durante este periodo, se tienen los siguientes:

- Declinación de Guajira de 23%, pasando de 178 GBTUD (en el trimestre anterior) a 137 GBTUD en febrero de 2020.
- Aumento de la producción de los campos del sur de la Costa, de Canacol y Geoproduction, en 28%, pasando de 161 GBTUD a 206 GBTUD en febrero de 2020.
- Del 16 al 26 de enero de 2020 se presentó una indisponibilidad del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga debido a una rotura en la tubería a la altura del km 9. Este evento no generó restricción en la demanda.
- El 17 de febrero se presentó un evento operativo en el sistema de transporte de Promigas en el gasoducto Cartagena - Barranquilla que afectó las condiciones para la inyección del gas de la planta de regasificación SPEC y del sur de la Costa (Canacol, Hocol, Frontera) y originó un incremento en la inyección de Guajira de 55% con destino a la Costa.
- El 21 de febrero se presentó la mayor cantidad de gas inyectada desde la planta de regasificación al sistema de Promigas (221 GBTUD) debido a una alta demanda térmica que se presentó en la zona.

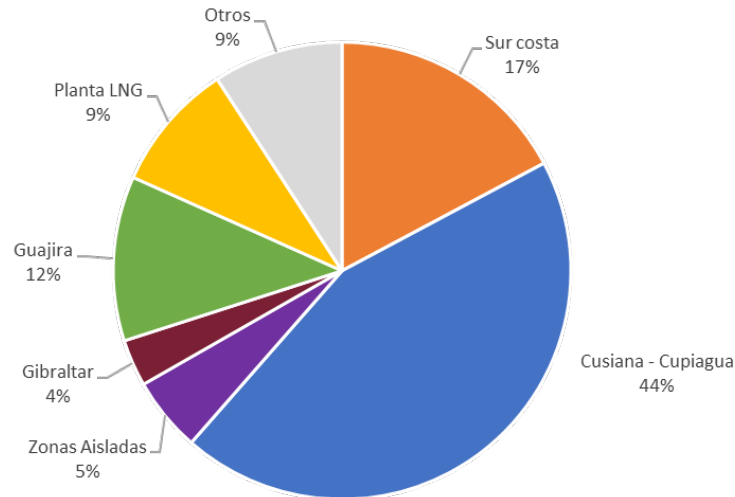
Para el mes de febrero de 2020, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 44% de la producción nacional, como se puede ver en la Figura 25. Es de resaltar que los campos del sur de la Costa han incrementado su participación, pasando del 15% en el trimestre anterior al 17% de la producción nacional en el trimestre diciembre 2019 – febrero 2020.

Figura 24. Producción total de gas por campo.



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

Figura 25. Participación en la producción de gas por campo en febrero de 2020.



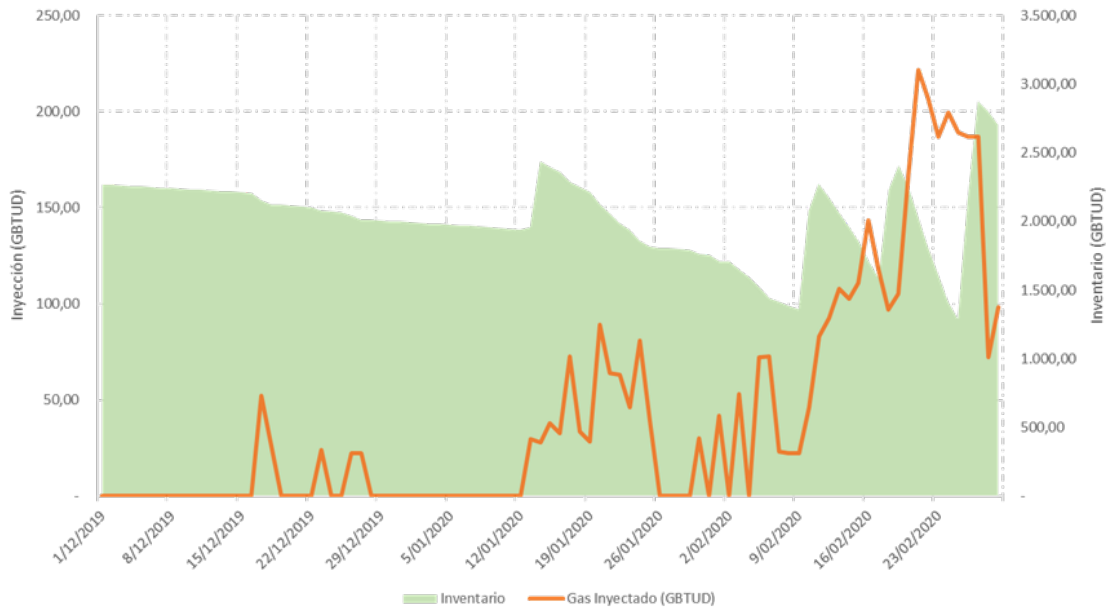
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.2.2. Importaciones

Las importaciones de gas se incrementaron de manera importante en los meses de enero y febrero de 2020 debido al despacho térmico que se presentó en dicho periodo. Debido al bajo nivel de embalses, se presentó un alto despacho de las plantas térmicas de la Costa y, por lo tanto, mayores necesidades de regasificación de gas natural licuado. Este comportamiento se puede observar con más detalle en la Figura 26, que muestra el movimiento de cargamentos con el fin de respaldar el alto despacho de las térmicas que operan con este gas.

Como se mencionó anteriormente, el 21 de febrero se presentó la mayor inyección histórica de la planta de regasificación al Sistema Nacional de Transporte – SNT, con 221 GBTUD.

Figura 26. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



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

Para cada mes del trimestre en cuestión, el gas regasificado e inyectado al SNT promedio diario fue como se presenta en la Tabla 10. Las cantidades de febrero son el mayor volumen de gas natural licuado inyectado en los últimos 12 meses. Lo anterior llevó a que el gas importado pasara a tener una participación del 9,7% en la oferta nacional en el mes de febrero de 2020.

Tabla 10. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes – año	Energía (GBTUD)
Diciembre – 2019	5
Enero – 2020	22
Febrero – 2020	104

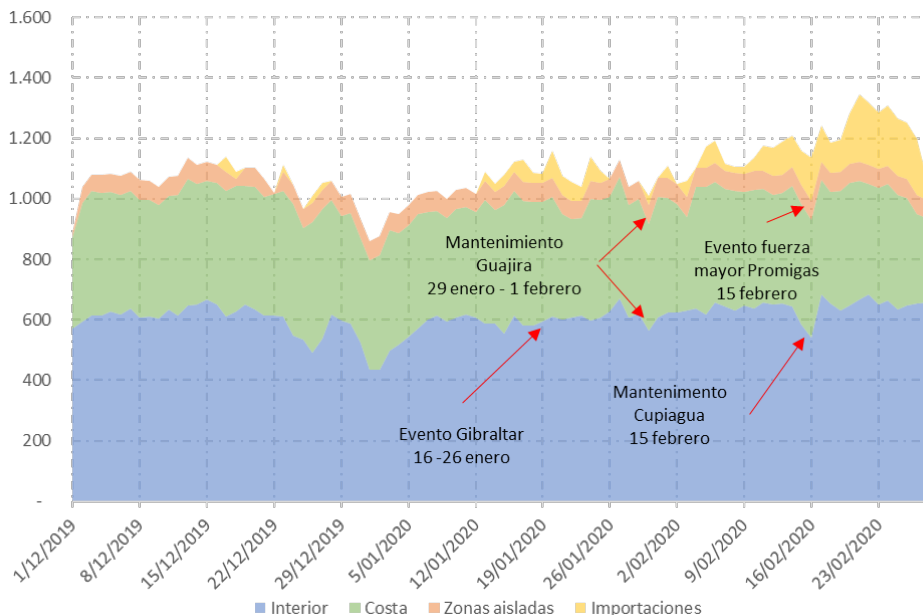
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural

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

mantenimientos. Como se puede observar en la Figura 27, durante el período sujeto de análisis se presentaron eventos de indisponibilidad que afectaron la disponibilidad de suministro y transporte del mercado.

Figura 27. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.



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

Para el periodo de análisis se efectuaron 29 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales el 90% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 10% a la de transporte. La Figura 28 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis: el 31% de los mantenimientos registrados en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones, SIMI, se llevaron a cabo en Guajira; el segundo campo con más intervenciones fue Provincia, con 23%; en el tercer lugar estuvieron Opón y Yarigüi con 11% y el restante 23% está compuesto por los campos Floreña, Cupiagua, El Difícil, Llanito y Oripaya.

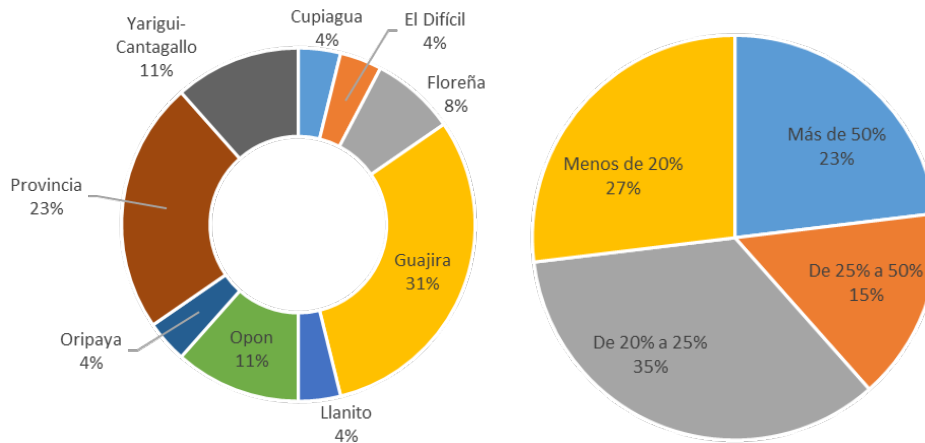
El número de mantenimientos en Guajira y Provincia reflejan un comportamiento normal y esperado, ya que son campos maduros que requieren mayor compresión para poder inyectar el gas en el sistema de transporte, y requieren mayor cantidad de intervenciones para su operación. El resto de los mantenimientos se distribuyen de forma relativamente uniforme entre el resto de los campos.

El mantenimiento que cubrió el mayor número de días correspondió al realizado en El Difícil del 23 de febrero al 4 de marzo y cuya mayor restricción (11,7 MPCD) corresponde al 100% de la capacidad total de la planta.

Se realizaron cuatro mantenimientos con total restricción de los campos:

- Oripaya, del 14 al 17 de enero.
- Llanito, del 4 al 5 de febrero.
- Cupiagua, del 15 al 16 de febrero.
- El Difícil, del 24 de febrero al 4 de marzo.

Figura 28. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción en el periodo de análisis.



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

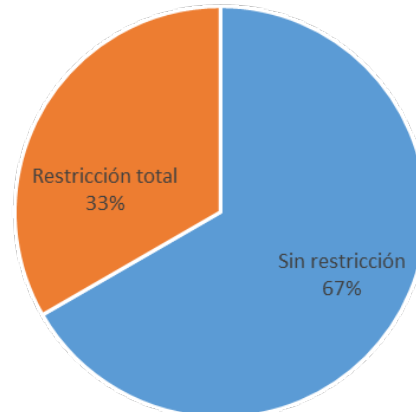
Como se muestra en la Figura 28, casi el 62% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción presentaron una restricción menor a 25%, mientras que el 15% tuvo una restricción entre el 25% y el 50%. El restante 23% tuvo una restricción mayor del 50%.

En lo que respecta al sistema de transporte, los hitos más importantes durante el período analizado fueron los siguientes:

- Mantenimiento en Gasoducto del Ariari del 9 al 10 de diciembre, sin restricción.
- Mantenimiento en el tramo Apiay – Villavicencio – Ocoa del 12 al 13 de diciembre, sin restricción en su capacidad.
- Mantenimiento en el tramo Cantagallo – Zona Industrial del 15 al 16 de enero, con una restricción total en su capacidad.

Durante este periodo, los mantenimientos en la infraestructura de transporte solo se presentaron en el sistema del interior. La Figura 29 muestra que un tercio de los mantenimientos presentaron restricción total de capacidad.

Figura 29. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción en el periodo de análisis.



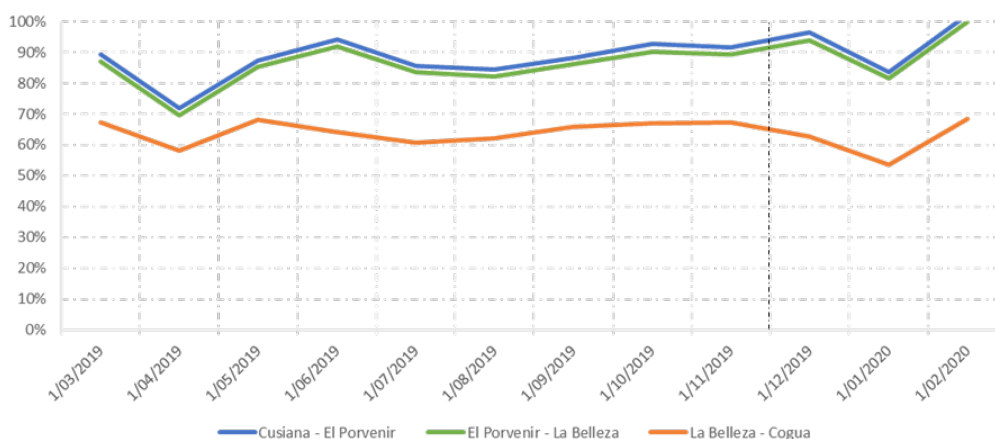
Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Con respecto al uso de los gasoductos del interior durante el periodo de análisis, en la ruta Cusiana-Cogua dos tramos alcanzaron el 100% de uso en el mes de febrero: La Belleza – El Porvenir y Cusiana – El Porvenir, como puede observarse en la Figura 30.

Con respecto al resto del sistema del interior, los principales hitos fueron los siguientes:

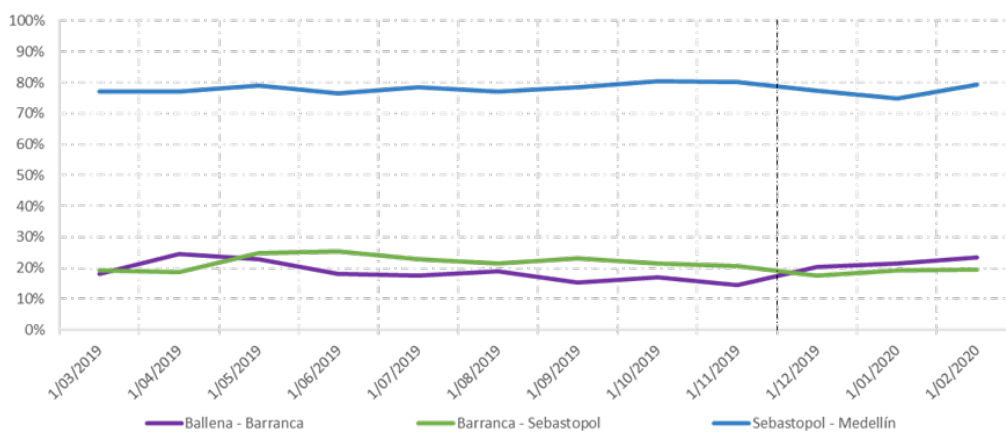
- En la ruta Ballena – Medellín, el tramo con mayor porcentaje de uso es Sebastopol – Medellín (79%), como se muestra en la Figura 31.
- En la ruta Cusiana – Medellín, el tramo con mayor porcentaje de uso es El Porvenir – La Belleza (100%), como se muestra en la Figura 32.
- En la ruta Cusiana – Cali, como ya se mencionó, los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza alcanzaron el 100 % de uso, como se muestra en la Figura 33.

Figura 30. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



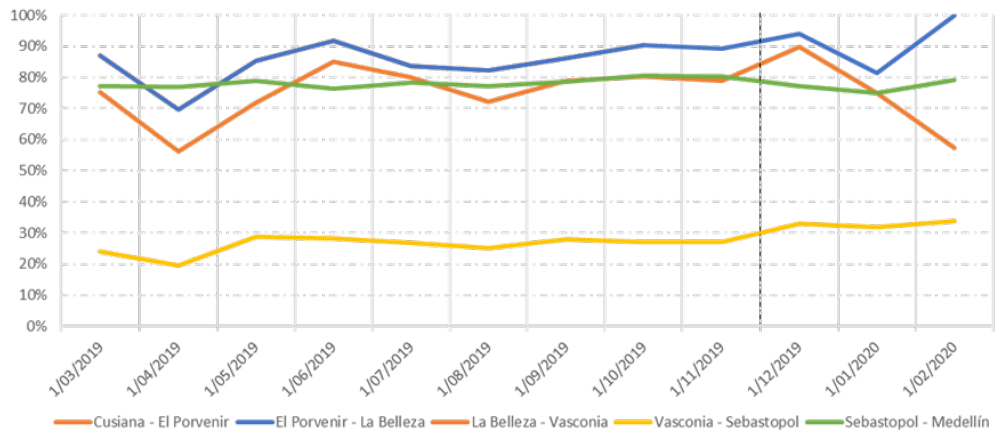
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Figura 31. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



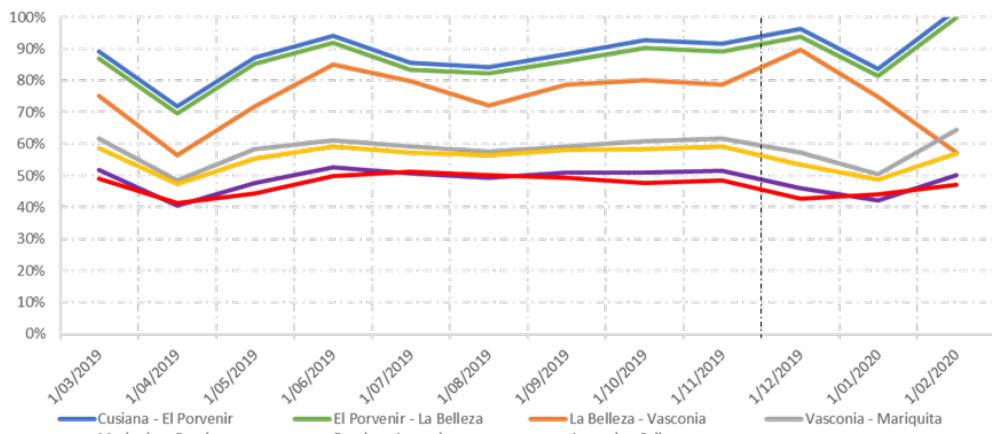
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Figura 32. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



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

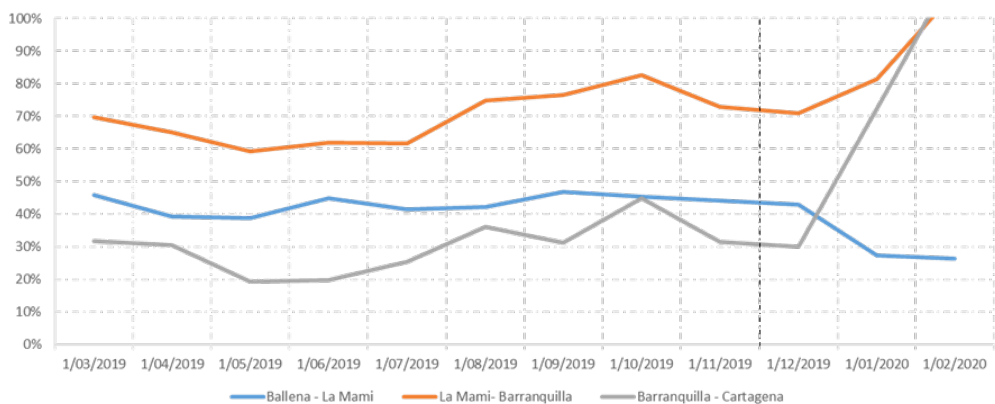
Figura 33. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.



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

Entre las principales rutas de transporte en la costa, los tramos La Mami – Barranquilla y Barranquilla – Cartagena tuvieron aumentos significativos en su uso, y alcanzaron niveles cercanos a su máxima capacidad en el mes de febrero debido al mayor despacho térmico, como se mencionó anteriormente, tal como se observa en la Figura 34.

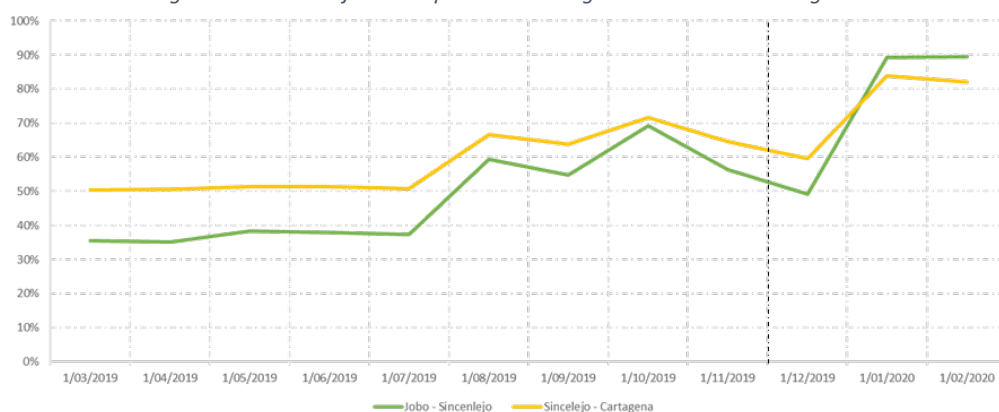
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.



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

La ruta Jobo - Cartagena está conformada por dos tramos: Jobo - Sincelejo y Sincelejo – Cartagena. El tramo con mayor porcentaje de uso fue el primero, con niveles cercanos a 90% (Figura 35).

Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



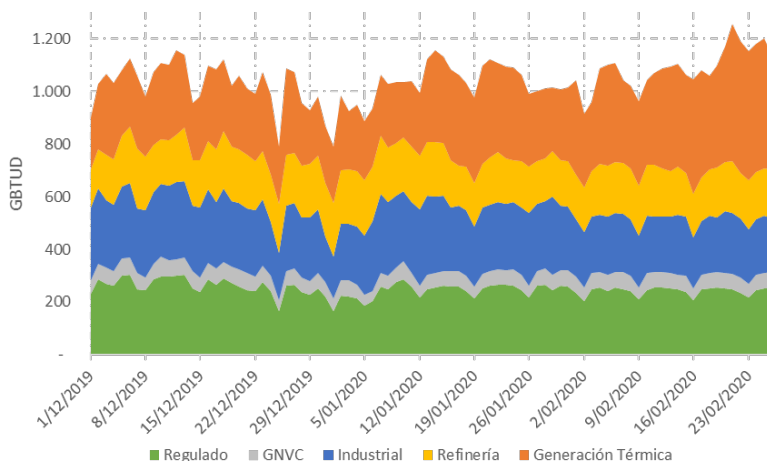
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

2.2.4. Demanda

Para el periodo de análisis, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 1.045 GBTUD, alcanzando valores incluso superiores a 1200 GBTUD en el mes de febrero; el valor promedio en febrero fue 1.081 GBTUD, impulsado principalmente por la demanda térmica, que pasó de 209 GBTD en enero a 360 GBTUD (incremento mayor al 70%), que obedeció a una mayor generación tanto en la Costa Atlántica como en el interior del país⁴. Los demás sectores de consumo mantuvieron niveles relativamente constantes, tal como se observa en la Figura 36.

La Figura 36 muestra claramente que las variaciones más significativas y los picos de demanda que se presentaron en el periodo de análisis están relacionados con el sector de generación térmica.

Figura 36. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.

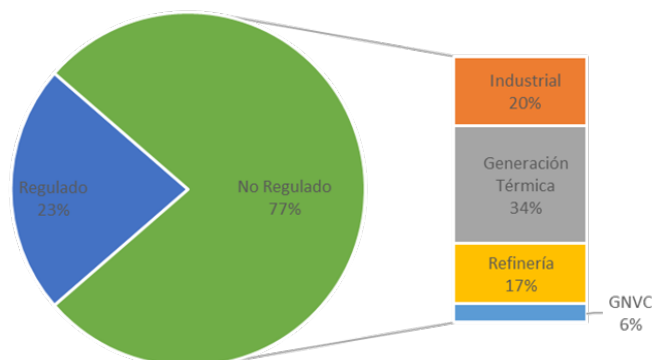


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

⁴ En el sector térmico del interior del país, vale la pena mencionar el caso de EPM con la planta Termosierra, que empezó a generar de forma constante desde diciembre de 2019 y se ha mantenido durante todo el período.

En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, en la Figura 37 se aprecia que, en promedio para el mes de febrero, el 77% corresponde al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales son en el sector térmico (34%), industrial (20%) y refinería (17%).

Figura 37. Distribución de la demanda por sector de consumo en febrero de 2020.



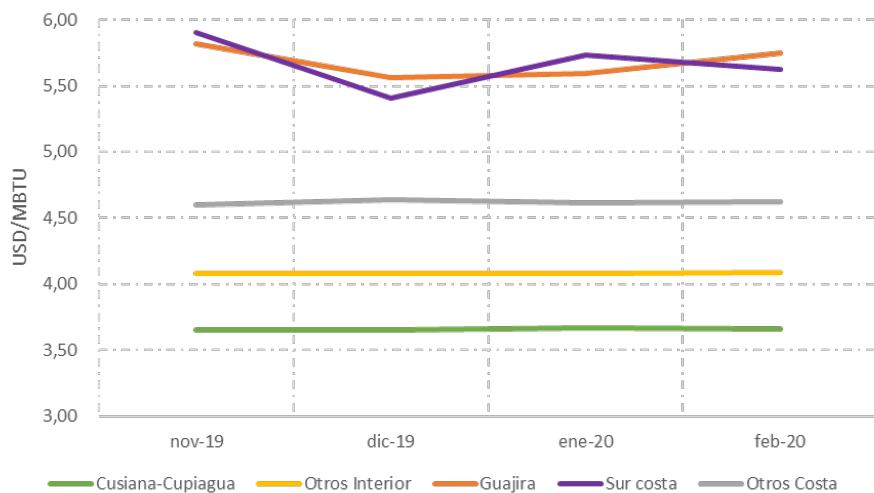
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.2.5. Precios

Los precios han permanecido estables durante el periodo de análisis, y no han presentado variaciones importantes frente al trimestre anterior. Como lo muestra la Figura 38, los precios promedio de los campos del sur de la Costa se mueven entre 5 y 6 USD/MBTU, permanecen cercanos a los precios de Guajira, y están aproximadamente entre 1 y 1,5 USD/MBTU por encima de los precios promedio de los otros campos de la Costa. El precio más alto registrado en este periodo para la Costa se presentó en Guajira con 5,75 USD/MBTU para diciembre 2019.

Los precios promedio de los contratos del mercado primario en firme para el interior han permanecido entre 3,5 y 4 USD/MBTU.

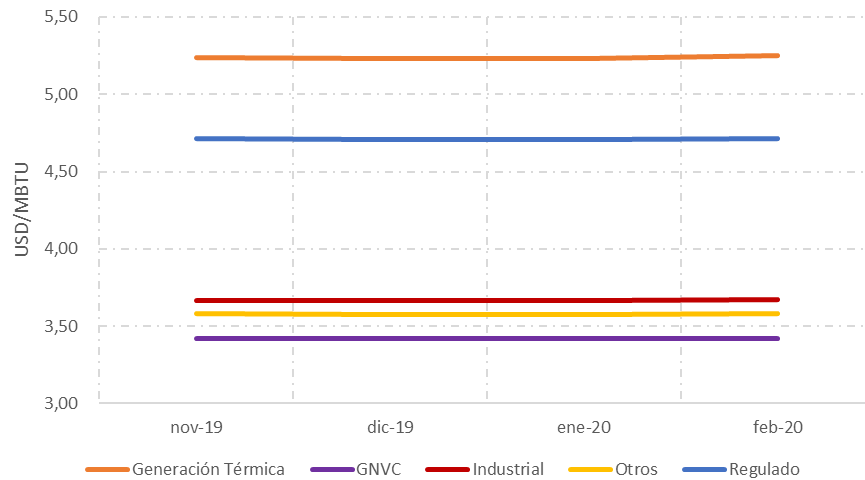
Figura 38. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.



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

El precio promedio ponderado para los sectores GNVC, industrial y otros sectores no regulados, han permanecido cerca de 3,5 USD/MBTU, mientras que el precio promedio de los sectores regulado y generación térmica han estado entre 4,5 y 5,5 USD/MBTU, tal como lo ilustra la Figura 39.

Figura 39. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.

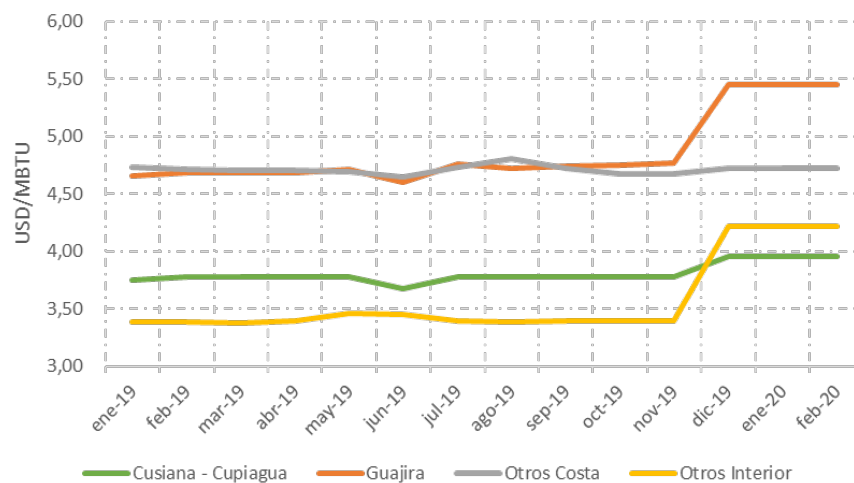


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

De acuerdo con lo establecido en la regulación, el año de gas finaliza el 30 de noviembre de cada año, y por lo tanto a partir del 1 de diciembre inicia un nuevo año de gas. El 1 de diciembre de 2019 entraron en vigencia los contratos que fueron gestionados ese mismo año mediante los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 114 de 2017, por lo que vale la pena revisar la variación de la situación contractual y de precios en el nuevo año de gas, comparado con el anterior.

Los precios para el mercado primario, tal como lo ilustra la Figura 40, presentaron una variación por la terminación de unos contratos y el inicio de otros. Se puede observar que en general, los precios promedio de todos los campos tuvieron aumentos. Para Cusiana – Cupiagua se presentó un incremento de 5% en promedio, mientras que los otros campos del interior presentaron un incremento de precios promedio del 24%. Por otra parte, los precios promedio de Guajira presentan un incremento del 14% con respecto a los de noviembre de 2019, mientras que los otros campos de la Costa tuvieron incrementos de precios promedio del 1%, lo que refleja que la mayor parte de las cantidades ya se encontraban contratadas.

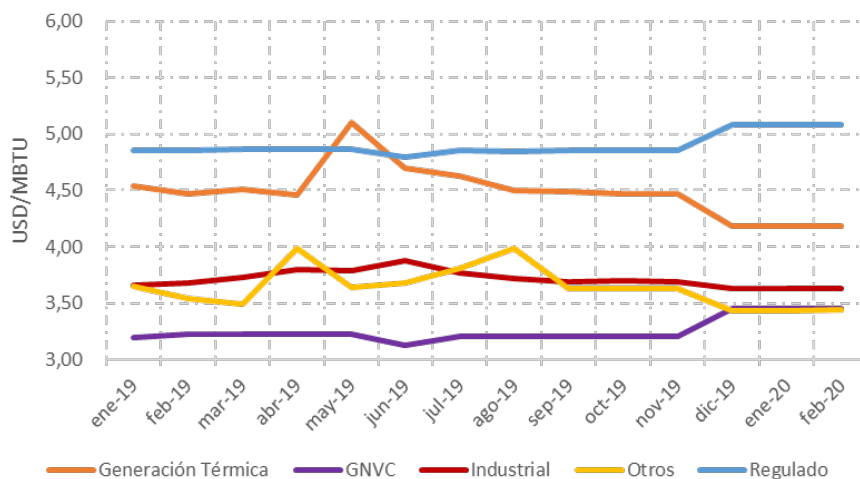
Figura 40. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente 2019 – 2020.



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

Al revisar la situación para los diferentes segmentos de consumo, el precio promedio para los sectores regulado y GNVC presentó incrementos de 5% y 8%, respectivamente; mientras que para los sectores de generación térmica, industrial y otros no regulados, se presentaron disminuciones de precios promedio cercanas a 6%, 2% y 5%, respectivamente, tal como se presenta en la Figura 41.

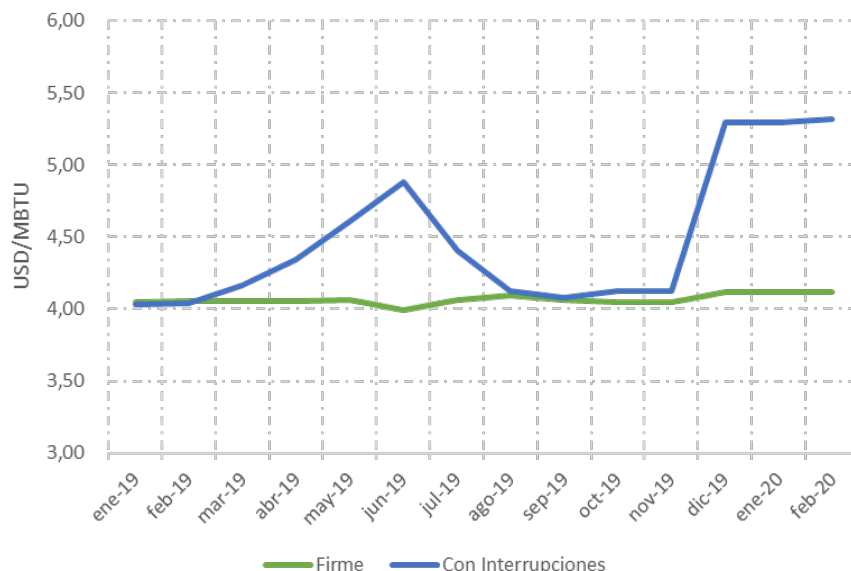
Figura 41. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo 2019 – 2020.



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

Por modalidad contractual, los precios promedio de los contratos en firme se incrementaron aproximadamente 2% con respecto al año anterior, y los precios promedio de los contratos interrumpibles presentaron incrementos significativos (28%), como se ilustra la Figura 42.

Figura 42. Precio promedio ponderado de contratos del mercado primario por modalidad contractual 2019 – 2020.

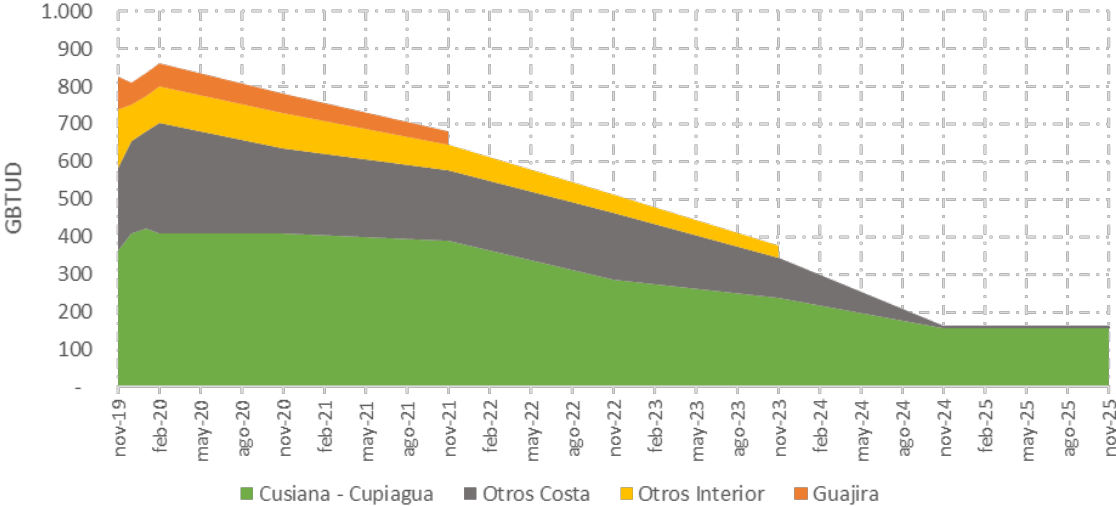


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Con respecto a la situación contractual, los campos Cusiana y Cupiagua presentan la mayor contratación en enero 2020 con 422 GBTUD; estos campos están contratados hasta noviembre 2025

con unas cantidades de 156 GBTUD; el campo Guajira está contratado hasta noviembre de 2021 con 35 GBTUD; los otros campos del interior están contratados hasta noviembre de 2023 con 35 GBTUD; y finalmente en los otros campos de la costa, las cantidades por campo alcanzan un pico cercano a los 300 GBTUD a mediados de 2020 y van disminuyendo paulatinamente hasta noviembre de 2029 con 3 GBTUD. Este comportamiento se ilustra en la Figura 43.

Figura 43. Cantidades contratadas en firme en el mercado primario por campo de producción 2019 – 2025.



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

3. Análisis de indicadores

En esta sección se presentan los indicadores de mercado para los mercados de energía eléctrica y gas natural en el periodo de análisis. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación; ii) indicadores de ofertas de los generadores; y iii) indicadores de agentes pivotaes. 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. Índices de concentración HHI

La Figura 44 muestra los valores del índice *HHI* para el mercado de generación de electricidad, específicamente para la disponibilidad real de las plantas, su generación real, y la participación de cada agente en la fijación de precios en el despacho ideal⁵. Se puede observar la evolución de estos indicadores durante el periodo de análisis y el grado de concentración según la región donde se encuentran, evidenciando que, para las variables de generación y disponibilidad los indicadores arrojan un nivel de concentración moderado, mientras que para la participación de los agentes en la fijación de precios el indicador permanece en el nivel alto de concentración.

Los indicadores para la generación y la disponibilidad real muestran un comportamiento relativamente estable, sin embargo, a mediados de diciembre y febrero el valor de concentración para la generación real tiene un ligero descenso, explicado por una mayor participación de agentes térmicos en el despacho en mérito, cómo se mencionó en la sección de seguimiento de variables.

En cuanto a la participación de los agentes en la fijación de precios, los valores del indicador se mantienen entre 2.000 y 2.500, y durante el periodo se mantiene la condición de alta concentración y posición de dominio por parte de algunos agentes del mercado.

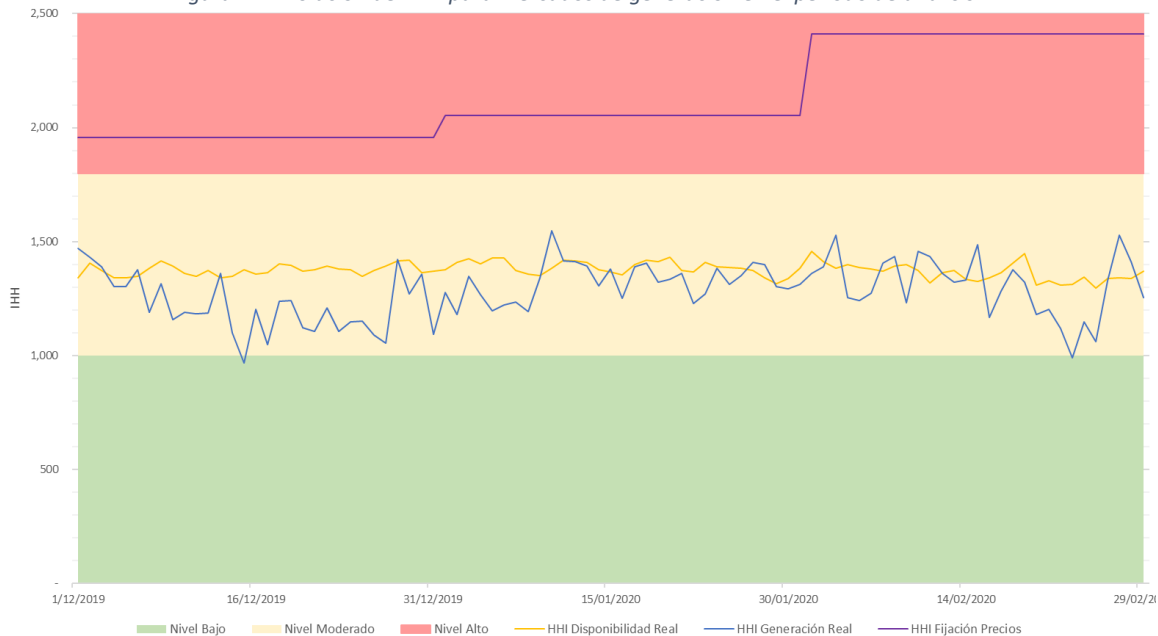
En la Figura 45 se muestra la participación de los diez agentes con mayor contribución en la generación real de energía, considerando los recursos de su portafolio. Al comparar la participación de este trimestre con los resultados del informe anterior, no se presenta mayor variación, salvo una reducción significativa en la participación del agente AES Chivor a partir de los primeros días del mes de enero de 2020, debida a la ejecución de mantenimientos programados. Se observa que sobresalen nuevamente tres agentes (EMGESA, EPM e ISAGEN), que representan alrededor del 60% de la generación y la disponibilidad durante el periodo de análisis.

En la Figura 46 se presenta la participación de cada uno de los agentes en la fijación de precios del mercado 'spot', considerando su portafolio de plantas de generación. Se puede ver que los agentes EMGESA, ISAGEN y CELSIA tienen participaciones cercanas a 27%, 21% y 10%, respectivamente, sin mayor variación durante el periodo; el agente EPM aumenta gradualmente su participación, desde

⁵ Este indicador mide el nivel de concentración en la fijación horaria de precios del mercado spot y se presenta el agregado mensual de acuerdo con la participación de los agentes en las horas del mes

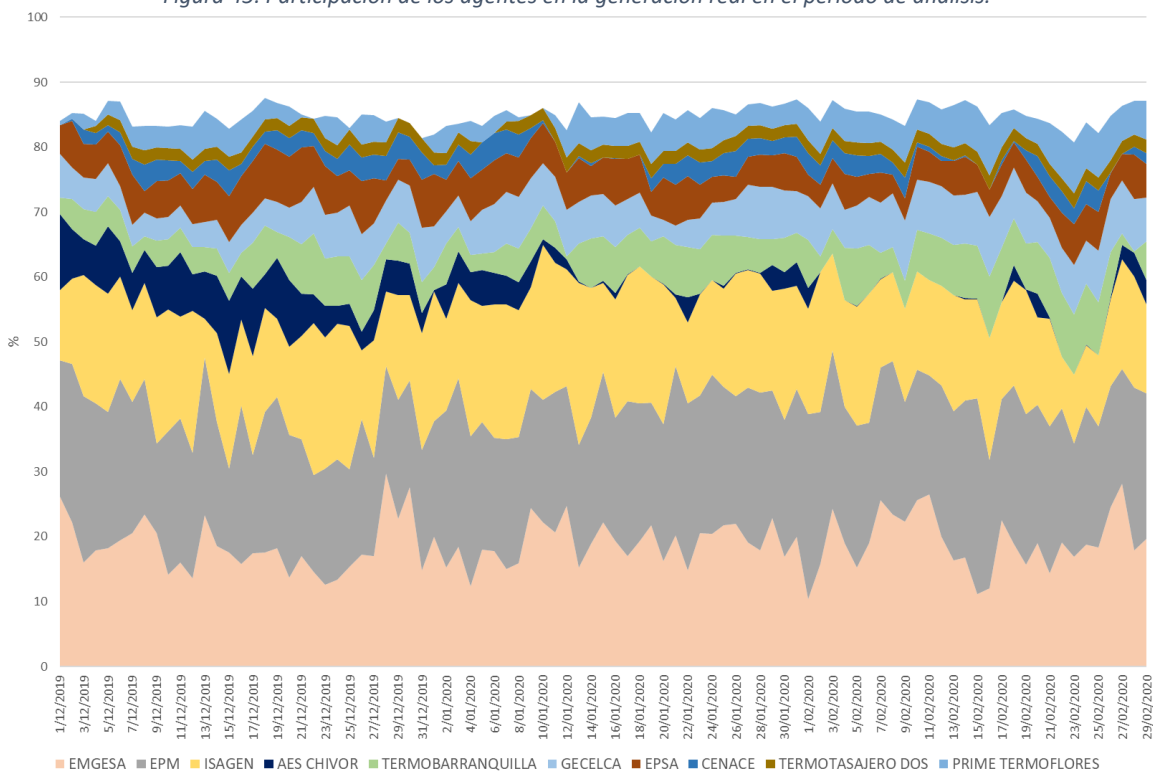
25% en diciembre, hasta 32% en febrero; y el agente CHIVOR reduce significativamente su participación, de casi 9% a menos del 1%, teniendo en cuenta la disponibilidad de la planta debida a mantenimientos, como se mencionó. Los agentes mostrados en la figura fijan el precio en más del 90% del tiempo.

Figura 44. Evolución del HHI para mercados de generación en el periodo de análisis.



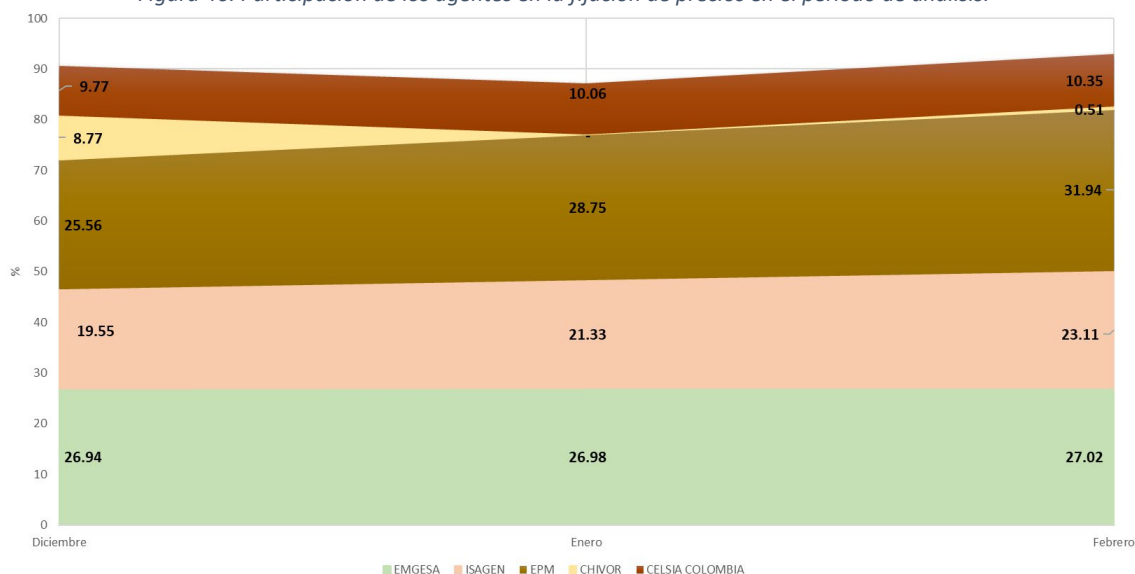
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 45. Participación de los agentes en la generación real en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 46. Participación de los agentes en la fijación de precios en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

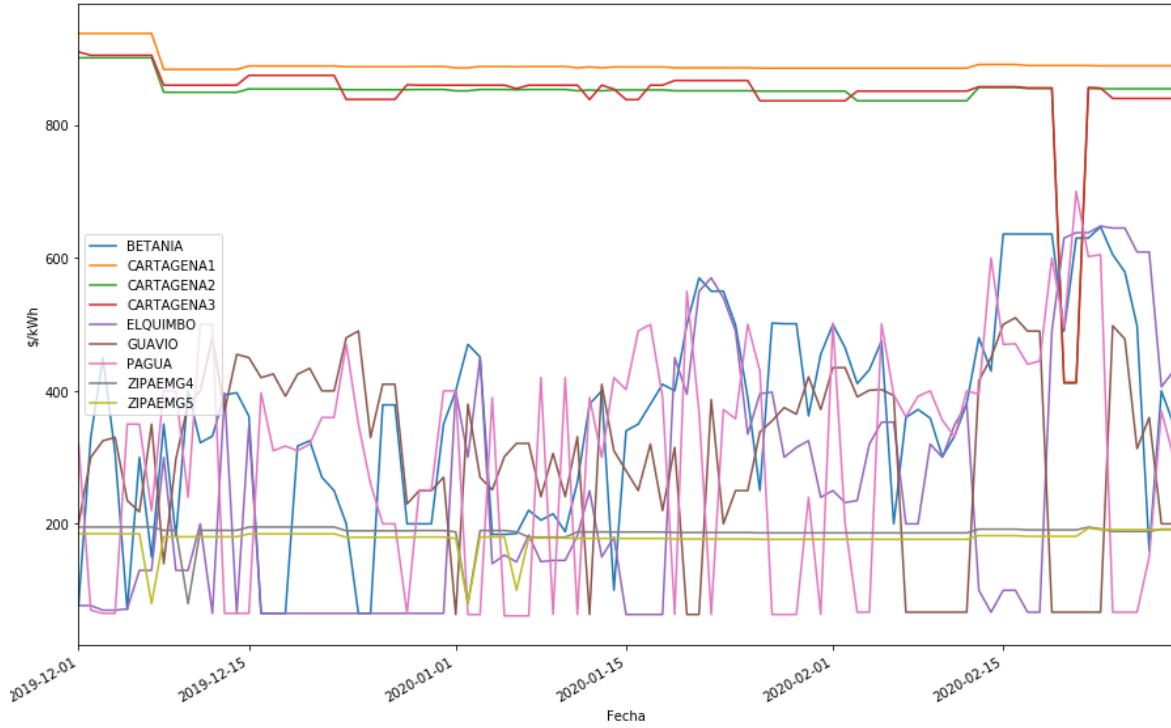
En el mismo sentido del informe anterior, para los agentes con mayor participación en la generación real y la fijación de precios, se realizó el ejercicio de revisión de las ofertas de precio para cada una de sus plantas y su evolución en el periodo de análisis, como se muestra en la Figura 47 a Figura 51.

Para las plantas hidroeléctricas se observa, en general, una tendencia de aumento en las ofertas de precio durante el periodo de análisis, debido en buena parte al comportamiento de los aportes y del nivel de los embalses; los agentes presentan un comportamiento más o menos consistente, con las mayores ofertas de precio hacia finales de febrero.

No obstante, es posible evidenciar variabilidad en las ofertas durante el periodo, y cambios abruptos incluso entre un día y otro, y su alternancia entre las plantas de cada portafolio, comportamiento estratégico que puede obedecer, entre otros factores, a la conformación del portafolio de cada agente, a los compromisos contractuales, obligaciones de cada planta, al nivel de aportes y de embalse, la percepción de riesgo, y a la estrategia propia del agente.

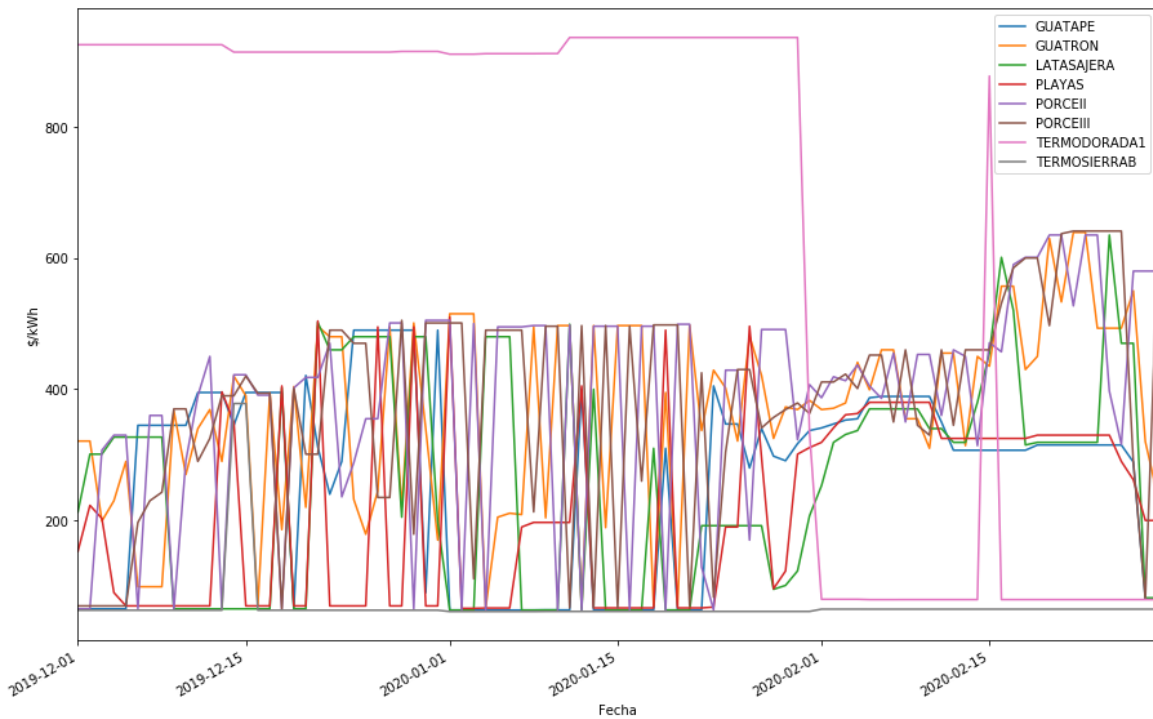
Por otro lado, las ofertas de centrales térmicas, salvo algunas fluctuaciones, permanecen estables durante el periodo, y en función del combustible utilizado para la operación.

Figura 47. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA en el periodo de análisis.



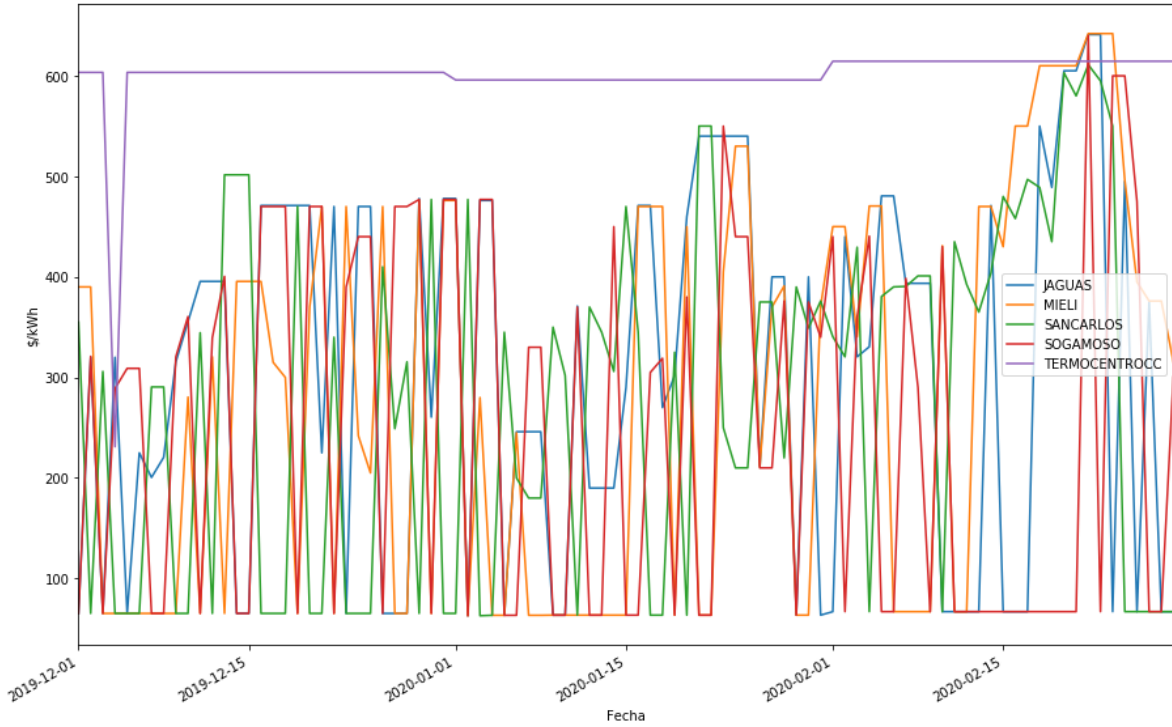
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 48. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM en el periodo de análisis.



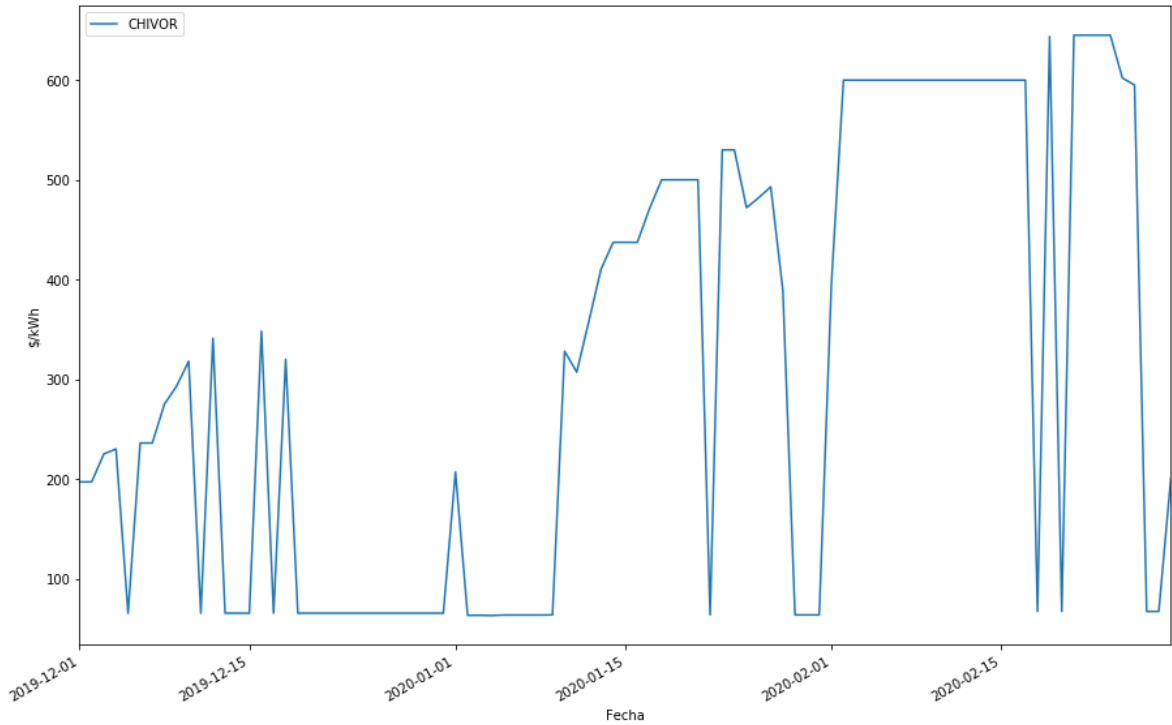
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 49. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN en el periodo de análisis.



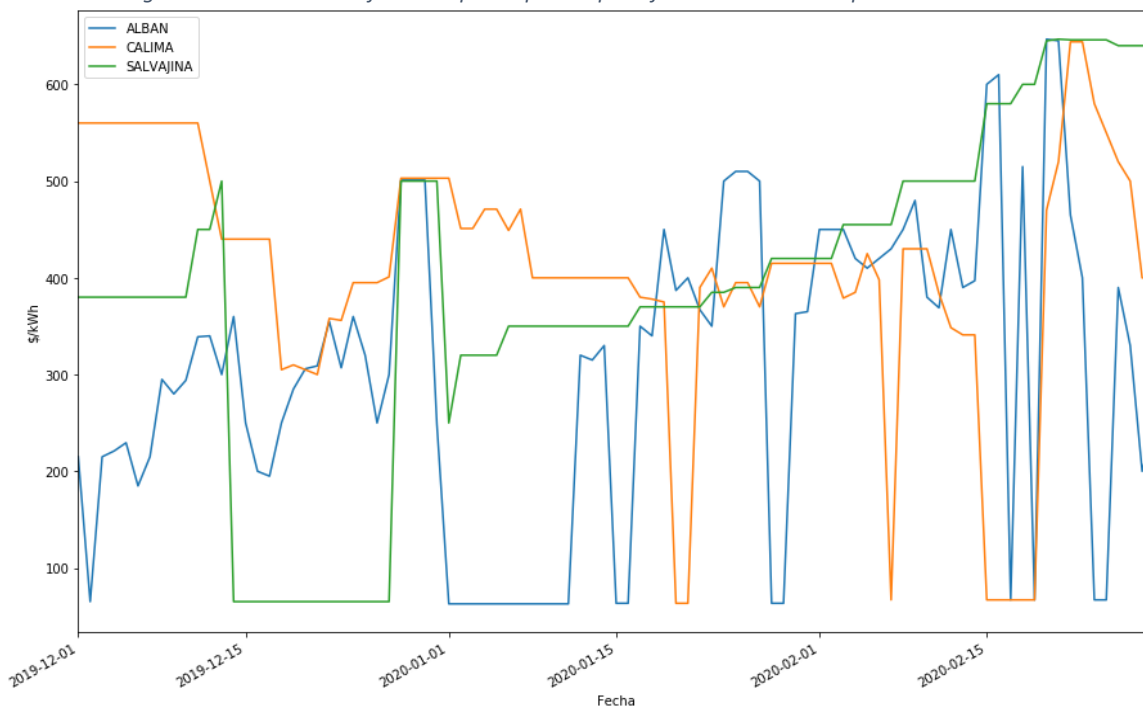
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 50. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CHIVOR en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 51. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CELSIA en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En las Tablas Tabla 11 a Tabla 15 se muestran las estadísticas descriptivas de los precios de oferta para cada una de las plantas de generación que hacen parte del portafolio de los agentes bajo análisis. Como se mencionó anteriormente, allí se pueden evidenciar aspectos como la variabilidad en las ofertas de los generadores (a través de la desviación estándar), su relación con las medidas de tendencia central (media y mediana), y mínimos y máximos ofertados, durante el periodo de análisis.

En el caso de EMGESA (Tabla 11), los valores de oferta de las centrales hidroeléctricas oscilan entre 63 y 648 \$/kWh. La menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde a 157,53 \$/kWh de la planta Guavio, y la mayor a 200,78 \$/kWh de Betania; los valores máximos para dichas plantas están por encima de 500 \$/kWh. Por otro lado, es posible evidenciar que, para las plantas térmicas, si bien se observa un comportamiento estable para los recursos Zipas, la desviación estándar de las Cartagenas está alrededor de 370 \$/kWh, existiendo una diferencia significativa entre la media y la mediana.

Tabla 11. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EMGESA en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
BETANIA	300,25	298,08	200,78	65,28	647,00
CARTAGENA1	684,98	886,68	391,42	13,67	937,83
CARTAGENA2	609,29	848,07	362,65	66,94	901,21
CARTAGENA3	611,38	844,44	363,92	68,06	910,00
ELQUIMBO	231,10	184,32	196,87	63,59	648,00
GUAVIO	258,31	268,34	157,53	63,44	510,00

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
PAGUA	269,52	237,86	219,80	61,44	700,00
ZIPAEMG4	142,11	186,66	69,39	16,53	195,14
ZIPAEMG5	137,37	177,48	65,44	17,53	193,50

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para EPM (Tabla 12) se observa que la menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde con la central Playas con 152,63 \$/kWh y la mayor desviación la presenta la cadena GUATRON con un valor de 202,76 \$/kWh. Por otro lado, las plantas térmicas si bien son estables en sus ofertas, TERMOSIERRA presentan una desviación estándar de 111,29 \$/kWh y un valor mínimo de 46,49 \$/kWh; TERMODORADA presentó una desviación de 396,18 \$/kWh, significativamente alta, comparada con la de TERMOSIERRA.

Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EPM en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
GUATAPE	225,88	205,67	159,05	63,43	490,00
GUATRON	304,89	311,69	202,76	66,53	639,00
LATASAJERA	245,91	213,79	195,77	63,43	635,00
PLAYAS	203,08	170,72	152,63	66,05	510,00
PORCEII	323,22	356,12	202,43	63,43	635,00
PORCEIII	318,00	337,88	202,90	65,28	641,00
TERMODORADA1	509,12	524,20	396,18	79,34	936,03
TERMOSIERRAB	104,52	63,99	111,29	46,49	378,23

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el caso de ISAGEN (Tabla 13) la menor desviación estándar la presenta la central SAN CARLOS con un valor de 192,36 \$/kWh, mientras que las demás centrales hidroeléctricas estuvieron alrededor de 205\$/kWh. Respecto a TERMOCENTRO su comportamiento fue estable con una media de 423,80 \$/kWh afectado por la variación en un día donde su oferta fue de 231,09 \$/kWh.

Tabla 13. Estadísticas descriptivas ofertas de precio ISAGEN en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
JAGUAS	267,93	244,98	208,74	62,97	641,00
MIELI	266,46	242,46	207,75	62,97	642,00
SANCARLOS	251,18	228,11	192,36	62,97	611,00
SOGAMOSO	252,97	217,27	202,97	62,97	640,00
TERMOCENTRO	423,80	598,06	256,63	231,09	614,46

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En cuanto a CHIVOR (Tabla 14), la desviación de los precios de oferta está en 222,45 \$/kWh, con un valor de promedio de 282,27\$/kWh.

Tabla 14. Estadísticas descriptivas ofertas de precio CHIVOR en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
CHIVOR	284,27	267,615	222,4469	62,966	645,114

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para CELSIA (Tabla 15), los estadísticos principales muestran una relación cercana entre la media y la mediana para sus recursos, no obstante, la menor variación la tiene ALBAN con un valor de 192,03 \$/kWh. Este portafolio hídrico presentó valores mínimos de 62 \$/kWh y máximos alrededor de 645 \$/kWh.

Tabla 15. Estadísticas descriptivas ofertas de precio CELSIA en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
ALBAN	274,87	251,44	192,03	62,97	646,70
CALIMA	329,45	395,72	210,98	63,59	644,00
SALVAJINA	323,71	365,00	203,00	65,28	646,70

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

3.1.2. Análisis del comportamiento de las ofertas de los agentes generadores

Con el fin de dar señales sobre el comportamiento observado de las ofertas de precio de los agentes generadores en el mercado eléctrico, y de analizar con más detalle los cambios repetitivos presentados en estas, así como los factores que influyen en dichos comportamientos (nivel de almacenamiento de agua en embalse, aportes hídricos al mismo, composición del portafolio de generación, compromisos contractuales, obligaciones de cada planta, percepción de riesgo, y estrategia propia del agente), se aplicó la metodología descrita en el primer informe semestral de seguimiento de la UMMEG. Este tipo de análisis es relevante para tratar de identificar ofertas que podrían reflejar un comportamiento estratégico con el fin de mantener un nivel de precios o rentas, más aún si los agentes son pivotaes y, por lo tanto, tienen la posibilidad de ejercer indebidamente poder de mercado.

Igualmente, se han evidenciado y analizado comportamientos en los que los precios de oferta de algunas plantas de generación presentan cambios bruscos y poco frecuentes, de hasta un orden de magnitud. Estos comportamientos se han estudiado con los mismos agentes representantes de las plantas y se presentarán con mayor detalle en boletines posteriores.

La metodología toma una muestra de las ofertas de precio y disponibilidad de algunos agentes generadores, así como de los precios de bolsa horarios de la energía, para cada día de un mes específico del periodo de análisis. Para tener en cuenta la capacidad de las plantas de generación, se realiza el análisis con la información de rentas inframarginales estimadas como la diferencia positiva entre el precio de bolsa liquidado y la oferta del generador, multiplicada por la cantidad ofertada. Se resalta que tanto las ofertas de los generadores, como el precio de bolsa y las rentas inframarginales han sido normalizadas a valores entre 0 y 1.

A continuación, se presentan algunos de los casos identificados.

- **Caso 1:** presenta el comportamiento de las ofertas de cinco generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 16 muestra el coeficiente de variación de las rentas

inframarginales estimadas para cada generador y su combinación. Por separado, el comportamiento de la renta inframarginal de cada generador tiene variaciones significativas (en cuatro casos son superiores al 100%), mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 45,17% (menos de la mitad del valor del coeficiente de variación para generadores individuales).

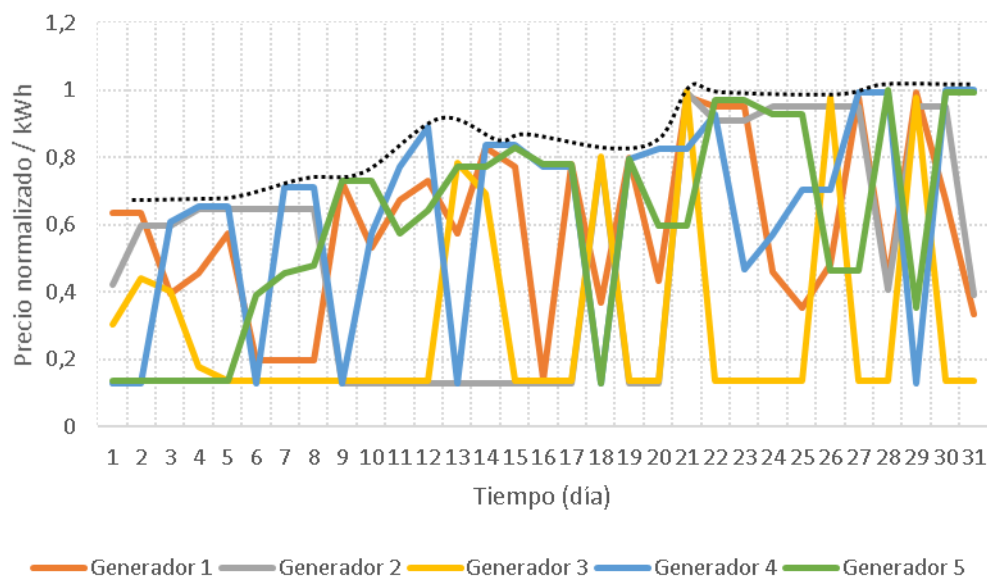
Tabla 16. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 1.

Generador	Coefficiente variación
Generador 1	123,52%
Generador 2	128,11%
Generador 3	64,67%
Generador 4	168,70%
Generador 5	138,14%
Combinado	45,17%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 52 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los cinco generadores. Se puede observar que, para algunos días del periodo analizado, las ofertas varían significativamente, entre 0,15 y 1, y en algunos casos mientras uno o dos generadores tienen una oferta de precio baja (0,2) los otros tienen una oferta de precio alta. Por ejemplo, entre los días 20 y 31, el generador 1 y el generador 3 realizan cinco y seis cambios abruptos, respectivamente, mientras las ofertas de los demás se mantienen cercanas a los valores máximos.

Figura 52. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 1.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- **Caso 2:** presenta el comportamiento de cuatro generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 17 muestra el coeficiente de variación de las rentas inframarginales para cada generador y para su combinación. El coeficiente de variación para todos los

generadores es superior al 100%, incluso, para el generador 4 es superior a 200%, mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 69,8%.

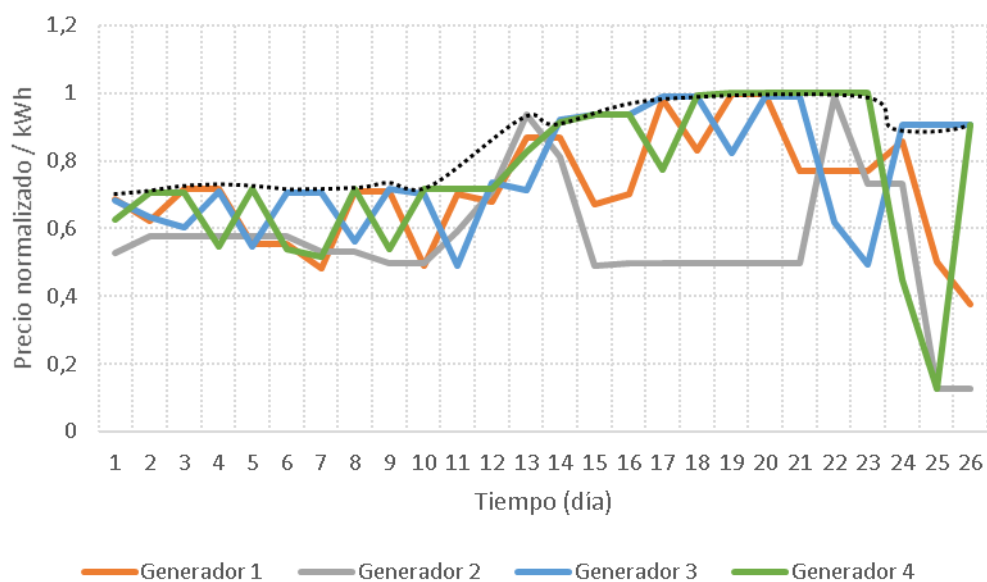
Tabla 17. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 2.

Generador	Coefficiente variación
Generador 1	168,04%
Generador 2	103,32%
Generador 3	189,17%
Generador 4	208,59%
Combinado	69,80%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 53 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los generadores. Se puede observar claramente que las ofertas son complementarias para diferentes niveles de precios, por ejemplo, entre 0,5-0,7 y 0,5-1, y se presentan varias conmutaciones entre el valor mínimo y máximo de oferta en un corto periodo de tiempo. Puntualmente, entre los días 1 y 10 el generador 4 conmuta siete veces y el generador 3 lo hace en seis oportunidades, mientras que los otros mantienen un comportamiento más o menos constante en sus ofertas de precio. En este sentido, se puede apreciar como las ofertas de los generadores son opuestas, variando consistentemente entre el valor mínimo y máximo analizado.

Figura 53. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 2.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- **Caso 3:** presenta el comportamiento de cinco generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 18 muestra el coeficiente de variación de las rentas inframarginales para cada generador y para su combinación. El coeficiente de variación para tres generadores es superior al 100%, mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 24,54%.

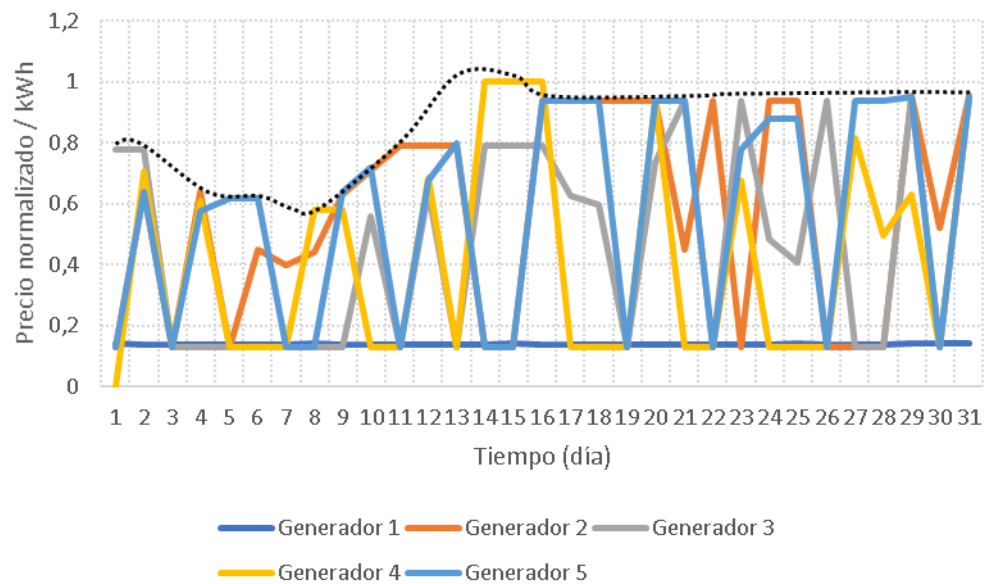
Tabla 18. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 3.

Generador	Coefficiente variación
Generador 1	36,59%
Generador 2	138,09%
Generador 3	101,17%
Generador 4	90,58%
Generador 5	137,60%
Combinado	24,54%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 54 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los generadores. Se puede observar claramente que las ofertas son complementarias para diferentes niveles de precios, con un mínimo cerca de 0,15 y el valor máximo dado por una curva envolvente (línea punteada negra) entre 0,6 y 1. Este comportamiento se presenta durante todo el mes, y se puede apreciar como las ofertas de los generadores son opuestas, variando consistentemente entre el valor mínimo y máximo analizado.

Figura 54. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 3.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.3. Agentes pivotaes

En esta sección se utiliza el Índice de Oferta Residual (IOR) para identificar si dentro del periodo de análisis se identifica algún agente pivotal y, por lo tanto, que haya tenido la posibilidad de fijar precios superiores a los costos marginales. Este índice permite además observar el margen de competencia de cada agente (o combinaciones de agentes) en el mercado, es decir, muestra que tan lejos o cerca está un agente (o combinaciones de agentes) de ser pivotal. Así mismo, se puede observar el potencial de colusión en caso de que dos o más agentes se comporten de forma estratégica para ejercer poder de mercado. Esta sección muestra el IOR para agentes individuales en el periodo de análisis.

Adicionalmente, se presentan los resultados del modelo de optimización basado en el concepto de demanda residual, que permite establecer un rango de precios que podría ofertar un agente pivotal en el mercado para maximizar o minimizar su beneficio, como indicador de posible ejercicio de poder de mercado.

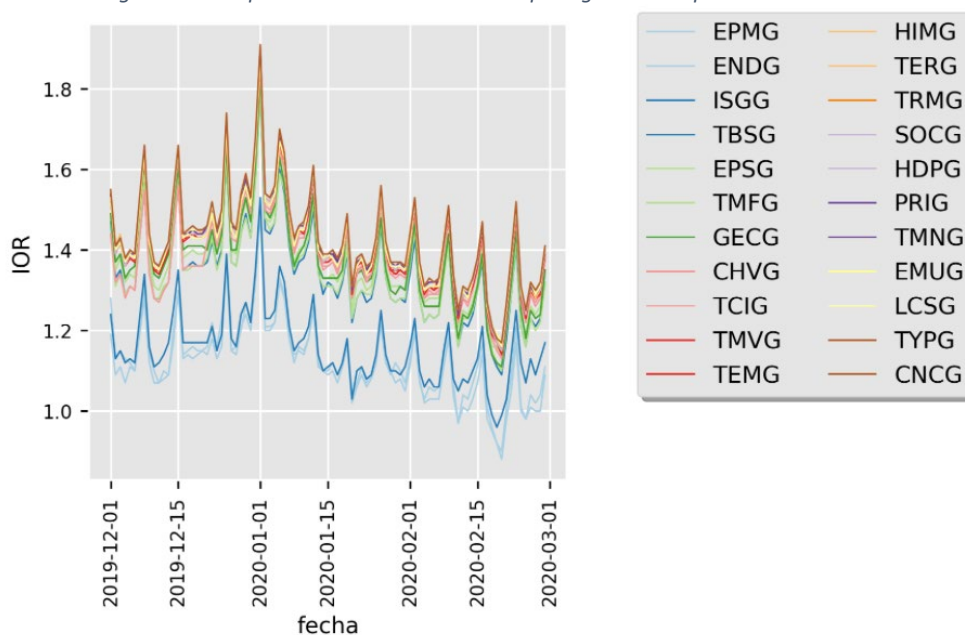
3.1.3.1. IOR pivotal

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 dinámico en el corto plazo.

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

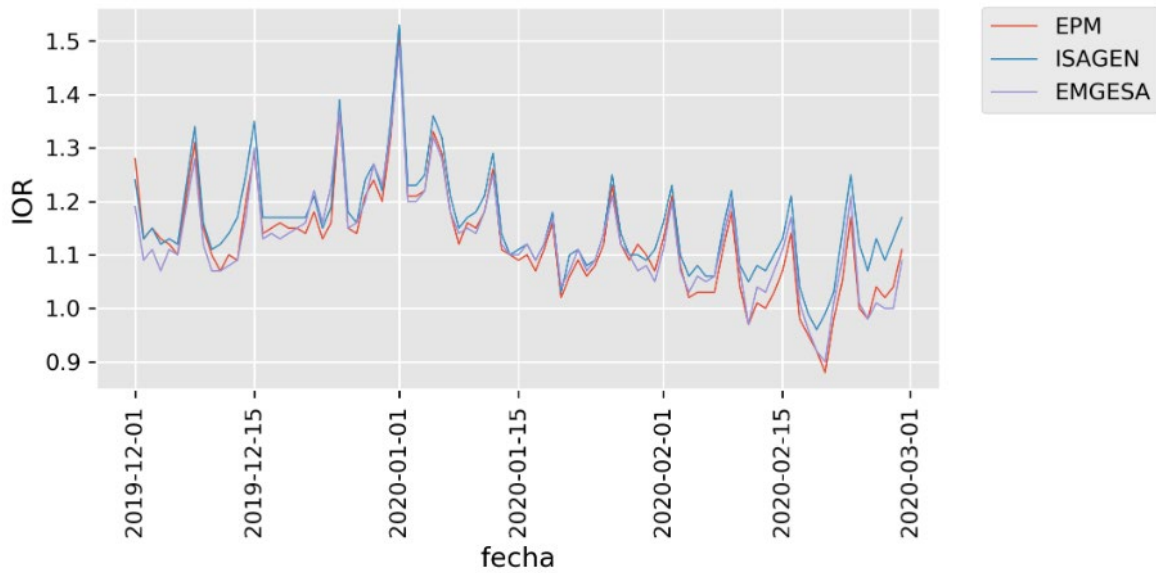
En la Figura 55 se muestra la evolución del IOR mínimo diario para cada agente generador en el periodo de análisis. Se puede ver el IOR mínimo es mayor que 1,2 para la mayoría de los agentes, es decir no tendrían la posibilidad de ejercer poder de mercado con sus ofertas; sin embargo, para los tres agentes más grandes del mercado (EPM, EMGESA e ISAGEN) sus IOR mínimos se encuentran generalmente por debajo de 1,2, y para ciertos periodos de tiempo incluso por debajo de 1. En la Figura 56 se observa dicha evolución para estos tres agentes.

Figura 55. Comportamiento del IOR mínimo por agente en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 56. Comportamiento del IOR mínimo para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

EPM tuvo el IOR mínimo global de 0,88, que se dio el 20 de febrero; el mínimo para EMGESA fue 0,9 en la misma fecha; mientras que el mínimo para la empresa ISAGEN fue 0,96 el 19 de febrero, como se puede ver en la Tabla 19, donde también se ve que los días 17, 18, 19, 20, 21 y 25 de febrero presentaron los menores índices, y al menos uno de estos tres agentes era pivotal.

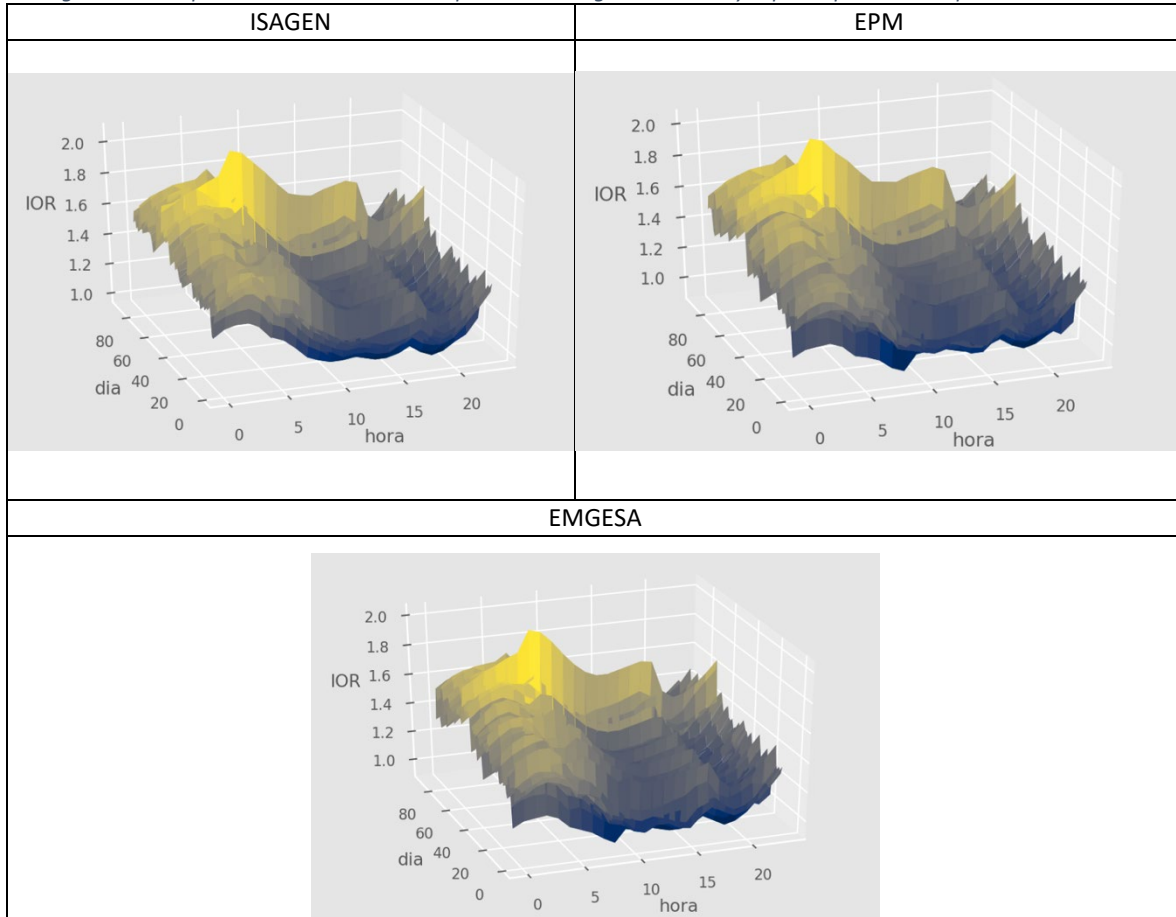
Tabla 19. IOR mínimo para los tres agentes con mayor participación entre 15 y 25 de febrero de 2020.

Fecha	EPM	EMGESA	ISAGEN
15/02/20	1,07	1,11	1,13
16/02/20	1,14	1,17	1,21
17/02/20	0,98	1,01	1,04
18/02/20	0,95	0,96	0,99
19/02/20	0,92	0,92	0,96
20/02/20	0,88	0,9	0,99
21/02/20	0,98	1,01	1,03
22/02/20	1,05	1,09	1,14
23/02/20	1,17	1,21	1,25
24/02/20	1	1,01	1,12
25/02/20	0,98	0,98	1,07

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

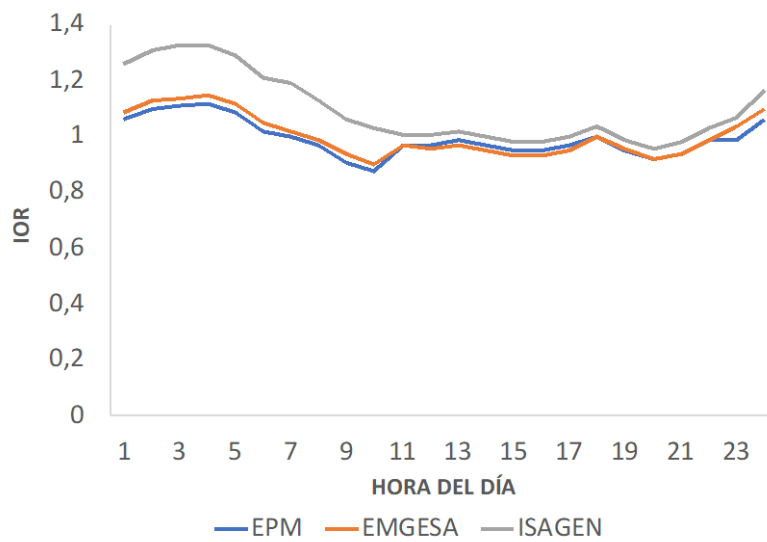
La Figura 57 presenta el comportamiento diario del IOR para los mismos tres agentes, durante el periodo de análisis; se observa un comportamiento diario relativamente similar, donde los mínimos IOR se alcanzan en las horas de la tarde y noche, lo que evidencia que durante varias horas del día los agentes se pueden volver pivotaes, y no solo en las horas de máxima demanda. Esto se verifica con la Figura 58, que muestra los IOR mínimos horarios para los mismos agentes durante todo el periodo de análisis, y donde se aprecia que la hora en la que se dieron dos de los IOR mínimos globales (EPM y EMGESA) fue en la hora 10, y en el día 20 de febrero (según la Tabla 19).

Figura 57. Comportamiento del IOR diario para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 58. IOR mínimo horario para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Tabla 20 se muestra el conteo de las horas en las que los agentes bajo análisis han tenido al menos un IOR menor que uno.

Tabla 20. Número de horas con al menos un IOR menor que uno para los tres agentes con mayor participación en el periodo de análisis.

EPM	EMGESA	ISAGEN
15	14	5

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Finalmente, a manera de ejemplo se toma uno de los días considerados de mayor impacto en el indicador IOR, en este caso el día 19 de febrero de 2020 (que además coincide con la ocurrencia del evento de Promigas que se mencionó previamente), para estudiar con más detalle el comportamiento de los agentes.

En la Figura 59 se muestra el IOR para todos los agentes y para todas las horas del día seleccionado; se pueden apreciar los IOR de los tres agentes que superan el límite de uno (franja roja). Este comportamiento se presentó desde la hora 11 hasta la hora 22, llegando al punto más bajo en la hora 20.

Para este día, los agentes que fijaron el precio de bolsa se muestran en la Tabla 21. En el caso de EPM, sus plantas Guatron y Porce III fijaron el precio en 14 de las horas del día, especialmente entre las horas 11 a 19 (cuando era pivotal); por su parte EMGESA lo fijó en las horas 9 y 20 (en esta hora era pivotal); e ISAGEN lo fijó en 5 de las horas del día, entre la hora 1 y la 5 (cuando no era pivotal).

Figura 59. IOR pivotal para el escenario de demanda máxima.

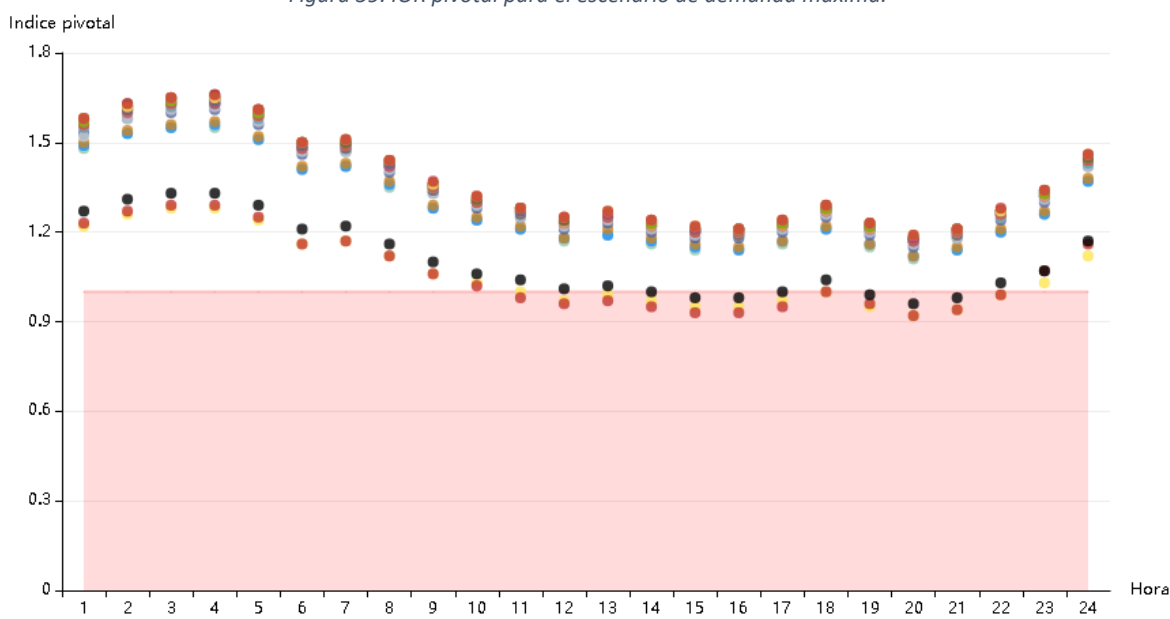


Tabla 21. Agentes y plantas que fijaron el precio bolsa el 19 de febrero de 2020.

Hora	Agente	Planta	Hora	Agente	Planta
1	ISAGEN	San Carlos	13	EPM	Porce III
2	ISAGEN	San Carlos	14	EPM	Porce III
3	ISAGEN	San Carlos	15	EPSA	Salvajina
4	ISAGEN	San Carlos	16	EPM	Porce III
5	ISAGEN	San Carlos	17	EPM	Porce III
6	EPM	Guatron	18	EPM	Porce III
7	EPM	Guatron	19	EPM	Porce III
8	EPM	Guatron	20	EMGESA	Pagua
9	EMGESA	Quimbo	21	EPSA	Salvajina
10	EPSA	Salvajina	22	EPM	Porce III
11	EPM	Porce III	23	EPM	Porce III
12	EPM	Porce III	24	EPM	Guatron

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.4. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

Esta sección presenta la metodología y los resultados arrojados por los indicadores desarrollados por la UMMEG para realizar el seguimiento y evaluación de la capacidad de cumplimiento que tengan los agentes de las Obligaciones de Energía en Firme asignadas.

Estos indicadores están enfocados al seguimiento general durante períodos de normalidad, para mitigar el riesgo de que haya capacidad de generación indisponible en caso de que se materialicen condiciones críticas en el mercado de energía mayorista. Estos indicadores permiten verificar el comportamiento de la disponibilidad de los recursos de generación para identificar plantas que puedan no estar en la capacidad de respaldar las Obligaciones de Energía en Firme – OEF asumidas en caso de ser requeridas en el despacho.

3.1.4.1. Metodología y formulación para cálculo de los indicadores

La regulación señala que el Cargo por Confiabilidad remunera a los agentes por la disponibilidad de los activos de generación que garantizan el cumplimiento de las OEF⁶, en ese sentido los agentes deben contar con todos los recursos necesarios para generar en el evento que sean llamados a generar para cumplir con sus OEF. De esta manera, con el fin de hacer seguimiento sobre la condición operativa de los agentes para generar la energía en el momento que se le requiera para atender sus OEF, algunos de los indicadores implementados en el Sistema de Monitoreo y Evaluación de Obligaciones de Energía Firme⁷ fueron actualizados y, adicionalmente, se incluyeron nuevos indicadores.

En este nuevo enfoque se consideraron dos dimensiones, la primera relacionada con la condición operativa del recurso y la segunda, asociada a la asignación de la OEF, como se mostrará a continuación.

⁶ Resolución CREG 071 del 2006, artículo 2.

⁷ Circular SSPD No. 2017100000014 del 4 de mayo de 2017.

Indicador de seguimiento a la disponibilidad de los recursos

Se busca medir la capacidad de una planta de entregar energía a partir de la disponibilidad declarada y la disponibilidad real, que pueden cambiar hora a hora, de acuerdo con los eventos y condiciones operativas que se presenten.

Así, este indicador compara las disponibilidades horarias (declarada y real) de cada planta de generación con su Capacidad Efectiva Neta – CEN, midiendo el número de días que un generador no alcanza a cumplir un porcentaje definido de su CEN; dicho porcentaje es establecido por la SSPD. A continuación, se muestra la formulación para el cálculo de los indicadores de disponibilidad declarada y real.

Disponibilidad declarada:

$$IDD_i = \frac{\sum_d^D \sum_{h=1}^{24} \gamma_{i,h,d}}{24}$$
$$\gamma_{i,h,d} = \begin{cases} 0 & \text{si } DD_{i,h,d} \geq \beta * CEN_{i,d} \\ 1 & \text{si } DD_{i,h,d} < \beta * CEN_{i,d} \end{cases}$$

Donde:

- *IDD* Indicador disponibilidad declarada.
- *DD* Disponibilidad declarada.
- *CEN* Capacidad efectiva neta.
- β Coeficiente determinado por la SSPD para medir la disponibilidad de una planta contra su CEN.
- γ Variable de comparación.
- *i* Planta de generación.
- *d* Día inicial seleccionado para el indicador.
- *D* Día final seleccionado para el indicador.
- *h* Horas de un día, este valor varía entre 1 y 24.

Disponibilidad real:

$$IDR_i = \frac{\sum_d^D \sum_{h=1}^{24} \gamma_{i,h,d}}{24}$$
$$\gamma_{i,h,d} = \begin{cases} 0 & \text{si } DR_{i,h,d} \geq \beta * CEN_{i,d} \\ 1 & \text{si } DR_{i,h,d} < \beta * CEN_{i,d} \end{cases}$$

Donde:

- *IDR* Indicador disponibilidad real.
- *DR* Disponibilidad real.
- *CEN* Capacidad efectiva neta.
- β Coeficiente determinado por la SSPD para medir la disponibilidad de una planta contra su CEN.
- γ Variable de comparación.
- *i* Planta de generación.

- d Día inicial seleccionado para el indicador.
- D Día final seleccionado para el indicador.
- h Horas de un día, este valor varía entre 1 y 24.

Al comparar ambos indicadores (IDR_i e IDD_i) se determina otro indicador de interés para la SSPD, para el seguimiento de las plantas de generación que declaran disponibilidades diferentes a lo que sucede cada hora en la operación. A continuación, se muestra la formulación del Indicador de Verificación de Disponibilidad – IVD.

$$IVD_i = \begin{cases} \text{Grupo I si } IDR_i = IDD_i \\ \text{Grupo II si } IDR_i > IDD_i \\ \text{Grupo III si } IDR_i < IDD_i \end{cases}$$

De esta manera se identifican tres grupos:

- Grupo I: plantas en las que la declaración de disponibilidad es igual a la disponibilidad real durante la operación.
- Grupo II: plantas en las que la declaración de disponibilidad es menor a la disponibilidad real durante la operación, es decir, plantas que no ofertaron la totalidad de su disponibilidad y durante el día de operación se incrementó.
- Grupo III: plantas en las que la declaración de disponibilidad es mayor a la disponibilidad real durante la operación, es decir, plantas que declaran disponibilidad y durante el día de operación no pueden ofrecer lo declarado en caso de ser requeridas.

Indicador de seguimiento a las OEF de los recursos

El objetivo de este grupo de indicadores es realizar seguimiento a la disponibilidad real de las plantas de generación y comparar con la OEF asignada. No obstante, se aclara que este grupo de indicadores no busca verificar el cumplimiento de la OEF, para esto existen procedimientos establecidos en la regulación. Es así que estos indicadores están dirigidos a generar alertas sobre plantas de generación que, a criterio de la SSPD, puede presentar un riesgo en el sistema frente a una condición crítica en el mercado mayorista.

Los análisis están enfocados en dos direcciones: en primer lugar, comparar la disponibilidad real de las plantas frente a la OEF asignada de forma diaria y, en segundo lugar, comparar la disponibilidad real en conjunto con los anillos de seguridad establecidos por la Resolución CREG 071 de 2006, frente a la OEF asignada de forma diaria. A continuación, se detallan los indicadores, junto con la formulación.

Disponibilidad real frente OEF:

Desde la SSPD el interés está en identificar recursos de generación que posiblemente no estén en capacidad de respaldar las OEF asumidas en caso de ser requeridas en el despacho durante un periodo crítico en el mercado mayorista. Es así que se compara la disponibilidad real frente a las OEF, 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.

La lectura del indicador corresponde al número de días en que la disponibilidad real de un recurso de generación es menor que la OEF del mismo. A continuación, se presenta la formulación del indicador:

$$ICOEF_i = \sum_d^D \alpha_{i,d}$$

$$\alpha_{i,d} = \begin{cases} 0 & \text{si } \sum_{h=1}^{24} DR_{i,h,d} \geq OEF_{i,d} \\ 1 & \text{si } \sum_{h=1}^{24} DR_{i,h,d} < OEF_{i,d} \end{cases}$$

Donde:

- *ICOEF* Indicador de comparación Obligación de Energía en Firme.
- *DR* Disponibilidad real.
- α Variable de comparación.
- *i* Planta de generación.
- *d* Día inicial seleccionado para el indicador.
- *D* Día final seleccionado para el indicador.
- *h* Horas de un día, este valor varía entre 1 y 24.

Disponibilidad real + anillos frente OEF:

Este indicador es una derivación del ICOEF, se calcula de la misma manera, pero además de la disponibilidad real, considera los anillos de seguridad como los contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria – DDV que el agente pueda negociar. Lo anterior según lo establecido en la regulación, pues existen estos mecanismos que facilitan el cumplimiento de la OEF. Es así que este indicador permite medir la gestión que los agentes realicen para la cobertura de la OEF y debería mejorar el indicador ICOEF.

La lectura del indicador corresponde al número de días que la disponibilidad real más los anillos por seguridad gestionados por un recurso de generación es menor que la OEF del mismo. A continuación, se muestra la formulación del indicador:

$$ICOEF_i^{AS} = \sum_d^D \alpha_{i,d}$$

$$\alpha_{i,d} = \begin{cases} 0 & \text{si } \sum_{h=1}^{24} DR_{i,h,d} + AS_{i,d} \geq OEF_{i,d} \\ 1 & \text{si } \sum_{h=1}^{24} DR_{i,h,d} + AS_{i,d} < OEF_{i,d} \end{cases}$$

Donde:

- $ICOEF^{AS}$ Indicador de comparación Obligación de Energía en Firme con anillos de seguridad.
- DR Disponibilidad real.
- AS : Anillos por seguridad del Cargo por confiabilidad.
- α Variable de comparación.
- i Planta de generación.
- d Día inicial seleccionado para el indicador.
- D Día final seleccionado para el indicador.
- h Horas de un día, este valor varía entre 1 y 24.

3.1.4.2. Resultados

Una vez aplicada la metodología anterior, se realizaron simulaciones para el periodo 1 de enero de 2019 al 31 de enero de 2020. Para los primeros escenarios se estableció un valor para $\beta=0,5$, es decir, para los indicadores IDD e IDR , cumplirían las plantas de generación que durante el periodo presentarían disponibilidades mayores al 50% de su CEN, sin embargo, este valor de β continúa siendo objeto de revisión, y en informes posteriores se presentaron los análisis.

En la Tabla 22 y Tabla 23 se muestran los valores del indicador $ICOEF^{AS}$ para plantas térmicas e hidráulicas, respectivamente, separadas por agente, en el periodo estudiado. Se observa que, para las plantas térmicas, el agente con mayor número de días es GECELCA, y en el caso de las hidroeléctricas, es EPM. Los recursos que tienen un mayor valor para este indicador en ambas tecnologías son TERMONORTE (térmica) y SAN FRANCISCO (hidro). Si bien la SSPD entiende que los resultados arrojados por los indicadores pueden obedecer a mantenimientos no previstos, fallas durante la operación, imposibilidad de gestionar los anillos de seguridad, entre otros, continuará realizando este seguimiento y en los próximos informes será presentada la actualización de los resultados.

Tabla 22. Indicador $ICOEF^{AS}$ para plantas térmicas por agente el periodo enero 2019 – enero 2020.

Empresa / Recurso de generación	Resultado $ICOEF^{AS}$
EMGESA S.A. E.S.P.	380
CARTAGENA 1	47
CARTAGENA 2	25
CARTAGENA 3	26
ZIPAEMG 2	50
ZIPAEMG 3	66
ZIPAEMG 4	77
ZIPAEMG 5	89
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	8
TERMODORADA 1	7
TERMOSIERRAB	1
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	407
GECELCA 3	138
GECELCA 32	78
GUAJIRA 1	71
GUAJIRA 2	120
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	231
PAIPA 1	31

Empresa / Recurso de generación	Resultado <i>ICOEF^{AS}</i>
PAIPA 2	114
PAIPA 3	80
PAIPA 4	6
ISAGEN S.A. E.S.P.	28
TERMOCENTRO CC	28
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	21
PROELECTRICA 1	21
PROELECTRICA 2	0
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	177
TEBSAB	90
BARRANQUILLA 3	34
BARRANQUILLA 4	53
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	197
TERMOCANDELARIA 1	121
TERMOCANDELARIA 2	76
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	9
TERMOEMCALI 1	9
TERMONORTE S.A.S. E.S.P	144
TERMONORTE	144
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	29
TASAJERO 2	29
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	43
TASAJERO 1	43
TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	37
TERMOVALLE 1	37
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	2
TERMOYOPAL 2	2
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	137
FLORES 1	40
FLORES 4B	97

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 23. Indicador *ICOEF^{AS}* para plantas hidroeléctricas por agente el periodo enero 2019 – enero 2020.

Empresa / Recurso de generación	Resultado <i>ICOEF^{AS}</i>
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	0
CHIVOR	0
EMGESA S.A. E.S.P.	32
BETANIA	1
EL QUIMBO	11
GUAVIO	0
PAGUA	20
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	25
ALBAN	0
CALIMA	13
CUCUANA	2
PRADO	10
SALVAJINA	0
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	9
URRA	9
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	188
ESMERALDA	59

Empresa / Recurso de generación	Resultado <i>ICOEF</i> ^{AS}
GUATAPE	2
GUATRON	7
LA TASAJERA	13
PLAYAS	31
PORCE II	2
PORCE III	10
SAN FRANCISCO	64
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S A S E S P	7
CARLOS LLERAS	7
ISAGEN S.A. E.S.P.	4
AMOYA LA ESPERANZA	3
JAGUAS	0
MIEL I	0
SAN CARLOS	0
SOGAMOSO	1
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	0
SAN MIGUEL	0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.2. Indicadores mercado de gas natural

3.2.1. Índices de precios nacional vs importado

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

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

Donde:

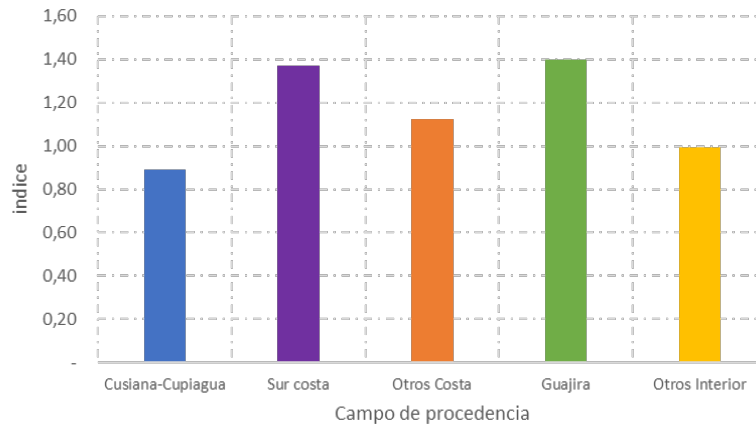
PPN_i es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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

Para este análisis se tuvo en cuenta el período de análisis del presente boletín (diciembre 2019 – febrero de 2020), y se comparó con los valores del indicador para el trimestre inmediatamente anterior. El precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado para el periodo de análisis fue 4,11 USD/GBTU.

En la Figura 60 se observa el indicador para el periodo de análisis. Para los campos de producción Cusiana y Cupiagua el valor del indicador es cercano a 0,9, y para los otros campos del interior es muy cercano a uno, lo que muestra que en este trimestre el gas importado estuvo al mismo nivel de precio que el gas del interior en el país. En el caso de los campos de la Costa Atlántica, los valores estuvieron entre 1,1 y 1,4, lo que refuerza la competitividad del gas importado en el periodo en estudio.

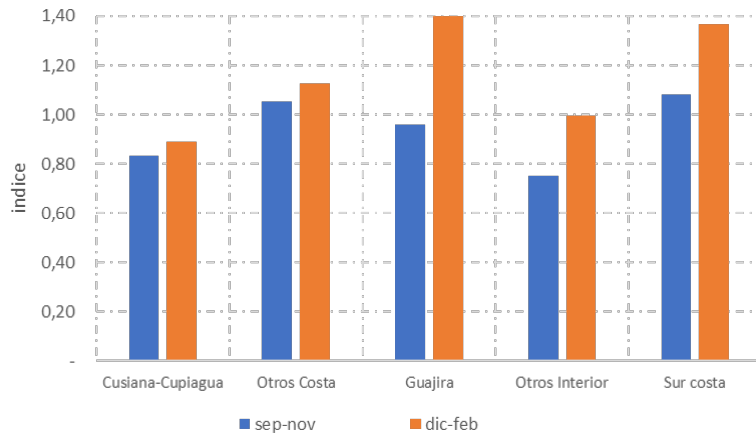
Figura 60. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.



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

Con respecto al trimestre inmediatamente anterior (septiembre-noviembre 2019), las principales diferencias se observan en los indicadores de los campos de la Costa, cuyos valores fueron cercanos o inferiores a uno, reflejando que los precios nacionales se encontraban por debajo de los precios del gas importado (Figura 61). Teniendo en cuenta que en promedio los precios nacionales no han variado significativamente, el cambio en el indicador refleja la caída en los precios del mercado de corto plazo de gas natural licuado, lo cual refleja la sobre oferta que existe en ese mercado actualmente. En esta situación, el gas importado puede ser tanto, o más, competitivo que el gas nacional.

Figura 61. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y el trimestre anterior.



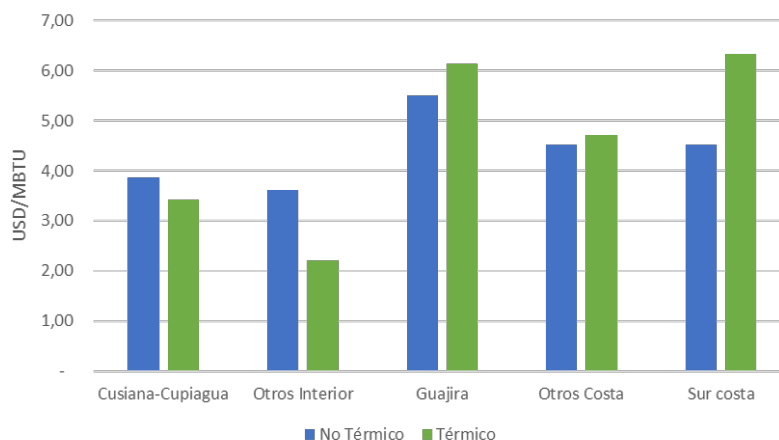
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

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

En la Figura 62 se puede observar la comparación de precios promedio ponderado entre el sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país (interior y Costa) en el periodo de análisis. En la Costa Atlántica, donde el consumo térmico representa un porcentaje importante de la demanda, los precios promedio del sector térmico están por encima del sector no térmico, entre 0,5 y 1,8 USD/MBTU para los campos más importantes (Guajira y sur de la Costa). En cambio,

en el interior, donde el consumo térmico representa un volumen bajo comparado con el sector no térmico, los precios promedio de gas natural para generación están por debajo de los precios promedio para el sector no térmico, entre 0,5 y 1,5 USD/MBTU. Así, durante el período de análisis, se mantienen las diferencias de precios promedio que existen entre la Costa y el interior del país, especialmente para el sector térmico, donde estas pueden estar entre 1,5 y 3,5 USD/MBTU.

Figura 62. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.

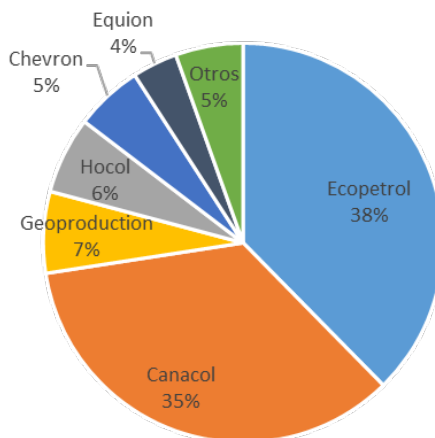


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 63 se muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Se puede ver que Canacol cuenta con un porcentaje significativo (35%), a pesar de contar con menos del 20% de la producción total; mientras que Chevron, debido a la disminución de la producción en Guajira, ha visto reducida su contratación de forma importante, representando solo un 5% del mercado primario.

Figura 63. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.



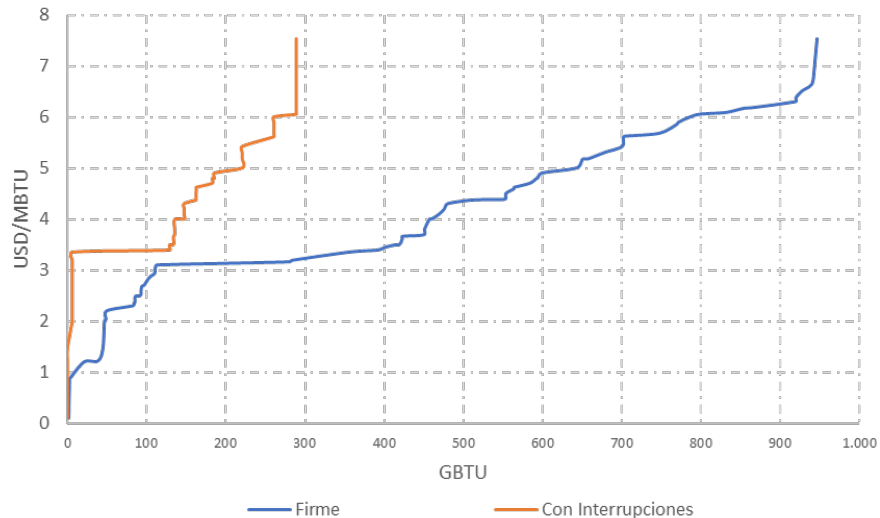
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos

La curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas, durante el periodo de análisis (en este caso contratos vigentes a febrero 2020) se presenta en la Figura 64. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 2 USD/MBTU) corresponde al 5%.
- El 7% de la oferta está contratada a precios entre 2 y 3 USD/MBTU.
- Un poco más de la mitad de los contratos (52%) se encuentran entre precios de 3 y 5 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,88 USD/MBTU.
- Aproximadamente un quinto de la oferta (18%), se encuentra contratada a precios entre 5 y 6 USD/MBTU.
- La contratación entre 6 y 7 USD/MBTU corresponde al 17% de los contratos firmes. La mayor parte de estos contratos corresponden a campos de producción ubicados en la Costa Atlántica.
- Por último, sólo el 1% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje muy bajo de contratos.

Figura 64. 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.

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

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 4 USD/MBTU corresponde al 34%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (36%) se encuentra entre precios de 4 y 6 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 6 USD/MBTU corresponde a 30%.

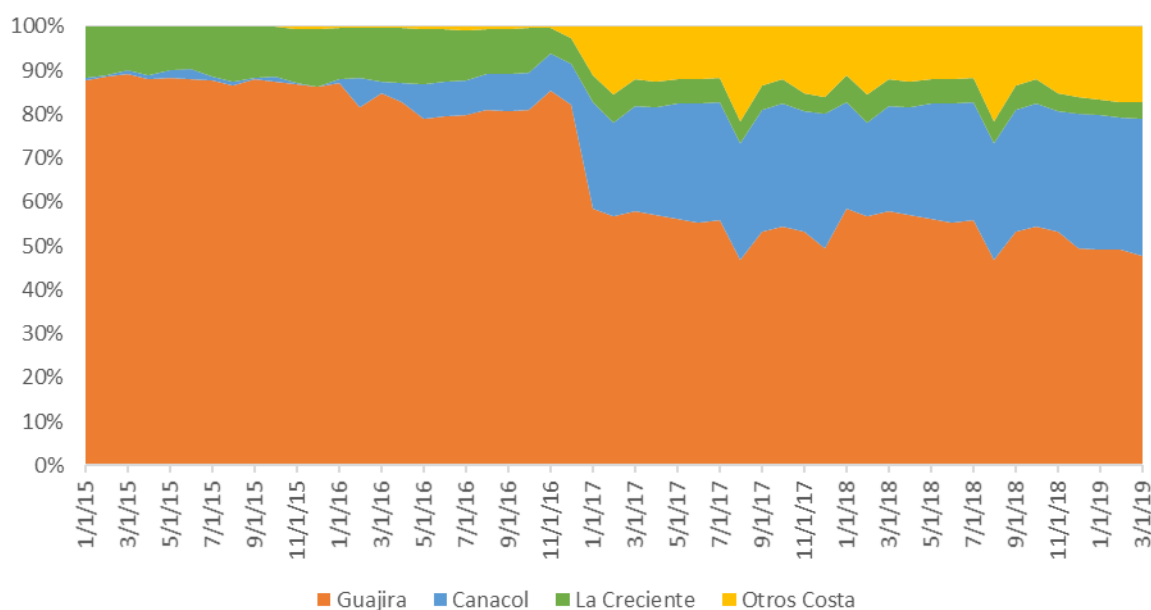
4. Análisis del suministro y transporte de gas natural en la Costa Atlántica

Desde el inicio de la masificación del gas natural en el país, el desarrollo de la demanda de gas natural de la Costa Atlántica dependió principalmente del campo Guajira. A lo largo de más de 30 años esta fue la principal fuente de abastecimiento de la Costa, y la que permitió su desarrollo de forma constante y la instalación de un parque de generación térmica importante en la zona.

Sin embargo, como era de esperarse, el campo de Guajira se encuentra en etapa de declinación desde hace varios años, y aunque inicialmente esto sería una noticia de preocupación para la demanda de la Costa, ya que era su principal fuente de abastecimiento, han aparecido otros campos de producción que han permitido suplir la demanda que ha dejado Guajira debido a su declinación. Además, desde el 2016, con la entrada en operación de la planta de regasificación de Cartagena, la demanda de la Costa se encuentra en una situación de relativa tranquilidad en lo que tiene que ver con el abastecimiento (suministro y transporte) de gas natural.

En la Figura 65 se puede observar la evolución de la participación que han tenido los diferentes campos de producción en el abastecimiento de la demanda de gas natural en la Costa Atlántica entre 2015 y 2019 (en Otros Costa se incluye la oferta de la Planta de Regasificación SPEC).

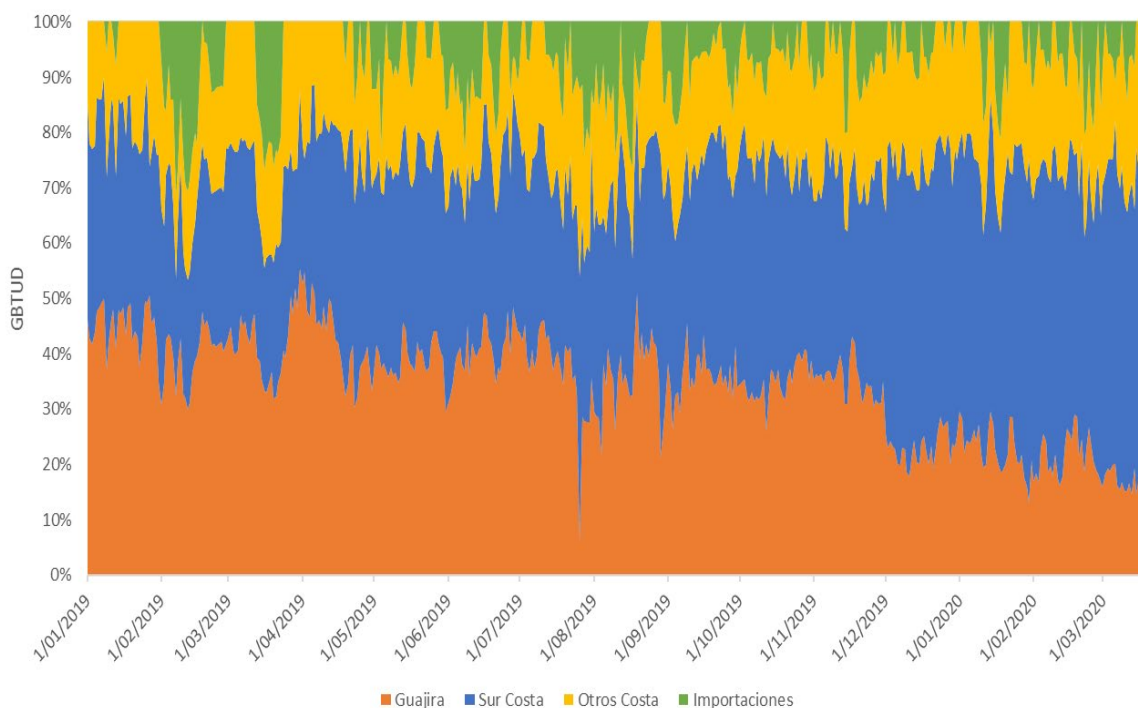
Figura 65. Participación de los campos de producción en el total del abastecimiento de la Costa Atlántica 2015-2019.



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

Esta situación se ha hecho aún más evidente el último año y medio. En la Figura 66 se puede observar cómo el campo Guajira actualmente no representa más del 20% de la oferta de la Costa, cuando hace 5 años correspondía a más del 80%. También se puede ver como los campos del sur de la Costa actualmente representan más del 50% de la oferta. Adicionalmente, el gas importado, a pesar de su comportamiento irregular, ya hace parte permanente de la oferta que atiende esta zona.

Figura 66. Participación de los campos de producción en el total del abastecimiento de la Costa Atlántica 2019-2020.



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

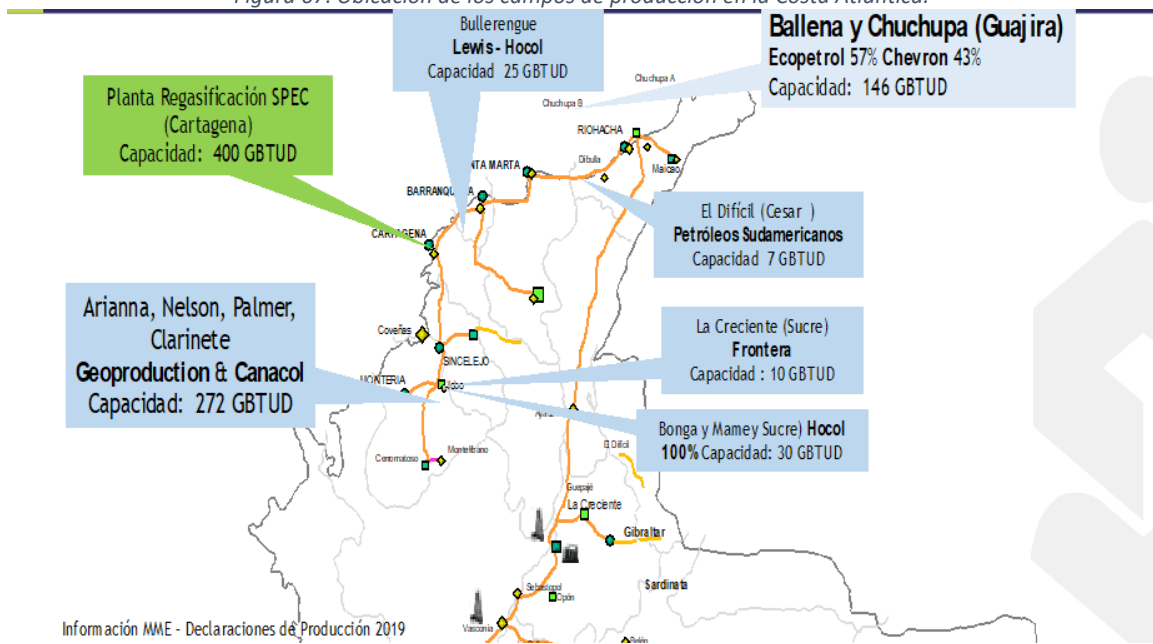
De esta forma, y en la medida que han aparecido nuevos campos de producción a lo largo del sistema de transporte de Promigas, la Costa Atlántica cuenta con una oferta diversificada en la que existen campos de distintos tamaños; actualmente, los principales productores son Canacol y Geoproduction con el conjunto de campos que tienen al sur del sistema, sin contar la planta de regasificación SPEC que tiene una capacidad de 400 GBTUD. La situación de la oferta se puede observar en la Figura 67.

Por otro lado, la situación de oferta descrita anteriormente ha impactado la operación del sistema de transporte de la región. Cuando Guajira era el principal campo y no existía una oferta importante en el sur, el flujo de gas era de norte a sur, y no existía opción de contraflujo en la mayoría de los tramos. En la medida que Guajira ha venido declinando y los campos del sur han aumentado su producción, se ha presentado un cambio en los flujos de transporte que ha llevado a la realización de ampliaciones importantes en los diferentes tramos; lo anterior se puede observar en la información que Promigas tiene publicada en su Boletín Electrónico de Operaciones – BEO (Figura 68). Un claro ejemplo es el tramo Barranquilla – Cartagena, que actualmente tiene una capacidad aproximada de 200 GBTUD en el sentido Barranquilla – Cartagena y de 404,5 GBTUD en el sentido Cartagena – Barranquilla (esta última a partir del 1 de marzo de 2020, antes 384 GBTUD).

El tramo Barranquilla – Cartagena funcionó solamente en el sentido norte – sur (es decir, desde Barranquilla hacia Cartagena) hasta finales de 2017, teniendo en cuenta que la capacidad de producción del campo Guajira de entonces era suficiente para atender la demanda hasta dicho tramo. Vale la pena mencionar que, a pesar de que la planta de regasificación de Cartagena entró en funcionamiento desde diciembre de 2016, durante el 2017 dicha planta operó en muy pocas ocasiones debido a los bajos requerimientos térmicos durante ese año. En la Figura 69 se presentan

las cantidades transportadas en el sentido Barranquilla – Cartagena, de acuerdo con la información suministrada por Promigas.

Figura 67. Ubicación de los campos de producción en la Costa Atlántica.



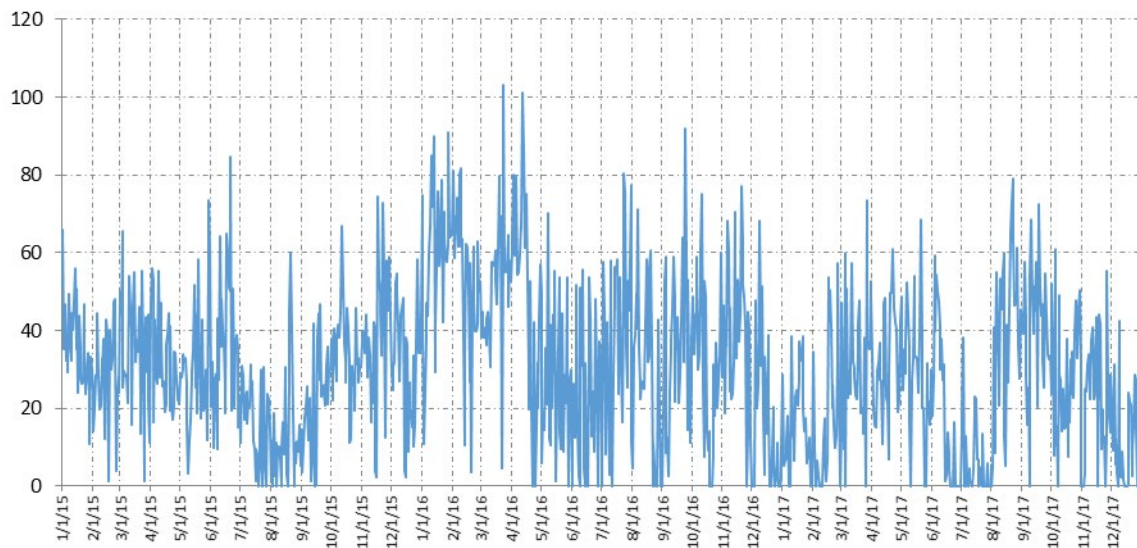
Información MME - Declaraciones de Producción 2019
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de declaraciones de producción reportados al Ministerio de Minas y Energía.

Figura 68. Capacidad tramos de Promigas en flujo normal y en contraflujo (KPCD).

CAPACIDAD TOTAL CONTRATADA	161,576	120,209	106,000	8,500	130,233	4,000	44,033
CAPACIDAD TOTAL CONTRATADA EN CONTRAFLUJO	0	325,000	404,500	188,033	0	115,000	0
CAPACIDAD REQUERIDA PARA OPERACIÓN DE GASODUCTO	1,500	3,000	1,500	1,500	0	0	1,500

Fuente: Boletín Electrónico de Operaciones de Promigas.

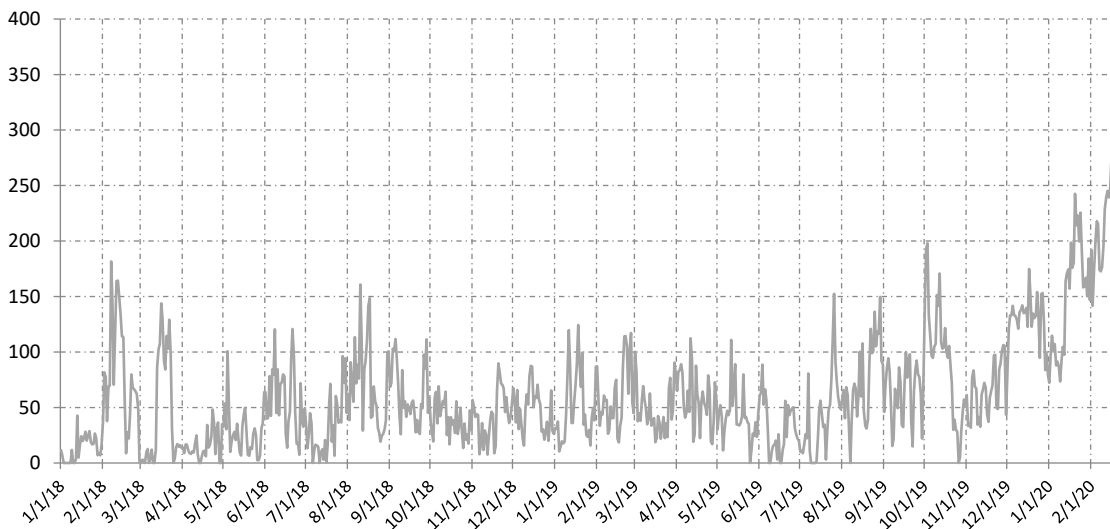
Figura 69. Energía transportada por gasoducto Barranquilla – Cartagena 2015-2017 (GBTU).



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Promigas.

A partir de 2018, y cuando entró a operar de forma más regular la planta de regasificación de Cartagena, el flujo del tramo cambió de sentido y empezó a funcionar de forma constante en el sentido Cartagena – Barranquilla. Con base en la información suministrada por Promigas, el volumen transportado en el sentido Cartagena – Barranquilla desde enero de 2018 se muestra en la Figura 70. Como se puede observar, el volumen en contraflujo ha venido aumentando, logrando su máximo el 21 de febrero, fecha en la que se presentó el máximo de demanda de la Costa Atlántica y que sirve de referencia para entender cómo ha cambiado el despacho de los campos y atención de la demanda de la Costa Atlántica.

Figura 70. Energía transportada por gasoducto Cartagena - Barranquilla 2015-2017 (GBTU).



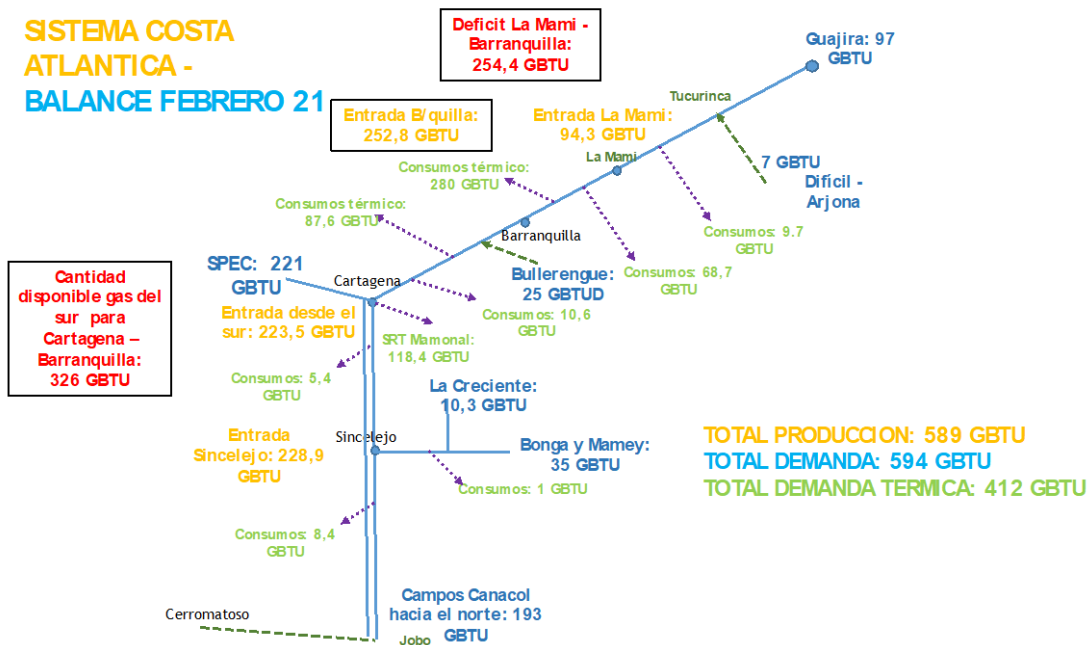
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Promigas.

Como se mencionó, el 21 de febrero de 2020 se presentó una de las demandas de gas más altas en la Costa Atlántica, debido principalmente al alto despacho térmico producto, entre otros factores, del bajo nivel de embalse agregado; para ese día, la demanda de la Costa Atlántica alcanzó 594 GBTUD, cuando normalmente la demanda se encuentre entre 350 y 380 GBTUD, y solo la demanda térmica, específicamente, alcanzó 412 GBTU.

Desde el punto de vista de la oferta, para poder atender dicha demanda, se requirió inyectar 221 GBTU de la Planta de Regasificación de Cartagena, y de esa forma, entre los campos de Canacol, Geoproduction y la Planta de Regasificación, representaron 414 GBTUD y cubrieron el 70% de la demanda para ese día.

Debido al alto despacho de campos desde el sur de la Costa y la inyección de gas regasificado, se transportaron por el tramo Cartagena – Barranquilla alrededor de 341 GBTUD, volumen que ha sido el máximo transportado por ese tramo en contraflujo. En la Figura 71 se puede observar de forma resumida y esquemática el despacho del 21 de febrero y los diferentes puntos de entrada (oferta) y de consumo (demanda).

Figura 71. Esquema con el despacho de gas en la Costa Atlántica para el 21 de febrero de 2020.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Promigas.

Como se mostró, la atención de la demanda de la Costa Atlántica ha cambiado de forma drástica en los últimos 5 años y actualmente la mayor parte de la demanda es atendida con los campos del sur y la Planta de Regasificación (en la medida que aumente la demanda térmica). La operación de la Costa se ha ajustado de forma gradual a este cambio en el abastecimiento y ha permitido tener una oferta más diversificada y un transporte más flexible para ajustarse a una nueva realidad operacional.

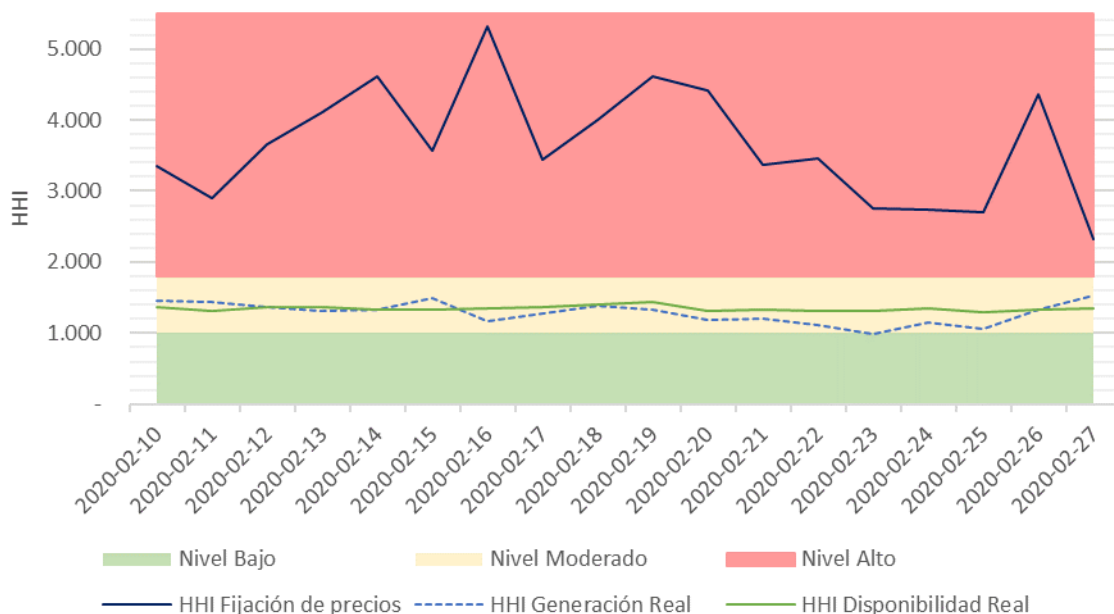
Finalmente, vale la pena mencionar que el lunes 17 de febrero de 2020 en horas de la mañana, se presentó un escape de gas en el sistema de transporte de Promigas en la zona de Mamonal. Este escape llevó a que se tuviera que operar el gasoducto Cartagena - Barranquilla a un 85% de la presión máxima, mientras se hacían los trabajos de reparación. La limitación llevó a que se restringiera de forma parcial el transporte de los remitentes, especialmente las térmicas que reciben gas de la planta de regasificación (Termocandelaria, Tebsa y Termoflores). El evento fue superado en horas de la mañana del jueves 20 de febrero.

En la Figura 72 se presentan los índices de concentración para el periodo del 10 al 27 de febrero, con el fin de verificar el comportamiento de dichos índices antes, durante y después del evento en la red de Promigas. Así, es posible observar que los días antes del evento y justo en su finalización el HHI relacionado con la fijación de precios presentó valores superiores a 4.000, que indica niveles de concentración muy altos; no obstante, durante el evento dicho índice presentó una reducción. Por otro lado, los índices HHI para las variables de generación real y disponibilidad real se observa un comportamiento estable, en el rango moderado de concentración.

Lo anterior se corrobora con la participación que tuvieron los agentes en la fijación de precio durante el periodo de análisis, como se muestra en la Figura 73; previo al evento, EPM, ISAGEN y

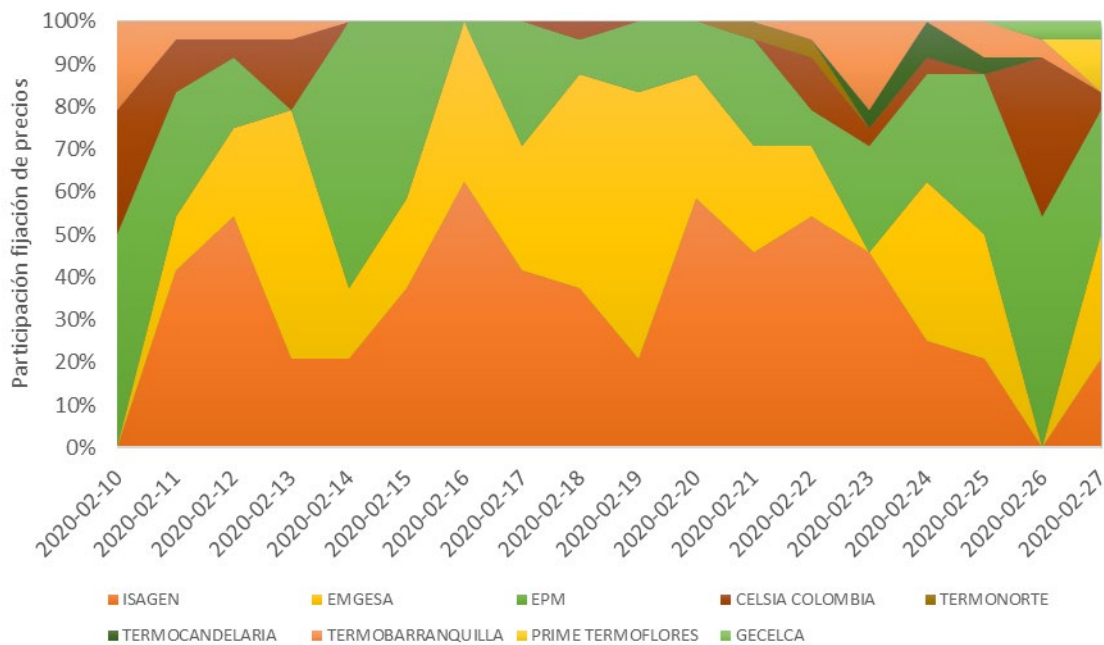
EMGESA tenían alrededor del 100% la fijación de precios. Pero, para el día 21 de febrero, reducen su participación, entrando plantas térmicas.

Figura 72. Evolución del índice HHI para mercados de generación antes, durante y después del evento de Promigas.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 73. Participación de los agentes en la fijación de precios antes, durante y después del evento de Promigas.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

5. Conclusiones

En este boletín trimestral de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Electricidad y Gas Natural (UMMEG) se presentó el seguimiento a las principales variables de estos mercados: oferta, demanda, precios, infraestructura, contratación, y otras variables relevantes, durante el periodo comprendido entre el 1° de diciembre de 2019 y el 29 de febrero de 2020, para ilustrar el comportamiento de cada mercado y de sus agentes participantes, y como base para la elaboración de indicadores de seguimiento.

En cuanto al seguimiento de variables del mercado eléctrico, sobresalen los bajos niveles de aportes y de embalse agregado (cerca a 40%), que presionaron al alza los precios de bolsa, llegando a niveles muy cercanos al precio de escasez de activación (~600 \$/kWh) a final de febrero.

La demanda de energía eléctrica ha presentado altas tasas de crecimiento en comparación con los valores de años anteriores, especialmente en algunas regiones como la costa Caribe, situándose por encima del escenario alto de las proyecciones de la UPME. La entrada en funcionamiento del SICEP ha mostrado poco dinamismo en el mercado de contratos, y solo se ha adjudicado una convocatoria de las cinco que se abrieron en el periodo.

Continúa habiendo activos específicos de transmisión y subtransmisión que presentan altos tiempo 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 fue menor respecto a las plantas hidroeléctricas. En esta últimas, se observa el impacto del mantenimiento programado de la planta Chivor en el indicador de duración promedio.

En lo que tiene que ver con el mercado mayorista de gas natural, a pesar de presentar una leve disminución con respecto al año anterior, la producción se sigue manteniendo por encima de los 1000 GBTUD. A finales de febrero, se presentó la mayor producción de gas del último año, por encima de 1300 GBTUD, y en el mismo sentido, durante el periodo de análisis, las importaciones de gas se incrementaron significativamente, sobre todo en los meses de enero y febrero.

Dada la situación descrita anteriormente, será importante hacer seguimiento a la evolución de los precios del gas, especialmente en la región de la Costa, y al comportamiento de los productores y comercializadores, con el fin de que no se presenten abusos por las expectativas descritas, particularmente por el ingreso de gas importado. En el interior del país, aunque la situación de corto plazo es más holgada, en los siguientes procesos de comercialización será importante hacer seguimiento a cómo se comportan los precios y cómo se realiza la comercialización para que se de en condiciones adecuadas para la demanda.

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

Se estudiaron en detalle los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR) para el escenario de demanda presentado durante el evento en la infraestructura de

transporte de gas de Promigas a mediados de febrero, situación de estrés para el sistema eléctrico. Al considerar el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), los resultados del análisis muestran que los márgenes de competitividad son mínimos, y ante cualquier evento o perturbación del sistema existen agentes que se convierten en pivotaes y que podrían ejercer indebidamente poder de mercado. Se mostró claramente que hay agentes que pueden fijar el precio de bolsa en más del 50% del tiempo, bajo estas condiciones de estrés del sistema, y que es precisamente en esos momentos cuando son pivotaes que fijan el precio.

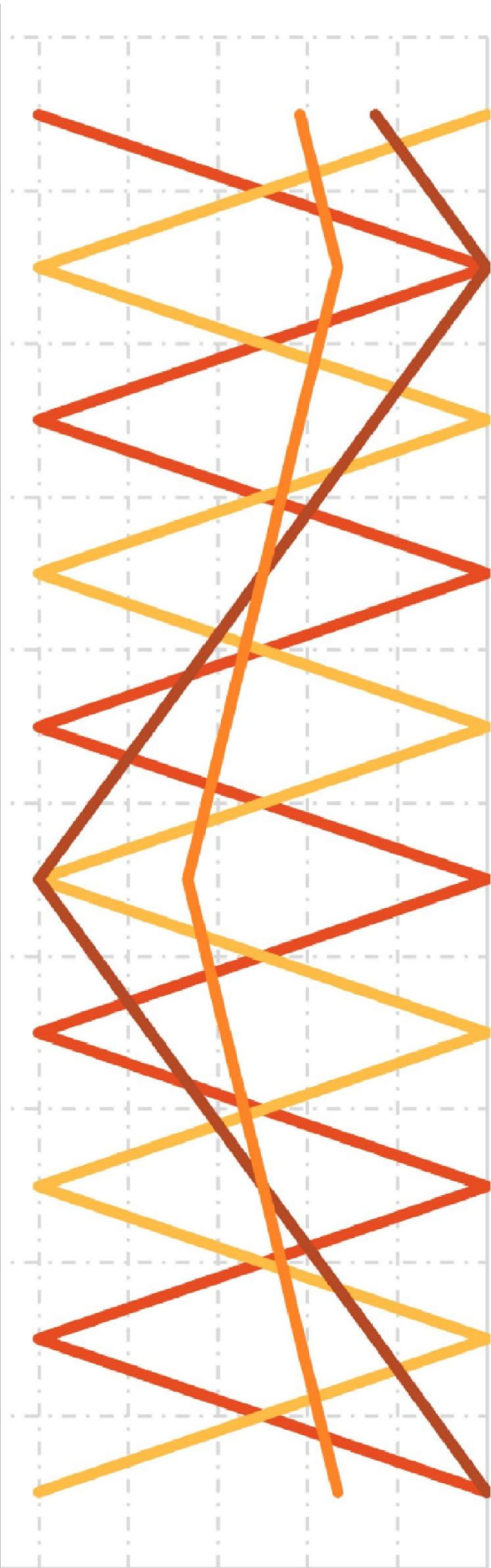
Se presentó un nuevo indicador para el sector eléctrico, que compara la disponibilidad real de las plantas de generación con sus obligaciones de energía firme asignadas, como elemento preventivo para dar señales sobre posibles riesgos en la atención de la demanda ante situaciones de escasez. Este indicador se encuentra en desarrollo y en este boletín se presentaron los primeros ejercicios de su aplicación, para posteriormente aplicarlo con mayor detalle a situaciones más específicas del mercado eléctrico. Del ejercicio realizado, se identificaron agentes que, en las condiciones actuales del sistema, presentan disponibilidades reales diarias menores que sus obligaciones de energía firme diaria, en algunos casos en el 40% de los días del periodo analizado; a pesar de que esto no significa un incumplimiento de sus obligaciones, da señales de alerta para que dichos agentes realicen las gestiones necesarias para que sus activos están disponibles y para utilizar los mecanismos de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se materialice una situación de escasez.

Los indicadores del mercado de gas muestran que se mantiene una diferencia significativa en los precios para los térmicos en el interior y la Costa (entre 1,5-3,5 USD/MBTU más para los térmicos de la Costa), mientras que el gas importado se ha vuelto bastante competitivo con respecto al gas nacional, situándose en precios promedio por debajo de 5 USD/MBTU.

En cuanto a los indicadores de participación en la contratación del mercado primario, se observa que se ha equilibrado entre los agentes que tienen mayor participación, Ecopetrol y Canacol (con aproximadamente 35% cada uno), a pesar de que Canacol cuenta con cerca del 20% de la producción total.

La curva agregada de contratos muestra que ya no se cuenta con contratos de precios por encima de 7,5 USD/MBTU, tanto para contratos firmes como interrumpibles, y que la mayor cantidad de oferta nacional contratada está en el rango entre 3 y 5 USD/MBTU.

Finalmente, teniendo en cuenta los eventos operativos presentados y la creciente preocupación por la capacidad del sistema, se realizó un análisis detallado de la operación del sistema de gas de la costa, considerando las características de las fuentes de producción y su evolución, así como las condiciones técnicas de la red de transporte, y como esta última ha evolucionado para poder atender la demanda con la nueva configuración de las fuentes, tanto nacionales como de gas importado.



Carrera 18 No. 84-35
Bogotá D.C., Colombia
(571) 691-3005
www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co

